

Julio 2020

ESTUDIO TÉCNICO PARA EL PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA
SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

REPÚBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía



ESTUDIO TÉCNICO PARA EL PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Bogotá D.C, Julio de 2020

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	10
1 Perspectivas de oferta de gas natural	13
1.1 Historia del Gas Natural	14
1.2 Reservas de Gas Natural	14
1.3 Escenarios de incorporación de reservas	17
1.4 Declaración de producción.....	19
1.5 Expectativas de Oferta en el corto y mediano plazo	24
1.1 Escenarios de oferta de gas natural para elaboración de los balances	26
2 Proyecciones de demanda	27
2.1 Contexto actual	27
2.1.1 Demografía	29
2.1.2 Crecimiento económico.....	30
2.1.3 Precios	30
2.2 Escenario medio de proyección de demanda de gas natural	31
2.2.1 Proyección de demanda sector no termoeléctrico	31
2.2.2 Proyección de demanda del sector termoeléctrico	32
2.2.3 Agregado de la proyección de demanda por sectores de consumo	42
2.3 Escenarios de demanda de gas natural en los sectores de consumo final, Plan Energético Nacional (PEN)	44
2.3.1 Escenario 266	45
2.3.2 Escenario Nuevas Apuestas	46
3 Balance	47
3.1 Balance Nacional	47
3.1.1 Balance1: Escenario de Oferta 1 y Escenario medio de proyección de demanda.....	47
3.1.2 Balance 2: Escenario de oferta 2 y Escenario medio de proyección de demanda.....	48
3.1.3 Balance 3: Escenario de oferta 3 y Escenario medio de proyección de demanda.....	49
3.2 Balance Regional	51
3.2.1 Balance Regional Costa Atlántica.....	51
3.2.2 Balance Interior.....	52
4 Precios de gas natural	53
4.1 Precios de oferta	53
4.2 Precios de importación gas natural	54
4.3 Escenarios de precios internacionales.....	56
5 Modelo principal de transporte	59
5.1 Descripción del modelo	59
5.1.1 Distribución nodal de la oferta.....	60
5.1.2 Distribución nodal de la demanda.....	63
5.1.3 Sistema troncal de transporte	66
5.2 Metodología aplicada y proyección de flujos de las obras resultantes.	67
5.2.1 Proyección de flujos de transporte de gas natural	69

6	Modelo de precios nacionales.....	80
7	Confiabilidad.....	83
7.1	Indisponibilidad en los gasoductos.....	83
7.2	Indisponibilidad de los campos de producción.....	86
7.3	Demanda desabastecida esperada.....	86
8	Beneficiarios.....	88
8.1	Reverso Ballena – Barrancabermeja.....	89
8.2	Reverso Barranquilla – Ballena.....	91
8.3	Planta de Regasificación de Buenaventura.....	94
8.4	Gasoducto Buenaventura-Yumbo.....	96
8.5	Bidireccionalidad Yumbo - Vasconia.....	99
8.6	Gasoducto Mariquita-Gualanday.....	101
9	Costo financiero y beneficios.....	105
9.1	Supuestos de los costos de inversión.....	105
9.2	Comparación de financiación de las obras.....	107
9.2.2	Nueva interconexión Costa Caribe - Interior para el año 2029.....	112
9.2.3	Resumen de obras de infraestructura.....	116
9.3	Relaciones beneficio costo.....	117
10	Costo de arrepentimiento.....	126
10.1	Costos de arrepentimiento.....	126
10.1.1	Comparación de casos de análisis.....	126
11	Conclusiones y Recomendaciones.....	136
ANEXO 1	138

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1 Fuente de información por recurso.....	18
Tabla 1-2. Campos distribuidos por Cuenca	22
Tabla 2-1 Comparación de las incertidumbres frente a los años de corte	37
Tabla 2-2. Tasas de crecimiento anual promedio por sector de consumo, sept. 2019	42
Tabla 5-1 Distribución por campo de la oferta de gas natural proyectada	60
Tabla 5-2 Distribución nodal de la demanda media de gas natural (2019-45)	63
Tabla 5-3 Características de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural.	66
Tabla 8-1 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad del Reverso Barrancabermeja – Ballena	90
Tabla 8-2 Proyección de volumen transportado por Reverso Barrancabermeja - Ballena a las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad.	91
Tabla 8-3 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad del Reverso Barranquilla - Ballena.	93
Tabla 8-4 Proyección de volumen transportado por Reverso Barranquilla - Ballena a las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad.....	93
Tabla 8-5 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad de la Planta Regasificadora de Buenaventura	95
Tabla 8-6 Proyección de volumen producido por Planta Regasificadora de Buenaventura y consumido por las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad.	96
Tabla 8-7 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad en el Gasoducto Buenaventura-Yumbo.....	98
Tabla 8-8 Proyección de volumen transportado por el Gasoducto Buenaventura - Yumbo y consumido por las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad.	98
Tabla 8-9 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad en el Reverso Yumbo - Vasconia.....	100
Tabla 8-10 Proyección de volumen transportado por el Reverso Yumbo - Vasconia y consumido por las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad	101
Tabla 8-11 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad en el Gasoducto Mariquita- Gualanday	103
Tabla 8-12 Proyección de volumen transportado por Gasoducto Mariquita- Gualanday y consumido por las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad.	103

Tabla 9-1 Estimación del costo de inversión para la planta de regasificación de Buenaventura.	106
Tabla 9-2 Comparación del Valor Presente del Costo Total del servicio de gas natural para las alternativas de importación.	112
Tabla 9-3 Comparación del Valor Presente del Costo Total del servicio de gas natural para las alternativas de expansión de la capacidad de transporte Costa Atlántica – Interior...	116
Tabla 9-4 Resumen de obras de infraestructura propuestas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.....	116
Tabla 9-5 Beneficios de acuerdo a costo de racionamiento.....	122
Tabla 9-6 Valoraciones del beneficio si se recurre al sustituto.....	123
Tabla 9-7 Valores descontados del uso del gas.....	124
Tabla 9-8 Relaciones Beneficio Costo para la Planta de Regasificación de Buenaventura y obras asociadas.....	124
Tabla 9-9 Beneficios y costos de los demás IPATS.....	125
Tabla 9-10 Beneficios y costos de los demás IPATS bajo sustituto.....	125
Tabla 10-1 Combinación de posibilidades futuras de oferta e infraestructura de suministro.....	127
Tabla 10-2. Costos asociados a la infraestructura para la oferta base proyectada y oferta base efectiva.....	128
Tabla 10-3 Costos asociados a la infraestructura para la oferta base proyectada y oferta alta efectiva (cuadrante b).....	130
Tabla 10-4 Costos asociados a la infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta alta efectiva (cuadrante d).....	132
Tabla 10-5 Costos asociados a la infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta base efectiva (cuadrante c).....	133
Tabla 10-6 Comparación de costos de arrepentimiento.....	134
Tabla 10-7 Comparación de arrepentimientos bajo costo de sustituto.....	135

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1 Histórico de consumo de Gas Natural	14
Gráfica 1-2 Reservas Gas Natural.....	15
Gráfica 1-3 Reservas de gas natural por cuenca	16
Gráfica 1-4 Reservas probadas [Dic 2018] & Declaración de Producción 2019-28	16
Gráfica 1-5. Escenarios oferta gas natural 2019-2040	19
Gráfica 1-6 Declaración de producción por componente	21
Gráfica 1-7 Declaración de producción por cuenca.....	22
Gráfica 1-8 Comparación declaración de producción 2018 - 2027 & 2019 – 2028	24
Gráfica 1-9. Expectativas de oferta en corto y mediano plazo	26
Gráfica 2-1. Evolución del crecimiento de demanda por sectores de consumo.....	27
Gráfica 2-2. Evolución demanda por regiones de consumo.....	28
Gráfica 2-3. Evolución del consumo de gas natural 1996 – 2019	29
Gráfica 2-4. Índice de Seguimiento a la economía, sector Manufacturero.....	31
Gráfica 2-5. Caudales Afluentes.....	35
Gráfica 2-6. Predicción del Niño para diferentes años de corte	37
Gráfica 2-7. Proyección ONI.....	38
Gráfica 2-8. Series ONI generadas por el modelo de predicción.	38
Gráfica 2-9. Hidrología correspondiente al ONI promedio.....	40
Gráfica 2-10. Proyección sector termoeléctrico escenario estocástico	41
Gráfica 2-11. Escenario medio proyección de demanda, sept. 2019	42
Gráfica 2-12. Evolución índice de precios gas natural sector industrial	43
Gráfica 2-13. Suscriptores gas natural sector residencial	43
Gráfica 2-14. Evolución demanda de gas natural en sectores de consumo final escenario 266.....	45
Gráfica 2-15. Evolución demanda de gas natural en sectores de consumo final escenario Nuevas Apuestas.....	46
Gráfica 3-1 Balance 1: Escenario de Oferta 1 y Escenario medio de proyección de demanda	48
Gráfica 3-2 Balance 2: Escenario de oferta 2 y Escenario medio de Proyección de demanda	49
Gráfica 3-3 Balance 3: Escenario de oferta 3 y Escenario medio de proyección de demanda	50
Gráfica 3-4 Balance Regional Costa	51
Gráfica 3-5 Balance Regional Interior.....	52

Gráfica 4-1 Evolución del volumen transado internacionalmente de gas natural.....	53
Gráfica 4-2 Evolución histórica de los precios internacionales de gas natural.....	53
Gráfica 4-3 Recorridos de Importación GNL, Sabine Pass – Cartagena / Buenaventura. .	54
Gráfica 4-4 Proyección de precios de importación de gas natural puesto en Cartagena...	55
Gráfica 4-5 Sensibilidades del precio de importación de Cartagena. El escenario alto es alto crecimiento económico y el bajo es bajo crecimiento económico.	56
Gráfica 4-6 Impacto en la tarifa residencial de los escenarios del precio del LNG.	57
Gráfica 4-7 Componentes de la Tarifa residencial de los escenarios del precio del LNG. .	58
Gráfica 5-1 Curvas sectoriales de carga horaria de gas natural	67
Gráfica 5-2 Proyección del flujo entre la Costa Atlántica y el Interior del País.....	69
Gráfica 5-3 Flujo Ballena- Barrancabermeja bajo diferentes condiciones de falla	71
Gráfica 5-4 Proyección de flujo en el tramo Ballena -> Barranquilla	72
Gráfica 5-5 Proyección de flujo en el tramo Ballena > Barranquilla bajo falla de algunos elementos del sistema.....	72
Gráfica 5-6 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo Mariquita - Ibagué	73
Gráfica 5-7 Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Yumbo	76
Gráfica 5-8 Proyección de flujo de gas natural entre Yumbo y Cerrito.....	76
Gráfica 5-9. Proyección de flujo de gas natural entre Padua y Mariquita	77
Gráfica 5-10 Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Yumbo bajo condiciones de falla de algunos elementos del sistema.....	77
Gráfica 5-11. Proyección de flujo de gas natural en el ramal Jamundí	79
Gráfica 5-12 Flujo en el ramal Jamundí bajo condiciones de fallas	79
Gráfica 6-1 Precios en boca de pozo de algunos nodos.....	82
Gráfica 7-1 Indisponibilidades históricas de los elementos de la red	84
Gráfica 7-2 Anomalías de temperatura en el Océano Pacífico	85
Gráfica 7-3 Demanda desabastecida esperada en relación con la demanda nacional.....	87
Gráfica 8-1 Proyección de flujo en el Gasoducto Ballena – Barrancabermeja. (a) Flujo (b) Utilización en el tiempo.....	89
Gráfica 8-2 Proyección de flujo en el Gasoducto Ballena – Barranquilla (a) Flujo (b) Utilización	92
Gráfica 8-3 Proyección de Producción en la Planta Regasificadora de Buenaventura (a) Flujo (b) Utilización	94
Gráfica 8-4 Proyección de flujo en el Gasoducto Buenaventura – Yumbo (a) Flujo (b) Utilización	97
Gráfica 8-5 Proyección de flujo en el Reverso Yumbo – Vasconia (a) Flujo (b) Utilización	99
Gráfica 8-6 Proyección de flujo en el Gasoducto Mariquita- Gualanday (a) Flujo (b) Utilización	102

Gráfica 9-1 Estimación de costos de gasoductos.....	106
Gráfica 9-2 Estimación de costos de sistemas de compresión	107
Gráfica 9-3 Comparación de la tarifa media nacional del servicio de gas natural para las alternativas de importación.....	109
Gráfica 9-4 Comparación del valor esperado de demanda no abastecida de gas natural para las potenciales alternativas de importación	110
Gráfica 9-5 Comparación de la tarifa media nacional del servicio de gas natural para las alternativas de interconexión Costa Atlántica - Interior	113
Gráfica 9-6 Comparación del valor esperado de demanda no abastecida de gas natural para las alternativas interconexión Costa Atlántica – Interior	114
Gráfica 9-7 Comparación de flujos comprometidos por falla de los elementos del sistema de gas natural para las alternativas de interconexión Costa Atlántica – Interior	115
Gráfica 9-8 Perfiles de producción (uso) de la Planta de Buenaventura ante los diferentes escenarios	119
Gráfica 9-9 rango del uso de Buenaventura.....	119
Gráfica 9-10 Consumo sectorial de la planta de Buenaventura	120
Gráfica 9-11 Costos de racionamiento. Ponderación por sector.	121
Gráfica 9-12 Costos de racionamiento esperados para cada escenario.....	122
Gráfica 9-13 Costos de sustituto esperados para cada escenario.....	123
Gráfica 10-1 Balance e infraestructura para la oferta base proyectada y oferta base efectiva (cuadrante a)	128
Gráfica 10-2 Balance e infraestructura para la oferta base proyectada y oferta alta efectiva (cuadrante b)	129
Gráfica 10-3 Comparación del Valor Esperado de Demanda Desabastecida para las ofertas Base (Media) y Alta	130
Gráfica 10-4. Balance e infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta alta efectiva (cuadrante d)	131
Gráfica 10-5 Balance e infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta media efectiva (cuadrante c).....	133
Gráfica 10-6 Balance e infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta media efectiva (cuadrante c).....	134

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 2-1 Calentamiento del Mar área centro-este del Océano Pacífico.....	35
Ilustración 5-1 Sistema Nacional de Transporte agregado.....	62
Ilustración 5-2 Alternativas de para superar la limitación de capacidad de Ballena-Barranca	70
Ilustración 5-3 Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Mariquita – Gualanday	74
Ilustración 5-4 Esquema de Infraestructura de los gasoductos Buenaventura – Yumbo – Vasconia.....	75
Ilustración 5-5. Requerimiento de Infraestructura ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí.....	78
Ilustración 6-1 Esquema de establecimiento del precio del gas a nivel nacional	80
Ilustración 6-2. Diagrama de flujo para establecer los precios a nivel nacional	81
Ilustración 7-1 Flujos comprometidos con y sin la Planta de Buenaventura, febrero de 2024	86
Ilustración 9-1 Opciones geográficas de importación de gas natural evaluadas para el año 2027.....	108
Ilustración 9-2 Comparación de flujos comprometidos para falla de los elementos del sistema de gas natural para las potenciales alternativas de importación.....	111

INTRODUCCIÓN

Con la expedición del Decreto 2345 de 2015 y con base en los lineamientos planteados por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 40052 de 2016, la Unidad de Planeación Minero–Energética pone a consideración del Ministerio y del sector en general el Plan de Abastecimiento de Gas Natural Versión 2019, que incluye entre otros aspectos los proyectos que se consideran necesarios para alcanzar los objetivos mencionado en el Decreto 2345, y en general una visión prospectiva de la potencial evolución del sistema en sus precios y cantidades.

Desde el lado de la oferta de gas natural, en el análisis se han incorporado hechos nuevos del mercado de gas que inciden en el proceso de planeamiento, lo que genera un panorama más optimista frente a lo considerado en versiones anteriores y tienen implicaciones de interés en las obras que finalmente se recomiendan en el Plan.

Es así como hoy es posible tener en cuenta importantes expectativas de oferta de gas natural, que a largo plazo podrían llegar a integrar la curva de oferta de gas natural del país, y dar señales frente a la fecha de puesta en operación efectiva de infraestructura propuesta, y por ende, velar por el abastecimiento y la confiabilidad del sistema. Para mitigar las incertidumbres del lado de la oferta, la UPME junto con los agentes productores estudió las necesidades particulares de algunos campos para que nueva producción nacional pueda ser declarada oficialmente y para establecer fechas aproximadas en las cuales podría estar disponible para el sistema. Este ejercicio incorpora volúmenes de gas natural que no se encuentran incluidos en la declaración de producción pero que superando circunstancias o cumpliéndose las actividades necesarias para ello, pueden estar disponibles en el corto, mediano o largo plazo.

Adicionalmente, se espera la incorporación de nuevos volúmenes de gas natural con la asignación de bloques OffShore y Onshore como resultado de los Procesos Permanentes de Asignación de Áreas actualmente liderados por la ANH, y volúmenes adicionales provenientes de Yacimientos No Convencionales.

Del lado de la demanda, también se realizó un trabajo con los agentes del sector con el objeto de compartir conocimientos y obtener de primera mano la visión del comportamiento de la demanda en el mediano plazo, por su parte, la UPME ha realizado ajustes al modelo de proyección de la demanda del sector termoeléctrico que en épocas de niño le causa estrés al sistema nacional de gas natural.

Conviene destacar las expectativas de mayores consumos derivados de los nuevos proyectos del sector termoeléctrico como resultado de la subasta del cargo por confiabilidad para atender Obligaciones de Energía en Firme, así como las expectativas y mayores consumos en transporte masivo y de la industria en general. Desde el punto de vista de generación eléctrica hay más capacidad instalada y se tienen expectativas de incremento en los despachos producto de la penetración de renovables.

El Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural aquí presentado, constituye un instrumento de planeación que proporciona una evaluación sobre disponibilidad de oferta y el crecimiento de la demanda de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, brindando mayor certidumbre sobre los proyectos de infraestructura en

suministro y transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión. Para su elaboración, se ha contado con la mejor información disponible en las diferentes variables utilizadas de oferta, demanda, precios, entre otras.

Sin embargo, aun así, persisten incertidumbres tanto en oferta como en demanda, que dificultan la labor de planeamiento y aconsejan, en unos casos, anticipar decisiones respecto a los proyectos que se consideran fundamentales para la seguridad del suministro, como la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, y en otros casos, iniciar el estudio a nivel de ingeniería conceptual de proyectos como la expansión Noroccidental del Sistema de Transporte Nacional, que se vislumbra en el mediano plazo como una obra de infraestructura necesaria para el abastecimiento y confiabilidad conforme preliminares de los ejercicios de planeación realizados por la UPME.

Con todo lo expuesto anteriormente, este Plan ratifica las obras adoptadas mediante Resolución 40006 de 2018 y que deben ejecutarse para entrar en operación en los próximos 10 años con el fin de asegurar el abastecimiento y garantizar la confiabilidad del sector de gas natural en el mediano plazo en el país. Las obras que se ratifican son: i) La Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y toda la infraestructura necesaria para transportar dicho gas al Suroccidente y resto del país; ii) La infraestructura necesaria para asegurar el transporte de gas proveniente de los nuevos hallazgos del Valle Inferior del Magdalena y de la Planta de Regasificación de la Costa Atlántica, como lo es una Bidireccionalidad en el tramo Barranquilla - Ballena; iii) La infraestructura necesaria para asegurar el transporte Bidireccional en el tramo Barrancabermeja – Ballena; iv) Los refuerzos de transporte entre Mariquita y Gualanday necesarios para asegurar el abastecimiento de gas natural a la región Tolima Grande; y v) Los refuerzos de transporte necesarios para asegurar el transporte de gas a la región aguas abajo del ramal Jamundí.

En cuanto a la conveniencia de la Infraestructura de Importación frente a la materialización de éstos recursos prospectivos, la UPME realizó un ejercicio de *costo de arrepentimiento* en donde se comparó cuál sería el costo de inversión, de racionamiento y de la sustitución de gas natural, en el cual incurre el país por disponer de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y obras asociadas para llevar el gas hasta el interior del país, frente a el desarrollo de infraestructura para la incorporación del gas natural del offshore. Esto es el arrepentimiento en MUSD, de disponer o no de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico contra el costo de realizar o no las obras necesarias de infraestructura de transporte para materializar las expectativas del gas nacional (Offshore y Valle Inferior del Magdalena).

Como resultado de este ejercicio, se obtiene que el *Costo de Arrepentimiento* es menor si se construye la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y se llegasen a materializar las expectativas de gas nacional, frente a la adecuación de la infraestructura de transporte existente y la no materialización de las expectativas de gas nacional.

Ahora bien, con respecto a la ubicación de la infraestructura de importación, conforme con los análisis realizados por la UPME, se concluyó que la mejor ubicación de la infraestructura de importación es la bahía de Buenaventura por motivos de confiabilidad ya que permite la diversificación de las fuentes de producción y relaja el sistema nacional de transporte. Adicionalmente esta ubicación representa menores costos económicos contra una ampliación de la Terminal de Cartagena para la atención de toda la demanda nacional.

Sobre este documento, es importante mencionar que la fecha de corte de la información insumo para los análisis corresponde al mes de diciembre de 2019 en consecuencia con el documento publicado a comenterios en el mes de enero de 2020. La actualización de esta información se hará en una próxima versión de este documento.

1 Perspectivas de oferta de gas natural

Desde el lado de la oferta de gas natural, en el análisis se han incorporado hechos nuevos del mercado de gas que inciden en el proceso de planeamiento, lo que genera un panorama más optimista frente a lo considerado en versiones anteriores y tiene implicaciones de interés en las obras que finalmente se recomendarán.

Es así como hoy el sector de gas natural debe tener en cuenta situaciones que, si bien aún no se han materializado como reservas de gas natural, generan expectativas que a largo plazo podrían llegar a integrar la curva de oferta de gas natural del país y dan señales para la ubicación de infraestructura que permita asegurar el abasteciendo y la confiabilidad del sistema. Entre los hechos más relevantes se encuentran los siguientes:

i) La UPME durante el 2019 realizó un análisis para identificar posibles volúmenes de gas natural que no se encuentran incluidos en la Declaración de Producción, del Ministerio de Minas y Energía, pero que superando requerimientos particulares pueden estar disponibles en el corto, mediano o largo plazo para formar parte de la curva de oferta de gas natural. Este análisis se realiza con información de las empresas productoras o potenciales productoras de gas natural y se puede concluir que las principales corrientes adicionales de gas natural se encuentran en las cuencas del Valle Medio y Valle Inferior del Magdalena.

ii) La Agencia Nacional de Hidrocarburos expidió el Acuerdo No. 2 de 2019, mediante el cual aprobó el Proyecto de Términos de Referencia para el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA). Durante la primera fase del proceso se tuvo como resultado la firma de 11 contratos, es de resaltar que en los bloques asignados se encuentran bloques con vocación de gas natural como el bloque Offshore GUA OFF 10 y el bloque Continental VIM 22. En la segunda fase del Proceso de Asignación Permanente se asignaron tres bloques adicionales con vocación gasífera.

iii) La Agencia Nacional de Hidrocarburos finalizó el proceso de conversión de cinco contratos de evaluación técnica a Contratos Offshore de Exploración y Producción de Hidrocarburos en los cuales se han presentado hallazgos importantes en recursos de gas natural.

iv) El Consejo de Estado aclaró el alcance de la decisión que mantuvo la suspensión provisional de las normas que regulan la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales a través de estimulación hidráulica, por cuanto la decisión no impide la realización de proyectos piloto de investigación, pruebas que fueron recomendadas por la Comisión de Expertos¹.

Conforme con lo establecido en Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, el Plan de Abastecimiento de gas natural deberá tener en cuenta entre otras, la información de reservas de la ANH y la declaración de producción de gas natural. A continuación, se

¹Conforme con alcance manifestado por el Consejo de Estado sobre la medida cautelar de la suspensión provisional del Decreto 3004 de 26 de noviembre de 2013 y de la Resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, el Consejo de Estado aclaró que la medida cautelar no impide la realización de proyectos piloto integrales de investigación (PPII).

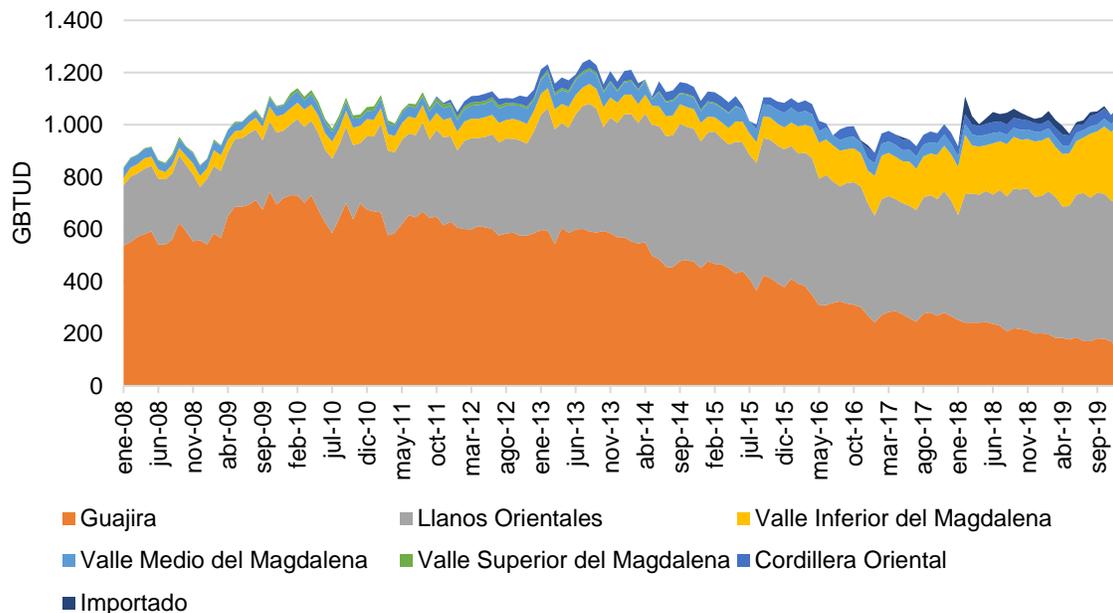
presenta el comportamiento de la producción de gas natural, las reservas, la Declaración de Producción y se definen posibles escenarios que son insumo para el análisis.

1.1 Historia del Gas Natural

En lo corrido de la década, el país mantuvo un suministro promedio de 1,052 GBTUD, registrando el máximo nivel de producción promedio de 1,250.9 GBTUD en agosto de 2013. En los años 2016-17, con ocasión de los altos aportes hidrológicos que han abastecido el sistema eléctrico nacional, el consumo de gas se ha reducido sustancialmente. La Gráfica 1-1 muestra la evolución de la oferta nacional de gas natural de los últimos años por cuenca.

En el año 2019 el 52.59% de la oferta provino de los campos de los Llanos Orientales, mientras los campos de La Guajira aportaron 17.34% y los campos del VIM aportaron un 22.08%. El suministro restante fue aportado por campos menores ubicados tanto en el Interior del país como en la Región Caribe. Como se observa en dicha gráfica, los campos de los Llanos y Valle Inferior del Magdalena han ido aumentando sus aportes, mientras los de La Guajira lo reducen paulatinamente.

Gráfica 1-1 Histórico de consumo de Gas Natural

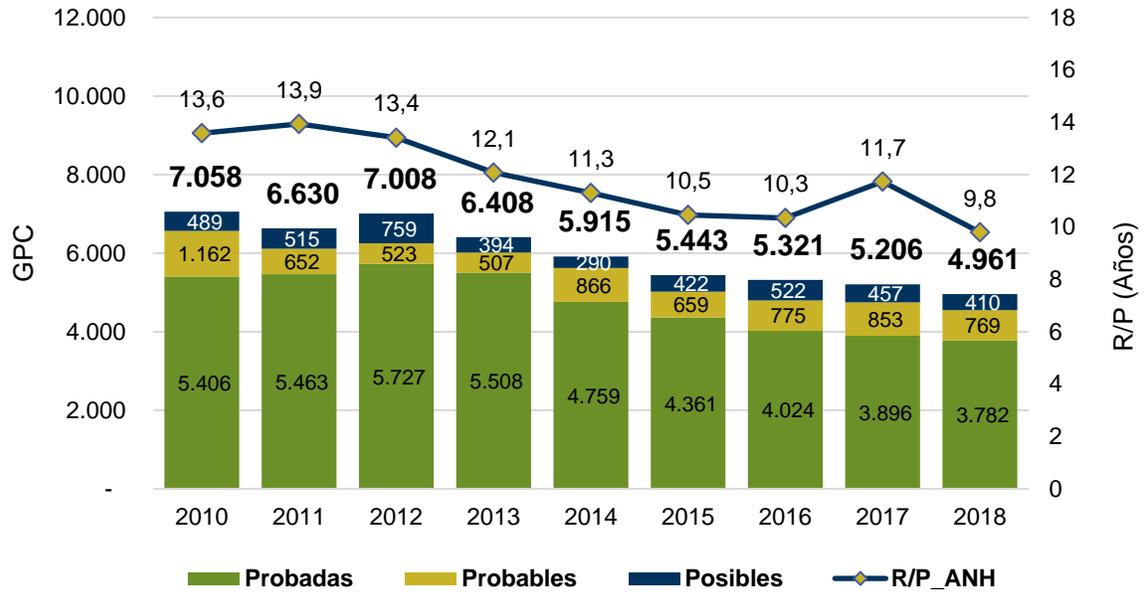


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

1.2 Reservas de Gas Natural

De acuerdo con la información suministrada por la ANH, a 31 de diciembre de 2018, se contabilizaron 4.9 Terapiés cúbicos (TPC), de los cuales 3.78 TPC corresponden a reservas probadas; 0.77 TPC a reservas probables y 0.41 TPC a reservas posibles. La evolución se detalla en la siguiente gráfica.

Gráfica 1-2 Reservas Gas Natural



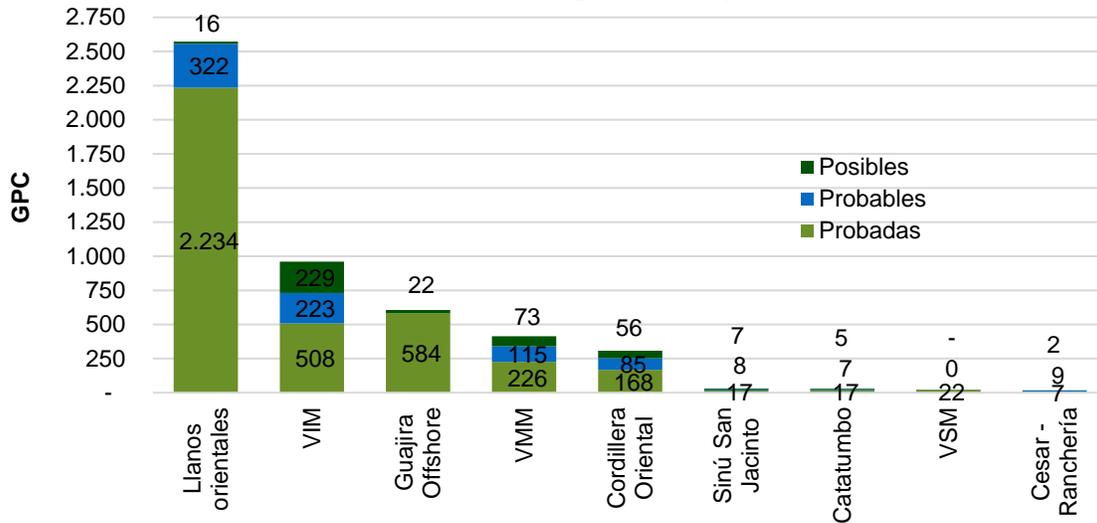
Fuente: ANH. Cálculos: UPME

En cuanto a la variación, las reservas totales disminuyeron un 4.7% con respecto a los valores de 2017, las reservas probadas disminuyeron un 3% y las reservas probables y posibles alrededor del 10% respectivamente. Con estos valores y partiendo de una producción de gas en el año 2018, equivalente a 386 millones de giga pies cúbicos, se calcula una relación reservas / producción² de 9.8 años.

En cuanto a la localización de las reservas, es de resaltar la posición de la cuenca de los Llanos Orientales la cual cuenta con el 60% de reservas probadas, las siguientes cuencas con mayor acumulación son La Guajira con un 15.4% y el Valle Inferior del Magdalena con 13.4%.

²La relación reservas producción es el resultado de dividir las reservas remanentes a una fecha entre la producción de un periodo. Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.

Gráfica 1-3 Reservas de gas natural por cuenca

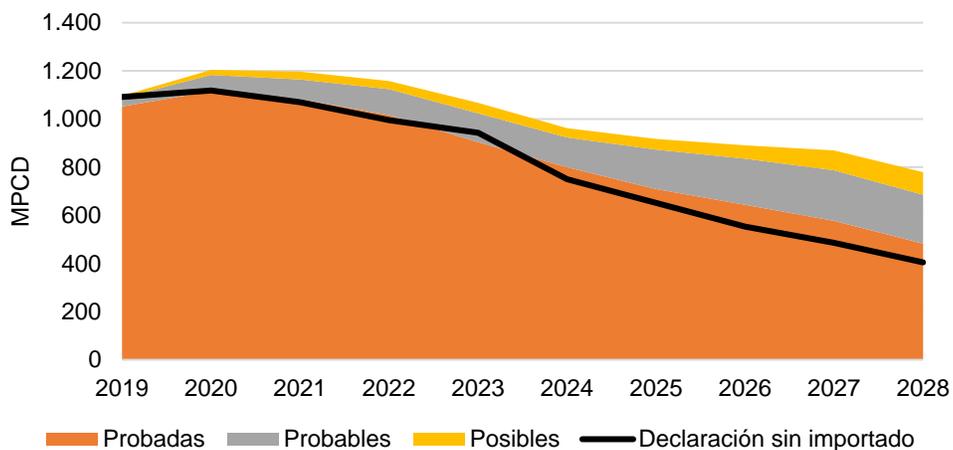


Fuente: ANH. Cálculos: UPME

En general, las reservas de hidrocarburos son clasificadas según el nivel de certidumbre respecto a su posibilidad de ser explotables y comercializables, y son categorizadas según la madurez del proyecto. Estas se componen por reservas probadas, cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación, mientras las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones futuras del mercado y de desarrollo de los yacimientos.

En la siguiente gráfica se presenta la comparación de las reservas probadas a corte 31 de diciembre de 2018 con la declaración de producción 2019-2028, en donde se puede observar que en la primera mitad del período de análisis la declaración de producción se ajusta con la reservas probadas y para la segunda mitad del período la disminución de la declaración de producción frente a la reservas probadas se debe a la declinación del potencial de producción disponible de la cuenca de los Llanos Orientales, tal como se presenta en la Gráfica 1-4.

Gráfica 1-4 Reservas probadas [Dic 2018] & Declaración de Producción 2019-28



Fuente: ANH, MME. Cálculos: UPME

1.3 Escenarios de incorporación de reservas

La UPME ha realizado la evaluación y propuesta de adición de reservas de las diversas cuencas del país, con base al Informe de Recursos y Reservas 2017 y actualizado posteriormente con el mismo informe pero del año 2018.

Para llevar a cabo el análisis y valoración de oportunidades para añadir reservas, inicialmente se estudió la realidad de la industria petrolera en el entorno nacional e internacional y se realizaron encuestas a diferentes actores de la industria. Seguidamente, se realizó en detalle la valoración de cada cuenca desde la potencialidad exploratoria hasta la realización de proyectos de recuperación mejorada, y se plantearon los escenarios de producción.

Del análisis realizado se desprende un importante potencial que tiene el país para mantener niveles de producción o incrementarlos, si se afrontan y superan los factores críticos, que de manera general y particular, afectan este potencial de hidrocarburos.

