

**ESTUDIO TÉCNICO FINANCIERO DE LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE
LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL A PEQUEÑA ESCALA PARA USO DE ÉSTE
COMO COMBUSTIBLE EN EL SECTOR TRANSPORTE AUTOMOTOR EN
COLOMBIA**

DAVID JULIAN GIRALDO LUNA
ANDREA CATALINA SOTELO BARAHONA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

**ESTUDIO TÉCNICO FINANCIERO DE LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE
LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL A PEQUEÑA ESCALA PARA USO DE ÉSTE
COMO COMBUSTIBLE EN EL SECTOR TRANSPORTE AUTOMOTOR EN
COLOMBIA**

DAVID JULIAN GIRALDO LUNA
ANDREA CATALINA SOTELO BARAHONA

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
HÉCTOR HERNANDO HERRERA FLOREZ
Ingeniero químico

Co-director
BEATRIZ HERRERA JAIME
Ingeniera de petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

NOTAS DE ACEPTACIÓN

Firma del Presidente del Jurado

Firma del jurado

Firma del Jurado

Bogotá D.C., Agosto de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de grado a mis padres, quienes dieron todo su apoyo económico y su conocimiento de ingeniería para que culminara mi carrera, a mi hermana menor que me llena los días de ternura, a mis amigos que compartieron estos cinco años conmigo desde el primer semestre, a mi compañero de tesis, Julián Giraldo, con el que trabajamos fuertemente y con dedicación este proyecto.

A los profesores, quienes fueron los que mayor aportaron en el conocimiento de mi carrera.

Por último a Sebastián Rodríguez por ser mi novio, compañero de estudio y amigo en toda mi carrera, y especialmente quiero agradecer a mis abuelitos quienes han sido el motor de mi familia.

Andrea Catalina Sotelo Barahona

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mis padres quienes fueron mi inspiración durante toda mi vida y me dieron todo su apoyo, a mis hermanas por ser tan especiales conmigo, a mi abuelita por sus buenos consejos y su gran amor, al resto de mi familia que siempre confiaron y se preocuparon por cada paso que di en esta carrera. A mis amigos que hice durante la universidad ya que sin ellos hubiera sido muy aburrida la carrera.

A los profesores durante mi carrera que dieron todo sus conocimientos para mi carrera.

Le doy gracias a Dios por ayudarme en todo momento y haberme acompañado en este proyecto.

Finalmente a mi compañera de Tesis, Andrea Sotelo, con la que tuve la oportunidad de conocerla mejor y junto con ella trabajamos arduamente para completar este proyecto de grado.

David Julián Giraldo Luna

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a todos los que estuvieron en el acompañamiento del proyecto. A nuestro director Ing. Héctor Herrera que dio toda la orientación del proyecto y su apoyo como profesional, a nuestra co-directora Ing. Beatriz Herrera que aportó con todo el apoyo técnico, a la empresa UPME-Unidad de Planeación Minero Energética que se encargó dar el asesoramiento e información del proyecto con el director general Ricardo Humberto Ramírez.

A nuestros orientadores de la Universidad de América, Ing. Adriángela Romero, quien ayudó con toda la orientación técnica y al orientador financiero Luis González quien asesoró la viabilidad de este proyecto.

Se agradece especialmente a la Universidad de América, la cual nos instruyó durante todo el desarrollo de nuestra carrera de Ingeniería de Petróleos y fue nuestro segundo hogar en estos cinco años.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	25
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	28
1. GENERALIDADES DE LOS COMBUSTIBLES	29
1.1 CLASIFICACIÓN	29
1.1.1 Convencionales	29
1.1.2 Derivados del petróleo no convencionales	29
1.1.3 Sintéticos	29
1.1.4 Energías Alternativas	29
1.2 COMBUSTIBLE PARA EL TRANSPORTE AUTOMOTOR EN COLOMBIA	31
1.3 PROMEDIO DE CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA DE LOS PRINCIPALES ENERGÉTICOS PARA EL TRANSPORTE AUTOMOTOR	33
1.3.1 El diésel en Colombia	34
1.3.2 La gasolina en Colombia	35
1.3.3 Gas natural en Colombia	37
1.4 GAS NATURAL COMPRIMIDO COMO COMBUSTIBLE	39
1.4.1 Gas natural comprimido como combustible en Colombia	40
1.5 DIÉSEL COMO COMBUSTIBLE	42
1.5.1 Diésel como combustible en Colombia	42
1.6 GAS NATURAL LICUADO (GNL) PARA EL SECTOR TRANSPORTE	43
1.6.1 Actores involucrados en la cadena del GNL	44
1.6.2 Gas Natural Licuado (GNL) vs Gas Natural Comprimido (GNC)	46
1.6.3 Gas Natural Licuado (GNL) vs Diésel	49
2. CADENA DEL VALOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	51
2.1 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL	51
2.2 REDES PRINCIPALES DE GASODUCTOS EN COLOMBIA	58
2.3 OFERTA Y DEMANDA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	62
2.3.1 Proyecciones de oferta de gas natural	63
2.3.2 Proyecciones de demanda de gas natural	63
2.3.3 Escenario de oferta y demanda del Gas Natural Licuado como combustible	66
3. EMPLAZAMIENTO	69
3.1 CARACTERÍSTICAS DE VEHÍCULOS A GAS NATURAL LICUADO	69

3.1.1	Tecnologías de motores a gas natural.	69
3.2	RUTAS DE MAYOR CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS PESADOS	73
3.3	UBICACIÓN DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL	84
3.3.1	Terreno	84
3.3.2	Condiciones urbanísticas	86
4.	DISEÑO DE LA PLANTA DE LICUEFACCION DE GAS NATURAL A PEQUEÑA ESCALA	88
4.1	TRANSPORTE	88
4.2	PLANTA DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL	96
4.2.1	Tipos de refrigeración	97
4.2.2	Capacidad de licuefacción	105
4.2.3	Simulación ASPEN HYSYS	107
4.2.4	Descripción y selección de equipos y tecnologías	118
4.3	DISTRIBUCIÓN	121
4.3.1	Descripción de camiones cisterna	122
4.3.2	Cálculos de volúmenes de suministro	127
4.3.3	Tiempos de carga	127
4.4	ESTACIONES DE SERVICIO DE COMBUSTIBLE	128
4.4.1	Depósitos criogénicos	130
4.4.2	Regasificador	131
4.4.3	Dispensador de GNL y GNC	132
4.4.4	Líneas de GNC y GNL.	133
4.5	NORMATIVIDAD Y SEGURIDAD	134
4.6	DEMANDA ESTIMADA DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN	142
5.	DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES FINANCIEROS PARA LA VIABILIDAD DEL PROYECTO	154
5.1	EVALUACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	154
5.2	COSTOS DE INVERSIÓN	155
5.3	COSTOS OPERATIVOS (OPEX)	156
5.4	INGRESOS PARA LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN	156
5.4.1	Evaluación de ingresos	157
5.5	CÁLCULO DEL VPN	158
5.5.1	Estado de resultados	158
5.5.2	Flujo de Caja Neto	162
5.5.3	Calculo del VPN para la planta de Bogotá	163
6.	CONCLUSIONES	165
7.	RECOMENDACIONES	167
	BIBLIOGRAFÍA	168

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Energéticos por modo de transporte.	31
Tabla 2. Proyecciones de demanda de ACPM	35
Tabla 3. Proyecciones de demanda de Gasolinas	37
Tabla 4. Composición típica del gas natural	38
Tabla 5. .Proyecciones de demanda de gas natural vehicular	39
Tabla 6. Producción potencial campos de gas natural	53
Tabla 7. Gasoductos principales en Colombia	59
Tabla 8. Oferta y demanda de gas natural	62
Tabla 9. Combinación de escenarios de oferta y demanda	66
Tabla 10. Clasificación de automotores para peajes de Colombia	74
Tabla 11. Ruta Bogotá-Buenaventura	78
Tabla 12. Ruta Buenaventura- Bogotá	80
Tabla 13. Ruta Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena	82
Tabla 14. Bogotá-Medellín- Cartagena	84
Tabla 15. Ubicación plantas de licuefacción a pequeña escala	86
Tabla 16. Gasoductos de suministro a las plantas	89
Tabla 17. Selección de alternativa de licuefacción	99
Tabla 18. Capacidad de licuefacción para las plantas GNL	106
Tabla 19. Composición mezcla del refrigerante	109
Tabla 20. Condiciones de entrega GNL	117
Tabla 21. Nombre de equipos en la simulación	118
Tabla 22. Especificaciones Separadores	118
Tabla 23. Especificaciones compresores	119
Tabla 24. Especificaciones Bomba	119
Tabla 25. .Especificaciones para intercambiadores de calor	120
Tabla 26. Equipos seleccionados	121
Tabla 27. Normas para las cisternas	123
Tabla 28. Ejemplo características de un camión cisterna	124
Tabla 29. Transporte de GNL	125
Tabla 30. Poliuretano Vs Vacío	126
Tabla 31. Datos Poliuretano Vs Vacío	126
Tabla 32. # Número de Estaciones de Servicio Colombia	128
Tabla 33. Especificaciones del regasificador	131
Tabla 34. Especificaciones de la bomba	132
Tabla 35. Normas NFPA	135
Tabla 36. Normas ACI	137
Tabla 37. Normas API	138
Tabla 38. Norma ASCE	138
Tabla 39. Normas ASME	138
Tabla 40. Normas ASTM	139
Tabla 41. Normas CGA	139

Tabla 42. Normas CSA	140
Tabla 43. Normas IEEE	140
Tabla 44 Normas NACE	141
Tabla 45. Normas UL	141
Tabla 46. Normas ISO	141
Tabla 47. Total de automotores por año	142
Tabla 48. Cisternas Año 2024	144
Tabla 49. Demanda 1 año 2024	144
Tabla 50. Demanda 2 año 2024	145
Tabla 51. Demanda año 2025	145
Tabla 52. Cisternas Año 2026	146
Tabla 53. Demanda año 2026	146
Tabla 54. Cisternas Año 2027	147
Tabla 55. Demanda año 2027	147
Tabla 56. Cisternas Año 2028	148
Tabla 57. Demanda año 2028	148
Tabla 58. Cisternas Año 2029	149
Tabla 59. Demanda año 2029	149
Tabla 60. Cisternas Año 2030	150
Tabla 61. Demanda año 2030	150
Tabla 62. Cisternas Año 2031	151
Tabla 63. Demanda año 2031	151
Tabla 64. Promedio de consumo de GNL como combustible en automotores	153
Tabla 65. Costos Iniciales de la planta en dólares US \$	155
Tabla 66. Gastos Administrativos en \$USD.	156
Tabla 67. Activos Fijos \$USD	156
Tabla 68. Costos de Operación \$USD	156
Tabla 69. Promedio del consumo del año 2024 al 2031 (gal/día)	157
Tabla 70. Ingresos anuales planta Bello, Antioquia	158
Tabla 71. Costo de la materia prima	159
Tabla 72. Costos de producción	160
Tabla 73. Utilidad bruta	160
Tabla 74. Gastos administrativos	160
Tabla 75. Financiación	161
Tabla 76. Impuestos y Utilidad	162
Tabla 77. Flujo de Caja Neto	162
Tabla 78. Flujo de caja neto planta de Bogotá	164
Tabla 79. Clasificación de vehículos pesados según sus ejes y Dimensiones máximas.	176
Tabla 80. Máximo Peso Bruto Vehicular y Tolerancia.	180
Tabla 81. Peso máximo por eje	181

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Energía primaria	30
Figura 2 Estructura del mercado de los combustibles en Colombia	32
Figura 3. Impacto de la movilidad en las emisiones.	33
Figura 4 . Evolución de la calidad del diésel en Colombia.	34
Figura 5. Evolución de la calidad de gasolina en Colombia.	36
Figura 6. Consumo GNV del 2009 al 2016	41
Figura 7. Vehículos convertidos a GNV por año	41
Figura 8. Ventas de Diésel en Colombia (KBCD)	42
Figura 9. Participación vehículos pesados en Colombia	43
Figura 10. Cadena de GNL	45
Figura 11. GNC vs GNL	46
Figura 12 . Composición del gas	46
Figura 13. Motor de GNC y GNL	47
Figura 14. Masa del tanque GNL	47
Figura 15. Almacenamiento GNC y GNL	48
Figura 16. Vehículos GNC y GNL	48
Figura 17. Contaminantes GNL vs Diésel	49
Figura 18. Costos y rendimiento, GNL vs Diésel	50
Figura 19. Reservas de gas probadas, probables y posibles (GPC)	51
Figura 20. Participación de reservas de gas natural por cuenca	52
Figura 21. Potencial de producción nacional anual por campo (GBTUD)	55
Figura 22. Producción real GBTUD 2017	55
Figura 23. Número de pozos A3, Colombia.	56
Figura 24. Evolución pozos exploratorios, Colombia	56
Figura 25. Incorporación de reservas por escenario	57
Figura 26. Últimos hallazgos de gas en Colombia.	58
Figura 27. Red de gasoductos Colombia	60
Figura 28. Gasoductos Colombia	61
Figura 29. Curva de producción de reservas	63
Figura 30. Proyección regional de demanda de gas natural, escenario medio	64
Figura 31. Escenario medio de demanda Vs los tres escenarios de oferta	64
Figura 32. Desbalances – Combinación de escenarios	65
Figura 33. % Vehículos convertidos en Colombia a GNL	67
Figura 34. Grafica de % Vehículos convertidos en Colombia a GNL	68
Figura 35. Admisión	69
Figura 36. Compresión	70
Figura 37. Expansión	70
Figura 38. Escape	71
Figura 39. Uso de gas natural en motores diésel y gasolina	73

Figura 40. Mapa de carreteras	74
Figura 41. Distribución del consumo de diésel para transporte según modos.	75
Figura 42. Distribución por configuración y tipo de combustible.	76
Figura 43. Distribución del consumo de combustibles en las regiones desagregadas, con respecto al total nacional	76
Figura 44. Ruta Bogotá-Buenaventura	77
Figura 45. Ruta Buenaventura- Bogotá	79
Figura 46. Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena	81
Figura 47. Bogotá-Medellín- Cartagena	83
Figura 48. Distribución GNL	87
Figura 49. Cadena de valor de la industria GNL	88
Figura 50. Ballenas-Barrancabermeja	90
Figura 51. Mariquita-Cali	91
Figura 52. Sebastopol- Medellín	92
Figura 53. La Sabana	93
Figura 54. Ballenas-Cartagena	94
Figura 55. Escenario de expansión en Colombia	95
Figura 56. Visión de interconexión internacional	96
Figura 57. Proceso de licuefacción de gas natural	97
Figura 58. Liquefaction Process for Small-Mid Scale LNG	100
Figura 59. Proceso Cascada Optimizada Conoco-Phillips	101
Figura 60. Proceso C3MR desarrollado por Air Products	102
Figura 61. Proceso LINDE, Mixed Fluid Cascade	103
Figura 62. Proceso Prico, Simple Mixed Refrigeration	105
Figura 63. Cryostar, Mediana y pequeña escala	106
Figura 64. Lista de componentes ingresados	107
Figura 65. Paquete termodinámico	108
Figura 66. Empezando simulación	109
Figura 67. Condiciones del refrigerante al separador	110
Figura 68. Condiciones corriente 3, refrigerante entrando al intercambiador.	110
Figura 69. Compresión del refrigerante para entrar al intercambiador de Calor (LNG-100)	111
Figura 70. Comportamiento de entrada y salida válvula VLV-100	111
Figura 71. Resultado intercambiador de placas y aletas (LNG-100)	112
Figura 72. Condiciones de entrada y salida intercambiador de calor	112
Figura 73. Intercambiador de Calor en Aspen Hysys	113
Figura 74. Salida y entrada del compresor K-101	113
Figura 75. Condiciones de entrada y salida del intercambiador de calor E-100	114
Figura 76. Proceso de Corriente 6 a Corriente 1	114
Figura 77. Composición Gas de entrada	115
Figura 78. Condiciones corriente Gas 1	115
Figura 79. Proceso de sub enfriamiento en válvula VLV-101	116

Figura 80. Proceso final para entrega de GNL	116
Figura 81. Flujo de la planta PRICO	117
Figura 82. Aspectos Económicos GNC vs GNL vs Ductos	122
Figura 83. Válvulas de seguridad	123
Figura 84. Rompeolas	123
Figura 85. Estación de combustible de gas natural de líquido a comprimido	129
Figura 86. Estación de servicio GNL	130
Figura 87. Número de automotores pesados por año	143
Figura 88. Flujo de caja neto para cada año	163
Figura 89. Current Licenses	190
Figura 90. Locking Information	191
Figura 91. Configuration parte 1	191
Figura 92. Configuration parte 2	192
Figura 93. System Name	192

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Maxima Velocidad	127
Ecuación 2. Área circulo	128
Ecuación 3. Caudal	128
Ecuación 4. Depreciación	155
Ecuación 5. Valor Presente Neto	158
Ecuación 6. Costos de producción	159
Ecuación 7. Calculo VPN para planta de Medellín	163

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resolución 4100 de 2004 del ministerio de transporte	176
Anexo B. Características técnicas exigidas de las cisternas	182
Anexo C. Licencia Aspen HYSYS	190

LISTA DE ABREVIATURAS

°C: grados Celsius.

°F: Grados Fahrenheit.

°K: Kelvin.

ACI: American Concrete Institute.

ACPM: Aceite Combustible Para Motores.

AMVA: Área Metropolitana del Valle de Aburrá.

API: American Petroleum Institute.

ASCE: American Society of Civil Engineers.

ASME: American Society of Mechanical Engineers.

ASTM: American Society for Testing and Materials.

Bar: bares

BDC: Barriles Aproximado Días Calendario.

BP: British Petroleum.

BTL: Biomass to Liquids.

BTU: British Thermal Unit.

C3MR: Pre-cool propane mixed refrigerant.

CBM: Coal-bed Methane.

CGA: Compresses Gas Association.

cP: Centipoise.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CSA: Canadian Standards Association.

CTL: Coal to Liquids.

DMR: Double Mixed Refrigerant.

EDS: Estaciones de servicio.

EIA: Energy Information Administration.

epm: Empresa Pública de Medellín.

g/KWh: Gramos por kilovatio por hora.

Gal: galones.

GBTUD: Giga BTU por Día.

GLP: Gas Licuado del Petróleo.

GN: Gas natural.

GNC: Gas Natural Comprimido.

GNL: Gas Natural Licuado.

GNV: Gas Natural Vehicular.

GNVC: Gas Natural Vehicular Comprimido.

GPC: Giga Pies Cúbicos.

GPD: Galones por día.

GTL: Gas to Liquids.

h: Hora.

HFO: Heavy Fuel Oil.

HHV: Higher Heating Value

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

INSHT: Institución Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

ISO: International Organization of Standardization.

Kcal: Kilo Calorías.

Kg/m³: kilogramos por metro cubico.

Kg-mole: kilogramo mol.

KJ: Kilo Joule.

Km: Kilómetros.

kPaG: kilo pascales manométricos.

kW: Kilo vatios.

LHV: Lower heating value

LNG: Liquefied Natural Gas.

M: metros.

M³/h: metros cúbicos por hora.

m³: Metros cúbicos.

MFC: Mixed Fluid Cascade.

mg: mili gramos.

Min: minutos.

mm: milímetros.

MME: Ministerio de Minas y Energía.

MMPCD: Millones de pies cúbicos diarios.

MTPA: Millones de Toneladas Por Año.

NACE: Nomenclatura estadística de actividades económicas de la Unión Europea.

NFPA: National Fire Protection Association.

Nm³/D: Normales de metros cúbicos por día.

PBV: Peso Bruto Vehicular.

PFHE: Plate Fin Heat Exchanger.

PIB: Producto Interno Bruto.

Ppm: partes por millón.

R/P: Reservas sobre Producción.

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

SMR: Single Mixed Refrigerant.

SWHE: Spiral Wound Heat Exchangers.

TGI: Transportadora de Gas Internacional.

THT: Tetrahidrotiofeno.

TIC: Tecnologías de la Información y la Comunicación.

Ton: toneladas.

TPD: Toneladas por día.

UL: Underwriters Laboratories.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

VPN: Valor Presente Neto.

GLOSARIO

ASPEN HYSYS: software de simulación, líder en la industria energética, el cual provee soluciones comprehensivas para el sector upstream de producción; tratamiento y procesamiento de gas; análisis de refinamiento y seguridad.

AUTOMOTOR: vehículo autopropulsado por un motor, usualmente de combustión interna. Para efectos legales son clasificados en carros, buses, motocicletas, etc.

AUTONOMÍA: capacidad de funcionamiento de una máquina, sin necesidad de depender de fuentes externas, generada por energía de tipo autónoma y descentralizada.

BOIL-OFF: evaporación natural e inevitable del gas natural líquido, cuando se encuentra almacenado en recipientes presurizados y aislados térmicamente.

BOMBAS: dispositivo mecánico usado para incrementar la presión de un fluido y mover líquidos. Las bombas se pueden dividir en bombas cinéticas, bombas dinámicas y bombas de desplazamiento positivo.

CAMIONES CISTERNA: vehículo motorizado diseñado para transportar cargas líquidas o gases en carreteras. Pueden contar con aislamiento térmico, sistema de presurización y ser diseñados para distintas cargas dentro del recipiente.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS: hidrocarburos que pueden ser separados como líquido a partir del gas, debido a un proceso de enfriamiento.

COMPRESIÓN: tensión generada sobre una partícula por fuerzas dirigidas hacia el interior de ésta, con una posible consecuente reducción en su volumen.

COMPRESOR: dispositivo usado para incrementar la presión y reducir el volumen de un gas. Existen tres tipos de compresores, desplazamiento positivo, dinámico y térmico.

DIÉSEL: combustible líquido usado para motores diésel, obtenido ordinariamente a partir de fracciones de petróleo crudo que son menos volátiles que las fracciones usadas para la obtención de gasolina.

ESTACIÓN DE SERVICIO: facilidad que vende combustible y lubricantes de motor para automotores. Hacen uso de dispensadores de combustible, capaces de bombear gasolina, diésel, gas natural comprimido, hidrogeno líquido, queroseno, etc.

GAS: cualquier fluido que se expande infinitamente. Las moléculas de gas se mueven libremente y se expanden para llenar cualquier contenedor. Los gases se mezclan libremente entre ellos.

GAS NATURAL LICUADO: gas natural que ha sido comprimido y super-enfriado a -269°F (-167°C) a líquido para reducir su volumen a 1/635 parte para

almacenamiento y transporte. Es transparente, incoloro, no corrosivo y no tóxico. El gas natural licuado tiene un valor calorífico de 22300 Btu/lb.

GAS NATURAL VEHICULAR: gas natural, principalmente metano, comprimido a menos del 1% de su volumen original. Es usado como combustible y almacenado en contenedores de acero bajo altas presiones.

GASODUCTO: sistema tubular de diámetro relativamente grande, hecho de tuberías de acero soldadas, usado para transportar gas.

GASOLINA: producto volátil e inflamable obtenido a partir de la refinación del petróleo crudo, comercializado como combustible. La gasolina es una mezcla de hidrocarburos líquidos que varía entre C₆ a C₁₀ bajo condiciones de superficie.

IGNICIÓN: proceso o fenómeno que da inicio al proceso general de combustión, normalmente referido a la energía de activación de una reacción química.

INFLAMACIÓN: combustión inicial no sostenida, generada por una fuente de ignición, relacionada con el punto de flash.

INTERCAMBIADOR DE CALOR DE PLACAS Y ALETAS: intercambiador de calor caracterizado por tener un diseño compacto, ligero y eficiente. Permite un enfriamiento superior por pulgada cúbica que otros tipos de intercambiadores. Consiste de cámaras con aletas separadas por platos planos y el fluido es dirigido a través de caminos calientes y fríos alternantes.

PEQUEÑA ESCALA: magnitud pequeña de medidas dentro de un rango general de medidas predeterminado.

PLANTA SATÉLITE: facilidades que tratan el gas natural licuado transportado desde estaciones de recolección principales a través de camiones cisterna o trenes. Este sistema consiste de tanques de almacenamiento de GNL, evaporadores, dispositivos de control calorífico, etc.

PODER CALORÍFICO: cantidad de calor formado cuando un combustible es completamente quemado bajo condiciones estándar, usualmente 60°F y 1 atm.

POLIURETANO: compuestos formados a partir de la reacción de un polioliol con un disocianato o un isocianato polimérico, en presencia de catalizadores y aditivos adecuados.

RAMALES DE GASODUCTOS: derivaciones secundarias de un gasoducto principal, diseñadas para transportar el gas al punto de distribución, o desde la estación de almacenamiento o planta de tratamiento hasta el gasoducto principal.

REFINACIÓN: proceso industrial donde el petróleo crudo es transformado y refinado en productos más útiles como naftas, gasolina, diésel, asfalto, queroseno, gas licuado del petróleo, fuel jet, etc.

REGASIFICADOR: dispositivo utilizado para convertir el gas natural licuado con una temperatura de -269°F de vuelta a gas natural a presión atmosférica. Las plantas de regasificación pueden estar ubicadas en tierra así como también en barcas flotantes.

RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES: cantidad estimada de petróleo crudo, gas natural, y o condensado que puede ser producido en el futuro, con una certeza razonable, a partir de un pozo, contrato o campo, bajo condiciones económicas y tecnológicas actuales. Las reservas probadas tienen más del 90% de probabilidad, las probables más del 50% y las posibles más del 10%.

SEPARACIÓN FLASH: liberación de gas a partir de una solución, generada por la caída súbita de presión en el sistema.

SEPARADOR: recipiente cilíndrico, vertical, u horizontal, con una capa de acero, que usa principalmente la gravedad para separar crudo, gas y agua en la locación del campo petrolero. Otras técnicas usadas aparte de la gravedad incluyen adsorción, cambio en la dirección o velocidad de flujo, y fuerza centrífuga.

TARA: peso de un camión cisterna cuando se encuentra sin carga.

TARIFA PLENA: tarifa predeterminada referida al pago de peaje para poder transitar por una carretera.

VÁLVULA DE SEGURIDAD: válvula de superficie o subsuelo que automáticamente cierra o abre en el evento de una falla o daño.

VEHÍCULO PESADO: vehículo motorizado diseñado para el transporte de carga pesada. Estos vehículos pueden variar ampliamente en tamaño, potencia y configuración.

RESUMEN

Al empezar el proyecto se describió cada uno de los combustibles que podrían dar competencia al GNL en Colombia, y cómo ha sido su proyección en cuanto a su uso energético a nivel mundial a través de los años. Luego se hizo énfasis en los automotores pesados que utilizan diésel como combustible debido a que fue el mercado objetivo para el cambio de automotores diésel-GNL.

En el proyecto se analizó un estudio de oferta y demanda del gas natural y diésel en el transporte pesado en Colombia, para evaluar los puntos estratégicos principales en dónde las plantas de licuefacción de gas natural se podrían ubicar para dar suministro de GNL a las estaciones de servicio de combustibles. Luego se realizó un estudio técnico de algunos de los diseños de los equipos que tiene Perú y España para el funcionamiento de la planta de licuefacción a pequeña escala, dando como el mejor diseño una planta SMR, el cual se usó la información para la realización de un diseño en el software de simulación Aspen Hysys, que favorece el proceso de licuefacción, transporte, almacenamiento y distribución en las rutas, Bogotá – Medellín – Cartagena, Bogotá – Barrancabermeja – Cartagena y Bogotá - Buenaventura. En el análisis de la oferta y demanda de gas natural y diésel en el sector transporte automotor, dio como resultado una mayor demanda en la planta Tuluá-Andalucía y una menor demanda en la planta ubicada en Bello-Antioquia.

Se evaluó la viabilidad con lo técnico y un estudio financiero de la inversión general que se necesita para la instalación de una planta de licuefacción de gas natural a pequeña escala en Colombia y su sostenibilidad económica con el gas natural a licuar para vender a las estaciones de servicio que podrían disponer GNL y que podrían o actualmente disponen GNV como combustible para el sector transporte.

Palabras clave: Gas Natural Licuado, Sector Transporte, Gas Combustible, Licuefacción.

INTRODUCCIÓN

El Gas Natural Licuado (GNL) es uno de los combustibles que ha podido dar competencia a la gasolina, por lo que algunos países como Japón, España y Perú han ido innovando su utilización para el transporte automotor. Debido a las propiedades físicas de expansión del gas, se ha comenzado a usar alternativas para poderlo controlar más fácilmente con una mayor concentración de metano en un mismo volumen, para esto algunos sectores de los países ya mencionados han instalado plantas de licuefacción de gas natural, en donde el metano se pasa a estado líquido reduciendo su volumen 600 veces de lo que se tenía en estado gaseoso, para así, transportar y almacenar una mayor cantidad de gas natural en los camiones cisterna y en los tanques de combustible del automotor.

Colombia es uno de los países en donde el gas natural hace parte de la cadena de combustibles, este gas natural se distribuye en estado gaseoso para luego ser comprimido y suministrado en las estaciones de servicio como el Gas Natural Vehicular (GNV), sin embargo, éste se distribuye en pocas partes del país por lo que con el proyecto se quiere evaluar la viabilidad de una planta de licuefacción de gas natural, que al implementarse podría aumentar el alcance y abastecimiento de su suministro de gas natural como combustible, garantizando así una optimización en la autonomía del automotor con respecto al Gas Natural Vehicular.

En Colombia no se tienen plantas de licuefacción para el gas natural, ya que estas ocupan una gran área que no se tiene disponible para poder instalarlas, por ende, con este proyecto de plantas de licuefacción de gas natural a pequeña escala que requieren de menor capital de inversión para su implementación que las de gran escala, muestra la posibilidad de tener un nuevo combustible más rentable en el sector transporte automotor.

En el proyecto se hace un análisis del estudio de la UPME de oferta y demanda del gas natural y el uso del diésel en el transporte pesado en Colombia, para evaluar los puntos estratégicos principales en donde las plantas de licuefacción de gas natural se podrían ubicar para dar suministro de GNL a las estaciones de servicio de combustibles, luego se muestra un análisis técnico de algunos de los diseños de los equipos que tiene Perú y España para el funcionamiento de la planta de licuefacción a pequeña escala, el cual la información se usa para la realización de un diseño en el simulador Aspen Hysys que favorece el proceso de licuefacción, para luego ser transportado, almacenado y distribuido en algunos lugares de Colombia, teniendo en cuenta en el análisis la oferta y demanda de gas natural y diésel en el sector transporte automotor que se tienen como objetivo para recibir el suministro de GNL.

Se evalúa la viabilidad con lo técnico y un estudio financiero de la inversión general que se necesita para la instalación de una planta de licuefacción de gas natural a pequeña escala en Colombia y su sostenibilidad económica con el gas natural a licuar para vender a las estaciones de servicio que podrían disponer GNL

y que podrían o actualmente disponen GNV como combustible para el sector transporte.

OBJETIVOS

GENERAL

Evaluar técnico – financieramente la instalación de una planta de licuefacción de gas natural a pequeña escala para uso de éste como combustible en el sector transporte automotor en Colombia

ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del uso y beneficios de la gasolina, el diésel y el Gas Natural Comprimido como combustibles en el transporte automotor en Colombia actualmente.
2. Identificar las zonas estratégicas de la localización de la planta de gas natural licuado para el suministro de combustible al sector transporte automotor, mediante la información de demanda regional de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.
3. Diseñar de manera general la estructura y equipos de planta de licuefacción de gas natural a pequeña escala en el simulador Aspen HYSYS.
4. Evaluar técnicamente el diseño de una planta a pequeña escala de gas natural licuado mediante el simulador Aspen HYSYS.
5. Evaluar la viabilidad del proyecto mediante la oferta y demanda de combustibles en Colombia, con el indicador financiero valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DE LOS COMBUSTIBLES

Los combustibles son toda sustancia que al quemarse producen calor, los elementos básicos de un combustible son carbono e hidrógeno, éstos se pueden encontrar en estado sólido, líquido y gaseoso, ya sea en estado natural o en forma refinada. Dentro de los combustibles sólidos se pueden encontrar carbones, lignito, coques, madera y residuos combustibles (subproducto de algún proceso de fabricación). Los combustibles líquidos contienen al petróleo, sus destilados y los no derivados del petróleo. De los gases se tienen los naturales que salen de la tierra y los fabricados, que son productos obtenidos principalmente del carbón.¹

1.1 CLASIFICACIÓN

1.1.1 Convencionales.

- Diésel
- Gasolina
- Gas Licuado del Petróleo (GLP)
- Gas Natural Comprimido (GNC)
- Gas Natural Licuado (GNL)
- Queroseno
- Heavy Fuel Oil (HFO)

1.1.2 Derivados del petróleo no convencionales. El uso de combustibles no convencionales derivados del petróleo es más costoso y debido a sus propiedades generan un alto contenido de CO₂. Entre ellos se encuentran:

- Aceites pesados y extra-pesados
- Arenas alquitranadas
- Esquistos bituminosos

1.1.3 Sintéticos.

- GTL (Gas to Liquids)
- CTL (Coal to liquids)
- BTL (Biomass to liquids)

1.1.4 Energías Alternativas.

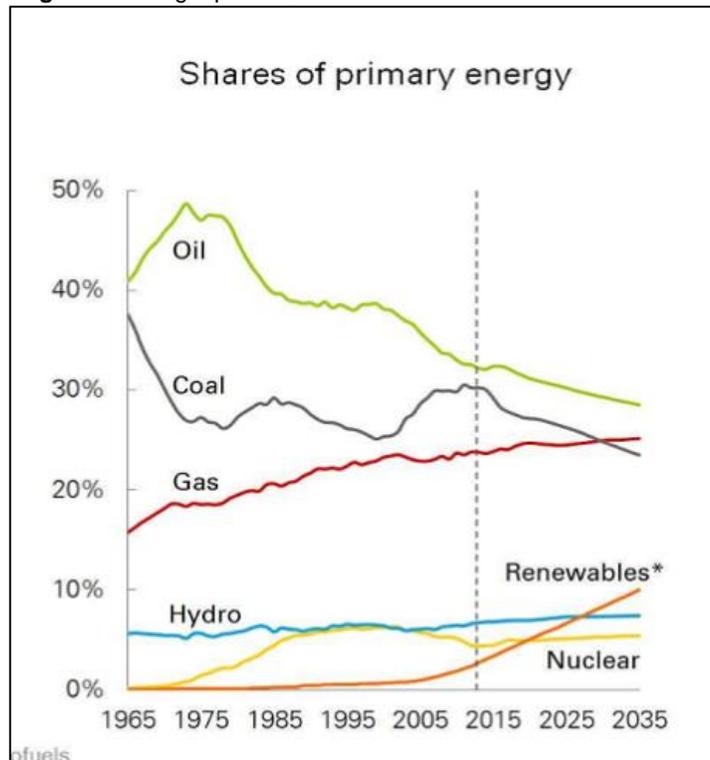
- Metanol y DME
- Etanol

¹ BUELNA, Genoveva. Propuesta de diseño y construcción de un sistema de lavado y purificado de gases de combustión, en planta piloto; método de absorción-adsorción. Universidad de Sonora. División de ingeniería. México. 1995. p.5

- Butanol
- Biodiesel
- Biocombustibles derivados de las algas
- Hidrógeno
- Electricidad (Baterías de ácido de plomo, NiMH, Zebra (NaAlCl₄)...)

Desde hace unos años ha recobrado impulso el desarrollo de vehículos híbridos y eléctricos, sin embargo, su desarrollo ha sido lento en los mercados automotores, y solo será posible la implementación a gran escala si existen incentivos estatales que permitan direccionar la demanda y generar el mercado. Antes de pensar en la masificación de los autos eléctricos, la tecnología deberá cerrar la brecha entre los costos de inversión inicial, se deberá asegurar una facilidad de recarga similar y una mayor autonomía. Por otra parte, no se espera que a corto plazo los vehículos eléctricos sean competitivos frente al gas o los líquidos en el transporte de larga distancia. En la **Figura 1**, se da una visión general de la participación de las diferentes energías en el mundo, teniendo el gas una pendiente positiva proyectada con respecto al tiempo, siendo así muy competitivo ante las demás energías.

Figura 1. Energía primaria



Fuente: BP. BP Energy Outlook: Global energy demand to grow 30% to 2035, [en línea] <https://www.ogj.com/articles/2017/01/bp-energy-outlook-global-energy-demand-to-grow-30-to-2035.html>. Consultado: noviembre 12, 2017.

1.2 COMBUSTIBLE PARA EL TRANSPORTE AUTOMOTOR EN COLOMBIA

En la **Tabla 1**, se muestra un esquema general de los combustibles en el transporte en Colombia.

Tabla 1. Energéticos por modo de transporte.

Energético	Modo de transporte
ACPM	Carretero, fluvial, marítimo y ferroviario
Gasolinas	Carretero, aéreo y fluvial
Kerosene y Jet fuel	Aéreo
Petróleo	Marítimo
Gas Natural	Carretero
Biodiesel	Carretero
Alcohol carburante	Carretero
Fuel Oil	Marítimo y ferroviario
No energéticos	Carretero, aéreo, fluvial, marítimo y ferroviario
Electricidad	Ferroviano
Carbón Mineral	Ferroviano

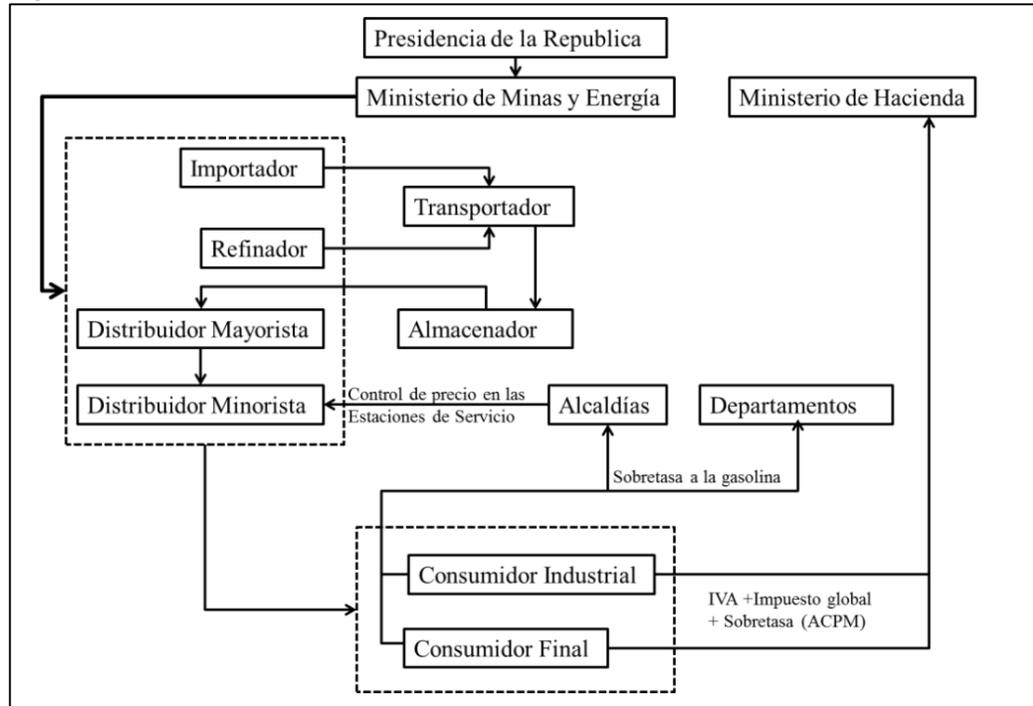
Fuente: UPME- Balance energético, 2014.

Los actores que participan en el mercado de combustibles en Colombia son cuatro: los productores o refinadores, que son los que determinan la oferta; los almacenadores; los intermediarios que están compuestos por los transportadores, los distribuidores mayoristas y los distribuidores minoristas, y por último los consumidores que determinan la demanda, esta estructura se puede ver en la **Figura 2**. La Presidencia de la República se encarga de dar los lineamientos de política y nombrar al Ministro de Minas y Energía (MME), al Ministro de Hacienda y al Superintendente de Industria y Comercio; se puede observar cuál es la dinámica de la comercialización de los combustibles en nuestro país; “El MME formula, planea; por medio de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), adopta las políticas y regula las actividades propias de mercado de los combustibles”. (López, Montes, Garavito, & Collazos, 2012)

Ecopetrol es el gran abastecedor, no sólo produce en sus refinerías los distintos combustibles, sino que los importa y transporta hasta los centros de abastecimiento a los mayoristas, quienes los comercializan a los minoristas, es

decir, a los propietarios de las estaciones de servicio que a su vez los expenden al consumidor final.²

Figura 2 Estructura del mercado de los combustibles en Colombia



Fuente: PEREZ, Lina. Calidad y precio de los combustibles en Colombia comparados con algunos países de América Latina; porqué exigir la disminución de los precios de la gasolina y diésel, [en línea]. https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/5125/LinaP%C3%A9rez_2014.pdf?sequence=2. Consultado: noviembre 12, 2018.

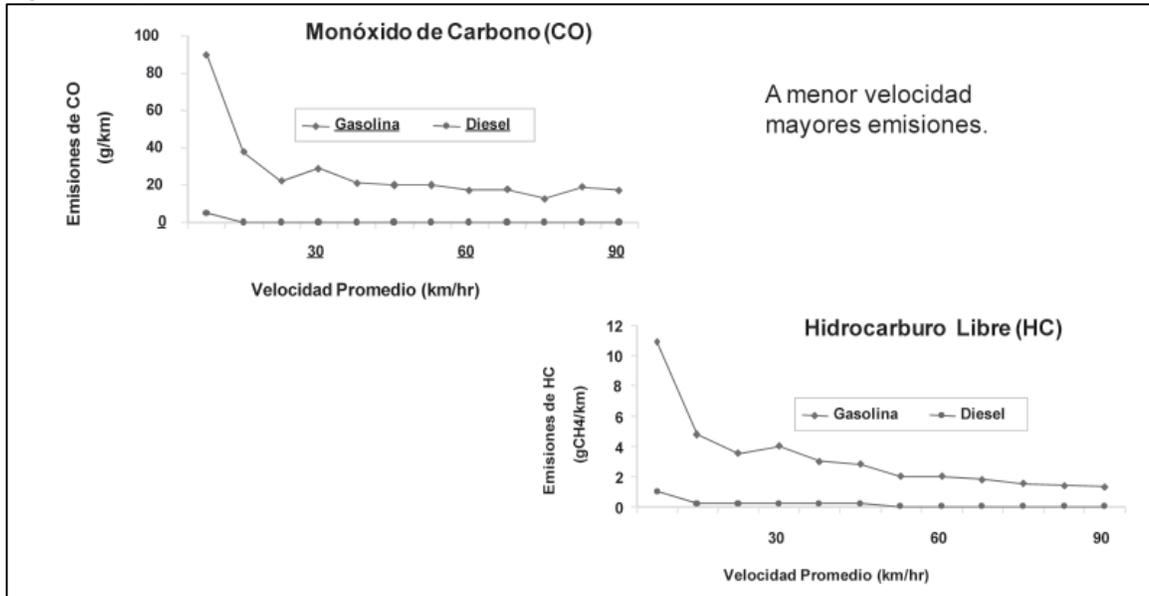
En Colombia, se ha mejorado la calidad de los combustibles y se ha comenzado a sustituir los combustibles contaminantes por unos más limpios. Para el caso del diésel, Colombia muestra uno de los contenidos más bajos en azufre con respecto a Latinoamérica, llegando a niveles de 500 ppm para la ciudad de Bogotá. El contenido de aromáticos en gasolina, Colombia presenta una de las mejores gasolinas en el mundo en términos de aromáticos, con contenidos de gasolina regular en 20% y en gasolina Premium en 22 %. Ecopetrol tiene unas ventas de combustibles refinados de 2.906 millones de galones por año, en cifras de 2008, y de éstas el 72% corresponde a la gasolina y el diésel que se consumen en el transporte nacional, excluyendo gas natural.

Siguiendo con lo anterior, la disminución de CO₂ no solo ocurre con la calidad de combustible sino con la velocidad en que ande el automotor y los años que éste

² PÉREZ, Lina. Calidad y precio de los combustibles en Colombia comparados con algunos países de América Latina; Porqué exigir la disminución de los precios de la gasolina y diésel. Universidad EAFIT. Escuela de administración. Medellín.2014. p.7.

tenga, mostrando en la **Figura 3**, que a menores velocidades hay mayor emisión de CO₂.

Figura 3. Impacto de la movilidad en las emisiones.



Fuente: ARANGO, Jorge. Calidad de los combustibles en Colombia, [en línea] <http://www.scielo.org.co/pdf/ring/n29/n29a13.pdf>. Consultado: enero 8, 2018.

1.3 PROMEDIO DE CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA DE LOS PRINCIPALES ENERGÉTICOS PARA EL TRANSPORTE AUTOMOTOR

En el siguiente ítem se hará énfasis en la gasolina, el diesel, el Gas Natural Licuado y el Gas Natural Comprimido como combustibles en el transporte automotor en Colombia.

Porcentaje de crecimiento anual promedio:

- ACPM: 2.4%.
- Gasolina Motor: 1.9%.
- GNV: 1.01%

1.3.1 El diésel en Colombia. Es un aceite elaborado como la gasolina, pero sin plomo, contiene aditivos que ayudan a mejorar las cualidades de los motores. Cuanta más calidad tengan éstos, mejor rendimiento a nivel de potencia y de cuidado de todos los elementos que formen parte del circuito de alimentación del vehículo, ya que también se encarga de mantener lubricados estos componentes.³

Poderes caloríficos

- HHV: 45.275 MJ/Kg
- LHV: 42.4185 MJ/Kg

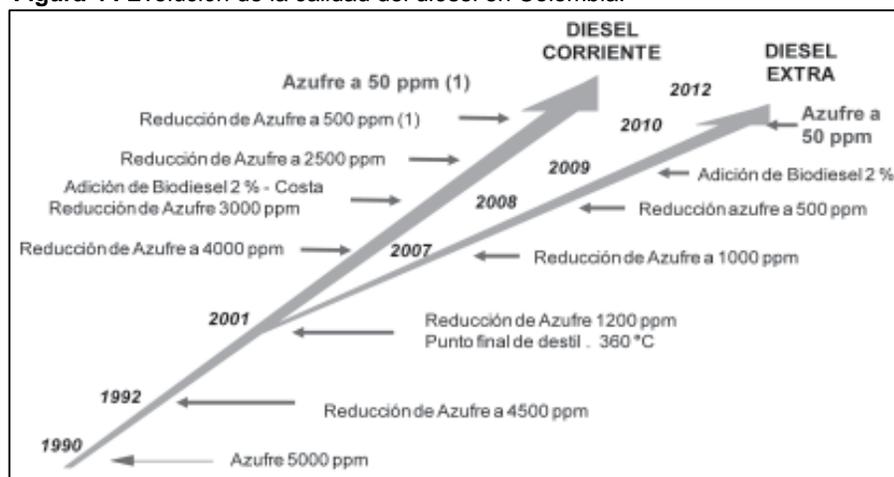
Componentes del Diesel B2

- C: 85.89%
- H: 13.090%
- N: 0.37%
- S: 0.0063%
- O: 0.64%
- H₂O: 0%
- Cenizas: 0%

Calidad del diésel

El diésel desde el año 90, ha ido disminuyendo su contenido de azufre, en el año 2001 la historia del diésel se dividió en dos partes debido al inicio de operación del sistema de transporte masivo en Bogotá, que consumía diésel de bajo azufre o diésel extra con un contenido de azufre de 1.200 ppm, cuando el diésel corriente que se manejaba para todo el territorio nacional tenía un contenido del 3000 ppm de azufre, como se puede observar en la **Figura 4**.

Figura 4 . Evolución de la calidad del diésel en Colombia.



Fuente: ARANGO, Jorge. Calidad de los combustibles en Colombia, [en línea] <http://www.scielo.org.co/pdf/ring/n29/n29a13.pdf>. Consultado: enero 8, 2018.

³ El diésel o gasoil: todo lo que deberías saber. Red Operativa de Desguaces Españoles. [en línea]. [revisado 7 de Febrero de 2018]. Disponible en: <https://www.ro-des.com/mecanica/el-diesel-o-gasoil/>

Demanda del diésel: en la **Tabla 2**, se puede observar los diferentes escenarios proyectados de la demanda de ACPM del año 2016 al 2035, ésta muestra un crecimiento de barriles aproximado día calendario (BDC). Recopilando los escenarios se puede decir que en alrededor de 20 años la tasa de crecimiento de la demanda es de casi 93.000 BDC.

Tabla 2. Proyecciones de demanda de ACPM

ACPM (BDC)			
Año	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
2016	155.235	159.494	163.754
2017	161.104	165.364	169.624
2018	165.837	170.097	174.357
2019	171.400	175.660	179.920
2020	172.786	177.046	181.306
2021	178.089	182.349	186.609
2022	183.126	187.386	191.646
2023	188.353	192.613	196.873
2024	193.503	197.763	202.023
2025	198.806	203.066	207.326
2026	204.095	208.355	212.614
2027	209.448	213.708	217.967
2028	214.765	219.025	223.285
2029	220.108	224.368	228.628
2030	220.183	224.443	228.703
2031	225.558	229.817	234.077
2032	230.968	235.228	239.487
2033	236.422	240.682	244.942
2034	242.033	246.293	250.553
2035	247.557	251.817	256.077

Fuente: UPME- Proyección de Demanda Combustibles Líquidos en Colombia, Diciembre 2016.

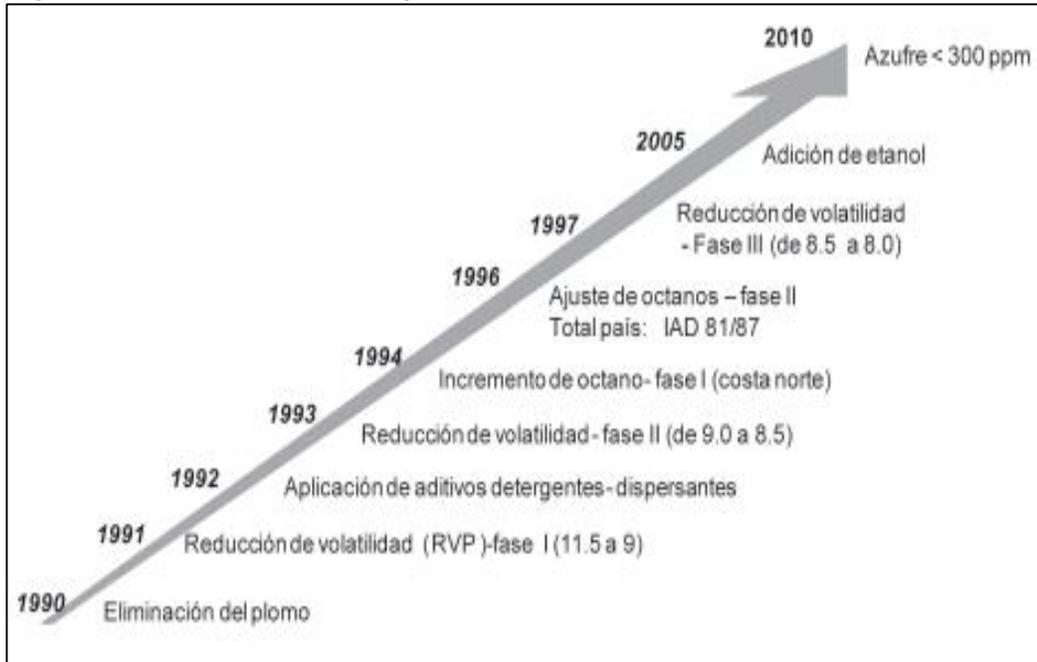
1.3.2 La gasolina en Colombia. La gasolina tradicionalmente se emplea como combustible en los motores de combustión interna de encendido por chispa y de alta relación por compresión. Es el combustible líquido más utilizado, puede ser empleada por la mayoría de motores en cualquier altitud y mezclada empleando gasolinas de cualquier octanaje para ajustarse a los requerimientos del motor.⁴

Calidad de la gasolina: en el caso de las gasolinas (

⁴ Gasolina. Biblioteca salud capital. [en línea]. [revisado 14 de Diciembre 2017]. Disponible en:http://biblioteca.saludcapital.gov.co/img_upload/57c59a889ca266ee6533c26f970cb14a/Gasolina.pdf

Figura 5), desde el año 90 cuando se produjo la eliminación del plomo, ha habido una mejora sustancial con la reducción de aromáticos.

Figura 5. Evolución de la calidad de gasolina en Colombia.



Fuente: ARANGO, Jorge. Calidad de los combustibles en Colombia, [en línea] <http://www.scielo.org.co/pdf/ring/n29/n29a13.pdf>. Consultado: enero 8, 2018.

En el caso del benceno, hay estudios que lo relacionan como uno de los posibles cancerígenos a nivel mundial. Colombia está en 0.7% para las dos gasolinas: extra y corriente, mientras que la regulación colombiana indica: para la gasolina corriente 1% y para la extra 2%. La medición que se hace con este laboratorio externo muestra que el contenido aromático de la gasolina extra está en 12.4% y 22% en gasolina Premium.

Demanda de Gasolinas: en la **Tabla 3**, se puede observar los diferentes escenarios proyectados de la demanda de gasolina del año 2016 al 2035, ésta muestra un crecimiento de barriles aproximado día calendario (BDC). Recopilando los escenarios se puede decir que en alrededor de 20 años la tasa de crecimiento de la demanda es de casi 55.000 BDC, la cual no es tan alta con respecto al ACPM.

Tabla 3. Proyecciones de demanda de Gasolinas

Gasolinas (BDC)			
Año	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
2016	122.406	127.858	133.310
2017	127.030	132.482	137.934
2018	130.521	135.972	141.424
2019	133.870	139.322	144.774
2020	133.804	139.256	144.708
2021	136.265	141.717	147.169
2022	138.878	144.330	149.782
2023	141.631	147.083	152.535
2024	144.511	149.963	155.415
2025	147.426	152.878	158.330
2026	150.520	155.972	161.424
2027	153.693	159.145	164.597
2028	156.945	162.397	167.849
2029	159.247	164.699	170.151
2030	158.606	164.058	169.510
2031	162.158	167.610	173.062
2032	165.960	171.412	176.864
2033	169.842	175.294	180.746
2034	174.244	179.696	185.148
2035	178.095	183.547	188.999

Fuente: UPME -Proyección de Demanda Combustibles Líquidos en Colombia, Diciembre 2016.

1.3.3 Gas natural en Colombia. El gas natural es un energético de origen fósil extraído del subsuelo, considerado como un energético amigable con el medio ambiente, generalmente se le agrega un odorizante llamado mercaptano que le permite ser detectado en cualquier momento.⁵ En la **Tabla 4**, se puede observar la composición típica del gas natural en % de volumen.

⁵ ¿Qué es el gas natural?. Gas Natural Fenosa. [en línea]. [Revisado 7 de Enero de 2018]. Disponible en: <http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/comercio/el+gas+natural/1297102553412/que+es.html>

Tabla 4. Composición típica del gas natural

Constituyente	Fórmula química	Composición por volumen (%)
Metano	CH ₄	81.86
Etano	C ₂ H ₆	11.61
Propano	C ₃ H ₈	1.92
I-Butano	C ₄ H ₁₀	0.23
N-Butano	C ₄ H ₁₀	0.22
Nitrógeno	N ₂	0.90
Dióxido de carbono	CO ₂	3.18

Fuente: Gas Natural Fenosa Colombia, 2018.

Demanda de Gas Natural: el gas natural representa el 24% de la matriz energética mundial y un 26% de la matriz energética de América Latina y el Caribe. Las ventajas a nivel ambiental que presenta el gas natural como sustituto del carbón y de los combustibles líquidos, tanto para uso industrial, generación eléctrica o transporte, hace pensar que la demanda de éste en los próximos años aumente, (Tabla 5).

Tabla 5. .Proyecciones de demanda de gas natural vehicular

GNV (MPCD)			
Año	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
2016	80	83	87
2017	84	87	91
2018	87	90	94
2019	89	93	96
2020	89	92	96
2021	89	92	96
2022	89	92	96
2023	89	92	96
2024	89	93	96
2025	90	93	97
2026	90	94	97
2027	91	95	98
2028	92	96	99
2029	90	94	98
2030	89	92	96
2031	91	94	98
2032	93	96	100
2033	96	99	103
2034	98	102	105
2035	101	104	108

Fuente: UPME-Proyección de Demanda Combustibles Líquidos en Colombia, Diciembre 2016.

La producción de gas a nivel mundial ha aumentado, la tecnología para su uso y extracción está avanzando como lo es en extracción de shale gas, las terminales de regasificación y licuefacción flotante o la distribución a pequeña escala de GNL, viabilizando la comercialización del gas natural.

1.4 GAS NATURAL COMPRIMIDO COMO COMBUSTIBLE

Colombia actualmente cuenta con estaciones de servicio y vehículos de GNC, muchos vehículos tienen adaptado el motor para usar gas natural vehicular que es almacenado en cilindros, los carros a gasolina o diésel se les adapta un software, que consiste en un sistema que se puede combinar con el de gasolina en el mismo motor de cuatro tiempos, cambiándolo manual o automáticamente con un switch en la consola del carro.

1.4.1 Gas natural comprimido como combustible en Colombia. El gas natural comprimido (GNC) para poder usarlo debe pasar por tres etapas, según la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas), en el 2004 emitió un documento de como es el proceso de la compresión, el transporte y finalmente la descompresión en las estaciones de servicio.

Los pasos son los siguientes:

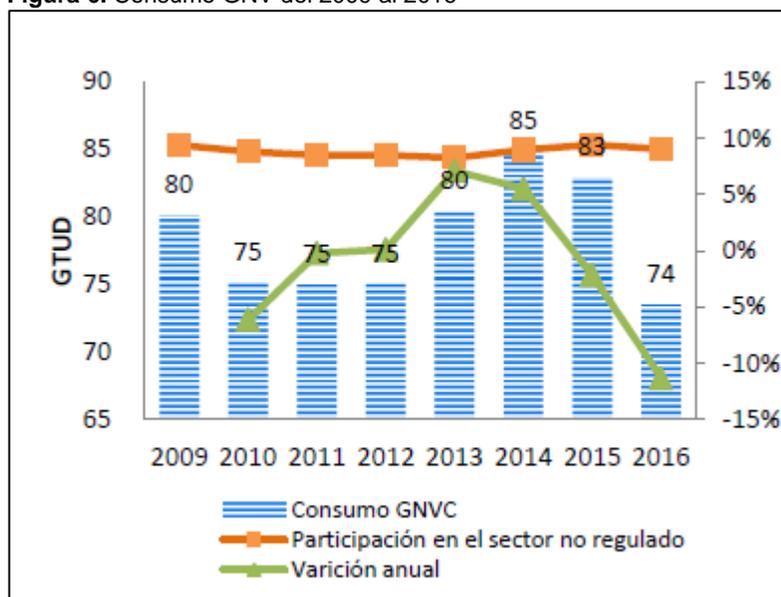
- **La compresión:** se almacena el gas proveniente de campos de producción, de un gasoducto de transporte o de una red de distribución y se comprime a un máximo de 250 bar en tanques diseñados para este caso.
- **El transporte y el almacenamiento:** los tanques se transportan por carretera o vía fluvial.
- **La descompresión:** se vuelve a inyectar el gas en las redes de distribución por medio de válvulas para expandir el gas y reducir su presión, llegando a los usuarios finales.

Por el momento, Colombia ofrece el gas natural como combustible en estado gaseoso y no se ha implementado en ninguna estación de servicio el gas natural licuado (GNL).

El gas natural vehicular en el país es un combustible que se considera como una alternativa sostenible para el reemplazo de combustibles líquidos. En Colombia según el periódico el portafolio a finales del 2016 hubo más de 550.000 vehículos que utilizan GNV⁶. En la **Figura 6**, se puede ver cómo ha sido la utilización del GNV en Colombia durante los años 2009 al 2016, durante los años 2015 y 2016 el uso del gas natural ha bajado significativamente, sabiendo que en el 2014 fue el pico más alto para éste.

⁶ Más de 550.000 vehículos utilizan GNV en Colombia. Portafolio [en línea]. [Revisado 7 de Enero 2018]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/economia/mas-de-550-000-vehiculos-utilizan-gnv-en-colombia-507242>

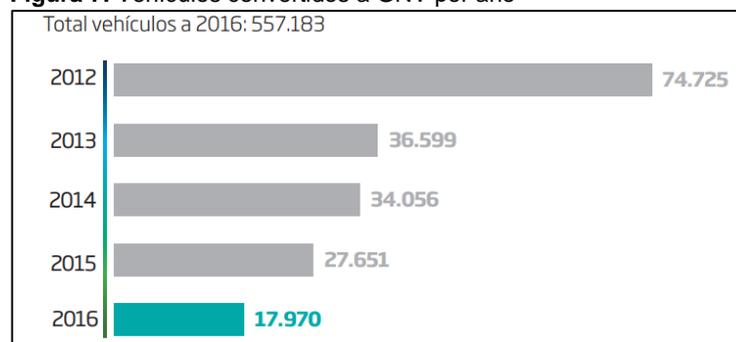
Figura 6. Consumo GNV del 2009 al 2016



Fuente: CONCENTRA, evolución y caracterización del gas natural vehicular comprimido (gnvc) en Colombia, [en línea] <https://www.concentra.co/productos/informes-especiales/evolucion-y-caracterizacion-del-gnvc-en-colombia>. Consultado: enero 9, 2018.

No solo los automóviles particulares han optado por usar este combustible alternativo, los sistemas integrados del transporte en Medellín y Cartagena usan GNV como combustible principal e igualmente los camiones recolectores de basura de estas ciudades. En Bogotá se empezó a usar esta medida en algunos buses de Transmilenio y en el 2016 se reportó un total de vehículos de 17.970 con un descenso del 35% respecto al año 2015, (**Figura 7**).

Figura 7. Vehículos convertidos a GNV por año



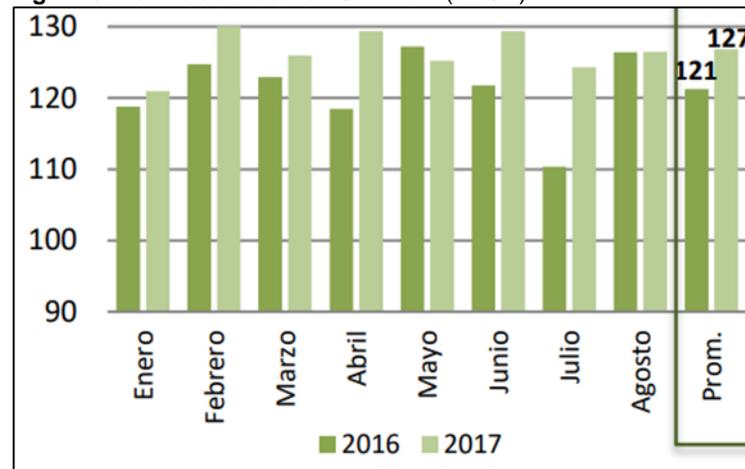
Fuente: PROMIGAS, informe del sector gas natural 2017, cifras 2016, XVIII edición, [en línea] <http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas/Informe%20del%20Sector%20Gas%20Natural%20Colombia%202017.pdf>. Consultado: enero 11, 2018.

1.5 DIÉSEL COMO COMBUSTIBLE

El uso del diésel se ha masificado ya que el poder calorífico es mayor que el de la gasolina, haciendo que su autonomía sea mejor en cualquier vehículo demostrando una gran competitividad. Los vehículos pesados han optado por usar más este combustible debido a la economía por galón frente a la gasolina y al GNV, aunque la calidad del diésel ha bajado considerablemente, países de Europa se han decidido a usar otras alternativas de combustibles por la gran contaminación que este presenta.

1.5.1 Diésel como combustible en Colombia. El uso del diésel como se puede ver en la **Figura 8**, ha crecido considerablemente con respecto al año 2016, demostrando así que el uso del diésel en vez de aminorarse, se utiliza más, sin importar las consecuencias que éste presenta ante el medio ambiente, ya que es el combustible vehicular más contaminante.

Figura 8. Ventas de Diésel en Colombia (KBCD)



Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEROS, Mercado de combustibles en Colombia: así avanzan las importaciones y el consumo de gasolina, diésel y jet fuel en 2017, [en línea] <https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/125-informe-economico-octubre-mercado-de-combustibles-en-colombia-asi-avanzan-las-importaciones-y-el-consumo-de-gasolina-diesel-y-jet-fuel-en-2017/file>. Consultado: febrero 1, 2018.

“Para el caso del precio de referencia del diésel en Bogotá, el aumento fue de 7%, pasando de 7.500 \$/gal en diciembre de 2016 a 8.038 \$/gal en octubre de 2017. Esta variación estuvo jalonada especialmente por cambios en los impuestos

(entrada en vigencia del nuevo impuesto al carbono). En el diésel, el IP equivale a 58% del precio de referencia en EDS; y los impuestos, a 20%.⁷

El total de vehículos a nivel nacional incluyendo, automóviles, bus, buseta, camión, camioneta, maquinaria, microbús, motocicleta, tracto camión, volqueta es de 12.951.222 según el Ministerio de Transporte, dando una participación de vehículos pesados de 3% representando un mayor uso de diésel, (**Figura 9**).

Figura 9. Participación vehículos pesados en Colombia

Modelo	Camión	Tractocamión	Volqueta
< 2002	166.868	27.306	24.647
2002	1.911	186	64
2003	2.619	547	47
2004	3.305	939	120
2005	3.969	1.573	169
2006	6.948	3.541	461
2007	17.186	6.520	1082
2008	12.547	4.677	1.924
2009	8.626	937	1556
2010	5.603	600	487
2011	9.155	2.256	1.709
2012	15.258	10.890	3.917
2013	13.378	6.433	4.482
2014	8.152	1003	1.660
2015	12.472	1680	3.039
2016	7.575	244	839
Total	295.572	69.332	46.203

Fuente: MINISTERIO DE TRANSPORTE, transporte en cifras estadísticas de 2017, [en línea]

https://www.mintransporte.gov.co/Documentos/documentos_del_ministerio/Estadisticas.

Consultado: marzo 5, 2018.

1.6 GAS NATURAL LICUADO (GNL) PARA EL SECTOR TRANSPORTE

El GNL es gas natural que ha sido sometido a un proceso de licuefacción, consiste en llevarlo a una temperatura aproximada de -160°C o -256°F con lo que se consigue reducir su volumen en 600 veces. Esto permite transportar una cantidad importante de gas en buques llamados metaneros. El GNL se halla en estado

⁷ HERNÁNDEZ, Alexandra y PRADILLA, Maria Adelaida. Mercado de combustibles en Colombia: así avanzan las importaciones y el consumo de gasolina, diésel y jet fuel. Colombia, Septiembre – Octubre 2017. Informe económico 06. pp. 1-4.

líquido mientras que el gas seco (que viaja por gasoducto) se encuentra en estado gaseoso.⁸

1.6.1 Actores involucrados en la cadena del GNL.

- Productores
- Exportadores de GNL
- Transportistas.
- Terminales de regasificación

La cadena se inicia en los pozos de producción, desde donde el gas natural es transportado por medios convencionales mediante gasoductos, hasta las terminales marítimas de licuefacción del país productor-exportador.

En ellas, el gas es depurado y licuado en las correspondientes instalaciones de licuefacción, y almacenado bajo forma de GNL en depósitos criogénicos de elevada capacidad, trabajando a presiones bajas, próximas a la presión atmosférica.

El GNL es posteriormente transferido a buques metaneros que llevan el gas en estado líquido hasta las plantas de regasificación, una pequeña cantidad de GNL se deja evaporar durante el viaje con dos motivos:

- Mantener la temperatura del GNL
- Usarlo como fuente de combustible para los motores del buque.

El GNL es descargado mediante bombas criogénicas y brazos articulados, almacenado en depósitos criogénicos de elevada capacidad, de hasta 250.000 m³ de GNL, trabajando también a presiones próximas a la atmosférica.

El GNL posteriormente una vez regulada su presión y efectuada su medición y odorización, es conducido a los gasoductos de transporte. El fluido más utilizado para regasificar el GNL es el agua de mar debido a su economía y disponibilidad.

Para mantener líquido el gas natural, a presiones relativamente bajas, su temperatura debe ser del orden de los -160° C a -140° C bajo cero, en función de: La mezcla de gases de que se componga (metano, etano, N₂, etc.) y de su presión de servicio.

El Gas Natural Licuado (GNL) que llega de los buques, puede dirigirse no solo a la regasificadora sino directamente a una planta de almacenamiento de GNL para luego por medio de camiones cisterna suministrar a las estaciones de servicio el gas natural licuado como combustible, (**Figura 10**).

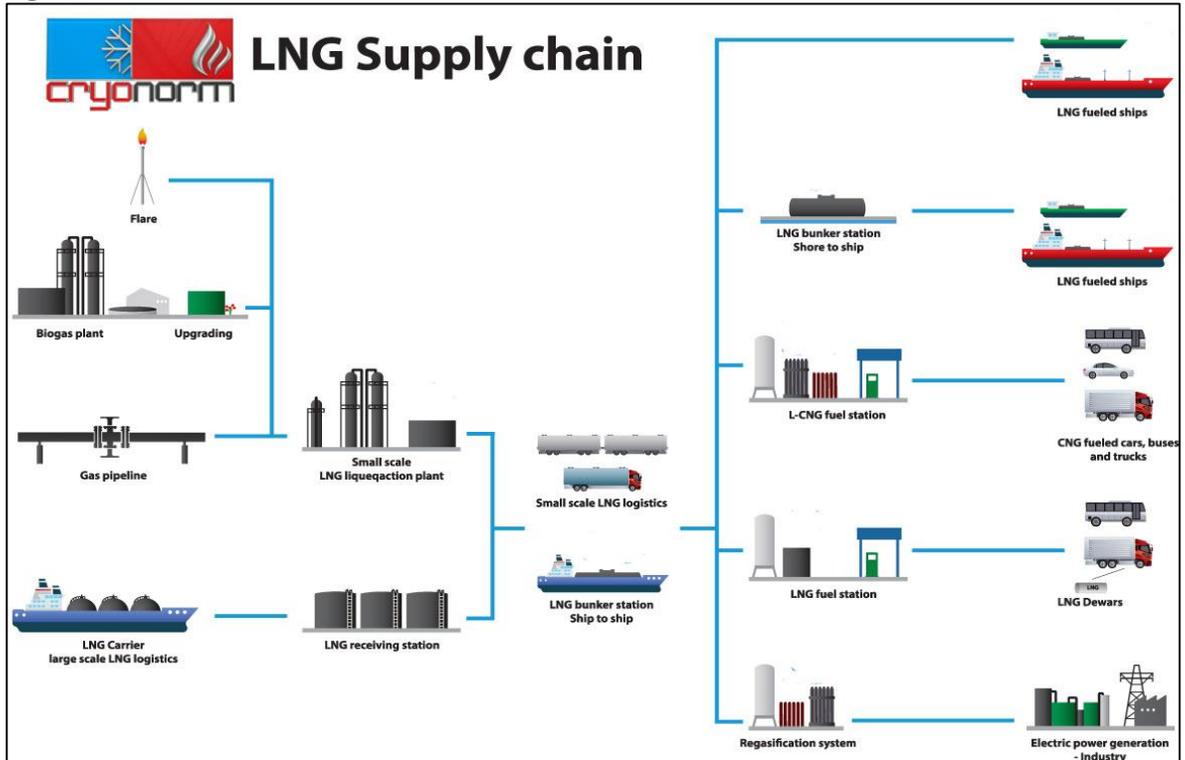
⁸ARIAS, Jorge. Gas Natural Licuado. Argentina: Instituto argentino de la energía "General Mosconi". Abril 2006.pp. 1-15.

Mercado actual y evolución del GNL

Importadores: Japón, Corea, Taiwán, Francia, EEUU, España, Indonesia.

Exportadores: Argelia, Malasia, Qatar, Australia, Trinidad y Tobago, Emiratos Árabes Unidos, Omán.

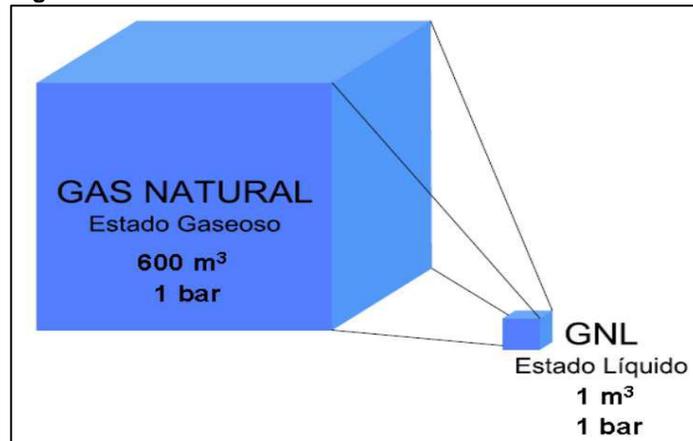
Figura 10. Cadena de GNL



Fuente: CRYONORM, Liquefied natural gas, [en línea] <https://cryonorm.com/en/t/lng/121>. Consultado: marzo 10, 2018.

1.6.2 Gas Natural Licuado (GNL) vs Gas Natural Comprimido (GNC). El GNC a 250 bar ocupa más del doble de volumen comparado al GNL, (**Figura 11**). Debido a ello en un viaje de GNL se puede transportar hasta 28,000 m³ de gas natural estándar. Los mejores contenedores de GNC llegan solo al 50% de dicho valor y con tecnologías muy costosas (más del doble que el de GNL).

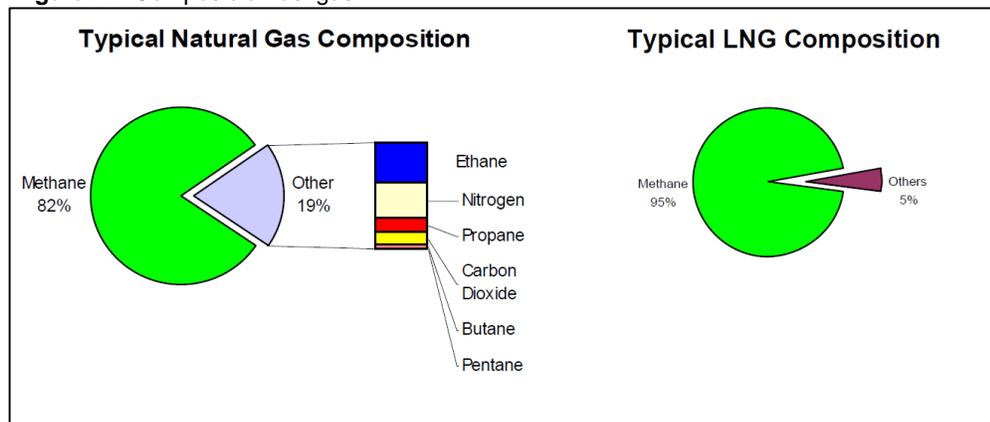
Figura 11. GNC vs GNL



Fuente: CLEAN ENERGY, LNG vs CNG Vehicular, [en línea] <http://www.cleanegpperu.com/promocion/PresentacionLNG.pdf>. Consultado: enero 5, 2018.

La composición del gas natural comprimido con respecto al gas natural licuado cambia debido el proceso de licuefacción que requiere la eliminación de algunos de los componentes no metanos, como el agua y el dióxido de carbono del gas natural, para evitar que formen sólidos cuando el gas se enfría a una temperatura aproximada de GNL (-162°C).

Figura 12 .Composición del gas

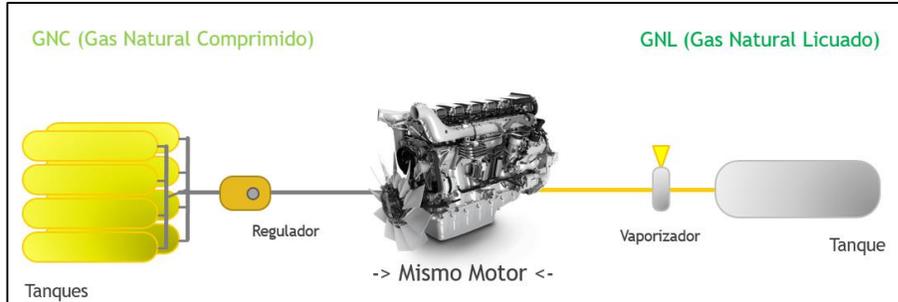


Fuente: MICHOT, Michelle, an overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, the LNG industry, and safety considerations. [en línea] Consultado: enero 10, 2018.

Puesto que la alimentación del motor siempre se realiza en forma gaseosa, cualquiera de los dos modos de aprovisionamiento de GNL o GNC es válido para

todas las aplicaciones, estando la alternativa óptima condicionada por la autonomía necesaria, en dónde solo cambia el modo de almacenamiento del gas natural, (**Figura 13**).

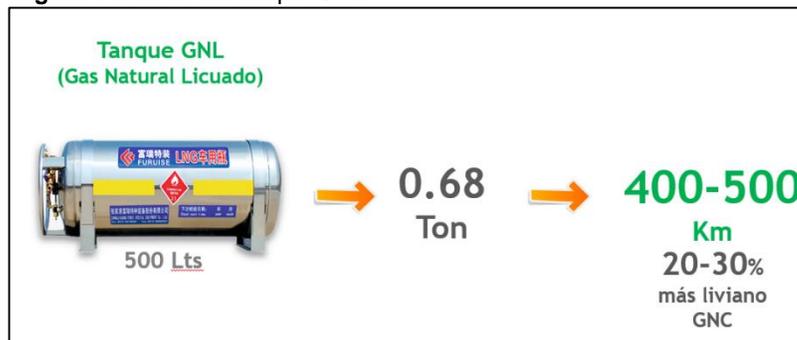
Figura 13. Motor de GNC y GNL



Fuente: GASES DEL PACIFICO, GNL vehicular llega al norte del país, [en línea] <https://slideplayer.es/slide/1774528/>. Consultado: enero 11, 2018.

Debido a que el transporte de gas natural licuado es 20-30 % más liviano que el gas natural comprimido, (**Figura 14**), los vehículos pesados que usan éste sistema tienden a recorrer mayores distancias, el automotor puede usar un tanque de 500lts o dos tanques de 500 lts teniendo así una autonomía de 1000km con una sola tanqueada.

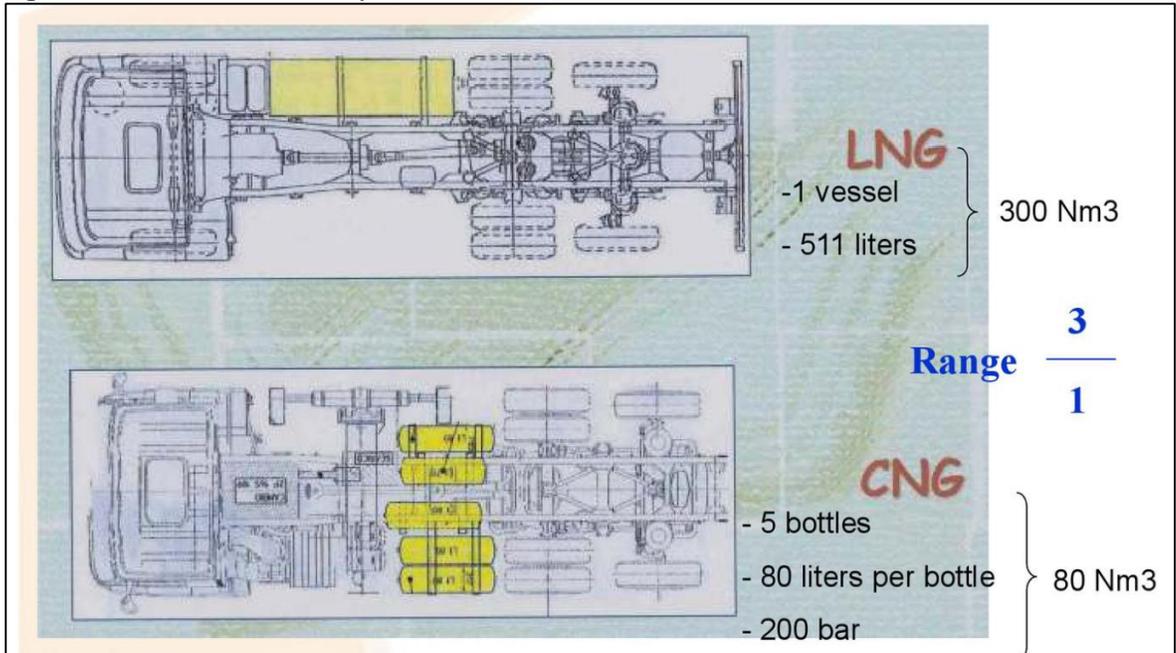
Figura 14. Masa del tanque GNL



Fuente: GASES DEL PACIFICO, GNL vehicular llega al norte del país, [en línea] <https://slideplayer.es/slide/1774528/>. Consultado: enero 11, 2018.

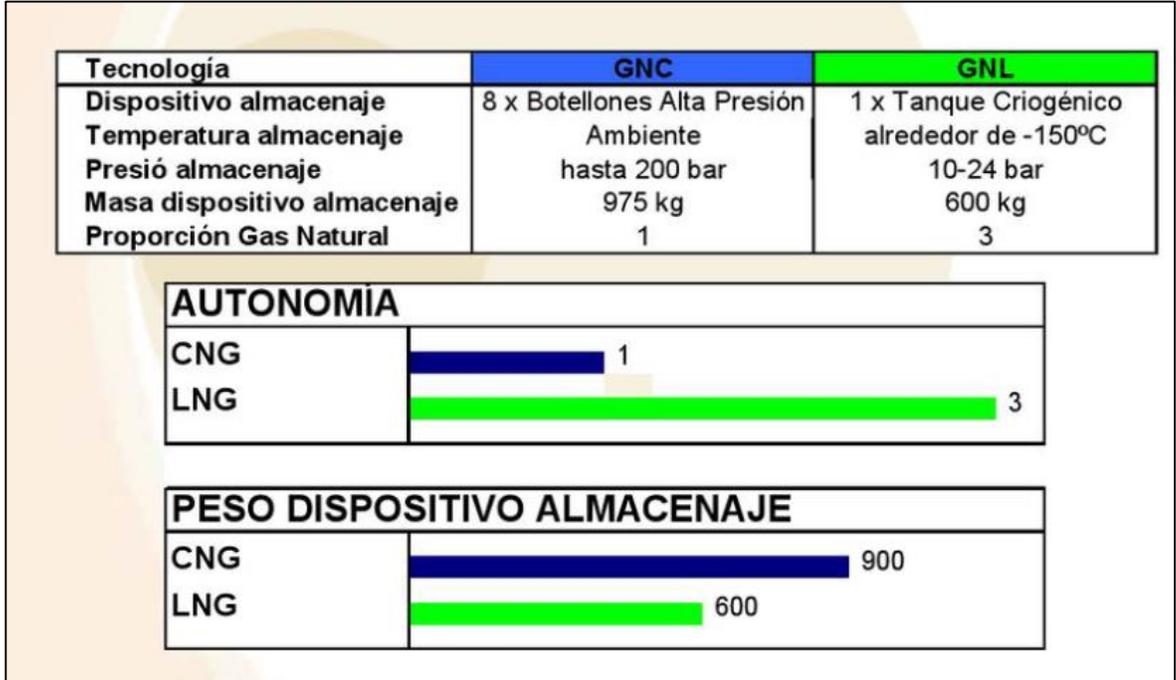
El uso del GNL como combustible aumenta la autonomía alrededor de 3 veces respecto al GNC y reduce el peso de tara del vehículo con la configuración de los dispositivos de almacenaje, (**Figura 15**). Sin embargo, el GNL puede presentar Boil-off y necesita aislamiento criogénico, (**Figura 16**).

Figura 15.Almacenamiento GNC y GNL



Fuente: CRYOENERGY, micro GNL, [en línea] https://issuu.com/grupo_itsa/docs/t_gas_3_-_jordi_sole_-_ros_roca_incox_cryo_energy_. Consultado: febrero 7, 2018.

Figura 16.Vehículos GNC y GNL



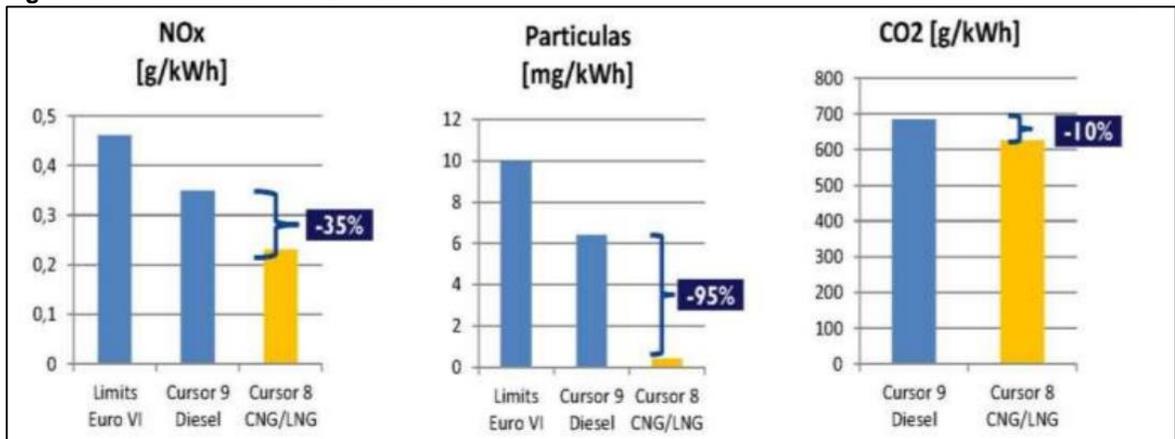
Fuente: CRYOENERGY, micro GNL, [en línea] https://issuu.com/grupo_itsa/docs/t_gas_3_-_jordi_sole_-_ros_roca_incox_cryo_energy_. Consultado: febrero 7, 2018.

1.6.3 Gas Natural Licuado (GNL) vs Diésel. Él diésel ha sido uno de los combustibles más polémicos debido a la gran contaminación que éste provoca, sin embargo, es uno de los combustibles más usados para los automotores pesados por su economía en comparación con la gasolina y la autonomía que éste genera en el recorrido del transporte.

Unos de los propósitos de éste proyecto es poder en un futuro cambiar el diésel por gas natural, haciendo así una reducción en la contaminación y satisfaciendo el consumidor en el sector transporte automotor.

Con el GNL se llega a reducir el 50% de contaminación acústica y casi el 85 % de emisiones de óxidos de nitrógeno y de partículas, que son los mayores contaminantes urbanos, además el gas natural no emite SO₂. En la **Figura 17**, se muestra un comparativo en porcentaje y la cantidad de gramos por kilowatio hora (g/kWh), de los mayores contaminantes que emite el gas natural y el diésel como combustibles.

Figura 17. Contaminantes GNL vs Diésel

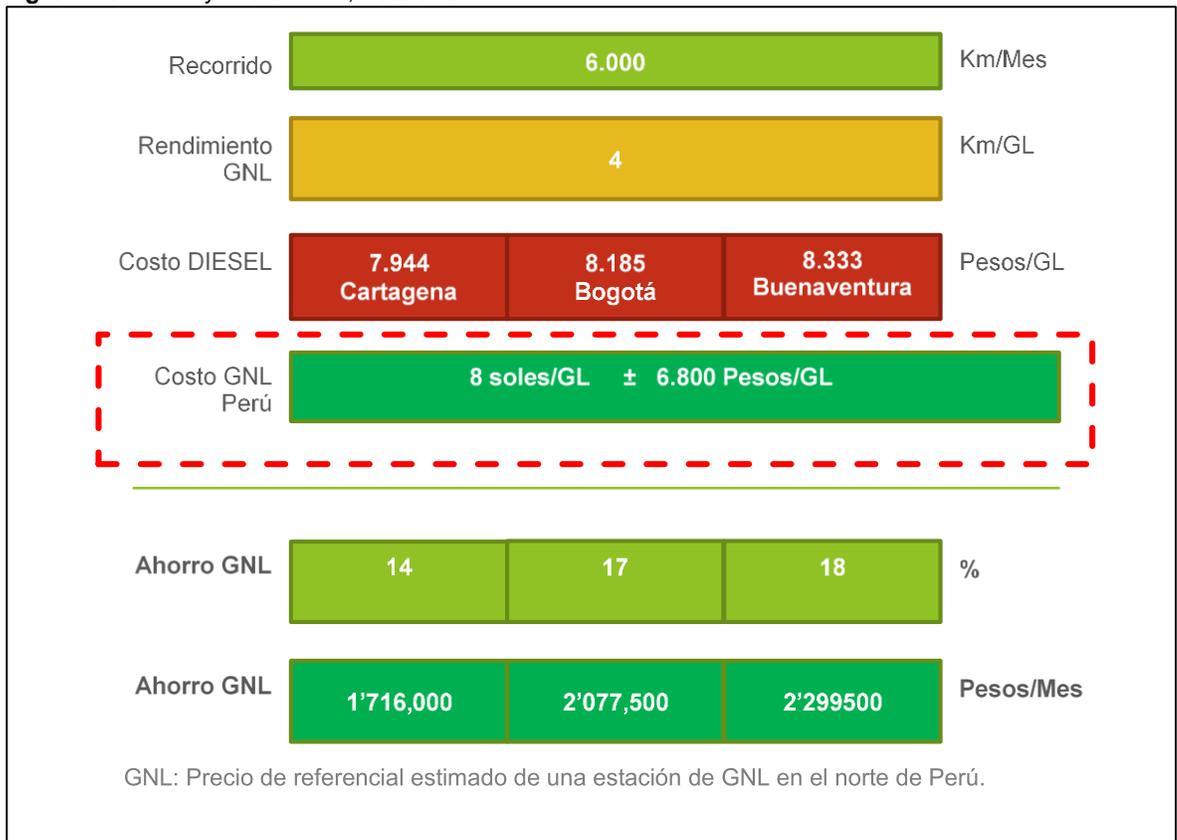


Fuente: GASNAM TARRAGONA, el gas natural como combustible alternativo GNC y GNL, [en línea] <http://www.bioeconomic.es/Ponencias/Tarragona5/Gasnam.pdf>. Consultado: marzo 10, 2018.

Otras de las grandes ventajas se pueden observar en la **Figura 18**, en donde el rendimiento del GNL y el diésel son similares, en la tabla se tomó una distancia promedio en Km recorridos en un mes por un automotor. Se tomaron los precios de diésel de referencia de las ciudades de Cartagena, Buenaventura y Bogotá, y con el precio promedio de GNL en Perú calculada en pesos, se hizo una relación de costos estimando el ahorro en porcentaje y en pesos por mes que puede generar el uso de GNL.

Estas estimaciones tienen un rango de error ya que no está con exactitud el precio de gas natural licuado por galón en Colombia, para disminuir ese rango se realizará una estimación más real del precio en el **Capítulo 5** (Capítulo financiero del proyecto).

Figura 18. Costos y rendimiento, GNL vs Diésel



Fuente: Fuente: GASES DEL PACIFICO, GNL vehicular llega al norte del país, [en línea] <https://slideplayer.es/slide/1774528/>. Consultado: enero 11, 2018.

2. CADENA DEL VALOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

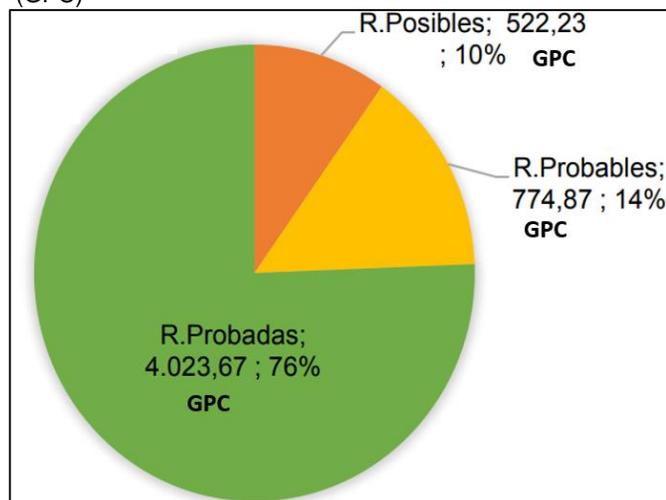
En Colombia la producción de gas natural ha mantenido la autosuficiencia del país, en Colombia existen 5 grandes sectores en los cuales la demanda de gas se resume en: residencial, comercial, petroquímico, industrial y transporte vehicular.

En la oferta del gas natural se tiene en cuenta todas las reservas de Colombia, que se dividen en: probadas, posibles y probables.

2.1 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL

Las reservas de gas natural en Colombia están con un 76 % en reservas probadas, un 14% en reservas probables y un 10% en reservas posibles, (**Figura 19**), la información fue suministrada por la ANH con fecha de corte a diciembre del 2016, mostrando un volumen total de reservas de 5320.78 GPC (Gigapies cúbicos).

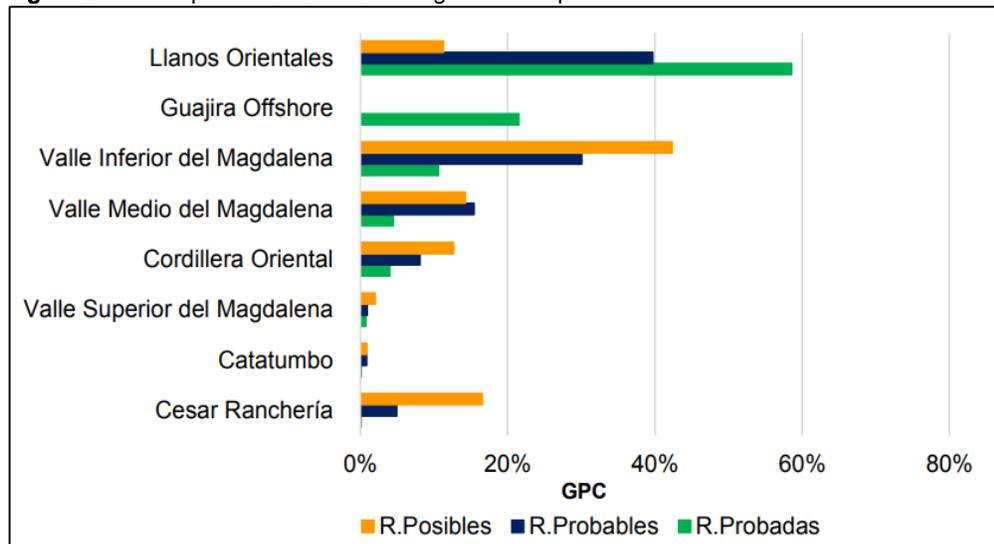
Figura 19. Reservas de gas probadas, probables y posibles (GPC)



Fuente: UPME, Balance de gas natural 2017, [en línea] <http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf>. Consultado: febrero 5, 2018.

Las cuencas con mayor porcentaje de participación de reservas probadas son los Llanos Orientales con 59% y la Guajira con 22%, cabe notar que en la cuenca de la Guajira solo existen reservas probadas, el 19% restante de las reservas probadas están en el Valle Inferior con 11% y en el Valle Superior y Cordillera Oriental con un 4%, (**Figura 20**).

Figura 20. Participación de reservas de gas natural por cuenca



Fuente: UPME, Balance de gas natural 2017, [en línea] <http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf>. Consultado: febrero 5, 2018.

En la **Tabla 6**, se puede ver los diferentes potenciales de producción por cada campo productor de gas con su respectiva operadora, cabe notar que los campos con mayor producción desde hace varios años han sido Chuchupa y Cupiagua de Chevron y de Ecopetrol respectivamente. Es importante mencionar que los datos en la siguiente tabla no es la producción diaria actual ya que no se ha podido llegar a su potencial de producción en ningún campo en todo momento.

Tabla 6. Producción potencial campos de gas natural

Campos productores de gas natural		
Campo	Producción Potencial (MBTUD)	Operador del Campo
Arianna	900	Geoproduction Oil & Gas
Arrayan	184	Ecopetrol
Ballena	49570	Chevron Petroleum Company
Bonga	14100	Hocol
Campo Rico	9	Emerald Energy
Cañaflacha	10	Geoproduction Oil & Gas
Carmentea	2460	Parex Verano
Centauro	2	Emerald Energy
Cerrito	148	Pacific Stratus Energy
Chuchupa	308306	Chevron Petroleum Company
Cicuco	996	Ecopetrol
Clarinete	63810	CNEOIL and Gas
Compae	4980	Texican Oil & Gas
Corazón	685	Petrosantander
Cupiagua	240030	Ecopetrol
Dina Terciario	270	Ecopetrol
El Difícil	15300	Petrosud
Floreña	58840	Equion Energy
Gibraltar	37997	Ecopetrol
Guaduas	700	Pacific Stratus Energy
Katana	700	Pacific Stratus Energy
La Cañada Norte	610	Hocol
La Casona	1913	Parex
La Cira Infantas	72	Ecopetrol
La Creciente	65000	Pacific Stratus Energy
La Hocha	604	Hocol
La Salina	2362	Petrosantander
Liebre	67	Petrosantander
Lisama	8419	Ecopetrol
Llanito	1101	Ecopetrol
Mamey	15900	Hocol
Maná	5257	Interoil
Nelson	58210	Geoproduction Oil & Gas
Opon	1701	Petrocolombia
Oripaya	2404	Ecopetrol

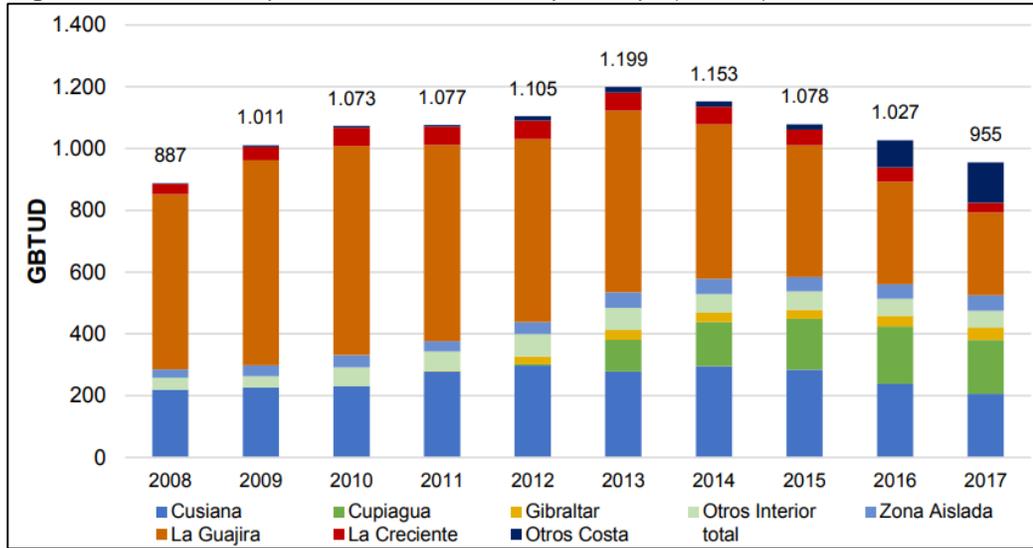
Tabla 7.(continuación)

Campos productores de gas natural		
Palagua	2653	Unión Temporal IJP
Palmer	12450	Geoproduction Oil & Gas
Pauto Sur	79510	Equion Energy
Payoa	7573	Petrosantander
Pedernalito	3200	Pacific Stratus Energy
Provincia	15776	Ecopetrol
Puli	1177	Hocol
Ramiriqui	1235	CEPSACOL
Rio Opía	124	Interoil
Santo Domingo	690	Vetra Exploración Producción
Sardinata	139	Ecopetrol
Tibú	1016	Ecopetrol
Toqui Toqui	1115	Hocol
Vigía y Vigía Sur	30	Emerald Energy
Yarigui - Cantagallo	2148	Ecopetrol

Fuente: Concentra.co, Modificada por los autores, 2018.

En la **Figura 21**, se muestra de forma más resumida la producción real anual de los campos más importantes, con su promedio de producción real respectivo. El promedio del año 2017 tiene corte en agosto del 2017 y se puede ver una disminución del 7% con respecto al año anterior. La Guajira en los años anteriores al 2013 aportó un gran porcentaje de gas natural, sin embargo, durante estos últimos años ha ido disminuyendo y el campo Cupiagua ya está por alcanzar la producción diaria de éste.

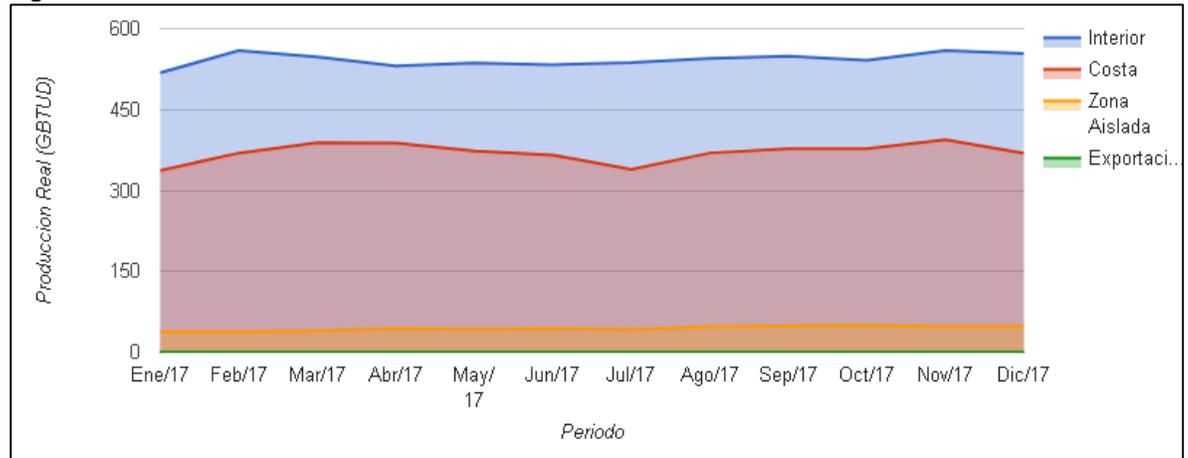
Figura 21. Potencial de producción nacional anual por campo (GBTUD)



Fuente: UPME, Balance de gas natural 2017, [en línea] <http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%2017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf>. Consultado: febrero 5, 2018.