Análisis de factores críticos. Los factores críticos de éxito considerados para evaluar cuáles son los mayores obstáculos a vencer para la adición de reservas de Petróleo y Gas fueron objeto de la opinión de 56 encuestados, entre los cuales se incluyeron consultores expertos, empresas operadoras, gremios y gobierno. De acuerdo con los resultados, se escogieron los factores que se evalúan en los diferentes escenarios de adición de reservas y producción.

Los resultados plantean como los temas críticos a solucionar el **entorno social**, con casi un 90% respondido como factor alto por la muestra de encuestados, seguido por la **actividad exploratoria**, si no hay actividad las probabilidades de disponer de nuevos volúmenes no existe.

Así mismo, la existencia de hidrocarburos en rocas generadoras de la calidad y potencial de las formaciones La Luna y Tablazo, ponen en tercer y cuarto lugar de prioridad dentro de los factores críticos los **aspectos ambientales** y el desarrollo de los **Yacimientos No Convencionales**, en donde la prueba que se discute en la actualidad es de la mayor importancia para la industria.

Escenarios de producción de gas. Antes de definir los escenarios, se realizó un análisis de los volúmenes máximos potenciales que podrían añadirse para cada una de las cuencas sedimentarias hasta el año 2044, a través de cada uno de los tipos de recursos según la clasificación PRMS³ de la SPE.

En la siguiente tabla se presenta la fuente de información de cada tipo de recurso usado para la estimación de los escenarios.

³ Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS). Es un sistema desarrollado para una definición, clasificación y estimación consistentes y confiables de los recursos de hidrocarburos

Tabla 1-1 Fuente de información por recurso

Tipo de Recurso	Fuente de Información
Reservas probadas, probables y posibles de gas	ANH IRR 2018
Recursos Contingentes de gas	ANH IRR 2018
Recursos prospectivos aún por descubrir (YTF) de gas	Para cada cuenca se escogió el estudio de YTF que ha sido más acertado, realizado por diferentes entidades en diferentes años: ANH, UIS, Ecopetrol, GEMS
Recursos Offshore de gas	Consultores expertos e información de las empresas.
Recursos No Convencionales de gas	Consultores expertos e información de las empresas

Fuente: UPME

Después de realizado este análisis se definen los escenarios de acuerdo con las variables críticas:

Escenario Alto de oferta

El escenario alto de producción es una visión optimista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas incluyendo los aportes de los campos de hidrocarburos no convencionales y del "Offshore". Se estima que se podría tener producción de yacimientos no convencionales a partir del año 2021, y producción de gas proveniente de recursos costa afuera a partir del año 2024. Estos escenarios suponen que se superan las barreras ambientales y sociales, permitiendo una alta actividad exploratoria y el desarrollo del Fracking.

Escenario Medio de oferta

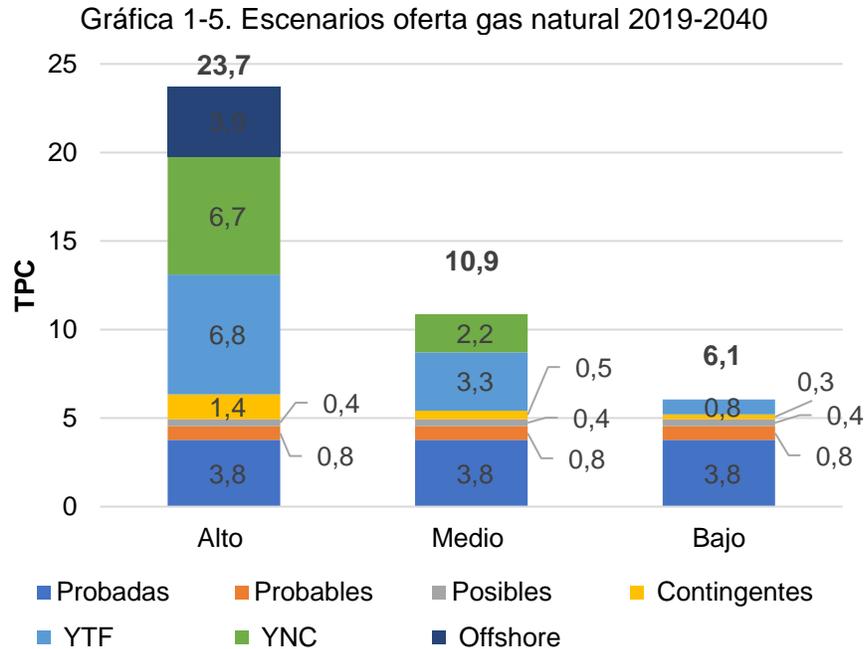
El escenario medio de producción de gas es una visión realista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas sin incluir posibles recursos provenientes del "Offshore", está basado en el desarrollo de recursos contingentes y en hallazgos de reservas más conservadoras. Los factores críticos relacionados con aspectos sociales y ambientales no permitirían una campaña exploratoria tan agresiva como el escenario alto, además no se desarrollarían los recursos "Offshore".

Escenario Bajo de oferta

El escenario bajo de producción de gas es una visión pesimista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas, se basa principalmente en el desarrollo de las reservas probadas, probables y posibles y los hallazgos de reservas de los descubrimientos planteados ya realizados en los Llanos y el Valle Medio del Magdalena. Los factores críticos serían una barrera que ocasionaría una actividad exploratoria casi nula.

De acuerdo con los datos presentados en el informe del Comité de Expertos de “Fracking”, los yacimientos no convencionales ubicados en las formaciones de La Luna y El Tablazo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, tendrían un potencial entre 2,400 MBPE a 7,400 MBPE de los cuales un 15% sería gas, es decir que el potencial de gas proveniente de YNC estaría entre 2.2 TPC y 6.7 TPC. Esta información se incluyó para construir los escenarios medio y alto respectivamente.

A continuación se presentan los volúmenes que se adicionarían a partir del año 2019 y hasta el año 2045 en cada uno de los escenarios planteados.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

1.4 Declaración de producción

La declaración de producción hace parte de la información que la normatividad incluye para la elaboración del Plan de Abastecimiento de gas natural, este reporte es realizado por los productores y productores comercializadores de gas natural, y permite evidenciar el potencial de producción en cada uno de los campos del país.

Para establecer el escenario base de oferta de gas natural, la UPME se basa en la información que los agentes productores reportan al Ministerio de Minas y Energía, conforme con lo establecido en el Decreto 2100 de 2011.

La declaración de producción está compuesta por los siguientes parámetros:

Producción comprometida de un productor - PC: Producción comprometida para la venta de un productor mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza. Se desagrega en producción comprometida mediante contratos de suministro de consumo interno, producción comprometida refinería de Barrancabermeja y producción comprometida refinería de Cartagena. Incluye el consumo propio de gas natural por parte de los productores, este consumo propio debe diferenciarse del gas de operación el cual

como se señala más adelante corresponde a las cantidades de gas natural que son requeridas para la operación y como tal son reportadas por los operadores de los campos.

Producción Total Disponible para la Venta- PTDV: Es la totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor-comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT. Este pronóstico considera el desarrollo de las reservas de gas natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro, y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas.

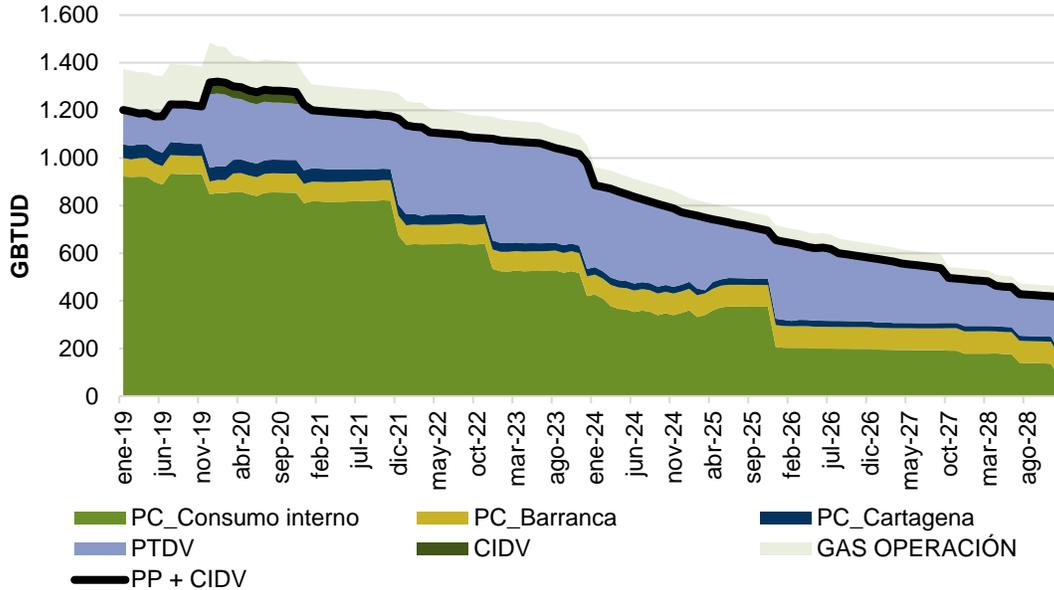
Cantidades Importadas Disponibles para la Venta para el Consumo Interno - CIDV: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un agente importador estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno, en un período determinado, a través de contratos de suministro.

Gas de Operación: Cantidades de gas natural requeridas para la operación del campo.

Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado - PP: Potencial de producción para atender los requerimientos de demanda, descontando el gas de operación. El PP es equivalente a la suma de PC + PTDV. Corresponde con el pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro, y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. El PP de un campo corresponde a la suma de la PC, la PTDV y el Gas Natural de Propiedad del Estado.

Mediante la Resolución 31146 del 14 de junio de 2019 el Ministerio de Minas y Energía publicó la Declaración de Producción para el periodo comprendido entre enero del año 2019 y diciembre del año 2028.

Gráfica 1-6 Declaración de producción por componente

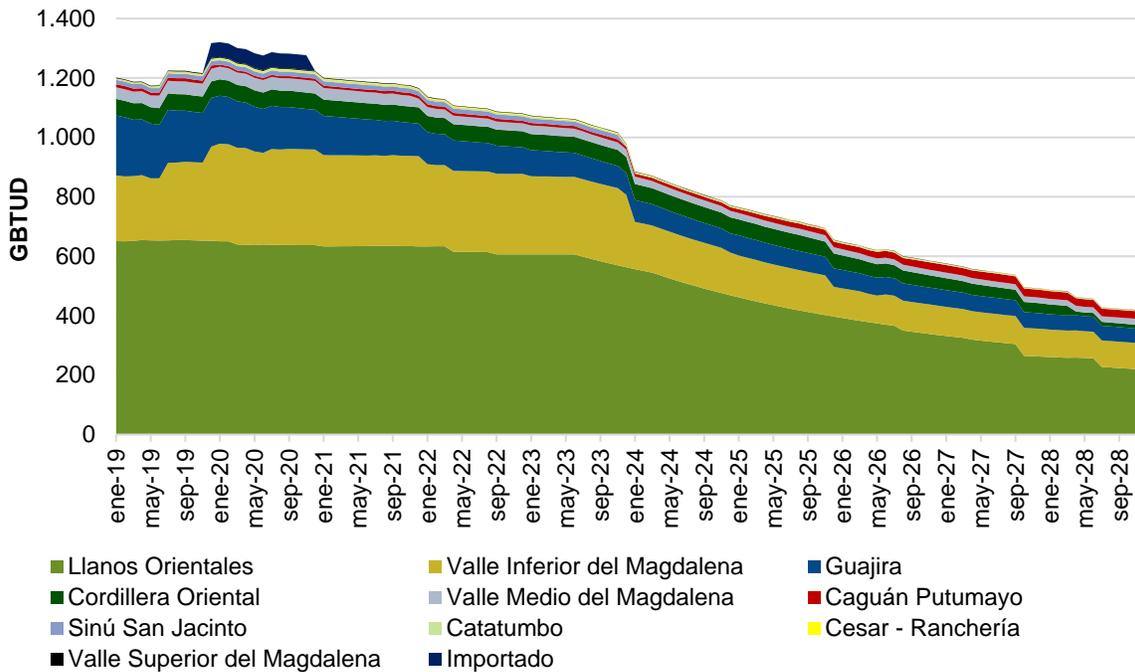


Fuente: MME. Cálculos: UPME.

La suma del potencial de producción y las cantidades importadas disponibles para la venta (PP + CIDV) se considera la oferta disponible para atender la demanda de los próximos 10 años. De acuerdo con los datos, ésta oferta presenta una tasa de declinación de 10.2% promedio año.

Los volúmenes reportados por los agentes en la Declaración de Producción se pueden agregar de acuerdo con cada una de las cuencas sedimentarias, lo que permite visualizar la distribución geográfica de la oferta en Colombia:

Gráfica 1-7 Declaración de producción por cuenca⁴



Fuente: MME. Cálculos: UPME

Las cuencas más importantes de acuerdo a los volúmenes declarados para los próximos 10 años, son Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena y La Guajira. Del volumen total que se podría producir en estos años, estas cuencas aportarían un 55.5%, 22% y 10.3% respectivamente. Es decir, en tres de las 10 cuencas se concentra un potencial equivalente al 87.7% del total.

El promedio de variación mensual del potencial de producción de la cuenca de los Llanos es -0.9%, para el Valle Inferior de Magdalena es -0.6% y para La Guajira es de -1.2%. Esto quiere decir que los volúmenes de las cuencas Llanos Orientales y La Guajira disminuyen a una tasa más rápida que los volúmenes de la cuenca Valle Inferior, este comportamiento está asociado con la tasa de declinación de los campos que componen cada cuenca.

Comparando la declaración de producción de 2019 con la del año 2018, se puede calcular que el periodo 2019 – 2028 presenta una disminución de 12 GBTUD en promedio por año, lo que representa una disminución del 0.2% también promedio año.

Los campos, agrupados por cuenca que participaron en la presente declaración de producción, exceptuando Caguán-Putumayo se encuentran en la Tabla 1-2.

Tabla 1-2. Campos distribuidos por Cuenca

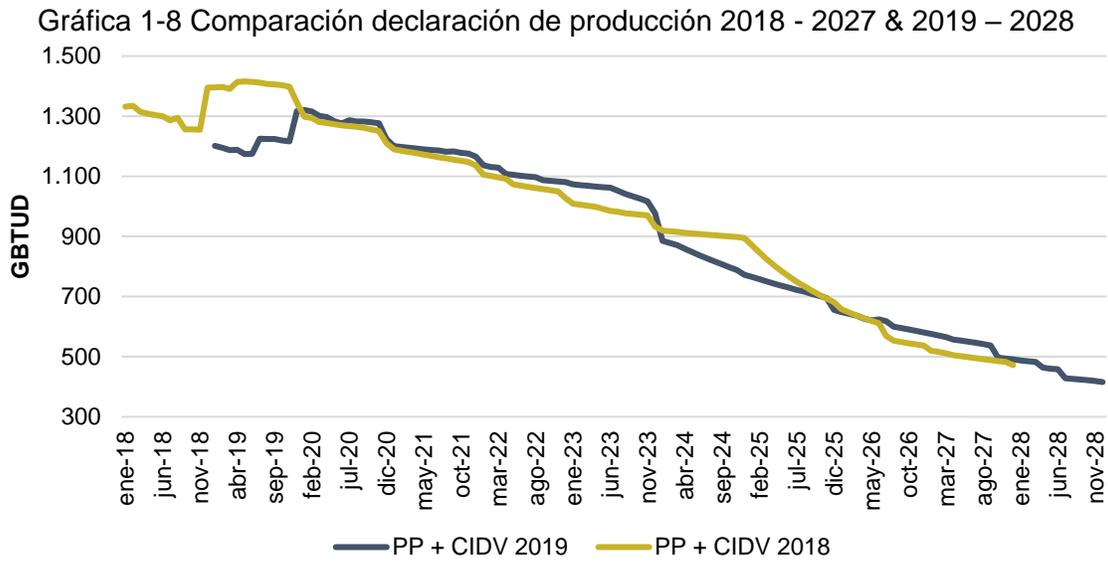
Cuenca	Campos
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú

⁴ La gráfica tiene en cuenta el Potencial de Producción más Cantidades Importadas Disponibles para la venta

Cuenca	Campos
Cesar – Ranchería	Compae, La Loma
Cordillera Oriental	Bolívar, Bonanza, Corrales, Gibraltar
Guajira Offshore	Ballena, Chuchupa
Llanos Orientales	Andina, Apiay, Ardilla, Avispa, Azor, Calona, Canaguay, Candelilla, Capachos, Carmentea, Caruto, Ceibo, Cobra, Corcel A, Corcel C, Corcel D, Corcel E, Cupiagua, Cupiagua Sur, Curito, Cusiana, Cusiana, Cusiana Norte, Espadarte, Floreña, Huron, Juape, Kananaskis, La Punta, Pauto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo, Santo Domingo Norte, Yaguazo, Yatay
Sinú San Jacinto	Bullerengue
Valle Inferior del Magdalena (VIM)	Arianna, Arjona, Bonga, Brevia, Cañaflecha, Cañahuate, Cañandonga, Capure, Clarinete & Oboe, Cotorra, El Difícil, Katana, La Creciente, Mamey, Manamo, Nelson Ciénaga de Oro, Nelson Porquero, Níspero, Palmer, Pandereta, Pedernalito, Toronja, Trombón
Valle Medio del Magdalena	Aguas Blancas, Caramelo, Corazón, Corazón West, Guaduas, La Cira Infantas, La Estancia, La Salina, Lisama, Llanito, Maná, Nutria, Opón, Palagua, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Rio Opia, Tesoro, Toposí, Toqui Toqui, Yarigui Cantagallo
Valle Superior Del Magdalena	Dina Cretaceo, Dina Norte, Dina Terciario, La Cañada Norte, Loma Larga, Tempranillo, Tempranillo Norte, Tenay

Fuente: MME. Cálculos: UPME.

En este análisis no participan todas las cuencas dados los problemas de calidad del gas, como es el caso de Caguán-Putumayo con alto contenido de dióxido de carbono y por tratarse de una cuenca aislada que por su calidad no estaría disponible para atender demanda nacional de gas natural.



Fuente: MME. Cálculos: UPME.

Esta disminución en los volúmenes con respecto a la declaración del 2018, es causada principalmente por los campos de las cuencas Valle Inferior del Magdalena, La Guajira y Valle Medio del Magdalena.

Sin embargo entre enero de 2020 y diciembre de 2023 en promedio mes, hay 48 GBTUD adicionales en la oferta esperada del 2019 en comparación con el año anterior. Estas diferencias se presentan gracias al aumento en el potencial declarado en el campo Cupiagua en la cuenca de los Llanos Orientales, y en campos del Valle Inferior del Magdalena como Nelson Ciénaga de Oro, El Difícil y Clarinete.

Para realizar el ejercicio de planeamiento se parte de un escenario de referencia con el cual se hacen los cálculos base de infraestructura y se derivan las diferentes sensibilidades que se utilizan en el Plan a la hora de determinar qué infraestructura se debe adecuar y cómo se debe garantizar el suministro del combustible y la confiabilidad del sistema. Razón por la cual en el caso de oferta es preferible tomar como referente al escenario más probable el cual como se mencionó antes, es la declaración de producción la cual se enmarca dentro de los volúmenes reportados por los agentes a la ANH como reservas probadas.

1.5 Expectativas de Oferta en el corto y mediano plazo

Como se señaló anteriormente, existen acciones concretas respecto al desarrollo de nuevas reservas. Por su parte, la UPME ha adelantado un estudio para identificar aquellas corrientes de gas natural que tienen posibilidad de ser inyectados al Sistema Nacional de Transporte y que no han sido declaradas al Ministerio de Minas y Energía. A continuación se reseña brevemente los resultados del trabajo logrado entre los productores y la UPME:

Lewis: Este operador manifestó poder entregar hasta 25 MPCD de producción operada a partir de diciembre de 2019. Igualmente, el operador espera producir 35 MPCD desde

finales del año 2020 y hasta 50 MPCD desde finales del año 20225. Para tal fin, se requerirá nueva infraestructura de conexión y eventualmente en el largo plazo liberar capacidad existente en la bidireccionalidad Barranquilla – Ballena, todo esto en caso de éxito exploratorio y que las condiciones de superficie permitan el desarrollo de nuevas reservas.

Bloque VIM 22: El operador al que la ANH le adjudicó este bloque para producción principalmente de gas, manifestó que podría tener hasta 30 MPCD a partir de enero de 2025, se necesitaría una infraestructura para entregar el gas al SNT de por lo menos 100 km de longitud.

Drummond: podría disponer de cantidades de gas para ventas a partir de enero 2021 que inicialmente serían del orden de 25 MPCD y con posibilidad de incrementarse progresivamente. Sin embargo, para tal fin se requeriría: i) dar viabilidad a los yacimientos de gas de mantos de carbón, aclarando que el ámbito de aplicación del marco regulatorio del mecanismo de fracturamiento hidráulico no es aplicable a todos los yacimientos no convencionales sino a los yacimientos tipo “shale” y ii) dar viabilidad social y ambiental al desarrollo de los yacimientos convencionales de la Cuenca Cesar Ranchería. Adicionalmente, para aprovechar el importante potencial de gas natural en los yacimientos no convencionales de la Cuenca Cesar Ranchería se requiere dar viabilidad al desarrollo de los llamados Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PPII).

Ecopetrol: Estima a partir de enero 2024 tener una producción en promedio entre 70 y 80 MPCD, provenientes de recursos Offshore alrededor de La Guajira, campo Orca y según lo informado por Ecopetrol, la decisión final de inversión será toma a finales del año 2019. Así mismo, Ecopetrol está realizando la búsqueda de socio estratégico para los Campos Kronos, Gorgon y Glaucus (KGG), campos que en el largo plazo señala Ecopetrol pueden llegar a aportar entre 400 y 700 MPCD. Dada la incertidumbre de estos recursos toda vez que la decisión de inversión del bloque de La Guajira será tomada hasta finales de 2019, y la decisión de inversión del Bloque Caribe Sur (KGG) hasta 2024, para efectos del balance de gas natural, estos valores se excluyen del análisis.

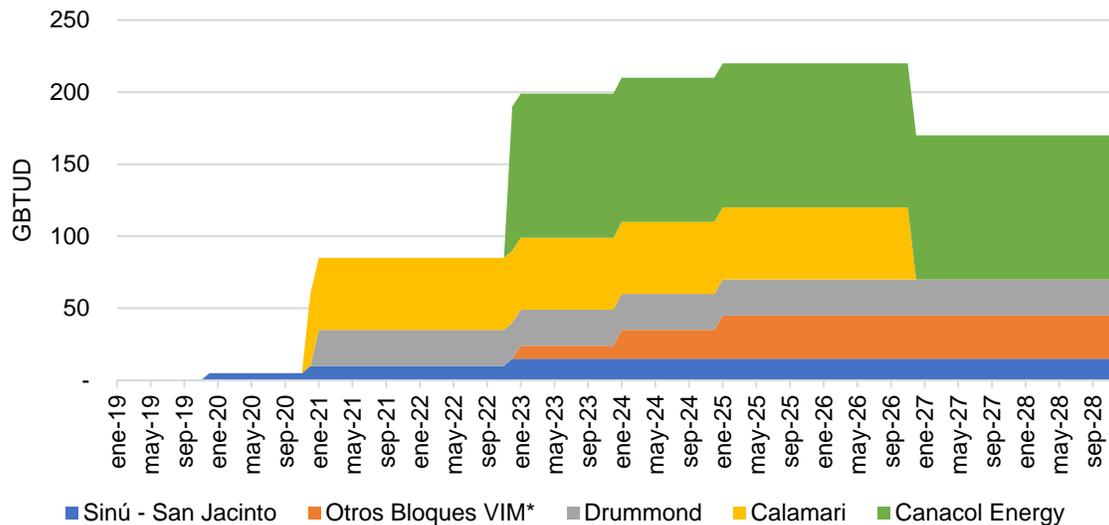
Como resultado de este ejercicio se puede concluir principalmente lo siguiente:

- i) Existen expectativas de poder incrementar la oferta de gas natural en el mediano plazo.
- ii) Todas estas expectativas se encuentran al norte de Colombia con los productores Canacol Energy, Lewis, Drummond, Ecopetrol (Orca), Bloque VIM 22 y los PPAA⁶ de la ANH.
- iii) Para materializar las expectativas es necesario realizar refuerzos en el SNT de la Costa Caribe y la definición de los cargos de transporte que permitan llevar este gas al interior del País con precios competitivos.

⁵ Conforme con lo presentado en el Boletín Electrónico de Operaciones del Transportador, en la fecha de elaboración del este Estudio Técnico, la compañía Lewis inyecta al SNT de 21 MPCD.

⁶ Procesos Permanentes de Asignación de Áreas.

Gráfica 1-9. Expectativas de oferta en corto y mediano plazo



Fuente: Empresas Productoras de Gas. Cálculos: UPME

1.1 Escenarios de oferta de gas natural para elaboración de los balances

Con el objeto de elaborar el balance volumétrico se definieron tres (3) escenarios de oferta de gas natural, a corto, a mediano y a largo plazo. Cada uno de estos escenarios, permite identificar la infraestructura de suministro y transporte necesaria para atender el abastecimiento y la confiabilidad de gas natural en el país y son los siguientes:

Escenario de oferta de gas natural 1. Corresponde con la declaración de producción de gas natural de 2019-2028 presentada en la Gráfica 1-7 y construida con la información reportada por los productores de gas natural en cumplimiento a lo establecido en el Decreto 1073 de 2015.

Escenario de oferta de gas natural 2. Este incluye el escenario de oferta 1, más los volúmenes que se estiman tienen posibilidad de ser inyectados al sistema y no han sido declarados al Ministerio de Minas y Energía para formar parte de la Declaración de Producción, estos son volúmenes que se ubican en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Sinú - San Jacinto y Cesar Ranchería que se presentan en la Gráfica 1-9.

Adicionalmente en este escenario se suponen disponibles 50 MPCD que se esperan estén disponibles de CALAMARI LNG S.A ESP hasta noviembre de 2026 y 400 MPCD a partir de 2024 por la entrada en operación de la Infraestructura de Importación del Pacífico para atender la demanda desabastecida que se presenta en el balance 1 de la Gráfica 3-1.

Escenario de oferta de gas natural 3. Este escenario incluye el escenario de oferta 2 más la continuación de los 400 MPCD proveniente de la Planta de regasificación de la Sociedad Portuaria El Cayao a partir de diciembre de 2026, para atender la demanda nacional y no solo para la atención de las obligaciones de energía en firme del grupo térmico de la costa caribe.

2 Proyecciones de demanda

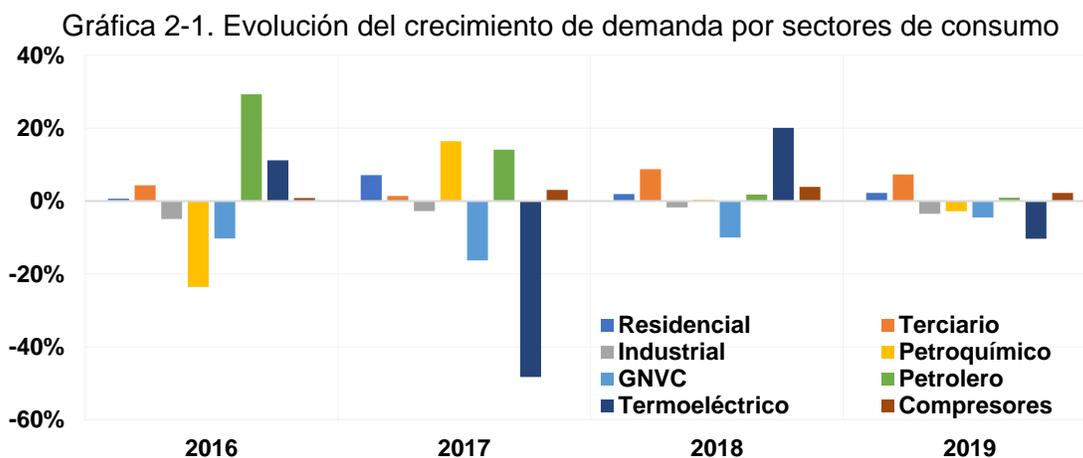
Por su parte, del lado de la demanda conviene destacar las expectativas de mayores consumos derivados de los nuevos proyectos de generación eléctrica con Obligación de Energía Firme, así como las expectativas de mayores consumos en transporte masivo. Desde el punto de vista de generación eléctrica hay más capacidad instalada y se tienen expectativas de incremento en los despachos producto de la penetración de renovables que ha generado un cambio importante en la canasta energética.

Se han revisado los modelos de los diferentes sectores para hacer frente al comportamiento “estático” de la demanda de los últimos 4 años. Por tal motivo a continuación se presenta un resumen del contexto actual de la demanda de gas natural, para luego analizar la posible evolución de las variables que afectan la proyección de gas natural como lo son la demografía, el crecimiento económico y los precios de los energéticos.

2.1 Contexto actual

Durante los primeros siete meses de 2019, el consumo de gas natural tuvo una disminución de 2.55% con respecto al mismo período en 2018. Esta caída en el consumo nacional puede ser explicada por el crecimiento negativo de los sectores de mayor consumo, como lo son el industrial y el termoeléctrico.

Para 2019 los sectores que presentan crecimiento positivo son los del mercado regulado, es decir, el residencial (2.23%) y el terciario (7.31%) y los consumos en el sistema de transporte nacional (compresores, 2.21%). El crecimiento de los sectores regulados se puede explicar por el aumento en la cobertura del servicio en 4.8% para el residencial y 5.29% en el terciario⁷ En el mercado no regulado, los clientes con crecimiento positivo en 2019 fueron los del sector petrolero, con una tasa de 0.92%. Este sector ha sido el segundo mayor consumidor en el primer semestre de 2019.



Fuente: Concentra. Cálculos: UPME

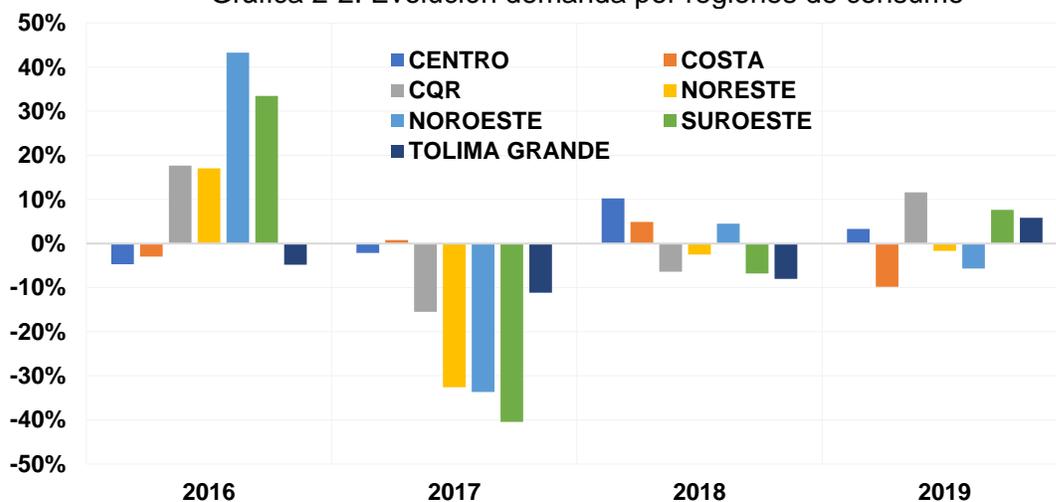
⁷ Cobertura del servicio de gas natural. Ministerio de Energía y Minas. En línea: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24109840/Consolidado+Cobertura+GN+RED+I+-+2019.pdf/d9b0069b-a9a7-4c70-91f7-7f67f71e0745>

Sin embargo, el resto de sectores presentaron crecimiento negativo o mantuvieron los niveles presentados el año anterior. El sector industria, que representa el 24% del consumo total en el país, tuvo una disminución de 3.51%. Lo anterior puede ser explicado por una caída en el Índice de Crecimiento de la Economía para la industria manufacturera en 3.7% con respecto al año anterior y a caídas en el índice de producción industrial de industrias como alimentos y bebidas, minerales no metálicos e industrias básicas del hierro y del acero.

El consumo en el sector transporte ha continuado su caída en los primeros meses de 2019. Sin embargo, se ha atenuado la caída en comparación con el mismo período en los tres años anteriores, ya que venía con una pendiente negativa alrededor del 10%, y en 2019 ha sido del 5% igualmente de forma negativa.

Si se analiza el comportamiento de las regiones, se aprecia que en cuatro de las siete analizadas se presentan crecimientos positivos. Sin embargo, el comportamiento a la baja de regiones como Costa o Noroeste, impacta de manera importante el comportamiento del consumo total. En la región Costa, que representa el 32.6% de la demanda nacional, los consumos del sector termoeléctrico y el del sector industrial disminuyeron en un 22.64% y 3.41% respectivamente.

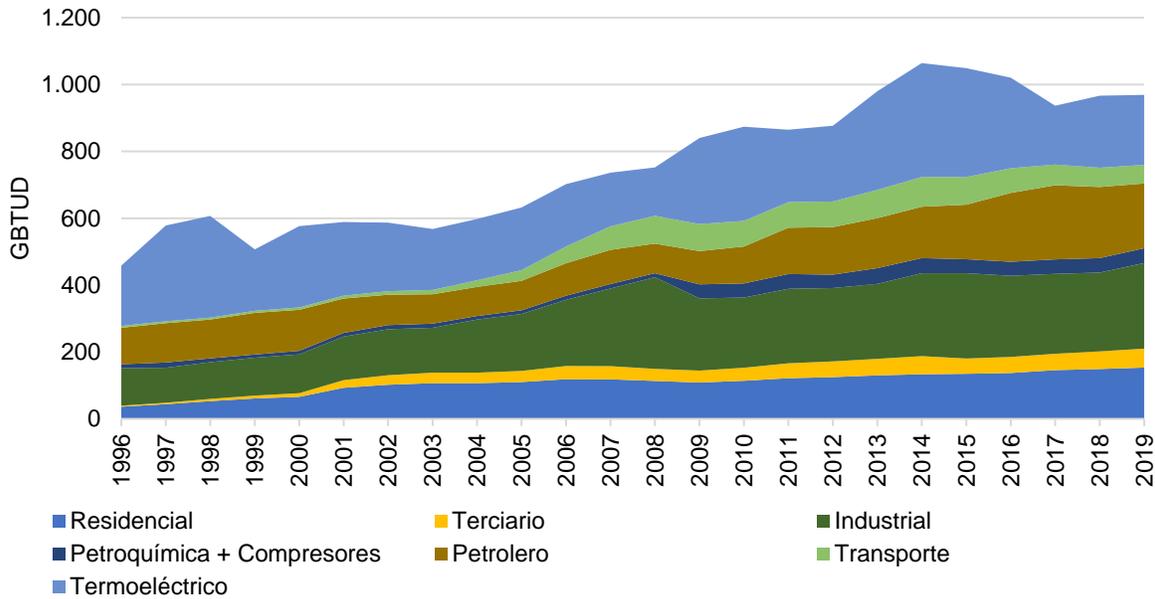
Gráfica 2-2. Evolución demanda por regiones de consumo



Fuente: Concentra. Cálculos: UPME.

Por otra parte, regiones como Centro presentan crecimientos positivos como consecuencia del incremento en consumo de los sectores industrial (1.18%) y termoeléctrico (16.32%).

Gráfica 2-3. Evolución del consumo de gas natural 1996 – 2019



Fuente: Ecopetrol, Chevron, CNO-GAS, Concentra. Cálculos: UPME.

El comportamiento de la demanda de gas natural no es ajeno a las variaciones de variables económicas y demográficas. Por este motivo, se presenta un análisis del comportamiento y posible evolución de la población, el crecimiento económico y los precios de los energéticos.

2.1.1 Demografía

En el año 2018 el Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas, DANE, realizó el censo poblacional de todo el país. Como resultados principales se encontró que:

- La población de Colombia es de 48.258.494 de personas.
- Por área geográfica, en 2018, la población en cabecera representó el 78%, y el llamado resto (centro poblado y rural disperso) el 22%.
- Entre 2005 y 2018, los hogares redujeron su tamaño en 21%, pasando de 3.9 a 3.1 personas por hogar
- En 2018 el número de hogares estimado es 14.2 millones, lo que representa un crecimiento promedio anual de 2.1% entre 2005 y 2018.

A partir de éstos y otros resultados, y de las perspectivas de crecimiento para Colombia de las Naciones Unidas y CEPAL, se presentan los siguientes análisis:

- En 2050 Colombia tendrá 54 millones de personas. Esto implica que, el crecimiento anual poblacional será 0.2% y que hacia el final del período de análisis, la población se estabilizaría alrededor del valor previamente citado.
- Las proyecciones a 2050 de la distribución de la población por área, muestran una transición de la población (que será cada vez menos joven) hacia áreas urbanas, a tasas cada vez mayores. Por tal motivo, en el año 2050 la población rural se reducirá a más de la mitad respecto a los niveles existentes en 2018.

- En 2050 el tamaño por hogar estimado de 2.2 hijos, evidencia la aceleración del envejecimiento (menos nacimientos, mayor esperanza de vida) y que se seguirán en aumento los hogares de 1 y 2 personas. La reducción en el tamaño del hogar en Colombia, se profundiza: Entre 2018 y 2050, su tamaño se reducirá 29%.
- En 2050 habrán 24 millones de hogares, con un ritmo de crecimiento anual de 1.7% entre 2018 y 2050.

2.1.2 Crecimiento económico

Las perspectivas de crecimiento económico están en línea con el Marco Fiscal de Mediano Plazo, por tal motivo, el crecimiento económico previsto entre 2019 y 2022, es de 3,8%, que significa una aceleración del 50% en la dinámica de crecimiento económico a observar.

A 2050, se proyecta que:

- El Escenario Base de crecimiento Económico de Colombia se acelere del 3.3% previsto en 2019 a 3.8%
- Colombia se consolide como una Economía de Servicios.
- El sector primario siga cediendo participación, estabilizándose a 2050, en el 12% del PIB.
- El PIB se concentre cada vez más en sectores menos intensivos en consumo de energía.
- El sector transporte tenga un crecimiento promedio de 3.7% hacia 2050, por encima de su dinámica de crecimiento en la presente década, impulsado por la masificación de sistemas de transporte, la mejor infraestructura para viajes al interior con vías 4G – 5G y renovación parque automotor industrial en 2050.

2.1.3 Precios

En Colombia, la tasa de crecimiento de las tarifas de energía eléctrica, gas y combustibles para vehículos automotores se han ubicado en promedio por encima del crecimiento del total del índice de precios al consumidor.

Se destaca que en el año 2019 todos los energéticos han aumentado su precio por encima del total de la inflación, sin embargo, es importante destacar el marcado y continuo crecimiento de los precios del gas (6.82% en septiembre de 2019), respecto a lo que se viene evidenciando en los precios de energía eléctrica (4.38% en septiembre de 2019) y de los combustibles (4.37% en septiembre de 2019), los cuales sí han moderado su crecimiento en los últimos meses.

Adicionalmente, de acuerdo con las últimas dos revisiones del Índice de Precios al Consumidor (IPC) que ha realizado el DANE se ha identificado que, el gasto que realizan los hogares en gas natural pasó de 0.9% en la revisión 2008 a 1.02% del total de la canasta.

Algunos de los aspectos más importantes que están incidiendo en el aumento de precios por encima de la meta del emisor se encuentran: la devaluación de la tasa de cambio y el aumento de los precios de los combustibles

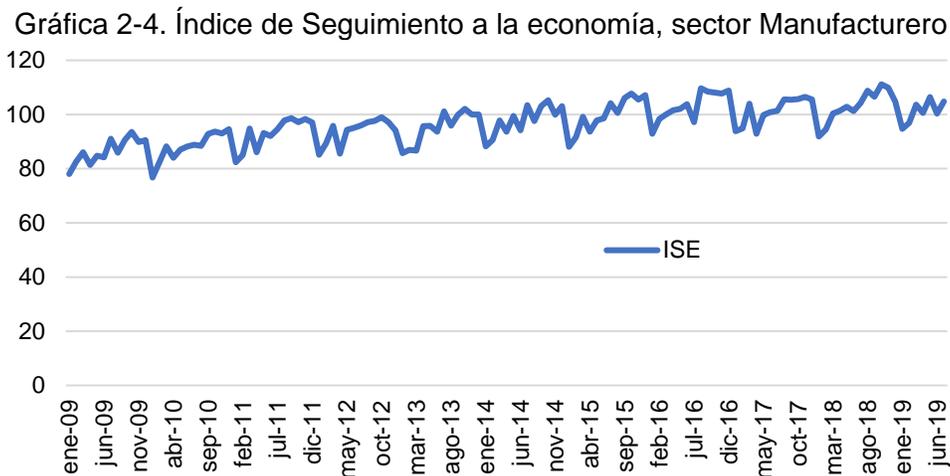
2.2 Escenario medio de proyección de demanda de gas natural

2.2.1 Proyección de demanda sector no termoeléctrico

Las proyecciones de demanda utilizadas en el presente balance corresponden a la revisión de septiembre de 2019 realizada por la UPME.

Para los sectores residencial, terciario, industrial y petroquímico, la proyección de demanda se realizó mediante modelos econométricos en los que no sólo se tiene en cuenta la evolución de la variable de consumo de gas natural, sino que se relacionan diferentes variables.

Las variables que se relacionan son la cobertura del servicio⁸ y su posible evolución de acuerdo con las perspectivas demográficas; el índice de precios de gas natural tomado hasta julio de 2019 del Departamento Administrativo Nacional de Estadística⁹ y proyectado con base en los pronósticos de precios de gas natural nacional e importado estimados por la UPME en la revisión más reciente (octubre 2019); así mismo, se utiliza el índice de seguimiento de la economía¹⁰ para el sector manufacturero.



Fuente: DANE. Elaboración: UPME.

En los sectores residencial y terciario se esperan crecimientos consistentes con el aumento en el número de suscriptores, que para el año 2033 se proyecta en un poco más de 13 millones. En el sector industrial se pronostica un crecimiento vegetativo, en el que durante los primeros cinco años se aprecian demandas alrededor de los valores actuales como respuesta al incremento por encima del 10% del índice de precios, y a partir de 2024 se aprecia un crecimiento de la demanda alrededor del 1.5.

Para el sector transporte se utilizó un modelo técnico económico en el que se relacionan los costos de las tecnologías y los precios de los energéticos para simular sustituciones de

⁸ Tomado del Sistema Único de Información – SUI. SSPD

⁹ <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc>

¹⁰ <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/indicador-de-seguimiento-a-la-economia-ise>

acuerdo a supuestos de sensibilidad al precio y restricciones ambientales a través del impuesto al carbono.

El sector petrolero toma las expectativas de consumo, actualizadas a 2019, de Ecopetrol y otros agentes que utilizan gas natural para sus procesos de producción de petróleo, combustibles líquidos y generación eléctrica.

2.2.2 Proyección de demanda del sector termoeléctrico

2.2.2.1 Escenario Estocástico

Para la generación de electricidad, es necesario resaltar que el gas natural tiene fuertes competidores y más debido a su creciente precio. El despacho eléctrico se calcula de acuerdo con la disponibilidad de recursos en los cuales no solo se encuentra el gas, sino el agua, el carbón y las renovables que cada vez están ganando mayor participación. La competencia de estos energéticos se hace mediante la minimización de costos de racionamiento, producción y arranques y paradas a los que son sometidas las máquinas térmicas. Esta superposición de costos resulta en un costo integral cuyo objetivo es minimizarlo de acuerdo con las restricciones operativas que tenga el sistema. Su ecuación se presenta a continuación donde la variable Z representa el costo a minimizar:

Ecuación 2-1

$$Z = \sum_{t=1}^T \left(\begin{aligned} & p_R \sum_{k=1}^K (D_{t,k} - \delta_{t,k}) + \\ & \sum_{s=1}^S \sum_{k=1}^K (p_{S;s,t} + c_{Tr;s,t}) \sigma_{t,k,s} + \\ & \sum_{s=1}^S \sum_{k=1}^{K-1} c_{Arr;s,t} |\sigma_{t,k+1,s} - \sigma_{t,k,s}| \end{aligned} \right)$$

La optimización se hace sobre un horizonte de tiempo de tamaño T donde para el largo plazo se utiliza una resolución mensual. $D_{t,k}$ es la demanda de energía eléctrica que se requiere para el mes t en el bloque k . El consumo de energía eléctrica que el sistema puede dar debido a sus restricciones de operación viene dado por $\delta_{t,k}$. El faltante que se genera al no poder satisfacer la demanda tiene un costo de racionamiento cuyo valor unitario está dado por p_R .

Para los posteriores análisis se han planteado los siguientes supuestos, en las que nos basaremos para explicar el resto de variables y parámetros de la Ecuación 2-1:

- Debido al costo de transmisión tan pequeño comparado al de generación el sistema se asume mononodal, de manera que sólo existe un nodo único de demanda al que se conectan los generadores.
- La demanda eléctrica presenta variaciones durante el día. Esto impone restricciones de operación sobre las máquinas y hace que se deba modelar la demanda en bloques a lo largo del día, con no necesariamente la misma duración. El número de bloques utilizado lo da la variable K .
- Las térmicas no tienen restricción en cuanto a disponibilidad de su recurso.

Del lado de la oferta, el número de oferentes que pueden entregar energía al sistema está dado por S , y la energía que se demanda de cada máquina para alimentar el nodo de demanda único está dada por $\sigma_{t,k,s}$ donde t es el mes, k el bloque y s el nodo de oferta o la máquina en consideración. Por otra parte, dicha energía demandada de cada máquina tiene un costo de producción que está repartido en dos componentes: el costo del combustible, dado por $p_{s;s,t}$ para el nodo s y el mes t , donde se asume independiente del bloque en consideración y $c_{Tr;s,t}$ que es el costo operativo de la máquina.

Finalmente, y lo que fundamenta la repartición en bloques es el costo de arranques y paradas de las máquinas que es el tercer sumando en la Ecuación 2-1. La idea fundamental es que no todas las máquinas pueden cambiar bruscamente la energía que se les demanda, por lo que el cambio de energía entre dos bloques consecutivos dado en $|\sigma_{t,k+1,s} - \sigma_{t,k,s}|$ debe tener un costo, y este tiene un valor unitario dado por $c_{Arr,s,t}$ el cual es independiente del bloque, dado que el esfuerzo al que se somete la máquina es el mismo independiente del momento del día.

La optimización de la Ecuación 2-1 se hace bajo restricciones operativas en donde se modela la disponibilidad de los energéticos y las restricciones de la demanda. Del lado de esta, se tiene, por ejemplo que el consumo no debe exceder la demanda.

Ecuación 2-2

$$D_{t,k} \geq \delta_{t,k} \geq$$

Por el lado de la oferta, $\sigma_{t,k,s}$ tiene dos restricciones operativas. No puede exceder la disponibilidad del recurso y no debe exceder la capacidad de la máquina

Ecuación 2-3

$$0 \leq \sigma_{t,k,s} \leq \min (S'_{t,k,s} + \beta_{t,k,s} q_{t,s}^T, IH_s S_{t,k,s})$$

La primera cota de la energía producida por la máquina es la disponibilidad del recurso, que viene dada por $S'_{t,k,s} + \beta_{t,k,s} q_{t,s}^T$; Aquí se modelan en simultánea, renovables y plantas térmicas e hídricas. El término $S'_{t,k,s}$ se toma de modo que sea suficientemente grande para las térmicas (inclusive mayor que $D_{t,k}$, y sea nulo para las hidráulicas y las renovables. En la segunda componente, $q_{t,s}^T$ hace referencia a los caudales trasvasados por las hídricas y/o la disponibilidad del recurso renovable como solar o viento. Los coeficientes $\beta_{t,k,s}$, los cuales dependen de los bloques muestran la relación de proporcionalidad entre el caudal del recurso y la energía que este produce. En la otra componente está la capacidad de la máquina $S_{t,k,s}$ que puede variar en t según los proyectos de expansión que se tengan proyectados y su indisponibilidad histórica, dada por IH_s y sólo depende de la máquina en consideración.

De acuerdo a la conservación de energía, la energía entregada por las máquinas debe corresponder con el consumo.

Ecuación 2-4

$$\sum_{s=1}^S \sigma_{t,k,s} = \delta_{t,k}$$

Por otra parte se deben dar razón de los caudales trasvasados. Estos hacen parte de una restricción adicional del modelo, dada en la siguiente ecuación:

Ecuación 2-5

$$q_{t,s}^T = q_{t,s}^A + \sum_{r \in IN(s)} q_{t,r}^T + \frac{V_{t,s} - V_{t+1,s}}{\Delta t}$$

Para ello definimos el conjunto $IN(s)$ de trasvase asociados al nodo de oferta s , el cual es el conjunto de máquinas que vierten el caudal que reciben a la máquina s . Adicionalmente se agrega la variable $V_{t,s}$ que representa el volumen del embalse del nodo de oferta s . Δt corresponde a la resolución temporal utilizada, la cual para el caso es mensual.

Los volúmenes de embalse tienen a su vez cotas superiores e inferiores dadas por la Ecuación 2-6 y tienen condiciones iniciales y terminales dadas en Ecuación 2-7 y Ecuación 2-8

Ecuación 2-6

$$V_s^{MIN} \leq V_{t,s} \leq V_s^{MAX}$$

Ecuación 2-7

$$V_{1,s} = V_s^{INI}$$

Ecuación 2-8

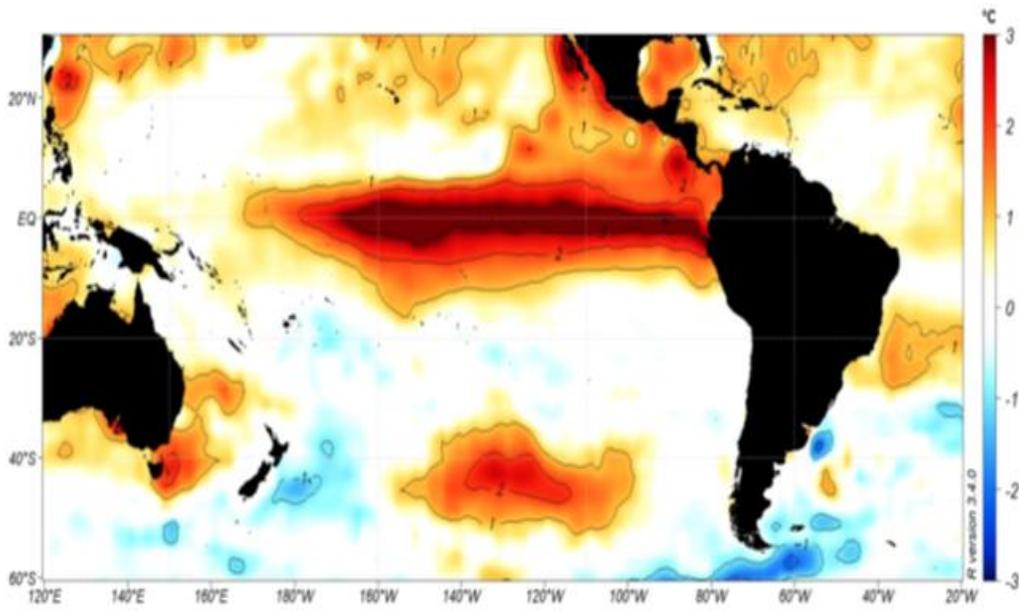
$$V_{T+1,s} = V_s^{END}$$

Al imponer la Ecuación 2-7 y Ecuación 2-8 en más periodos de tiempo, se puede modelar el limitado conocimiento que tiene el agente frente a la hidrología; lo que permite ver cómo afecta esta miopía en el consumo de gas, mostrando una fuerte presión a consumo térmico cuando el horizonte es limitado. Finalmente se tiene la variable $q_{t,s}^A$ que corresponde al caudal afluente al nodo de oferta. Esta viene determinada por la proyección de hidrología, la cual se hace en función de la oscilación de la temperatura media del pacífico (ONI) y a modelos que tienen componentes autorregresivas y armónicas para obtener los caudales afluentes resultantes del ONI proyectado.

2.2.2.1.1 Introducción: Fenómenos de El Niño y La Niña

El llamado *Fenómeno de El Niño* se refiere a eventos atmosféricos relacionados con el calentamiento del mar en el área centro-este del Océano Pacífico. Durante éste cambian los patrones de lluvia desde el sureste asiático hasta la costa oeste de Suramérica.

Ilustración 2-1 Calentamiento del Mar área centro-este del Océano Pacífico

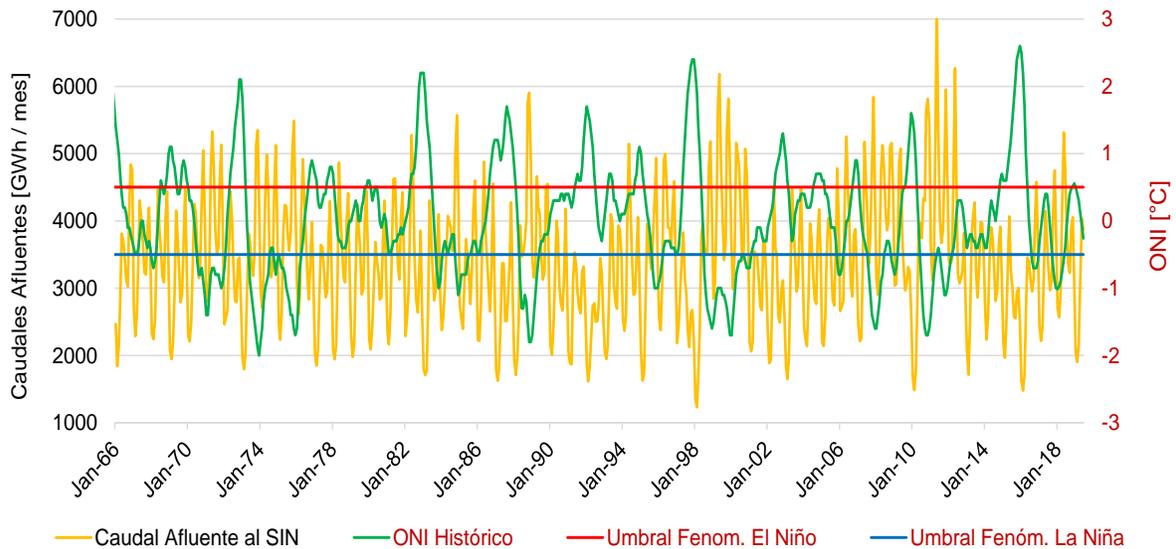


Fuente: NOAA

En Colombia, los efectos para el Sistema Interconectado Nacional son reducciones en sus aportes hidrológicos y una consecuente mayor generación termoeléctrica.

Las variabilidades climáticas determinan la confiabilidad del suministro nacional de energía eléctrica y, consecuentemente, del suministro de gas natural. Para asegurar tal suministro ambos sistemas energéticos se proyectan en su operación de manera paralela:

Gráfica 2-5. Caudales Afluentes



Fuente: NOAA

2.2.2.1.2 Proyección del ONI

Como se mencionó anteriormente, es necesario, para tener una idea de los caudales afluentes tener una predicción de fenómenos de El Niño, dada la alta correlación que tienen las hidrologías con este fenómeno. Existen en la literatura múltiples indicadores de fenómenos de El Niño pero todos exhiben correlaciones suficientemente elevadas como para asegurar colinealidad. Por esta razón, sólo se utilizó la oscilación de la temperatura del Pacífico (ONI) para estimar la ocurrencia de este fenómeno.

En este numeral se va a describir el procedimiento seguido para la predicción del ONI, como primer paso en la determinación de los caudales afluentes que alimentan la Ecuación 2-5. El procedimiento consta de un filtro autorregresivo consignado en la Ecuación 2-9 el cual incluye componentes armónicas.

Ecuación 2-9

$$x_n = \sum_{v=1}^M a_v x_{n-v} + b_{1,1} \cos(\omega n) + b_{1,2} \sin(\omega n) + b_{2,1} \cos(3\omega n) + b_{2,2} \sin(3\omega n) + u_n$$

La anterior ecuación sigue el modelo de predicción del ONI, donde x_n es la serie observada dentro del periodo de insumo, a_v son los coeficientes de la parte autorregresiva, $b_{i,j}$ son los componentes de la parte armónica, la cual, de acuerdo a desarrollos experimentales no tiene componentes pares y u_n es ruido que tiene la serie, considerado como no correlacionado (blanco).

Los parámetros pueden estimarse bajo mínimos cuadrados, donde tanto los a_v como los $b_{i,j}$ tienen niveles de incertidumbre. De la parte aleatoria u_n se generan diferentes series posibles de los x_n , donde se hace un estudio de tamaño de muestra para asegurar la incertidumbre de los ONIs proyectados.

Ahora bien, falta determinar el orden del filtro autorregresivo (M), el tamaño de la serie de verificación, y las series. Al tratarse de un fenómeno de larga duración y al tener una resolución mensual, el orden resulta elevado, de más de 100 coeficientes. Mediante una comparación de estabilidad y capacidad predictiva ante diferentes años de corte, se seleccionó el orden del filtro de 200.

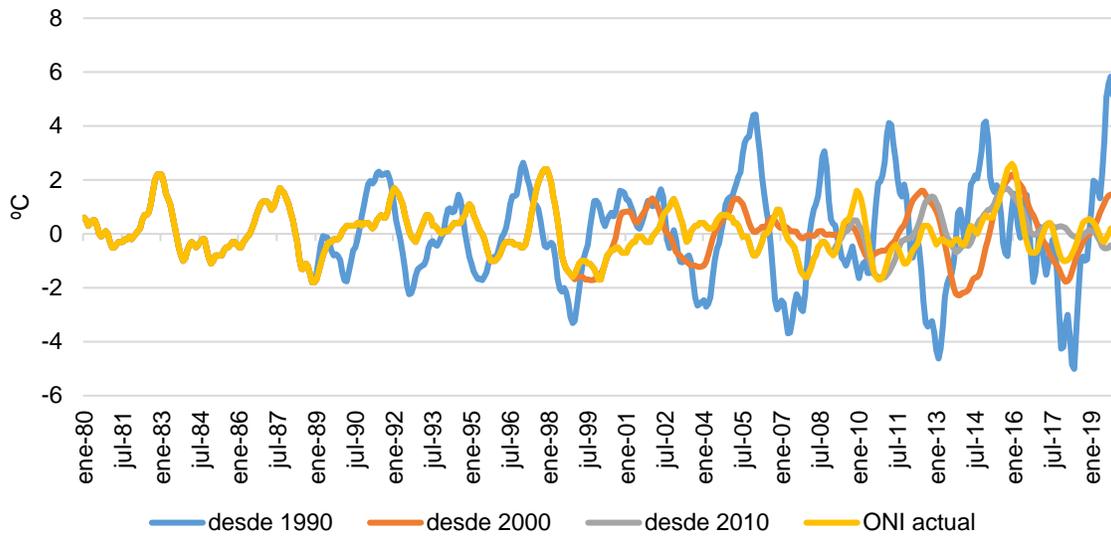
A continuación, se calculó el tamaño de la muestra mediante generaciones Montecarlo de las diferentes series. El objetivo es determinar cuántas series se necesitan para determinar con precisión las incertidumbres de los parámetros.

Para ello se generaron series ONI con el algoritmo anteriormente descrito. A continuación, se tomaba el promedio acumulado de dichas series. Cuando en todos los datos se hacían 5 pasadas donde la variación entre promedios consecutivos fuera inferior de 0,06 °C se garantizaba el tamaño de la muestra. El análisis obtuvo 39 series.

Una manera de evaluar las bondades del método es probando su capacidad predictiva cuando se aplica el algoritmo antes mencionado. De esta forma se tomaron para diferentes años de corte y se compararon los resultados obtenidos truncando la información disponible hasta las fechas donde se quería evaluar la capacidad de predicción. Estas fechas son

denominadas aquí años de corte, donde los resultados se muestran en la Gráfica 2-6, los cuales son una muestra de los obtenidos para determinar los parámetros del modelo.

Gráfica 2-6. Predicción del Niño para diferentes años de corte



Fuente: NOAA - UPME. Cálculos: UPME

Cabe resaltar la sensibilidad a la fecha de corte escogida, pues el modelo al tener menos datos disponibles está expuesto a mayores fuentes de inestabilidad en la proyección, esto es debido a la incertidumbre que se genera en los parámetros del modelo por la insuficiencia de datos, la cual va en aumento cuando se dispone de años de corte anteriores. En la Tabla 2-1 se muestran las incertidumbres de los parámetros las cuales son comparables con la unidad. Cuando las incertidumbres superan la unidad, al tratarse de modelos autorregresivos, se puede comprometer la estabilidad de la proyección, como puede observarse en el corte de 1990.

Tabla 2-1 Comparación de las incertidumbres frente a los años de corte

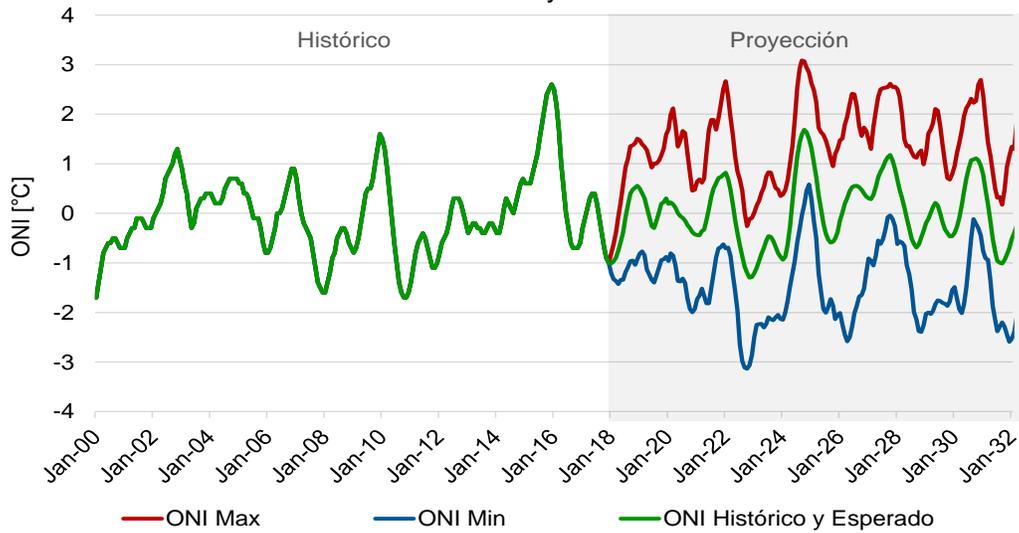
Año de corte	Datos disponibles	Incertidumbre
1990	480	1,2271
2000	600	0,6868
2010	720	0,5286
2019	828	0,45209

Fuente: NOAA - UPME. Cálculos: UPME

Todos los cortes salvo el de 1990 predicen el 2016 y el del 2010, como puede verse en la Gráfica 2-6, sino que este último lo ven moderado. Lo anterior es razonable dado que se está prediciendo mucho más allá de los años de corte; sin embargo se predice una ocurrencia similar hacia el 2013. La oscilación se muestra en general coherente, y al tratarse de Niños extremos se puede ver coincidencia en la predicción.

El ONI que se proyecta predice un Niño moderado hacia el 2021 y uno considerable hacia el 2024, como puede verse en la Gráfica 2-7; dados los patrones que podemos ver en la viabilidad de la predicción el Niño de 2024 puede ser altamente probable. Es por esta razón que es necesario que la Planta de Regasificación de Buenaventura entre hacia esta fecha dado el alto consumo de gas que se proyecta.

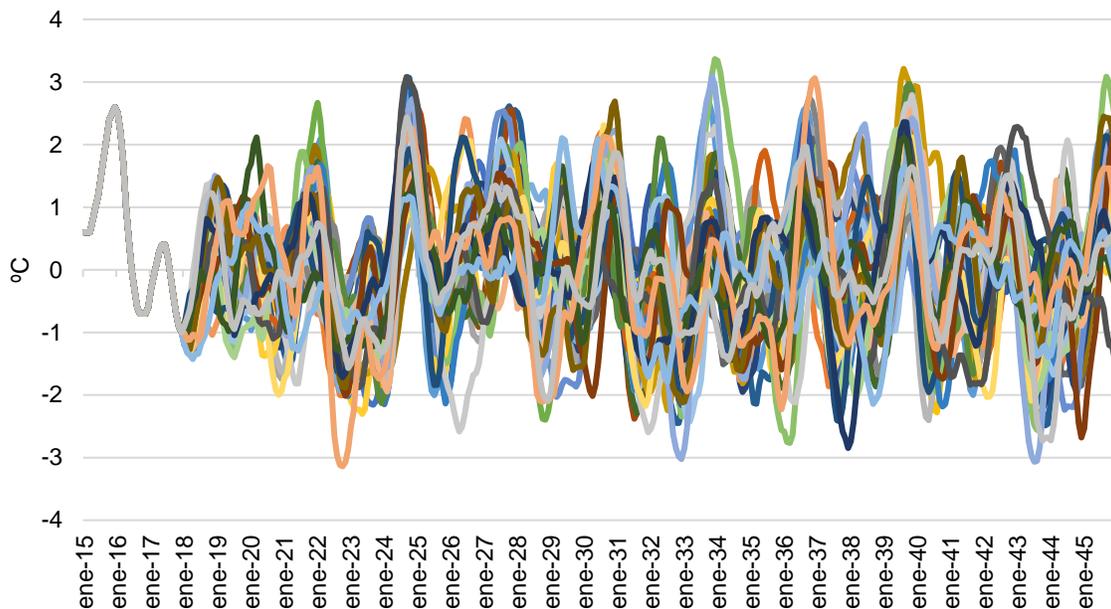
Gráfica 2-7. Proyección ONI



Fuente: NOAA - UPME. Cálculos: UPME

Por otra parte, no sólo se incluye la predicción sino la incertidumbre de la misma. Los resultados se muestran en la Gráfica 2-7, donde cabe resaltar que el túnel es ancho, razón por la cual no se acierta en Niños moderados, pero en el caso de Niños fuertes se tiene mayor confianza, pues el límite inferior de la banda puede superar el cero en el ONI. Los resultados pueden verse en la siguiente gráfica Gráfica 2-8.

Gráfica 2-8. Series ONI generadas por el modelo de predicción.



Fuente: NOAA - UPME. Cálculos: UPME

2.2.2.1.3 Cálculo de Hidrología

De observaciones y ajustes que se han tomado de las series hidrológicas usadas en la UPME se han hecho ajustes donde la distribución de probabilidad que mejor caracteriza las series de caudales es lognormal; por esta razón se hace el procedimiento con los logaritmos de la serie. Se debe hacer antes un procedimiento de imputación de datos previo, dado que las series hidrológicas de los caudales afluentes contienen información incompleta. Posteriormente se obtiene de la serie histórica la componente estacional y la no estacional como se describe en las siguientes ecuaciones

Ecuación 2-10

$$\ln(q_n) = \ln(q_n^{EST}) + \ln(q_n^{NEST})$$

Ecuación 2-11

$$\ln(q_n^{EST}) = \frac{\sum_{m \in Mes(n)}^M \ln(q_m)}{\sum_{m \in Mes(n)}^M 1}$$

Siendo $\ln(q_n)$ el logaritmo del caudal observado en el mes n de la serie, $\ln(q_n^{EST})$ es su componente estacional y $\ln(q_n^{NEST})$ su componente no estacional.

El cálculo de la componente estacional se obtiene de la historia donde $\sum_{m \in Mes(n)}^M \ln(q_m)$ es una suma que se hace en la historia donde sólo se toman los datos cuyos meses coinciden con el mes de la observación. Aplicando esta misma lógica, el denominador de la Ecuación 2-11 resulta ser el número de datos que tiene dicho mes en toda la serie y la Ecuación 2-11 resulta ser el promedio histórico del mes.

Mediante el mismo procedimiento, se separa el ONI en componente estacional y no estacional análogo a la Ecuación 2-10 y Ecuación 2-11 y se muestra en la siguiente ecuación:

Ecuación 2-12

$$ONI_n = ONI_n^{EST} + ONI_n^{NEST}$$

A continuación, la componente no estacional del logaritmo de los caudales se somete a un filtro autorregresivo de orden 12, tomado experimentalmente, teniendo como señal de entrada el ONI no estacional, tal como se muestra a continuación

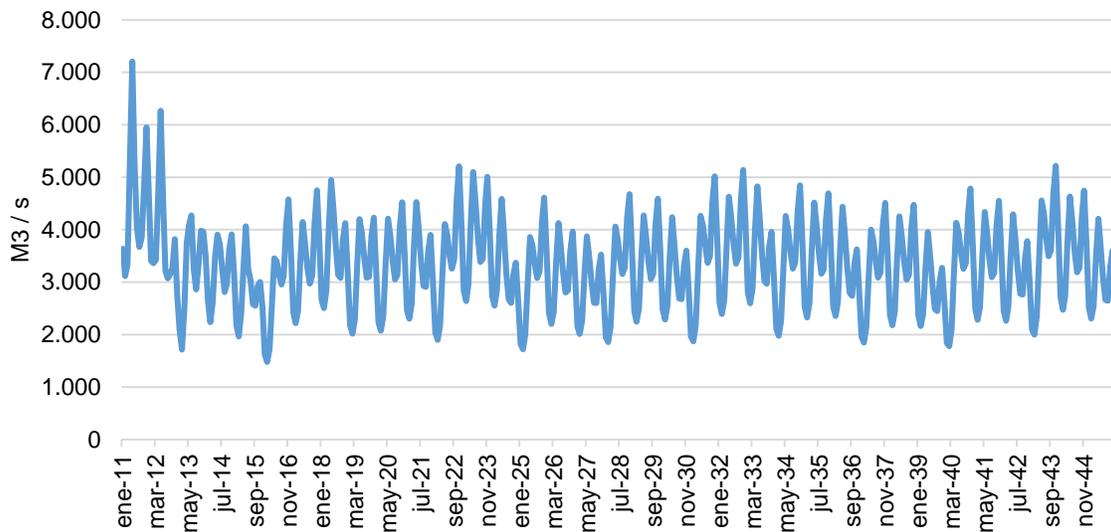
Ecuación 2-13

$$\ln(q_n^{NEST}) = b + \sum_{v=1}^{12} a_v \ln(q_{n-v}^{NEST}) + c ONI_n^{NEST}$$

Los parámetros b , a_v y c se obtienen mediante mínimos cuadrados ordinarios, y sus resultados de regresión sirven para extrapolar $\ln(q_n^{NEST})$ en horizontes más allá del histórico. Es por eso que a continuación se extrapola, como resultado de la regresión, la componente no estacional del logaritmo del caudal y finalmente se suman las dos componentes extrapoladas para obtener el logaritmo del caudal proyectado. Finalmente se toma el exponente de esta proyección para calcular el caudal.

El algoritmo de imputación que se mencionó al principio al momento de recibir una serie de datos incompleta. Si el dato ausente corresponde a un mes determinado, se imputa su valor del promedio de los años donde en ese mes hay información. En caso de que la falta de información sea tan grave que no existan datos en ese mes, se imputa mediante interpolación de meses vecinos. En la Gráfica 2-9 se muestra la hidrología neta correspondiente al ONI promedio. El proceso se realiza sucesivamente para cada una de las 39 series de ONI simuladas en el numeral anterior.

Gráfica 2-9. Hidrología correspondiente al ONI promedio



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Es de resaltar en la Gráfica 2-9 la estabilidad de la proyección dado que se hace máquina a máquina. Esta proyección corresponde al ONI promedio de las 39 series hidrológicas siguiendo el algoritmo anteriormente explicado. Nótese hacia 2024 cómo esa caída en la hidrología es comparable con el 2016, siendo coherente con las predicciones antes vistas de ONI en el numeral anterior.