En la **Figura 22**, se ve la producción real mensual de todo el año 2017, teniendo un cambio de casi 100 GBTUD de enero hasta diciembre del 2017, sin embargo, en diciembre hubo una producción estimada de 971 GBTUD, se presentó una disminución del 3% con respecto al mes anterior.

Figura 22. Producción real GBTUD 2017

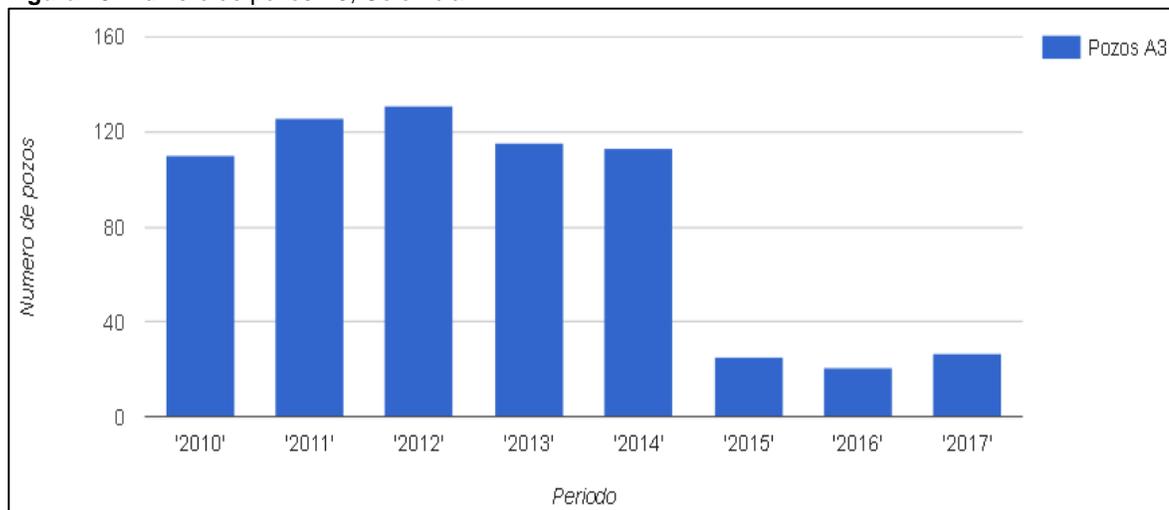


Fuente: : CONCENTRA, producción real, [en línea] <https://concentra.co/productos/produccion/produccion-real>. Consultado: enero 10, 2018.

La exploración en Colombia ha bajado significativamente en estos años debido a la caída del precio del petróleo, sin embargo en 2016 hubo 21 pozos A3 y en el 2017 27 pozos A3, con respecto al año 2014 la caída de pozos A3 fue grande, ésta información tiene corte a Junio del 2017, (**Figura 23**). La **Figura 24**, muestra la evolución de los pozos exploratorios desde el 2010, en dónde el 2012 solo se

encontraron 2 pozos productores y desde el 2014 no se ha encontrado ningún pozo seco, debido a que no se ha seguido perforando pozos en ese tiempo.

Figura 23. Número de pozos A3, Colombia.



Fuente: CONCENTRA, evolución de perforación de pozos exploratorios A3, [en línea] <https://concentra.co/productos/exploracion-y-reservas/evolucion-de-perforacion-de-pozos-exploratorios-a3>. Consultado: enero 10, 2018.

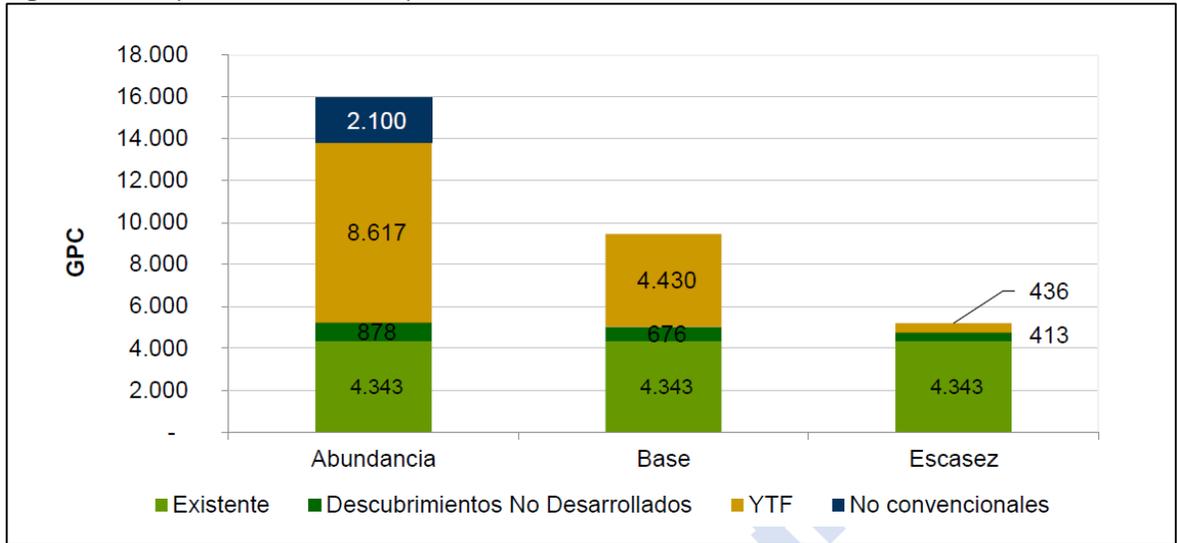
Figura 24. Evolución pozos exploratorios, Colombia

No Pozos	AVISO DE DESCUBRIMIENTO	EN COMPLETAMIENTO	EN EXPLOTACIÓN	EN PRUEBAS	EN PRUEBAS EXTENSAS	PERFORADO	PRODUCTOR	PROGRAMA DE EVALUACIÓN	SECO
2010	0	0	0	40	0	0	32	0	38
2011	0	0	0	53	0	0	35	0	38
2012	45	0	0	28	0	0	0	0	58
2013	32	0	0	36	0	0	0	0	42
2014	2	0	3	46	0	0	0	16	0
2015	0	1	0	3	5	0	2	0	0
2016	0	0	0	0	0	21	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	27	0	0	0
Total	79	1	3	206	5	48	69	16	176

Fuente: CONCENTRA, evolución de perforación de pozos exploratorios A3, [en línea] <https://concentra.co/productos/exploracion-y-reservas/evolucion-de-perforacion-de-pozos-exploratorios-a3>. Consultado: enero 10, 2018.

A pesar de la caída en exploración de gas, se ha de definir reservas para incorporar en el escenario de desarrollo de producción de gas, la hipótesis en la definición de reservas, se basa en los campos con producción ya existente y de yacimientos no convencionales en proyección de abundancia en los próximos 10 años, como lo son: el Shale Gas, CBM (Coal-bed Methane) y el Shale oil. Como resultado de análisis realizado por la UPME, se encuentra la siguiente incorporación de reservas existentes: descubrimientos no desarrollados, Yet to find (aún por encontrar) y los no convencionales (**Figura 25**).

Figura 25. Incorporación de reservas por escenario



Fuente: UPME, Balance de gas natural 2017, [en línea] <http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf>. Consultado: febrero 5, 2018.

Se estima en el escenario de abundancia la producción de gas de los no convencionales y los que aún falta por explorar, los datos se basan con estimaciones de desarrollos y nuevas tecnologías a los no convencionales y de los nuevos hallazgos en los últimos dos años, (GORGON-1, KRONOS-1, PURPLE ANGEL-1, MOLUSCO, BULLERENGUE, BRAHMA y ORCA), (**Figura 26**).

Figura 26. Últimos hallazgos de gas en Colombia.



Fuente: ECO PETROL, Colombia tiene todo por hacer en la industria del gas, [en línea] <https://www.paisminero.co/petroleo-y-gas/hidrocarburos/17167-colombia-tiene-todo-por-hacer-en-la-industria-del-gas>. Consultado: febrero 12, 2018.

2.2 REDES PRINCIPALES DE GASODUCTOS EN COLOMBIA

Los campos de mayor producción de gas natural en Colombia, son de las cuencas de la Guajira y los Llanos orientales, su transporte desde las locaciones de producción a los centros de distribución y grandes usuarios se realiza a través de gasoductos o grandes tuberías de acero, por las que el gas natural fluye a altas presiones.

Estas redes de gasoductos atraviesan montañas, valles y ríos, entre más grande sea la red, mayor cantidad de territorio tiene acceso al gas. (Ver **Tabla 8, ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **Figura 28**).

Tabla 8. Gasoductos principales en Colombia

Gasoducto	Longitud Total	Diámetro (Pulgadas)	Capacidad de Transporte (MPCD)	Departamentos	Propietario
Ballenas - Barrancabermeja	771 km, incluidos ramales	18	260	Cesar, Magdalena, Santander y Guajira.	TGI S.A. E.S.P.
Centro – Oriente	1092 km	22, 20, 14, 12, 6 y 4	230, 209, 195 y 15	Santander, Cundinamarca, Boyacá, Tolima y Huila.	TGI S.A. E.S.P.
Mariquita- Cali	760 km incluidos ramales.	20, 8, 6 y 4	168	Tolima, Risaralda, Quindío y Valle del Cauca.	Transgas de Occidente S.A.
Sebastopol - Medellín	148 Km	12-14	72,5	Antioquia	Transmetano
Cusiana- Apiay – Usme	409 km incluidos los ramales.	12,10 y 6	33,17	Casanare, Meta y Cundinamarca (USME).	TGI S.A. ESP
Cusiana- Porvenir- La Belleza	406 km, incluidos ramales.	20, 6, 4,2	392	Casanare, Boyacá y Santander.	TGI S.A. ESP
Cusiana – Morichal – Yopal	13.2 km.	4	5	Casanare	TGI S.A. ESP
Boyacá – Santander	305 km incluidos ramales.	10, 8, 6, 4 y 2	64	Boyacá y Santander.	TGI S.A. E.S.P.
La Sabana	150 km	20	140	Cundinamarca (Sabana de Bogotá)	TGI S.A. ESP
Ballenas- Cartagena	673,3 km	20	738,321	Guajira	Promigas S.A. E.S.P
Cartagena-Jobo	193 km	6-8	738,321	San Pedro (Sucre) El Vijano (Córdoba)	Promigas S.A. E.S.P

Fuente: TGI-Transportadora de Gas internacional, modificado por los autores, 2018.

Figura 27. Red de gasoductos Colombia



Fuente: EMPRESAS TRANSPORTADORAS DE GAS NATURAL, red de gasoductos, [en línea] <http://tgi.com.co>. Consultado: marzo 20, 2018.

Figura 28. Gasoductos Colombia



Fuente: TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL, cadena del gas natural, [en línea] <http://www.tgi.com.co/industria-del-gas-natural/cadena-del-gas-natural>. Consultado: marzo 21, 2018.

2.3 OFERTA Y DEMANDA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

Colombia no es un país productor e importador como lo es México, Brasil y Argentina, ni tampoco es un gran exportador como lo es Trinidad y Tobago, Perú y Bolivia, pero por otra parte Colombia ya ha empezado nuevos proyectos para suministrar más gas, como lo es la nueva planta regasificadora del Cayao que se inauguró en diciembre del 2016, con capacidad para almacenar 170.000 metros cúbicos de gas líquido y regasificar 400 millones de pies cúbicos de gas. A continuación en la **Tabla 9**, se presenta el perfil de producción, consumo y reservas por país.

Tabla 9. Oferta y demanda de gas natural

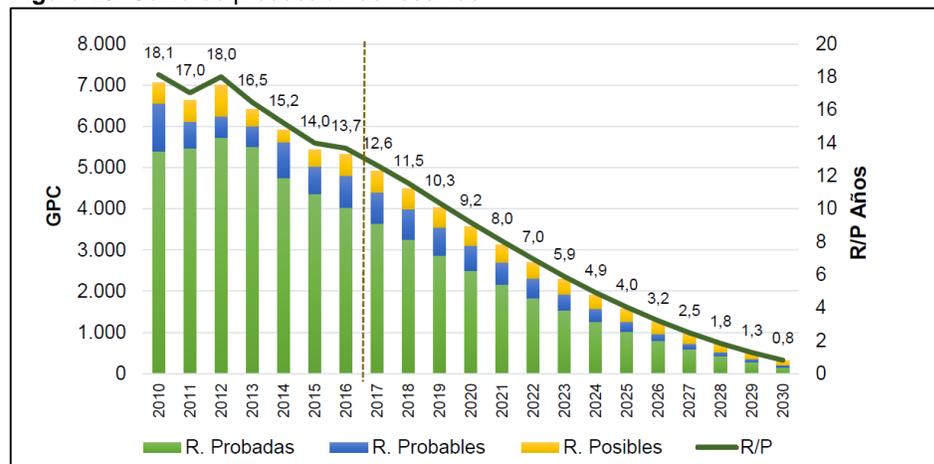
País	Ratio R/P (años)	Producción (MM3/d)	Consumo (MM3/d)	Gap Prod/Consumo
Argentina	9,3	97,1	129,2	-32,1
Brasil	23,1	54,9	108,6	-53,7
Uruguay	NA	0	0,2	-0,2
Chile	108	2,5	13,1	-10,6
Bolivia	13,9	61,0	11,0	50,0
Perú	33,0	35,4	19,7	15,7
Ecuador	10,0	1,7	1,7	0,0
Colombia	13,7	32,4	30,0	2,5
Venezuela	+200	78,3	81,6	-3,3
México	6,0	159,2	235,1	-75,9
T&T	8,2	115,2	60,2	55,0

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, ARPEL, 2015.

Se puede observar en la tabla anterior que Colombia es un país que ha tenido la autosuficiencia de gas natural para su consumo, sin embargo, ésta autosuficiencia se empieza a afectar debido al aumento de consumo de gas cada año y los nuevos proyectos que han incentivado el uso del gas natural, por lo tanto, Colombia debe aumentar la importación y producción de gas natural.

2.3.1 Proyecciones de oferta de gas natural. En la **Figura 29**, se presenta la curva de producción de las reservas para los próximos años, esta curva no incluye las reservas de los nuevos campos descubiertos dado que estas cifras corresponden con las reportadas por las empresas operadoras a la ANH y expresa los volúmenes que esperan producir de las reservas certificadas a 31 de diciembre de 2016. Con esto y manteniendo la producción de gas natural en el total producido en el año 2016, se estima una relación reservas/producción de gas a 2017 de 12,6 años, valor que se reduce a 4 años en 2025 y a un año en 2029.

Figura 29. Curva de producción de reservas



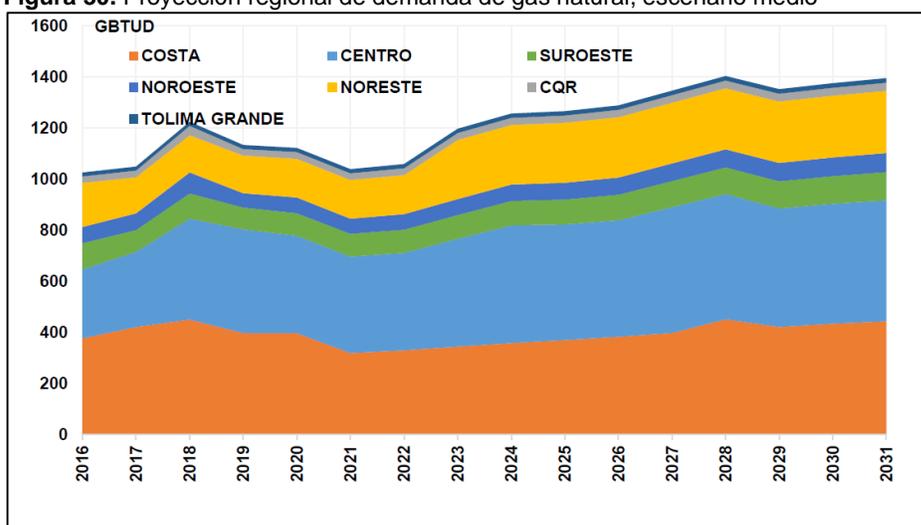
Fuente: UPME, Balance de gas natural 2017, [en línea]

<http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATUR AL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf>. Consultado: febrero 5, 2018.

2.3.2 Proyecciones de demanda de gas natural. Las regiones de mayor consumo de gas, son el Centro, Costa, CQR (Caldas, Quindío, Risaralda), Noreste, Noroeste, Suroeste y Tolima grande. En la **Figura 30**, se muestra el escenario de demanda de gas natural por regiones en dónde se toman los principales cambios de tendencia por los proyectos de los sectores termoeléctricos y petroleros. Las regiones que presentan mayores variaciones son Costa y Centro, donde se encuentran ubicados los mayores consumidores y los potenciales demandantes de gas natural.

La participación del sector petrolero en el desarrollo del país resalta la importancia de contar con los insumos, entre ellos el gas natural, para conseguir mayores ingresos para el país.

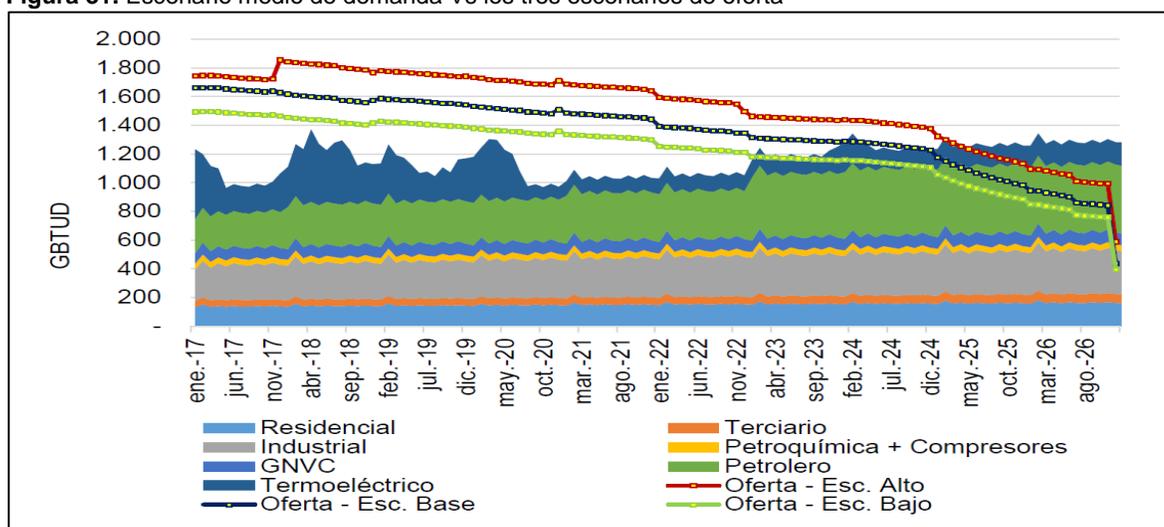
Figura 30. Proyección regional de demanda de gas natural, escenario medio



Fuente: UPME, Balance de gas natural 2017, [en línea] <http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf>. Consultado: febrero 5, 2018.

Contrastado los escenarios de demanda estimados por la UPME y de oferta resultante de la declaración de producción de 2017, La UPME efectuó el balance con resolución mensual, a fin de establecer con detalle los periodos en los cuales podrían presentarse superávits o déficits de gas natural a nivel nacional, (**Figura 31**).

Figura 31. Escenario medio de demanda Vs los tres escenarios de oferta



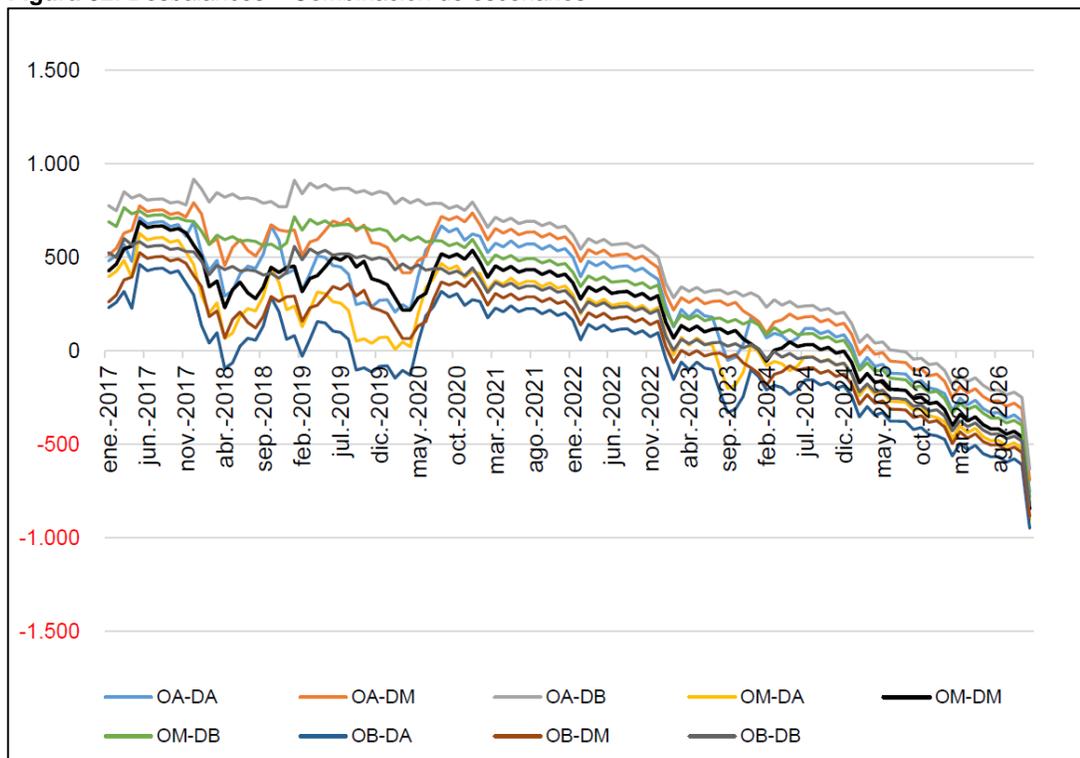
Fuente: UPME, Balance de gas natural 2017, [en línea] <http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf>. Consultado: febrero 5, 2018.

En este escenario se puede observar que el sector de mayor demanda son las termoeléctricas, el sector petrolero y el sector transporte. Según las proyecciones

de la UPME la relación entre la oferta y demanda tendrá un desbalance, en donde la oferta de gas empezará a disminuir y la demanda a aumentar, dejando un escenario poco atractivo para el sector energético.

De acuerdo con lo establecido por la Resolución CREG No. 089 de 2013 en su artículo 24 y las Resoluciones que la modifican, se concluye que la oferta certificada a la fecha por los productores e importadores abastecerá la demanda nacional de gas natural proyectada por la UPME (según el escenario medio), hasta Noviembre de 2023, (**Figura 32**), mostrando las convenciones en la **Tabla 10**.

Figura 32. Desbalances – Combinación de escenarios



Fuente: UPME, Balance de gas natural 2017, [en línea] <http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf>. Consultado: febrero 5, 2018.

En busca de mejorar los planes energéticos en el sector del gas natural, Colombia inauguró la planta regasificadora del Cayao de la Costa Caribe para importar más gas natural, por otro lado, se ha estado trabajando en nuevos proyectos que incentivan el consumo de gas natural.

Tabla 10. Combinación de escenarios de oferta y demanda

Combinación de escenarios	
Oferta Alta - Demanda Alta	OA-DA
Oferta Alta - Demanda Media	OA-DM
Oferta Alta - Demanda Baja	OA-DB
Oferta Media - Demanda Alta	OM-DA
Oferta Media - Demanda Media	OM-DM
Oferta Media - Demanda Baja	OM-DB
Oferta Baja - Demanda Alta	OB-DA
Oferta Baja - Demanda Media	OB-DM
Oferta Baja - Demanda Baja	OB-DB

Fuente: Balance de Gas Natural en 2016, UPME-MME, modificado por los autores, 2018

Este proyecto busca ese incentivo de consumo de gas natural, empezando en el sector transporte y posteriormente con las plantas de licuefacción a pequeña escala de gas natural. En el momento que las plantas lleguen a hacer parte de la cadena energética de gas, éstas no solo estarán en el estudio de viabilidad del sector transporte, sino que también se basará su sostenimiento en los diferentes sectores de consumo, (**Figura 31**).

2.3.3 Escenario de oferta y demanda del Gas Natural Licuado como combustible. El gas natural es uno de los combustibles fósiles más limpios debido a su composición química, reduciendo las emisiones de CO₂ con respecto al petróleo y el carbón por unidad de energía producida, por lo tanto, el uso del gas natural licuado se ha estado ampliando en Japón, Perú, Chile, Bolivia, Argentina y Europa en dónde se han estado desarrollado nuevas tecnologías para abastecer éste consumo.

Según los datos de la EIA (U.S Energy Information Administration) el sector transporte es el segundo a nivel mundial, en cuanto al consumo de energía teniendo un 27% del total, de los cuales, el 94% está cubierto por líquidos derivados de la refinación de petróleo, en el que 55% de la producción de crudo se destina al sector transporte.

España tiene 900 plantas receptoras de GNL, que mediante camiones cisternas suministran gas a industrias y poblaciones sin gasificar, encabezando como una de las empresas de suministro “gas Natural Fenosa”, que ha impuesto estas plantas de licuefacción a mediana y pequeña escala en estaciones de servicio de GNL y GNC para el sector transporte.

Actualmente en Colombia no se usa gas natural licuado como combustible ya que no se tienen las tecnologías y proyectos de licuefacción para el gas y éste generalmente se usa de manera comprimida para el transporte automotor.

En los últimos años se han hecho proyectos en el Caribe para aumentar el uso de gas natural para la industria, el transporte y las residencias, dando así una mayor demanda en las diferentes ciudades, mostrando en el 2012 un consumo de 856 millones de pies cúbicos por día. En este mismo año se convirtieron más de 37000 vehículos a gas natural comprimido sobrepasando las cifras de 400000 de vehículos totales, ocupando Colombia el octavo puesto de países que usan el gas natural como combustible, luego en el 2016 Colombia cuenta con 556,548 carros convertidos a GNV.

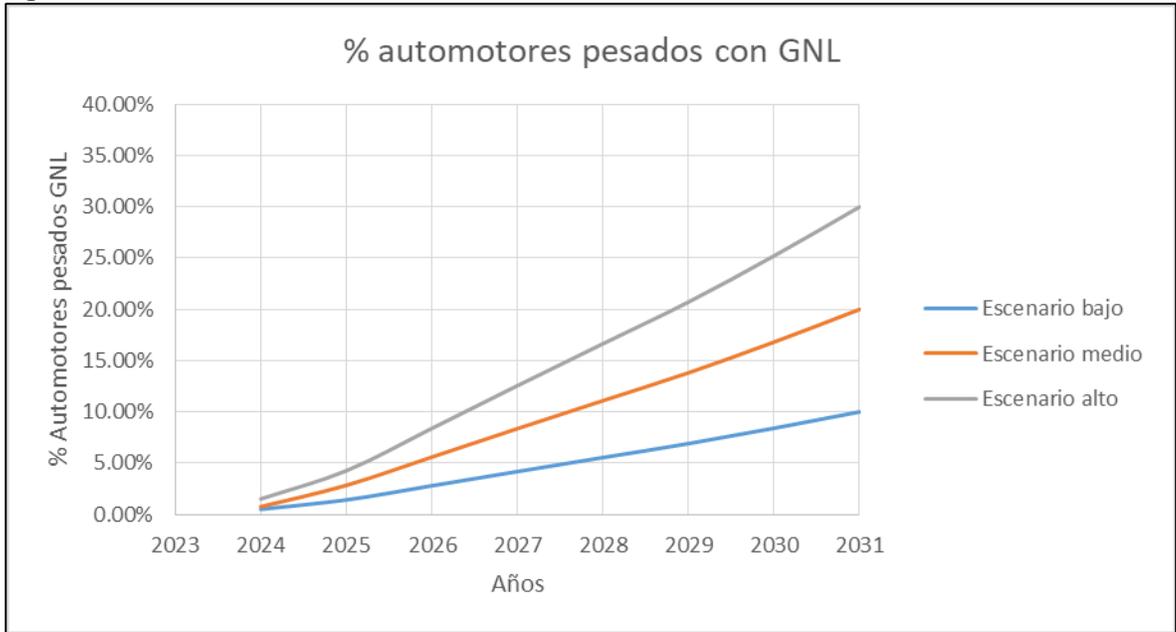
Teniendo en cuenta la tasa de penetración del GNV en Colombia, sobre el tiempo y el porcentaje en cantidad de vehículos duales o dedicados al gas natural como combustible, se hace un análisis de proyección de vehículos convertidos o reemplazados a tecnologías GNL. La proyección de la UPME del 2016 fue del 2018 al 2025, mencionado la cantidad de vehículos convertidos por año, con base a esa información se analizó la tasa de penetración de proyección de 8 años desde el 2024 hasta el 2031 y se calculó los tres escenarios posibles, ver **Figura 33** y **Figura 34**. Se escogió el comienzo del plan desde el 2023 dando 5 años de estudio de ésta nueva tecnología desde el 2018, teniendo proyectada la instalación en el 2023 y el funcionamiento desde el 2024.

Figura 33. % Vehículos convertidos en Colombia a GNL

Escenario	vehículos convertidos en Colombia a GNL								
	año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Bajo 10%	# vehículos	5.03%	14.19%	27.97%	41.86%	55.49%	69.07%	84.06%	100%
	# vehículos	0.50%	1.42%	2.80%	4.19%	5.55%	6.91%	8.41%	10%
Medio 20%	# vehículos	5.03%	14.19%	27.97%	41.86%	55.49%	69.07%	84.06%	100%
	# vehículos	0.76%	2.84%	5.59%	8.37%	11.10%	13.81%	16.81%	20%
Alto 30%	# vehículos	5.03%	14.19%	27.97%	41.86%	55.49%	69.07%	84.06%	100%
	# vehículos	1.51%	4.26%	8.39%	12.56%	16.65%	20.72%	25.22%	30%

Fuente: Elaboración propia.

Figura 34. Grafica de % Vehículos convertidos en Colombia a GNL



Fuente: Elaboración propia.

Promigas tenía proyectado para el 2015 la instalación de la primera microplanta de gas natural licuado para sectores donde es imposible atender con gasoductos, sin embargo, este proyecto todavía no se ha implementado y la empresa se ha centrado en el funcionamiento del primer puerto marítimo de gas natural licuado ubicado en Cartagena, en el Cayao, con una capacidad de almacenamiento de 170,000 M³ de gas natural para regasificar 400 millones de pies cúbicos de gas líquido.

Colombia se ha visto limitada por proyectos no óptimos, reacción tardía ante la demanda y oferta e incertidumbre sobre la evolución y el futuro del sector.

El objetivo de estudio ha sido analizar los beneficios del desarrollo de GNL en Colombia; beneficios técnicos y económicos frente a otros combustibles; las empresas de gas y su desarrollo en GNL; contribución al PIB y al empleo; barreras de desarrollo y su mitigación.

3. EMPLAZAMIENTO

En el estudio de la ubicación de las plantas se tiene en cuenta las características de los vehículos en objetivo que se cambiarán de Diésel a GNL, seleccionando así puntos de mayor demanda de los automotores por las carreteras principales de Colombia. De acuerdo a los kilómetros de ruta de los automotores se indican el número de plantas a localizar, los puntos estratégicos y el área de terreno en las que se construirán.

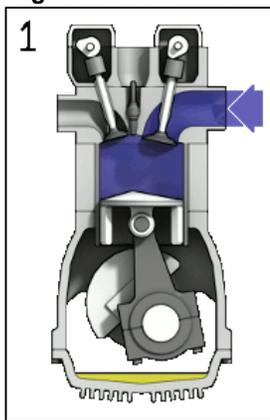
3.1 CARACTERÍSTICAS DE VEHÍCULOS A GAS NATURAL LICUADO

Existen diferentes tecnologías que se usan actualmente en los vehículos de gasolina y diésel combinados con GNC o GNL en los motores de ciclo Otto y diésel, pero en otros países como España se trabaja con vehículos pesados que de fábrica son originalmente con GNL.

3.1.1 Tecnologías de motores a gas natural.

- **Ciclo Otto:** esta clase de motor es el que actualmente se utiliza más, usando el principio de inyectar una mezcla de aire + combustible y realizar la combustión por medio de una chispa, este motor funciona en cuatro tiempos: Admisión (1): como se puede ver en la **Figura 35** la mezcla entra con la válvula abierta bajando el pistón.

Figura 35. Admisión

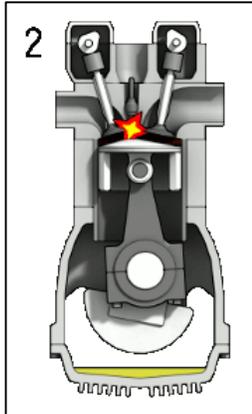


Fuente: UNIVERSIDAD DE SEVILLA, ciclo otto, [en línea] http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Otto. Consultado: marzo 5, 2018.

Compresión (2): el pistón sube comprimiendo la mezcla sin embargo esto no es suficiente para llegar al punto de ignición de la mezcla por lo tanto, en el

punto más alto del pistón salta la chispa generando así la combustión, como se puede ver en la **Figura 36**.

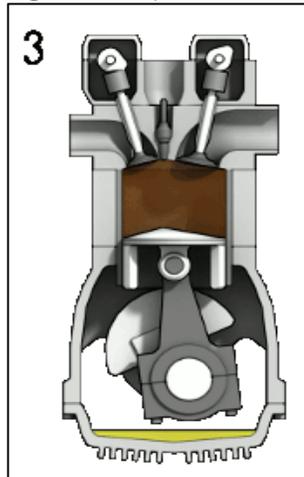
Figura 36. Compresión



Fuente: UNIVERSIDAD DE SEVILLA, ciclo otto, [en línea] http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Otto. Consultado: marzo 5, 2018.

Expansión (3): al realizarse la combustión, el gas empuja el pistón hacia abajo realizando el trabajo sobre él, como se puede ver en la **Figura 37**.

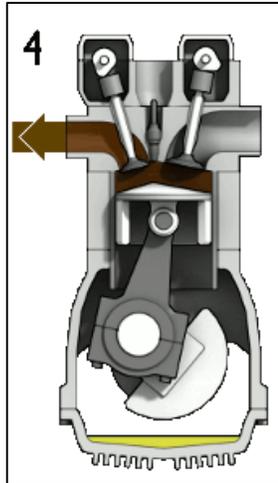
Figura 37. Expansión



Fuente: UNIVERSIDAD DE SEVILLA, ciclo otto, [en línea] http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Otto. Consultado: marzo 5, 2018.

Escape (4): el gas con mayor temperatura que el ingresado inicialmente sale por la válvula de escape y es remplazado con su misma cantidad con la mezcla fría en la siguiente admisión como se puede ver en la **Figura 38**.

Figura 38. Escape



Fuente: UNIVERSIDAD DE SEVILLA, ciclo otto, [en línea] http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Otto. Consultado: marzo 5, 2018.

Los motores a gas natural utilizan un ciclo Otto presentando un gran beneficio a la hora de hacer conversiones de gasolina a gas, ya que no se deben hacer cambios sustanciales al motor, existen dos clases de motores con ciclo Otto que utilizan gas natural, mono-fuel y bi-fuel. “Un vehículo mono-combustible de gas es el vehículo mono-combustible que funcione básicamente con GLP, gas natural/biometano o hidrógeno, es nombrado como dedicados, pero que también pueda estar equipado con un sistema de gasolina para casos de emergencia o solo para el arranque cuando el depósito de gasolina no contenga más de quince litros. Por vehículo bi-combustible se entiende el vehículo equipado con dos sistemas de almacenamiento de combustible que pueda circular a tiempo parcial con dos combustibles diferentes, pero que esté diseñado para circular con uno solo a la vez. En el caso del vehículo bi-combustible de gas, el vehículo podrá circular con gasolina, pero también con GLP, gas natural/biometano o hidrógeno.”⁹

⁹ DELOITTE y GASNAM. Desarrollo del gas natural vehicular en España: análisis de beneficios y potencial de contribución a la economía nacional. Octubre 2014. pp. 33.

- **Ciclo Diésel:** el ciclo diésel a diferencia del Otto no utiliza una chispa para crear la combustión, para que la ignición se lleve a cabo se aprovechan las propiedades físico químicas del diésel y en la cámara se comprime hasta llegar al punto de su auto ignición. Para entender cómo funciona el ciclo diésel se explica una simple secuencia:

Admisión (1): el pistón baja por la entrada de aire al tener la válvula abierta.

Compresión (2): el pistón vuelve a subir comprimiendo el aire.

Combustión: un poco antes que el pistón llegue a su punto más alto se inyecta el combustible hasta que el pistón empieza a bajar un poco. En ese momento se genera una expansión el cual, el gas empuja el pistón hacia abajo realizando el trabajo sobre él.

Escape (4): por la otra válvula se escapa el gas que se generó por la combustión e inmediatamente es sustituido por el aire que se tiene en la admisión.

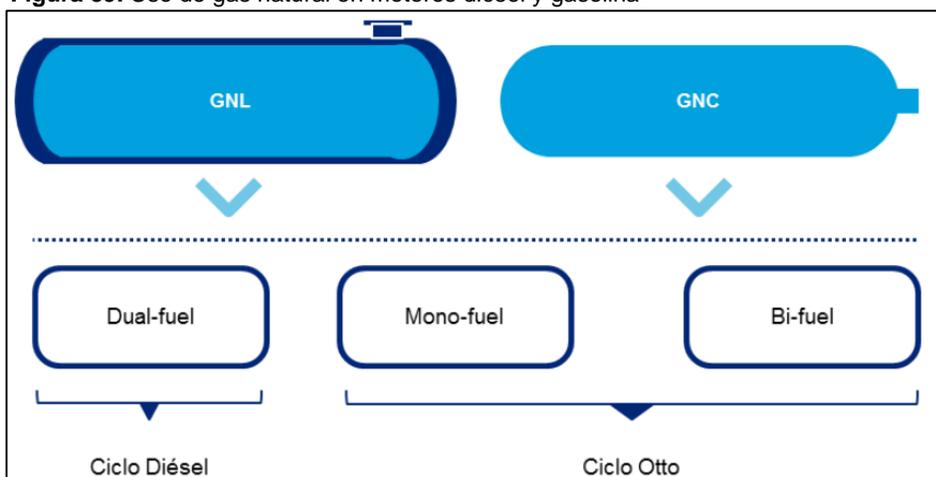
Es importante decir que el ciclo diésel es de mayor rendimiento que los motores Otto, ya que las presiones que se manejan dentro de la cámara son mayores en la cámara de combustión.

Para poder utilizar y hacer la conversión de un vehículo a GNL se necesita un motor llamado Dual-fuel “Esto es debido a que no se produce la ignición espontánea del gas natural con la compresión y, por tanto, se requiere la inyección de gasóleo para que éste se auto-encienda y actúe como desencadenante de la combustión del gas natural. En este tipo de motores, la relación de gas natural y gasóleo depende del tipo de operación y de las especificaciones técnicas que deba cumplir el motor. Actualmente se están desarrollando motores dual-fuel para el transporte ferroviario que sustituyen entre el 80% y el 95% de gasóleo en la combustión”¹⁰

Para el uso del gas natural se tiene en cuenta todos los tipos de motores ya mencionados, (**Figura 39**).

¹⁰Deloitte y GASNAM. Desarrollo Del Gas Natural Vehicular En España: Análisis De Beneficios Y Potencial Contribución a La Economía Nacional. 2014. pp. 34.

Figura 39. Uso de gas natural en motores diésel y gasolina



Fuente: GASNAM, Desarrollo del gas natural vehicular en España: análisis de beneficios y potencial contribución a la economía nacional, [en línea] <http://gasnam.es/wp-content/uploads/2015/03/2015-03-03-Estudio-GNV-Documento-Completo.pdf>. Consultado: marzo 15, 2018.

Los vehículos pesados pueden usar motores de ciclo Otto o de diésel, pero el diésel presenta una mayor eficiencia con respecto a la gasolina, por lo tanto, la tecnología que se usa en la mayoría de vehículos pesados de carga es diésel.

la clase de motores que se deben usar se informan en la resolución 1111 del 2013, diciendo que los vehículos de carga y pasajeros que ingresen al país desde el 2015 deberán tener tecnología euro IV, el cual emite un 87% menos de material particulado que la tecnología euro II que se está utilizando actualmente¹¹.

La Resolución 4100 del 2004 de Colombia publicada por el Ministerio de transporte clasifica el transporte vehicular terrestre de carga según la configuración de los ejes, por vehículos automotores y vehículos no automotores, las dimensiones, el peso bruto vehicular PBV, peso por eje y normatividad para los vehículos C2 de modelos anteriores a 1970. Para más información ver **ANEXO A**.

Como se había especificado anteriormente los vehículos de carga; incluyendo los camiones, volquetas y tracto-camiones, representan el 3% del transporte automotor en Colombia en el 2016, estos vehículos pueden ser los próximos que van a utilizar el GNL dando una disminución importante de costos y emisiones de CO₂ y de NOX, ya que la mayoría se pueden pasar a GNL sin cambiar mucho sus especificaciones.

3.2 RUTAS DE MAYOR CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS PESADOS

El sector de vías en Colombia está localizado en su mayor parte en el noroccidente, en la **Figura 40**, se puede observar el mapa de carreteras con las

¹¹ PARDO, Christian. Ordenan Que Vehículos a Diésel Sean Más Limpios. Portafolio. Bogotá. Enero 8.

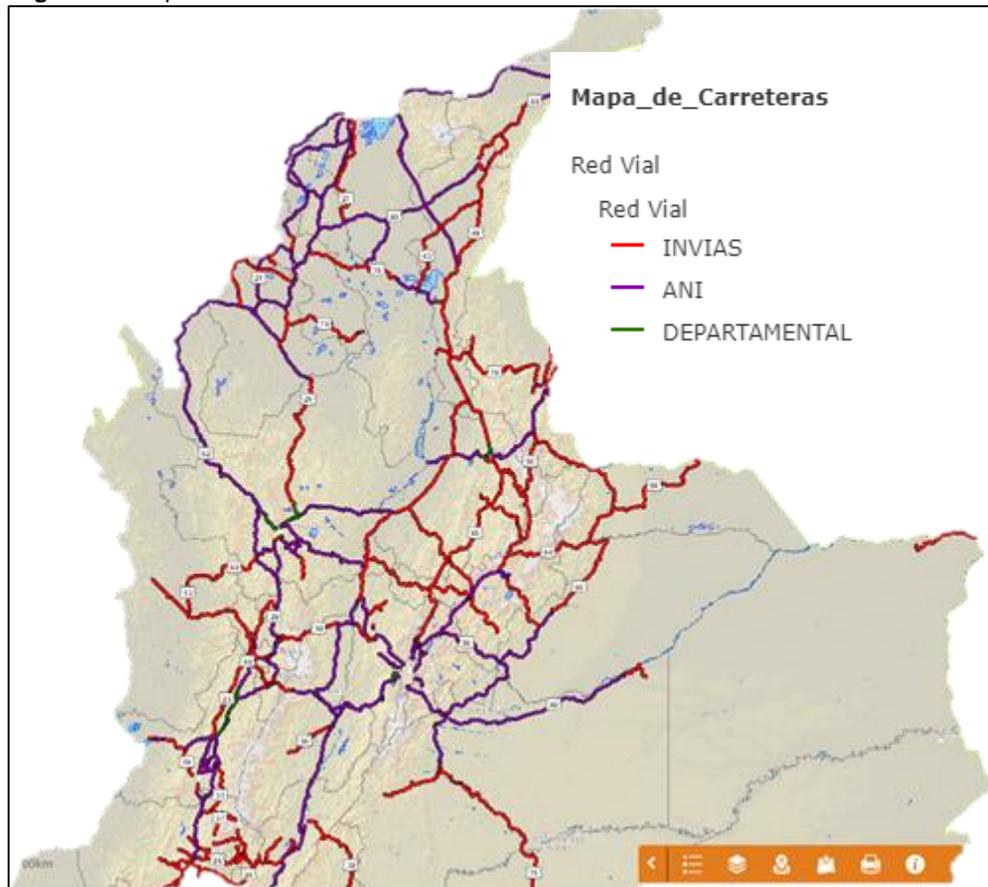
vías principales. Las vías son transitadas por 5 tipos de automotores, el cual es clasificado de la siguiente manera, (**Tabla 11**).

Tabla 11. Clasificación de automotores para peajes de Colombia

Clasificación de automotores para peajes de Colombia	
Cat. I:	Automóviles, Camperos y Camionetas
Cat. II:	Buses, Busetas con eje trasero de doble llanta y Camiones de dos ejes
Cat. III:	Camiones de tres y cuatro ejes
Cat. IV:	Camiones de cinco ejes
Cat. V:	Camiones de seis ejes

Fuente: INVIAS, 2018

Figura 40. Mapa de carreteras

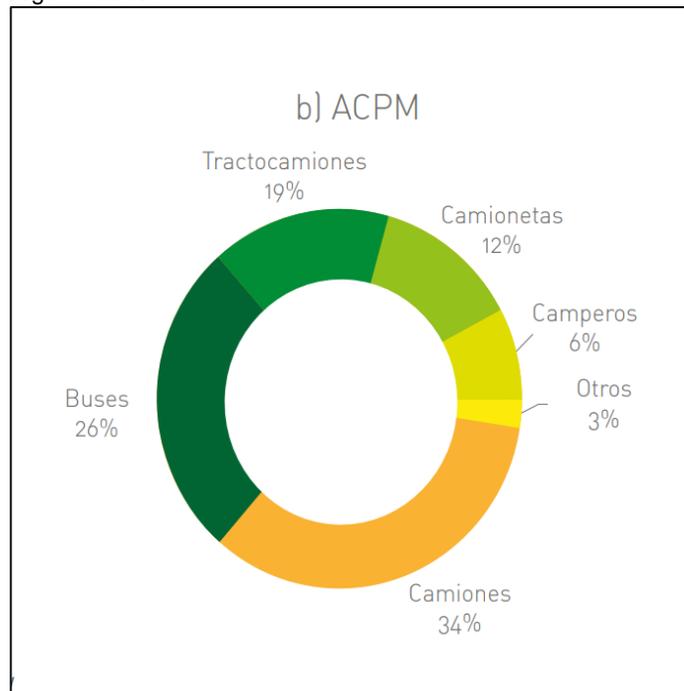


Fuente: INVIAS, mapa de carreteras 2015, [en línea] <https://www.invias.gov.co/>. Consultado: marzo 4, 2018.

Se escogen las rutas con mayor flujo de transporte de carga, debido a que este automotor es el que más usa diésel para su movilidad (**Figura 41**), por su rendimiento y economía.

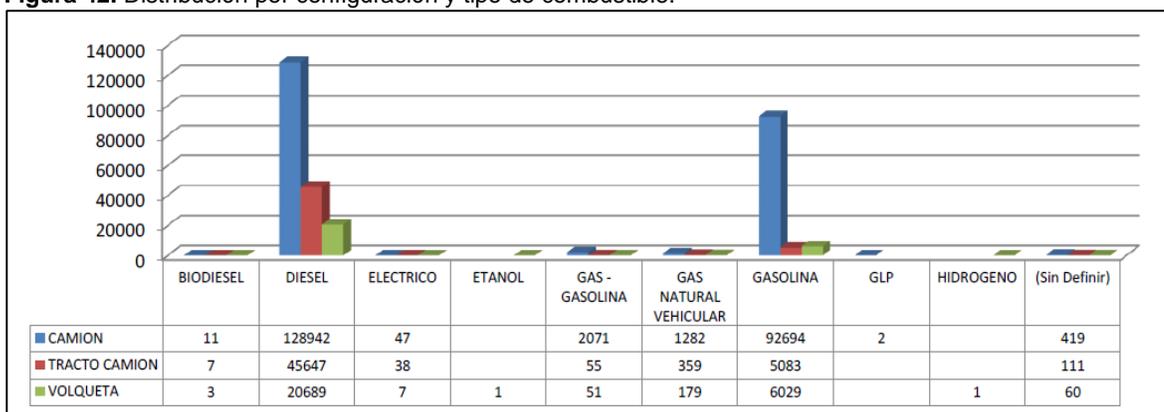
El reto para Colombia es disminuir la contaminación por el uso de algunos combustibles líquidos (**Figura 42**), en especial el diésel que es el combustible más contaminante, por ende se ha optado por empezar a proyectar tecnologías ya usadas en otros países (como referencia proyectos de España y Perú), en donde el transporte de carga pesada usa GNV, GNL o en algunos casos de manera Dual con gasolina y diésel.

Figura 41. Distribución del consumo de diésel para transporte según modos.



Fuente: UPME, plan de acción indicativo de eficiencia energética, [en línea] http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf. Consultado: marzo 20, 2018.

Figura 42. Distribución por configuración y tipo de combustible.



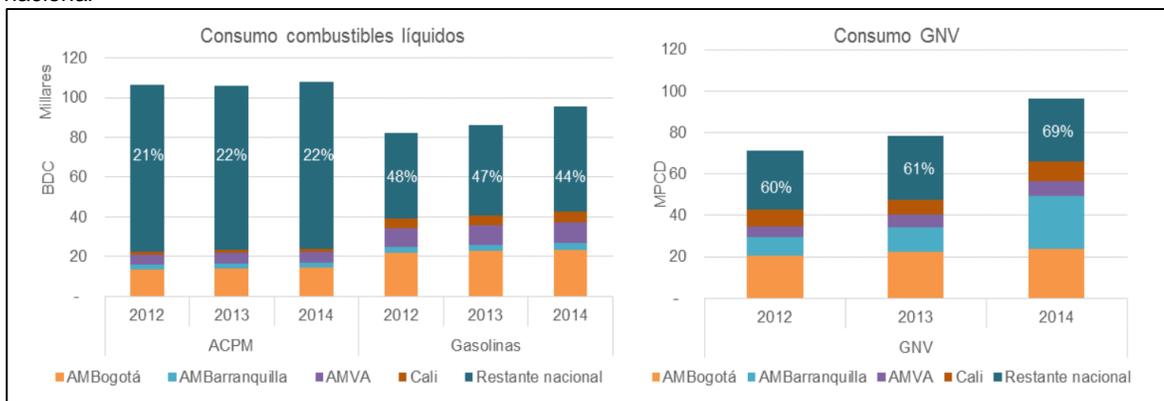
Fuente: UPME, plan de acción indicativo de eficiencia energética, [en línea] http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf. Consultado: marzo 20, 2018.

La movilidad del transporte pesado en Colombia se destaca por la oferta y capacidad de carga, en dónde los principales nodos de flujo son Cundinamarca (Bogotá), Valle (Cali y Buenaventura), Antioquia (Medellín), Atlántico (Barranquilla) y Bolívar (Cartagena).

Estos nodos se han construido a través de la historia colombiana por la ubicación de sus principales puertos que se encuentran en Buenaventura, Cartagena y Barranquilla, dando cobertura a rutas viales hacia las ciudades con mayor comercialización en importaciones y exportaciones, como Bogotá D.C y Medellín.

En la **Figura 43**, muestra el consumo de combustibles GNV, ACPM y gasolina, dividiendo los datos en las regiones principales consumidoras y el restante Regional. Los vehículos pesados al ser el modo de transporte de carga principal, son los de mayor consumo de ACPM y se movilizan por las vías de las Regiones mencionadas anteriormente como los nodos de las rutas viales.