2.2.2.1.4 Resultados proyección demanda termoeléctrica

Debido a que la demanda puede ser sensible cuando se presenta el fenómeno de El Niño se tienen dos escenarios de demanda sobre los cuales se planea la infraestructura. En la Gráfica 2-10 se muestran ambas versiones. Los caudales afluentes de la Ecuación 2-9 son funciones del ONI, el cual se proyecta como un proceso estocástico donde solo 39 series son suficientes para determinar su incertidumbre. Para la serie Niño se tomaron los caudales afluentes ($q_{t,s}^A$) correspondientes a los ONI más elevados de las series con duración promedio de dos años. Sin embargo, los consumos de gas que se presentan en este escenario tan ácido muestran periodos de relativa calma en cuanto al consumo de gas.

Por otra parte, un ejercicio adicional fue tomar la envolvente como si el Niño se replicara cada año. Para lo anterior se hizo una interpolación entre Niños generando así dicha envolvente. Para ello, considérese el consumo de gas en demandas Niño donde el ONI presenta un pico. Sea entonces la demanda para dicho pico $D(n)$. En segundo lugar se va a considerar réplicas de dicha demanda durante todo el horizonte. Sea la réplica dada por $R(m)$. Entonces la réplica se construye según la siguiente ecuación:

Ecuación 2-14

$$R(m) = D(n_1 + [m - n_1]_{n_2 - n_1 + 1})$$

Siendo $[a]_b$ el residuo de dividir a entre b , n_1 el inicio del pico y n_2 el final del mismo. Entonces considérense K picos de ONI que ocurren durante el horizonte y tómesese $R(m, k)$ la réplica obtenida en Ecuación 2-14 para el intervalo $n_1(k)$ a $n_2(k)$. Considérense adicionalmente las funciones $\varphi(m, k)$ con las siguientes propiedades:

$$0 \leq \varphi(m, k) \leq 1$$

$$\sum_{k=1}^K \varphi(m, k) = 1$$

$$\varphi(m, k) = 1 \quad \text{Si } n_1(k) \leq m \leq n_2(k)$$

$$\varphi(m, k) = 0 \quad \text{Si } m < n_2(k-1) \text{ o } m > n_1(k+1)$$

$\varphi(m, k)$ Varía linealmente de 1 a 0 si $n_2(k) \leq m \leq n_1(k+1)$

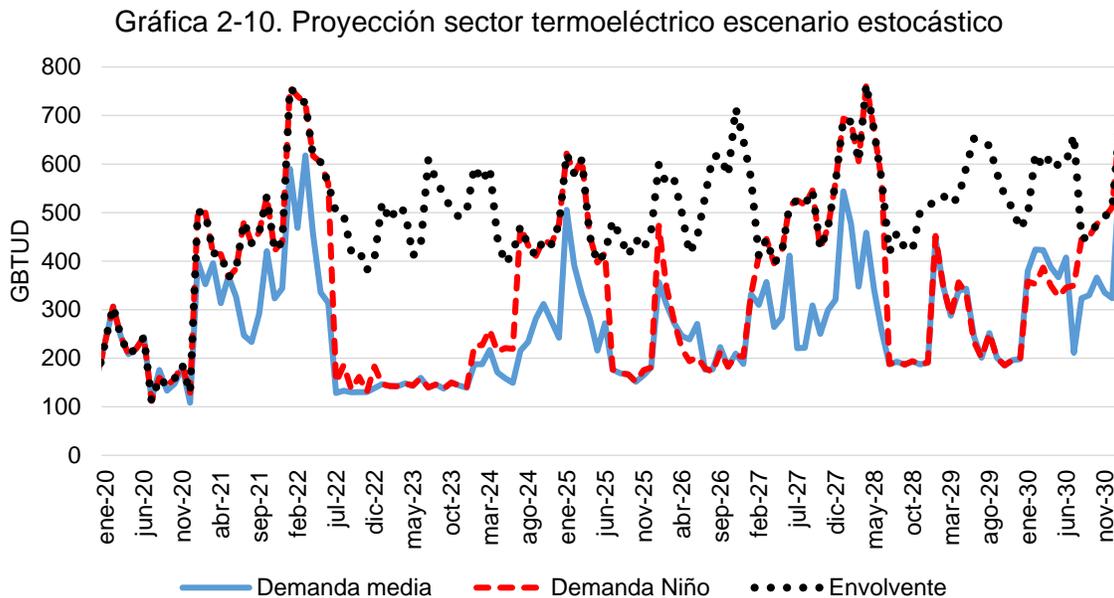
$\varphi(m, k)$ Varía linealmente de 0 a 1 si $n_2(k-1) \leq m \leq n_1(k)$

Entonces la envolvente se construye según la siguiente ecuación:

Ecuación 2-15

$$E(m) = \sum_{k=1}^K R(m, k) \varphi(m, k)$$

Las tres versiones de demanda se muestran en la Gráfica 2-10.

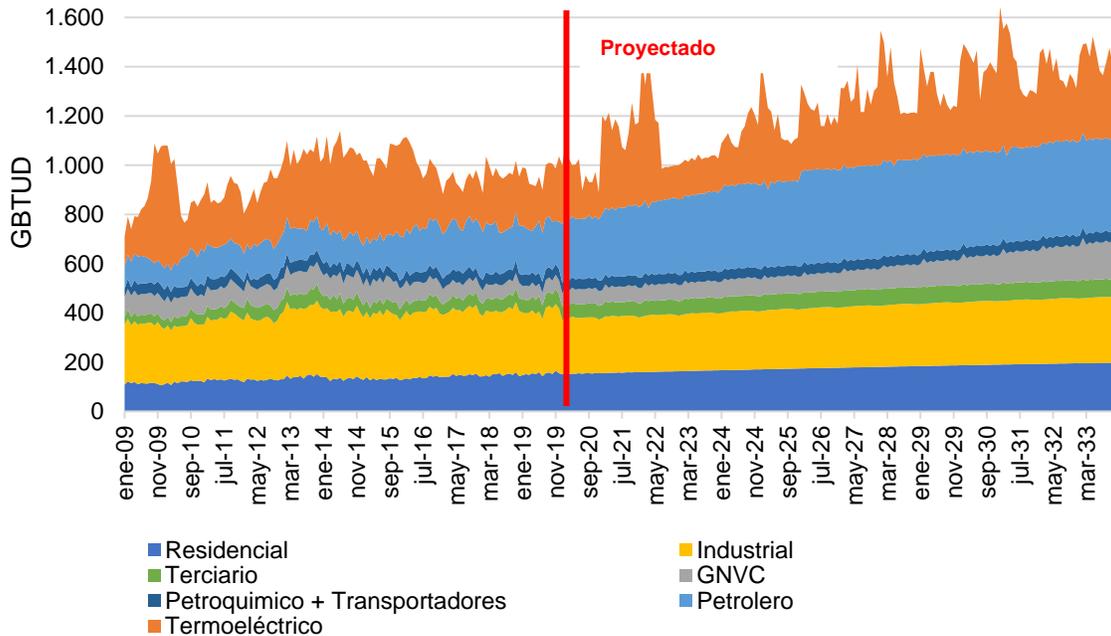


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

2.2.3 Agregado de la proyección de demanda por sectores de consumo

A continuación, se presenta el resultado agregado por sectores de la proyección de demanda, así como las tasas de crecimiento anual promedio por sector de consumo, para el sector termoeléctrico se considera una proyección de demanda promedio.

Gráfica 2-11. Escenario medio proyección de demanda, sept. 2019



Fuente: Concentra - UPME. Cálculos: UPME.

Tabla 2-2. Tasas de crecimiento anual promedio por sector de consumo, sept. 2019

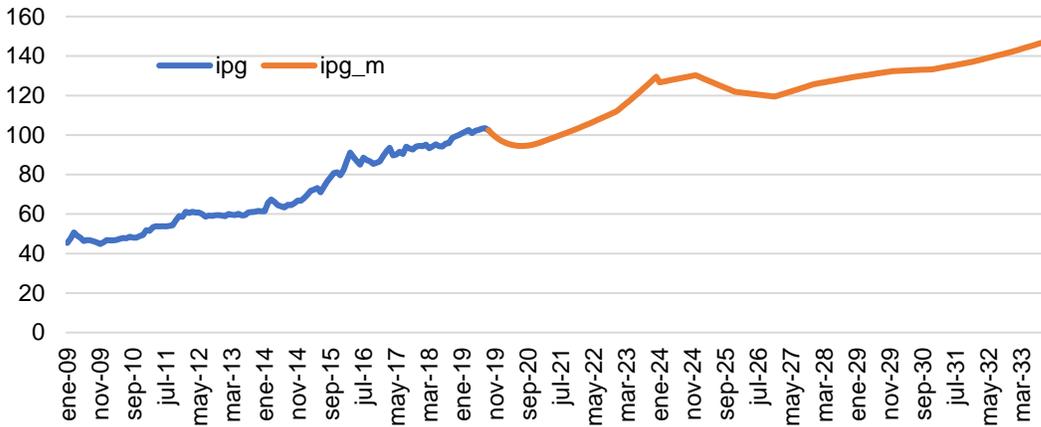
SECTOR	2019-2033
RESIDENCIAL	1,91%
COMERCIAL	2,01%
INDUSTRIAL	1,21%
PETROQUÍMICO + COMPRESORES	-0,10%
GNV	3,52%
PETROLERO	6,34%
TERMOELÉCTRICO	4,30%
TOTAL	2,96%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Los resultados de la proyección indican para el período de análisis 2019 – 2033, un crecimiento total de 2.01% promedio anual. La tasa es mayor que la del balance presentado en 2018 por el incremento en los valores proyectados en el sector petrolero.

Para el sector industrial se proyecta una tasa de crecimiento de 1.21%, para el período 2019 a 2023, de acuerdo con las proyecciones de precios, en el período 2024 – 2030 se presentaría una estabilización de estos en términos constantes, permitiendo un crecimiento de la demanda por encima de 1.5% promedio anual.

Gráfica 2-12. Evolución índice de precios gas natural sector industrial



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Para el sector transporte, se proyecta que el consumo en los vehículos tanto convertidos como dedicados a gas natural se sitúe a largo plazo alrededor de 65 GBTUD. Así mismo, se proyecta la entrada de GNL para vehículos de carga a partir de 2024.

En el resto de sectores se resalta el crecimiento del sector terciario con una tasa promedio anual esperada de 2.01% que puede reflejar el crecimiento económico del sector. Por su parte el sector residencial presenta un crecimiento de 1.91% promedio anual, con una tasa de crecimiento de hogares de 2.6% promedio anual en el período evaluado. Con respecto al balance 2018, el aumento en proyecciones se impulsó por las nuevas conexiones presentadas en el último año (5.3% nuevos usuarios entre diciembre 2017 y diciembre 2018).

Gráfica 2-13. Suscriptores gas natural sector residencial



Fuente: UPME - SUI. Cálculos: UPME

Para la construcción de la serie histórica de la Gráfica 2-1 se utilizaron datos disponibles en el Sistema Único de Información, SUI (Información Comercial por Municipio) con así como

datos de proyecciones de población del DANE con corte a junio de 2019, éstos últimos con el objetivo de establecer un máximo número de hogares (potenciales consumidores del energético) en las zonas urbanas.

Para simular la posible evolución de la cobertura del servicio de gas natural se planteó la función logística, en la cual se observan tres fases de desarrollo: base, de crecimiento y de maduración (Forouzanfar, Doustmohammadi, Menhaj, & Hasanzadeh, 2009). La forma funcional utilizada para simular el crecimiento de la cobertura de GN es la siguiente:

Ecuación 2-16

$$Ct = \frac{k}{1 + e^{-r(t-t_0)}}$$

Donde t_0 es el primer período de simulación, $C(t)$ es el número de hogares con servicio en el tiempo t , k es el número máximo de hogares que serán cubiertos y r es la tasa de crecimiento. Inicialmente, se inicializa el valor k como el número máximo de hogares en el área urbana en cada una de las regiones. De acuerdo a la proyección de población del DANE, así como el promedio de personas por hogar, se establece la proyección del número de hogares hasta el año 2030. Para determinar los valores que tomarán los parámetros t_0 y r , se utiliza un algoritmo genético, el cual tiene por objeto minimizar el error entre el consumo real y el pronosticado, sujeto a un conjunto de restricciones. El algoritmo consiste en generar inicialmente un conjunto aleatorio de parámetros y, posteriormente, mediante procesos de selección, cruce y mutación, va seleccionando los conjuntos más aptos de acuerdo a las características del problema, hasta que uno de estos conjuntos cumpla con el criterio de terminación del problema (Forouzanfar, Doustmohammadi, Menhaj, & Hasanzadeh, 2009).

Por último, en los sectores de petroquímica y compresores no se proyectan aumentos en los consumos actuales.

2.3 Escenarios de demanda de gas natural en los sectores de consumo final, Plan Energético Nacional (PEN)

En el numeral anterior se presentó la metodología y resultados de la proyección de demanda de gas natural para el corto y mediano plazo, como respuesta al comportamiento del mercado en los últimos años y a las expectativas de los agentes en cuanto a la posible evolución del mismo. El escenario medio de proyección de demanda mencionado, que aun siendo muy conservador frente al Escenario 266 del PEN¹¹, evidencia la necesidad de contar con un nuevo punto de suministro de gas natural, que de acuerdo a los análisis realizados en la UPME, corresponde a una planta de regasificación en la bahía de Buenaventura.

Sin embargo, consideramos importante presentar escenarios alternativos a largo plazo, específicamente a 2050, que están plasmados en el Plan Energético Nacional, PEN, en la cual se presentan nuevas oportunidades para la expansión del consumo de este energético, considerado de transición.

¹¹ Escenario del Plan Energético Nacional en el cual el país cumple con la meta de reducción de un 20% de emisiones en el año 2030 con respecto a la línea base definida en el año 2014, En este escenario el nivel de emisiones para el año 2030 se sitúa en 266 Millones de toneladas de CO₂.

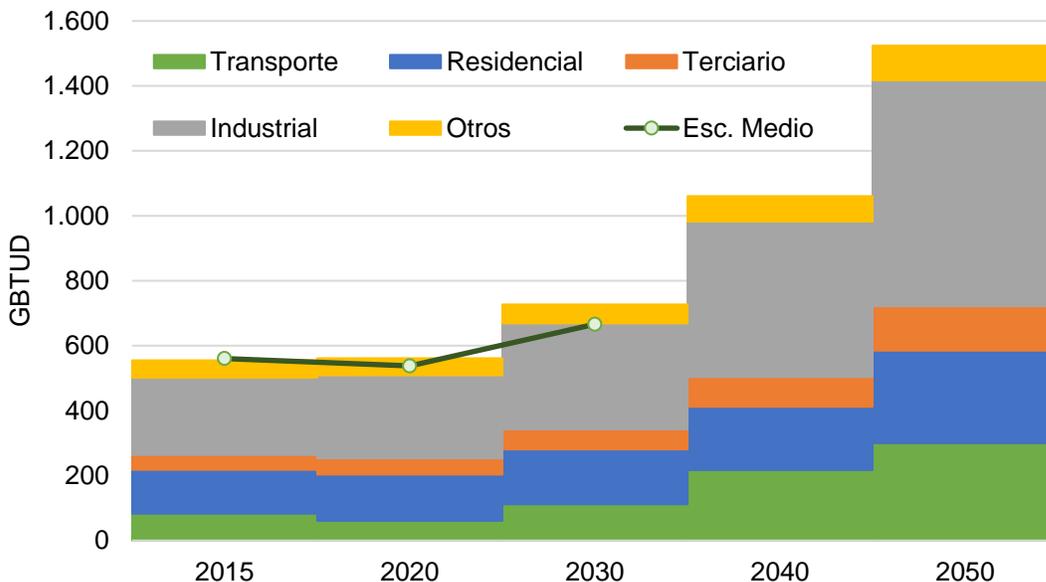
Los escenarios PEN se modelaron de la siguiente manera: Para los sectores residencial, terciario, industrial, agricultura, construcción y minería, se utilizó la herramienta MAED del Organismo Internacional de Energía Atómica, OIEA, el cual recibe como insumos datos de crecimiento del PIB, la población, las intensidades de energía útil de los usos específicos de cada sector (por ejemplo cocción en residencial, o calor directo e indirecto en la industria), así como la penetración de los energéticos en cada uso. El sector transporte fue modelado en la herramienta ENPEP del Laboratorio Argonne del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

A continuación se presentan los escenarios PEN identificados como 266 y Nuevas apuestas, así como los resultados de gas natural:

2.3.1 Escenario 266

Este escenario recibe su nombre de la cantidad de emisiones en millones de toneladas de CO₂ que Colombia debe lograr para cumplir con la reducción del 20% con respecto a lo presentado en París¹². Adicionalmente se impulsan medidas de eficiencia energética y cambio tecnológico por las mejores tecnologías disponibles a nivel nacional.

Gráfica 2-14. Evolución demanda de gas natural en sectores de consumo final escenario 266



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

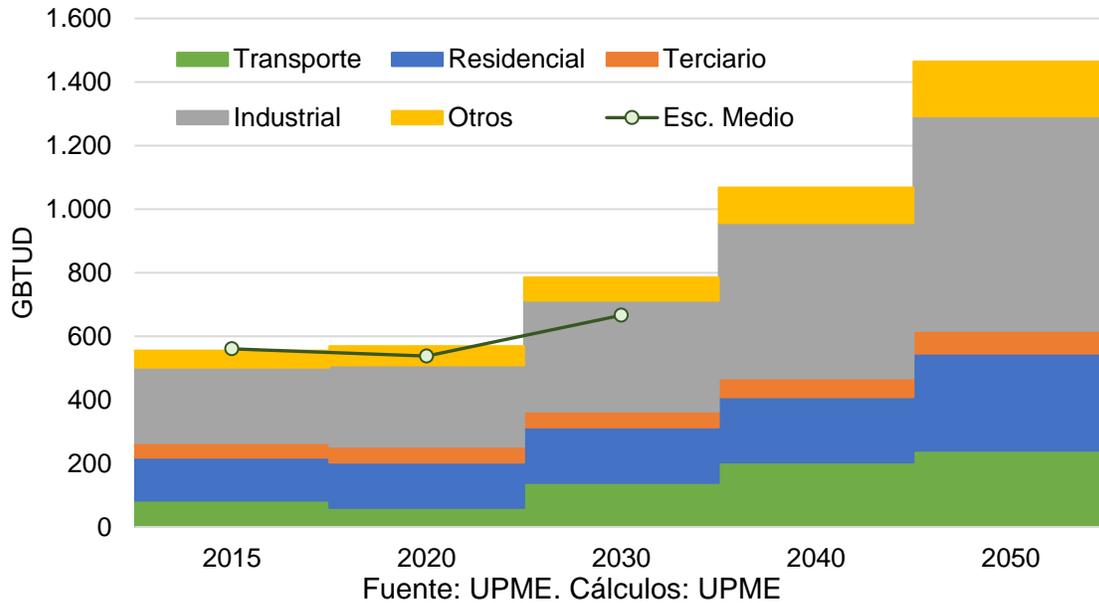
Como se aprecia en la Gráfica 2-14, el crecimiento de la demanda en sectores de consumo final en el escenario 266 es mayor que en el escenario medio del presente plan. Lo anterior se explica por los supuestos de sustitución en los diferentes sectores, dado el bajo factor de emisión del gas natural en comparación con otros energéticos fósiles. Por ejemplo, en el sector residencial se supone que el gas natural sustituye el uso de la leña remanente en sectores urbanos; en los sectores terciario e industrial se supone una sustitución de carbón mineral en usos de calor directo e indirecto.

¹² UPME (2020). Plan Energético Nacional.

2.3.2 Escenario Nuevas Apuestas

Este escenario alcanza la meta condicionada a la que se comprometió el país en 2030. Para lograr este objetivo de reducción, se modela una mayor penetración de la electricidad en diferentes procesos industriales, así como una mayor electrificación en el transporte. Adicionalmente se impulsan medidas de eficiencia energética y cambio tecnológico por las mejores tecnologías disponibles a nivel mundial.

Gráfica 2-15. Evolución demanda de gas natural en sectores de consumo final escenario Nuevas Apuestas



Como en el escenario 266, en Nuevas Apuestas (Gráfica 2-15) el gas natural se posiciona como energético de transición e incrementa su demanda en línea con las políticas ambientales y de eficiencia energética.

3 Balance

El balance oferta -demanda de gas natural para un horizonte de 10 años, elaborado con el fin de establecer los momentos en los cuales podría presentarse un déficit de gas natural a nivel nacional, se construyó a partir de balances volumétricos nacionales de gas natural del escenario de referencia de oferta y medio de demanda con resolución mensual, así mismo se construyeron los balances regionales Costa e Interior.

Para esto, se tienen en cuenta los escenarios de oferta 1, 2 y 3 presentados en el numeral 1.1 y escenario medio de la proyección de demanda presentada en el numeral 2.2. Tal como se mencionó anteriormente, ante la incertidumbre de la ocurrencia del Fenómeno del Niño, los balances que se presentan a continuación incluyen el escenario envolvente de El Niño, mostrado en la Gráfica 2-10 del sector termoeléctrico. De otro lado, el escenario de oferta 3 solo tendrá en cuenta además del escenario de oferta 2 el supuesto de la continuación del contrato de SPEC para la atención de toda la demanda nacional, no se incluyen expectativas de “Off Shore” o desarrollo de yacimientos no convencionales por su nivel de incertidumbre al momento de elaboración de estos análisis.

La curva de producción y el momento de inicio de la producción proveniente de yacimientos no convencionales, dependerá de los resultados de las pruebas de los proyectos piloto de investigación que se espera den inicio en el 2020. En cuanto al “Off Shore” se espera entre 2024 y 2028 la entrada de oferta de gas natural proveniente de los campos Orca y Bloque Caribe Sur con volúmenes desde 80 MPCD y hasta 400-700 MPCD.

Como resultado de cada uno de los balances elaborados, se identifica la conveniencia de contar con una red de transporte enmallada que permita flujos en sentidos bidireccionales de modo que se interconecten los mercados de gas natural del interior y la costa favoreciendo el abastecimiento Nacional y la atención plena de la demanda ante una falla de algún elemento del sistema.

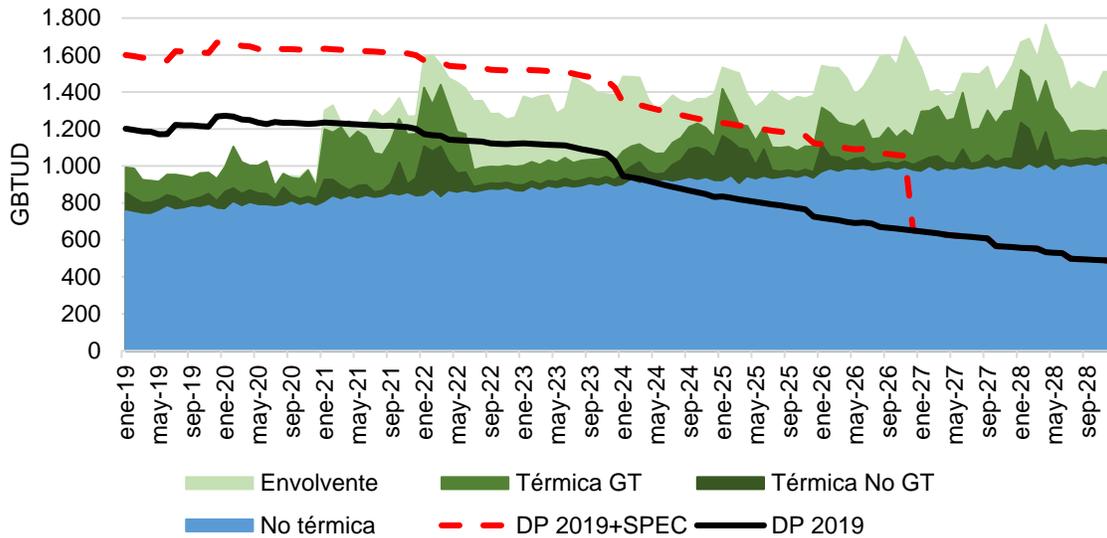
3.1 Balance Nacional

Debe señalarse que si bien el balance nacional da señales de momentos de exceso o déficit de oferta, este supone implícitamente e idealmente dos situaciones, i) una red de transporte que permite flujos en cualquier dirección, lo que hace que se disponga de todas las corrientes de gas en todo el territorio nacional y ii) transacciones comerciales que permiten el flujo físico o no del gas natural en el sistema, es decir, solo se pierde el equilibrio hasta tanto la demanda supera la oferta independiente de la localización de las fuentes de gas natural.

3.1.1 Balance1: Escenario de Oferta 1 y Escenario medio de proyección de demanda.

Como ya se ha mencionado, este balance presenta en la oferta la Declaración de Producción 2019-2028 publicada por el Ministerio de Minas y Energía y la proyección de demanda presentada en el numeral 2.2. Los resultados se muestran en la siguiente gráfica:

Gráfica 3-1 Balance 1: Escenario de Oferta 1 y Escenario medio de proyección de demanda



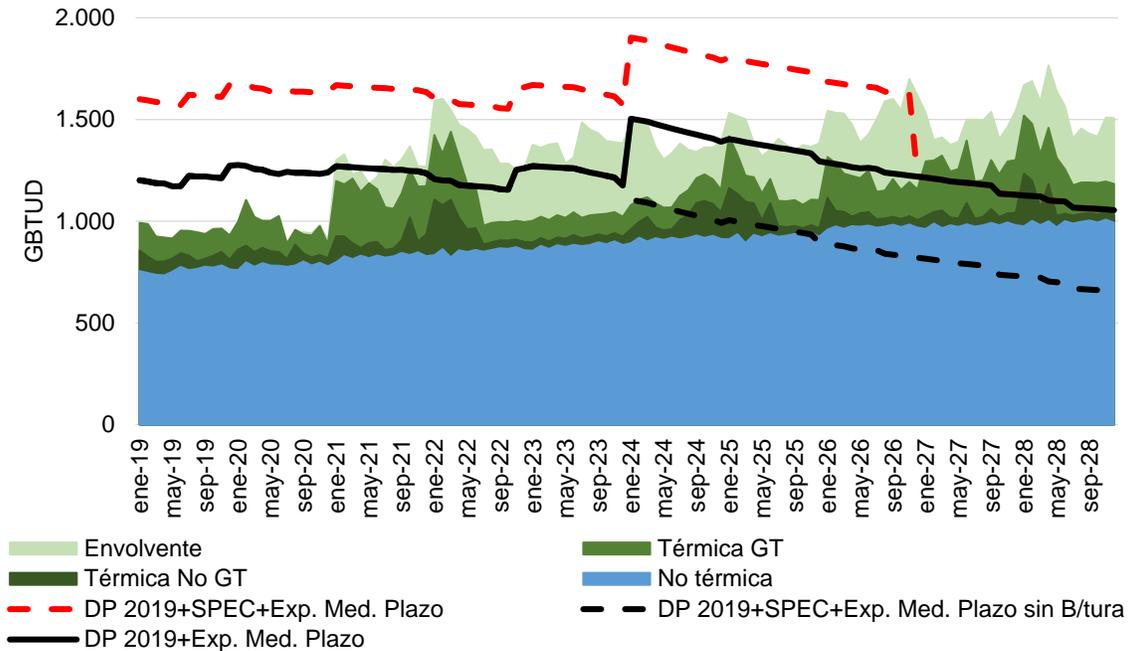
Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

En este escenario se puede observar que se presentaría el punto de corte entre la oferta y la demanda a partir de enero de 2024, mostrando un déficit para toda la demanda nacional. Fecha en la cual para los análisis se considera la entrada de un nuevo punto de suministro de gas natural, que de acuerdo con la última información disponible y con los resultados de la planeación centralizada de la UPME, este punto de suministro se supe con la Infraestructura de Importación de gas natural del Pacífico garantizando las premisas establecidas en el Decreto 2345 de 2015 de seguridad de abastecimiento y confiabilidad de este energético en el mediano plazo. Sin embargo, de presentarse un Fenómeno del Niño entre el 2021-22, se presentaría déficit en los requerimientos de gas natural.

3.1.2 Balance 2: Escenario de oferta 2 y Escenario medio de proyección de demanda.

Este Balance presenta en la oferta la Declaración de Producción 2019-2028 publicada por el Ministerio de Minas y Energía más las expectativas de oferta mencionadas en el numeral 1.5 y la proyección de demanda presentada en el numeral 2.2.

Gráfica 3-2 Balance 2: Escenario de oferta 2 y Escenario medio de Proyección de demanda



Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

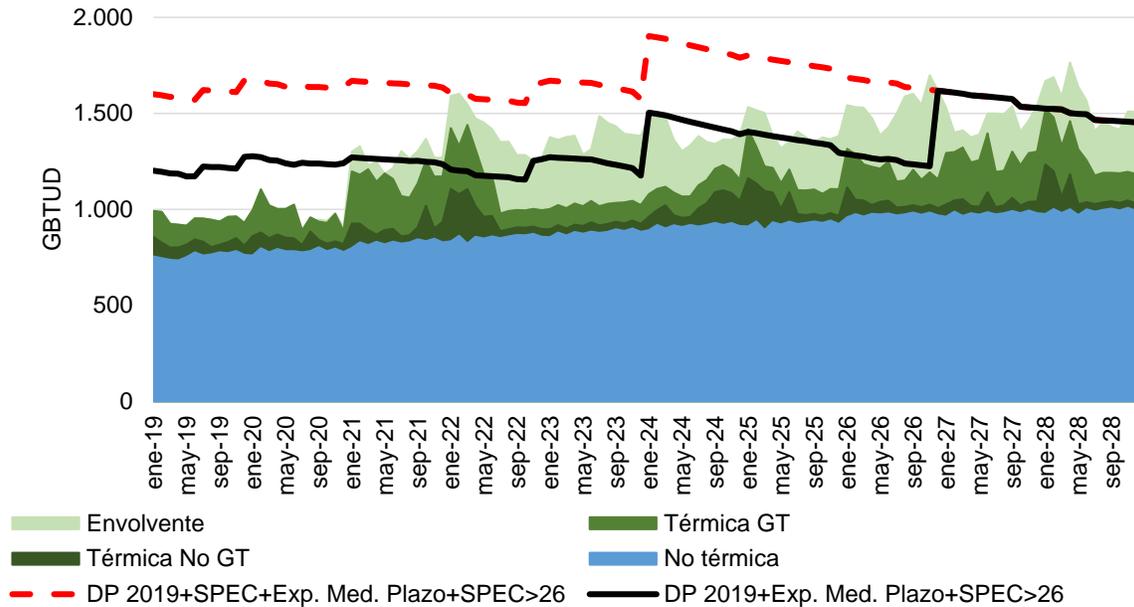
De materializarse todas las expectativas de oferta de gas nacional incluyendo la entrada en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico se tiene que a finales de 2027 se requiere de un nuevo punto de suministro de gas natural para la atención demanda nacional, esto sin incluir los consumos del parque térmico de la costa caribe (térmica GT de la gráfica) dado que se supone que continúan respaldados con la planta de regasificación ubicada en Cartagena. De no contar con la continuación de la capacidad de SPEC o de no contar con otro punto de suministro de gas tiene que a partir de diciembre de 2026 se presentaría desatención de demanda nacional.

Lo anterior refleja la importancia de la materialización de las expectativas y la entrada en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, bajo estas condiciones y supuestos, se podría decir que se garantiza el abastecimiento a mediano plazo en el País.

3.1.3 Balance 3: Escenario de oferta 3 y Escenario medio de proyección de demanda.

Este Balance 3 presenta en la oferta la Declaración de Producción 2019-2028 publicada por el Ministerio de Minas y Energía más las expectativas de oferta mencionadas en el numeral 1.5 más el supuesto de la continuación de la planta de regasificación de Cartagena disponible para toda la demanda nacional a partir de diciembre de 2026 y la proyección de demanda presentada en el numeral 2.2.

Gráfica 3-3 Balance 3: Escenario de oferta 3 y Escenario medio de proyección de demanda



Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

Los resultados del Balance 3, evidencian que de contar con la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y la capacidad de SPEC para la atención de toda la demanda nacional a partir de diciembre de 2026, para este período de análisis 2019-28, se garantiza el abastecimiento pleno de la demanda de gas natural del País. Sin embargo, a principios del 2028 se presenta un déficit en el sector termoeléctrico de requerirse volúmenes de gas en un escenario mas exigente, en condiciones normales de demanda bajo los supuestos del escenario 3 de balance se mantiene la oferta con valores superiores a la demanda.

El balance oferta-demanda para este escenario podría mejorar a largo plazo con el desarrollo de los prospectos de gas natural del “Off Shore” y de yacimientos no convencionales, los cuales de ser viables (económica, financiera y técnicamente) podrían estar disponibles a partir del 2027-28, de acuerdo con las conversaciones sostenidas con algunos de los agentes que cuentan con compromisos contractuales con la ANH en las cuencas del “Off Shore” de la Costa Caribe. Así mismo, en el mediano plazo se podría contar con nuevos recursos de gas natural como resultado de la exploración y explotación de los bloques asignados por la ANH resultantes de los dos Procesos de Asignación Permanente de áreas (PPAA).

Los proyectos “Off Shore” y la mayor parte de los bloques asignados por la ANH se encuentran en la zona noroccidental del País, cuencas Sinú, Sinú “Off Shore” y Valle Inferior del Magdalena. En la medida en que se avance en la actividad exploratoria, se considera necesario iniciar el estudio de una nueva interconexión de los mercados Costa Atlántica – Interior, que conforme con los análisis realizados por la UPME correspondería a una interconexión entre la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, el gasoducto Sebastopol – Medellín y bidireccionalidad en el tramo Medellín - Sebastopol.

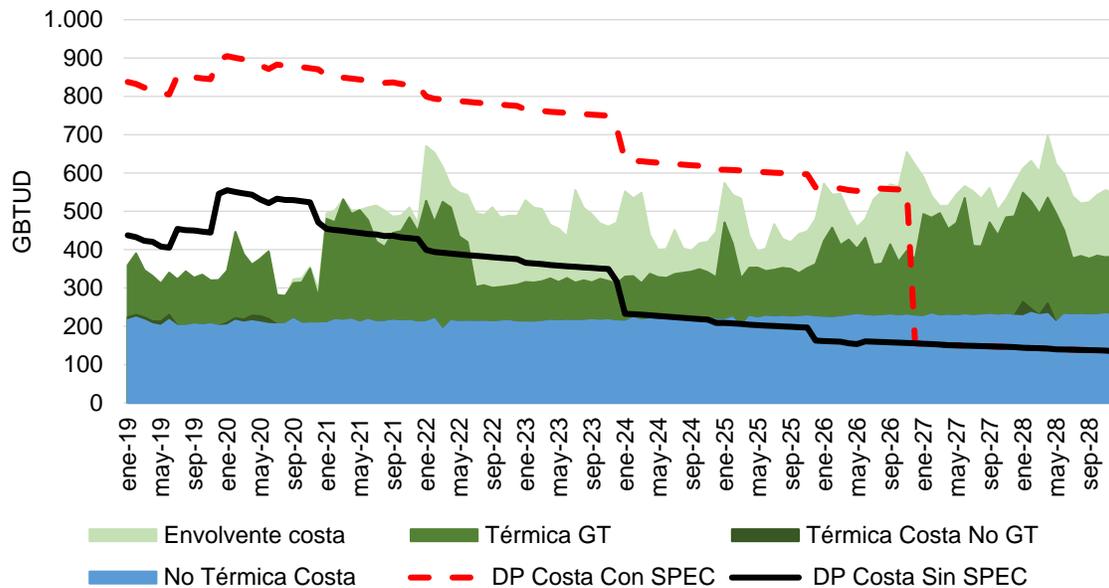
3.2 Balance Regional

Dado que actualmente en Colombia el mercado de gas natural está definido por la localización de las fuentes principales de suministro, en este capítulo se presenta los balances regionales Costa e Interior, en los cuales se pueden identificar necesidades de infraestructura.