Figura 43. Distribución del consumo de combustibles en las regiones desagregadas, con respecto al total nacional

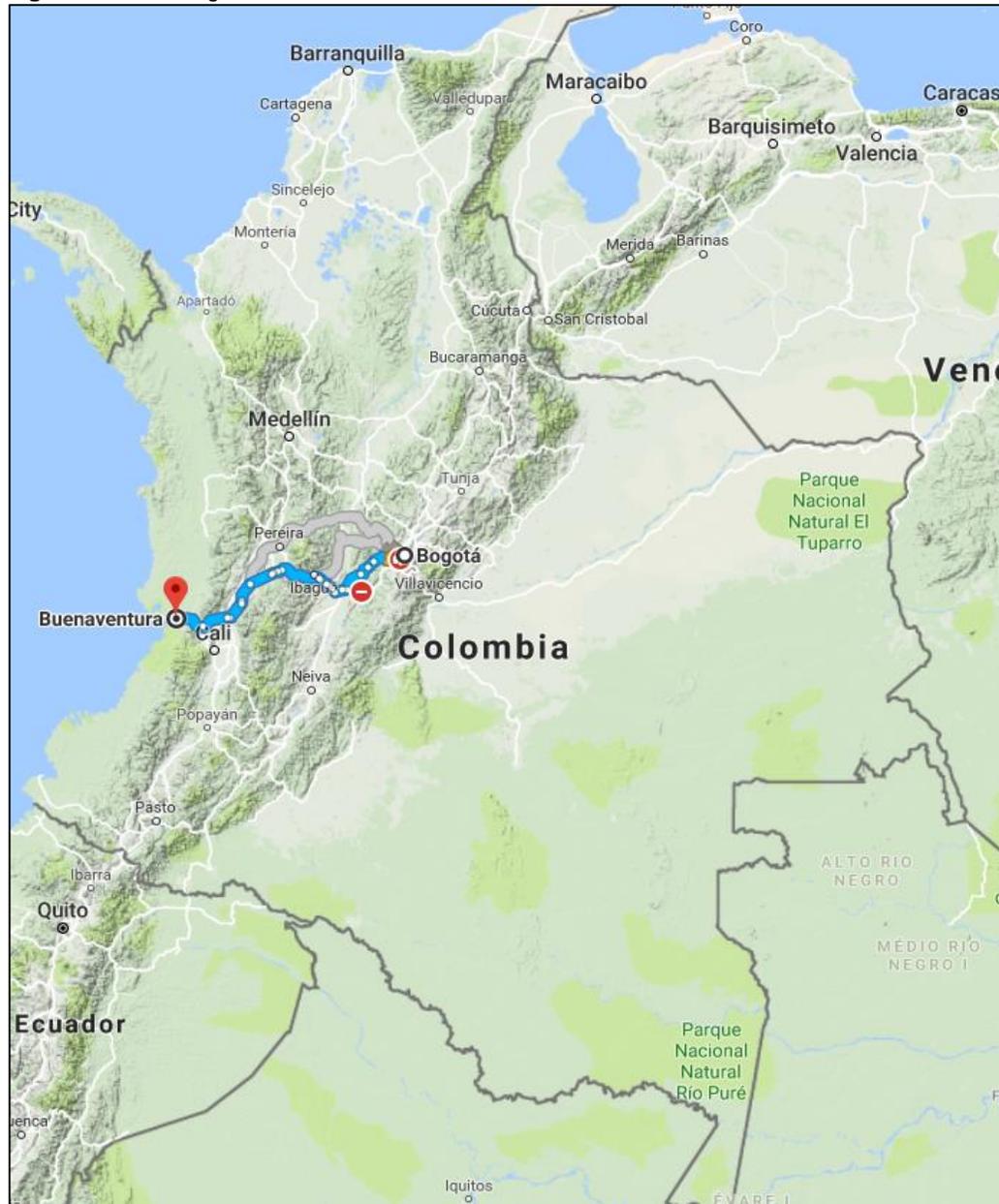


Fuente: CONCENTRA, demanda de gas, [en línea] <https://www.concentra.co/productos/demanda/demanda-de-gas>. Consultado: febrero 28, 2018.

Bogotá – Buenaventura

Esta vía es una de las más transitadas por la exportación e importación que tiene Buenaventura, en dónde se parte del centro del país hacia el occidente. (Figura 44 y Tabla 12).

Figura 44. Ruta Bogotá-Buenaventura



Fuente: Google Maps, 2018.

Tabla 12. Ruta Bogotá-Buenaventura

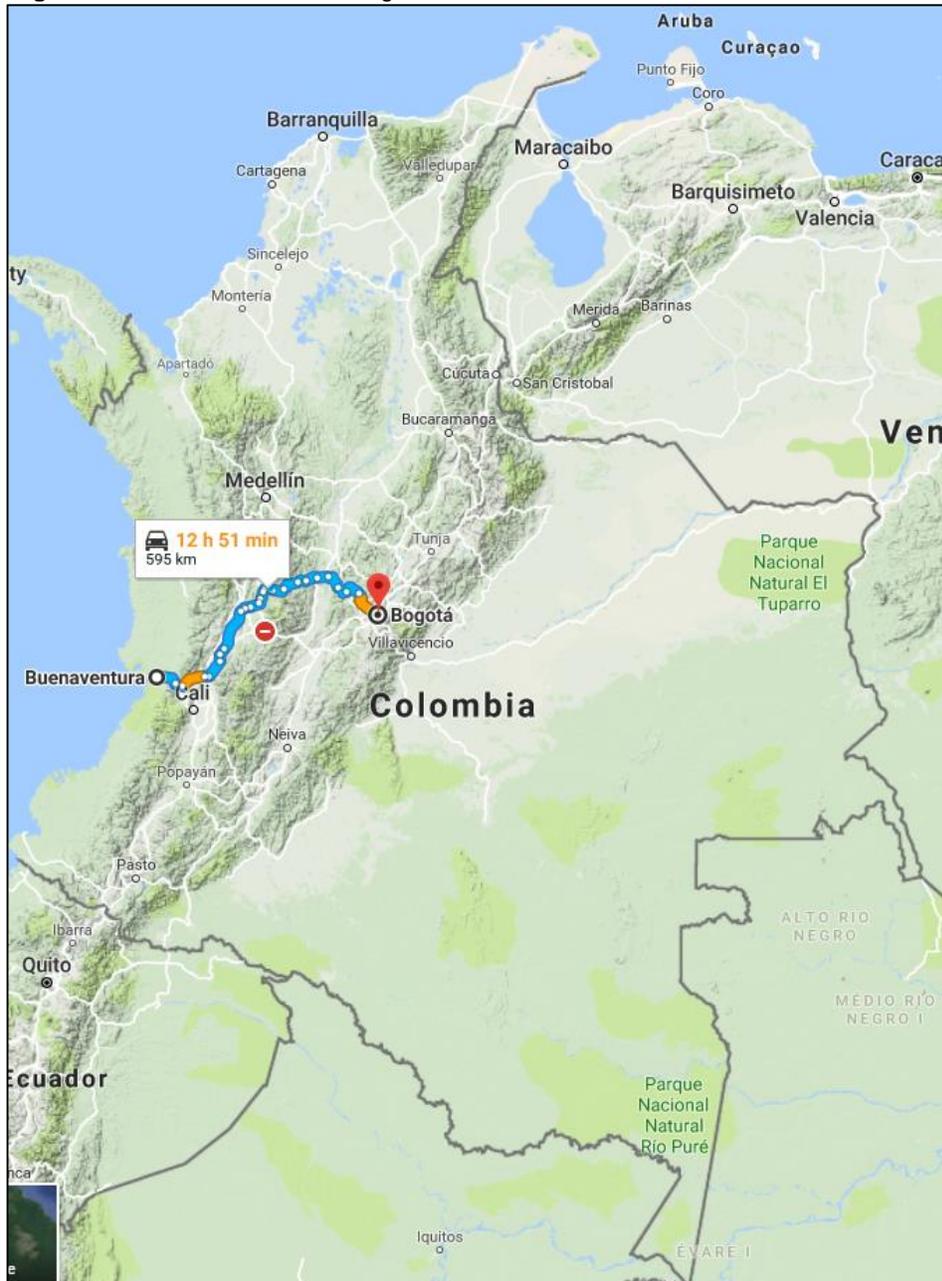
Distancia	Variante Ibagué –Armenia (517km): Bogotá-Girardot-Armenia-Tuluá-Buenaventura. Variante Ibagué – Armenia – Loboguerrero - Buga (564km): Bogotá-Lerida-Alvarado-Ibagué-Armenia-Tuluá-Buenaventura. Tuluá- Cartago (594km): Bogotá-Guaduas-Pereira-Cartago-Tuluá-Buenaventura.
Tiempo	Aproximadamente 12Hr
Flujo promedio por mes de # de vehículos tarifa plena 2017-2018	I:180363 II:42258 III:18833 IV:13317 V:16299
Peajes Rutas principales	Chusacá, Corzo, Río Bogotá, Cambao, Alvarado, Honda, Cerritos, Chicoral, Betania, La Uribe Gualanday, Cajamarca, Corozal, Tarapacá, Caiquero y Loboguerrero

Fuente: Google Maps, Ministerio de Transporte, modificada por los autores, 2018.

Buenaventura – Bogotá

Esta vía es una de las más transitadas por la exportación e importación que tiene Buenaventura, en dónde se parte del centroccidente del país hacia el centro. (Figura 45 y Tabla 13).

Figura 45. Ruta Buenaventura- Bogotá



Fuente: Google Maps, 2018.

Tabla 13. Ruta Buenaventura- Bogotá

Distancia	Tuluá-Armenia (517km): Buenaventura-Loboguerrero- Tuluá- Armenia- Ibagué- La mesa Bogotá. Tuluá- Cartago (595km): Buenaventura-Tuluá- Cartago-Pereira-Guaduas -Bogotá.
Tiempo	Aproximadamente 12 Hr
Flujo promedio por mes de # de vehículos tarifa plena 2017-2018	I:180,363 II:42,258 III:18,833 IV:13,317 V:16,299
Peajes Rutas principales	Chusacá, Corzo, Río Bogotá, Chinauta, Cambao, Alvarado, Honda, La Uribe, Cerritos, Chicoral, Gualanday, Cajamarca, Corozal, Tarapacá, Caiquero y Loboguerrero

Fuente: Google Maps, Ministerio de Transporte, modificada por los autores, 2018.

Cartagena es uno de los puntos más esenciales en estas rutas, por tener uno de los grandes puertos de Colombia. En los próximos 10 años será el principal punto de importación de gas, recibiendo no solo de los demás países sino del lugar de mayor producción de gas en Colombia, que es la Guajira.

Bogotá – Barrancabermeja – Cartagena

La ruta de Bogotá-Barrancabermeja- Cartagena y Cartagena- Barrancabermeja - Bogotá es la vía principal, (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. y Tabla 14).

Figura 46. Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena



Fuente: Google Maps, 2018.

Tabla 14. Ruta Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena

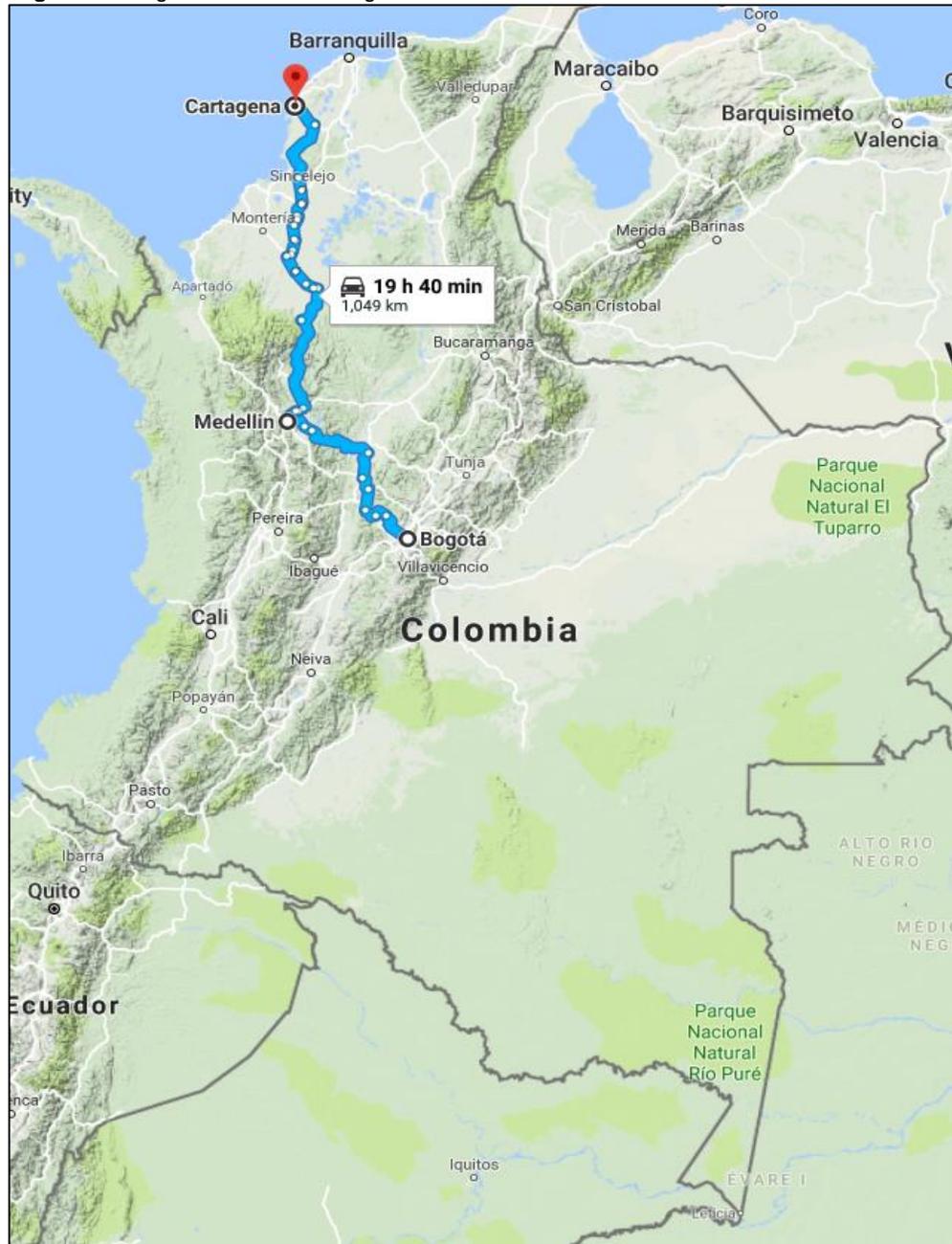
Distancia	1102 km
Tiempo	Aproximadamente 18Hr 9min
Flujo promedio por mes de # de vehículos tarifa plena 2017-2018	I:117286 II:26966 III:14364 IV:10435 V:19710
Peajes Rutas principales	Siberia, Caiquero, Río Bogotá, Corzo, El Koran, Zambito, Aguas Negras, La Gómez, Morrison, Pailitas, La Loma, El Díficil, Puente Plato y Gambote.

Fuente: Google Maps, Ministerio de Transporte, modificada por los autores, 2018.

Bogotá – Medellín – Cartagena

La ruta de Bogotá-Medellín- Cartagena y Cartagena-Medellín- Bogotá es la vía principal. (Figura 47 y Tabla 15).

Figura 47. Bogotá-Medellín- Cartagena



Fuente: Google Maps, 2018.

Tabla 15. Bogotá-Medellín- Cartagena

Distancia	1049 km
Tiempo	Aproximadamente 19Hr 40 min
Flujo promedio por mes de # de vehículos tarifa plena 2017-2018	I:150,401 II:19,459 III:16,118 IV:10,343 V:7,878
Peajes Rutas principales	Siberia, Caiquero, Guarane, La Apartada, San Onofre, Manguitos, Gambote, Turbaco, El Koran, Puerto Triunfo, Cocorná y Las Palmas.

Fuente: Google Maps, Ministerio de Transporte, modificada por los autores, 2018.

3.3 UBICACIÓN DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL

Las plantas a pequeña escala para la licuefacción del gas natural y el uso de éste como combustible, deben estar ubicadas en lugares estratégicos para que el transporte hacia las diferentes estaciones de servicio sea de fácil acceso y las condiciones de las vías sean las más óptimas. La ubicación debe realizarse a las afueras de las salidas importantes de las ciudades que se han mencionado anteriormente. Se debe tener en cuenta también los gasoductos cercanos para poder abastecer las plantas con el gas natural que se desea licuar.

3.3.1 Terreno. Al realizar la ubicación en los puntos estratégicos para suministrar el GNL a las estaciones de servicio que se encuentran ubicadas en los tramos y ciudades mencionados en las rutas de mayor circulación de vehículos pesados (Bogotá-Buenaventura; Bogotá-Medellín-Cartagena; Bogotá- Barrancabermeja-Cartagena), se debe tener en cuenta la facilidad de acceso, disponibilidad de lotes, Características de las parcelas y las condiciones urbanísticas, ambientales, legales etc.

Tramo Bogotá – Puerto Marítimo, Buenaventura, Valle del Cauca.

Este tramo tiene un recorrido aproximado de 558 km, si un vehículo pesado lo recorre serian 14 horas teniendo en cuenta un promedio de velocidad a 40 km/h, la salida de Bogotá hacia ese punto, es la autopista sur por Soacha. La planta puede estar ubicada en el municipio Sibaté (Cundinamarca), sobre la carretera Granada – Soacha en el carril sentido occidente muy cerca al peaje de Chusaca.

Este punto se escoge porque las estaciones de servicio que podrían estar sobre la carretera hacia el Valle del Cauca, se conectarían de manera fácil con las plantas de licuefacción. Sin embargo, el paso por el alto de la línea es de trafico fuerte y de bastante afluencia, por lo que se generaría problemas en el futuro, por lo tanto,

se propone una segunda ubicación de la planta muy cerca del municipio Andalucía sobre la vía Tuluá – Andalucía, sabiendo que en este punto se encuentra el gasoducto de Mariquita a Cali el cual tiene un paso por Tuluá y serviría para abastecer a la planta.

Teniendo dos plantas de licuefacción sobre estas vías se aseguraría el completo suministro a las estaciones de servicio que podría haber en este tramo. Si la inversión es muy alta para tener dos plantas la mejor opción es construir solo una para cubrir todo este tramo. Como se van a tener en cuenta otras vías que salen de Bogotá solo hay que ubicar una planta en la vía Tuluá – Andalucía, esta es una vía amplia y de fácil acceso en la que cubriría gran parte de las estaciones de servicio.

Tramo Bogotá – Barrancabermeja– Cartagena.

Este es un tramo de 1102 Km lo cual se tiene en cuenta 2 plantas de licuefacción. Si el vehículo en promedio tiene una velocidad de 40 km/h, el tiempo aproximado de recorrido sería de 28 horas.

Para ubicar la planta en las cercanías de la ciudad Bogotá se debe tener en cuenta, cual salida de la ciudad es la más importante y la facilidad de suministro del gasoducto para abastecer la planta de gas. La ciudad de Bogotá tiene dos entradas de gas, una por Usme y la otra por el Norte. La mejor salida para ir a Santa Marta se hace por la Calle 80 de Bogotá, el gasoducto que se encuentra en el Norte éste tiene ramales hacia Chía – Cota – Calle 80, por lo tanto, la ubicación de la planta se haría entre Siberia y la salida de la Calle 80, en la vía Bogotá – La Vega y así poder abastecer la planta del gas proveniente de estos ramales de forma eficiente. La carretera en estos puntos se encuentra en buen estado, por lo tanto, no presentaría contratiempo de obras en la vía.

Como el tramo es largo se proponen dos (2) plantas de licuefacción para poder cubrir las estaciones de servicio, (Tramo Bogotá – Barrancabermeja– Cartagena-Barranquilla-Santa Marta). Se propone instalar una planta en las cercanías de la ciudad de Santa Marta, que se abastecerá del gasoducto Ballenas-Cartagena y distribuirá en las vías de Santa Marta-Barranquilla –Cartagena. La planta se ubicará en el municipio Ciénaga, Magdalena, donde se encuentra el tramo La Mami- Barranquilla.

Se propone una planta opcional en un punto medio y estratégico en Barrancabermeja (Santander), ya que en este lugar se encuentra la refinería y tiene mucha actividad industrial. En futuro no solamente servirá la planta para cubrir los tramos hacia Bogotá, Santander y Cartagena, sino que también para suministrar GNL a cualquier industria. Por el momento solo se evaluará para el abastecimiento de las estaciones de servicio.

Tramo Bogotá – Medellín – Cartagena.

El tramo hasta Cartagena es de 1049 km aproximadamente, con un tiempo de recorrido de 26 horas teniendo en cuenta un promedio de velocidad a 40 km/h, por lo tanto, es necesario tener varias ubicaciones para la planta de licuefacción. Para éste tramo se necesita una a la salida de Bogotá que sería la misma salida de Bogotá hacia Buenaventura, por lo que la planta sería la misma que el anterior tramo (Bogotá-Buenaventura).

Esta etapa también recibirá el abastecimiento de la planta ubicada en Ciénaga, Magdalena y no necesitará más plantas en las cercanías de Cartagena, sin embargo, como el tramo es largo se toma como punto medio Medellín, Antioquia. Esta ciudad presenta varios ramales del gasoducto Sebastopol-Medellín teniendo como opción ubicar la planta en Bello, Antioquia para cubrir varias zonas de ese tramo. El gasoducto que se ubica en este municipio, abastecerá el gas necesario para la planta.

La planta ubicada en Bello, Antioquia podría ser una posible solución a la alta contaminación de polución generada por los automotores en Medellín, suministrando así gas natural como combustible, haciendo remplazo de otros combustibles más contaminantes.

La organización de las plantas y la cantidad concluyen de la siguiente manera. Ver (Tabla 16).

Tabla 16. Ubicación plantas de licuefacción a pequeña escala

Tramo	Número de Plantas	Ubicación
Bogotá - Buenaventura	1	Entre los municipios Tuluá - Andalucía
Bogotá - Barrancabermeja – Cartagena	3	Bogotá Salida Calle 80 vía Bogotá – La Vega. Barrancabermeja, Santander Ciénaga, Magdalena
Bogotá - Medellín – Cartagena	1	Bello, Antioquia
Total	5	

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Condiciones urbanísticas. El Ministerio de Minas y Energía tiene una resolución para los “*Requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado*”. En la resolución plantea todos los estudios que se deben realizar en un proyecto de gas natural licuado, unos son los estudios necesarios para la localización de la planta de licuefacción.

La resolución indica que todos los diseños de plantas GNL deberán contener un estudio para la localización incluyendo:

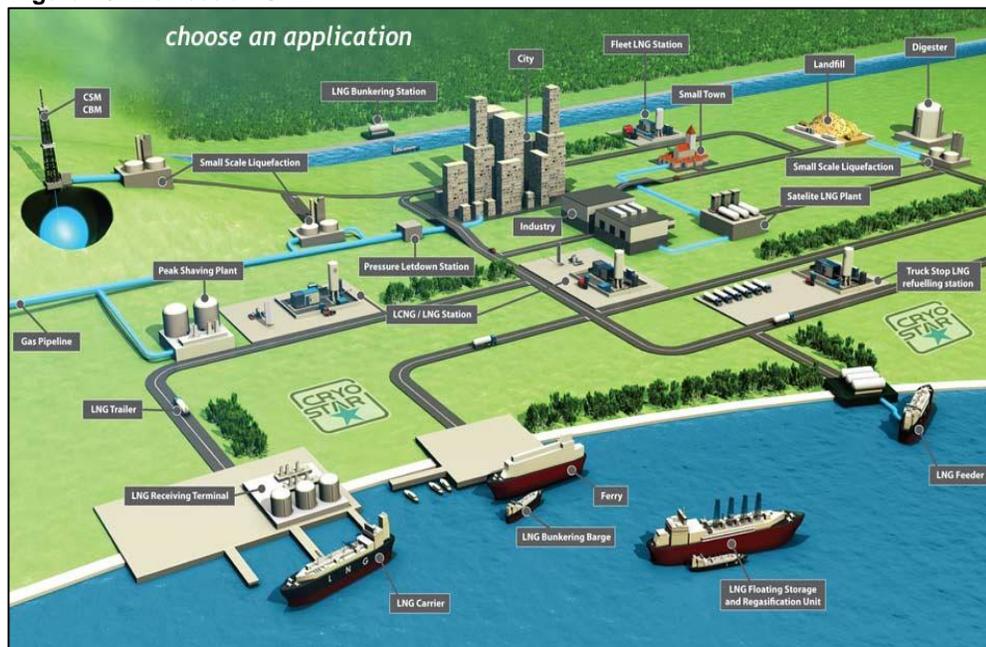
Estudio de suelos, de dispersión, los riesgos de incendio debido a la vegetación, niveles freáticos, instalaciones eléctricas, entorno acuático, calidad y temperatura del mar, olas y estudio de mareas.

Los riesgos que puede presentar la localización de la planta están establecidos en la Ley 1523 del 24 de abril del 2012 del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo y el Desastre, dando la zona de riesgo y las limitaciones.

Como la planta de licuefacción se ubicará en diferentes departamentos de Colombia, es indispensable tener en cuenta el Plan de Ordenamiento Territorial (POT) para: Tuluá - Andalucía (Valle de Cauca), Bogotá D.C, Barrancabermeja (Santander), Ciénaga (Magdalena) y Bello (Antioquia).

En la **Figura 48** se observa el escenario general de la industria GNL y sus alrededores.

Figura 48. Distribución GNL

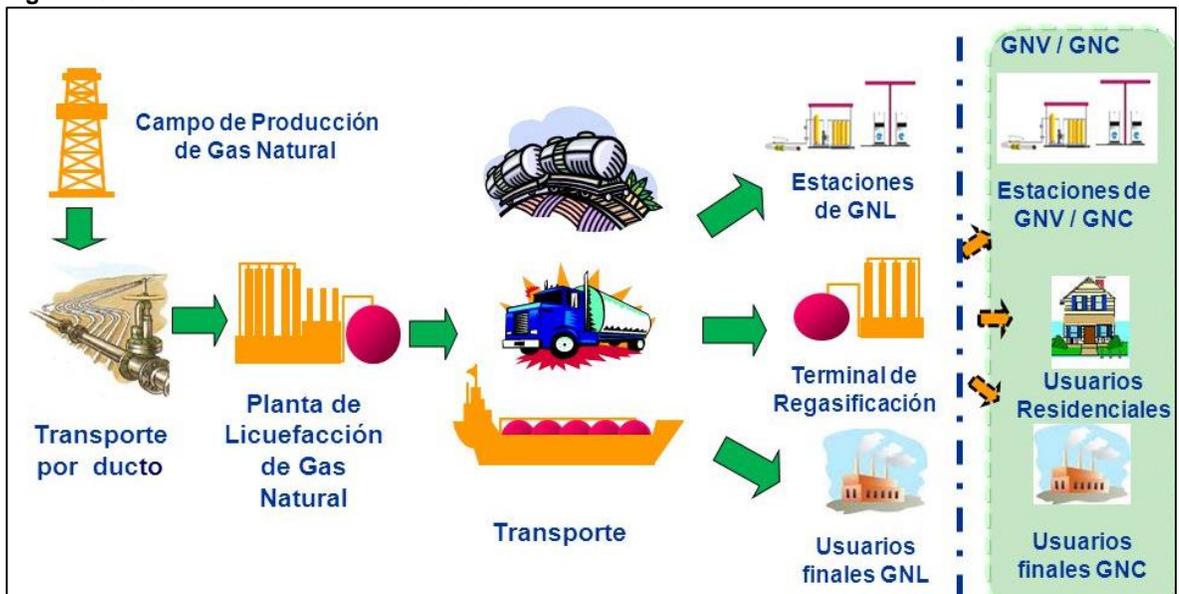


Fuente: CRYOSTAR, aplicaciones de gas natural y licuefacción a pequeña escala, [en línea] http://www.cryostar.com/pdf/dnl-zone/Catalogue_StarLiteLNG-ES.pdf. Consultado: octubre 30, 2017.

4. DISEÑO DE LA PLANTA DE LICUEFACCION DE GAS NATURAL A PEQUEÑA ESCALA

El diseño de la planta de licuefacción está delimitado entre la salida del gas tratado del gasoducto hasta las estaciones de servicio GNL y GNV, teniendo en cuenta la tubería de entrada de suministro de gas a la planta de licuefacción, los camiones cisterna y las estaciones de servicio, situándose el diseño en la cadena de valor del transporte, suministro y comercialización. En los diferentes usos del GNL, el diseño solo se va a centrar en el sector transporte automotor de carga pesada, sin embargo su diseño general puede ser el mismo para el suministro de GNL en otros sectores como se ve en la **Figura 49**.

Figura 49. Cadena de valor de la industria GNL



Fuente: Osinergmin, 2015.

4.1 TRANSPORTE

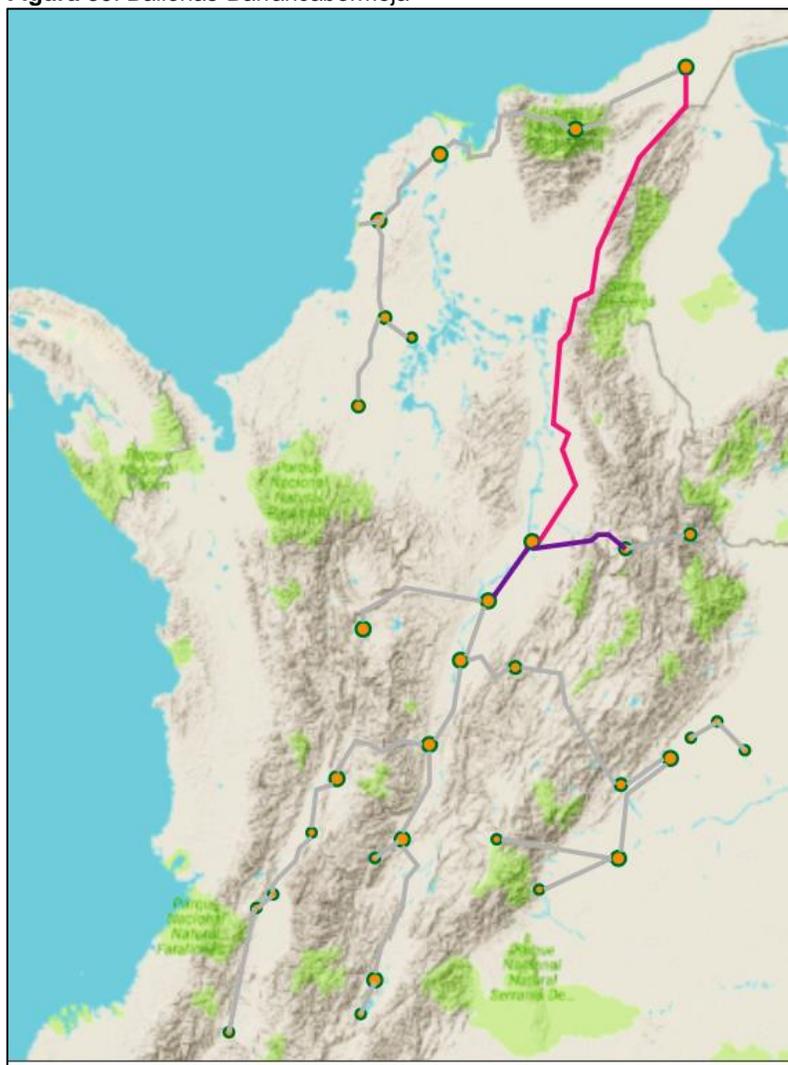
Se escoge el gasoducto más cercano a la planta de licuefacción y se hace un diseño de conexión de tuberías para la entrada de gas a la planta. De acuerdo a la ubicación de las plantas (Bogotá, Andalucía-Tuluá, Ciénaga y Barrancabermeja), se tiene como opción los siguientes gasoductos para suministro, (**Tabla 17**).

Tabla 17. Gasoductos de suministro a las plantas

Gasoducto	Longitud Total	Diámetro (Pulgadas)	Capacidad de Transporte (MPCD)	Departamentos	Propietario
Ballenas – Barrancabermeja (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.)	771 km, incluidos ramales	18	260	Cesar, Magdalena, Santander y Guajira.	TGI S.A. E.S.P.
Mariquita- Cali (Figura 51)	760 km incluidos ramales.	20, 8, 6 y 4	168	Tolima, Risaralda, Quindío y Valle del Cauca.	Transgas de Occidente S.A.
Sebastopol – Medellín (Figura 52)	148 Km	12-14	72,5	Antioquia	Transmetano
La Sabana (Figura 53)	150 km	20	140	Cundinamarca (Sabana de Bogotá)	TGI S.A. ESP
Ballenas- Cartagena (Figura 54)	673,3 km	20	738,321	Guajira	Promigas S.A. E.S.P

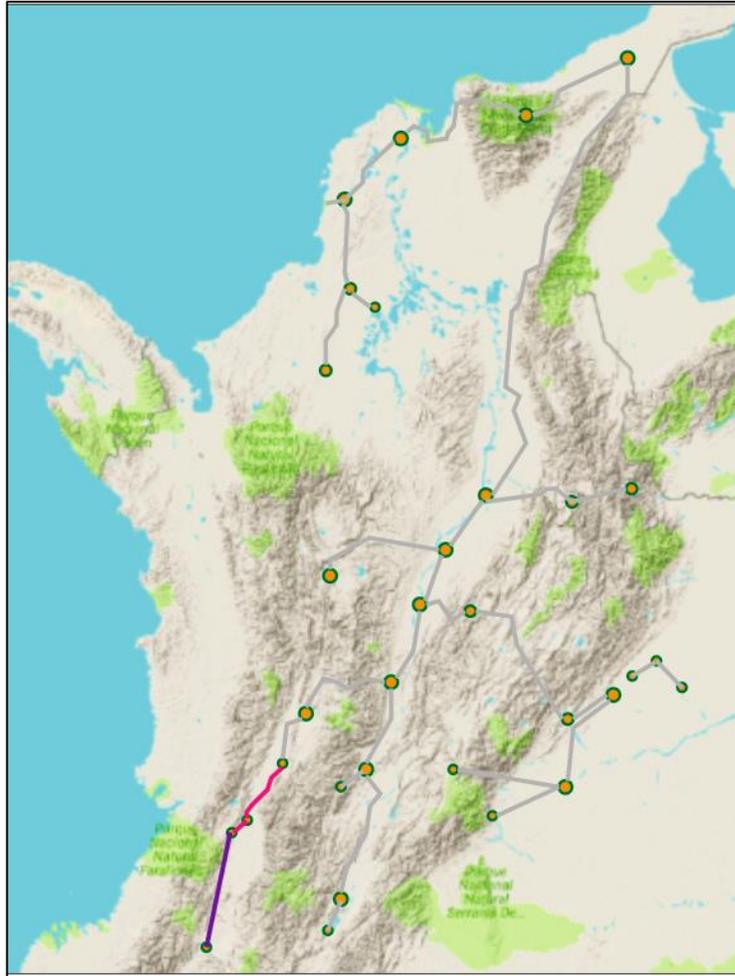
Fuente: TGI-Transportadora de Gas internacional, modificado por los autores, 2018.

Figura 50. Ballenas-Barrancabermeja



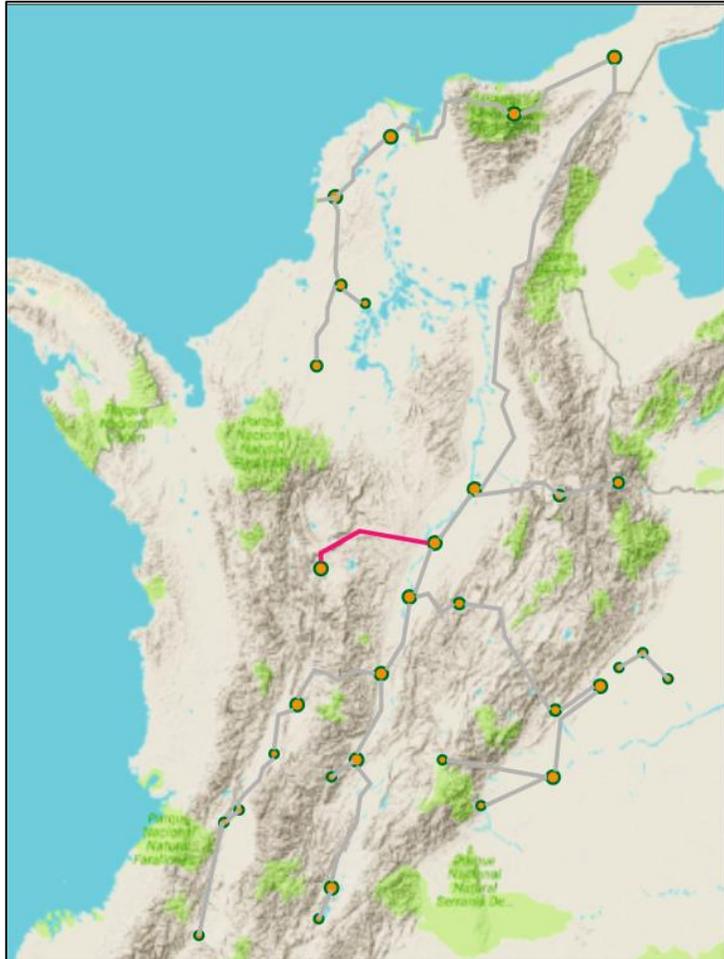
Fuente: CONCENTRA, aplicativo de cargos de transporte, [en línea] <https://www.concentra.co/calculadora-tramo>. Consultado: abril 20, 2018.

Figura 51. Mariquita-Cali



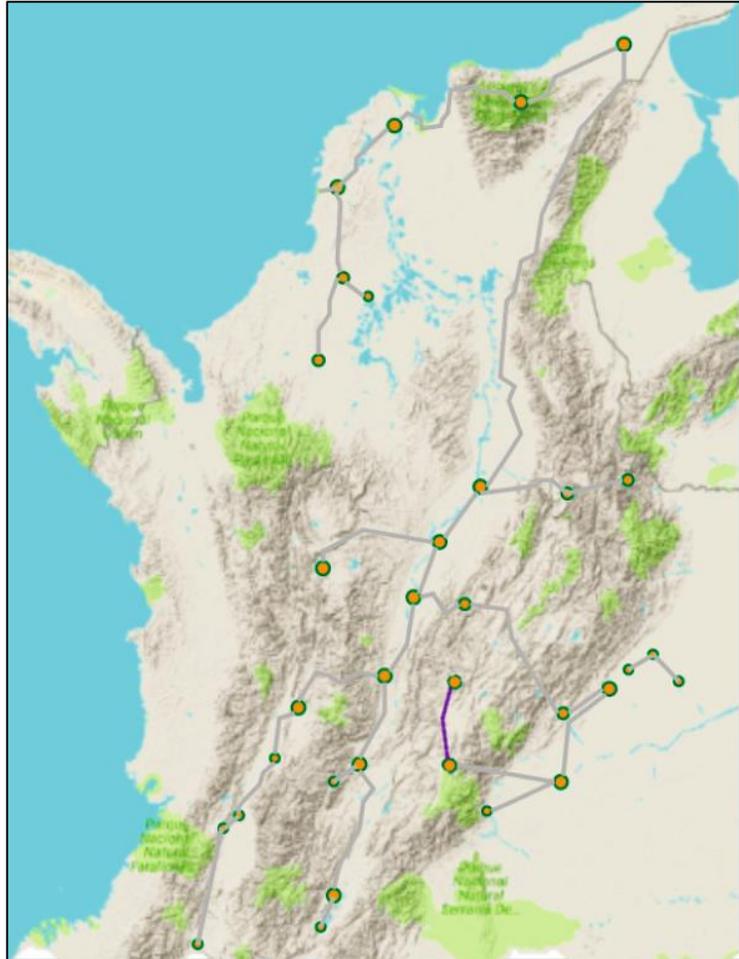
Fuente: CONCENTRA, aplicativo de cargos de transporte, [en línea] <https://www.concentra.co/calculadora-tramo>. Consultado: abril 20, 2018.

Figura 52. Sebastopol- Medellín



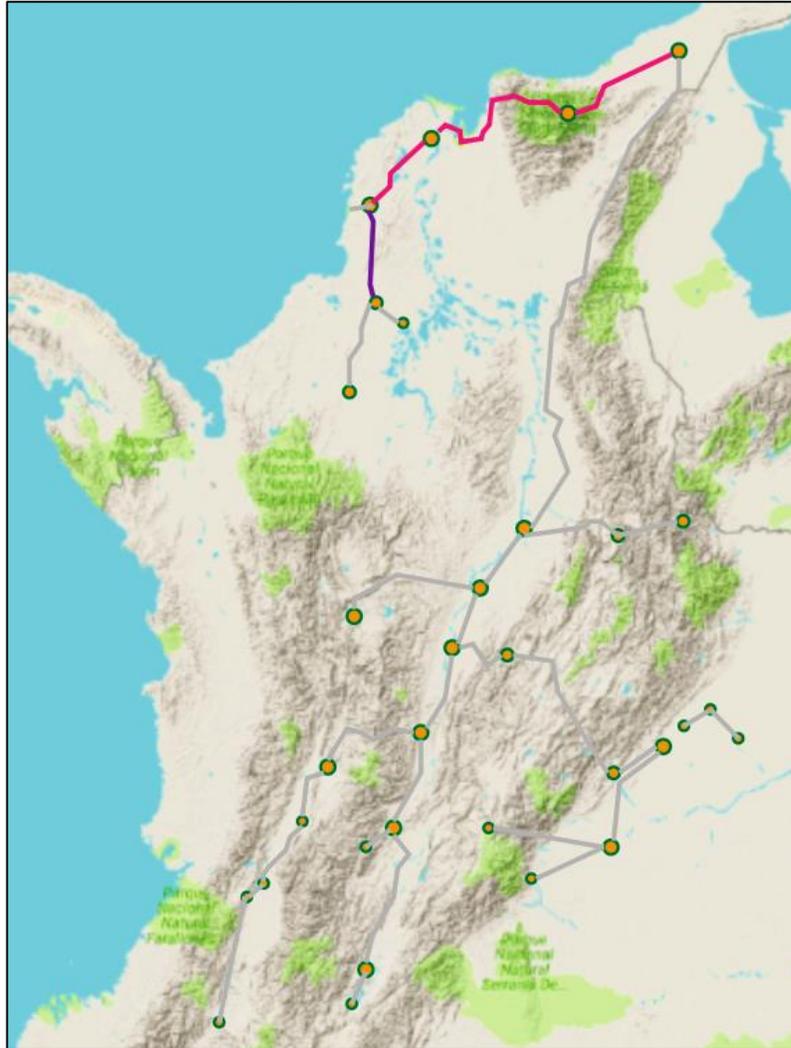
Fuente: CONCENTRA, aplicativo de cargos de transporte, [en línea] <https://www.concentra.co/calculadora-tramo>. Consultado: abril 20, 2018.

Figura 53. La Sabana



Fuente: CONCENTRA, aplicativo de cargos de transporte, [en línea] <https://www.concentra.co/calculadora-tramo>. Consultado: abril 20, 2018.

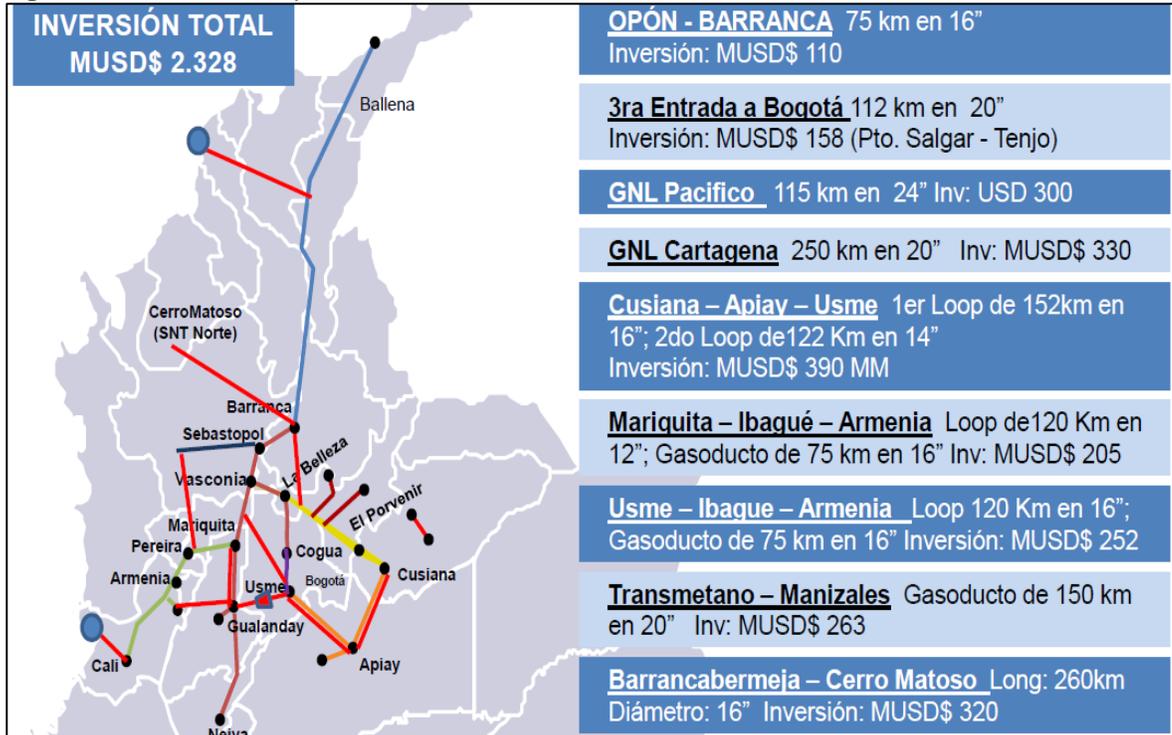
Figura 54.Ballenas-Cartagena



Fuente: CONCENTRA, aplicativo de cargos de transporte, [en línea] <https://www.concentra.co/calculadora-tramo>. Consultado: abril 20, 2018.

Los millones de pies cúbicos de gas suministrados por cada gasoducto a la planta de licuefacción a pequeña escala, representa la oferta que tiene Colombia para suministrar a las plantas de licuefacción, sin embargo, según las proyecciones de oferta de gas de la UPME tiende a bajar los MMPCD, por eso se han realizado nuevos proyectos en donde hay escenarios de expansión en infraestructura. En la **Figura 55**, se muestra el escenario de nuevos gasoductos, representados en el mapa con una línea roja.

Figura 55. Escenario de expansión en Colombia



Fuente: TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL, El desarrollo y las nuevas tecnologías en el transporte del gas, [en línea] <http://www.tgi.com.co/industria-del-gas-natural>. Consultado: abril 15, 2018.

Los escenarios no solo se dan a nivel nacional, también se tiene proyecciones de importación de gas, (**Figura 56**). La visión de TGI a largo plazo (30 años) son nuevas interconexiones internacionales, en donde su aplicación se requiere esquemas de remuneración para viabilizar la eficiencia de los proyectos y definición de criterios y reglamentación de confiabilidad.

Figura 56. Visión de interconexión internacional



Fuente: TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL, El desarrollo y las nuevas tecnologías en el transporte del gas, [en línea] <http://www.tgi.com.co/industria-del-gas-natural>. Consultado: abril 15, 2018.

4.2 PLANTA DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL

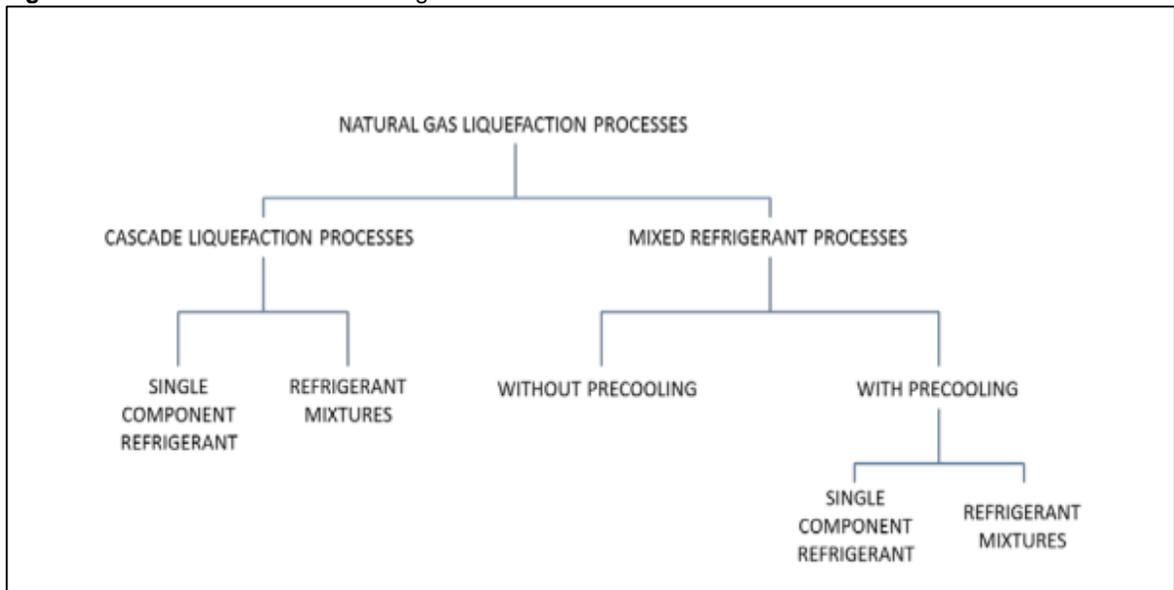
Con la demanda de Colombia proyectada en gas se elige un diseño de planta ya hecho en países como España y Perú para capacidades de pequeña escala. Para la selección de equipos, se analizan los diferentes tipos de refrigeración, de acuerdo a la capacidad de refrigeración y cantidad de equipos, se escoge la opción más óptima. Teniendo el diseño en ASPEN HYSYS, se modifican las características del gas y las medidas generales de los equipos con respecto a los requisitos aplicables de plantas de licuefacción y regasificación de GNL, según las resoluciones Colombianas del Ministerio de Minas y Energía. Ver "El estándar internacional de mayor aceptación en la industria del gas natural licuado señala que debe tenerse como principal referencia para la revisión, modificación y actualización, la norma de la National Fire Protection Agency (NFPA) 59A, Norma para la producción, almacenamiento y manejo del gas natural licuado (GNL)".

4.2.1 Tipos de refrigeración. Las tecnologías de licuefacción consisten en uno varios refrigerantes que son sometidos a expansiones y compresiones, intercambiando calor de altas a bajas temperaturas para poder pasar por el intercambiador de calor y así poder enfriar el gas natural, este puede pasar por varios ciclos de refrigeración, dependiendo de la cantidad que se desee volver líquido.

Existen varios métodos de refrigeración: “las principales tecnologías desarrolladas comprenden: a) Procesos que usan componentes puros en su ciclo de refrigeración, como el Cascada Optimizada de ConocoPhillips; b) Procesos que usan una mezcla de refrigerantes en su ciclo de refrigeración, como PRICO®, desarrollado por Black & Veatch Pritchard; c) Procesos que usan refrigerantes puros como el propano para pre-enfriamiento y una mezcla de refrigerante para enfriamiento y subenfriamiento, como el C3MR desarrollado por Air Products; y d) Procesos que usan múltiples mezclas de refrigerantes en cascada como el Statoil-Linde MFC y los DMR, que usan dos mezclas de refrigerante y han sido desarrollados por Shell, Liquefin y Air Products.”¹²

En la **Figura 57** se puede observar el esquema general de la clasificación de los tipos de refrigeración mencionados anteriormente.

Figura 57. Proceso de licuefacción de gas natural



Fuente: MAJZOUB, Mohamad, evaluation and selection of the precooling stage for LNG processes, [en línea] <https://daim.idi.ntnu.no/masteroppgaver/008/8354/masteroppgave.pdf>. Consultado: abril 20, 2018.

De acuerdo al Proyecto de grado, que lleva el nombre “Estudio de factibilidad técnico-económica de un sistema portátil de licuefacción de gas natural para su

¹² GUERRERO-NAVIA, Ramiro y GONZALEZ, Marco. XVIII Conferencia, AVPG. (27 - 29 de Mayo de 2008). Caracas, Venezuela.:p. 3-5

comercialización como gas natural vehicular”, se hizo el análisis de los diferentes refrigerantes sobre su control y facilidad de operación en Colombia, (**Tabla 18**).

“El valor de diez (10) corresponde al valor más deseable mientras que uno (1) corresponde a la característica menos deseable. Para determinar el puntaje de los valores intermedio se establece un ajuste lineal.

VPN: el mayor valor de VPN significa un proyecto más atractivo económicamente. El mayor valor se reasigna el puntaje 10, mientras que al más negativo se le asigna un valor de 1. El resto de valores se asignarán proporcionalmente.

Dimensionamiento: como el sistema está limitado por espacio para este ítem se tiene en cuenta el número de equipos (mayor número de equipos menor espacio, calificación 1) y la presión a la cual operan (mayor presión menor espacio, calificación 10). Tomando un promedio se pueden establecer los puntajes para cada sistema. La evaluación de dimensionamiento agrupa los equipos en tres: intercambiadores, compresores (como paquete) y separadores.

La Caja Fría no se tiene en cuenta, es común para los sistemas y su diseño compacto reemplaza el diseño de más intercambiadores convencionales. Es un equipo básico y no se establecen límites en espacio y peso para esta etapa de evaluación. La definición de área se puede establecer para los fabricantes una vez establecido el espacio disponible en la etapa de ingeniería básica.

Peso: también está agrupado por equipos. Se dan puntos por número de equipos (mayor número de equipos mayor peso) y por material (si está fabricado en acero al carbón se da un puntaje de 10 y si lo está en acero inoxidable 304 se otorga el valor de 1, debido a su diferencia de densidades, 7.84gr/cm³ y 8.03 gr/cm³ respectivamente.

Control y facilidad de operación: se establece un grado de complejidad de control dependiendo del tipo de sistema y su relación con la corriente de proceso así como por número de equipos a controlar y operar. El sistema en cascada se califica con un valor de 1 mientras que el de refrigerantes se califica con un valor de 10.

El criterio económico es la base de la selección y se le asigna un 40%. Las dimensiones están definidas con un mayor porcentaje, pues en términos de peso se puede integrar varias unidades transportables, sus porcentajes se fijan en 25% y 20% respectivamente. Se asigna el porcentaje restante a control y facilidades de operación.

Tabla 18. Selección de alternativa de licuefacción

ALTERNATIVAS													
	%	3C-MR a 250 psig		3C-MR a 400 psig		MR a 400 psig		3C-MR a 900 psig		MR a 900 psig		Cascada a 900 psig	
VPN	40	1,0	0,4	4,0	1,6	3,7	1,5	8,3	3,3	10	4,0	9,2	3,7
Dimensión	25	2,7	0,7	3,9	1,0	8,8	2,2	4,6	1,1	9,5	2,4	7,6	1,9
Peso	20	3,9	0,8	4,3	0,9	8,6	1,7	4,2	0,8	8,5	1,7	6,3	1,3
Control y Facilidad de Operación	15	2,3	0,3	2,3	0,3	5,0	0,8	1,7	0,3	4,4	0,7	1,3	0,2
	100	2,2		3,8		6,2		5,5		8,7		7,0	

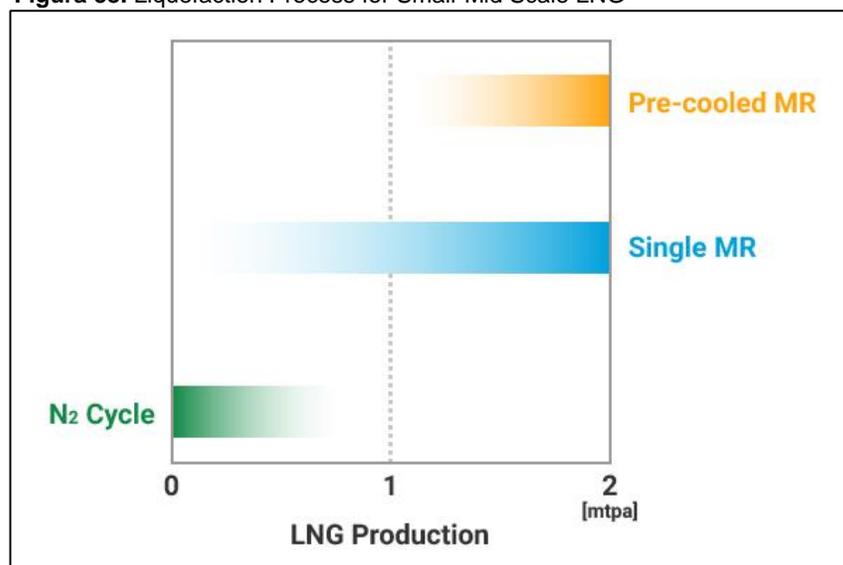
Fuente: Estudio de factibilidad técnico-económica de un sistema portátil de licuefacción de gas natural para su comercialización como gas natural vehicular, 2005.

En el estudio los investigadores escogen un sistema de refrigeración mixta a 900 psi debido a que es la mejor alternativa técnico económica para la licuefacción de gas natural, ya que según el proyecto “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN SISTEMA PORTÁTIL DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL PARA SU COMERCIALIZACIÓN COMO GAS NATURAL VEHICULAR”, de acuerdo a las características de los gases Colombianos, ésta obtuvo una puntuación de 8,7 por la matriz de Kepner Tregoe, en una escala de 1 a 10¹³.

Otra observación que se puede hacer para escoger la manera de refrigeración, es comparar el rango de capacidad con la que el refrigerante trabaja. En la **Figura 58**, se observa que el refrigerante Mixto abarca un rango de producción de GNL de 0 a 2 MTPA (Millones de Toneladas Por Año), dando una visión positiva de uso de esta tecnología de pequeña y mediana escala en escenarios altos y bajos de producción GNL.

¹³ HERNÁNDEZ, Fabián Andrés y MORALES, Diana Milena. Estudio de factibilidad técnico-económica de un sistema portátil de licuefacción de gas natural para su comercialización como gas natural vehicular. Trabajo de grado Ingeniero Químico. Bogotá D.C: Universidad De América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería Química, 2005.pp.144.

Figura 58. Liquefaction Process for Small-Mid Scale LNG



Fuente: CHIYODA, small-mid scale LNG, [en línea] <https://www.chiyodacorp.com/en/service/lng/mid-small-scale-lng/>. Consultado: abril 22, 2018.

- **Proceso Conoco-Phillips.**

Este proceso también es conocido como cascada optimizada por Phillips, ya que después de los años 80, esta empresa creó un proceso utilizando 3 componentes puros, como lo son el metano, etano y propano, el gas pasa por varios intercambiadores de calor, en el cual los componentes van enfriando y licuando al gas hasta poder quedar en estado líquido.

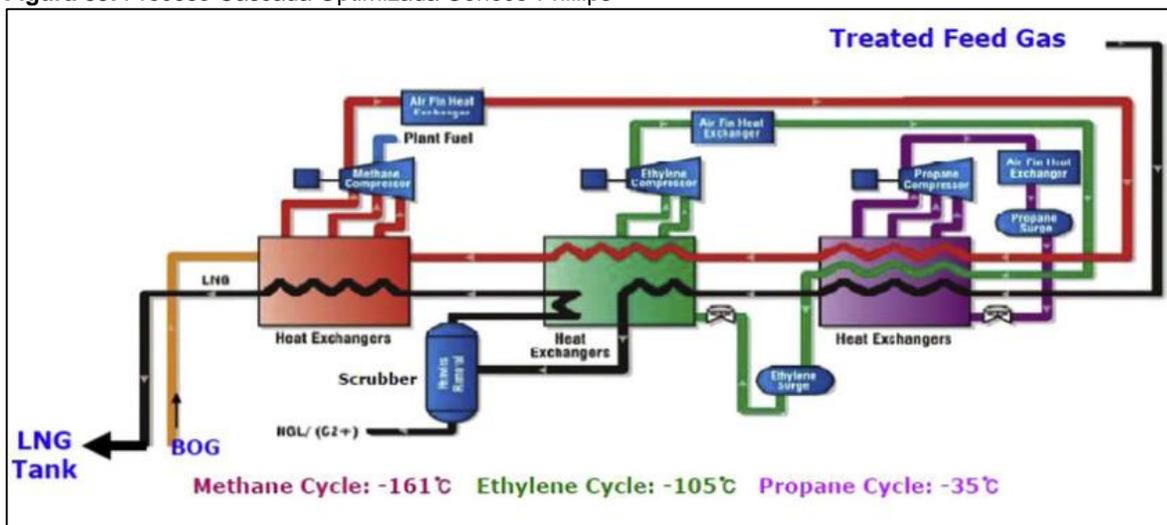
En la industria del GNL el proceso que más se usa es la de Air Products, en la actualidad existen 2 plantas con el proceso Conoco-Phillips ubicadas en Guinea Ecuatorial y Angola, este proceso es muy eficiente debido a los diferentes rangos de carga que puede llevar, desde micro a gran escala, sin embargo, el costo inicial es bastante alto, tiene una carga máxima 5 MTPA.

El proceso consiste en que: “En primer lugar, el gas natural entrante se preenfía en el ciclo de propano hasta una temperatura de aproximadamente -30 °C, posteriormente el gas se licúa gracias al ciclo de etileno, de donde sale con una temperatura aproximada de -80 °C, y por último el ciclo de metano se encarga de subenfriar el GNL hasta los -150 °C. A continuación, es necesario añadir una última etapa de expansión que enfría el gas hasta los -162 °C requeridos para su almacenamiento y transporte. Cada uno de los ciclos mencionados se basa en un ciclo frigorífico común, con lo cual se requerirían tres compresores, tres válvulas de expansión, tres condensadores y tres evaporadores, en el caso más simple, sin cascadas de presión”¹⁴.

¹⁴ BENITO, Iñigo. Diseño Del Tren De Licuación Conoco Phillips De 5 MTPA De Capacidad En Planta Bidireccional De Gas Natural. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales., 2016. p. 12-25

En el proceso se puede ver más claro en la **Figura 59**, teniendo en cuenta que el modelo es un poco simplificado ya que la escala real para la construcción de esta planta es mucho más grande, utilizando más equipos de los que se ve, cabe aclarar que antes de que el gas entre al proceso, debe ser tratado según las especificaciones de cada país.

Figura 59. Proceso Cascada Optimizada Conoco-Phillips



Fuente: MAJZOUB, Mohamad, evaluation and selection of the precooling stage for LNG processes, [en línea] <https://daim.idi.ntnu.no/masteroppgaver/008/8354/masteroppgave.pdf>. Consultado: abril 20, 2018.

- **C3MR desarrollado por Air Products.**

Este proceso es el más usado en el mundo, teniendo una participación en el mercado del 70 %, se destaca por su utilización en pequeña y mediana escala. Tiene una capacidad máxima de 4.5 – 5 MTPA. Es un proceso confiable ya que ha sido el más utilizado en la industria del GNL, sin embargo el proceso no deja de ser complejo por los diferentes reciclos que se hacen.

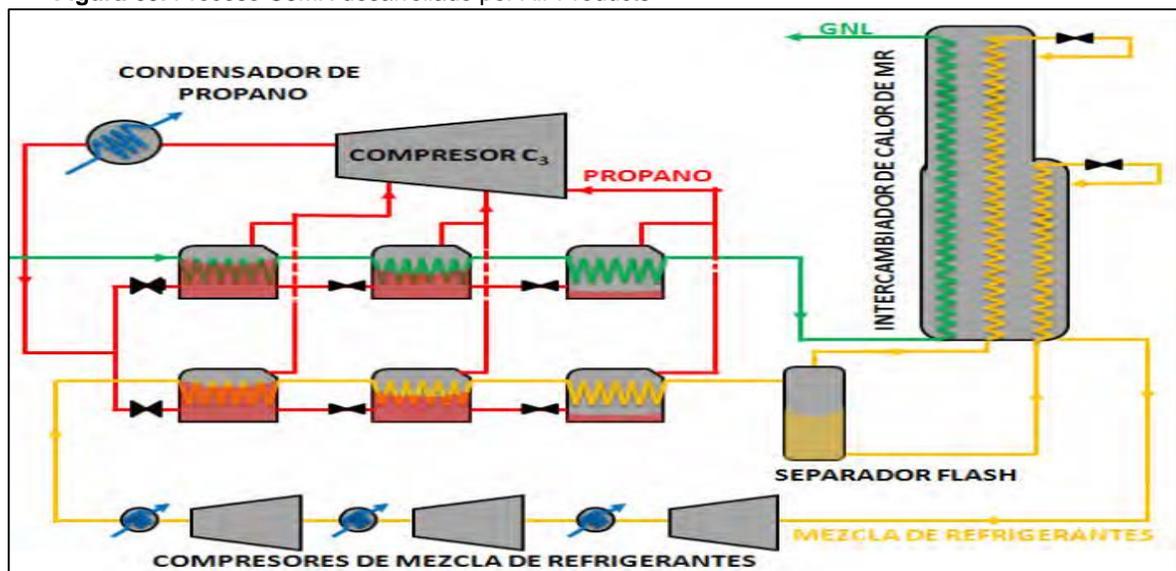
El proceso de refrigeración consiste en pre-enfriar el gas y la mezcla de refrigerante en una primera etapa utilizando propano puro, saliendo el gas a aproximadamente -35 °C, después el gas entra a una segunda etapa, que es donde ocurre la licuefacción y el sub enfriamiento en un intercambiador de calor de carcasa y tubos haciendo uso del refrigerante mixto, compuesto de metano, etano, propano y butano.

El ciclo de licuefacción y sub-enfriamiento es lo que queda del proceso llevando al gas a temperatura de -162°C, esto sucede gracia a la mezcla de refrigerantes. “La mezcla de refrigerantes parcialmente condensada previamente de la etapa de pre-enfriamiento es separada en una corriente líquida y una de vapor empleando un separador flash. Después de este punto, ambas corrientes fluyen por el intercambiador de calor de la mezcla de refrigerantes donde la corriente de líquido es extraída en la primera sección para ser expandida y enviada por el lado de la carcasa. La corriente gaseosa

continúa su recorrido hasta el tope del intercambiador donde de igual manera es expandida y enviada por el lado de la carcasa. Dentro de la carcasa del intercambiado ambas corrientes se mezclan nuevamente y son calentadas hasta la vaporización total de la mezcla para posteriormente pasar al proceso de compresión¹⁵.

La **Figura 60**, muestra como es el proceso del C3MR (Refrigerante mixto con pre-enfriamiento de propano), el arreglo para la mezcla de refrigerantes en el proceso de compresión se hace con un juego de tres compresores. Todos los gases que se forman en la sección del pre-enfriamiento también se van a un compresor para el propano y así nuevamente entrara al ciclo.

Figura 60. Proceso C3MR desarrollado por Air Products



Fuente: MAJZOUB, Mohamad, evaluation and selection of the precooling stage for LNG processes, [en línea] <https://daim.idi.ntnu.no/masteroppgaver/008/8354/masteroppgave.pdf>. Consultado: abril 20, 2018.

A diferencia de este proceso con el proceso por cascada es que: en el de cascada los refrigerantes por parada se almacenan en tanques criogénicos, manteniendo los componentes líquidos, mientras que en el C3MR por cada parada los refrigerantes se queman. Un gran punto a favor para los componentes de la mezcla de refrigerantes es que pueden salir del mismo proceso.

- **Proceso LINDE / Statoil.**

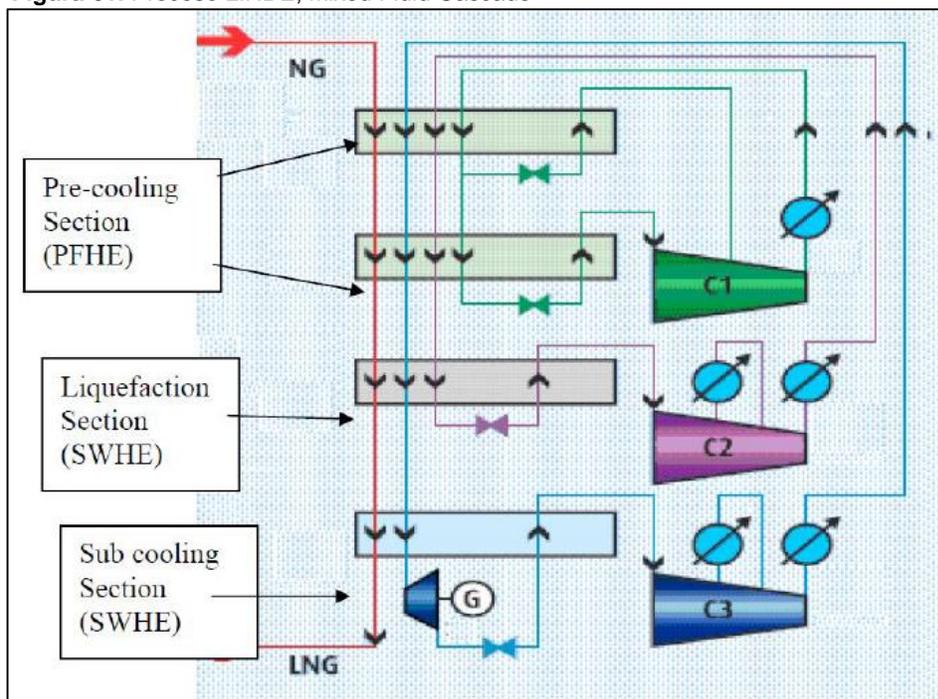
La primera planta con este proceso fue puesta en marcha en Noruega en la isla de Melkoya, llamada la planta de Snohvit. Linde con la asociación de Statoil crearon este proceso también llamado MFC (Mixed Fluid Cascade). Consiste en tres mezclas diferentes de refrigerantes, que parecido al Conoco-

¹⁵ BENITO, Iñigo. Diseño Del Tren De Licuación Conoco Phillips De 5 MTPA De Capacidad En Planta Bidireccional De Gas Natural. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales., 2016. p. 12-25

Phillips pre-enfría, licua y sub-enfría el gas en tres etapas diferentes. La planta ubicada en Noruega tiene una capacidad máxima de 4 MTPA, pero es posible llegar a una carga máxima de 12 MTPA.

En la **Figura 61**, se encuentran 4 corrientes, el gas (línea Roja) la cual pasa por los tres procesos de enfriamiento, el ciclo de pre-enfriamiento (Ciclo Verde) baja la temperatura del gas por medio de dos intercambiadores de calor de aletas y placas (PFHE, por sus siglas en ingles), después pasa por el ciclo de licuefacción (ciclo morado) y de sub enfriamiento (ciclo azul), este proceso se realiza gracias a los intercambiadores de calor enrollados en espiral (SWHE, por sus siglas en ingles).

Figura 61. Proceso LINDE, Mixed Fluid Cascade



Fuente: ELKHAIR, Ahmed, energy saving opportunities in natural gas liquefaction process, [en línea] <http://repository.sustech.edu/bitstream/handle/123456789/11833/ENERGY%20SAVING%20OPPERT....pdf;jsessionid=549D11FE189577869C2355722A3D1059?sequence=1>. Consultado: abril 30, 2018.

Los diferentes refrigerantes que se encuentran en este proceso, están compuestos por; nitrógeno, propano, etano y metano. Esta planta, “se ha diseñado especialmente para plantas de licuefacción particularmente adecuadas para las condiciones del Mar del Norte. Este proceso cumple con los objetivos bajo los cuales fue diseñado, los que fueron una alta eficiencia junto con la adaptación especial a las condiciones del ártico para producir grandes cantidades. La excelente eficiencia y la adaptación del clima frío se han conseguido con el uso exclusivo de la mezcla de refrigerantes. Los tres sistemas de refrigeración permite por lo menos un 50% más de capacidad

comparado con los sistemas tradicionales con solamente tres sistemas de refrigerantes”¹⁶.

- **Proceso PRICO.**

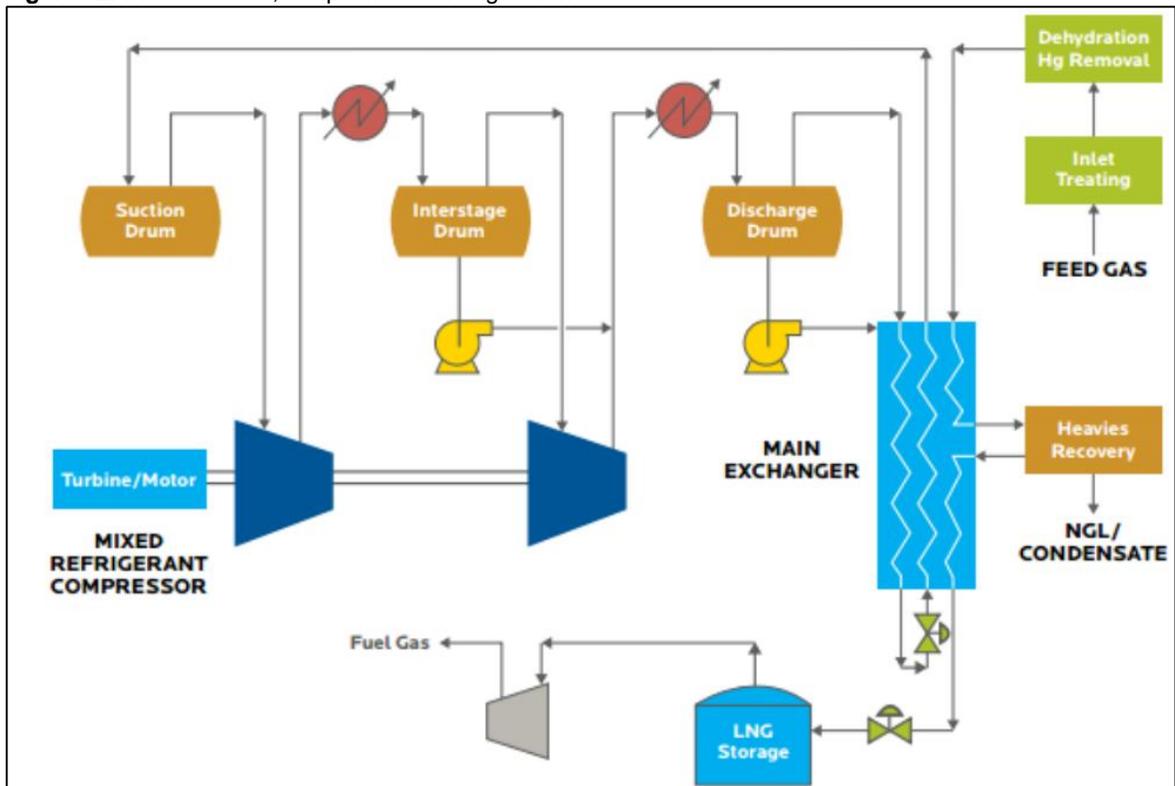
El proceso PRICO, también llamado refrigerantes mixtos simple (SMR, por sus siglas en inglés), es la licuefacción más simple en comparación con todas las explicadas anteriormente. En el mercado del GNL la planta se usa para los picos de demanda (Peak Shaving), licua el gas para almacenarlo y lo utiliza en los picos de demanda o para cuando el gas solo tiene un destino, es la mejor para plantas a pequeña escala de licuefacción. Tiene una limitación máxima de carga de 1.2MTPA, en su estado más simple, la cual entraría al rango de planta pequeña a mediana escala.

Debido a la simplicidad del proceso, por las menores unidades de intercambiadores de calor, compresores y motores que se utilizan, los precios son bastantes competitivos. Presenta bajos costos de capital, no tiene fallos muy seguidos y por ser una planta de licuefacción que no se usa mucho, produce igualmente un descenso en el precio.

El proceso consiste en un juego de compresores para el refrigerante mixto, compuesto de; metano, etano, propano, pentano y nitrógeno. Por la simplicidad del proceso el gas natural debe tener un trabajo anterior de compresores para poder ingresar al intercambiador de calor. El refrigerante en el intercambiador de calor de placas y aletas entra, enfría y licua el gas natural y el mismo refrigerante. Al final del proceso el gas natural debe pasar por una expansión y estar listo para entregar. El diagrama de flujo se puede ver en la **Figura 62**.

¹⁶ MUÑOZ, Pablo. Tren De Licuafacción Con Licencia LINDE De La Planta De Melkoya Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, 2008. p. 84-100

Figura 62. Proceso Prico, Simple Mixed Refrigeration



Fuente: RODRÍGUEZ, Ismael, Planta de licuación de 1 MTPA LNG Prico en Texas, EEUU, [en línea] <http://oa.upm.es/cgi/export/37534/>. Consultado: abril 30, 2018.

Al comparar los diferentes diseños de plantas, se escogió éste diseño por su simplicidad en el proceso, uso de pocos equipos, manejo de capacidades que se encuentra en rangos de pequeña a mediana escala, su bajo costo y emplazamiento de menor área ocupada por los equipos, siendo así un diseño flexible a la hora de su ubicación.

Aunque este proceso tenga una limitación de carga pequeña, para el proyecto de grado concerniente, es perfecto debido a que una planta a pequeña escala no va a utilizar más de 1 MTPA, por eso en Aspen HYSYS se va a simular esta planta.

4.2.2 Capacidad de licuefacción. La variedad de plantas de licuefacción para gas natural se explicaron anteriormente, dando a conocer las diferentes tecnologías. Se explicaron algunas limitaciones y porque se seleccionó la planta PRICO, diciendo que es perfecta para una planta a pequeña escala. Dependiendo de la producción de GNL por planta, puede haber de Micro a Gran escala.

La **Tabla 19**, muestra las diferentes escalas que una planta de licuefacción puede tener dependiendo del volumen que se produce de gas natural licuado, estas escalas las propuso el ingeniero Armas, en una conferencia sobre gas en Perú en el año 2014. Contempla que para una planta a pequeña escala produce de 80 a

200 TPD de GNL, sin embargo dentro de la industria los rangos pueden ser diferentes, para el caso de estudio se tomaría el rango de 80 – 1300 TPD.

Tabla 19. Capacidad de licuefacción para las plantas GNL

Escala de producción por tamaño de planta	Rango	MMPCD	TPD	Nm3/d
Micro licuefacción	Desde	0.4	8	10000
Pequeña escala de licuefacción	Desde	4	80	105000
Mediana escala de licuefacción	Desde	10	200	270000
Gran escala de licuefacción	Desde	> 80	1600	2160000

Fuente: Ing. José Carlos Armas Solf, Consultor Independiente, 2014, Perú.

MMPCD: Millones de pies cúbicos por día

TPD: Toneladas por día

Nm3/d: Normales de metro cubico por día

Las plantas a pequeña escala ya están implementadas en diferentes países. La empresa Cryostar ofrece equipos criogénicos para las plantas de licuefacción, mostrando su amplia experiencia en este tema. La **Figura 63**, muestra las diferentes plantas a pequeña y mediana escala que tienen en diferentes países como lo son: Estados Unidos, Noruega y Australia.

Figura 63. Cryostar, Mediana y pequeña escala



Fuente: CRYOSTAR, aplicaciones de gas natural y licuefacción a pequeña escala, [en línea] http://www.cryostar.com/pdf/dnl-zone/Catalogue_StarLiteLNG-ES.pdf. Consultado: octubre 30, 2017.

4.2.3 Simulación ASPEN HYSYS. En la simulación se define el tipo de proceso que se va a simular, haciendo la selección de unidades de medida y los compuestos involucrados, luego se define el método de cálculo en el software, el diagrama de flujo del proceso (corrientes y equipos), y por último se introduce la composición, caudal de corrientes y las condiciones de operación de los equipos.

Para el ingreso de los datos necesarios al realizar la simulación en Aspen Hysys, se debe poner los componentes con que se va a trabajar en el simulador (**Figura 64**) y el paquete termodinámico con el que Aspen Hysys va a desarrollar los cálculos, se escoge Peng – Robinson por su amplio uso en la industria petroquímica (**Figura 65**).

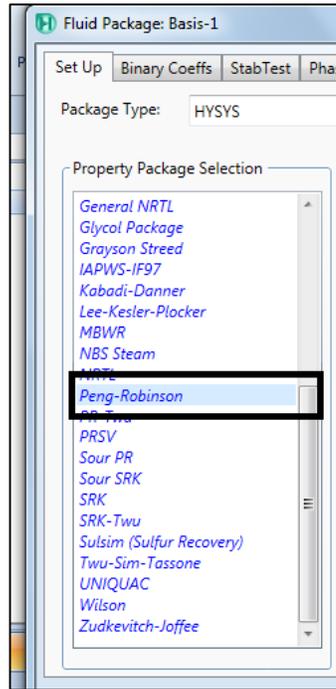
Figura 64. Lista de componentes ingresados

The screenshot shows a window titled "Component List View: Component List - 1 [HYSYS Databanks]". Below the title bar, it indicates "Source Databank: HYSYS". The main area contains a table with three columns: "Component", "Type", and "Group". The table lists 14 components, all of which are "Pure Component". The "Nitrogen" row is highlighted in yellow. At the bottom of the window, there is a "Status:" label and a green bar with the text "OK".

Component	Type	Group
Methane	Pure Component	
Ethane	Pure Component	
Propane	Pure Component	
i-Butane	Pure Component	
n-Butane	Pure Component	
i-Pentane	Pure Component	
n-Pentane	Pure Component	
n-Hexane	Pure Component	
n-Heptane	Pure Component	
Ethylene	Pure Component	
Nitrogen	Pure Component	
CO2	Pure Component	
H2S	Pure Component	
H2O	Pure Component	

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

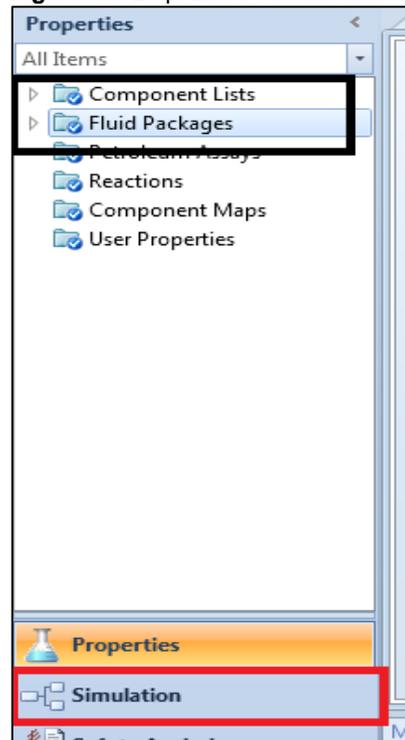
Figura 65. Paquete termodinámico



Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Después de haber realizado el procedimiento salen dos carpetas azules, indicando que la simulación ya se puede empezar, dando click en el cuadro rojo mostrado en la **Figura 66**.

Figura 66. Empezando simulación



Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Para la simulación de la planta de licuefacción se escoge la planta con el proceso PRICO por las explicaciones que anteriormente ya se hicieron, las cuales una de las más importantes son la simplicidad del proceso y los bajos costos asociados.

El éxito de la planta de licuefacción es su refrigerante, sus componentes y porcentajes de composición, por esta misma idea las empresas no revelan estos secretos y la composición de este refrigerante es difícil de saber con exactitud, por lo tanto la mezcla del refrigerante que se toma es de una tesis llamada “*PLANTA DE LICUACIÓN DE 1 MTPA PRICO EN TEXAS, EEUU*”, donde especifican que la mezcla es meramente académica y orientativa. La composición del refrigerante se muestra en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Composición mezcla del refrigerante

Componente	Masa Molar (%)
Metano	21.33
Etileno	32.43
Propano	17.22
I-pentano	16.14
Nitrógeno	12.88

Fuente: Planta de licuación de 1 mtpa prico en texas, EEUU. Julio, 2015.

El refrigerante durante el proceso actúa en un circuito cerrado, en la corriente **1** el refrigerante empieza a una temperatura de 30°C a 20 bar como se puede ver en la **Figura 67**, como en estas condiciones la mezcla no es totalmente gaseosa es necesario someterla a un separador.

Figura 67. Condiciones del refrigerante al separador

Stream Name	1	Vapour Phase	Liquid Phase
Vapour / Phase Fraction	0,7938	0,7938	0,2062
Temperature [C]	30,00	30,00	30,00
Pressure [bar]	20,00	20,00	20,00
Molar Flow [kgmole/h]	1202	953,9	247,8
Mass Flow [kg/h]	4,250e+004	2,838e+004	1,412e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	88,10	63,27	24,82
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,106e+004	-5953	-3,073e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	138,1	154,5	75,04
Heat Flow [kcal/h]	-1,329e+007	-5,679e+006	-7,614e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,702e+004	2,241e+004	24,40
Fluid Package	Basis-1		
Utility Type			

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Después del separador se aumentara la presión a 40 bar llegando a una temperatura de 34.93 °C, aumentando la presión por medio de una bomba a la parte liquida en la corriente inferior **2.1b** y por medio de un compresor e intercambiador de calor a la parte gaseosa en la corriente superior **2.1a**, saliendo la corriente **3**, (**Figura 68**).

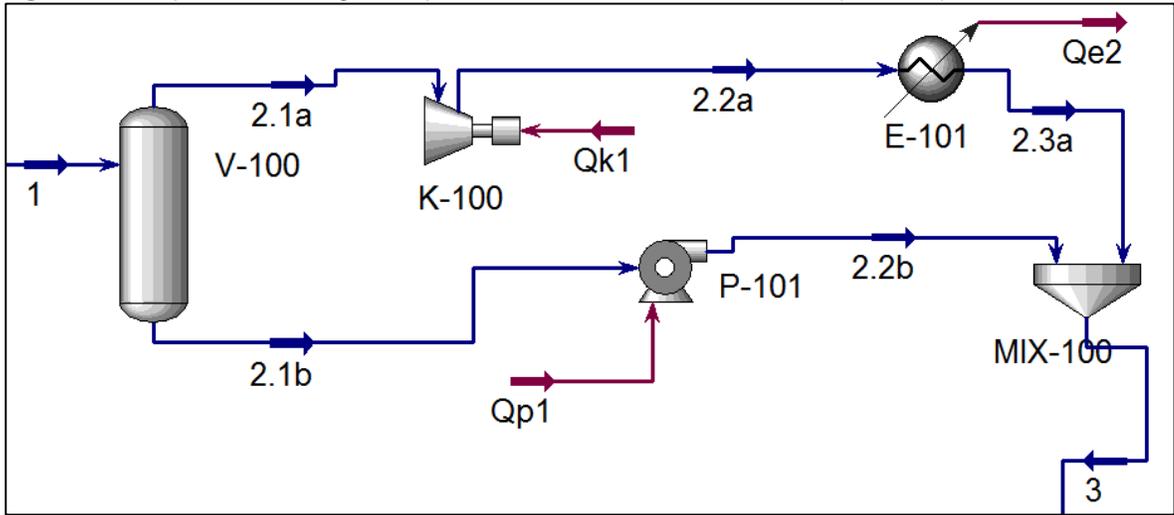
Figura 68. Condiciones corriente 3, refrigerante entrando al intercambiador.

Stream Name	3	Vapour Phase	Liquid Phase
Vapour / Phase Fraction	0,6692	0,6692	0,3308
Temperature [C]	34,93	34,93	34,93
Pressure [bar]	40,00	40,00	40,00
Molar Flow [kgmole/h]	1202	804,2	397,5
Mass Flow [kg/h]	4,250e+004	2,277e+004	1,973e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	88,10	51,40	36,69
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,141e+004	-5255	-2,386e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	129,6	148,4	91,40
Heat Flow [kcal/h]	-1,371e+007	-4,226e+006	-9,485e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,702e+004	1,891e+004	36,40
Fluid Package	Basis-1		

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

El proceso en Aspen Hysys hasta el momento se ve como en la **Figura 69**.

Figura 69. Compresión del refrigerante para entrar al intercambiador de Calor (LNG-100)



Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

La corriente **3** entra al intercambiador de calor de placas y aletas para que su temperatura baje teniendo como producto la corriente **4** a una temperatura de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$.

La corriente **4** después del intercambiador inmediatamente va sufrir una expansión a través de una válvula Joule Thomson, bajando su temperatura y su presión, quedando la corriente **5** lista para el ingreso al intercambiador de calor y poder utilizarlo como fluido de suministro durante el proceso de licuefacción, los resultados de entrada y de salida se pueden ver en la **Figura 70**.

Figura 70. Comportamiento de entrada y salida válvula VLV-100

Name	4	5
Vapour	0,0000	0,1029
Temperature [C]	-160,0	-164,3
Pressure [bar]	40,00	3,000
Molar Flow [kgmole/h]	1202	1202
Mass Flow [kg/h]	4,250e+004	4,250e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	88,10	88,10
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,585e+004	-1,585e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	40,82	43,03
Heat Flow [kcal/h]	-1,905e+007	-1,905e+007

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

El intercambiador de calor recibe varias corrientes frías y calientes. Como corrientes calientes entran la **3** y "Gas 1" y como corriente fría solamente va a entrar la **5**. El proceso del intercambiador de calor da como resultado final la licuefacción del gas y el enfriamiento del refrigerante, como se puede ver en la

Figura 71 y Figura 72. Las conexiones en el intercambiador (LNG-100) en Aspen Hysys quedarían como en la **Figura 73**.

Figura 71. Resultado intercambiador de placas y aletas (LNG-100)

Side Results							
Pass Name	Inlet T	Outlet T	Molar Flow	Duty	UA	Hot/Cool	
3-4	34,93	-160,00	1201,70	-5,3387527e+06	4,18150e+06	Hot	
Gas 1-Gas 2	25,00	-160,00	519,80	-1,6779126e+06	1,68294e+06	Hot	
5-6	-164,33	27,27	1201,70	7,0166653e+06	5,86444e+06	Cold	

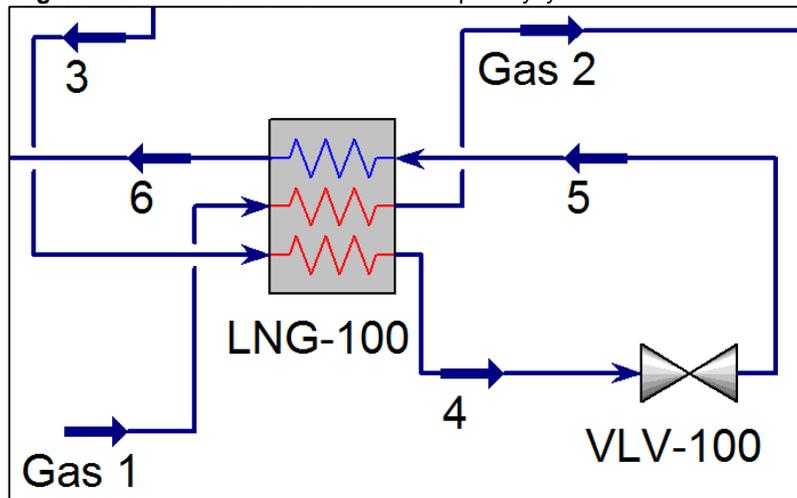
Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Figura 72. Condiciones de entrada y salida intercambiador de calor

Name	3	Gas 1	5	4
Vapour	0,6692	1,0000	0,1029	0,0000
Temperature [C]	34,93	25,00	-164,3	-160,0
Pressure [bar]	40,00	50,00	3,000	40,00
Molar Flow [kgmole/h]	1202	519,8	1202	1202
Mass Flow [kg/h]	4,250e+004	8500	4,250e+004	4,250e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	88,10	27,77	88,10	88,10
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,141e+004	-1,799e+004	-1,585e+004	-1,585e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	129,6	149,4	43,03	40,82
Heat Flow [kcal/h]	-1,371e+007	-9,353e+006	-1,905e+007	-1,905e+007
Name	Gas 2	6		
Vapour	0,0000	1,0000		
Temperature [C]	-160,0	27,27		
Pressure [bar]	49,00	3,000		
Molar Flow [kgmole/h]	519,8	1202		
Mass Flow [kg/h]	8500	4,250e+004		
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	27,77	88,10		
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-2,122e+004	-1,001e+004		
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	77,04	166,5		
Heat Flow [kcal/h]	-1,103e+007	-1,203e+007		

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Figura 73. Intercambiador de Calor en Aspen Hysys



Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

La corriente **6** sale con una temperatura de 27.27 °C, a esa temperatura el refrigerante está totalmente en estado gaseoso, por lo tanto puede pasar por un compresor (

Figura 74) y subir su presión dando la corriente **7**, la presión al subir la temperatura del refrigerante, es necesario someterlo a un intercambiador de calor (**Figura 75**) para que las condiciones de entrada en la corriente **1** se cumplan.

Figura 74. Salida y entrada del compresor K-101

Name	6	7	Qk2
Vapour	1,0000	1,0000	<empty>
Temperature [C]	27,27	145,0	<empty>
Pressure [bar]	3,000	21,00	<empty>
Molar Flow [kgmole/h]	1202	1202	<empty>
Mass Flow [kg/h]	4,250e+004	4,250e+004	<empty>
LiqVol Flow [m3/h]	88,10	88,10	<empty>
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,001e+004	-8315	<empty>
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	166,5	170,9	<empty>
Heat Flow [kcal/h]	-1,203e+007	-9,993e+006	2,041e+006

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

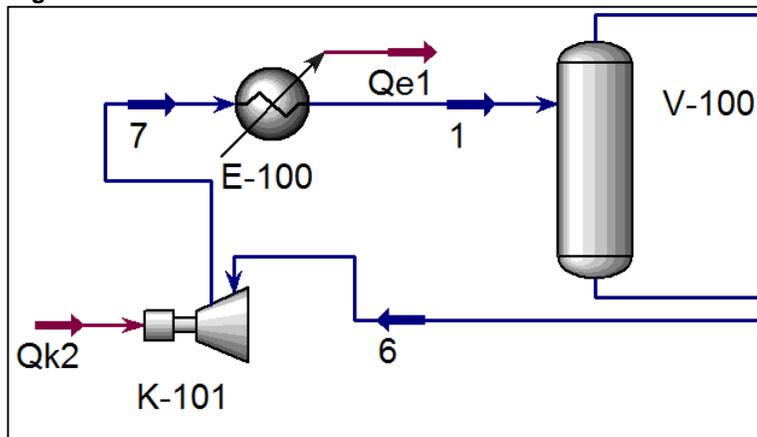
Figura 75. Condiciones de entrada y salida del intercambiador de calor E-100

Name	7	1	Qe1
Vapour	1,0000	0,7938	<empty>
Temperature [C]	145,0	30,00	<empty>
Pressure [bar]	21,00	20,00	<empty>
Molar Flow [kgmole/h]	1202	1202	<empty>
Mass Flow [kg/h]	4,250e+004	4,250e+004	<empty>
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	88,10	88,10	<empty>
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-8315	-1,106e+004	<empty>
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	170,9	138,1	<empty>
Heat Flow [kcal/h]	-9,993e+006	-1,329e+007	3,300e+006

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

El proceso en el simulador Aspen Hysys de la corriente **6** hasta la corriente **1** se muestra en la **Figura 76**.

Figura 76. Proceso de Corriente 6 a Corriente 1



Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Teniendo explicado todo el proceso por el que pasa el refrigerante, se explica cómo es el proceso del gas que se quiere convertir a GNL. La composición del gas de entrada se tomó de la página de Promigas, sacando los porcentajes molares para poder introducirlos en la simulación. Se escogió el gas proveniente de la Guajira ya que es donde más gas se produce en Colombia. Los porcentajes se pueden ver en la **Figura 77**.

Figura 77. Composición Gas de entrada

	Mole Fraction
Methane	0,9795
Ethane	0,0026
Propane	0,0005
i-Butane	0,0002
n-Butane	0,0001
i-Pentane	0,0001
n-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0002
n-Heptane	0,0000
Ethylene	0,0000
Naphthalene	0,0000
Nitrogen	0,0151
CO2	0,0017
H2S	0,0000
H2O	0,0000

Buttons: Normalize, Total: 1,0000

Fuente: Aspen HYSYS, 2018

Las condiciones de la corriente **Gas 1** se pueden ver en la **Figura 78**, donde el flujo que se escogió fue de 200 TPD, que en unidades de Hysys daría 8333 kg/h pero por efectos de cálculo y de simplicidad se escoge 8500 kg/h. Las condiciones de entrada del gas deben ser de 50 bar y 25 °C para poder entrar al intercambiador de calor de placa y aletas, con una caída de presión de 1 bar, sufriendo el gas un pre-enfriamiento y una licuefacción.

Figura 78. Condiciones corriente Gas 1

Stream Name	Gas 1	Vapour Phase
Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000
Temperature [C]	25,00	25,00
Pressure [bar]	50,00	50,00
Molar Flow [kgmole/h]	519,8	519,8
Mass Flow [kg/h]	8500	8500
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	27,77	27,77
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-1,799e+004	-1,799e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	149,4	149,4
Heat Flow [kcal/h]	-9,353e+006	-9,353e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,226e+004	1,226e+004
Fluid Package	Basis-1	
Utility Type		

Fuente: Aspen HYSYS, 2018

Como resultado del intercambiador de calor se entrega la corriente **Gas 2**, como las condiciones de entrega son a 1 atmosfera, se realiza una expansión por medio de una válvula hasta alcanzar 1.013 bar. Al expandirse el gas llega a una

temperatura de -163.9 °C (Corriente Gas 3). Durante este proceso se considera que el gas pasa por un proceso de sub-enfriamiento el cual se puede ver en la **Figura 79**.

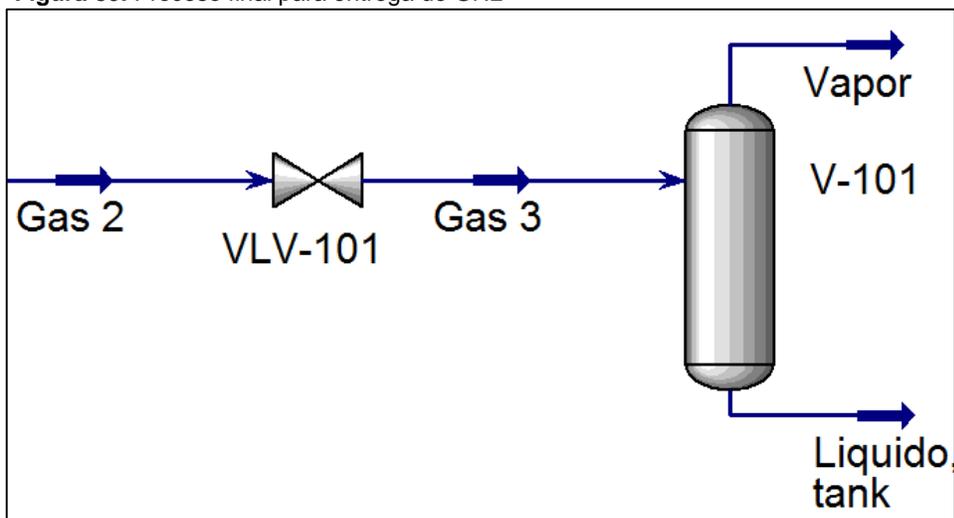
Figura 79. Proceso de sub enfriamiento en válvula VLV-101

Name	Gas 2	Gas 3
Vapour	0,0000	0,0412
Temperature [C]	-160,0	-163,9
Pressure [bar]	49,00	1,013
Molar Flow [kgmole/h]	519,8	519,8
Mass Flow [kg/h]	8500	8500
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	27,77	27,77
Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-2,122e+004	-2,122e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	77,04	78,55
Heat Flow [kcal/h]	-1,103e+007	-1,103e+007

Fuente: Aspen HYSYS, 2018

Durante la expansión se alcanza a evaporar un 4% del gas, por lo tanto la corriente "Gas 3" se somete a una separación flash, separando líquidos y gases, llevándolo a los tanques o directo a los camiones cisterna, en la **Figura 80** se puede apreciar el proceso de expansión y de separación flash en Aspen Hysys.

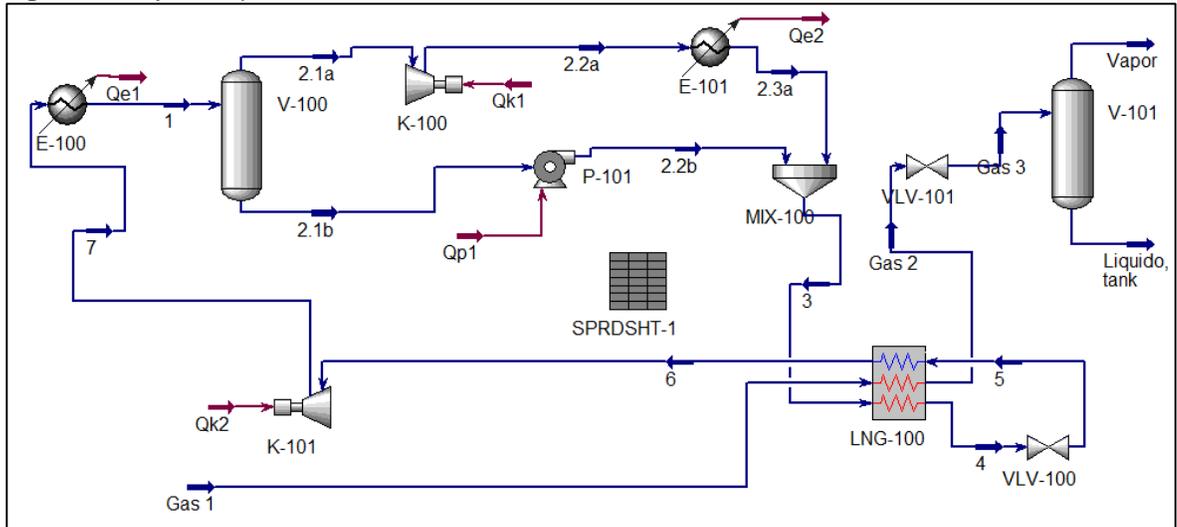
Figura 80. Proceso final para entrega de GNL



Fuente: Aspen HYSYS, 2018

Él proceso completo dentro de la simulación del Aspen Hysys se puede apreciar de mejor manera en la **Figura 81**.

Figura 81. Flujo de la planta PRICO



Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Durante la simulación se encontró el flujo másico necesario para la licuefacción; por cada kilogramo de gas que se desea licuar se necesitan 5 kilogramos de este refrigerante, sin embargo esto puede cambiar si la composición del refrigerante es distinta. Se tomó 200 TPD porque es una medida aplicable a la capacidad que produce una planta de licuefacción a pequeña escala.