3.2.1 Balance Regional Costa Atlántica

En este balance se tiene la declaración de producción de las cuencas de la Costa Atlántica del país Guajira Offshore, Importado, Sinú Jacinto y VIM. La demanda de la Costa corresponde a todos los nodos de la Costa Caribe.

Gráfica 3-4 Balance Regional Costa



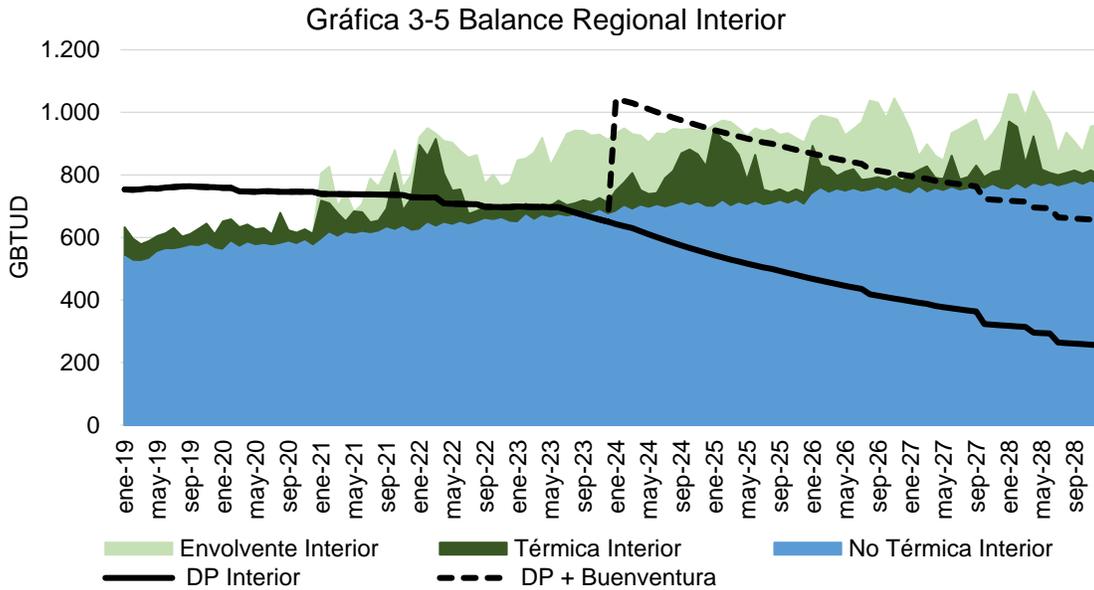
Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

Asumiendo que el Grupo Térmico de la Costa Caribe atiende sus requerimientos de gas con la planta de regasificación de Cartagena, y que conforme con la información registrada en la Declaración de Producción de las cuencas productoras de la Costa Caribe mencionadas anteriormente, se evidencia que esta región cuenta con excedentes de gas nacional para transferir al interior del país hasta enero de 2024.

Con base en lo anterior, se considera que tales excedentes podrían aprovecharse en el interior para resolver inconvenientes de abastecimiento que se vislumbran a mediano plazo y que se muestran en el numeral 3.2.2 de este documento. Esta situación, ratifica la necesidad de contar con una capacidad bidireccional en el tramo Barranquilla – Ballena.

3.2.2 Balance Interior.

En este balance se tiene la Declaración de Producción de las cuencas del interior del país Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Central, Llanos, VMM y VSM. La demanda Interior corresponde a todos los nodos del interior.



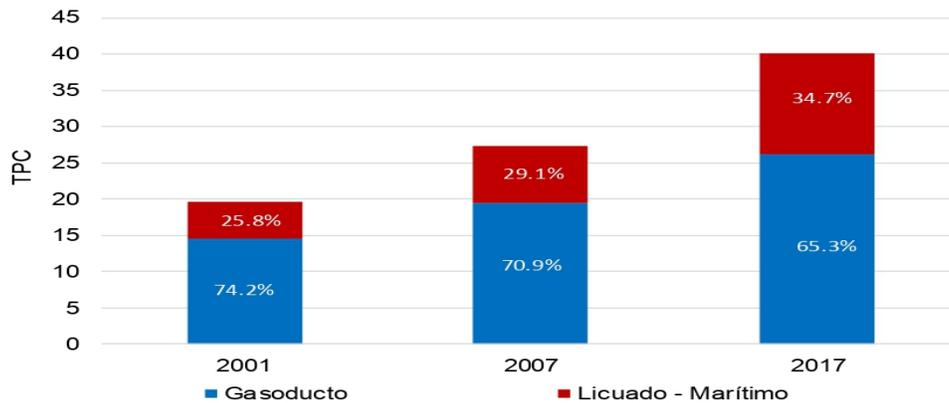
Como se puede observar, a principios del 2022 la demanda del interior podría empezar a presentar déficit en el suministro de gas natural que se podría atender con gas nacional producido de la Costa Atlántica siempre y cuando exista una capacidad bidireccional en el tramo Barranquilla – Ballena. De no contar con el recurso, la generación térmica del interior tendría que recurrir a los combustibles líquidos.

4 Precios de gas natural

4.1 Precios de oferta

En las últimas décadas la tendencia del mercado internacional de gas natural ha sido un aumento de los volúmenes transados y una mayor participación del GNL. En particular, durante la última década la tasa media de crecimiento anual del volumen del comercio internacional de gas natural ha sido del 3.9%, alcanzando en el año 2017 una magnitud de 40.0 TPC. Durante el mismo periodo el GNL transado internacionalmente creció a una tasa media de 5.7%, llegando en el año 2017 a 13.9 TPC (equivalente gaseoso).

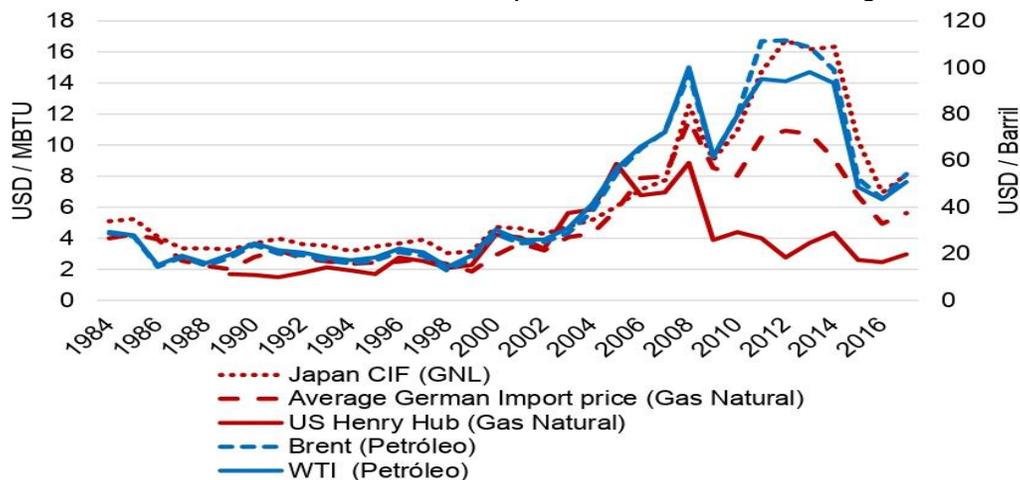
Gráfica 4-1 Evolución del volumen transado internacionalmente de gas natural



Fuente: Statistical Review of World Energy 2018. Cálculos UPME.

Los precios internacionales del gas natural mantienen un grado significativo de correlación con los del petróleo, siendo notable la reducción del precio Henry Hub en el Golfo de México, siendo cada vez más importante su papel como referencia en el mercado del Atlántico en la medida que Estados Unidos, el cual pasaba de ser importador a exportador de este combustible. Los precios en el Lejano Oriente y Europa están afectados por los costos de licuefacción, transporte marítimo o por gasoducto y regasificación, según el caso de cada país.

Gráfica 4-2 Evolución histórica de los precios internacionales de gas natural



Fuente: B.P. Statistical Review of World Energy 2018. Cálculos: UPME.

4.2 Precios de importación gas natural

Teniendo en cuenta que progresivamente el país dependería en mayor medida de gas natural importado para su abastecimiento, su exposición a los precios internacionales también sería progresivamente mayor. En tal sentido, el modelo para establecer los precios de la oferta nacional de gas natural se fundamenta sobre la paridad de importación.

Se considera como supuesto de precios internacionales que el gas importado lo accedemos directamente del Golfo de México, dado que para Colombia este es el mercado natural más probable dadas las ventajas en cuanto accesibilidad y distancia. Siendo así, las componentes para la proyección del precio del gas natural importado puesto en el puerto de Cartagena son las siguientes:

- i. Precio Henry Hub (HH): gas natural en estado gaseoso en el Golfo de México, según fuente EIA, Annual Energy Outlook 2020.
- ii. Costo de Licuefacción: basado en el documento DECC Gas Pricing Projections 2015 para la planta Sabine Pass, donde el coeficiente multiplicador de la variable HH tiene en cuenta el manejo y disposición del gas natural en estado llevado hasta el punto donde se licúa y almacena, y el término constante que se adiciona correspondería propiamente al costo de licuefacción. En la Ecuación 4-1 se indica su valor.
- iii. Costo transporte Golfo de México -Cartagena: determinado con el número de días de viaje, costos de alquiler del buque, peajes, etc. A continuación se muestran los posibles trayectos para Cartagena y Buenaventura.

Gráfica 4-3 Recorridos de Importación GNL, Sabine Pass – Cartagena / Buenaventura.



Fuente: SeaRates.com

- iv. Costo de Regasificación: tarifa necesaria para remunerar esta infraestructura $\approx 0.5\text{USD} / \text{MBTU Dic.2019}$. Éste se estima con el cociente de los costos totales de esta infraestructura sobre la demanda servida por la misma, ambos en valores agregados de Dic.2019. Para el numerador de esta relación se usaron los estudios de ingeniería conceptual de la UPME: *"Definición y Elaboración de las Condiciones Técnicas de Ingeniería Conceptual Para la Construcción de la Planta de Regasificación en la Bahía de Buenaventura, en el Pacífico Colombiano, de Conformidad con las Normas Técnicas, la Reglamentación Específica del Sector de*

Gas Natural, la Normatividad de la Prestación de los Servicios Públicos, la Función Estatal y Todo Aquello Relacionado con el Proceso de Selección de Adjudicatario para la Expansión en el Suministro de Gas Natural en Colombia" y "Definir y Elaborar las Condiciones Técnicas de Ingeniería Conceptual para la Construcción del Gasoducto Buenaventura – Yumbo, de Conformidad con las Normas Técnicas, la Reglamentación Específica del Sector de Gas Natural, la Normatividad de la Prestación de los Servicios Públicos, la Función Estatal y Todo Aquello Relacionado con el Proceso de Selección de Adjudicatario para la Expansión en el Suministro de Gas Natural en Colombia", con los que se definió el costo de inversión de la planta y de la conexión hasta el gasoducto Buenaventura – Yumbo. Para el denominador se aplicó un factor de uso del 75% para las mencionadas instalaciones.

- v. Agencia y comercialización: Para determinar el costo de comercialización se consultaron algunos agentes dedicados a esta actividad y se asumió un valor de supuesto en 0.2 USD / MBTU Dic.2019.

El precio de licuefacción viene dado por la relación expresada en (6.1) en donde este muestra una elevada relación con el Henry Hub.

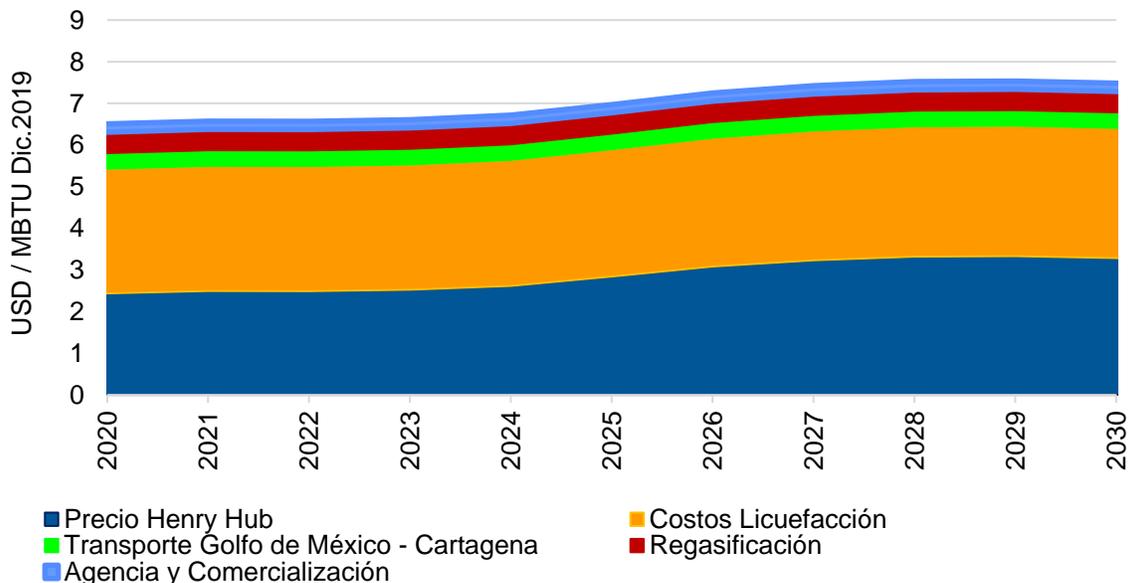
Ecuación 4-1

$$p_{Liq} = 1.15HH + 2.63 \pm 0.38 \left[\frac{USD}{MBTU} \right]$$

Siendo p_{Liq} el precio de licuefacción y HH es el precio del Henry-Hub.

A continuación, la Gráfica 4-4 muestra la proyección de gas puesto en el puerto de Cartagena. Para el precio de importación puesto en Buenaventura se adicionan al precio en Cartagena: 0.19 USD / MBTU Dic.2019 por concepto del cruce por el canal de Panamá y 0.31 USD / MBTU Dic.2019 por longitud de transporte.

Gráfica 4-4 Proyección de precios de importación de gas natural puesto en Cartagena



Fuente: EIA - DECC Gas Pricing Projections 2015 - UPME. Cálculos: UPME

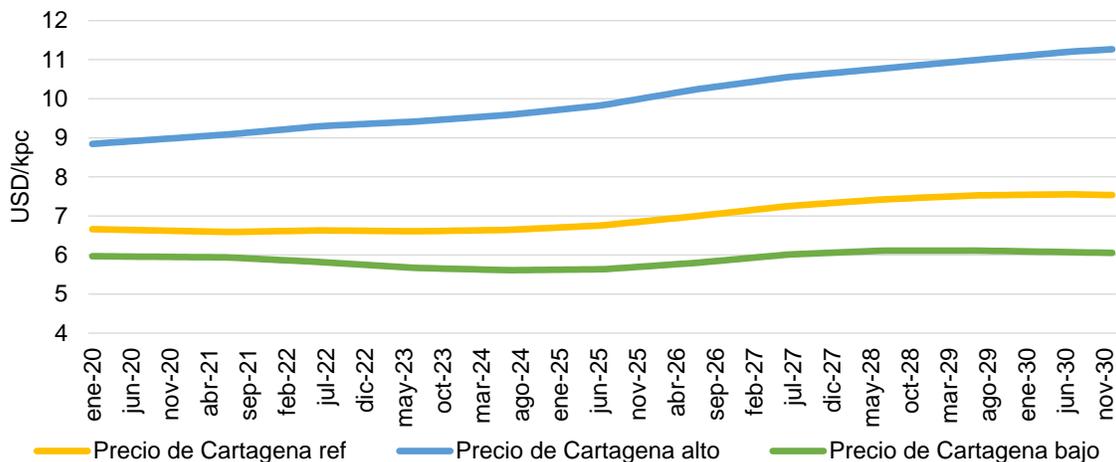
Cabe resaltar que es posible que el nodo de Cartagena pueda comprar gas natural en otros mercados. Sin embargo, obtener el gas de Sabine Pass representa una enorme reducción de la distancia y los cargamentos pueden reducir los tiempos de transporte permitiendo tener planes de contingencia no tan fuertes al enfrentar una eventual interrupción interna. Por otra parte, los otros mercados no tienen un precio tan reducido como el Henry Hub y no se tiene tampoco garantía de la firmeza del gas en estas fuentes.

4.3 Escenarios de precios internacionales

Para el precio de referencia mencionado en la sección anterior, se establecen otros dos escenarios. En el caso del escenario alto, se tomó información de Platts y Argus y con esta se calculó el precio del GNL puesto en Cartagena, si se comprara de la costa del golfo o del medio oriente, es decir, la diferencia del caso más costoso al escenario de precio más probable. Así mismo, en el escenario bajo se tomó el escenario de abundancia de gas del Henry Hub del Annual Energy Outlook 2020, y para los costos de licuefacción se asumió la Ecuación 4-1 pero al escenario alto se adiciona 1.85 USD/kpc por adquirir el GNL en el medio oriente y en el escenario bajo presenta una reducción de 0.38 USD/kpc al tener economías en costos de licuefacción.

Finalmente, incluyendo incertidumbres en costos de inversión de la infraestructura se tienen variaciones entre -0.30 USD/kpc que se agregan al escenario bajo y 0.43 USD/kpc que se agregan al escenario alto. Los resultados se muestran en la Gráfica 4-5.

Gráfica 4-5 Sensibilidades del precio de importación de Cartagena. El escenario alto es alto crecimiento económico y el bajo es bajo crecimiento económico.

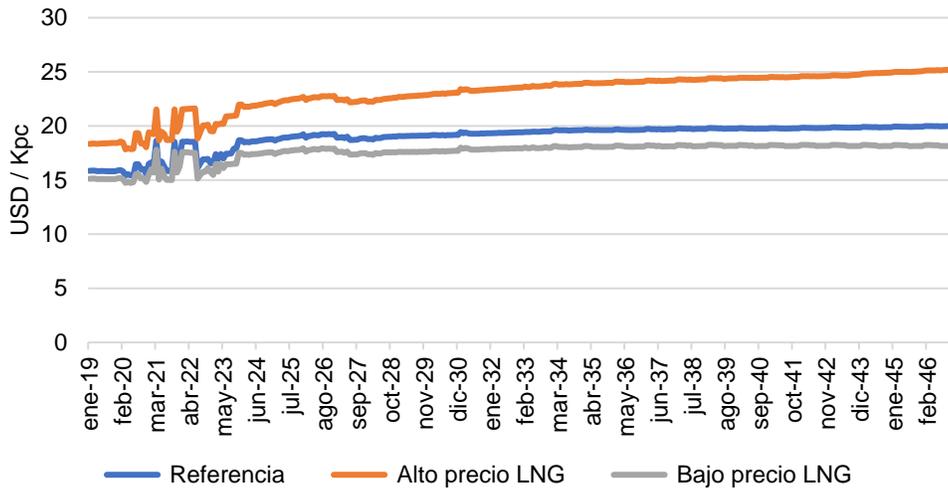


Fuente: EIA - UPME. Cálculos: UPME.

Un aspecto importante de esta sensibilidad de precios es que el flujo de Buenaventura, permanece inalterado, pues se da prioridad al gas nacional ajustado a la paridad de importación como se verá en el capítulo 6.

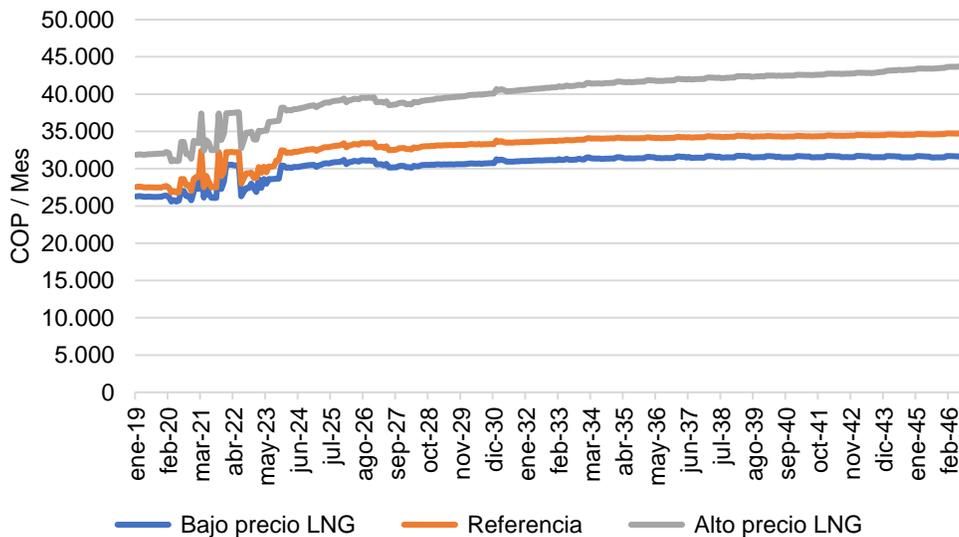
Teniendo en cuenta lo anterior, a partir de los escenarios de GNL presentados en la Gráfica 4-5, se estimó el impacto en la tarifa del sector residencial. Los resultados se muestran en la Gráfica 4-6.

Gráfica 4-6 Impacto en la tarifa residencial de los escenarios del precio del LNG.
(a) USD / Kpc y (b) COP / mes
(a)



Fuente: EIA - UPME. Cálculos: UPME.

(b)



Fuente: EIA - UPME. Cálculos: UPME.

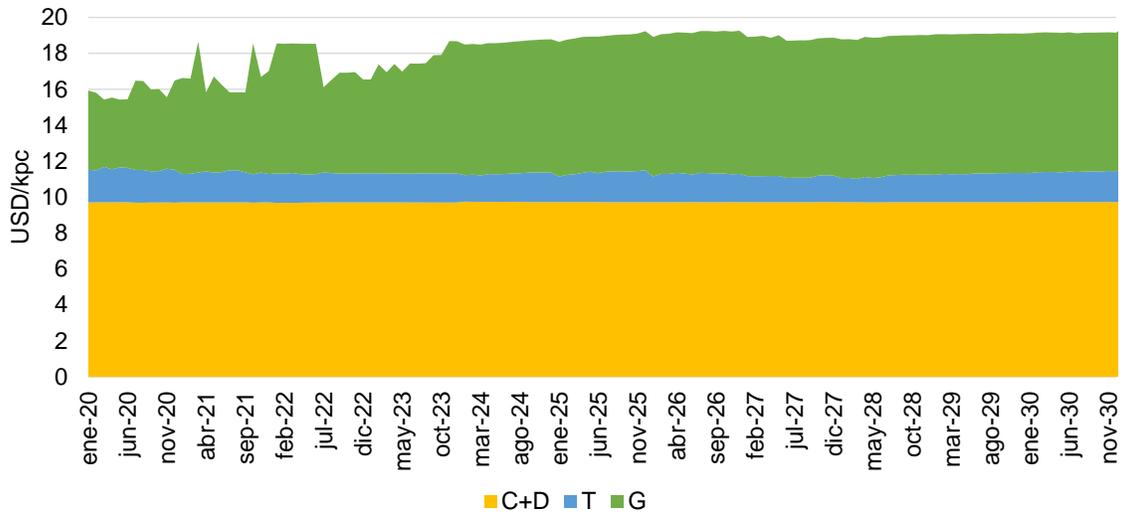
En Gráfica 4-6 se muestra la tarifa para usuarios residenciales que no estarían subsidiados, y se toma de los valores que se obtienen del modelo de transporte explicado en el capítulo 5. La línea gris es el extremo superior de la banda de precios y corresponde al escenario de precios altos de LNG y la línea azul corresponde a la base, el menor valor posible que se puede tomar de esa banda.

Con este análisis se puede tomar bandas dentro de las cuales establecer la tarifa resultante a estas sensibilidades. En el capítulo 9, se complementa este análisis ubicando las bandas de los beneficios de las obras para cada una de las sensibilidades consideradas, con el fin de establecer los rangos de las relaciones beneficio costo.

En la gráfica 4-6 (b) se observa la incertidumbre en términos de la tarifa residencial promedio nacional de un usuario que consume 15 m³ por mes, dada la variación en los precios internacionales de LNG y bajo el supuesto que los precios nacionales tienden al precio internacional en la medida en que se vaya agotando el producto.

Adicionalmente en la Gráfica 4-7 se muestran las componentes de la tarifa, donde la más volátil corresponde al G.

Gráfica 4-7 Componentes de la Tarifa residencial de los escenarios del precio del LNG.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

5 Modelo principal de transporte

Debido a que la red nacional de transporte de gas tiene tantos nodos, se hace una reducción hasta 105 donde se tienen las mayores concentraciones de demanda y se tienen bien sea compresores o cambios de diámetro de la red. Los ramales no se consideran por encargarse de la distribución y no es tema de transporte y porque tener análisis así de exhaustivos no afectan las decisiones principales en cuanto a la infraestructura de la red y sí requieren un esfuerzo computacional considerable.

5.1 Descripción del modelo

En el pasado reciente se han presentado problemas de abastecimiento por limitaciones de transporte de gas natural bajo condiciones de muy alta demanda, las cuales indican la necesidad de que la infraestructura se expanda en la medida en que la demanda aumente en las diferentes regiones del país. Por otra parte, la declinación en curso de los campos de La Guajira y futura de los Llanos Orientales, además de la baja incorporación de reservas de gas, conllevan la necesidad de disponer de gas natural del mercado internacional (GNL), mientras no se disponga de nueva y suficiente oferta nacional. Los cambios en la oferta mencionados modificarían en los próximos años la magnitud y dirección de los flujos en los gasoductos existentes y en algunas ocasiones esto implicaría la necesidad de aumentar su capacidad de transporte.

En esta sección se examina la evolución futura de tales flujos de transporte de gas natural, bajo las condiciones de los escenarios de oferta media y de demanda media y en condiciones de Fenómeno de El Niño con el objetivo de establecer los requerimientos de expansión del sistema.

El modelo utilizado para simular el sistema nacional de gas natural de Colombia se constituye como un sistema nodal en el que se determina la operación de mínimo costo que relaciona las fuentes de suministro y los mayores centros de consumo, interconectados a través de líneas de transporte (gasoductos). El objetivo final es determinar el Valor Presente del Costo Operativo y el Valor Presente del Costo de Racionamiento, los cuales son las magnitudes determinantes para decidir entre obras alternativas de infraestructura, según se expone en el Capítulo 9:

- a. Valor Presente del Costo Operativo -VPCO: Corresponde al agregado de los costos operativos mensuales del total del sistema, para el horizonte temporal de análisis. En este caso se considera una operación normal en la que todos los elementos constituyentes del sistema funcionen a su máxima capacidad, sin considerar contingencias.

Para este caso con el modelo se determinan para cada mes, entre otras variables, las siguientes: i)- Los flujos de gas natural necesarios para satisfacer las demandas energéticas nodales (que se exponen en el numeral 5.2); ii)- La demanda efectivamente abastecida a nivel nodal y su precio de suministro; iii)- La producción suministrada por cada uno de los nodos de oferta; iv)- los costos de operación del sistema (el cual se agrega en el tiempo para determinar el VPCO).

A su vez, esta condición de operación incluye complementariamente demanda media y demanda bajo condiciones El Niño.

- b. Valor Presente del Costo de Racionamiento -VPCR: Corresponde al agregado de los costos de desabastecimiento mensuales del total del sistema para el horizonte temporal de análisis. En este caso se consideran la salida operativa probabilística de los elementos constituyentes del sistema y se calcula el consecuente desabastecimiento de gas natural causado. Con este último se determina el costo esperado mensual de desabastecimiento para todo el sistema (el cual se agrega para determinar el VPCR). Esta condición incluye la demanda media.

A continuación, se describe el sistema reducido a nodos para efectos del modelamiento de transporte.

5.1.1 Distribución nodal de la oferta

En cuanto a oferta se refiere, se asume para el modelamiento el escenario de referencia descrito el cual corresponde con la declaración de producción de gas natural señalada anteriormente. De acuerdo con la información reportada, se incluyen volúmenes declarados por Calamari LNG. Debe mencionarse que para el grupo térmico, dueño de estos volúmenes de gas natural, es posible vender excedentes a otras cargas que lo requieran de manera discontinua en contratos de corto plazo, una vez abastecidos los generadores mencionados.

Cabe aclarar que, si bien la información de la declaración de producción no considera importación desde diciembre de 2026 en adelante, el país requiere la continuidad de este suministro según se estableció en el Balance (ver capítulo 3). Para efectos de los análisis siguientes se supone que tal planta de regasificación continuará su operación después de la mencionada fecha, pero con su oferta disponible para todos los sectores de la demanda, sin la restricción antes descrita.

El país también contaría con nueva capacidad de importación desde el año 2024-2025 por el puerto de Buenaventura sobre el Océano Pacífico con capacidad de 400 MPCD para todos los sectores de la demanda, así como con otras ampliaciones posteriores de las mencionadas plantas.

La Tabla 5-1 presenta la distribución nodal de la oferta de gas natural agregada (años 2019-45) y la Ilustración 5-1 la ubicación geográfica de los mismos. Debe tenerse en cuenta que la capacidad de producción de los diferentes campos evoluciona de manera propia, por lo que las participaciones y aportes de cada uno de estos variará en el tiempo.

Tabla 5-1 Distribución por campo de la oferta de gas natural proyectada

Cuenca	Campo o Planta de Regasificación	Oferta 2019-46 [TPC]	Participación	Poder Calorífico [BTU / PC]
Caguan-Putumayo	Orito	0.1144	0.80%	583
Catatumbo	Cúcuta	0.0163	0.11%	992
	Tibú	0.0107	0.07%	969
CesarRanchería	La Jagua	0.1059	0.74%	982

Cuenca	Campo o Planta de Regasificación	Oferta 2019-46 [TPC]	Participación	Poder Calorífico [BTU / PC]
Cordillera Oriental	Mariquita	0.0006	0.00%	1,021
	Sogamoso	0.1175	0.82%	1,013
	Toledo	0.1109	0.77%	1,077
	Vasconia	0.0041	0.03%	1,014
Guajira	Ballena	0.5053	3.52%	996
Guajira (Offshore)	Ballena Nueva*	2.4181	16.84%	996
Importación	Buenaventura*	3.6161	25.19%	996
	Mamonal*	3.5074	24.43%	1,035
Llanos Orientales	Aguazul	2.1099	14.70%	1,145
	Apiay	0.0026	0.02%	1,070
	Barranca de Upía	0.0021	0.01%	1,572
	Yopal	0.1869	1.30%	1,104
Valle Inferior del Magdalena	Curumaní	0.0782	0.54%	2,485
	El Difícil	0.0841	0.59%	1,104
	Jobo	0.6586	4.59%	1,004
	San Pedro	0.5320	3.71%	1,001
Valle Medio del Magdalena	Aguachica	0.0046	0.03%	996
	Agustín Codazzi	0.0366	0.25%	943
	Barrancabermeja	0.0463	0.32%	1,188
	Piedras	0.0132	0.09%	1,165
	San Rafael	0.0671	0.47%	1,067
	Sebastopol	0.0011	0.01%	993
Valle Superior del Magdalena	Aipe	0.0007	0.01%	1,145
	Hobo	0.0049	0.03%	1,205
	Neiva	0.0002	0.00%	1,086
Total		14.36	100.00%	1,037

Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME.

Ilustración 5-1 Sistema Nacional de Transporte agregado



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

5.1.2 Distribución nodal de la demanda

Para efectos del análisis de transporte, la demanda nacional de gas natural se distribuye en 105 nodos (Ilustración 5-1 y Tabla 5-2). Para los sectores termoeléctrico y petrolero su distribución nodal considera la demanda proyectada en los diferentes generadores termoeléctricos y en los campos de producción de hidrocarburos o refinados reportados. Para los demás sectores, su distribución está basada en su evolución histórica.

Tabla 5-2 Distribución nodal de la demanda media de gas natural (2019-45)

Región	Nodo	Consumo (TPC)	Participación
Centro	La Belleza	0.0004	0.00%
	Pte. Guillermo	0.0000	0.00%
	PuenteNacional	0.0058	0.05%
	Caldas	0.0156	0.12%
	Villa de Leyva	0.0037	0.03%
	Santana	0.0021	0.02%
	Tunja	0.0398	0.31%
	Jenesano	0.0024	0.02%
	Sogamoso	0.0916	0.72%
	Miraflores	0.2522	1.98%
	Yopal	0.0680	0.53%
	Termoyopal - Morro	0.4216	3.31%
	Aguazul	0.0040	0.03%
	Monterrey	0.0819	0.64%
	Barranca de Upía	0.0035	0.03%
	Cumaral	0.0056	0.04%
	Apiay	0.3965	3.11%
	Granada	0.0074	0.06%
	Villavicencio	0.0680	0.53%
	TermoOcoa	0.0000	0.00%
	Tocancipa	0.0469	0.37%
	Cogua	0.0561	0.44%
	Briceño	0.1182	0.93%
	Facatativa	0.0301	0.24%
	Mosquera	0.0851	0.67%
	Soacha	0.1556	1.22%
	Bogotá	1.1262	8.84%
	Usme	0.0000	0.00%
	Floreña	0.0000	0.00%
	Morichal	0.0000	0.00%

Región	Nodo	Consumo (TPC)	Participación
	Costayaco	0.0000	0.00%
Costa Atlántica	Ballena	0.0000	0.00%
	Intercor	0.0000	0.00%
	HatoNuevo	0.0209	0.16%
	Palomino	0.0296	0.23%
	Urumita	0.0050	0.04%
	Valledupar	0.0415	0.33%
	AgustinCodazzi	0.0132	0.10%
	Boqueron	0.0000	0.00%
	Casacara	0.0000	0.00%
	Santa Marta	0.0857	0.67%
	Cienaga	0.0117	0.09%
	Fundación	0.0133	0.10%
	El Dificil	0.0105	0.08%
	Barranquilla-Tebesa	0.5171	4.06%
	Termoflores	2.0254	15.90%
	Cartagena	1.3450	10.56%
	Mamonal	0.2214	1.74%
	Carmen de Bolivar	0.0205	0.16%
	Mompox	0.0044	0.03%
	Sincelejo	0.0746	0.59%
	Corozal	0.0078	0.06%
	San Pedro	0.0084	0.07%
	Sahagun	0.0162	0.13%
Monteria	0.0499	0.39%	
Jobo	0.0138	0.11%	
Cerromatoso	0.1983	1.56%	
Riohacha	0.0149	0.12%	
CQR	Herveo	0.0045	0.04%
	Padua	0.0000	0.00%
	Zarzal	0.0240	0.19%
	Armenia	0.0503	0.39%
	Pereira	0.1390	1.09%
	Manizales	0.1190	0.93%
Magdalena Medio	Curumaní	0.1056	0.83%
	Pailitas	0.0045	0.03%
	La Mata	0.0000	0.00%
	Aguachica	0.0276	0.22%
	San Alberto	0.0036	0.03%
	San Rafael	0.0000	0.00%

Región	Nodo	Consumo (TPC)	Participación
	Merielectrica	0.0174	0.14%
	CIB1	1.4995	11.77%
	CIB2	0.0000	0.00%
	Sebastopol	0.0019	0.02%
	Termocentro	0.0685	0.54%
	Termosierra	0.1301	1.02%
	Vasconia 1	0.8937	7.02%
	Vasconia 2	0.0000	0.00%
	Termodorada	0.0019	0.01%
NorEste	Bucaramanga	0.1280	1.00%
	Tibú	0.0003	0.00%
	Cúcuta	0.0414	0.33%
	Toledo	0.0014	0.01%
NorOeste	Medellín	0.5021	3.94%
	Cisneros	0.0372	0.29%
SurOeste	Popayán	0.0304	0.24%
	Candelaria	0.0450	0.35%
	Palmira	0.0693	0.54%
	Cerrito	0.0123	0.10%
	TermoValle/EmCali	0.2367	1.86%
	Cali	0.4420	3.47%
	Buenaventura	0.0109	0.09%
	Tuluá	0.0666	0.52%
Tolima Huila	Fusagasugá	0.0113	0.09%
	Mariquita	0.0070	0.05%
	Honda	0.0085	0.07%
	TermoPiedras	0.0081	0.06%
	Ibagué	0.0555	0.44%
	Gualanday	0.0132	0.10%
	Chicoral	0.0176	0.14%
	Purificación	0.0036	0.03%
	Aipe	0.0031	0.02%
	Neiva	0.0418	0.33%
	Hobo	0.0177	0.14%
	Guandó	0.0000	0.00%
Total		12.7395	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

En la distribución de demanda es notable la participación de las grandes ciudades. Entre éstas sobresalen Barranquilla y Cartagena porque además de atender la industria y el sector doméstico, consumen gas natural para generación termoeléctrica. La ciudad de

Barrancabermeja, localizada en el centro del país, es notable por sus requerimientos para la refinación de petróleo. Bogotá, donde se presenta la mayor concentración de población y por tanto de demanda doméstica, industrial y vehicular, también es importante por los volúmenes demandados.