Las condiciones de salida del GNL las entrega Aspen HYSYS después de todo el proceso de licuefacción y se pueden ver en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Condiciones de entrega GNL

Propiedades	Valores	Unidades
Densidad	432.6	kg/m ³
Temperatura de entrega	-163.9	°C
Presión de entrega	1.013	bar
Capacidad calorífica másica	3.41	KJ/kg-C
HHV	12930	kcal/kg
Capacidad planta	80-1300	TPD
Flujo másico líquido	3333-54170	kg/h
Caudal GNL de entrega	10.47 – 170.1	m ³ /h

Fuente: Aspen HYSYS, 2018

4.2.4 Descripción y selección de equipos y tecnologías. Para poder dar un diseño general de la planta de licuefacción a pequeña escala, la simulación aspen HYSYS sugiere todos los cálculos para saber cómo los equipos funcionan y bajo qué parámetros deberían trabajar para que el proceso sea exitoso.

Para identificar los equipos se nombran igual que en la simulación, los cuales se muestran en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Nombre de equipos en la simulación

Equipos	Nombres asignados
Compresores	K-100, K-101
Intercambiadores de Calor	E-100, E-101, LNG-100
Bombas	P-101
Separadores	V-100, V-101

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Separadores

Los separadores que se escogieron son verticales debido a la poca área que utilizan, su uso principal en el proceso es separar los gases de los líquidos para cumplir con los parámetros establecidos, los requisitos mínimos se encuentran en la **Tabla 23**.

Tabla 23. Especificaciones Separadores

Propiedades	V-100	V-101
Volumen de líquido (m3)	22.88508	18.32308
Diámetro vasija (m)	2.1336	1.9812
Altura (m)	6.4008	5.9436
Diseño de presión manométrica (kPaG)	2243.421	103.425
Presión manométrica al vacío (kPaG)		-100.667
Temperatura de diseño	121.1111	0
Temperatura de Operación	30	-163.875

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Para poder escoger un separador óptimo es necesario tener en cuentas estas dimensiones.

Compresores

Los compresores son necesarios para que el refrigerante tenga todas las caídas de presión necesarias durante el proceso, se puede decir, que es uno de los equipos más importantes para que la licuefacción se lleve a cabo con éxito, Aspen propone las especificaciones mostradas en la **Tabla 24**, para poder escoger adecuadamente el equipo.

Tabla 24. Especificaciones compresores

Propiedades	K-100	K-101
Presión manométrica de entrada (kPaG)	1898.67108	198.671082
Temperatura de entrada (°C)	30	27.27357
Temperatura de Salida (°C)	85.5571778	144.968429
Presión manométrica de salida(kPaG)	4098.67108	1998.67108
Energía (kW)	3941.60815	15122.3843
Relación de calor específico	1.181421	1.164024
Factor de compresibilidad de entrada	0.887099	0.974464
Factor de compresibilidad de salida	0.869807	0.938413

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Como ejemplo se puede usar los compresores de gas 1015.3 psi | TP SERIES de la compañía Atlas Copco, éste maneja presiones de 0 – 70 bar y recibe un caudal de 0 – 20,000 m³/h.

Bomba

Cuando ocurre la separación de la mezcla de refrigerante de líquidos y gases, es necesario tener una bomba para subir la presión y que ocurra su respectiva caída de presión, es importante este elemento ya que por los compresores es preferible que no pase líquido. La especificaciones necesarias que Aspen nos proporcionan son las que se pueden ver en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Especificaciones Bomba

Propiedades	P-101
Caudal líquido (m3/h)	176.8073
Altura del fluido (m)	365.084
Gravedad específica del fluido	0.559
Presión manométrica para diseño (kPaG)	4243.421
Temperatura (°C)	121.111
Viscosidad del fluido (cP)	0.144
Eficiencia bomba (%)	75

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Con las especificaciones del simulador se escogió unas bombas HPX-MP fabricado por la empresa Flowserve, la cual tiene una presión máxima de entrada de 35 bar y un caudal máximo de descarga de 52 bar.

Intercambiadores de calor

Los intercambiadores de calor que Aspen sugiere son de tubo y carcaza, para suministrar el intercambio de temperatura. Se usa como refrigerante el agua, ya que la disponibilidad de este es mucho más fácil y la temperatura no se ve muy afectada. Las características necesarias se pueden ver en la **Tabla 26**.

Tabla 26 .Especificaciones para intercambiadores de calor

Propiedades	E-101	E-100
Área para transferencia de calor (m ²)	929.3122	1009.166
Presión manométrica para tubos (kPaG)	2928.504	1528.504
Temperatura tubos (°C)	121.111	172.746
Temperatura de operación tubos (°C)	35	35
Diámetro exterior tubos (m)	0.025	0.025
Presión manométrica Carcaza	4443.421	2343.421
Temperatura carcaza (°C)	121.111	172.746
Temperatura de operación carcaza (°C)	85.557	144.968
Longitud tubo (m)	6.096	6.096
Paso de tubo (m)	0.032	0.032
Fluido Refrigerante	Agua	Agua
Temperatura entrada (°C)	145	86
Temperatura entrada refrigerante (°C)	20	20
Temperatura salida (°C)	30	30
Temperatura salida refrigerante (°C)	25	25
Trabajo (kW)	7166.41	24457.89

Fuente: Aspen HYSYS, 2018.

Después de seleccionar los equipos se presenta la **Tabla 27**, resumiendo los equipos para la planta, en los separadores se colocan las dimensiones y los tipos de intercambiadores de calor que se usan.

Tabla 27. Equipos seleccionados

Equipo en Aspen HYSYS	Selección de equipo	Unidades
Compresores; K-100, K-101	1015,3 psi TP SERIES fabricante Atlas Copco	2
Intercambiador de Calor E-100 y E-101	Coraza y tubos	2
Intercambiador de Calor LNG- 100	Placa y aletas	1
Bomba: P-101	HPX-MP fabricado por Flowserve	1
Separador V-100 Diámetro (m)*Altura (m)	2.13*6,4	1
Separador V-101 Diámetro (m)*Altura (m)	1,98*5.94	1

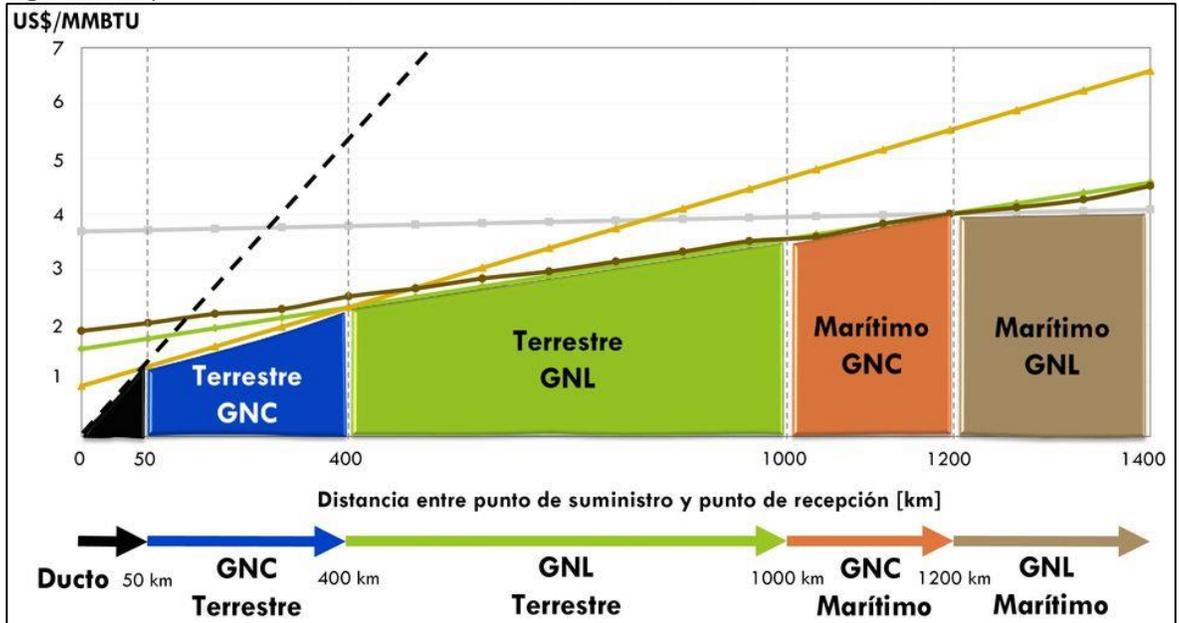
Fuente: Elaboración propia.

4.3 DISTRIBUCIÓN

El transporte del GNL es muy importante tenerlo en cuenta por ser el medio en el que las estaciones de servicio se comunicaran con la planta de licuefacción como lo son los ductos o los camiones cisterna, que también conectan plantas satélites de regasificación.

Para distancias menores a 400km se utilizan ductos, pero es más eficiente para distancias mayores usar los camiones cisterna, en especial si es GNL ya que se mantiene la refrigeración, (**Figura 82**).

Figura 82. Aspectos Económicos GNC vs GNL vs Ductos



Fuente: RAMIREZ, Edgard, iniciativas para impulsar la masificación utilizando GNL – GNC, [en línea] <https://slideplayer.es/slide/11842832/>. Consultado: mayo 1, 2018.

Los camiones cisterna se usan en 3 situaciones:

- Transporte de producto en que la temperatura del mismo se debe mantener por encima de la temperatura ambiente debido a su posible solidificación o aumento de viscosidad, haciendo más difícil su descargue.
- Transporte de líquido muy volátil a temperatura ambiente. Evitar que la temperatura suba por el exterior y así acelerando la evaporación.
- Transportes de gases en que la temperatura debe mantenerse por debajo de la temperatura ambiente.

4.3.1 Descripción de camiones cisterna. Siguiendo con lo anterior para el transporte del GNL se maneja la tercera situación, ésta transporta el GNL y lo mantiene líquido a una temperatura de -160°C , para retenerlo hasta el suministro de todas sus operaciones. La cisterna como muchos piensa no es refrigerada, sino que es aislada térmicamente. Sus materiales son altamente resistentes, por lo que no se fragilizan al contacto con sustancias de muy baja temperatura.

Las normas internacionales se deben tener en cuenta para la implementación de este transporte, un ejemplo es la empresa de Empresa Pública de Medellín (epm), que tiene un proyecto de una planta de licuefacción con distribución para estaciones de servicio en lugares cercanos y se establecen unos puntos muy importantes en el momento del transporte de GNL en camiones cisternas, los cuales se pueden ver en el **Anexo B**.

Diseño

Volumen de 50 – 58 m³. Presiones de 3 a 7 bar con una retención del GNL de 41 y 83 días respectivamente. Los diseños tienen una normatividad para Europa y Estados Unidos se observan en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Normas para las cisternas

Europa	Estados Unidos
Directiva Europea de Equipos a Presión Transportable (TPED)	ASME Div. VIII
ADR	DOT

Fuente: Características generales de las cisternas para el transporte de GNL, Santo Domingo, 2010.

Para los camiones cisterna se tiene una válvula de venteo que se abre cuando se alcanza los 7 bar, como se puede ver en la **Figura 83**, también se observa allí unas válvulas de seguridad que se ubican en el colector de salida del material.

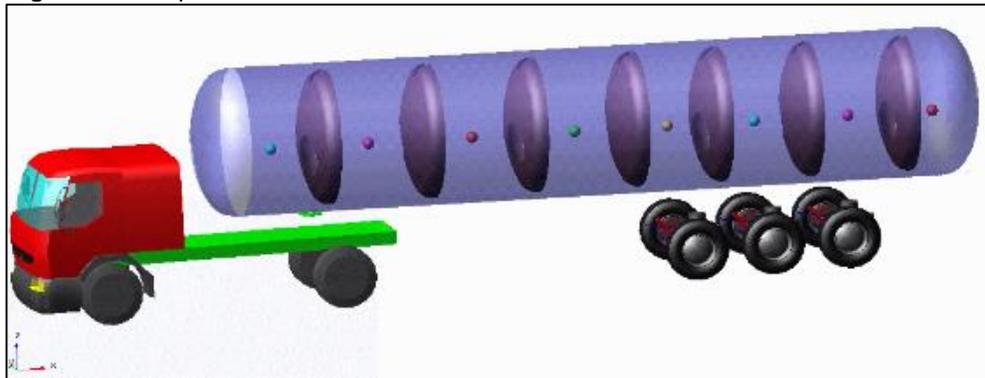
Figura 83. Válvulas de seguridad



Fuente: BLESA, Miguel, cisternas para el transporte de mercancías peligrosas, [en línea] http://bomberiles.com/miquelvalls/_private/Presentacion%20MMPP%20castella1.pdf. Consultado: mayo 3, 2018.

Según la ADR se necesita un rompeolas cada 2000 gal, para evitar el movimiento de la carga en el interior, (**Figura 84**).

Figura 84. Rompeolas



Fuente: CRYOENERGY, características de las cisternas para el transporte de GNL, [en línea] <https://docplayer.es/19494829-Caracteristicas-generales-de-las-cisternas-para-el-transporte-de-gnl.html>. Consultado: mayo 5, 2018.

El peso máximo autorizado total (PMA) es de 40 ton.

El ADR dice que su llenado máximo para GNL debe ser del 95% de su capacidad geométrica, en el momento de alcanzar su presión máxima de servicio en que actúan las válvulas de seguridad (Equivalente al llenado máximo durante la carga en origen del 85% de su capacidad geométrica).

A continuación, se mostrará las características esenciales que se tienen en un camión cisterna de 56.5 m³, esta información es sacada de un ejemplo en SEDIGAS, (Tabla 29).

Tabla 29. Ejemplo características de un camión cisterna

Volumen geométrico total	56,5 m ³
Llenado máximo	85%
Carga de GNL transportada:	21.000 kg
Normativa	ADR / TPC Clase 2
Diámetro interior envolvente	2.340 mm
Espesor envolvente / fondos	5 mm / 8 mm
Material	AISI 304
Temperatura de diseño	-196° C
Presión de diseño	9,1 bar
Presión máxima de servicio	7 bar
Presión de prueba	9,1
Tarado válvulas de seguridad	Dos a 7 bar, una a 9 bar
Tipo	Semitrailer
N^a de compartimentos	Uno
Rompeolas	Siete
Tara aproximada	11 ton
Aislante exterior	Poliuretano (130 mm)
Diámetro / Longitud totales con aislante	2,6 / 14 m
Armario de válvulas (doble cara)	En posición central
Elementos de seguridad incorporados	Válvulas de seguridad, toma de tierra, indicadores de presión, nivel y peso, nivel de llenado máximo, venteos manual y automático en caso de vuelco, bloqueo de frenos durante la descarga, bloqueos de paso de GNL de emergencia

Fuente: Sedigas, Septiembre 2012.

Por cada kg de producto transportado en los camiones cisterna, representa una cantidad de energía. De acuerdo a la tabla el GNL es el que mayor tiene energía

en un Kg, teniendo un 20% más de energía que el diésel, un 17% más que la gasolina y un 10% más que el GLP.

Tabla 30. Transporte de GNL

Producto	1Kg=...BTU
Diésel	43.197
Gasolina	44.513
GLP	47.535
GNL	52.325

Fuente: CryoEnergy, 2011.

Tipos de cisternas: Existen dos tipos de cisterna; aislada al vacío y aislada con poliuretano.

Aislada al vacío: “están constituidas por dos depósitos. Un depósito interior en acero inoxidable y un depósito exterior en acero al carbono a temperatura ambiente. El aislamiento térmico se consigue mediante un material aislante y un alto grado de vacío entre ambos depósitos.”¹⁷

El depósito interior está constituido por un material de acero inoxidable resiste de 3 a 7 bar, una temperatura mínima de -196°C y su periodo máximo de retención es de 83 días.

El aislamiento se hace por perlita (mineral) o un aislamiento tipo multilayer. El aislamiento con perlita requiere grados de vacíos del orden de 20 a 40 micrones (1 micron = 0.001 Tor) (1 bar= 760,000 micrones). El aislamiento por multilayer requiere grados de vacío de 2 a 5 micrones.

De acuerdo a lo anterior el mejor aislamiento sería por multilayer ya que requiere menos grados de vacío que el aislamiento de perlita, sin embargo, algunos prefieren usar perlita debido a que tiene mayor facilidad de diseño que el multilayer y es más económico.

¹⁷ Santo Domingo. Características generales de las cisternas para el transporte de GNL. [Consultado el 26 de Abril de 2018]. Disponible en: <http://docplayer.es/19494829-Caracteristicas-generales-de-las-cisternas-para-el-transporte-de-gnl.html>

Aislado con poliuretano: esta cisterna está constituida por un único depósito en acero inoxidable, alrededor del cual se le hace un forro de espuma de poliuretano, la espuma puede ser de lana mineral, lana de cristal o una combinación de ambos materiales. Son las cisternas que más se usan para transportar CO₂ y N₂O que se transportan a -50°C, son las más comunes para transportar GNL. La **Tabla 31** y **Tabla 32** muestran la diferencia entre el aislamiento con poliuretano VS aislamiento al vacío.

Tabla 31. Poliuretano Vs Vacío

	Poliuretano	Vacío
Costo	Menor	Mayor
Tara	Menor	Mayor
Capacidad útil	Mayor	Menor
Autonomía (disparo válvula)	Menor	Mayor
Seguridad a impactos	Menor	Mayor

Fuente: CryoEnergy, 2011.

Tabla 32.Datos Poliuretano Vs Vacío

	Poliuretano	Vacío
Capacidad geométrica	56.700Lts	51.300Lts
Tara	11.000 Kg	12.600Kg
Presión máxima de servicio	7 Bar	7 Bar
Autonomía (disparo válvula)	4 días	20 días

Fuente: CryoEnergy, 2011.

La comparación de los dos tipos de aislamiento térmico en los camiones cisterna, muestra como positivo el color verde y como menos positivo el color rojo, teniendo como resultado el poliuretano con más ítems positivos con respecto al aislamiento en vacío.

Sin embargo, no se puede decir que el mejor es el aislamiento con poliuretano, debido a que la diferencia de capacidad geométrica y la tara no son tan alejadas, por lo contrario la autonomía si tiene un gran rango de diferencia y hace que el aislamiento sea más seguro. Muchos camiones cisterna en Perú son de poliuretano, pero han tenido accidentes, por ende, para empezar un proyecto de estos en Colombia, debe primar la seguridad para mantener la confianza tecnológica en el GNL y luego de un tiempo de garantizar seguridad y normatividad estricta, se puede tener camiones de poliuretano que brindan una mayor capacidad o nuevos camiones con mejores características que se encuentren en el mercado al aplicar el proyecto en los próximos años.

4.3.2 Cálculos de volúmenes de suministro. Las cisternas existen desde 1970, eran “de aproximadamente 40 m³, con capacidad útil de carga de 34 m³ de GNL, equivalente a 20.000 Nm³ de GN aproximadamente, a efectos de valor de referencia”¹⁸. Las actuales utilizan “cisternas de hasta 56,5 m³, con capacidad útil de carga de 48 m³ de GNL (28.000 Nm³ de GN aprox.)”¹⁹.

4.3.3 Tiempos de carga. El tiempo de carga se refiere a cuánto tiempo se llenaría el camión cisterna en su totalidad para el transporte de gas. Los camiones cisternas actuales tienen una capacidad útil de 48 m³, por lo tanto los cálculos de GNL para los tiempos de carga se van a realizar con este volumen.

La Institución Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo (INSHT) que se encuentra en España, menciona la norma NTP 356, la cual habla sobre condiciones de seguridad en la carga y descarga de camiones cisterna, Líquidos inflamables. Aunque el gas natural en estado líquido no es inflamable se debe tener cuidado por las bajas temperaturas que se manejan.

La norma NTP 356 indica como debe ser el control de la velocidad de flujo de carga y del sistema de llenado diciendo que: “En un principio resultaba admisible que una velocidad de 4 a 7 m/s era la adecuada para impedir la acumulación de cargas dentro de unos límites aceptables, nuevas experiencias, tendentes a reducir tiempos, al emplearse diámetros mayores de tubería, han permitido desarrollar, sin embargo, una simple expresión que relaciona la velocidad lineal de flujo "v" (en m/s) y el diámetro del brazo de carga "d" (en m):”²⁰

La fórmula para saber cuál es la máxima velocidad es:

Ecuación 1. Máxima
Velocidad

$$V \cdot d < 0.5$$

Fuente: norma NTP
365

Si se toma una velocidad promedio permisible de 5 m/s, el diámetro para la carga se toma como 0.1 m, la cual el radio en pulgada sería 1.96 in.

Para el caudal se multiplica el área del hueco con el diámetro que se tiene por la velocidad, dando así el caudal y poder hallar el tiempo de carga para los camiones cisterna.

¹⁸ SEDIGAS. Especificaciones Técnicas De SEDIGAS Para Las Actividades De Técnico De Plantas Satélite De GNL, Unidad 11, Transporte De GNL. PERU: SEDIGAS, 2012. p. 12

¹⁹ Ibid., p. 12.

²⁰ MINISTERIO DEL TRABAJO Y ASUNTOS SOCIALES ESPAÑA. Norma NTP 365:Condiciones De Seguridad En La Carga Y Descarga De Camiones Cisterna: Líquidos Inflamables. 2000.

Ecuación 2. Área círculo

$$Area = \pi \cdot r^2$$

$$Area = \pi * 0.05^2 = 7.85E - 3m^2$$

Ecuación 3. Caudal

$$Q \text{ entrada} = Area * V$$

$$Q = 7.83E - 3 * 5 \frac{m}{s} = 0.039 \frac{m^3}{s}$$

$$Tiempo = \frac{Volumen}{Caudal} = \frac{45.6}{0.039} = 1161seg = 19.35 min$$

El tiempo de carga para un camión cisterna promedio seria de 20 minutos, sin embargo los camiones cisterna vienen con una bomba integrada con caudal de 330 GPM, por lo que el tiempo de carga seria de 40 minutos a 1 hora.

4.4 ESTACIONES DE SERVICIO DE COMBUSTIBLE

De acuerdo con la capacidad de suministro de las plantas y la autonomía del automotor, se establecerá una estación de servicio cada 200 Km, teniendo un total de 12 plantas, 5 de ellas están en la planta de licuefacción y las demás por los tramos de las carreteras, la estación de servicio de Bogotá estaría incluida en cada tramo nombrado, (**Tabla 33**).

Tabla 33. # Número de Estaciones de Servicio Colombia

Tramo	Número de Estaciones
Bogotá - Buenaventura	3
Bogotá - Barrancabermeja - Cartagena	6
Bogotá - Medellín - Cartagena	5
Total	12

Fuente: Elaboración propia.

En las estaciones de servicio existen diferentes tipos:

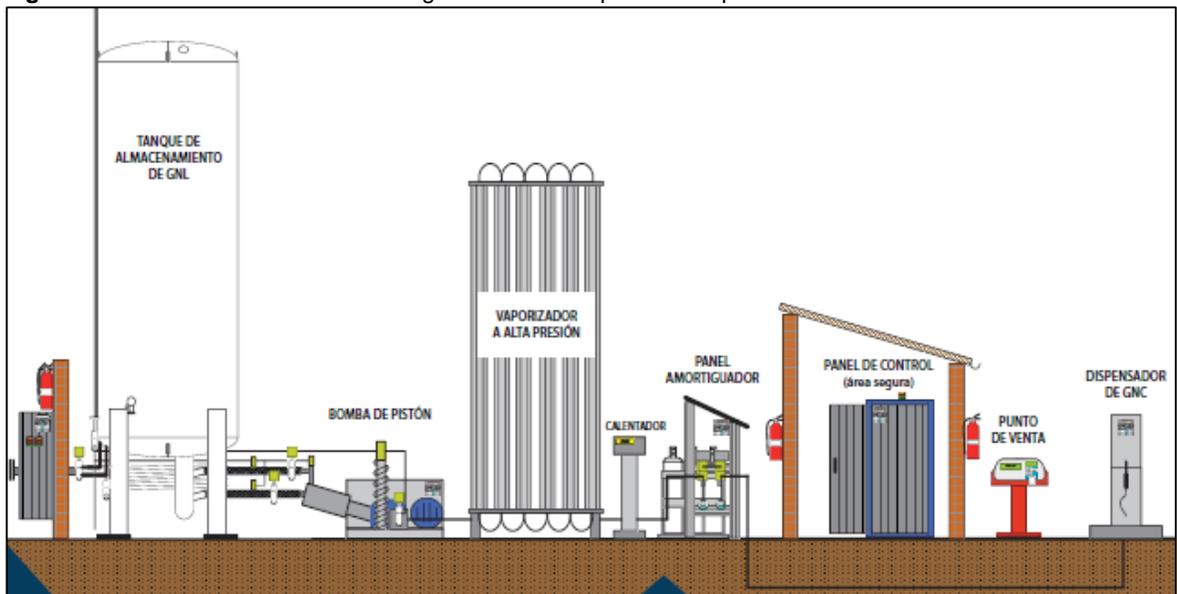
EESS: “similares a las estaciones tradicionales, funcionan en régimen de autoservicio mediante sistemas de pago automático y surtidores específicos para cada combustible, y en la mayoría de los casos con servicio 24 horas.”²¹

Existen 2 tipos de estaciones de servicio según el combustible disponible:

“GN Comprimido (GNC): orientadas a vehículos ligeros y semipesados, suministran Gas Natural a alta presión siempre en fase gas.”²² (Figura 85).

“GNC + GN Licuado: además de GNC disponen de GNL, orientado a vehículos pesados y que permite gran autonomía.”²³ Combinación Figura 85 y Figura 86.

Figura 85. Estación de combustible de gas natural de líquido a comprimido



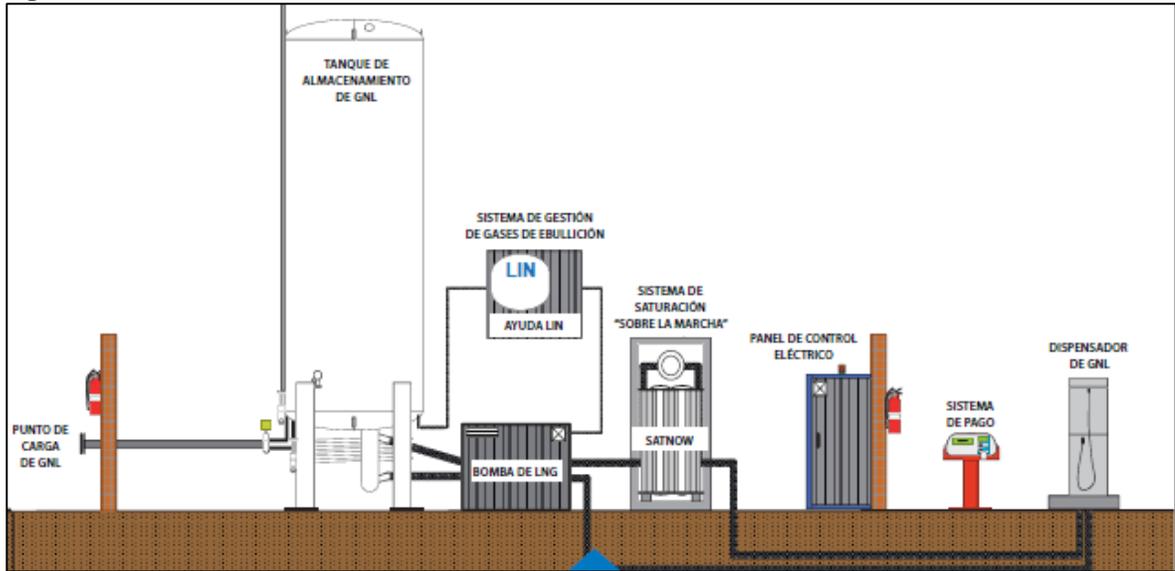
Fuente: CRYOSTAR, licuefacción a pequeña escala y distribución, [en línea] http://www.cryostar.com/pdf/dnl-zone/SMALL_SCALE_LIQUEFACTION_DISTRIBUTION_espagnol_web.pdf. Consultado: mayo 10, 2018.

²¹ gas Natural fenosa. Guía Para El Repostaje De Gas Natural Licuado. Estaciones de Servicios: 2016. p. 3.

²² Ibid., p. 3.

²³ Ibid., p. 3.

Figura 86. Estación de servicio GNL



Fuente: CRYOSTAR, licuefacción a pequeña escala y distribución, [en línea] http://www.cryostar.com/pdf/dnl-zone/SMALL_SCALE_LIQUEFACTION_DISTRIBUTION_espagnol_web.pdf. Consultado: mayo 10, 2018.

4.4.1 Depósitos criogénicos. Mediante los camiones cisterna llega el GNL a las estaciones de servicio y por medio de bombas se hace la descarga de la cisterna hacia el tanque de almacenamiento criogénico, que se encuentra sobre un hormigón junto al regasificador y la bomba criogénica.

El GNL es almacenado a una presión de 15 Bar y a una temperatura de -163°C , el tanque contiene un volumen de gas líquido de 50 m^3 (volumen según las normas de la EPM, ver en el **ANEXO B**), dimensión (**L**: 2100 X **W**: 2100 X **H**: 12058mm) Con una capacidad útil del 90%, ésta dependerá de las propiedades termodinámicas del GNL.

El almacenamiento debe tener un 5% de margen de seguridad en volumen sin llenar, para los aumentos de presión y temperatura que pueden expandir el gas natural por la transferencia de calor del ambiente al tanque. Así mismo debe quedar un 5 % de remanente para no perder la criogenización.

Gracias al sistema de aislamiento de vacío y perlita, se mantiene la criogenización del gas natural. El depósito interior está compuesto de acero inoxidable mientras que el exterior de acero al carbono.

En los sistemas de seguridad, si se llega a aumentar mucho la presión por la expansión del gas, se activará la válvula de alivio del tanque. Sin embargo, éste gas también se llevará a las botellas de almacenamiento mediante un compresor. Para evitar esto, se debe tener un consumo mínimo por hora de GNL, CryoEnergy tiene un promedio de 6 Vehículos/h, para mantener el gas licuado en el tanque.

4.4.2 Regasificador. El regasificador se utiliza para pasar el GNL a vapor y suministrar el GNC, existe un regasificador atmosférico de alta presión, que realiza la evaporación ambiental a 350 Bar, obteniendo en el gas una temperatura de 5°C y 10°C por debajo de la temperatura ambiente, luego un intercambiador de calor mantiene la temperatura de salida por debajo del disparo de seguridad de baja temperatura. El regasificador cuenta con tubería flexible y válvulas de seguridad. Para tener una base sobre las especificaciones del regasificador, se tomaron los datos de la tesis “Optimización de la distribución de LNG en una red paneuropea de transporte pesado de mercancías de larga distancia por carretera por medio de programación lineal”, (**Tabla 34**).

Tabla 34. Especificaciones del regasificador

Fabricante	Cryonorm
Modelo	CNHP 7 X 6
Caudal nominal	875 m3(n)/h
Presión de servicio	0 bar a 420 bar
Presión de prueba	601 bar
Tubería AISI	304 L Ø 16 mm x 2,5 mm

Fuente: Optimización de la distribución de LNG en una red paneuropea de transporte pesado de mercancías de larga distancia por carretera por medio de programación lineal, junio 2013.

En el interior del tanque de GNL se incorpora un pequeño regasificador que servirá para acondicionar la temperatura y presión de suministro de las cisternas al tanque.

- **Bomba criogénica de pistones:** la bomba criogénica de pistones comprime el GNL a 350 bar y lo impulsa al regasificador. Al disminuir el GNC almacenado en las botellas, mediante un software que se comunica con las bombas criogénicas de pistones, se regula la temperatura y la presión.
- **Bomba criogénica centrífuga sumergida:** la bomba se encarga de recircular el GNL desde el tanque criogénico hasta el dispensador GNL. Se encuentra sumergida en un tanque y encapsulada herméticamente. Para tener una base sobre las especificaciones de la bomba, se tomaron los datos de la tesis “Optimización de la distribución de LNG en una red paneuropea de transporte pesado de mercancías de larga distancia por carretera por medio de programación lineal”, (**Tabla 35**).

Tabla 35. Especificaciones de la bomba

Fabricante	Vanzetti
Modelo	ARTIKA 2 x 160
Fluido	GNL
Etapas	2
Caudal máximo	200 l/min
Presión diferencial	11 bar
Presión máx.de entrada	25 bar
NPSHr	0,13 bar
Motor eléctrico	13 kW (2 polos)
Alimentación eléctrica	400 V – 104/3 Hz

Fuente: Optimización de la distribución de LNG en una red paneuropea de transporte pesado de mercancías de larga distancia por carretera por medio de programación lineal, junio 2013.

Los equipos de vaporización, compresor, odorización y almacenamiento de GNC, disponen de ventilación natural al situarse al aire libre.

Almacenamiento de GNC: se cuenta con dos grupos de 15 botellas de 80L, con un total de almacenamiento de 2400L a 290 bar. Las botellas se encuentran conectadas mediante tuberías de acero inoxidable, con sus respectivas válvulas de seguridad, todo éste equipo está soportado por unas vigas que aíslan las botellas del suelo. Manejan un rango de presión de 0 a 430 bar, que lo controla un presostato para cada grupo de botellas.

Sistema de odorización: por cuestiones de seguridad se utiliza THT (tetrahidrotiofeno), para darle olor al gas, el compuesto se puede introducir en los depósitos de baja presión o entre el regasificador y las botellas, mediante una bomba de alta presión. En Colombia para la odorización expresado en mg/m³ según la “Resolución CREG-108 de 1997”, el parámetro de medida según criterios internacionales es de:

$$\begin{aligned} & \text{THT } 18 - 20 \text{ mg/m}^3 \\ & \text{MERCAPTANO } 8 - 12 \text{ mg/m}^3 \end{aligned}$$

Según criterios internacionales

4.4.3 Dispensador de GNL y GNC.

Dispensador de GNC: el dispensador se sitúa sobre un hormigón, éste cuenta con dos mangueras con bocas de carga NGV-1 y conectores que recuperan los vapores. Se cuenta con tuberías de acero inoxidable para las conexiones de alta presión. La instalación eléctrica y tuberías de gas van enterradas en el suelo. En las pantallas del dispensador se tendrá los indicadores del valor monetario de GNC en pesos, y la medida de volumen en m³.

El sistema de seguridad limita el caudal máximo para el buen funcionamiento y un bloqueo en caso de emergencia.

Dispensador de GNL: la instalación y ubicación del dispensador es equivalente al dispensador de GNC, pero el diseño de suministro es diferente, ya que cuenta con dos mangueras, una para suministro de carga del líquido con boca de DN-25 y otra para gas de recuperación con boca de DN-15.

Para tener una base sobre las medidas de la estación, se tomaron los datos de la tesis “Optimización de la distribución de LNG en una red paneuropea de transporte pesado de mercancías de larga distancia por carretera por medio de programación lineal”.

Dimensiones Ancho: 0.5 m Largo: 1.25 m Alto: 1.58 m

En la pantalla del dispensador hay indicadores de inicio del suministro y un botón que permite despresurizar el tanque del vehículo, la instalación permite que el dispensador reconozca automáticamente el tipo de vehículo, para manejar las presiones del tanque.

4.4.4 Líneas de GNC y GNL.

Línea de suministro de GNC: el GNC se suministra por diferencia de presión mayor a 200 bares, entre el dispensador y el vehículo. La manguera se une al vehículo mediante un conector estanco, evitando emisiones a la atmósfera durante el repostaje. La carga se inicia pulsando un botón y finaliza de forma automática cuando la presión alcanza el valor adecuado; el usuario también puede detener el repostaje en cualquier momento pulsando el botón del surtidor.²⁴

Línea de suministro de GNL: el GNL se suministra con presiones inferiores a 15 bares y temperaturas por debajo de -160°C , esta condición requiere el uso de Equipos de Protección Individual (EPI).

La conexión al vehículo requiere:

- Cable de polo a tierra: control de posibles cargas electroestáticas a tierra de forma segura.
- Manguera Fase Líquido: introduce el GNL en el tanque.
- Manguera Fase Gas: en caso necesario permite evacuar gas de forma controlada, para conseguir el mejor llenado, en el tiempo más corto.²⁵

El surtidor de Gas Natural Licuado (GNL) es para aproximadamente 25 camiones al día con una carga de GNL de 1,000 litros/camión y un sistema de conexión para carga de Gas Natural Comprimido (GNC) de 7,000 m³/día para módulos de almacenamiento y transporte de GNC a 250 bar y sus actividades anexas y conexas. (Volumen según las normas de la EPM, ver en el **ANEXO B**).

²⁴ gas Natural fenosa. Guía Para El Repostaje De Gas Natural Licuado. Estaciones de Servicios: 2016. p. 4.

²⁵ Ibid., p. 4-5.

Es importante tener en cuenta para el suministro de combustible al automotor, todo el sistema de seguridad y mantenimiento de las estaciones de servicio, el seguimiento de los usuarios paso a paso de las normas y el protocolo del tanqueo, con la dotación personal (guantes, pantalla facial, ropa antiestática y calzado de protección) al momento de hacer uso del dispensador del GNL.

De acuerdo a la instalación de las estaciones de servicio, se puede suministrar el GNL a puntos de tanqueo ya existentes, haciendo la adecuación del terreno y equipos, o se comprarían nuevos lotes para una nueva estación de servicio.

4.5 NORMATIVIDAD Y SEGURIDAD

La normativa aplicable para las plantas de licuefacción indica una orientación reglamentaria para la prevención de problemas ambientales, técnicos y sociales. Los equipos instalados en la planta deben ser medidos y ser correspondientes según las normas, cada una de ellas es de gran importancia tomándolas como referencia técnicas, ya que éstas se implementan internacionalmente, por lo tanto todas las empresas deberían exigir y seguir los lineamientos pertinentes.

Las normas que se introducen son las necesarias para que en Colombia la instalación y el uso de la planta de licuefacción puedan funcionar correctamente, la reglamentación también es importante porque tiene en cuenta la seguridad de la vida humana. Cuando la planta sea capaz de cumplir con todo lo establecido, es un proceso seguro y viable normativamente.

La estandarización de los equipos instalados es significativa, ya que así es posible llegar a un tipo de modelo para poder seguir ciertos parámetros durante circunstancias precisas, recurriendo a acciones específicas seguidas en las normas establecidas.

Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014: consolidación del sector de gas natural, a través de la expansión de la infraestructura y la confiabilidad en el suministro.

Decreto 2100 de 2011, Modificado por Decreto 1710 de 2013: plan de abastecimiento que busca dar señales para adoptar proyectos de infraestructura. Pendiente expedición del documento final y adopción de políticas. Establece la inclusión de inversiones necesarias para asegurar la confiabilidad.

El siguiente listado, tiene como objeto presentar las normas y reglamentos que son citadas a lo largo de la presente Resolución, o que tienen relación con los temas y requisitos. Si bien en la aplicación del reglamento se podrán aplicar otras normas técnicas, el uso de normas técnicas alternativas a las citadas explícitamente a continuación, debe ser soportado técnicamente ante el Ministerio de Minas y Energía.

PUBLICACIONES NFPA: The National Fire Protection Association, Batterymarch Park, Quincy, MA 02169- 7471 (**Tabla 36**).

Tabla 36. Normas NFPA

N°	Descripción	Año de Edición
NFPA 10	Norma para extintores portátiles	Edición 2010.
NFPA 11	Estándar de baja mediana y alta expansión de espuma	Edición 2010.
NFPA 12	Estándar en los sistemas de extinción de dióxido de carbono	Edición 2011.
NFPA 12 ^a	Estándar en los sistemas de extinción de halón 1301	Edición 2009.
NFPA 13	Estándar para la instalación de sistemas de rociadores	Edición 2013.
NFPA 14	Estándar para la instalación de tubería y sistema de mangueras	Edición 2010.
NFPA 15	Estándar para sistemas fijos de rociadores de agua para protección contra incendio	Edición 2012.
NFPA 16	Estándar para la instalación de rociadores de agua espumosa y sistemas de pulverización de agua espumosa	Edición 2011.
NFPA 17	Estándar para sistemas de extinción de polvo químico seco	Edición 2009.
NFPA 20	Estándar para la instalación de bombas estacionarias para protección contra incendios	Edición 2013.
NFPA 22	Estándar para tanques de agua para protección contra incendios	Edición 2008.
NFPA 24	Estándar para la instalación del servicio privado de líneas principales y sus accesorios contra incendios	Edición 2013.
NFPA 30	Código para líquidos combustibles e inflamables	Edición 2012.

Tabla 37. (Continuación)

N°	Descripción	Año de Edición
NFPA 37	Estándar para la instalación y el uso de motores de combustión y turbinas de Gas	Edición 2010.
NFPA 52	Código de sistemas de combustible Vehicular	Edición 2010
NFPA 54	Código nacional de Gas combustible	Edición 2012.
NFPA 58	Código de Gas licuado de petróleo	Edición 2011.
NFPA 59	Código de plantas de GLP	Edición 2012.
NFPA 59 ^a	Norma para la producción, almacenamiento y manejo de Gas Natural Licuado GNL	Edición 2013.
NFPA 70 [®]	Código Eléctrico Nacional [®]	Edición 2011.
NFPA 72 [®]	Código nacional de alarma de incendios [®]	Edición 2013.
NFPA 101 [®]	Código de seguridad de la vida [®]	Edición 2012.
NFPA 274	Método estándar de prueba para evaluar las características de combustión de los aislantes de tubería	Edición 2009.
NFPA 385	Estándar para vehículos cisterna para combustibles y combustibles líquidos	Edición 2012.
NFPA 600	Estándar en brigadas de bomberos Industriales	Edición 2010.
NFPA 1221	Estándar para la instalación uso y mantenimiento de sistemas de comunicaciones y servicios de emergencia	Edición 2013.
NFPA 1901	Estándar para automotores con aparatos contra fuego	Edición 2009.

Tabla 38. (Continuación)

N°	Descripción	Año de Edición
NFPA 2001	Estándar para sistemas de extinción de incendios con agentes limpios	Edición 2012.
NFPA 5000 ®	Construcción de edificios y código de seguridad ®	Edición 2012.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

Informe de la Fundación de investigación NFPA, *Evaluación de modelos de dispersión de vapor para análisis de la seguridad de GNL*, Edición 2007.

PUBLICACIONES ACI: American Concrete Institute, P.O. Box 9094, Farmington Hills, MI 48333 (**Tabla 39**).

Tabla 39. Normas ACI

N°	Descripción	Año de Edición
ACI 301	Especificaciones para concreto estructural	2005.
ACI 304R	Guía para la medición, mezcla, transporte y colocación de concreto	2000.
ACI 311.4R	Guía para la inspección de concreto	2000.
ACI 318	Requisitos del código de construcción para concretos estructurales reforzados	2008.
ACI 350	Requisitos del código para ingeniería ambiental. Estructuras de hormigón	2006.
ACI 376	Requisitos del Código para Diseño y Construcción de estructuras de concreto para el almacenamiento de Gases Licuados Refrigerados	2010.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

PUBLICACIONES API: American Petroleum Institute, 1220 L Street, NW, Washington,DC 20005-4070 (**Tabla 40**).

Tabla 40. Normas API

N°	Descripción	Año de Edición
API 6 D	Especificación para las válvulas de tubería	2007.
API 620	Diseño y construcción de tanques de almacenamiento de baja presión soldados	2008.
API 625	Diseño y construcción de tanques de almacenamiento de Gases Licuados Refrigerados	2010.
API 2510	Diseño y construcción de instalaciones de Gas licuado de petróleo (GLP)	2001

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

PUBLICACIONES ASCE: American Society of Civil Engineers, 1801 Alexander Bell Drive, Reston, VA 20191-4400 (**Tabla 41**).

Tabla 41. Norma ASCE

N°	Descripción	Año de Edición
ASCE 7	Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras	2005.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

PUBLICACIONES ASME: American Society of Mechanical Engineers, Park Avenue, New York, NY 10016- 5990 (**Tabla 42**).

ASME Código para caldera y recipientes a presión, 2004.

Tabla 42. Normas ASME

N°	Descripción	Año de Edición
ASME B31.3	Tuberías de proceso	2004.
ASME B31.5	Tuberías de refrigeración	2001.
ASME B31.8	Sistemas de tuberías para distribución y transporte de gas	2007.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

PUBLICACIONES ASTM: American Society for Testing and Materials, 100 Bar Harbor Drive, P.O. Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959 (**Tabla 43**).

Tabla 43. Normas ASTM

N°	Descripción	Año de Edición
ASTM E 84	Método Estándar de Prueba para caracterizar las condiciones de combustión de los materiales de construcción	2011.
ASTM E 136	Método Estándar de Prueba para caracterizar el comportamiento de los materiales en un horno de tubo vertical a 750° C	2009.
ASTM E 2652	Método Estándar de Prueba para caracterizar el comportamiento de los materiales en un horno de tubo vertical con un estabilizador de flujo de aire tipo cono a 750° C	2009.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

PUBLICACIONES CGA: Compressed Gas Association, 4221 Walney Road, 5to piso, Chantilly, VA 20151- 2923 (**Tabla 44**).

Tabla 44. Normas CGA

N°	Descripción	Año de Edición
CGA 341	Estándar para la especificación de los tanques de carga aislados para líquidos criogénicos	2007.

Tabla 45. (Continuación)

N°	Descripción	Año de Edición
CGA S-1.3	Estándares para los mecanismos de alivio de presión. Parte 3: Contenedores de almacenamiento de gas comprimido	2005.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

PUBLICACIONES CSA: Canadian Standards Association, 5060 Espectro Way, Mississauga, ON, L4W 5N6, Canada (**Tabla 46**).

Tabla 46. Normas CSA

N°	Descripción	Año de Edición
CSA B51	Código para calderas, recipientes y tuberías de presión	2007.
CSA C22.1	Código Eléctrico Canadiense	2006.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

PUBLICACIONES EN: UNE-EN 1473, Instalaciones y Equipos para gas natural licuado. Diseño de las instalaciones terrestres, 2008.

PUBLICACIONES IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 3 Park Avenue, piso 17, Nueva York 10016-5997 (**Tabla 47**).

Tabla 47. Normas IEEE

N°	Descripción	Año de Edición
IEEE/ASTM SI 10	Norma para el uso del sistema internacional de unidades (SI): El sistema métrico moderno	2002.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

PUBLICACIONES NACE: NACE International, 1440 sur Creek Drive, Houston, TX 77084-4906 (**Tabla 48**).

Tabla 48 Normas NACE

N°	Descripción	Año de Edición
NACE SP 0169	Control de corrosión externa para sistemas de tuberías metálicas bajo tierra o sumergidas	2007.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

PUBLICACIONES UL: Underwriters Laboratories, Inc, 333 Pfingsten Road, Northbrook, IL 60062-2096, (**Tabla 49**).

Tabla 49. Normas UL

N°	Descripción
ANSI/UL 723	Estándar para el ensayo de características de combustión de las superficies de los materiales de construcción.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

NORMAS ISO/IEC (Tabla 50)

Tabla 50. Normas ISO

N°	Descripción
17020	Aplicable a Organismos de Inspección
17050	Aplicable a la Evaluación de Conformidad
17065	Aplicable a Organismos de Certificación de productos o servicios.

Fuente: Resolución requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado

Reglamentos Ministerio De Minas Y Energía: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas- RETIE -, Resolución N° 9 0708 de 30 de agosto de 2013, por medio de la cual se adopta el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para la República de Colombia, y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

4.6 DEMANDA ESTIMADA DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN

Con la capacidad de refrigeración y alimentación de gas natural de la planta Prico,

Refrigeración

Alimentación

66,000 Gal/ día → 200 TPD → 26,2 m³/h → 22,206 ft³/h

1'076,712 Gal/día → 1300 TPD → 170 m³/h → 144,083 ft³/h

Se obtiene la viabilidad técnica, entre la relación de demanda y oferta del GNL contando con el flujo de automotores pesados por los tres tramos, (Bogotá – Buenaventura; Bogotá – Barrancabermeja – Cartagena; Bogotá – Medellín – Cartagena).

De acuerdo a la cantidad de automotores proyectados del 2024-2031 y la tasa de penetración de vehículos GNL por año en porcentaje, se obtiene la cantidad de vehículos totales usando GNL como combustible en los tramos analizados, (**Tabla 51**).

Para estos cálculos se tuvo en cuenta un aumento promedio del 4% de automotores por año; Un 60% del total de automotores pesados en Colombia abarcados por los tres tramos, (Bogotá-Buenaventura; Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena; Bogotá-Medellín –Cartagena); En la tasa de penetración un 15 % en promedio de vehículos convertidos a GNC en los últimos 10 años 2007-2017, teniendo así un escenario medio de automotores a GNL del 20 %.

Tabla 51. Total de automotores por año

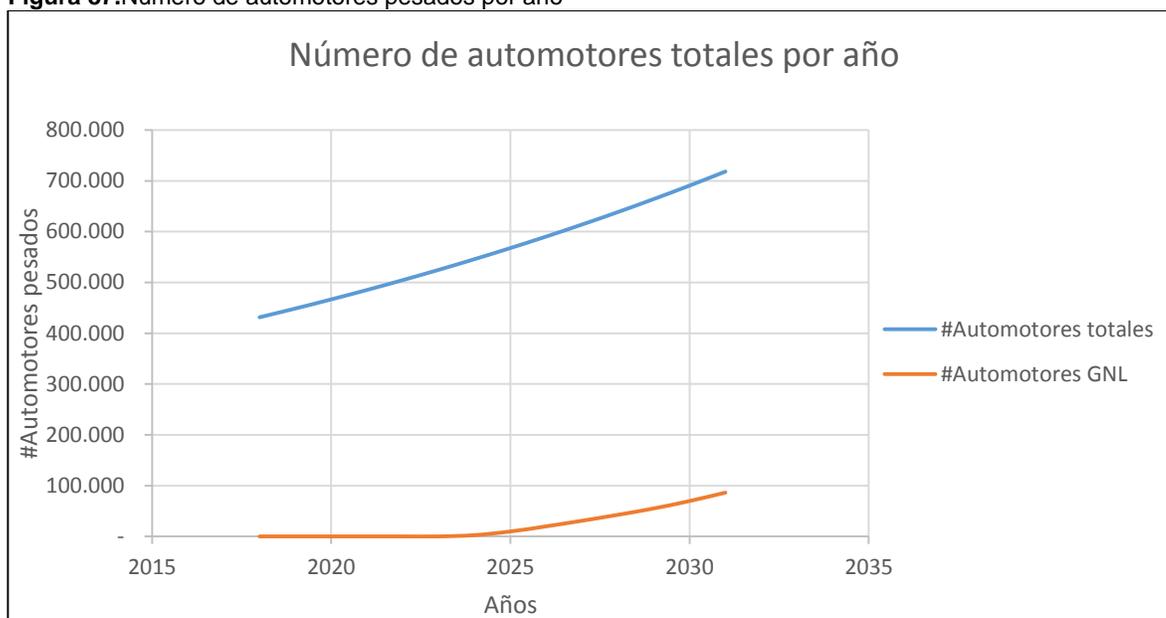
AÑO	PARQUE AUTOMOTOR TOTAL	Esc.Medio
2002	220,781	0
2003	223,994	0
2004	228,356	0
2005	234,063	0
2006	245,007	0
2007	269,785	0
2008	288,925	0
2009	300,037	0
2010	306,727	0
2011	319,845	0
2012	349,910	0
2013	374,202	0
2014	385,015	0
2015	402,206	0
2016	407,618	0
2017	414,816	0
2018	431,409	0
2019	448,665	0
2020	466,612	0
2021	485,276	0
2022	504,687	0
2023	524,875	0

Tabla 52.(Continuación)

AÑO	PARQUE AUTOMOTOR TOTAL	Esc.Medio
2024	545,870	2,473
2025	567,704	9,670.23
2026	590,413	19,819.15
2027	614,029	30,845.50
2028	638,590	42,525.69
2029	664,134	55,047.13
2030	690,699	69,671.60
2031	718,327	86,199.25

Fuente: Colfecar, 2017.