5.1.3 Sistema troncal de transporte

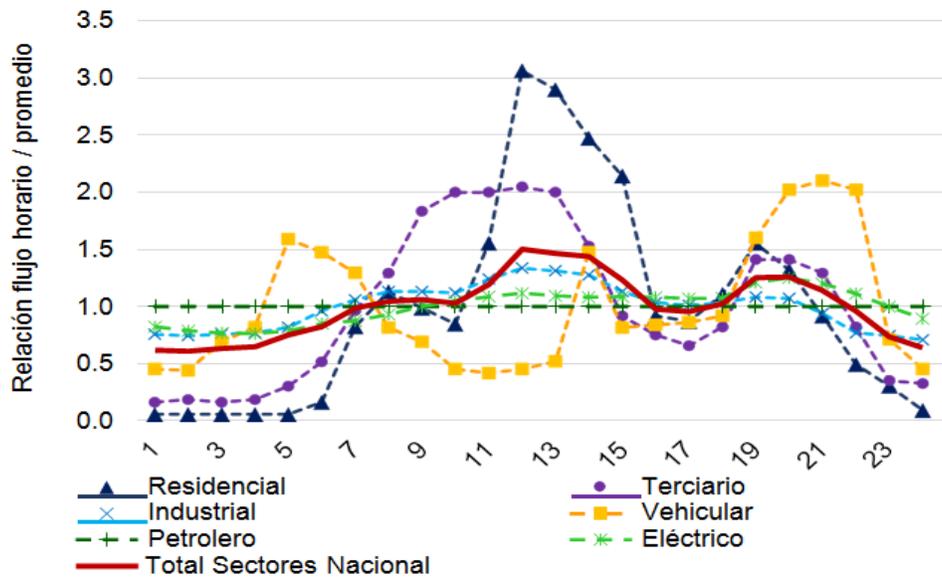
Para estimar o verificar la capacidad de transporte de los gasoductos se simuló la operación física (siguiendo la termodinámica de los fluidos), usando el programa especializado en transporte de gas natural TGNNet de la empresa Energy Solutions, y aplicando la curva de carga horaria de los diferentes sectores de la demanda. Se tuvieron en cuenta las características físicas de los ductos (diámetro, longitud, rugosidad, etc.) y geográficas (altitud, temperatura, distancias, etc.). También se consideró la capacidad de compresión utilizable y el tipo de demanda que servían, según los sectores de consumo que servían (ver Tabla 5-3 y Gráfica 5-1).

Tabla 5-3 Características de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural.

Tramo de Gasoducto	Tarifa [USD/kPC]	Longitud Aproximada [km]	Capacidad de Transporte Directa-Inversa [MPCD]	
Ballena → Barrancabermeja	1.25	584	250	150
Barrancabermeja → Sebastopol	0.43	88	220	220
Sebastopol → Vasconia	0.22	64	220	220
Sebastopol → Medellín	1.20	139	80	100*
Gibraltar → Bucaramanga	1.65	110	50 - 29	0
Cusiana → La Belleza	0.76	200	455	200
La Belleza → Vasconia	0.53	70	284	284
La Belleza → Bogotá	0.72	154	220	0
Vasconia → Mariquita	0.33	89	250	250
Mariquita → Neiva	2.90	228	17	0
Mariquita → Cali	1.35	282	160	300 - 250
Ballena → Barranquilla	0.70	255	400	200
Cartagena → Barranquilla	0.25	103	400	200
Jobo → Cartagena	1.19	190	200	200
Jobo → Medellín *	0.90	300	300-150	300-150
Buenaventura → Cali **	0.40	105	400	0

Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

Gráfica 5-1 Curvas sectoriales de carga horaria de gas natural



5.2 Metodología aplicada y proyección de flujos de las obras resultantes.

El sistema de transporte se presenta en la Ilustración 5-1 donde se muestra la resolución con la que se trabaja en el Plan de Abastecimiento. El modelo utilizado para el plan se basa en transportar el gas desde la fuente hasta el destino bajo la condición de mínimo costo el cual es discriminado en racionamiento, producción y transporte. Este modelo es la base para determinar los siguientes ítems:

- Precios a nivel nacional
- Expansiones requeridas en la Infraestructura (Abastecimiento y confiabilidad)
- Determinación de costos (Análisis financiero)

El modelo de mínimo costo, el cual es la columna vertebral de las simulaciones realizadas en el plan, es un programa lineal que busca minimizar la siguiente función objetivo:

Ecuación 5-1

$$C = p_R \sum_{n=1}^D (D_n - \delta_n) + \sum_{m=1}^S p_m^S \sigma_m + \sum_{l=1}^E c_l^T |f_l|$$

Siendo D los nodos de demanda, S los nodos de oferta, E los tramos, p_R el costo de racionamiento por no tener la demanda abastecida, p_m^S los precios de los nodos de oferta en cada nodo de oferta y c_l^T las tarifas de transporte para cada nodo. Por otra parte se tiene: D_n como la demanda de cada nodo de demanda, δ_n el consumo que puede ser llevado ante el nodo de demanda bajo las restricciones de oferta y transporte, σ_m la oferta de cada nodo de oferta, la cual no debe ser superior a su perfil de producción y f_l los flujos de transporte. Las restricciones a satisfacer son:

Ecuación 5-2

$$\delta_n \leq D_n$$

Ecuación 5-3

$$\sigma_m \leq S_m$$

Ecuación 5-4

$$-k_l^D \leq f_l \leq k_l^U$$

Ecuación 5-5

$$\sum_{l(in)} f_{l(in)} + \sigma_k = \sum_{l(out)} f_{l(out)} + \delta_k$$

La Ecuación 5-2 indica que el consumo del nodo n no debe exceder su demanda. La Ecuación 5-3 indica que para cada nodo de oferta, la cantidad que inyecta al sistema de gas no debe exceder su perfil de producción, la Ecuación 5-4 indica que el flujo que atraviesa un tramo no debe ser ni superior a su capacidad de flujo en el sentido convencional ni inferior a la capacidad de contraflujo (teniendo en cuenta su signo) y la Ecuación 5-5 es la ecuación de balance nodal en la que $l(in)$ representa los tramos que entran al nodo k , $l(out)$ son los tramos cuyo gas está saliendo de dicho nodo, σ_k es la oferta del nodo y δ_k es su consumo.

Si bien la Ecuación 5-1 es no lineal dado los valores absolutos que se encuentran en los flujos para dicha expresión, el problema puede linealizarse. Sin embargo se parte de dos insumos con unidades diferentes. Las demandas se encuentran en unidades energéticas (GBTUD) y las capacidades en volumétricas (MPCD). La relación de conversión la da el poder calorífico que es conocido para cada campo pero hay variaciones entre uno y otro, de modo que cada nodo de demanda recibe una mezcla de gases con diferente contenido energético aunque las variaciones son marginales.

De esta manera se hace un proceso iterativo donde primero, se asumen poderes caloríficos de los nodos de demanda para convertir la demanda de unidades energéticas a volumétricas; con estas unidades se establecen flujos y despachos a los nodos provenientes de los diferentes campos y se actualizan los poderes caloríficos de los nodos de demanda y se repite el proceso hasta obtener convergencia.

Del resultado se puede conocer cómo es despachado el sistema de Gas Natural y de qué fuente viene a cada nodo. Una vez determinados los flujos, se verifica que la infraestructura de transporte actual disponga de la capacidad suficiente para la atención de la demanda y, en caso contrario, se estima la expansión de la infraestructura necesaria para la prestación continua del servicio. El aumento de la capacidad de transporte se puede efectuar instalando o aumentando la capacidad de compresión o construyendo nuevos ductos paralelos (loops).

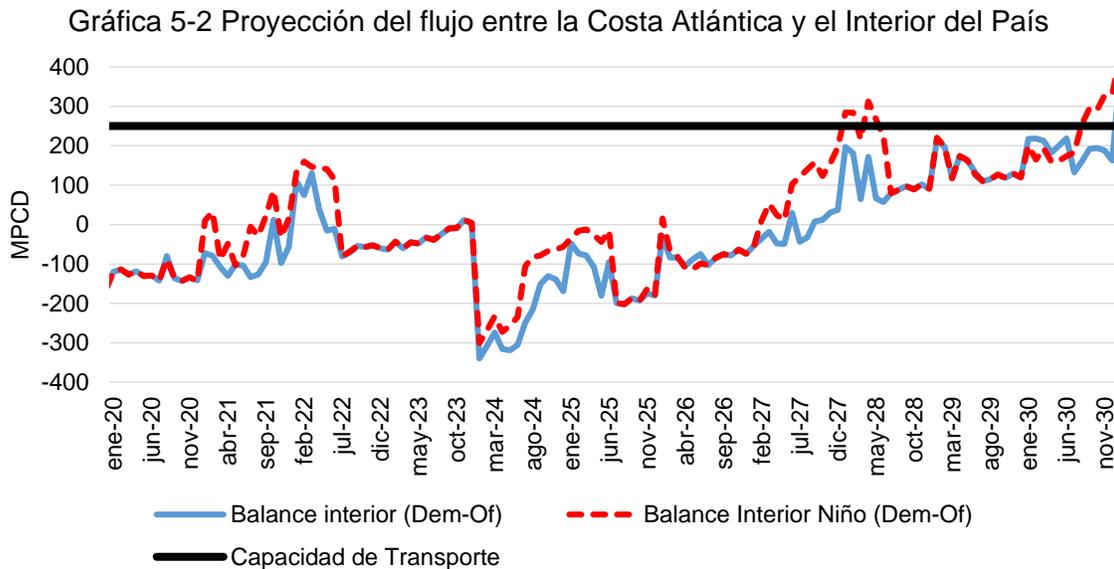
Según se observa en el balance 1 presentado en la Gráfica 3-1 se presenta un desabastecimiento a partir del año 2024, el cual se atendería mediante la importación de gas natural a través de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico ubicada en la Bahía de Buenaventura. Igualmente, se supone que hacia el año 2027 se dispondría de nueva oferta en el nodo Ballena, bien sea provenientes de oferta nacional (la posibilidad de los nuevos yacimientos off-shore) o de un punto externo de suministro. Esta proyección de la operación también tiene como supuesto que desde el año 2029 se cuenta con una nueva interconexión entre la Costa Atlántica y el interior del país, según se expone adelante en el numeral 5.1.

5.2.1 Proyección de flujos de transporte de gas natural

5.2.1.1 Análisis de interconexión Costa – Interior

Si bien la entrada en operación de la Infraestructura de Importación del Gas del Pacífico brinda al país seguridad de abastecimiento y confiabilidad en el servicio de gas natural, el incremento de la demanda de este energético y la declinación de los principales campos productores ubicados en la cuenca Llanos Orientales y Guajira, según se observa en el balance de la Gráfica 3-2, indican que el país requerirá de un nuevo punto de suministro de gas natural, que conforme con los análisis preliminares realizados por la UPME correspondería a un punto ubicado en la Costa Caribe.

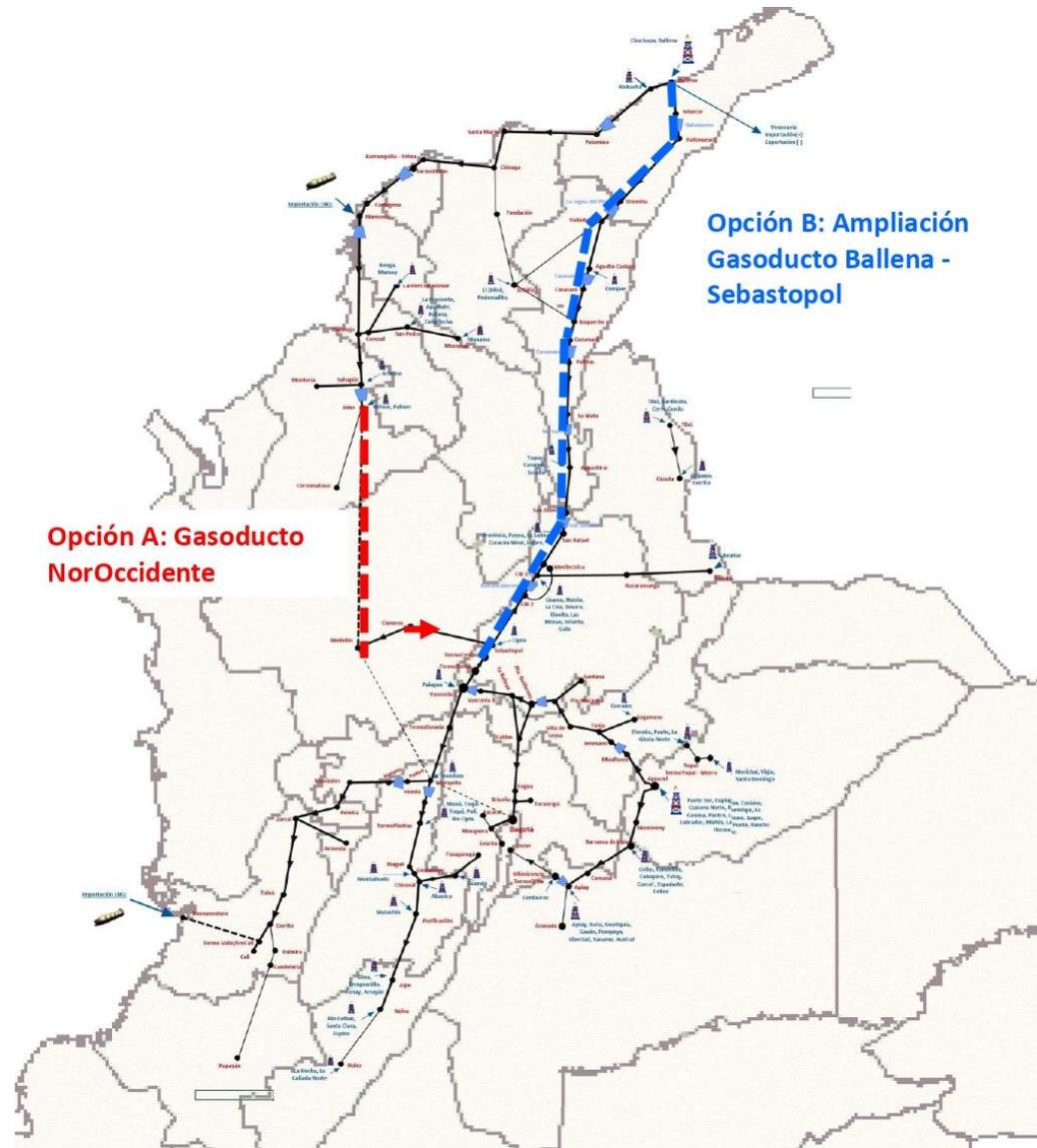
Por lo anterior, desde el año 2028 y en situación de Fenómeno de El Niño el flujo entre los nodos de Ballena y Barrancabermeja superaría la capacidad de transporte actual de tal tramo; con demanda media esta situación se presentaría desde el año 2030 (ver Gráfica 5-2).



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

Para superar este riesgo de desabastecimiento se recomienda ampliar la capacidad de transporte entre la Costa y el Interior de país, a través de dos opciones posibles que se analizan financieramente en el Numeral 9.1: i)- El Gasoducto NorOccidente entre los nodos de Jobo y Medellín y la bidireccionalidad del gasoducto Sebastopol - Medellín; y ii)- La ampliación del gasoducto Ballena - Sebastopol. De estas opciones se recomienda la primera, sustentada en sus menores costos y mayor confiabilidad brindada al sistema (ver Ilustración 5-2). Esta obra será objeto de estudio en la versión del plan 2020-2030.

Ilustración 5-2 Alternativas de para superar la limitación de capacidad de Ballena-Barranca

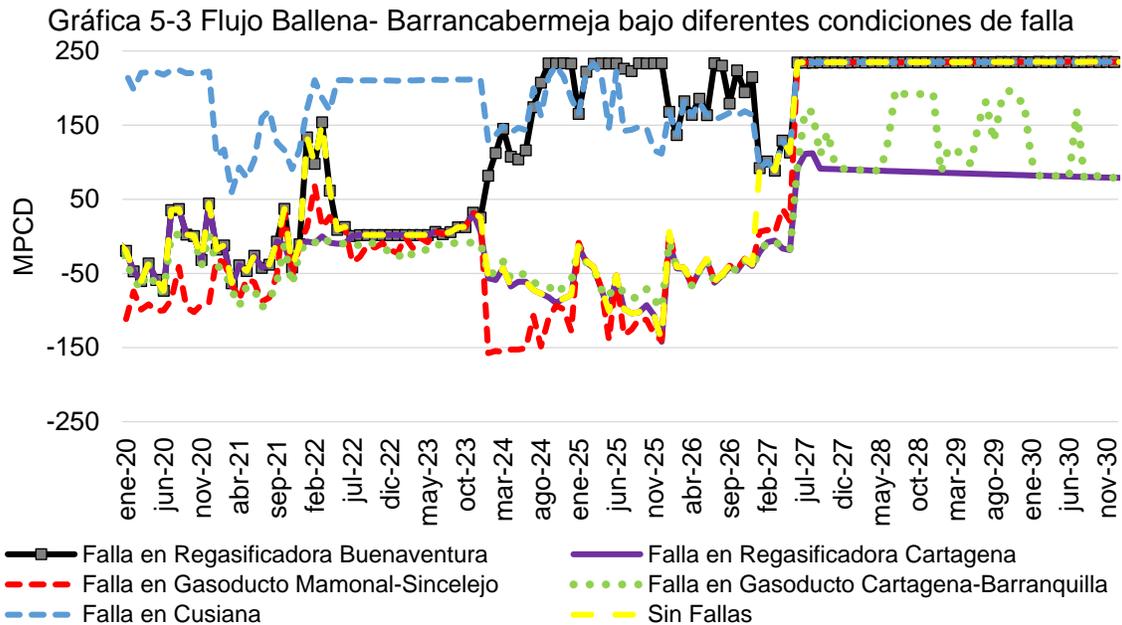


Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

5.2.1.2 Bidireccionalidad Barranca - Ballena

Además de lo mencionado en el numeral 5.2.1.1, y con el objeto de disponer de mayor flexibilidad operativa ante mantenimientos programados o fallas operativas en los campos de producción, plantas de regasificación, elementos de la red de gasoductos, sería conveniente contar de la bidireccionalidad Barranca - Barrancabermeja cuyos costos de implementación serían marginales dado que ya se contaría con las estaciones de compresión existentes entre Barrancabermeja y La Guajira.

A continuación, en la Gráfica 5-3 se presentan los flujos entre los nodos mencionados bajo diferentes condiciones de falla, asumiendo que tales fallas serían continuas. En caso de que salga de operación la Planta de Regasificación de Cartagena o el gasoducto Cartagena – Barranquilla, habría la necesidad de llevar gas natural desde el interior del país hacia la Costa Atlántica hasta por 100 MPCD, bajo la condición de estar en operación la Planta de Regasificación de Buenaventura.

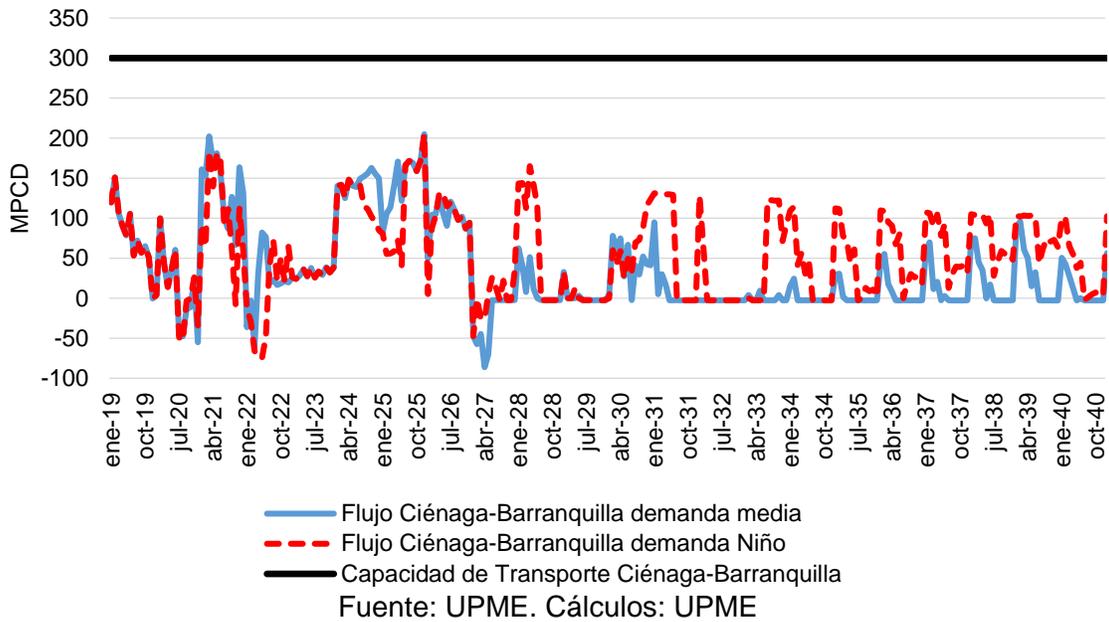


Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

5.2.1.3 Bidireccionalidad Gasoducto Ballena – Barranquilla

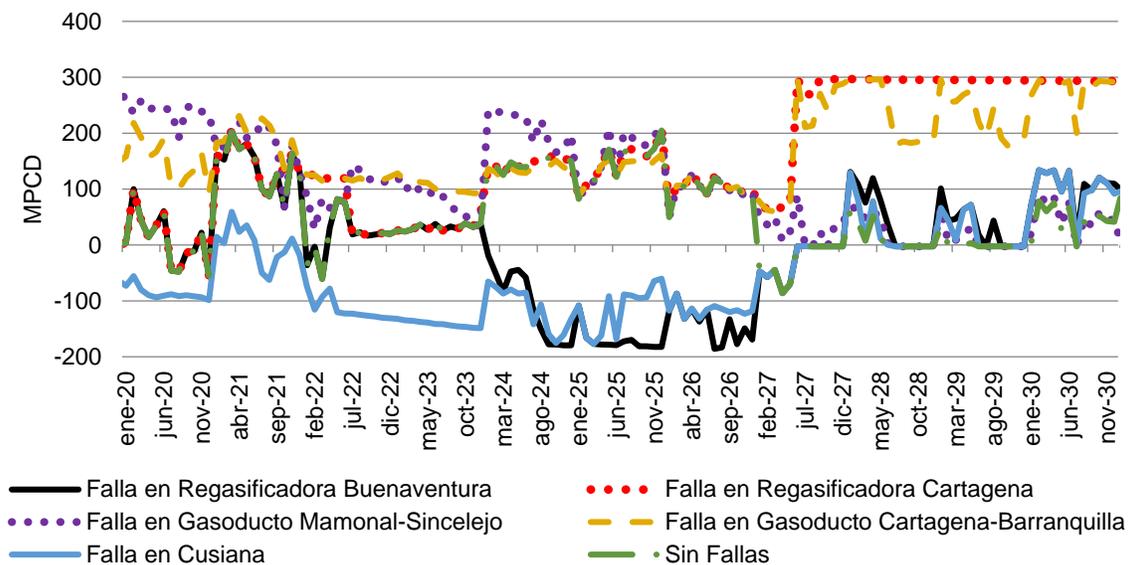
De acuerdo con los resultados de la simulación y con las potencialidades de aprovechamiento de las nuevas fuentes de suministro, se establece la necesidad de disponer de flujo de gas natural en dirección Barranquilla – Ballena desde finales de 2022. Este flujo habilitaría la posibilidad de que gas importado por Cartagena pueda ingresar al interior del país (ver Gráfica 5-4), lo que implicaría beneficios de confiabilidad al oriente de la Costa Atlántica e interior del país frente a eventos en estas mismas zonas.

Gráfica 5-4 Proyección de flujo en el tramo Ballena -> Barranquilla



Haciendo uso de la infraestructura actual de ductos y estaciones de compresión de Caracolí y Palomino, y desarrollando las obras menores para que el flujo pueda darse en dirección NorOriente, sería posible llevar hasta La Guajira cerca de 170 MPCD; magnitud que se alcanzaría bajo fallas de algunos elementos del sistema (Gráfica 5-5). Complementario a esto sería necesaria la interconexión del gasoducto de la Costa Atlántica con el que va desde La Guajira hacia el interior del país, evitando el paso por el nodo Ballena.

Gráfica 5-5 Proyección de flujo en el tramo Ballena > Barranquilla bajo falla de algunos elementos del sistema

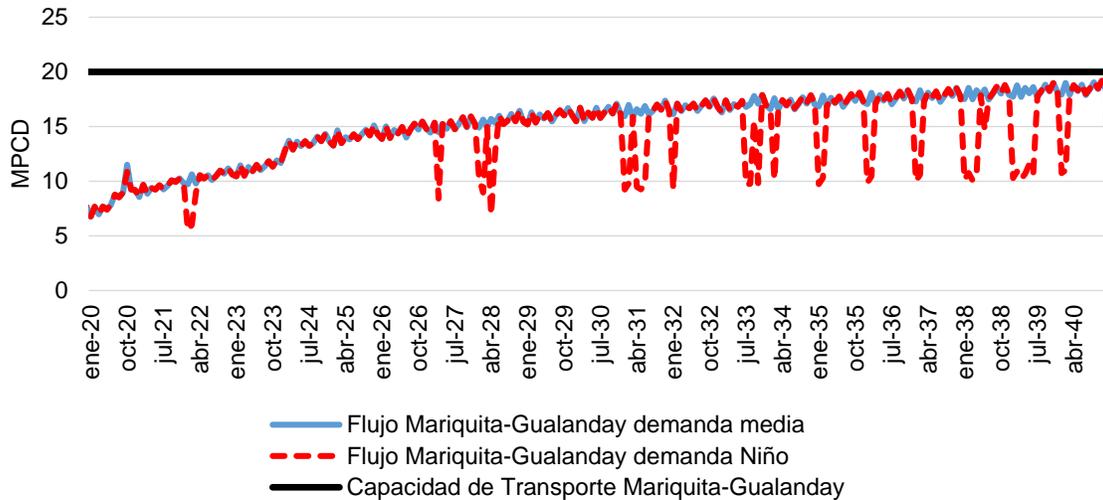


Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

5.2.1.4 Gasoducto Mariquita - Gualanday

Este ducto alimenta los departamentos de Tolima, Huila, Caquetá (virtualmente) y algunos de sur de Cundinamarca. La estimación de demanda para esta región indica un crecimiento progresivo unido a la declinación de los campos de la región, de manera que se estaría sobrepasando el límite de su capacidad de transporte hacia el año 2021 (ver Gráfica 5-6), lo cual exigiría ampliaciones en tal infraestructura.

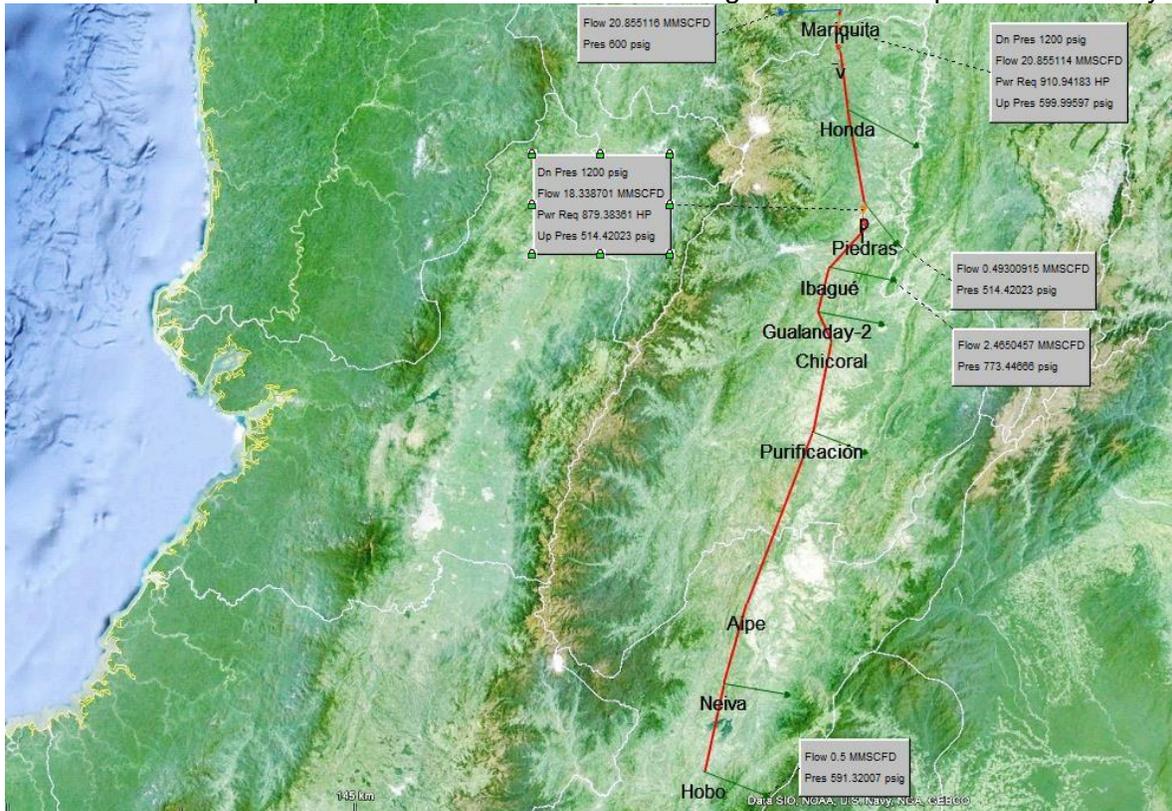
Gráfica 5-6 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo Mariquita - Ibagué



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

De los resultados de la simulación del sistema de transporte se propone ampliar la capacidad del tramo Mariquita – Gualanday a 20 MPCD con la construcción una estación de compresión de aproximadamente 2,500 hp, ubicada en un punto intermedio entre los mencionados nodos. Lo anterior se simuló y probó considerando la demanda proyectada en el año 2035, usando las curvas de carga expuestas en el Gráfica 5-1. La Ilustración 5-3 muestra el esquema de tal gasoducto.

Ilustración 5-3 Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Mariquita – Gualanday



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

5.2.1.5 Gasoducto Buenaventura – Yumbo – Mariquita

En los análisis de balance nacional de gas natural se estableció la necesidad de una nueva importación de gas natural en el puerto de Buenaventura desde el año 2024.

Ilustración 5-4 Esquema de Infraestructura de los gasoductos Buenaventura – Yumbo – Vasconia

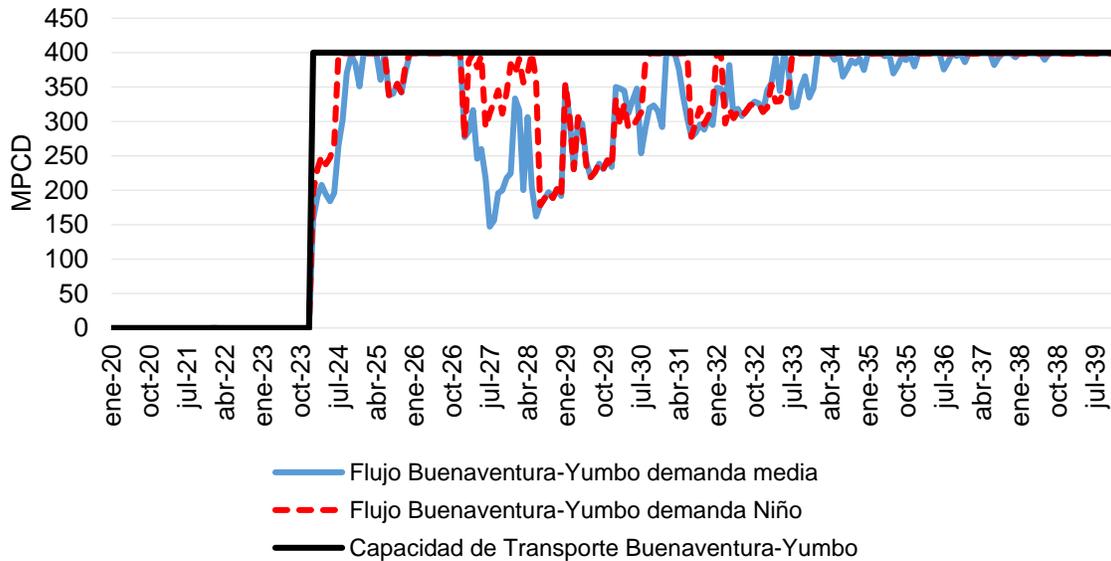


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Bajo el supuesto de entrada en operación de una segunda planta de regasificación ubicada en la bahía de Buenaventura en tal año, los requerimientos de infraestructura serían los siguientes (ver Ilustración 5-4):

- i. Construcción del tramo de transporte entre Buenaventura y Yumbo enterrado y sin ocmpresión con una capacidad no inferior de 400 MPCD (distancia aproximada de 102 km y un diámetro de 30”). En la actualidad entre estas dos ciudades existe un poliducto y en el puerto se dispone de instalaciones para el tráfico de hidrocarburos, las cuales si bien no se usarían para el transporte de gas natural, ya son áreas intervenidas lo cual pueden facilitar la construcción de la nueva infraestructura (Ver Gráfica 5-7).

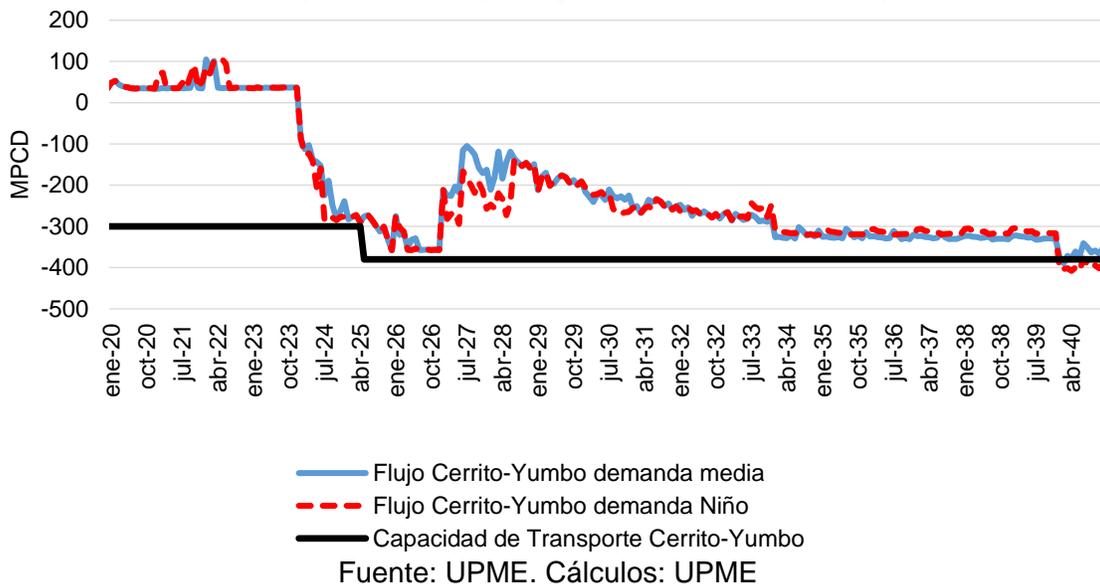
Gráfica 5-7 Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Yumbo



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

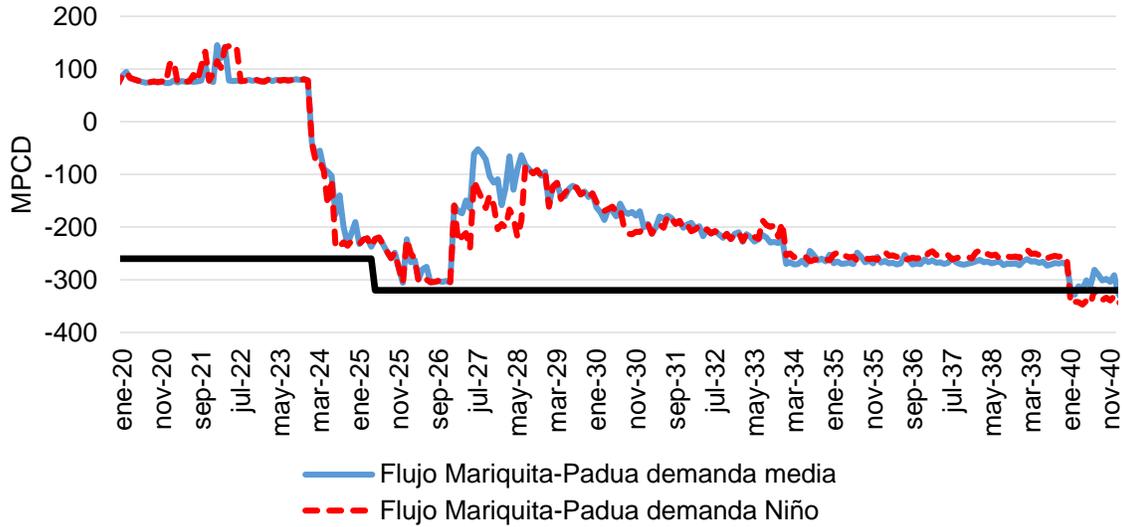
- ii. Habilitar el transporte de gas natural entre Yumbo y Vasconia (bidireccionalidad): La importación de gas natural tendría como destino, en principio, la región del Valle del Cauca, la zona cafetera, el Tolima-Huila y usuarios al norte y oriente del nodo Vasconia. Desde la entrada en operación de la Planta de Regasificación la disponibilidad de transporte entre Yumbo y Mariquita debe contar con una capacidad de 300 MPCD saliendo de Yumbo y 250 MPCD entregados en Mariquita (ver Gráfica 5-8 y Gráfica 5-9).

Gráfica 5-8 Proyección de flujo de gas natural entre Yumbo y Cerrito



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Gráfica 5-9. Proyección de flujo de gas natural entre Padua y Mariquita

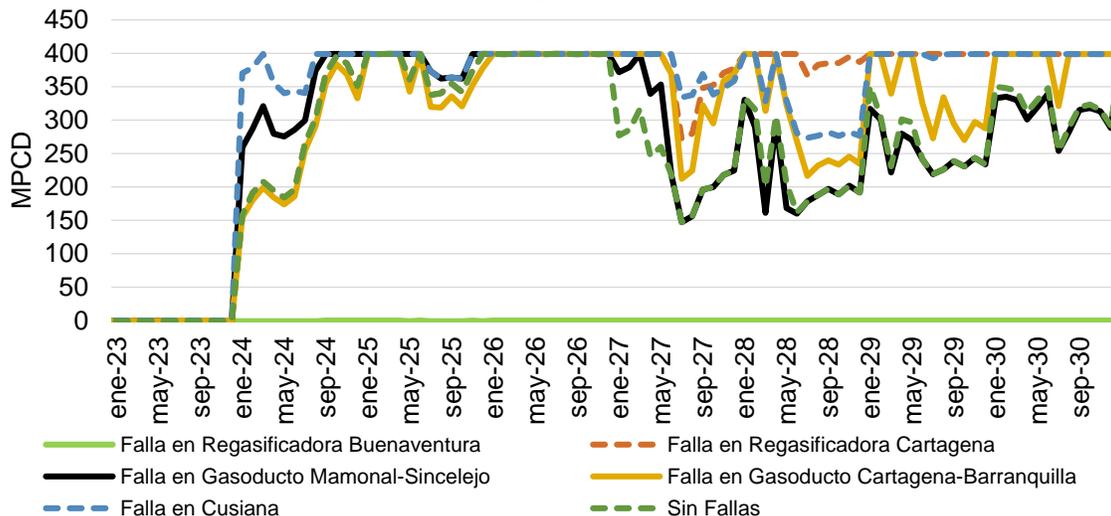


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

En la Gráfica 5-9 se observa una necesidad de expansión hasta de 300 MPCD, la cual se causa en el período 2025-26 por incertidumbre de la demanda y la capacidad de regasificación de SPEC únicamente se utiliza para el respaldo de los generadores térmicos de la costa caribe, una vez a finales del 2026, se libere SPEC para la atención de toda la demanda nacional la necesidad de capacidad de transporte en el sentido Yumbo - Mariquita se reduce a 250 MPCD.

Complementariamente, en la Gráfica 5-10 se presentan los flujos entre los nodos mencionados (Yumbo-Mariquita) bajo diferentes condiciones de falla, asumiendo que esta es continua y sin considerar el almacenamiento operativo propio del sistema de transporte.

Gráfica 5-10 Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Yumbo bajo condiciones de falla de algunos elementos del sistema



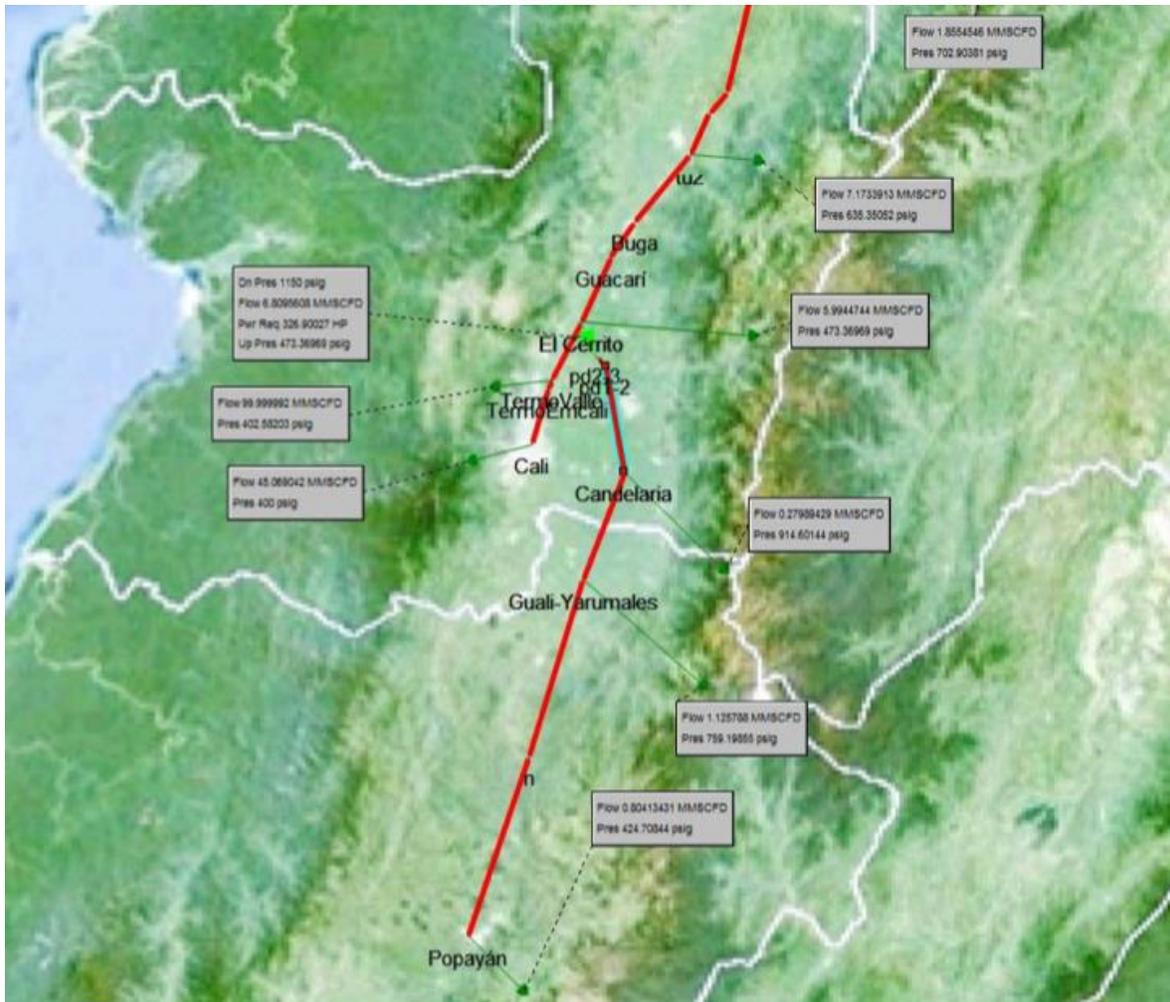
Fuente: UPME. Cálculos: UPME

5.2.1.6 Ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí

Frente a altas demandas de gas natural en el Valle del Cauca, específicamente cuando se prenden las térmicas del Valle del Cauca, la presión en este sistema presenta inconvenientes para la atención de la demanda aguas abajo del nodo Jamundí.

Por lo anterior, se propone la adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para ampliar la capacidad de transporte en el ramal Jamundí que garantice la atención de la demanda en el nodo Popayán de 3 MPCD y se garantice en este nodo una presión de entrada no menor de 250 Psig.

Ilustración 5-5. Requerimiento de Infraestructura ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí

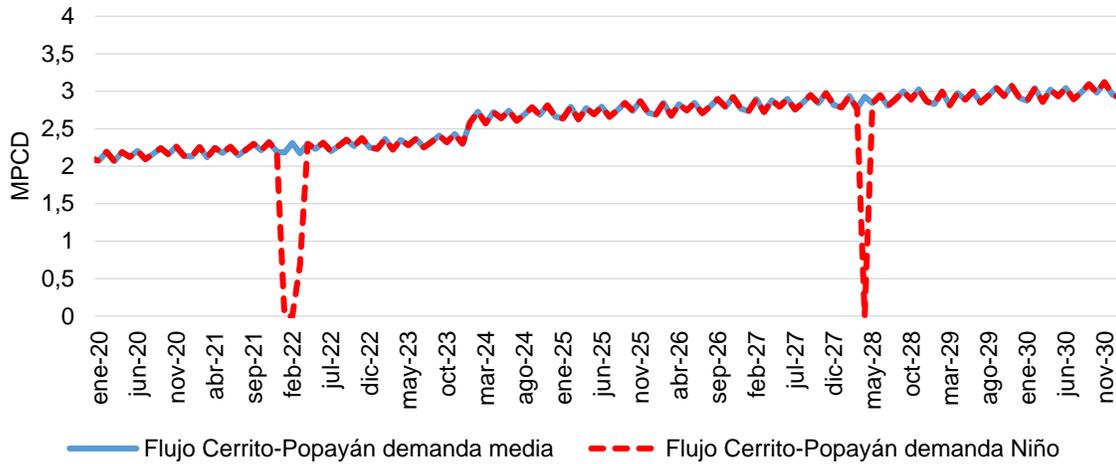


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Finalmente, se presentan los flujos en el ramal Jamundí para aumentar la capacidad de transporte que conecta Cali con Popayán, donde se muestran las exigencias de

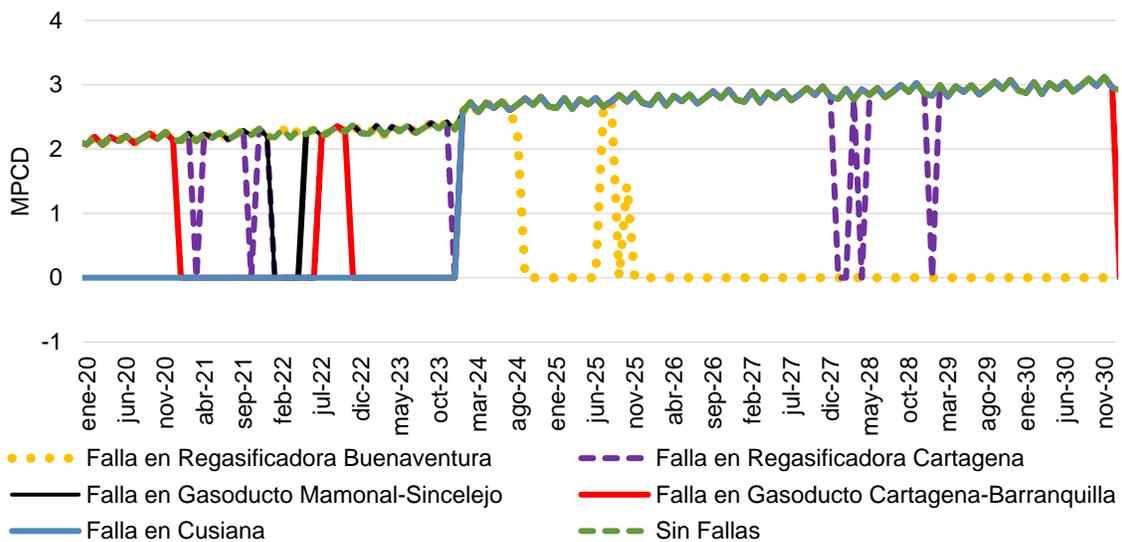
compresión. Los resultados se muestran en la Gráfica 5-11 y Gráfica 5-12 los flujos bajo condiciones de fallas.

Gráfica 5-11. Proyección de flujo de gas natural en el ramal Jamundí



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Gráfica 5-12 Flujo en el ramal Jamundí bajo condiciones de fallas



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

6 Modelo de precios nacionales

Inicialmente se determinan los precios a nivel internacional, se parte del supuesto que bajo condiciones de mínimo costo, el gas nacional sale despachado primero; de esta forma los nodos nacionales deben ajustarse al precio internacional. Consideremos la Ilustración 6-1 Esquema de establecimiento del precio del gas a nivel nacional donde se muestra el esquema.

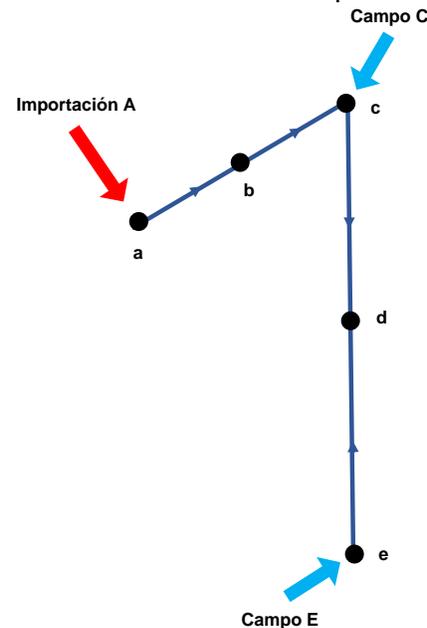
De acuerdo a la Ilustración 6-1 Esquema de establecimiento del precio del gas a nivel nacional, consideremos b un nodo donde se vende el gas. c , un campo nacional y a el nodo de importación. Sea p_a el precio del nodo de importación y c_{ab} el costo para llevarlo de a hasta b . Si c es un campo nacional, se tiene entonces:

Ecuación 6-1

$$p_a + c_{ab} \geq p_c + c_{cb}$$

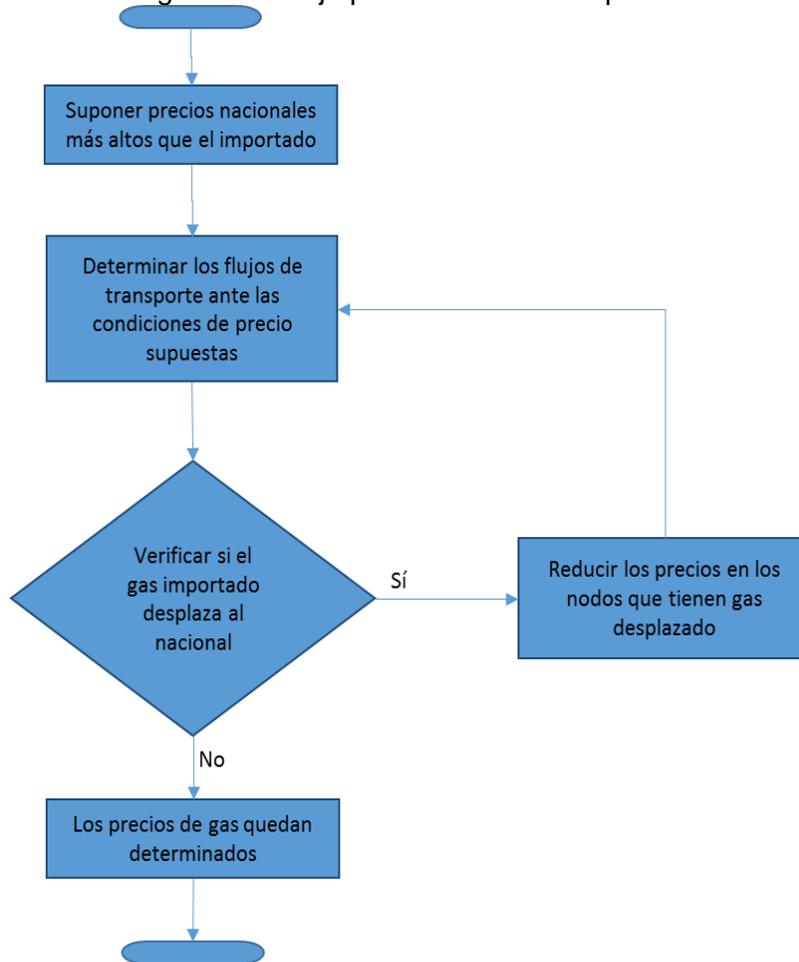
Lo mismo debe suceder con el resto de nodos nacionales. Lo anterior se resume en el siguiente diagrama de flujo presentado en la Ilustración 6-2. Diagrama de flujo para establecer los precios a nivel nacional. Como el modelo tiene oferta nacional limitada, la desigualdad en Ecuación 6-1 sólo se aplica en los nodos donde alcanza la cobertura de dicho campo. Lo anterior conlleva a que los precios nacionales puedan subir una vez el campo entre en escasez y tenga un radio de acción más limitado.

Ilustración 6-1 Esquema de establecimiento del precio del gas a nivel nacional



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Ilustración 6-2. Diagrama de flujo para establecer los precios a nivel nacional

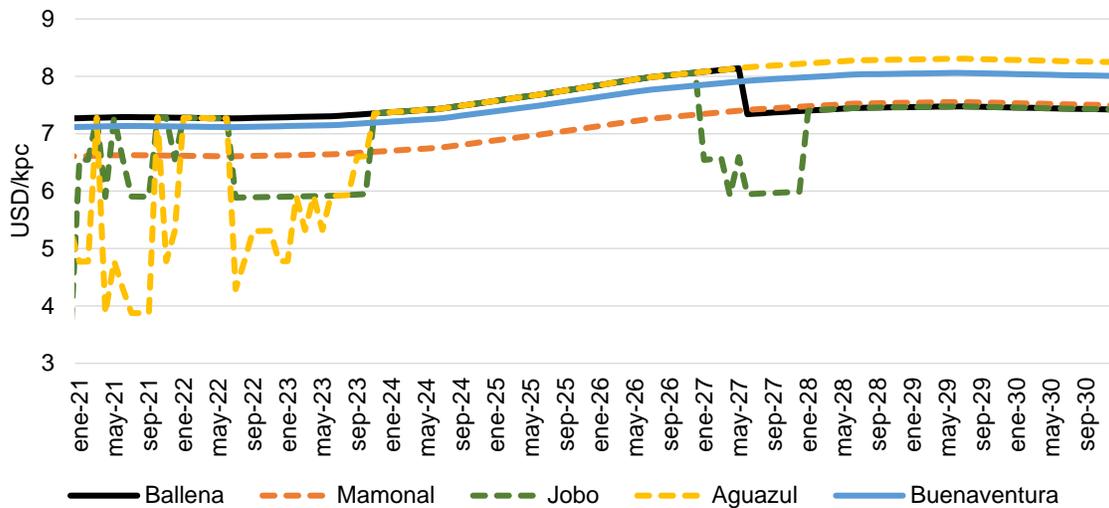


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Además de la competencia contra el gas internacional, los nodos nacionales tienen un nivel de competencia entre sí para que estos no atrapen su gas. Lo anterior es la facilidad que tienen los campos de evacuar su gas, y esta facilidad (o en algunos casos, dificultad) hace que tengan que reducir su precio en mayor o menor grado frente a sus competidores inmediatos. En el modelo se consideran tres clústeres de nodos de oferta teniendo en cuenta dicha facilidad. El primero es Guajira, que tiene dos salidas de su gas, haciendo que no sea tan necesario bajar su precio; el segundo, es el VIM, que tiene dos fuertes competidores para vender su gas; por un lado se encuentra Calamarí LNG y por el otro Guajira. Al no tener una segunda salida sino hasta la espera de la entrada del gasoducto del Noroccidente, este debe castigar su precio. Finalmente el tercer cluster estaría representado por los Llanos que tienen como competidores a Guajira y la Planta de Regasificación de Buenaventura. Los clústeres 2 y 3 son los que presentan mayores sensibilidades a cambios de oferta y demanda, en especial el 2.

Debe mencionar que nuevos puntos de importación de gas presionan los precios del gas nacional, dado que este debe reducir los costos de producción para ser competitivo. Lo anterior puede medirse aplicando el algoritmo empleado en la Ilustración 6-2. También pueden presentarse oscilaciones en el precio nacional debidas a cambios de la demanda, puesto que las fronteras que tienen los campos, mostradas en la Ilustración 6-1 pueden cambiar y así, pueden cambiar los precios en boca de pozo. Resultado de lo anterior mostramos los precios en nodos principales resumidos en la Gráfica 6-1, es importante señalar que dichos precios corresponden a los resultados arrojados por el modelo bajo los supuestos considerados anteriormente.

Gráfica 6-1 Precios en boca de pozo de algunos nodos



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Los resultados presentan un precio en el nodo Ballena sostenido hasta el 2027 dado que está distante de Buenaventura, y como la oferta de Calamarí LNG aún no se supone libre, no se tendría techo de precios, dado que no tiene competidor. Su precio es sostenido hasta que se supone la entrada de gas hacia mediados del 2027 a través del nodo Guajira.

En este desarrollo el gas natural producido en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, representado por el nodo de Jobo, y dado que para el momento no se dispone aún de la interconexión Noroccidente, solo puede transportarse en el sentido nororiental, y eso lo hace especialmente sensible a oscilaciones de la demanda y muestra una disminución en el año 2027 donde compite con Ballena, pero se recupera una vez entra en operación el gasoducto del Noroccidente.

En el caso de Cusiana, representado por el nodo Aguazul, la entrada de Buenaventura coincide con el comienzo de la declinación de este campo, de acuerdo con lo definido por la declaración de producción. En consecuencia, el efecto de Buenaventura sobre Cusiana no es la reducción de su precio; este se incrementa a los niveles de Ballena, dado que el radio de acción donde se espera alcance el gas de Cusiana es más reducido.

7 Confiabilidad

El estudio en este Capítulo se centrará en la influencia de la confiabilidad en el problema del desabastecimiento. Se busca esencialmente medir su impacto y proponer medidas que puedan aumentarla.

Un aspecto importante para considerar dentro del Plan de Abastecimiento es la confiabilidad del sistema. Esta se define como la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural para prestar el servicio con el menor grado de interrupciones ante fallas en la infraestructura. Parte del problema de abastecimiento está asociado a problemas de confiabilidad y los eventos que pueden alterar la operación del sistema de gas pueden repercutir causando desabastecimiento de la demanda.

Las fallas se deben a eventos de dos tipos: el primero, de fuerza mayor, que corresponde a fallas que no se tienen previstas y que, por tanto, no se dispone de un programación para atenderlas y el segundo, considerado como eventos planeados, donde la ausencia de operación ha sido programada para realizar trabajos diversos, asociados a mantenimientos. Por lo anterior, existe la probabilidad, por pequeña que sea, de que la demanda en ciertos nodos no sea atendida por la indisponibilidad operativa de uno o más elementos del sistema. La confiabilidad hace referencia al complemento de esta probabilidad, o sea, que el sistema será más confiable si dicha probabilidad de falla es menor, lo que se traduce en menor indisponibilidad de los elementos del sistema.

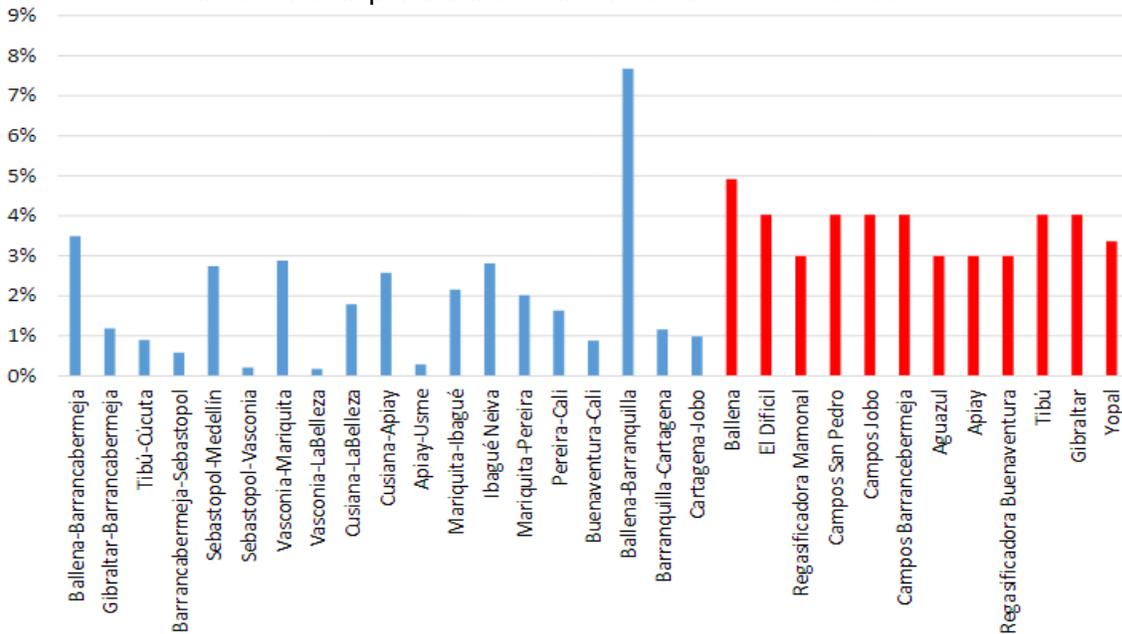
7.1 Indisponibilidad en los gasoductos

La indisponibilidad de cada elemento j del sistema se determina como el cociente entre el tiempo fuera de operación y el número total de horas del período bajo análisis, ambos durante un período anual. La información disponible de las empresas productoras y transportadoras de gas natural en el país indica que la valoración de la indisponibilidad y gestión de las fallas entre éstas es diferente. Debido a esta falta de uniformidad, para determinar la indisponibilidad de los gasoductos se utilizó el mayor entre: i) un indicador histórico de indisponibilidad reportado por los agentes a la SSPD; ii) la indisponibilidad por factores climáticos de los tramos del sistema de transporte de gas natural que tienen cruces subfluviales; y iii) la indisponibilidad por factores climáticos y topográficos de los tramos del Sistema de Transporte de gas natural. Los cuales se explican con más detalle a continuación:

- i) Indicador histórico de indisponibilidad reportado por los agentes a la SSPD

Para calcular el indicador histórico de indisponibilidad se utilizó información referente al número de fallas y la duración de las mismas suministrada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD-. En la información hay tramos que no tienen registradas indisponibilidades, lo cual indicaría que, si se utilizara directamente esta información, su probabilidad de falla sería cero. Para evitar esto, se agruparon los tramos por regiones geológicas y se estimó el promedio regional de indisponibilidad por longitud para cada región, el cual se asumió para los tramos de cada una de éstas. En la Gráfica 7-1 se presentan las indisponibilidades de los diferentes elementos de acuerdo con su información histórica.

Gráfica 7-1 Indisponibilidades históricas de los elementos de la red



Azul: Principales tramos del SNT - Rojo: Principales Campos Productores

Fuente: SSPD – CNO GAS. Cálculos: UPME

- ii) Indisponibilidad por factores climáticos de los tramos del sistema de transporte de gas natural que tienen cruces subfluviales

Respecto a este segundo indicador, así como en períodos de bajos aportes hidrológicos, los campos de producción y el Sistema de Transporte se enfrentan a mayores demandas de gas natural. En períodos de altos aportes hidrológicos, los riesgos de una mayor erosión en las obras civiles asociadas al ducto en los cruces subfluviales aumentan los riesgos de fallas en el Sistema de Transporte de gas natural.

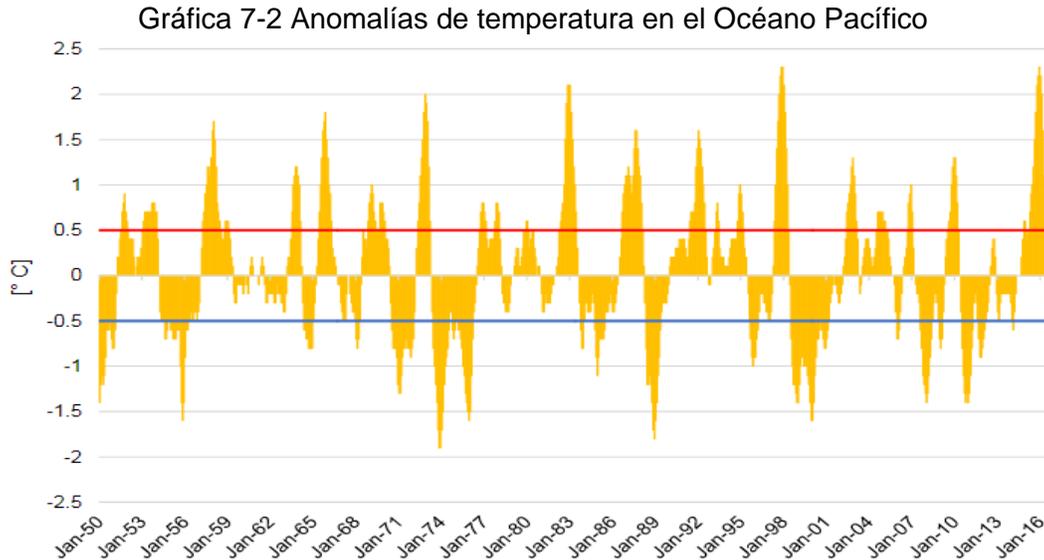
En particular, se considera que el tramo de gasoducto Ballena –Barranquilla que cruza bajo el lecho del Río Magdalena y abastece Barranquilla y el Occidente de la Costa Atlántica, estuvo en operación restringida en el año 2012 cerca de nueve meses, como consecuencia del incremento en las lluvias que ocasionaron un cambio del cauce del río Magdalena a la altura de Barranquilla. La indisponibilidad por factores climáticos de cada tramo corresponde al producto de: i) un factor de indisponibilidad de los cruces subfluviales por unidad de longitud i_l , y ii) la longitud subfluvial estimada de cada tramo l . A su vez, el factor de indisponibilidad i_l se define como:

Ecuación 7-1

$$i_l = \frac{\text{Pr \{Evento\}} T_{ind}}{T_{tot} l}$$

Siendo en la ecuación los siguientes factores: Pr {Evento} Es la probabilidad de que ocurra un evento. T_{ind} es el tiempo que dura el tramo indisponible, T_{tot} es el tiempo total del horizonte de análisis y l la longitud del tramo.

Para estimar la $Pr\{Evento\}$ se consideró la probabilidad de ocurrencia de un Fenómeno de la Niña con indicador ONI mayor o igual a $-1^{\circ}C$. De la información disponible se aprecia que desde el año 1950 hasta la fecha, en 94 de los 803 promedios de temperaturas de tres meses consecutivos la anomalía ha sido inferior a $-1^{\circ}C$. Esto determina que, aproximadamente cada 12.6 años se daría un evento de mayores aportes hidrológicos, para una probabilidad de un 8% (ver Gráfica 7-2).



Fuente: NOAA. Cálculos: UPME

Para estimar $\frac{T_{ind}}{T_{tot}}yl$, se utilizó como referencia el evento ocurrido en el año 2012, en el que el ducto de aproximadamente 2 km de longitud subfluvial del tramo que abastece Barranquilla estuvo en operación restringida durante cerca de 9 meses (75% del tiempo). Con lo anterior, se determinó un factor $i_l = 0.003\%$ por cada metro subfluvial. La longitud subfluvial de cada tramo se calculó a partir de la información de los agentes transportadores y los esquemas de sus sistemas, así como mapas físicos de las áreas por donde estos pasan.

- iii. Indisponibilidad por factores climáticos y topográficos de los tramos del Sistema de Transporte de gas natural

Para este indicador, se tiene que en períodos de altos aportes hidrológicos los riesgos de deslizamientos de tierra aumentan las indisponibilidades de los gasoductos en el sistema.

De información proveniente de los agentes del sector sobre eventos de deslizamientos que han afectado el transporte de gas natural en el centro y oriente del país e hidrológica del NOAA se forma en la siguiente ecuación:

Ecuación 7-2

$$Ind_T = 0.08 \frac{1.4345l + 306.64IT}{8760}$$

Donde los factores en el numerador en la anterior ecuación corresponden a las horas indisponibles al año del gasoducto en razón a deslizamientos de tierra, que dependen de la longitud de tramo l y de su índice topográfico IT y se determinaron estadísticamente con

información de los agentes transportadores de gas natural. El denominador de la Ecuación 7-2 es el número de horas de un año y se multiplica por la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de muy alta hidrología.

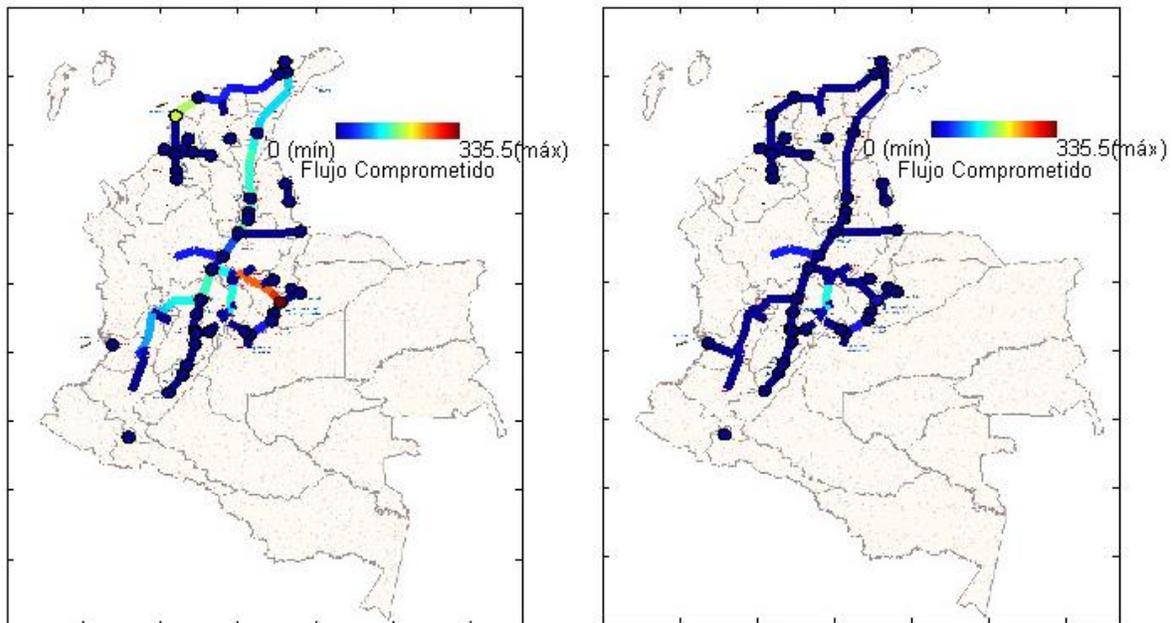
7.2 Indisponibilidad de los campos de producción.