Figura 87.Número de automotores pesados por año



Fuente: Elaboración propia.

Para hallar el flujo de galones por día (la demanda), se tomó la tasa de penetración del “capítulo 2” de los vehículos convertidos a GNL entre los años 2024-2031 y se multiplicó por la cantidad de autos de cada tramo que se hallaron en el “capítulo 3”. Esto se hizo con 3 escenarios (alto, medio y bajo) se hizo la relación con el factor 1km/litro, obteniendo los litros/día de autos de carga con recorridos de uno o dos días entre 500km-1000km para luego pasarlos a galones/día, que sería la unidad en la que se vendería el combustible. (Ver en las siguientes tablas).

Es importante tener en cuenta que cada planta tiene su propia estación de servicio, por lo que no se tiene que usar camiones cisterna, la mayoría de camiones tanquearían directamente en la estación de servicio de la planta y un 30% tanquearía por carretera, ya sea por mantener el tanque lleno o algún imprevisto.

De acuerdo al total de suministro por mes y por tramo, se halló la cantidad de cisternas que se necesitan para mantener el abastecimiento de la estación de servicio que cuenta con una capacidad de 50m³.

Año 2024

El escenario se hizo desde éste año con una instalación de 3 plantas, pero la demanda fue muy baja, por lo que se tiene en cuenta empezar con una planta principal e inicial, que es la ubicada a las afueras de Bogotá (Ver **Tabla 53** y **Tabla 54**)

Tabla 53. Cisternas Año 2024

Tramo	Escenario	# Estaciones de servicio propuestas	#estaciones de suministro	# de cisternas por tramo
Bogotá-Buenaventura	Bajo 10%		1	1
	Medio 20%	3	1	1
	Alto 30%		1	1
Bogotá-Medellín-Cartagena	Bajo 10%		3	1
	Medio 20%	5	3	1
	Alto 30%		3	1
Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena	Bajo 10%		4	1
	Medio 20%	6	4	1
	Alto 30%		4	1

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 54. Demanda 1 año 2024

Planta	Escenario	Demanda de Suministro (gal/día)
Bogotá	Bajo 10%	3,184.333
	Medio 20%	4,776.500
	Alto 30%	9,552.999
Tuluá –Andalucía	Bajo 10%	1,691.935
	Medio 20%	2,537.903
	Alto 30%	5,075.806
Ciénaga, Magdalena	Bajo 10%	4,676.731
	Medio 20%	7,015.096
	Alto 30%	14,030.192

Fuente: Elaboración propia.

Se hizo un nuevo estudio con una sola planta de licuefacción (planta de Bogotá), como se puede observar en la **Tabla 55**.

Tabla 55. Demanda 2 año 2024

Planta	Escenario	Demanda de Suministro(Its/día)	Demanda de Suministro(gal/día)
Bogotá	Bajo 10%	36,162.04	9,553.00
	Medio 20%	54,243.05	14,329.50
	Alto 30%	108,486.11	28,659.00

Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, al solo tener en cuenta una planta el primer año, los galones por día de la demanda son muy bajos, esto se debe a que la tasa de penetración que se usó es con un escenario bastante bajo, (5,03%).

Año 2025

Para el año 2025, se sigue con la planta de licuefacción de Bogotá, debido a que la demanda aún o es suficiente para tener que instalar otra planta, (**Tabla 56**).

Tabla 56. Demanda año 2025

Planta	Escenario	Demanda de Suministro(Its/día)	Demanda de Suministro(gal/día)
Bogotá	Bajo 10%	106,057.33	28,017.38
	Medio 20%	212,114.67	56,034.77
	Alto 30%	318,172.00	84,052.15

Fuente: Elaboración propia.

Se observó que en el año 2025 la demanda aumenta bastante y la planta de acuerdo a su capacidad mantiene un equilibrio de demanda y oferta. Se puede empezar a decir que desde este año Colombia tiene una buena proyección de demanda para el consumo de GNL.

Año 2026

Al crecer la demanda, se empiezan a establecer dos plantas más para el abastecimiento de los 3 tramos, teniendo en total las siguientes plantas: Bogotá, Tuluá-Andalucía y Ciénaga, Magdalena, (**Tabla 58**).

En el suministro de GNL se envían cisternas de capacidad de 45,6m³ para abastecer las estaciones con 45m³. Se tiene en cuenta que un viaje de una cisterna abastece las estaciones de servicio del tramo y que cada camión hace 15 viajes en promedio por mes. Para la **Tabla 57**, se observa el número de estaciones que necesitan camiones cisterna para el suministro de GNL y la cantidad de cisternas que se necesitan por planta en el tramo por los diferentes escenarios.

Tabla 57. Cisternas Año 2026

Año 2026				
Tramo	Escenario	# Estaciones de servicio propuestas	#estaciones de suministro	# de cisternas por tramo
Bogotá-Buenaventura	Bajo 10%	3	1	1
	Medio 20%			2
	Alto 30%			2
Bogotá-Medellín-Cartagena	Bajo 10%	5	3	1
	Medio 20%			2
	Alto 30%			3
Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena	Bajo 10%	6	4	1
	Medio 20%			2
	Alto 30%			4

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 58. Demanda año 2026

Planta	Escenario	Demanda de Suministro (lts/día)	Demanda de Suministro(gal/día)
Bogotá	Bajo 10%	72,454.843	19,140.544
	Medio 20%	144,909.685	38,281.089
	Alto 30%	217,364.528	57,421.633
Tuluá -Andalucía	Bajo 10%	38,497.517	10,169.968
	Medio 20%	76,995.035	20,339.936
	Alto 30%	115,492.552	30,509.904
Ciénaga, Magdalena	Bajo 10%	106,412.168	28,111.121
	Medio 20%	212,824.336	56,222.242
	Alto 30%	319,236.504	84,333.362

Fuente: Elaboración propia.

Año 2027

En la **Tabla 59**, se observa el número de estaciones que necesitan camiones cisterna para el suministro de GNL y la cantidad de cisternas que se necesitan por planta en el tramo por los diferentes escenarios.

En la demanda de galones por día se debe tener un promedio de consumo de 66,000 gal/día para mantener la planta de licuefacción, si el consumo es menor que el promedio, lo ideal es mantener el suministro de GNL, no solo como combustible sino para zonas industriales y residenciales.

En la **Tabla 60**, se observa que la demanda en algunos escenarios no supera el promedio, por lo que se sigue manteniendo las tres plantas de licuefacción a pequeña escala.

Tabla 59. Cisternas Año 2027

Año 2027				
Tramo	Escenario	# Estaciones de servicio propuestas	#estaciones de suministro	# de cisternas por tramo
Bogotá-Buenaventura	Bajo 10%			1
	Medio 20%	3	1	2
	Alto 30%			4
Bogotá-Medellín-Cartagena	Bajo 10%			1
	Medio 20%	5	3	3
	Alto 30%			4
Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena	Bajo 10%			2
	Medio 20%	6	4	4
	Alto 30%			6

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 60. Demanda año 2027

Planta	Escenario	Demanda de Suministro (lts/día)	Demanda de Suministro (gal/día)
Bogotá	Bajo 10%	183,955.319	48,595.854
	Medio 20%	367,910.639	97,191.708
	Alto 30%	551,865.958	145,787.563
Tuluá –Andalucía	Bajo 10%	59,915.564	15,828.017
	Medio 20%	119,831.128	31,656.035
	Alto 30%	179,746.691	47,484.052
Ciénaga, Magdalena	Bajo 10%	94,424.133	24,944.217
	Medio 20%	188,848.266	49,888.434
	Alto 30%	283,272.399	74,832.651

Fuente: Elaboración propia

Año 2028

En éste año se sigue manteniendo las 3 plantas de licuefacción ya que aún la mayoría de escenarios no ha superado el promedio de capacidad de la planta a pequeña escala, (Ver **Tabla 61** y **Tabla 62**).Hay que tener en cuenta que se debe mantener el parámetro de pequeña escala o con el mismo diseño tener los equipos para llegar a una capacidad de mediana escala, sin embargo el proyecto basará en la evaluación de plantas a pequeña escala.

Tabla 61. Cisternas Año 2028

Año 2028				
Tramo	Escenario	# Estaciones de servicio propuestas	#estaciones de suministro	# de cisternas por tramo
Bogotá-Buenaventura	Bajo 10%			1
	Medio 20%	3	1	2
	Alto 30%			4
Bogotá-Medellín-Cartagena	Bajo 10%			1
	Medio 20%	5	3	3
	Alto 30%			4
Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena	Bajo 10%			2
	Medio 20%	6	4	4
	Alto 30%			6

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 62. Demanda año 2028

Planta	Escenario	Demanda de Suministro (lts/día)	Demanda de Suministro (gal/día)
Bogotá	Bajo 10%	191,313.532	50,539.688
	Medio 20%	382,627.064	101,079.377
	Alto 30%	573,940.596	151,619.065
Tuluá -Andalucía	Bajo 10%	62,312.186	16,461.138
	Medio 20%	124,624.373	32,922.276
	Alto 30%	186,936.559	49,383.414
Ciénaga, Magdalena	Bajo 10%	98,201.098	25,941.986
	Medio 20%	196,402.197	51,883.971
	Alto 30%	294,603.295	77,825.957

Fuente: Elaboración propia.

Año 2029

Al analizar la demanda de las 3 plantas, se observó que los galones por día superaron el promedio de capacidad de la planta, por ende se evaluó con dos plantas más instaladas en Bello-Antioquia y en Ciénaga, Magdalena, (**Tabla 64**). Después de la evaluación de las dos nuevas plantas, se mantiene un promedio de capacidad de pequeña escala en las 5 plantas. En la **Tabla 63**, se observa que las estaciones de servicio que necesitan camiones cisterna de suministro se mantienen igual, sin embargo se agregan 2 estaciones de servicio más de las plantas propuestas en total, teniendo así 5 estaciones de servicio, una en cada planta y un total de 7 estaciones adicionales ubicadas en carretera, dando un total

de 12 estaciones de servicio. Sin embargo, se tiene en cuenta que una de las estaciones de carretera puede ser remplazada por una estación de servicio de planta o se puede dejar, dando así una estación de servicio adicional a las propuestas, sumando a un total de 13 estaciones de servicio.

Tabla 63. Cisternas Año 2029

Año 2029				
Tramo	Escenario	# Estaciones de servicio propuestas	#estaciones de suministro	# de cisternas por tramo
Bogotá-Buenaventura	Bajo 10%			2
	Medio 20%	3	1	4
	Alto 30%			6
Bogotá-Medellín-Cartagena	Bajo 10%			3
	Medio 20%	5	3	5
	Alto 30%			8
Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena	Bajo 10%			3
	Medio 20%	6	3	7
	Alto 30%			10

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 64. Demanda año 2029

Planta	Escenario	Demanda de Suministro (lts/día)	Demanda de Suministro (gal/día)
Bogotá	Bajo 10%	116,986.287	30,904.507
	Medio 20%	233,972.573	61,809.015
	Alto 30%	350,958.860	92,713.522
Tuluá -Andalucía	Bajo 10%	106,925.783	28,246.804
	Medio 20%	213,851.566	56,493.607
	Alto 30%	320,777.349	84,740.411
Ciénaga, Magdalena	Bajo 10%	147,778.418	39,038.928
	Medio 20%	295,556.835	78,077.856
	Alto 30%	443,335.253	117,116.784
Barrancabermeja	Bajo 10%	168,510.045	44,515.645
	Medio 20%	337,020.091	89,031.289
	Alto 30%	505,530.136	133,546.934
Bello -Antioquia	Bajo 10%	63,523.395	16,781.106
	Medio 20%	127,046.790	33,562.211
	Alto 30%	190,570.185	50,343.317

Fuente: Elaboración propia.

Año 2030

Se puede observar en la **Tabla 65**, el incremento significativo de camiones cisterna en el escenario alto de cada tramo, en éste año se sigue teniendo una buena relación de demanda y la capacidad promedio de suministro de GNL de la planta, por lo que se mantienen las 5 plantas, técnicamente, (**Tabla 66**). Lo ideal es que desde éste año el mercado principal no siga siendo solo los automotores , sino las zonas residenciales e industriales, para sacar el máximo provecho de las plantas.

Tabla 65. Cisternas Año 2030

Año 2030				
Tramo	Escenario	# Estaciones de servicio propuestas	#estaciones de suministro	# de cisternas por tramo
Bogotá-Buenaventura	Bajo 10%			3
	Medio 20%	3	1	5
	Alto 30%			8
Bogotá-Medellín-Cartagena	Bajo 10%			3
	Medio 20%	5	3	6
	Alto 30%			10
Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena	Bajo 10%			4
	Medio 20%	6	3	8
	Alto 30%			13

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 66. Demanda año 2030

Planta	Escenario	Demanda de Suministro (lts/día)	Demanda de Suministro (gal/día)
Bogotá	Bajo 10%	174,305.699	46,046.694
	Medio 20%	348,611.397	92,093.388
	Alto 30%	522,917.096	138,140.082
Tuluá -Andalucía	Bajo 10%	135,332.962	35,751.186
	Medio 20%	270,665.925	71,502.373
	Alto 30%	405,998.887	107,253.559
Ciénaga, Magdalena	Bajo 10%	187,038.996	49,410.475
	Medio 20%	374,077.991	98,820.951
	Alto 30%	561,116.987	148,231.426
Barrancabermeja	Bajo 10%	106,639.217	28,171.101
	Medio 20%	213,278.435	56,342.202
	Alto 30%	319,917.652	84,513.303

Tabla 67. (Continuación)

Planta	Escenario	Demanda de Suministro (lts/día)	Demanda de Suministro (gal/día)
Bello -Antioquia	Bajo 10%	160,799.556	42,478.749
	Medio 20%	321,599.113	84,957.498
	Alto 30%	482,398.669	127,436.247

Fuente: Elaboración propia.

Año 2031

En este año se mantienen las plantas de licuefacción y las estaciones de servicio, con un aumento de demanda, (ver **Tabla 68** y **Tabla 69**).

Tabla 68. Cisternas Año 2031

Año 2030				
Tramo	Escenario	# Estaciones de servicio propuestas	#estaciones de suministro	# de cisternas por tramo
Bogotá-Buenaventura	Bajo 10%			3
	Medio 20%	3	1	7
	Alto 30%			10
Bogotá-Medellín-Cartagena	Bajo 10%			4
	Medio 20%	5	3	8
	Alto 30%			12
Bogotá-Barrancabermeja-Cartagena	Bajo 10%			5
	Medio 20%	6	3	10
	Alto 30%			16

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 69. Demanda año 2031

Planta	Escenario	Demanda de Suministro (lts/día)	Demanda de Suministro (gal/día)
Bogotá	Bajo 10%	215,654.871	56,969.990
	Medio 20%	431,309.742	113,939.980
	Alto 30%	646,964.613	170,909.970
Tuluá -Andalucía	Bajo 10%	167,436.939	44,232.160
	Medio 20%	334,873.877	88,464.319
	Alto 30%	502,310.816	132,696.479
Ciénaga, Magdalena	Bajo 10%	231,408.788	61,131.735
	Medio 20%	462,817.576	122,263.469
	Alto 30%	694,226.365	183,395.204

Tabla 70. (Continuación)

Planta	Escenario	Demanda de Suministro (lts/día)	Demanda de Suministro (gal/día)
Barrancabermeja	Bajo 10%	131,936.402	34,853.910
	Medio 20%	263,872.804	69,707.820
	Alto 30%	395,809.205	104,561.730
Bello -Antioquia	Bajo 10%	198,944.773	52,555.649
	Medio 20%	397,889.546	105,111.298
	Alto 30%	596,834.318	157,666.947

Fuente: Elaboración propia.

Se espera que la tasa de penetración sea similar o mayor en su aumento que la tasa de penetración del GNV al empezar con el mercado GNL, ya que Colombia y sus proyectos se están centrando en la parte ambiental y las empresas han incentivado el uso de gas natural como combustible, por lo que el público en general se ha adaptado con facilidad a estos cambios.

Al hacer los cálculos de demanda, las cifras muestran que la planta de mayor demanda es la de Tuluá-Andalucía debido a la gran cantidad de camiones cargueros que transitan por esta vía. La de menor demanda es la de Medellín Antioquia, sin embargo, esta ciudad ha mostrado ser una de las ciudades con mayor desarrollo en Colombia y por sus problemas de contaminación, la planta puede ser una opción para suministrar GNV a vehículos ligeros.

Este estudio se hizo para pequeña escala, teniendo como planta principal la planta ubicada en Bogotá, un estudio que se podría realizar para hacer el comparativo de las plantas ubicadas cerca a los puertos, es evaluar y comparar la viabilidad de importar y almacenar el GNL para ser suministrado a los camiones cisterna sin necesidad de una planta de licuefacción. La planta de Barrancabermeja no es una necesidad tenerla pero si puede ser estratégica para el nivel industrial, por último la planta de Bello-Antioquia, sería una solución para los altos niveles de contaminación de material particulado de los automotores en ese sector, especialmente Medellín.

De acuerdo al análisis hecho en las tablas anteriores, Bogotá podría empezar con una planta a mediana escala durante unos 5 años, ya que sería la planta principal y central que podría abastecer gran parte de algunos sectores y luego si implementar las de pequeña escala en los otros 4 sectores analizados, de acuerdo a la necesidad de la demanda.

El diseño escogido se usa en plantas de pequeña y mediana escala, si se tiene en las nuevas proyecciones de gas un buen prospecto se podría pensar más allá de una pequeña escala, no solo sacando el gas de los gasoductos, sino que licuarlos en el mismo campo de producción.

Para hacer un análisis general entre la capacidad de refrigeración de la planta y el consumo de GNL como combustible, se tiene la Tabla 71, donde muestra en los primero 5 años un consumo para una producción de GNL de 1 a 3 plantas de licuefacción de pequeña escala o 1 planta de mediana escala. Estos análisis técnicos pueden variar relacionándose con estudios de consumo de GNL industrial y residencial.

Tabla 71. Promedio de consumo de GNL como combustible en automotores

año	Promedio de consumo de GNL como combustible en automotores (gal/día)	Promedio de consumo de GNL como combustible en automotores (m3/día)
2024	17,514	66
2025	56,035	212
2026	114,843	435
2027	178,736	677
2028	185,886	704
2029	318,974	1,207
2030	403,716	1,528
2031	499,487	1,891

Fuente: Elaboración propia.

5. DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES FINANCIEROS PARA LA VIABILIDAD DEL PROYECTO

En este capítulo se evalúa financieramente la planta de licuefacción a pequeña escala, a la cual se le analizan los costos asociados a su operación diaria, como su consumo por medio de la demanda establecida. Se emplean tres (3) escenarios de vehículos pesados convertidos de diésel a Gas Natural Licuado y de esta manera se adecuan todas las condiciones que se necesitan para el abastecimiento en las estaciones de servicio, como lo es el transporte de camiones cisterna hacia los puntos de alimentación de GNL.

Las plantas empiezan su funcionamiento para abastecer las estaciones de servicio, desde el 2024 con una proyección de carros convertidos hasta el 2031. El indicador que se usa para evaluar el proyecto fue el Valor Presente Neto (VPN), y mediante la elaboración del flujo de caja, se obtiene los resultados necesarios para realizar la evaluación financiera.

5.1 EVALUACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Son todos los costos relacionados al capital inicial necesario para la obtención de los equipos y su respectiva instalación.

Durante la simulación de Aspen Hysys se trabajó simultáneamente con otro programa de la misma línea de AspenTech, llamado Aspen Process Economic Analyzer (APEA), el cual indica los costos de adquisición de equipos y los costos de instalación. Es importante recordar que para la simulación se usa un flujo de 200 TPD, ya que en el escenario de mayor demanda esta capacidad abastecería favorablemente todas las estaciones de servicio, por lo tanto todos los cálculos se realizaron para esta capacidad.

APEA, trabaja siguiendo modelos de instalación rigurosos basados en los diseños de cada equipo, ya que anteriormente este programa realiza un dimensionamiento de ellos. Para los cálculos y datos de diseño, APEA toma los datos proporcionados por las siguientes empresas:

- Capitan Overlay Technologies, Inc.
- DOW Plastic-Lined Piping Products.
- Honeywell Inc.
- John Zink Company.
- Victualic Company of America.
- Hawke International.

5.2 COSTOS DE INVERSION

En la **Tabla 72**, se puede ver los diferentes equipos que se van a utilizar, con sus costos de obtención y costos de instalación, dando los costos necesarios para que la planta comience a funcionar.

Tabla 72. Costos Iniciales de la planta en dólares US \$

Equipo	Nombre	Costo de equipo (\$ USD)	Costo de instalación (\$ USD)
Compresores	K-100	1,062,400.00	1,221,600.00
	K-101	2,058,700.00	2,348,200.00
Bombas	P-101	56,500.00	95,800.00
	E-100	68,300.00	176,300.00
Intercambiadores de calor	E-101	68,300.00	180,700.00
	LNG-100	1,000,000.00	1,500,000.00
Separadores	V-100	33,600.00	131,900.00
	V-101	23,200.00	189,000.00
Total		4,371,000.00	5,843,500.00
			10,214,500.00

Fuente: Aspen Process Economic Analyzer, 2018.

Durante el estudio de demanda que se realizó en el capítulo anterior se puede notar que los primeros años no se utilizan las 5 plantas propuestas, por lo tanto se ha tomado la decisión de evaluar solo una planta, la cual será la de menor demanda, sin importar desde cuando se empezó a producir GNL.

El costo y la instalación de los equipos es de \$10,214,500 USD para que la planta comience a operar. La primera planta que se instala es la de Bogotá donde la construcción comienza en el año 2023 y comienza a dar GNL en el año 2024, dando un año para la instalación de la planta de licuefacción.

Los equipos que se utilizan se deprecian a 5 años, dando los valores diferidos y se utiliza la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Depreciación

$$Depreciacion\ Anual = \frac{\$US\ 4,371,000.00}{5\ años} = \$\ US\ 874,000.00$$

Fuente: Evaluación Financiera de Proyectos, Jhonny de Jesús Meza, 2005.

Igualmente los camiones cisterna que se utilizan tienen un costo promedio de \$67,000 USD despreciado a 5 años.

En los gastos administrativos (**Tabla 73**), se toma un personal de 4 personas con un salario mensual de \$ 667 USD (\$COP 2'000,000), 5 computadores y el arriendo de una oficina. Los costos de operación son los indicados en la **Tabla 75**.

Tabla 73. Gastos Administrativos en \$USD.

Gastos administrativos	Unidades	Costo por unidad	Gastos \$USD
Personal	4	666.67	32,000.00
Computadores	5	666.67	3,333.33
Oficina	1	100,000.00	1,200,000.00
		Total	1,235,333.33

Fuente: Elaboración propia.

En los activos fijos entran los costos del equipo, instalación, camiones cisterna y la compra del terreno. Para el cálculo de la inversión se toman los valores diferidos, capital de trabajo y activos fijos.

Tabla 74. Activos Fijos \$USD

Activos fijos \$USD	Terreno	433,333.33
	Maquinaria	4,371,000.00
	Instalación	5,843,500.00
	Operación	5,599,170.00
	Camiones cisterna	67,000.00

Fuente: Elaboración propia.

Para la inversión total se realiza un financiamiento del banco por el 50% del valor, una tasa de interés del 30% efectiva anual y una amortización diferida a 7 años. Se decidió que el valor de venta para el GNL va a ser de 2 dólares por galón.

Se toma un impuesto de renta del 33 % y el costo de la materia prima es de 2 US\$/KPC (dólares por cada kilos pies cúbicos). El costo por cada camión cisterna es de \$ 67,000 USD.

5.3 COSTOS OPERATIVOS (OPEX)

OPEX, son todos aquellos costos relacionados a la operación del proceso, como: mantenimiento, personal y electricidad consumida. El APEA genera complementariamente los costos de inversión y los valores referentes a los costos operativos.

Para el proyecto se obtuvo un valor de \$ 5, 599,170.00 USD, (**Tabla 63**).

Tabla 75. Costos de Operación \$USD

Costos de operación por año (\$USD)	4,329,170.00
------------------------------------------------	--------------

Fuente: Elaboración propia.

5.4 INGRESOS PARA LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN

Para el funcionamiento y operación de la planta se debe vender el GNL que se produce a las estaciones de servicio o directamente a los vehículos pesados. La demanda se realiza sumando los flujos de vehículos de un tercio de la Categoría II

mas las Categorías III, IV y V, obteniendo un flujo mensual en el escenario alto (30%) de 109,184 en el año 2031. Se toma como un consumo (autonomía) de 1Km/litro, dando como resultado la **Tabla 76**.

Tabla 76. Promedio del consumo del año 2024 al 2031 (gal/día)

Plantas	Escenarios	Promedio del consumo del año 2024 al 2031 (Gal/día)
Bogotá	Bajo 10%	36,220.96
	Medio 20%	71,844.85
	Alto 30%	108,662.87
Tuluá –Andalucía	Bajo 10%	18,836.16
	Medio 20%	37,672.32
	Alto 30%	56,508.48
Ciénaga, Magdalena	Bajo 10%	28,572.31
	Medio 20%	57,144.62
	Alto 30%	85,716.92
Barrancabermeja	Bajo 10%	13,442.58
	Medio 20%	26,885.16
	Alto 30%	40,327.75
Bello –Antioquia	Bajo 10%	13,976.94
	Medio 20%	27,953.88
	Alto 30%	41,930.81

Fuente: Elaboración propia.

5.4.1 Evaluación de ingresos. La evaluación se genera a partir del análisis de una sola planta. El escenario que se toma es el del 10% de la planta con la demanda más baja. Haciendo el análisis correspondiente a la **Tabla 76**, el escenario más apropiado es la planta ubicada en Bello – Antioquia.

Se escoge el escenario de menor demanda para observar el sostenimiento de la planta con el gas vendido, de acuerdo al VPN positivo, se podría decir que las demás plantas podrían ser rentables, si se mantiene una similitud en la relación de los costos de equipos, instalación y mantenimiento.

Uno de los problemas que se puede llegar a presentar en las plantas es el suministro de gas que se le asigna a la licuefacción de Gas Natural para uso de GNL como combustible, ya que la oferta en Colombia ha ido disminuyendo, por lo que se tendría que hacer una evaluación del nuevo Gas Natural que entre a Colombia en el 2024.

El GNL que se produce en las plantas de licuefacción se dirige a las estaciones de servicio (EDS). En el año 2024 se explica que, para abastecer todas las EDS solo es necesaria una planta de licuefacción ubicada en Bogotá, ya que la capacidad máxima es capaz de abastecer la demanda. Por esto mismo el cálculo de la VPN para la planta de Medellín se realiza desde el año 2028, siendo esta construida en

el año 2027 y para la planta de Bogotá el cálculo de la VPN es desde el 2024, siendo esta construida en el año 2023.

5.5 CÁLCULO DEL VPN

VPN: éste indicador se usa para la valoración de distintos proyectos y poder determinar su viabilidad financiera. El cálculo consiste en traer todos los flujos de caja a un valor presente, descontando un tipo de interés determinado (Tasa Interna de Oportunidad), para indicar si el proyecto es viable o no.

Se debe usar la **Ecuación 5:**

Ecuación 5. Valor Presente Neto

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

Fuente: Evaluación Financiera de Proyectos, Jhonny de Jesús Meza, 2005.

Dónde: I_0 = Inversión Inicial.

F = Flujo de caja para cada periodo.

i = Tasa Interna de Oportunidad.

t = Periodo

El VPN se evalúa si el valor da mayor, menor o igual a cero. Si es mayor a cero significa que el proyecto con todos sus pagos a futuro generaría beneficios, si es menor es porque la inversión realizada generaría perdidas y si es igual a cero el proyecto no generaría perdidas ni ganancias.

5.5.1 Estado de resultados. Se presentan y se explican todos los ítems necesarios para poder realizar el cálculo de VPN para la planta de Bello, Antioquia.

Ingresos: la planta que se escogió es la de Bello, Antioquia, se toma como año cero el 2028, que es cuando la construcción de la planta empieza y como año uno se escoge el 2029, que es donde empieza la demanda de esta planta, por lo tanto se hace una tabla con todos los valores de demanda de galones por año, el costo del galón (\$ 2.00 USD) y como resultado los **(a.) Ingresos** anuales mostrando el resultado en la **Tabla 77**. Se toma para todos los valores un IPC del 4% ya que es el promedio anual que se tiene actualmente en Colombia.

Tabla 77. Ingresos anuales planta Bello, Antioquia

Año	2028	2029	2030	2031
#Año	0	1	2	3
Galones/año	-	6,125,103.56	15,504,743.32	19,182,811.86
Venta del Galón	\$ -	\$ 1.13	\$ 1.18	\$ 1.23

(a.) Ingresos	\$	-	\$	6,941,784.03	\$	18,274,924.13	\$	23,514,546.55
----------------------	----	---	----	--------------	----	---------------	----	---------------

Fuente: Elaboración propia.

Los costos que se deben tener en cuenta son: los de materia prima y los de producción.

Costos materia prima: el costo del gas se saca de los tramos de gasoductos dando un aproximado de \$2USD/KPC para el año 2024, a unidades de galón \$ 2.67×10^{-4} USD/Gal el cual se multiplica por la cantidad de galones por año y un 5% de margen de seguridad, dando la **Tabla 78** con el **(b.) costo de la materia prima.**

Tabla 78. Costo de la materia prima

Año	0	1	2	3
Unidades Vendidas (Gal/día)	-	6.125.103,56	15.504.743,32	19.182.811,86
Costos del gas (Dolares/Gal)	0	\$ 0,000267380	\$ 0,000278075	\$ 0,000289198
Costos Compra del gas (Dolares)	-	\$ 1.719,61	\$ 4.527,05	\$ 5.825,01
(b.) Costos Materia Prima	-	\$ (1.719,61)	\$ (4.527,05)	\$ (5.825,01)

Fuente: Elaboración propia.

Costos de producción: estos costos tienen en cuenta la depreciación (valor diferido) de todos los equipos (maquinaria y camión cisterna) y la suma de los costos que conlleva el uso de la planta (OPEX).

Ecuación 6. Costos de producción

$$\frac{\text{Costos de maquinaria} + \text{Costo camión cisterna}}{5 \text{ años (depreciación)}} + \text{OPEX} = \text{Costos de producción}$$

Fuente: Evaluación Financiera de Proyectos, Jhonny de Jesús Meza, 2005.

$$\frac{3,666,100 + 201,000}{5} + 4,489,170.00 = \$5,262,590 \text{ USD}$$

Sin embargo durante los años la depreciación cambia teniendo nuevos camiones cisternas **(c.) costos de producción, (Tabla 79).**

Tabla 79. Costos de producción

Año	0	1	2	3
(I) Camiones cisterna	-	-	-	1.00
(II) Costos por camión cisterna = (I) x 67,000	\$-	-	\$ -	\$ 67,000.00
(III) Valor diferido	\$-	\$ 773,420.00	\$ 773,420.00	\$ 773,420.00
(IV) Depreciación camiones nuevos	\$-	\$ -	\$ -	\$ 13,400.00
(V) Depreciación total = (II) + (III)	\$-	\$ 773,420.00	\$ 773,420.00	\$ 786,820.00
(VI) OPEX	\$-	\$ 4,489,170.00	\$ 4,668,736.80	\$ 4,855,486.27
(c.) Costos de producción	\$-	\$ (5,262,590.00)	\$ (5,442,156.80)	\$ (5,642,306.27)

Fuente: Elaboración propia.

Utilidad bruta: este valor sale de los ingresos, restando los valores de los costos de materia prima y costos de producción como se muestra en la **Tabla 80**, dando así la **(d.) Utilidad bruta**.

Tabla 80. Utilidad bruta

Año	0	1	2	3
(a.) Ingresos	\$ -	\$ 6,941,784.03	\$ 18,274,924.13	\$ 23,514,546.55
(b.) Costos Materia Prima	\$ -	\$ 1,719.61	\$ 4,527.05	\$ 5,825.01
(c.) Costos de producción	\$ -	\$ 5,262,590.00	\$ 5,442,156.80	\$ 5,642,306.27
(d.) Utilidad Bruta = a - (b + c)	\$ -	\$ 1,677,474.42	\$ 12,828,240.28	\$ 17,866,415.27

Fuente: Elaboración propia.

Gastos: en este ítem se tienen en cuenta todos los **(e.) gastos administrativos** que se pueden ver en la **Tabla 81** y los **(f.) gastos de venta**, en este caso se tomaron 4 personas y un salario mensual de \$666.67 USD (\$COP 2'000,000), cada año estos gastos también cambia debido al IPC y el resultados de los **(g.) gastos** se ven en la **Tabla 81**.

Tabla 81. Gastos administrativos

Año	0	1	2	3
(e.) Gastos Administrativos	\$ -	\$ (1,235,333.33)	\$ (1,284,746.67)	\$ (1,336,136.53)
(f.) Gastos Ventas	\$ -	\$ (32,000.00)	\$ (33,280.00)	\$ (34,611.20)
(g.) Gastos = e + f	\$ -	\$ (1,267,333.33)	\$ (1,318,026.67)	\$ (1,370,747.73)

Fuente: Elaboración propia.

Capital Inicial: para este valor se suman los costos de terreno, maquinaria, instalación y camiones cisterna, estos valores llamados activos fijos son todo lo necesario para poder instalar la planta:

$$433,333.33 + 3,666,100.00 + 4,988,400.00 + 201,000 = \$9,288,833.33 \text{ USD}$$

Después de la instalación de la planta, ésta se va a probar por 15 días los cuales son necesarios agregarlos al capital inicial llamado el capital de trabajo, teniendo en cuenta los costos administrativos, costos de ventas y OPEX, estos valores ya se tienen anteriormente de manera anual por lo tanto es necesario calcularlos para solo 15 días.

$$\frac{1,235,333.33 + 32,000.00 + 4,489,170.00}{365} * 15 = \$236,568.63 \text{ USD}$$

Finalmente para el capital inicial se suman los valores de activos fijos y capital de trabajo, también es necesario agregar el valor diferido, quedando la siguiente suma:

$$\text{Capital Inicial} = \$9,288,833.33 + \$236,568.63 + \$773,420.00$$

$$\text{Capital Inicial} = \$10,298,821.63$$

Intereses y Amortización: para este proyecto se busca financiar el 50% del capital inicial, con una tasa del 30% efectivo anual y diferido a 4 años mostrando la amortización y los intereses en la **Tabla 82**.

Tabla 82. Financiación

Años	S. Inicial	Interés	Amortización	Cuota	S. Final
0	\$ 5,082,410.98				\$ 5,082,410.98
1	\$ 5,082,410.98	\$ 1,524,723.29	\$ 1,016,482.20	\$ 2,541,205.49	\$ 4,065,928.79
2	\$ 4,065,928.79	\$ 1,219,778.64	\$ 1,016,482.20	\$ 2,236,260.83	\$ 3,049,446.59
3	\$ 3,049,446.59	\$ 914,833.98	\$ 1,016,482.20	\$ 1,931,316.17	\$ 2,032,964.39
4	\$ 2,032,964.39	\$ 609,889.32	\$ 1,016,482.20	\$ 1,626,371.51	\$ 1,016,482.20
5	\$ 1,016,482.20	\$ 304,944.66	\$ 1,016,482.20	\$ 1,321,426.86	\$ -

Fuente: Elaboración propia.

Es importante tener en cuenta los **(h.) intereses** ya que son esenciales a la hora de los impuestos para poder pagar una cantidad menor.

Impuestos: para la obtención del gas hacia la planta se usan los impuestos de transporte, cuota de fomento e impuesto de solidaridad, ya incluidos en el precio de compra de gas y en el flujo de caja se incluye directamente el impuesto de

renta del 33%, por lo tanto se saca una **(i.) utilidad antes de impuestos** sacando los **(j.) impuestos** de ese valor y finalmente sacar el valor de la **(k.) utilidad**, como se puede ver en la **Tabla 83**.

Tabla 83. Impuestos y Utilidad

Año	0	1	2	3
(d.) Utilidad Bruta = a - (b + c)	\$ -	\$ 1,677,474.42	\$ 12,828,240.28	\$ 17,866,415.27
(g.) Gastos = e + f	\$ -	\$ 1,267,333.33	\$ (1,318,026.67)	\$ (1,370,747.73)
(h.) Intereses	\$ -	\$ 1,544,823.29	\$ (1,235,858.64)	\$ (926,893.98)
(i.) Utilidad Antes de impuestos = d - (g + h)	\$ -	\$ 1,134,682.21	\$ 10,274,354.98	\$ 15,568,773.56
(j.) Impuestos = i * 33%	\$ -	\$ -	\$ (3,390,537.14)	\$ (5,137,695.28)
(k.) Utilidad = i - g	\$ -	\$ 1,134,682.21	\$ 6,883,817.83	\$ 10,431,078.29

Fuente: Elaboración propia

5.5.2 Flujo de Caja Neto. Para realizar el cálculo de la VPN se debe tener en cuenta la depreciación, la amortización del crédito, las inversiones que se hacen en los años siguientes y el capital inicial, quedando todo como se muestra en la **Tabla 84**.

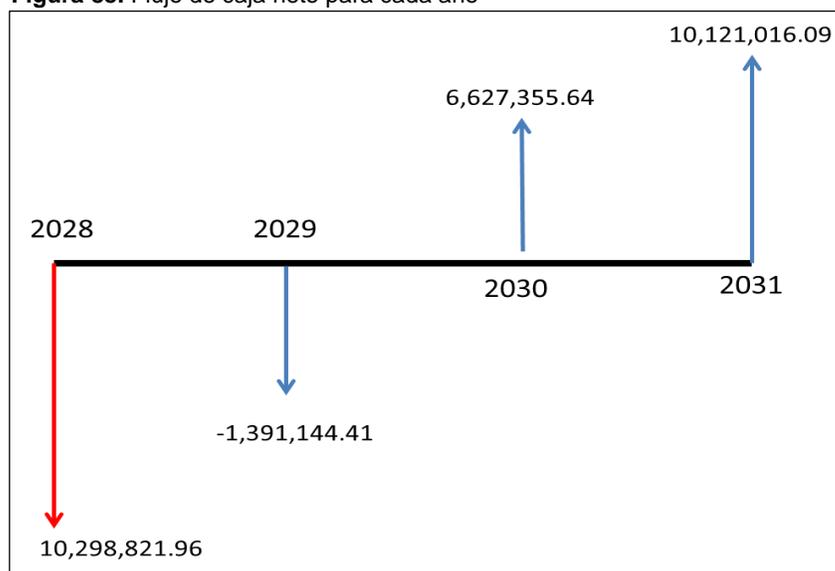
Tabla 84. Flujo de Caja Neto

Año	0	1	2	3
(k.) Utilidad = i - g	\$ -	\$ 1,134,682.21	\$ 6,883,817.83	\$ 10,431,078.29
1. Depreciación	\$ -	\$ 773,420.00	\$ 773,420.00	\$ 786,820.00
2. Amortización	\$ -	\$ 1,029,882.20	\$ 1,029,882.20	\$ 1,029,882.20
3. Inversión	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 67,000.00
4. Capital inicial	\$ (10,298,821.96)	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo de Caja Neto = k + 1 - (2 + 3 + 4)	\$ (10,298,821.96)	\$ 1,391,144.41	\$ 6,627,355.64	\$ 10,121,016.09

Fuente: Elaboración propia.

Después de haber realizado el flujo de caja correspondiente, se calcula la VPN con el valor neto de cada año como se indica en la **Figura 88**.

Figura 88. Flujo de caja neto para cada año



Fuente: Elaboración propia.

El cálculo de la VPN se realiza con la ecuación que se expuso anteriormente como se ve en la y con una tasa de descuento del 12.5%, la cual se tomó por decisión de la empresa.

Ecuación 7. Calculo VPN para planta de Medellín

$$VPN = -10,298,821.96 + \frac{-1,391,144.41}{(1 + 12.5\%)^1} + \frac{6,627,355.64}{(1 + 12.5\%)^2} + \frac{10,121,016.09}{(1 + 12.5\%)^3}$$

Fuente: Elaboración propia.

$$VPN = -10,298,821.96 + (-1,236,572.81) + 5,236,419.15 + 7,108,313.08$$

$$VPN = \$809,347.46 \text{ USD}$$

5.5.3 Calculo del VPN para la planta de Bogotá. Se realizó el cálculo de la VPN para la planta de Medellín en el escenario bajo (10%) y el resultado dio positivo, mostrando que las otras cuatro plantas en los demás escenarios son rentables, sin embargo, la proyección se hizo de solo cuatro años y el proyecto en total es de 8 años, por lo tanto, se calcula la VPN para la planta de Bogotá en el escenario alto (30%) dando una proyección más real de lo propuesto anteriormente.

Se calcula la VPN con los mismos datos de la planta de Medellín, teniendo como año 0 el 2023, año donde se construye la planta y el año 1 es el 2024 donde la planta empieza a producir y a vender GNL, la proyección se hace hasta el año 2031 siendo el año 8.

Tabla 85. Flujo de caja neto planta de Bogotá

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
(k.) Utilidad = i - j	-	3,029,630	19,393,339	12,254,977	40,355,074	43,926,724	26,709,699	43,739,473	57,472,473
1. Depreciación	-	746,620	746,620	760,020	786,820	786,820	67,000	93,800	120,600
F. Operativo	-	3,776,250	20,139,959	13,014,997	41,141,894	44,713,544	26,776,699	43,833,273	57,593,073
2. Amortización	-	(1,016,482)	(1,016,482)	(1,016,482)	(1,016,482)	(1,016,482)	-	-	-
3. Inversión	-	-	-	(67,000)	(134,000)	-	(134,000)	(134,000)	(134,000)
4. Capital inicial	(10,164,822)	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de Caja Neto = k + 1 - (2 + 3 + 4)	(10,164,822)	2,759,767	19,123,477	11,931,515	39,991,412	43,697,062	26,642,699	43,699,273	57,459,073

Fuente: Elaboración propia.

El resultado para la VPN de la planta de Bogotá es de

$$VPN = \$ 119,690,188.99 USD$$

La diferencia entre las dos plantas evaluadas es de 118 millones, hay que tener en cuenta que los VPN representan el límite de los rangos, mostrando la menos favorable y la más favorable.

La planta de Bogotá tiene un mayor aumento de demanda con respecto a las otras plantas por lo que se podría llegar a pensar en un cambio de equipos para aumentar la capacidad de ésta a una mediana escala, realizando una nueva inversión.

6. CONCLUSIONES

- Los tres combustibles principales que tiene Colombia en el sector automotor terrestre son: la gasolina, el diésel y el gas natural vehicular, siendo la gasolina uno de los más utilizados en los años anteriores y el diésel como fuerte competente como combustibles en los últimos 5 años y en los próximos años proyectados, en cuanto al gas no se ha tenido gran demanda en comparación a los otros combustibles, sin embargo, Colombia ha mostrado un buen escenario en la aceptación del combustible por su economía y el bajo impacto ambiental que éste genera, por otro lado su demanda ha ido aumentando en vehículos livianos.
- El GNL en comparación con el diésel, se llega a reducir el 50% de contaminación acústica, casi el 35 % de emisiones de óxidos de nitrógeno y el 95% de material particulado, que son los mayores contaminantes urbanos, además de que el gas natural no emite SO₂. Es importante tener en cuenta que los costos de compra de combustible disminuyen dando un ahorro aproximado de \$1'000,000 en un recorrido de 6,000 km (recorrido promedio mensual de un automotor pesado) teniendo una autonomía promedio del GNL de 5km/gal con un costo de \$5,100/gal y una autonomía promedio de ACPM 8km/gal con un costo de \$9,500/gal. Con esto el consumidor puede notar que el GNL es un buen reemplazo para el combustible diésel.
- Utilizar GNC en automotores pesados conlleva a dos grandes problemas los cuales son: aumento de peso y disminución en la autonomía del vehículo, con el GNL es posible solucionar estos problemas y más, ya que en estado líquido su volumen se disminuye 600 veces, la composición de metano aumenta en el GNL dando menos contaminación y mayor poder calorífico, por lo tanto se da una autonomía tres veces mayor que la del GNV.
- Colombia es un país activo en energías limpias, gracias a eso se pudo tener una buena proyección en la aceptación del GNL como combustible, aunque Colombia sea un país autosuficiente todos los años la demanda de gas va aumentando y la oferta va disminuyendo, es importante seguir apoyando la investigación y los nuevos proyectos de oferta de gas en el país, que permita el suministro necesario para abastecer el sector transporte, residencial e industrial.
- Los mejores sectores estudiados para localizar las plantas fueron las vías de Bogotá-Cartagena y Bogotá-Buenaventura, ya que son puntos estratégicos de altos flujos por sus puertos, que permiten el transporte de importación y exportación entre camiones de carga y buques, hay que tener en cuenta que la planta principal sería la de Bogotá, las plantas de Ciénaga, Magdalena y Tuluá –Andalucía podrían tener un estudio más a fondo con los proyectos de

importación directa del GNL que llegaría a las plantas de regasificación de Cartagena y a futuro la planta de regasificación en Buenaventura, en cuanto a la planta de Medellín se centraría no solo en los automotores pesados sino en vehículos livianos, zonas industriales y residenciales, por último la planta de Barrancabermeja sería una opción para el GNL como venta industrial trabajando junto a la refinería.

- Los diseños más importantes que se tienen en el mercado del GNL ,son las tecnologías, C3MR el cual es con pre-enfriamiento con propano y licuefacción con refrigerante mixto, Conoco-Phillips, que se usa un sistema en cascada con tres refrigerantes puros, Linde que es un sistema parecido al de Conoco-Phillips pero usa tres refrigerantes mixtos diferentes y la tecnología escogida en el proyecto SMR PRICO que usa un refrigerante mixto, siendo la mejor opción, ya que la simplicidad del proceso, el poco capital inicial y la capacidad de licuefacción de 1.2 MTPA se adecuan a los objetivos del proyecto.
- La planta PRICO diseñada en Aspen Hysys, muestra los equipos necesarios para poder tener el Gas Natural Licuado, los cuales son: dos compresores, dos intercambiadores de calor de coraza y tubos, un intercambiador de calor de placa y aletas, una bomba y dos separadores, se puede ver que la cantidad de equipos es muy poca comparada con las otras tecnologías y durante la simulación se pudo ver que la capacidad entra en el rango de baja y mediana capacidad.
- Con la evaluación técnica de la simulación se puede decir que con la demanda de galones por día (318,974gal/día) que tendría el consumo del Gas Natural Licuado en Colombia para el año 2029 en los sectores evaluados, se alcanzaría a llegar a una planta de una capacidad de mediana escala, que podría ser la planta de Bogotá, en vez de las de pequeña escala en cuestión de estudios técnicos.
- Comparando las otra plantas de gran y mediana escala, ésta no necesita tanta inversión, por lo que el costo inicial no es tan alto para la recuperación futura que se tiene, sin embargo el primer año habrán pérdidas, mientras la implementación del sistema se hace y se adquiere la seguridad del consumidor para el uso del GNL y así aumente la demanda, teniendo la proyección de demanda, ingresos y egresos se obtuvo un VPN positivo de \$809,347.46USD, evaluando el escenario de menor demanda (Bello, Antioquia), vendiendo el gas a \$3400 COP/Gal, esto indica que las plantas serían viables en los demás escenarios calculados técnicamente.

7. RECOMENDACIONES

- El presente proyecto de grado, hace un estudio de abastecimiento de GNL para el sector transporte automotor, sin embargo la empresa UPME y el país en general busca tecnologías para abastecer no solo los automotores cambiando su combustible a energías limpias, sino que también el GNL llegue a zonas residenciales dónde no hay gas, por lo que se debe hacer más estudios en los otros sectores energéticos del país para consumo de éste.
- El estudio del diseño se hizo de una manera general para algunos puntos de suministro en Colombia, hay que indagar en más puntos del país su viabilidad y con otros tipos de diseños de plantas a pequeña escala de GNL, la planta Prico puede ser evaluada a mediana escala en Bogotá y seguir los estudios para plantas que se puedan ubicar directamente en los campos de gas.
- Las plantas satélites son una nueva tecnología en donde pequeñas plantas regasificadoras son transportadas en camiones a sectores sin líneas de gas, éstas trabajan en conjunto con el GNL, ya que se abastecen de camiones cisterna con gas natural licuado y pueden ser una opción de estudio para ampliar el abastecimiento en sectores con difícil acceso al gas natural.
- El proyecto es un inicio del análisis general que se puede tener del nuevo mercado de gas, mostrando una posible solución a uso de energías limpias y abastecimiento de gas natural, se espera que parte de éste trabajo sea una de las bases para volver aplicable el proyecto de implementación de GNL, como se ha hecho en países latinoamericanos como lo es Perú.

BIBLIOGRAFÍA

294858670 Evaluacion Economica y Financiera de Proyectos Para La Industria Petrolera.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. La cadena del sector de hidrocarburos. [Consultado el Enero 8,2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

AGENCIA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA. Boletín de Trafico 2015 - 2016. Ministerio de Transporte: 2017.

AGENCIA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA. Resumen tarifa, tráfico y recaudo desde 2014 a marzo 2018. Ministerio de Transporte, 2018a.

AGENCIA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA. Trafico promedio diario por concesión 2015 a diciembre 2017. Ministerio de Transporte, 2018b.

AGENCIA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA. Serie histórica mensual de tarifas, tráfico y recaudo desde 2014 a febrero 2018. Ministerio de Transporte, 2018.

ALVAREZ-CORREA, Cecilia. Programa de Renovación del Parque Automotor de Carga. Colombia: Republica de Colombia, 2012.

ARANGO, Jorge Humberto. Calidad de los combustibles en Colombia. En: REVISTA DE INGENIERÍA. no. 29, p. 100-108

ARIAS, Jorge. Gas natural licuado - tecnología y mercado. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, 2006.

Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustible. Tendencias del Sector Gas Natural en América Latina y el Caribe. ARPEL: 2016. 2-36

BENITO, Iñigo. Diseño del Tren de Licuación Conoco Phillips de 5 MTPA de Capacidad en Planta Bidireccional de Gas Natural. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales., 2016. p. 12-25.

BLESA, Miguel. Cisternas para el transporte de mercancías peligrosas. [Consultado el 26 de Abril de2018]. Disponible en: http://bomberiles.com/miquelvalls/_private/MMPP%20_%20M.pdf

BUKOWSKY, Justin, et al. SELECTING DESIGN CRITERIA FOR NATURAL GAS LIQUEFACTION FACILITIES. Perth, Australia: 2016.

CASTILLO-HERNADEZ,P.; MENDOZA-DOMINGUEZ,A. and CABALLERO-MATA,P. Análisis de las propiedades fisicoquímicas de gasolina y diésel mexicanos reformulados con Etanol. En: INGENIERÍA INVESTIGACIÓN Y TECNOLOGÍA. Septiembre,.Vol. 31, no. XIII, p. 3-14

CEPSA. Cepsa apuesta en Gastech por el GNL como combustible para transporte marítimo. En: NOTA DE PRENSA . SEPSA. Abril 6,.

CIP tv. 20 octubre 2015 III Foro nacional de gas natural licuado. [YouTube]. https://www.youtube.com/watch?v=aloRqK06N_w.: 2015

CIP tv. Conferencia: GNL - retos y posibilidades para el Perú. [YouTube]. <https://www.youtube.com/watch?v=xVCfbGpScTo.>: 2014a

CIP tv. Conferencia: GNL en pequeña escala. [YouTube]. <https://www.youtube.com/watch?v=-W2nlgozBMA.>: 2014b

Clp tv. Conferencia: obtención de GNL en el Perú. https://www.youtube.com/watch?v=bl6XA_JDQBI.: YouTube, 2014

CIP tv. GNL en América Latina y los nuevos aires de integración, reservas existentes y proyectadas de gas natural; [YouTube]. <https://www.youtube.com/watch?v=Ah1iN0zpZ2A.>: 2016

CIP tv. Uso y la experiencia del GNL en otros países. [YouTube]. <https://www.youtube.com/watch?v=aBkW6uH4ZMg>, 2013

CONCENTRA. Declaración de Producción de Gas Natural. 2017.

Concentra. EVOLUCION Y CARACTERIZACION DEL GNVC EN COLOMBIA. [Consultado el 2 de Marzo2018]. Disponible en: <https://concentra.co/productos/informes-especiales/evolucion-y-caracterizacion-del-gnvc-en-colombia>

CONCENTRA. Evolución y caracterización del GNVC en Colombia. 2014.

Conversión de Motores Diesel-a-Gas Natural. España: 2014.

CORNEJO, Christian; ATOCHE, Wilmer and MEJÍA, Miguel. Optimización de una red de abastecimiento

CORTES, Alejandro and MARTINEZ, Jorge. Evaluación técnico financiera para tres alternativas de procesamiento con el fin de aprovechar el gas producido en el Campo La Creciente. Fundación Universidad de América, 2017.

CRIOGÉNICOS CONSIDERANDO ATRIBUTOS MÚLTIPLES. Venezuela, Porlamar: ICVGAS, 2014.

De gas natural licuado. En: Tenth LACCEI Latin American and Caribbean Conference.(Julio 23-37, 2012). 2012. p. 1-10

Deloitte and GASNAM. Desarrollo del gas natural vehicular en España: análisis de beneficios y potencial contribución a la economía nacional. 2014.

DIJKHOF, Paul. LNG Task Force. Geneva: 2013.

Distribución del GNL en la Concesión Norte de Perú. [YouTube]. <https://www.youtube.com/watch?v=Oyi2ad-ng9U>.: Osigas Osinergim, 2014

DURAN, Gilberto; RODRIGUEZ, Dubraska and SERAFIN, Manuel. PROPUESTA DE CRITERIO PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS

Ecopetrol. Gas Natural Licuado. [YouTube]. <https://www.youtube.com/watch?v=l48OkGMcU60>.: Ecopetrol Oficial, 2014

EGP and Clean Energy del Peru. LNG vs CNG Vehicular. Perú: 2013.

FELIX, Rosa. El gas natural licuado y la generación de energía eléctrica en México. Universidad Nacional Autónoma de México, 2013.

FLOREZ, Carlos. Evolución de la seguridad en el transporte de hidrocarburos en Colombia. Univesidad Militar Nueva Granada, 2013.

FOSS, Michelle. Introduction to LNG. Energy Economica Research: Bureau of Economic Geology, 2007.

GARCIA BOTERO, Carlos; OBANDO ANZOLA, Carolina and MARTINEZ, William. Proyección de demanda de combustibles en el sector transporte en Colombia. www.upme.org: Subdirección de Demanda, 2015.

GARCIA, Carlos, et al. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR TRANSPORTE EN COLOMBIA. Colombia: Unidad de Planeación Minero Energética, 2015.

GARCIA, Carlos; GONZALEZ, Victoria and BAEZ, Omar. Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 - 2022. www.upme.gov.co: UPME, 2016.

GARCIA, Jose. Optimización de la distribución de LNG en una red paneuropea de transporte pesado de mercancías de larga distancia por carretera por medio de programación lineal. Universitat de Vic Escola Politècnica Superior, 2013.

GAS NATURAL FENOSA. Guía para el repostaje de gas natural licuado. Estaciones de Servicios: 2016. 3-4

Gas Natural Fenosa. Informe Anual Gas Natural, S.A. ESP 2016. Colombia: Contabilidad Societaria Gas, 2016.

Gases del Pacífico. GNL Vehicular llega al norte del país. Perú: 2014.

Gea Energía Crio, S L. Cisterna criogénica, aislada al vacío. [Consultado el 26 de Abril de 2018]. Disponible en: <http://www.gecrio.com/cisterna-criogenica/>

GUERREO-NAVIA, Ramiro and GONZALEZ D., Marco. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PROCESOS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL. En: XVIII Convención de Gas;(Mayo 27-29, 2008). 2008. p. 1-15

GUERRERO-NAVIA, Ramiro and GONZALEZ, Marco. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PROCESOS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL. En: XVIII Conferencia, AVPG.(27 - 29 de Mayo de 2008). Caracas, Venezuela.: p. 3-5

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 38 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490.1 ed. Bogotá: El instituto, 1998.23 p.

Juan Sabah. Estaciones de servicio. En: ARQ. no. 62,

Lerner. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. República de Colombia. Bogotá.,

Límites de pesos y dimensiones en los vehículos de transporte automotor de carga por carretera. (Diciembre 28,). 2004. no. 004100

MAJZOUB, Mohamad. Evaluación y selección de la etapa de pre - enfriamiento en ciclos de licuefacción de gas natural; Universidad Simón Bolívar, 2012. p. 25.

MAN B&W ME-GI-S and MAN Bow ME-LGI-S. Motor Dual Fuel – Desarrollado en la Manera Correcta. MAN, 2014.

MICHOT FOSS, Michelle. Introduction to LNG. En: Anonymous Process Safety Series - LNG Fire Protection and Emergency Response. 2nd Edition ed. Institution of Chemical Engineers, 2007. 40 p. ISBN 0852955154

MINISTERIO DE COMERCIO EXTERIOR Y TURISMO. Guía de orientación al usuario del transporte terrestre. 2nd ed. Perú: 2015.

MINISTERIO DEL TRABAJO Y ASUNTOS SOCIALES ESPAÑA. Norma NTP 365:Condiciones de seguridad en la carga y descarga de camiones cisterna: líquidos inflamables. 2000.

MUÑOZ, Pablo. Tren de licuefacción con licencia LINDE de la planta de Melkoya; Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, 2008. p. 84-100.

Natural Gas. US LNG PIPELINE GAS: EUROPEAN MARKET SHARE WAR? En: WWW.PLATTS.COM/NATURAL-GAS. April,.p. 1-7

PARDO, Christian. Ordenan que vehículos a diésel sean más limpios. En: PORTAFOLIO. Bogotá. Enero 8,.

PEREZ, Gerson Javier. La infraestructura del transporte vial y la movilización de carga en Colombia. En: DOCUMENTOS DE TRABAJO SOBRE ECONOMÍA REGIONAL. Octubre,.Vol. 64, p. 15-20

PEREZ ,Lina María. Calidad y precio de los combustibles en Colombia comparados con algunos países de América Latina. Medellín, Colombia.: Universidad EAFIT, 2014.

PIRRONG, Craig. Cincuenta años de la industria del Gas Natural Licuado (GNL) a nivel mundial. En: Cumbre 2014 sobre GNL de la región de Asia y el Pacífico.(2014). TRAFIGURA, 2014. p. 16

Porfirio Caballero-Mata; Alberto Mendoza-Domínguez and Patricia Castillo-Hernández. Analysis of Physicochemical Properties of Mexican Gasoline and Diesel Reformulated with Ethanol. En: INGENIERÍA INVESTIGACIÓN Y TECNOLOGÍA. Jul 1,.vol. 13, no. 3, p. 293-306

PROMIGAS. Buenas perspectivas para el gas natural en Colombia. En: MAGASÍN. vol. 22, p. 16-20

PROMIGAS. Informe del Sector Gas Natural 2017. 2017.

PROMIGAS. Una apuesta por el GAS NATURAL LICUADO. En: MAGASÍN. vol. 20, p. 18-21

RAMIREZ, Rosendo. GNL EN MEDIANA Y PEQUEÑA ESCALA Y SUS APLICACIONES EN EL PERÚ. Osinergmin: 2013.

RODA, Pablo; PERDOMO, Francisco and SANCHEZ, Jorge. Conectividad Interurbana. Departamento Nacional de Planeación DNP, 2012.

RODRIGUEZ, Ismael. Planta de licuación de 1 MTPA LNG Prico en Texas, EEUU. Escuela técnica superior de ingenieros de minas y energía, 2015a.

ROJAS, Jorge Eduardo, et al. Transporte en Cifras Estadísticas 2016. Colombia: 2016.

RUBIO, Carlos and PAREDES, Manuel. Gas Natural Licuado. Perú: 2011.

SAMTISTEBAN, Jose. Estación de servicio de gas natural licuado y comprimido para vehículos. Escuela técnica superior de ingenieros de minas y energía, 2015.

SANTILLAN, Ricardo. Estudio de factibilidad para la distribución de gas natural licuado a clientes industriales en el norte de Perú. Universidad Nacional de Ingeniería, 2011.

Santo Domingo. Características generales de las cisternas para el transporte de GNL. [Consultado el 26 de Abril de2018]. Disponible en: <http://docplayer.es/19494829-Caracteristicas-generales-de-las-cisternas-para-el-transporte-de-gnl.html>

SEDIGAS. Sedigas Informas. En: GASACTUAL. Marzo,.vol. 138, p. 8-9

SEDIGAS. Unidad 1 - Las Plantas Satélite y el GNL. 2012a.

SEDIGAS. Unidad 10 - Seguridad y emergencias en Plantas Satélite. 2012b.

SEDIGAS. Unidad 11 - Transporte de GNL. PERU: SEDIGAS, 2012c. 12

SEDIGAS. Unidad 12 - Las Pantas Satélite y el Medioambiente. 2012d.

SEDIGAS. Unidad 13 - No conformidades debidas a la incorrecta actuación del Técnico de Plantas Satélite. 2012e.

SEDIGAS. Unidad 2 - Reglamentación y normativa. 2012f.

SEDIGAS. Unidad 3 - Definiciones. 2012g.

SEDIGAS. Unidad 4 - Composición y funcionamiento de las Plantas Satélite. 2012h.

SEDIGAS. Unidad 5 - Montaje, pruebas y puesta en servicio. 2012i.

SEDIGAS. Unidad 6 - Documentación. 2012j.

SEDIGAS. Unidad 7 - Operación de las Plantas Satélite. 2012k.

SEDIGAS. Unidad 8 - Mantenimiento Preventivo. 2012l.

SEDIGAS. Unidad 9 - Incidencias y actuaciones correctivas. 2012m.

SMICHDT, William and HOLSTINE, Matthew. LNG LIQUEFACTION – “UNCOMMON KNOWLEDGE” LEADS TO INNOVATION. En: LNG 18.(Abril 11-15, 2016). Abril 11-15,2016. p. 1-18

STARLITE,LNG. APLICACIONES DE GAS NATURAL Y LICUEFACCIÓN A PEQUEÑA ESCALA. [Consultado el Noviembre 12,2017]. Disponible en: http://www.cryostar.com/pdf/dnl-zone/Catalogue_StarLiteLNG-ES.pdf

TGI, Grupo Energía de Bogotá. El Desarrollo y las Nuevas Tecnologías en el Transporte de Gas. Colombia: 2014.

THE OXFORD INSITUTE FOR ENERGY STUDIES. Searching for natural gas demand in the next decade. University of OXFORD, 2017.

TIERLING, Shane and ATTAWAY, Doug. Liquefaction Technology Considerations for Floating LNG. Rio de Janeiro, Brazil: Offshore Technology Conference, 2017.

TRACTEBEL Engineering. GNL a pequeña escala. España: GDF Suez,

Unidad de Planeación Minero Energética. Balance de gas natural en Colombia 2016 - 2025. www.upme.org.co: UPME, 2016. 33

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Plan transitorio de abastecimiento de gas natural. www.upme.gov.co: Ministerio de Minas y Energía, 2016.

United States of America. Liquefied natural gas: understanding the basic facts. 2015. 24

VALENCIA, Jorge, et al. PROYECCIÓN DE DEMANDA COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN COLOMBIA. Colombia: Unidad de Planeación Minero Energética, 2016.

Vicepresidencia de asuntos económicos. Mercado de combustibles en Colombia: así avanzan las importaciones y el consumo de gasolina, diésel y jet fuel en 2017. Colombia: ACP, 2017.

ANEXOS

Anexo A.

Resolución 4100 de 2004 del ministerio de transporte

La Resolución tiene por objeto reglamentar la tipología para vehículos automotores de carga para transporte terrestre, así como los requisitos relacionados con dimensiones, máximos pesos brutos vehiculares y máximos pesos por eje, para su operación normal en la red vial en todo el territorio nacional, de acuerdo con las definiciones, designación y clasificación establecidas en la Norma Técnica Colombiana **NTC 4788** " Tipología para vehículos de transporte de carga terrestre".

La Resolución designa los vehículos de carga según la configuración de sus ejes, de la siguiente manera:

- El primer número indica la cantidad de ejes del camión (cabezote).
- La letra S significa semirremolque y el número siguiente la cantidad de ejes.
- La letra R significa remolque y el número siguiente la cantidad de ejes.
- La letra B significa remolque balanceado y el número siguiente la cantidad de ejes.

La **Tabla 86** muestra la designación, la configuración y las dimensiones permitidas según la Resolución.

Tabla 86. Clasificación de vehículos pesados según sus ejes y Dimensiones máximas.

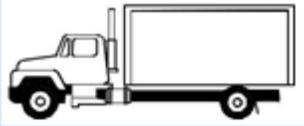
Designación	Configuración	Dimensiones Máximas		
		Ancho (m)	Altura (m)	Longitud (m)
2		2,60	4,40	10.8
3		2,60	4,40	12.2
4		2,60	4,40	12.2
2S1		2,60	4,40	18,50

Tabla 87.(Continuación)

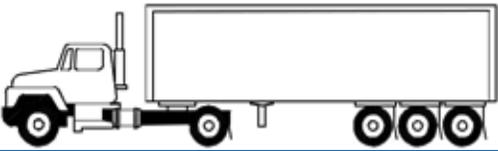
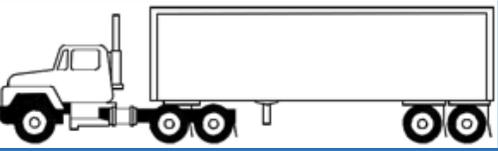
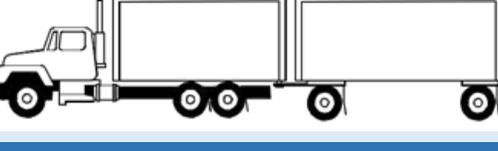
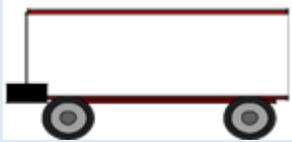
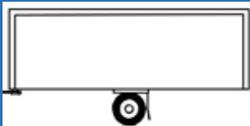
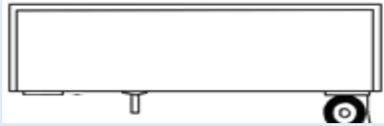
Designación	Configuración	Dimensiones Máximas		
		Ancho (m)	Altura (m)	Longitud (m)
2S2		2,60	4,40	18,50
2S3		2,60	4,40	18,50
3S1		2,60	4,40	18,50
3S2		2,60	4,40	18,50
3S3		2,60	4,40	18,50
2R2		2,60	4,40	18,50
3R2		2,60	4,40	18,50
4R2		2,60	4,40	18,50

Tabla 88.(Continuación)

Designación	Configuración	Dimensiones Máximas		
		Ancho (m)	Altura (m)	Longitud (m)
2R3		2,60	4,40	18,50
3R3		2,60	4,40	18,50
4R3		2,60	4,40	18,50
4R4		2,60	4,40	18,50
2B1		2,60	4,40	18,50
2B3		2,60	4,40	18,50
3B1		2,60	4,40	18,50
3B2		2,60	4,40	18,50

Tabla 89.(Continuación)

Designación	Configuración	Dimensiones Máximas		
		Ancho (m)	Altura (m)	Longitud (m)
3B3		2,60	4,40	18,50
4B1		2,60	4,40	18,50
4B2		2,60	4,40	18,50
4B3		2,60	4,40	18,50
Remolque (R)		2,60	4,40	10,00
Remolque balanceado (B)		2,60	4,40	10,00
Semirremolque (S)		2,60	4,40	13,00

Fuente: Resolución 4100 de 2004 del Ministerio de Transporte

El Peso Bruto Vehicular (PBV) que la Resolución indica, está en la **Tabla 90**.

Tabla 90. Máximo Peso Bruto Vehicular y Tolerancia.

Vehículos	Designación	Máximo PBV, kg	Tolerancia positiva de medición kg.	
Camiones	2	16 000	+	400
	3	28 000	+	700
	4	31 000 (1)	+	775
	4	36 000 (2)	+	900
	4	32 000 (3)	+	800
Tracto-camión con semirremolque	2S1	27	+	675
	2S2	32	+	800
	2S3	40.5	+	1013
	3 S1	29	+	725
	3 S2	48	+	1200
	3S3	52	+	1300
Camiones con remolque	R2	16	+	400
	2R2	31	+	775
	2R3	47	+	1175
	3R2	44	+	1100
	4R2	48	+	1200
	4R3	48	+	1200
	4R4	48	+	1200
Remolque balanceado	2B1	25	+	1200
	2B2	32	+	625
	2B3	32	+	800
	3B1	33	+	825
	3B2	40	+	1000
	3B3	48	+	1200
	B1	8	+	200
	B2	15	+	375
	B3	15	+	375

Fuente: Resolución 4100 de 2004 del Ministerio de Transporte

La Resolución también implica el peso por eje para los vehículos de carga a nivel nacional, los cuales se indican en la **Tabla 91**.

Tabla 91. Peso máximo por eje

Tipo de eje	Peso máximo por eje, kg
<i>Eje sencillo</i>	
Dos llantas	6,000
Cuatro llantas	11,000
<i>Eje tándem</i>	
Cuatro llantas	11,000
Seis llantas	17,000
Ocho llantas	22,000
<i>Eje trídem</i>	
6 llantas	16,500
8 llantas	19,000
10 llantas	21,500
12 llantas	24,000

Fuente: Resolución 4100 de 2004 del Ministerio de Transporte

Anexo B.

Características técnicas exigidas de las cisternas

La epm presenta las regulaciones técnicas que se deben tener para el transporte del GNL en camiones cisterna, como se muestra en la **Tabla 92**.

Tabla 92. Características de los camiones cisterna

G1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS EXIGIDAS DE LAS CISTERNAS	VALOR GARANTIZADO
1	Requisitos generales	
1.1	Nombre del fabricante	Indicar
1.2	País de Fabricación	Indicar
1.3	Capacidad volumétrica de la cisterna en m ³ : Mínimo 50 m ³ de Tde Tipo de fluido: GNL	Indicar
1.4	Carga aproximada de GNL transportado según densidad	Kg
1.5	Suministro del P&ID del equipo de trasvase de la cisterna	SI () NO ()Indicar
1.6	Suministro del plano dimensional de la cisterna	SI () NO ()Indicar
1.7	Diámetro de la envolvente	mm
1.8	Normativa de construcción aplicada	Indicar
1.9	Presión máxima de servicio:	barm
1.10	Presión de diseño	barm
1.11	Temperatura de diseño	°C
1.12	Valor de vacío previsto	indicar
1.13	Dispositivos de seguridad – cantidad - tipo	indicar
1.14	Presión de apertura de la válvula de seguridad:	barm
1.15	Diámetro de la envolvente	mm
1.16	Normativa de construcción aplicada	indicar
1.17	Vida útil estimada de las cisternas	años
2	Equipo de trasvase en la cisterna	
2.1	Armario con puertas abatibles	SI () NO ()Indicar
2.2	Con entradas de carga lado derecho sentido de la marcha Fase Líquida (FL) y Fase Gas (FG) en caso transvase central	SI () NO ()Indicar
2.3	Con salida para descargar por bomba a ambos lados en FL	SI () NO ()Indicar
2.4	Con salida para descarga por diferencial de presión FL y FG	SI () NO ()Indicar
2.5	Con salidas para trasvase en caso de vuelco de la cisterna	SI () NO ()Indicar
2.6	Con sistema de inmovilización durante la descarga	SI () NO ()Indicar
2.7	Con niveles de llenado al 95%	SI () NO ()Indicar
2.8	Con indicadores de presión, nivel y temperatura	SI () NO ()Indicar
2.9	Acoplamiento según modelo y necesidad a indicar por EPM	SI () NO ()Indicar
2.10	Válvulas manuales y neumáticas criogénicas marca – modelo	SI () NO ()Indicar
2.11	Tuberías de conexión en material - tipo	SI () NO ()Indicar
2.12	Con bomba criogénica (indicar caudal en l/min.	SI () NO ()Indicar

Tabla 93.(Continuación)

G1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS EXIGIDAS DE LAS CISTERNAS	VALOR GARANTIZADO
2.13	Con motor hidráulico para mover la bomba criogénica. EPM informara la presión y caudal hidráulico requerido	SI () NO ()Indicar
2.14	Con medidor másico	SI () NO ()Indicar
2.15	Con vaporizador de puesta a presión rápida para la descarga	SI () NO ()Indicar
2.16	Sistema de alivio de presión interna:	SI () NO ()Indicar
2.17	Circuito de venteo manual:	SI () NO ()Indicar
2.18	Sistema de purga de mangueras:	SI () NO ()Indicar
2.19	Toma de tierra con pinza homologada bajo norma	SI () NO ()Indicar
2.20	Paros de emergencia:	SI () NO ()Indicar
2.21	Placa de mandos de operación	SI () NO ()Indicar
3	Bastidor y tren de rodaje	
3.1	Tipo de suspensión propuesta	SI () NO ()Indicar
3.2	Número de ejes propuestos	SI () NO ()Indicar
3.3	Número de ruedas utilizadas	SI () NO ()Indicar
3.4	Tipo de llantas propuestas	SI () NO ()Indicar
3.5	Sistema de frenos EBS con antivuelco	SI () NO ()Indicar
3.6	Bastidor en acero al carbono	SI () NO ()Indicar
3.7	Pies de apoyo marca - modelo	SI () NO ()Indicar
3.8	Guardabarros traseros – cantidad - tipo	SI () NO ()Indicar
3.9	Guardabarros delanteros – cantidad - tipo	SI () NO ()Indicar
3.10	Placa y pivote de enganche internacional - tipo	SI () NO ()Indicar
3.11	Instalación de frenos.	SI () NO ()Indicar
3.12	Instalación eléctrica con cables entubados y cajas IP65 para voltaje indicado por EPM	SI () NO ()Indicar
4.	Complementos de la cisterna	
4.1	Extintores reglamentarios según norma - cantidad	SI () NO ()Indicar
4.2	Soportes para extintores	SI () NO ()Indicar
4.3	Cajón de herramientas - cantidad	SI () NO ()Indicar
4.4	Calzos para ruedas - cantidad	SI () NO ()Indicar
4.5	Toma de tierra enrollable de mínimo 15 mts	SI () NO ()Indicar
4.6	Pletinas de toma tierra	SI () NO ()Indicar
4.7	Soportes para placas de producto	SI () NO ()Indicar
4.8	Soporte rueda de recambio - cantidad	SI () NO ()Indicar
4.9	Protección para ciclistas si aplica	SI () NO ()Indicar
4.10	Herramientas antideflagrantes - tipo	SI () NO ()Indicar
4.11	Acoples para FL y FG – cantidad – tipo compatibles con Planta de GNL y la PSR y la EDS.	SI () NO ()Indicar
4.12	Tubería para alimentación neumática	SI () NO ()Indicar
4.13	Tubería para alimentación hidráulica	SI () NO ()Indicar
4.14	Triángulo reflectante indicador paro	SI () NO ()Indicar
4.15	Luz naranja de señalización	SI () NO ()Indicar
4.16	Equipo de protección personal para la carga y la descarga	SI () NO ()Indicar
5	Geometría de la cisterna	
5.1	Dimensiones (L x An x Al) en m:	Indicar
5.2	Dimensión del largo total con el cabezote, si se conoce el de este.	Indicar
5.3	Número de compartimientos	SI () NO ()Indicar

Tabla 94. (Continuación)

G1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS EXIGIDAS DE LAS CISTERNAS	VALOR GARANTIZADO
5.4	Número de rompeolas en depósito interior	SI () NO ()Indicar
5.5	Peso de la cisterna en vacío en Kg	SI () NO ()Indicar
5.6	Peso de la cisterna con carga conocida la Densidad del GNL en Kg	SI () NO ()Indicar
5.7	El peso de cada cisterna tipo criogénico, el GNL, el cabezote y todos los demás accesorios requeridos para su funcionamiento no debe exceder los 52.000 kilogramos. Ofertas cuyo peso total sea mayor a este peso serán eliminadas. Así mismo, no deben requerir escolta para tránsito en Colombia según normatividad aplicable.	SI () NO ()Indicar
6	Materiales y acabados	
6.1	Material tipo deposito interior	mm
6.2	Material- tipo depósito exterior	mm
6.3	Material de aislamiento interior entre depósitos:	SI () NO ()Indicar
6.4	Material de construcción del depósito interior de la cisterna	SI () NO ()Indicar
6.5	Material de construcción del depósito exterior de la cisterna	SI () NO ()Indicar
6.6	Tratamiento superficie depósito exterior de la cisterna	SI () NO ()Indicar
6.7	Acabado y color	SI () NO ()Indicar
7	Requisitos específicos parte criogénica	
7.1	Se requiere el suministro, pruebas, capacitación y puesta en operación de tres (3) cisternas criogénicas, con una capacidad mínima de 50 m3 de GNL.	SI () NO ()Indicar
7.2	Las cisternas criogénicas, deben suministrarse con equipo de trasvase, accesorios, bomba, recalificador de puesta a presión rápida, sistema de control y todo lo demás complementos que se requieran para realizar el transvase del GNL a la Planta Satélite de Regasificación.	SI () NO ()Indicar
7.3	El CONTRATISTA debe suministrar al personal que EPM designe, los manuales de operación, todos en idioma español, mantenimiento, riesgos y emergencias, de los distintos equipos solicitados para este Grupo, dar capacitación, asesoría y entrenamiento, que les permita operar y mantener los equipos.	SI () NO ()Indicar

Tabla 95. (Continuación)

G1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS EXIGIDAS DE LAS CISTERNAS	VALOR GARANTIZADO
7.4	El CONTRATISTA debe garantizar que todos los ensambles de conexión desde el manifold o múltiple de conexión de la Planta de Licuefacción sea compatible y tenga óptimo funcionamiento con los sistemas de conexión de las cisternas y a su vez, éstas que sean compatibles con los accesorios de conexión y manifold del sistema de almacenamiento de GNL de la Planta Satélite de Regasificación (PSR) y así mismo que sean compatibles con los accesorios de conexión y manifold del sistema de almacenamiento de la Estación de Servicio de GNL.	SI () NO ()Indicar
7.5	Las cisternas deben ser suministradas con una bomba de trasvase para efectuar descargas controladas de GNL incorporada a la misma	SI () NO ()Indicar
7.6	La cisterna debe venir con medidor de GNL	SI () NO ()Indicar
7.7	El CONTRATISTA deberá garantizar los elementos de seguridad incorporados tales como las válvulas de seguridad taradas y certificadas, indicadores de presión, nivel, nivel de llenado máximo, venteos manual y automático, en caso de vuelco disponer de salidas para el trasvase de producto, inmovilización de las cisternas durante la descarga, así como los avisos normativos correspondientes.	SI () NO ()Indicar
7.8	Las cisternas se deben entregar matriculadas y radicadas ante el Ministerio de Transporte o la entidad competente según la normatividad vigente, a nombre de las Empresas Públicas de Medellín E.S.P. con placa oficial del Municipio de Medellín, matriculados y radicados en el tránsito de éste Municipio, libre del pago de impuestos incluido el Seguro Obligatorio de Accidentes de Tránsito (SOAT) por el período de un año o de cualquier otro concepto.	SI () NO ()Indicar
7.9	Las cisternas deberán contar en la parte posterior con una alarma sonora electrónica dual de reversa, con una intensidad no menor a 75 dB y no mayor a 115 dB, que pueda funcionar de manera automática para cuando el cabezote que lo conduzca deba reversar, equipo de carretera y demás equipos necesarios para su tránsito en carretera que deberá cumplir con lo establecido en el Código Nacional de Tránsito Terrestre, Ley 769 de 2002. Deberá pintar las rayas diagonales delanteras y traseras exigidas por el Código de Transporte y Tránsito Nacional y el aviso “¿Cómo Conduzco? Teléfono 44 44 115” en la parte posterior de las cisternas.	SI () NO ()Indicar

Tabla 96. (Continuación)

G1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS EXIGIDAS DE LAS CISTERNAS	VALOR GARANTIZADO
7.10	Las cisternas deben incluir como dotación mínima: extintores, calzos o tacos, linterna, triángulos reflectivos, herramientas, vestimenta reflectante y equipo de protección personal y los que exija la normatividad colombiana e internacional.	SI () NO () Indicar
7.11	El peso de cada cisterna criogénica, la carga de GNL, el cabezote y todos los demás accesorios requeridos para su funcionamiento no debe exceder los 52.000 kilogramos.	SI () NO () indicar el peso
8	Pruebas de calidad	
8.1	Para todos los equipos objeto de la presente contratación el proceso de inspección incluirá los siguientes procesos: inspección de los materiales, fabricación, ensayos, acabados, marcados, envío incluidas las maniobras de transporte e instalación y a cargo y riesgo del CONTRATISTA	SI () NO ()
8.2	Memorias y código de fabricación y diseño de reconocido prestigio según EN/ADR o ASME/DOT.	SI () NO ()
8.3	Manual de control de calidad del fabricante con la entrega de las cisternas; descripción de su Plan de Control de Calidad bajo ISO, incluyendo materiales, ensayos, pruebas, y proceso de fabricación.	SI () NO ()
8.4	Las entidades externas acreditadas y certificadas realizarán los controles durante el proceso de fabricación de las cisternas de GNL: Ensayos previstos en las normas de fabricación y que se entregaran junto con el manual de calidad de las cisternas. Ensayos y pruebas radiográficas, líquidos penetrantes o ultrasonidos en las soldaduras de envoltorios, tuberías, bridas y válvulas.	SI () NO () Indicar
8.5	El CONTRATISTA realizará la capacitación de los conductores y proporcionará documentación referente a la gestión de la seguridad y manejo de las cisternas.	SI () NO () Indicar
9	Rotulado y señalización	
9.1	Rotulado y etiquetas de peligro situadas una en cada lateral de las cisternas y la tercera en la parte trasera, cumpliendo con la normativa vigente para el transporte de mercaderías peligrosas.	SI () NO ()
9.2	Las cisternas deben tener un aviso trasero de precaución que diga: "No adelantar éste vehículo cuando gire a la derecha y a la izquierda". Debe ser con un tamaño legible para los conductores.	SI () NO ()
10	Inspección y Ensayos	
10.1	Pruebas y Certificaciones	Indicar
10.2	Equipo y valvulería.	Indicar
10.3	Conexiones de proceso	Indicar

Tabla 97. (Continuación)

G1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS EXIGIDAS DE LAS CISTERNAS	VALOR GARANTIZADO
11	Documentos técnicos solicitados con la oferta en idioma español	
11.1	EL CONTRATISTA informará además de especificaciones técnicas adicionales que el CONTRATISTA considere oportunas para el suministro de las cisternas.	SI () NO ()
11.2	Certificado de conformidad de producto.	SI () NO ()
11.3	Certificados emitidos por laboratorios acreditado de los ensayos y pruebas que acreditara con los manuales de calidad de las cisternas	SI () NO () indicar
12	Requisitos específicos de la parte de rodaje	
12.1	El tipo de llantas y la marca: Las cisternas deben incluir porta repuesto tipo malacate con su respectivo seguro antirrobo, señalización normativa aplicable, llanta de repuesto, malacate para subir y bajar la llanta de repuesto con su rin, luces laterales y traseras tipo led, extintores dos por cada cisterna, especificación Tipo B-C, con una capacidad que cumpla con la norma establecida por el Ministerio de Transporte para la movilización de sustancias peligrosas (GNL), base de cono y conos de seguridad, guardo fangos, y las demás características indicadas en este numeral y en las normas de tránsito vigentes en la República de Colombia	SI () NO () indicar
12.2	Tipo de rines y referencia	SI () NO () indicar
12.3	Cantidad de rines	SI () NO () indicar
12.4	Material de los rines	SI () NO () indicar
12.5	Tipo y sistema de freno	SI () NO () indicar
12.6	Tipo de freno de parqueo o de emergencia	SI () NO () indicar
13	Tipo de ejes y suspensión	
13.1	Cantidad de ejes modelo – marca	SI () NO () indicar
13.2	Tipo de suspensión modelo – marca	SI () NO () indicar
13.3	La suspensión debe ser para servicio pesado dentro y fuera de carretera	SI () NO () indicar
13.4	Los ejes, la cantidad y su composición, deben cumplir con el requerimiento de la normativa de pesos y medidas para el transporte por carretera de la Republica de Colombia que permitan su circulación y cumplan con las capacidades requeridas.	SI () NO () indicar
13.5	Color de las cisternas	Indicar
13.6	Cintas reflectoras	SI () NO () indicar
14	Luces y accesorios	

Tabla 98. (Continuación)

G1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS EXIGIDAS DE LAS CISTERNAS	VALOR GARANTIZADO
14.1	Luces y accesorios: Luces traseras: cada una para cumplir con su respectiva función (stop rojo, posición, reversa blanca y direccionales amarillas o naranja) y luces de placa. Todas las luces deben ser tipo LED de alta intensidad que cumplan con la normatividad vigente. Luces traseras: cada una para cumplir con su respectiva función (stop rojo, posición, reversa blanca y direccionales amarillas o naranja) y luces de placa. Todas las luces deben ser tipo LED de alta intensidad que cumplan con la normatividad vigente.	SI () NO () indicar
14.2	Accesorios entre otros: Guardabarros plásticos o en fibra de vidrio: dos delanteros y dos o tres traseros que cubran toda la rueda con anti-salpicaderas en caucho, con la suficiente resistencia y capacidad de absolver las vibraciones sin romperse o fracturarse	SI () NO () indicar
14.3	Pies de apoyo telescópicos con regulación de altura y accionamiento manual con manivela.	SI () NO () indicar
14.4	IMPORTANTE: Cada cisterna debe acoplar perfectamente al cabezote de EPM o de un tercero indicado por éste, siempre que el mismo esté preparado para suministrar presión hidráulica a la cisterna y los demás sistemas de luces y frenos.	SI () NO () Informar
14.5	En caso que se presenten agrietamientos, fisuras, fracturas en las cisternas, EL CONTRATISTA deberá reponerlos por equipos nuevos, todo ello por cuenta y costo de EL CONTRATISTA. En caso que EL CONTRATISTA no reponga dichos equipos, EPM hará uso de las garantías y pólizas correspondientes	SI () NO () Informar
14.6	El Oferente debe garantizar que todos los ensambles de conexión desde el manifold o múltiple de conexión de la Planta de Licuefacción en Sahagún, Departamento de Córdoba Colombia, sea compatible y tenga óptimo funcionamiento con los sistemas de conexión de las cisternas y a su vez, éstas que sean compatibles con los accesorios de conexión y manifold del sistema de almacenamiento de GNL de la Planta Satélite Regasificadora (PSR) del Grupo 2 y así mismo que sean compatibles con los accesorios de conexión y manifold del sistema de almacenamiento de la EDS GNL/GNC y sistema de conexión para la carga de Gas Natural Comprimido del Grupo 3.	SI () NO () Informar

Tabla 99. (Continuación)

G1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS EXIGIDAS DE LAS CISTERNAS	VALOR GARANTIZADO
14.7	Las cisternas deben ser entregadas operando en Sahagún, Departamento de Córdoba y en la PSR y EDS de GNL /GNC o donde EPM lo defina.	SI () NO () Informar
14.8	Las cisternas deben ser suministradas con una bomba incorporada a la misma. La cisterna debe estar equipada con protección tipo “biciletero”, con sus letreros y avisos correspondientes y sus armarios de carga y descarga a ambos lados de la cisterna o atrás de la misma.	SI () NO () Informar
14.9	Las cisternas deben venir con medidor de GNL.	SI () NO () Informar
14.10	Las cisternas deben entregarse por el CONTRATISTA con la siguiente dotación mínima: extintores, calzos o tacos, linterna, triángulos reflectivos, herramientas, vestimenta reflectante y equipo de protección personal, guantes, gafas, calzado adecuado y lo demás que se requiera para su operación y seguridad además de los que exija la normatividad Colombiana e internacional, así mismo como las entregas de manuales y capacitación especial entre otros, respecto al tema de riesgos laborales, mantenimiento preventivo y correctivo, manejo de eventos y emergencias y conducción de las cisternas si aplica. En general EL CONTRATISTA debe entregar toda la dotación con la que deben operar las cisternas y toda la dotación del personal que va a conducir las y a operarlas. Los conductores los suministra EPM a través de un tercero.	SI () NO () Informar

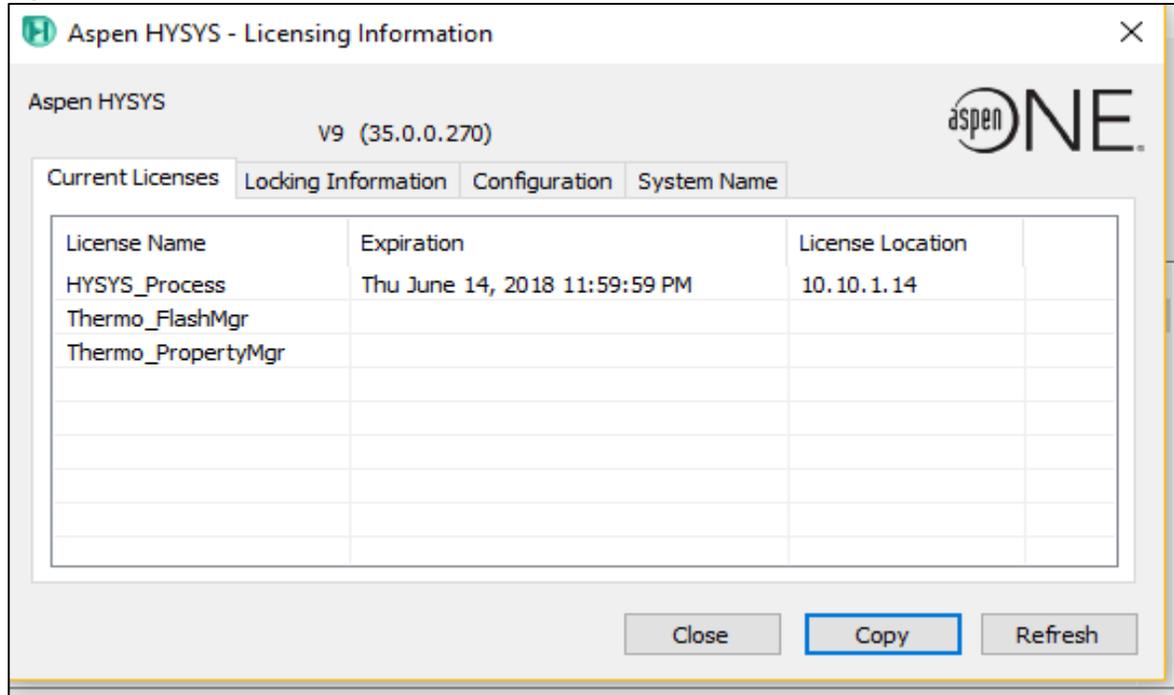
Fuente: Especificaciones técnicas para planta satélite regasificadora (PSR) , epm, 2017

Anexo C.

Licencia Aspen HYSYS

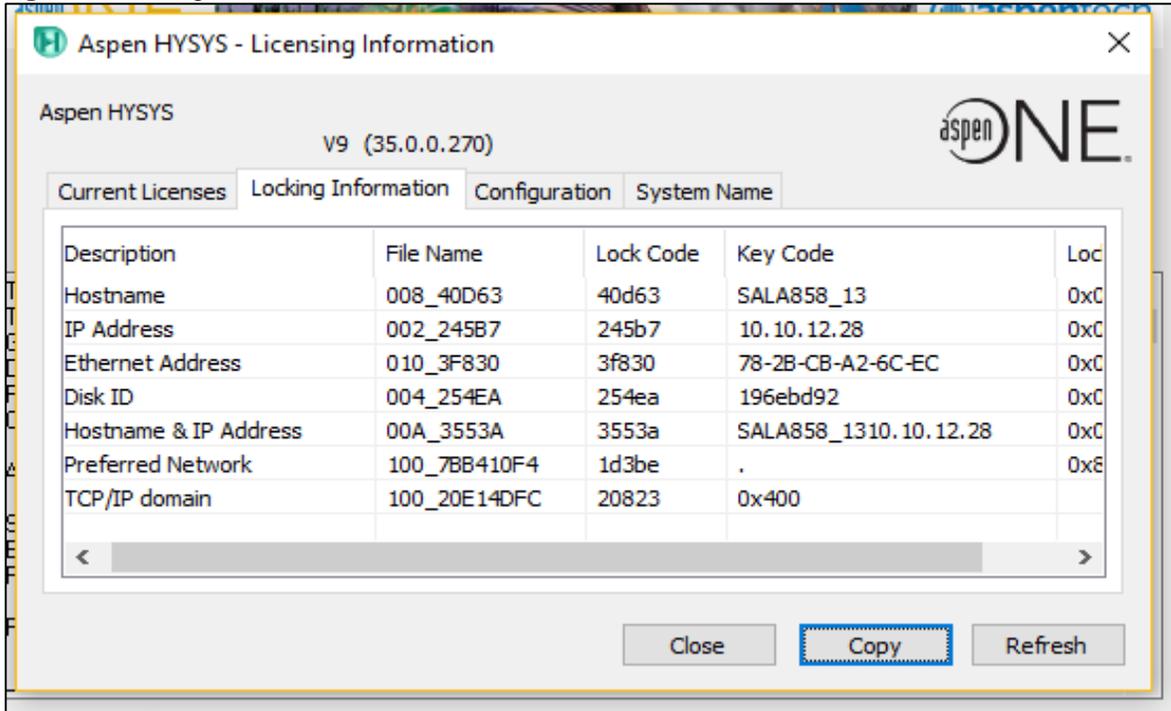
Para la simulación se usó el programa Aspen HYSYS versión 9 (35.0.0.270). a continuación en la **Figura 89**, **Figura 90**, **Figura 91**, **Figura 92** y **Figura 93** se muestra la licencia que se tiene por medio de los computadores de la Universidad de América.

Figura 89. Current Licenses



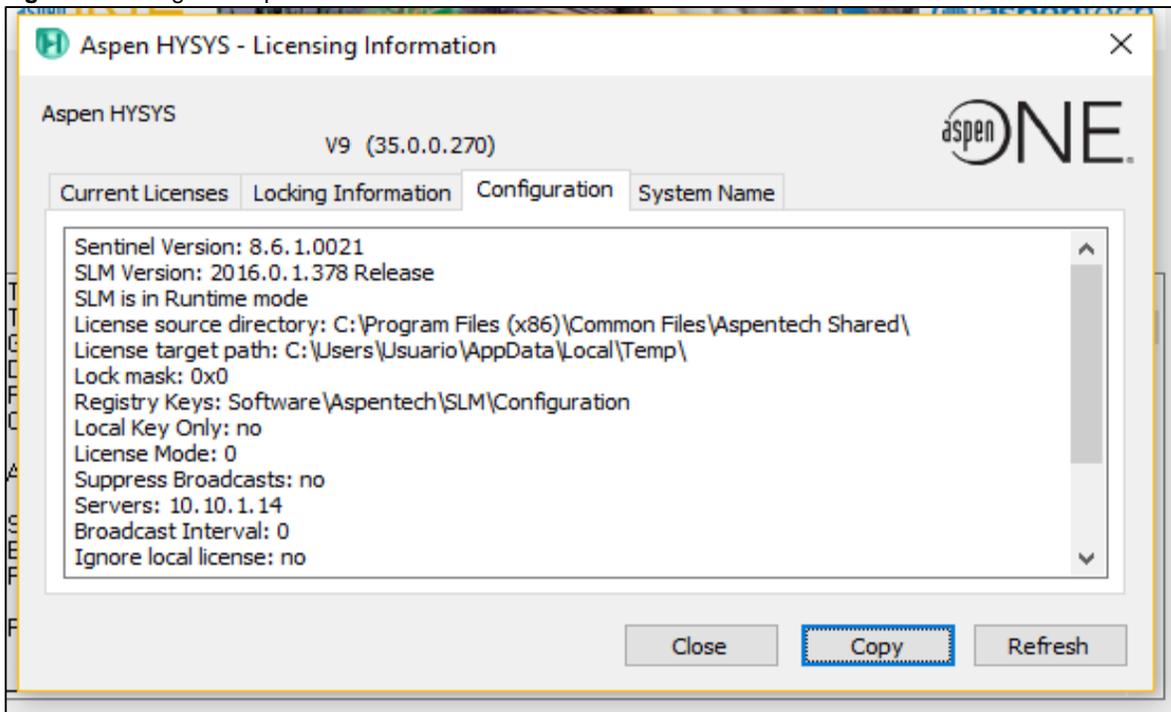
Fuente: Aspen HYSYS

Figura 90. Locking Information



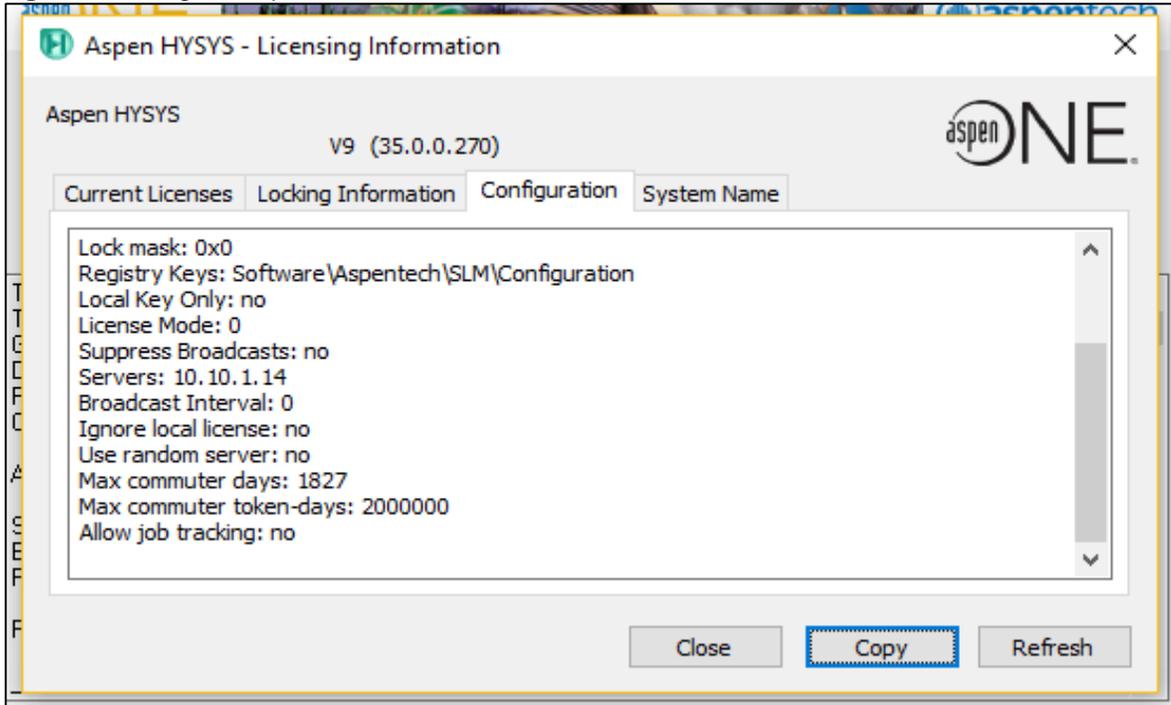
Fuente: Aspen HYSYS

Figura 91. Configuration parte 1



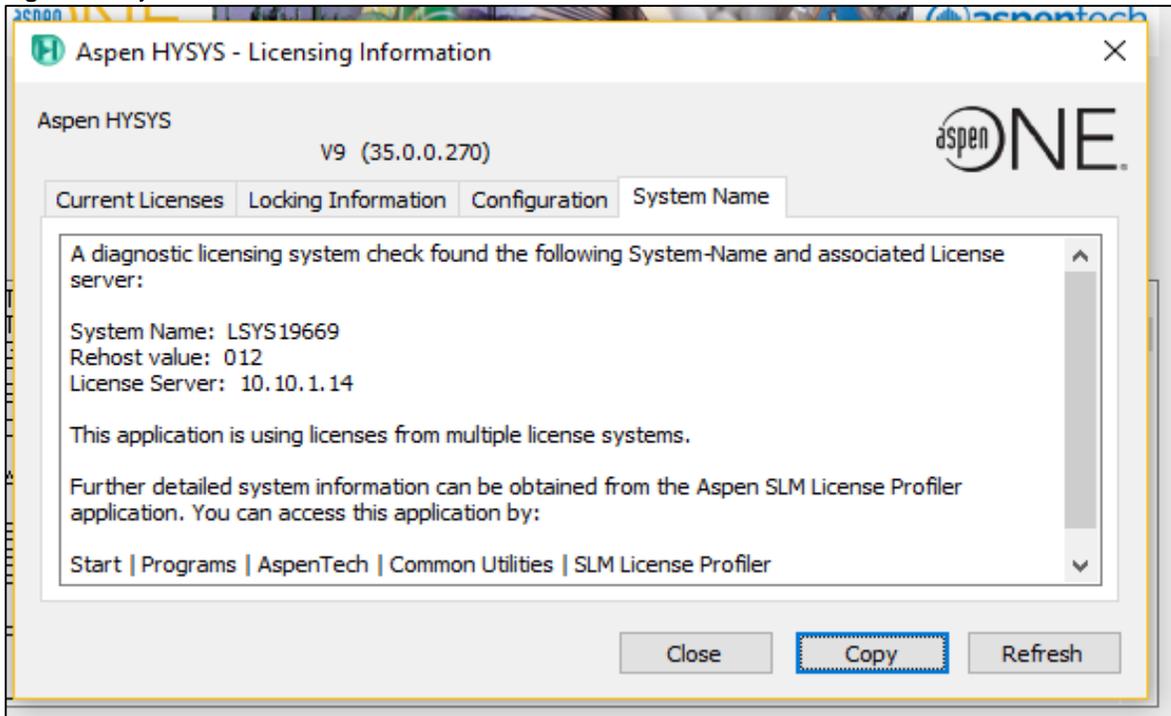
Fuente: Aspen HYSYS

Figura 92. Configuration parte 2



Fuente: Aspen HYSYS

Figura 93. System Name



Fuente: Aspen HYSYS