Para establecer la indisponibilidad de los campos de producción se utilizó información de un estudio realizado para la CREG y titulado *Estudio de Confiabilidad y Profundización en el Análisis de los Riesgos de Continuidad del Servicio Asociado a la Infraestructura de Suministro en los Campos de Producción*, elaborado en el año 2012 por la firma Freyre & Asociados y SNC-Lavalin-Itansuca. En resumen, la Gráfica 7-1 muestra las indisponibilidades finales agregadas para los grandes tramos de gasoductos y para los campos de producción.

7.3 Demanda desabastecida esperada

Se determinó el impacto de cada elemento cuando falla, denominado flujo comprometido, el cual se muestra en la Ilustración 7-1 para cada elemento. Éste se calcula como la demanda no abastecida cuando el elemento falla (y solo ese) durante un tiempo t_f . Se tiene que t_f tiene una relación positiva con la indisponibilidad previamente determinada, según una función que se estableció a partir de información histórica suministrada por la SSPD sobre de frecuencia y duración de fallas del sistema.

Ilustración 7-1 Flujos comprometidos con y sin la Planta de Buenaventura, febrero de 2024

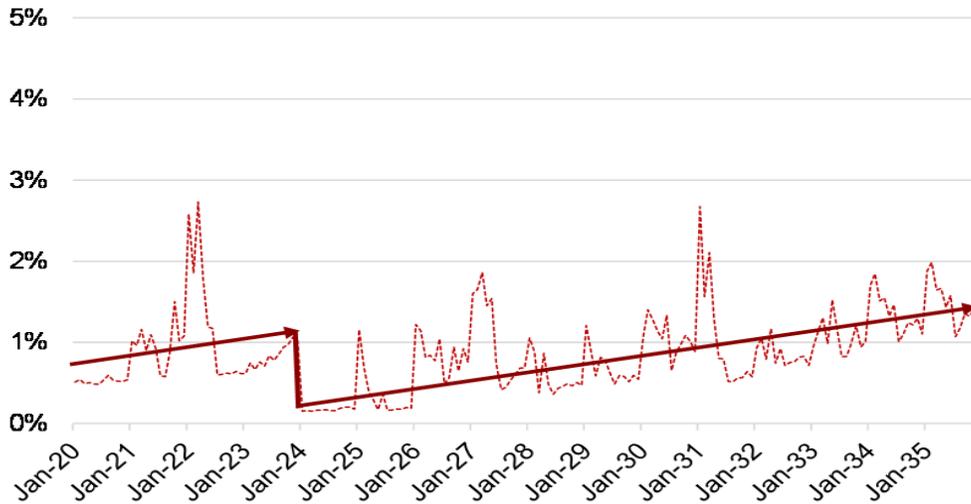


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Una vez obtenido el flujo comprometido de cada elemento con la Planta de Buenaventura y sin la misma, se determina el valor esperado de la demanda nacional no abastecida, mostrada en la Gráfica 7-3 de forma relativa a la demanda, como la sumatoria, para todos

los elementos, de los productos de los flujos comprometidos y sus indisponibilidades. Los gasoductos que causarían mayor impacto en el abastecimiento de gas natural, tomando como referencia febrero de 2024, serían: i) Cartagena-Barranquilla-Ballena, que se relaciona con el suministro de gas importado a la Costa Atlántica y el Interior del país; ii) Ballena-Vasconia, asociado con el abastecimiento de los campos de La Guajira al Magdalena Medio; iii) El Porvenir-Vasconia/Bogotá, relacionado con suministro de los campos de los Llanos al Magdalena Medio y Bogotá; y iv) Vasconia-Cali, relacionado con el abastecimiento de Cusiana hacia la Zona Cafetera y Suroccidente del país.

Gráfica 7-3 Demanda desabastecida esperada en relación con la demanda nacional



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Para la proyección de los efectos que pueda tener la importación por el puerto de Buenaventura sobre la confiabilidad en el suministro de gas natural se define el indicador Demanda Relativa no Suministrada como el cociente entre la demanda nacional no suministrada en razón a fallas en la operación de los elementos (establecidas estocásticamente) y la demanda nacional. Tal indicador se muestra en la Gráfica 7-3.

De manera complementaria, la Ilustración 7-1 muestra para el mes de febrero de 2024 los máximos flujos comprometidos en los elementos de sistema nacional de suministro de gas natural en caso de presentarse falla en éstos, para el caso de disponer o no de la Regasificadora de Buenaventura. En ésta se evidencia cómo la operación de esta infraestructura proyectada reduce los riesgos de desabastecimiento para toda la demanda nacional en razón a la diversificación de las fuentes de gas natural.

8 Beneficiarios

En este capítulo se determina qué nodos del sistema usan las obras propuestas en el plan. En una primer versión se presentan los beneficiarios directos, que son los centros de demanda cuyas moléculas de gas pasan por o se generan del activo al que se le está determinando su uso. Esta medida ayuda a establecer esquemas tarifarios como los basados en señal de distancia o estampilla, además de ayudar a determinar la zona de influencia que van a tener los proyectos de una manera más cuantitativa.

En el caso de nuevas fuentes como la Planta de Regasificación, se determinan en los nodos qué moléculas de gas se generan de la misma; para ello se toma la función de precios nodales la cual cumple la Ecuación 8-1, sino que se hacen unos cambios en los insumos para lograr el objetivo anterior. Dado el balance monetario la ecuación de precios viene dada por:

Ecuación 8-1

$$\sum_{n=1}^D p_n^D \delta_n = \sum_{m=1}^S p_m^S \sigma_m + \sum_{l=1}^L c_l^{Trans} |f_l|$$

Donde δ_n , σ_m y f_l son los consumos, producciones y flujos obtenidos del modelo de transporte, p_n^D es el precio en los nodos de demanda, el cual resulta endógeno p_m^S los precios en los nodos de oferta y c_l^{Trans} los costos de los tramos.

Al mantener constantes los flujos, esta conservación monetaria debe darse independientemente de los valores que tomen p_m^S y c_l^{Trans} , es aquí donde se procede a determinar a dónde llegan las moléculas provenientes de un activo.

Considérese en el caso de un punto de suministro. En este caso tómesese p_m^S nulo para los puntos de suministro excepto el activo en cuestión y c_l^{Trans} completamente nulo. Al aplicar estas cantidades en el lado derecho de Ecuación 8-1 obtenemos lo siguiente:

Ecuación 8-2

$$\sum_{m=1}^S p_m^S \sigma_m + \sum_{l=1}^L c_l^{Trans} |f_l| = \Phi$$

Siendo Φ el flujo proveniente del punto de generación. Al igualar la Ecuación 8-2 en la Ecuación 8-1 se obtiene

Ecuación 8-3

$$\Phi = \sum_{n=1}^D p_n^D \delta_n$$

De este modo la cantidad $p_n^D \delta_n$ es la parte que llega al nodo n del punto de generación. El análisis se puede hacer extensivo al caso de compresores y reversos utilizando las siguientes modificaciones: se toma p_m^S nulo en todos los nodos de oferta y c_l^{Trans} nulo en todos los tramos excepto en el del reverso o compresor. En el caso del compresor se toma el costo del tramo en 1 y en el del reverso se toma en 1 sólo si la dirección está en contraflujo ($f_l < 0$). Así, al aplicar la Ecuación 8-2 obtenemos el flujo de gas que pasa por el reverso o el compresor y al introducirlo en la Ecuación 8-3 obtenemos cómo se distribuye ese flujo en los nodos de demanda.

Adicionalmente a este análisis, se genera además del escenario base, los escenarios Niño y confiabilidad donde el primero se hace reemplazando en la Ecuación 8-2 los flujos

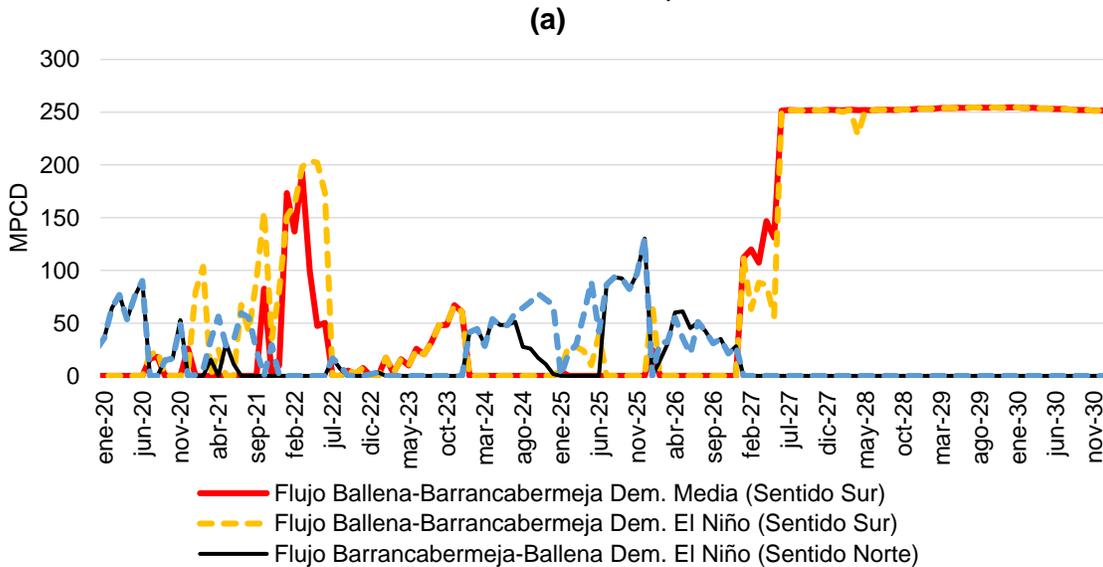
correspondientes a la demanda Niño y el segundo es el valor esperado bajo interrupciones del servicio del escenario medio de demanda con los supuestos utilizados en el capítulo 5.

Por otra parte, es útil conocer cómo se van a componer los beneficiarios de la demanda media, Niño y confiabilidad. Entonces primero estableceremos la composición demanda Niño con demanda media y se dejará el resto del tiempo de utilización del activo a propósitos de confiabilidad. Presentando así los beneficiarios, los mostramos a continuación para cada una de las obras propuestas en el Plan.

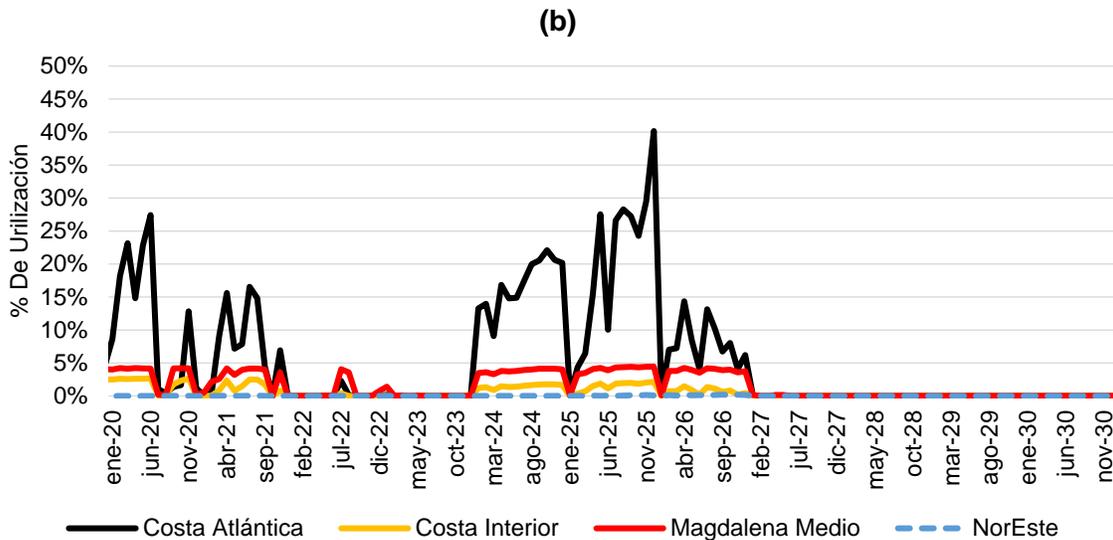
8.1 Reverso Ballena – Barrancabermeja

De acuerdo con información de National Oceanic and Atmospheric Administration – NOAA, las condiciones normales y de Fenómeno de El Niño tienen una participación en el tiempo de 88.8% y 11.2%, respectivamente. De las simulaciones de la operación futura del sistema, se obtiene que el factor de utilización del ducto con flujo en dirección norte es de 6.05% y 3.72%, respectivamente (Gráfica 8-1). El factor de utilización agregado sería entonces de 5.79% (ponderando con el tiempo), el cual correspondería al uso en condiciones de abastecimiento. Las gráficas y tablas se presentan de la siguiente manera: primero se presentan los flujos, luego la utilización que hacen las diferentes regiones de la obra, a continuación, se presentan los usos bajo abastecimiento, repartido en demanda media y Niño y luego confiabilidad; finalmente, se presentan en valores corrientes y en valor presente neto las utilidades con sus respectivos porcentajes agregados.

Gráfica 8-1 Proyección de flujo en el Gasoducto Ballena – Barrancabermeja. (a) Flujo (b) Utilización en el tiempo



Fuente: UPME. Cálculos: UPME



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Lo anterior indicaría que 5.79% del tiempo el reverso prestaría servicio por abastecimiento (demandas media y el Niño). Así, puede considerarse que el restante 94.21% del tiempo estaría disponible para contingencias del sistema y prestaría un servicio de confiabilidad. El resumen se presenta en la Tabla 8-1.

Tabla 8-1 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad del Reverso Barrancabermeja – Ballena

Utilización bajo demanda media	Utilización bajo demanda El Niño
6.05%	3.72%

Proporción del tiempo bajo demanda media	Proporción del tiempo bajo demanda El Niño
88.80%	11.20%

Utilización bajo condiciones de abastecimiento
5.79%

Utilización bajo condiciones de confiabilidad
94.21%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Los beneficiarios se determinan en relación con el volumen de gas natural que, haciendo uso del reverso en cuestión, abastece la demanda de las diferentes regiones y nodos del país durante el periodo 2021-45 (asumiendo desde diciembre de 2022 su entrada en operación). En la Tabla 8-2 se presenta tal volumen en su agregado regional de valores

originales (sin ponderar por tasa de descuento) y en valor presente a diciembre 2019 (ponderados con tasa de descuento de 12.75% anual).

Tabla 8-2 Proyección de volumen transportado por Reverso Barrancabermeja - Ballena a las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad.

(a)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.00	46.54	5.03	0.00	14.11	0.16	0.00	0.00	0.00	65.84
Abastecimiento	%	0.00%	70.68%	7.64%	0.00%	21.44%	0.24%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%

Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.00	29.35	3.34	0.00	9.24	0.08	0.00	0.00	0.00	42.02
Abastecimiento	%	0.00%	69.85%	7.95%	0.00%	22.00%	0.20%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

(b)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.00	47.36	4.35	0.00	13.64	0.24	0.00	0.00	0.00	65.58
Confiabilidad	%	0.00%	72.21%	6.63%	0.00%	20.80%	0.36%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%

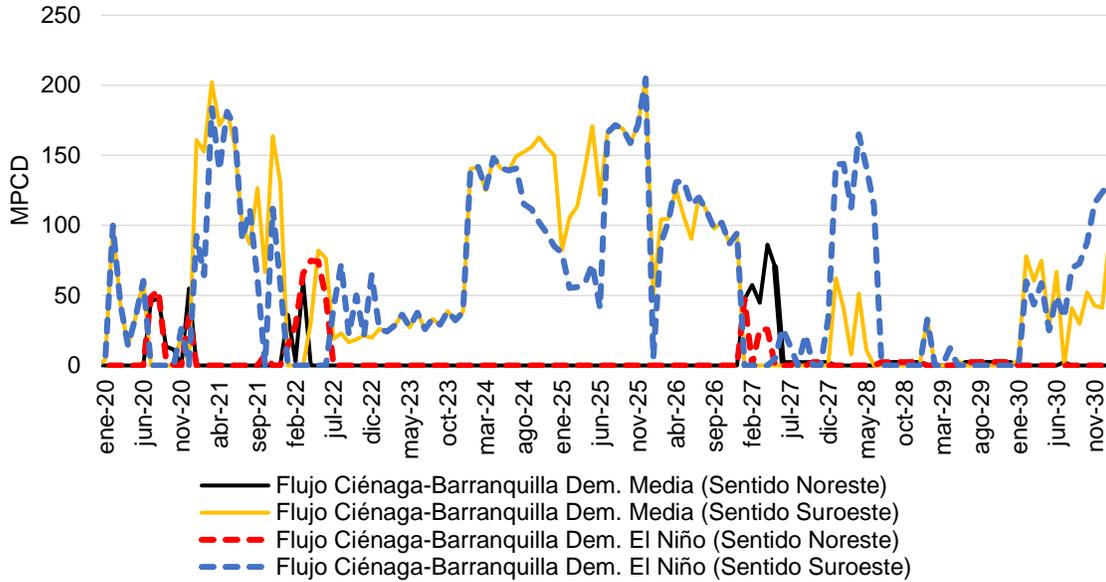
Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.00	30.27	2.92	0.00	8.91	0.12	0.00	0.00	0.00	42.22
Confiabilidad	%	0.00%	71.70%	6.93%	0.00%	21.10%	0.28%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

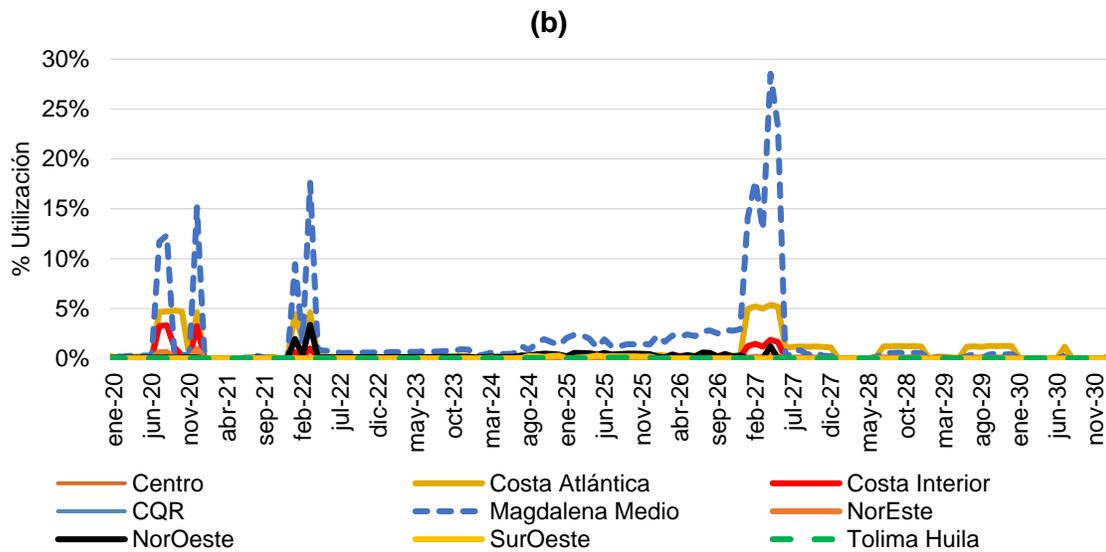
8.2 Reverso Barranquilla – Ballena

Según antes se estableció, las condiciones normales y de Fenómeno de El Niño tienen una participación en el tiempo de 88.8% y 11.2%, respectivamente. De las simulaciones de la operación futura del sistema se obtiene que el factor de utilización del ducto con flujo en dirección NorEste es en cada caso de 1.55% y 1.82% (Gráfica 8-2). El factor de utilización agregado sería entonces de 1.58% (ponderando con el tiempo), el cual correspondería al uso en condiciones de abastecimiento.

Gráfica 8-2 Proyección de flujo en el Gasoducto Ballena – Barranquilla (a) Flujo (b) Utilización



Fuente: UPME. Cálculos: UPME



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Lo anterior indicaría que 1.58% del tiempo el reverso prestaría servicio por abastecimiento (demandas media y el Niño). Así, puede considerarse que el restante 98.42% del tiempo estaría disponible para contingencias del sistema y prestaría un servicio de confiabilidad. El resumen se presenta en la Tabla 8-3.

Tabla 8-3 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad del Reverso Barranquilla - Ballena.

Utilización bajo demanda media	Utilización bajo demanda El Niño
1.55%	1.82%

Proporción del tiempo bajo demanda media	Proporción del tiempo bajo demanda El Niño
88.80%	11.20%

Utilización bajo condiciones de abastecimiento
1.58%

Utilización bajo condiciones de confiabilidad
98.42%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Los beneficiarios se determinan en relación con el volumen de gas natural que, haciendo uso del reverso en cuestión, abastece la demanda de las diferentes regiones y nodos del país durante el periodo 2021-45 (asumiendo desde enero de 2021 su entrada en operación). En la Tabla 8-4 se presenta tal volumen en su agregado regional de valores originales (sin ponderar por tasa de descuento) y en valor presente a diciembre de 2019 (ponderados con tasa de descuento de 12.75% anual).

Tabla 8-4 Proyección de volumen transportado por Reverso Barranquilla - Ballena a las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad.

(a)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.00	12.92	0.60	0.00	8.50	0.04	0.57	0.00	0.00	22.64
Abastecimiento	%	0.00%	57.05%	2.67%	0.00%	37.56%	0.19%	2.53%	0.00%	0.00%	100.00%

Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.00	3.46	0.34	0.00	4.89	0.02	0.46	0.00	0.00	9.17
Abastecimiento	%	0.00%	37.71%	3.69%	0.00%	53.37%	0.22%	5.01%	0.00%	0.00%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

(b)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.21	14.61	1.29	0.19	14.22	0.14	1.32	0.20	0.06	32.25
Confiabilidad	%	0.64%	45.29%	4.01%	0.60%	44.10%	0.43%	4.10%	0.63%	0.19%	100.00%

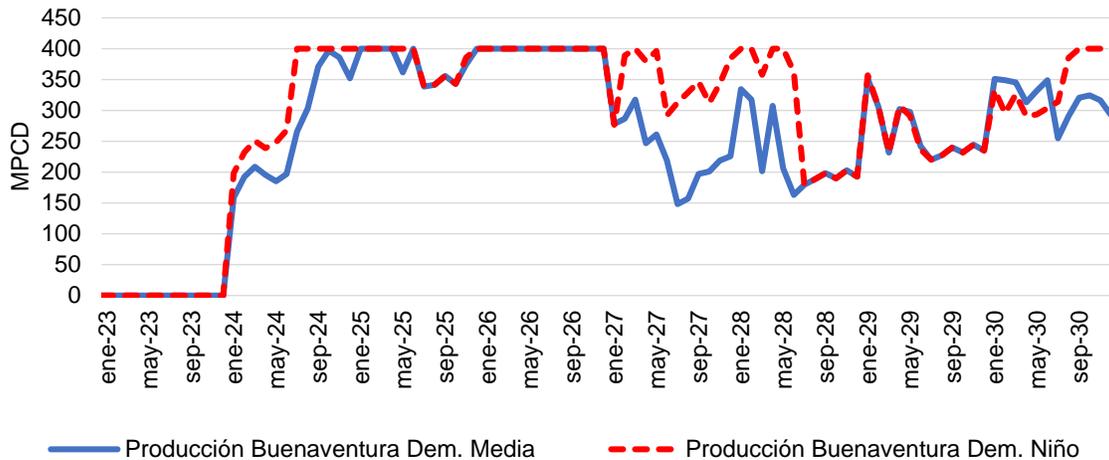
Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.15	3.80	0.55	0.12	7.56	0.05	0.89	0.12	0.04	13.28
Confiabilidad	%	1.10%	28.62%	4.14%	0.93%	56.97%	0.36%	6.69%	0.92%	0.28%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

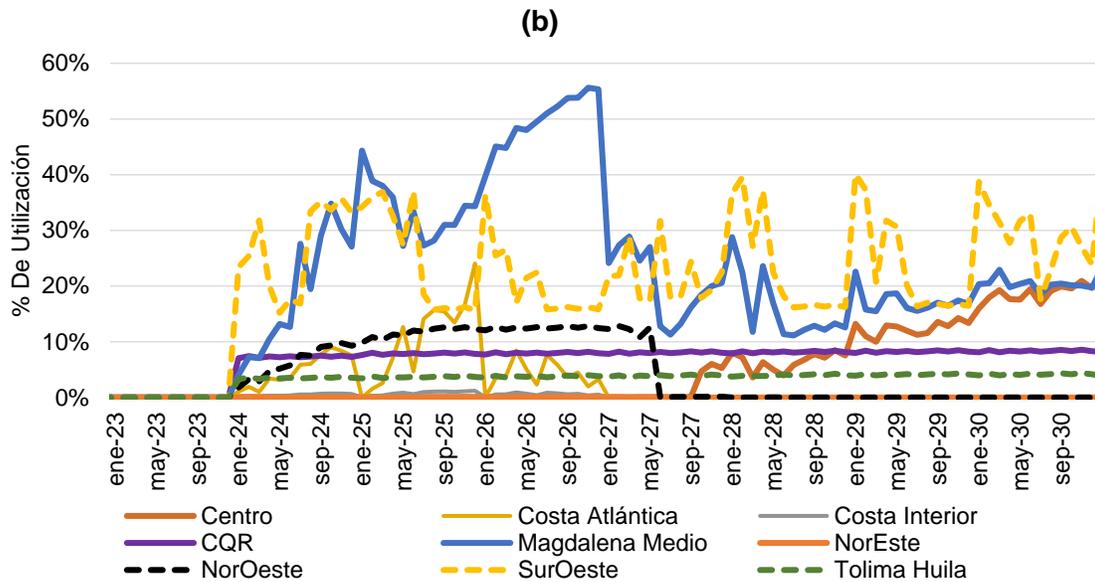
8.3 Planta de Regasificación de Buenaventura

Según antes se estableció, las condiciones normales y de Fenómeno de El Niño tienen una participación en el tiempo de 88.8% y 11.2%, respectivamente. De las simulaciones de la operación futura del sistema se obtiene que el factor de utilización de la Planta es en cada caso de 82.10% y 89.14% (Gráfica 8-3). El factor de utilización agregado sería entonces de 82.89% (ponderando con el tiempo), el cual correspondería al uso en condiciones de abastecimiento.

Gráfica 8-3 Proyección de Producción en la Planta Regasificadora de Buenaventura (a) Flujo (b) Utilización (a)



Fuente: UPME. Cálculos: UPME



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Lo anterior indicaría que 82.89% del tiempo la planta prestaría servicio por abastecimiento (demandas media y el Niño). Así, puede considerarse que el restante 17.11% del tiempo estaría disponible para contingencias del sistema y prestaría un servicio de confiabilidad. El resumen se presenta en la Tabla 8-5.

Tabla 8-5 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad de la Planta Regasificadora de Buenaventura

Utilización bajo demanda media	Utilización bajo demanda El Niño
82.10%	89.14%

Proporción del tiempo bajo demanda media	Proporción del tiempo bajo demanda El Niño
88.80%	11.20%

Utilización bajo condiciones de abastecimiento
82.89%

Utilización bajo condiciones de confiabilidad
17.11%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Los beneficiarios se determinan en relación al volumen de gas natural que, haciendo uso de la planta, abastece la demanda de las diferentes regiones y nodos del país durante el periodo 2023-45. En la Tabla 8-6 se presenta tal volumen en su agregado regional de

valores originales (sin ponderar por tasa de descuento) y en valor presente a diciembre de 2017 (ponderados con tasa de descuento de 12.75% anual).

Tabla 8-6 Proyección de volumen producido por Planta Regasificadora de Buenaventura y consumido por las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad.

(a)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición Abastecimiento	[GPC]	1,181.76	28.99	2.68	291.73	665.00	0.14	52.40	823.59	149.06	3,195.34
	%	36.98%	0.91%	0.08%	9.13%	20.81%	0.00%	1.64%	25.77%	4.66%	100.00%

Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición Abastecimiento	[GPC]	146.75	16.65	1.53	65.65	184.64	0.07	28.97	193.46	32.64	670.35
	%	21.89%	2.48%	0.23%	9.79%	27.54%	0.01%	4.32%	28.86%	4.87%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

(b)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición Confiabilidad	[GPC]	1,117.58	28.72	2.28	285.93	689.90	0.37	50.82	798.42	141.82	3,115.83
	%	35.87%	0.92%	0.07%	9.18%	22.14%	0.01%	1.63%	25.62%	4.55%	100.00%

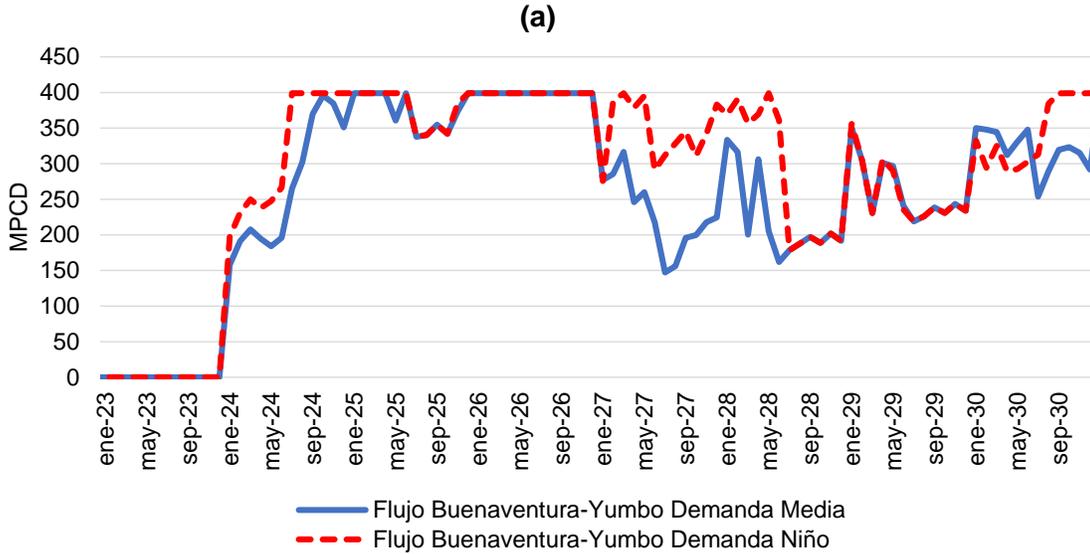
Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición Confiabilidad	[GPC]	141.36	16.59	1.32	64.34	184.84	0.18	27.63	187.44	31.11	654.81
	%	21.59%	2.53%	0.20%	9.83%	28.23%	0.03%	4.22%	28.62%	4.75%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

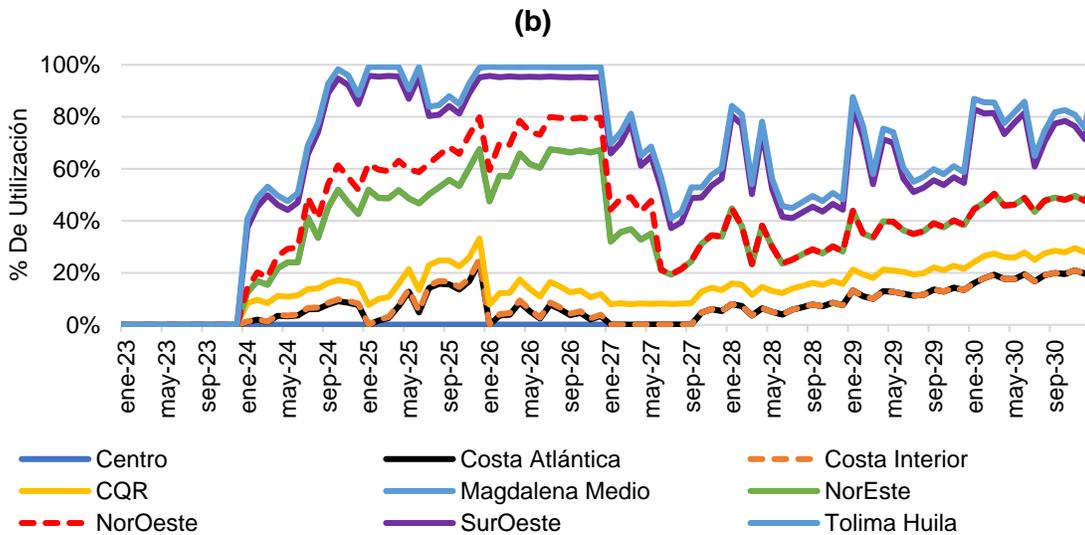
8.4 Gasoducto Buenaventura-Yumbo

Según antes se estableció, las condiciones normales y de Fenómeno de El Niño tienen una participación en el tiempo de 88.8% y 11.2%, respectivamente. De las simulaciones de la operación futura del sistema se obtiene que el factor de utilización del gasoducto es en cada caso de 81.84% y 88.75% (Gráfica 8-4). El factor de utilización agregado sería entonces de 82.61% (ponderando con el tiempo), el cual correspondería al uso en condiciones de abastecimiento.

Gráfica 8-4 Proyección de flujo en el Gasoducto Buenaventura – Yumbo (a) Flujo (b) Utilización



Fuente: UPME. Cálculos: UPME



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Lo anterior indicaría que 82.61% del tiempo el ducto prestaría servicio por abastecimiento (demandas media y el Niño). Así, puede considerarse que el restante 14.0 % del tiempo estaría disponible para contingencias del sistema y prestaría un servicio de confiabilidad. El resumen se presenta en la Tabla 8-7.

Tabla 8-7 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad en el Gasoducto Buenaventura-Yumbo

Utilización bajo demanda media	Utilización bajo demanda El Niño
81.84%	88.75%

Proporción del tiempo bajo demanda media	Proporción del tiempo bajo demanda El Niño
88.80%	11.20%

Utilización bajo condiciones de abastecimiento
82.61%

Utilización bajo condiciones de confiabilidad
17.39%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Los beneficiarios se determinan en relación al volumen de gas natural que, haciendo uso del ducto, abastece la demanda de las diferentes regiones y nodos del país durante el periodo 2023-45. En la Tabla 8-8 se presenta tal volumen en su agregado regional de valores originales (sin ponderar por tasa de descuento) y en valor presente a diciembre de 2017 (ponderados con tasa de descuento de 12.75% anual).

Tabla 8-8 Proyección de volumen transportado por el Gasoducto Buenaventura - Yumbo y consumido por las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad.

(a)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición Abastecimiento	[GPC]	1,181.76	28.99	2.68	291.73	665.00	0.14	52.40	813.80	149.06	3,185.55
	%	37.10%	0.91%	0.08%	9.16%	20.88%	0.00%	1.65%	25.55%	4.68%	100.00%

Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición Abastecimiento	[GPC]	146.75	16.65	1.53	65.65	184.64	0.07	28.97	191.22	32.64	668.12
	%	21.96%	2.49%	0.23%	9.83%	27.64%	0.01%	4.34%	28.62%	4.89%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

(b)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	1,117.58	28.72	2.28	285.93	689.90	0.37	50.82	789.14	141.82	3,106.55
Confiabilidad	%	35.97%	0.92%	0.07%	9.20%	22.21%	0.01%	1.64%	25.40%	4.57%	100.00%

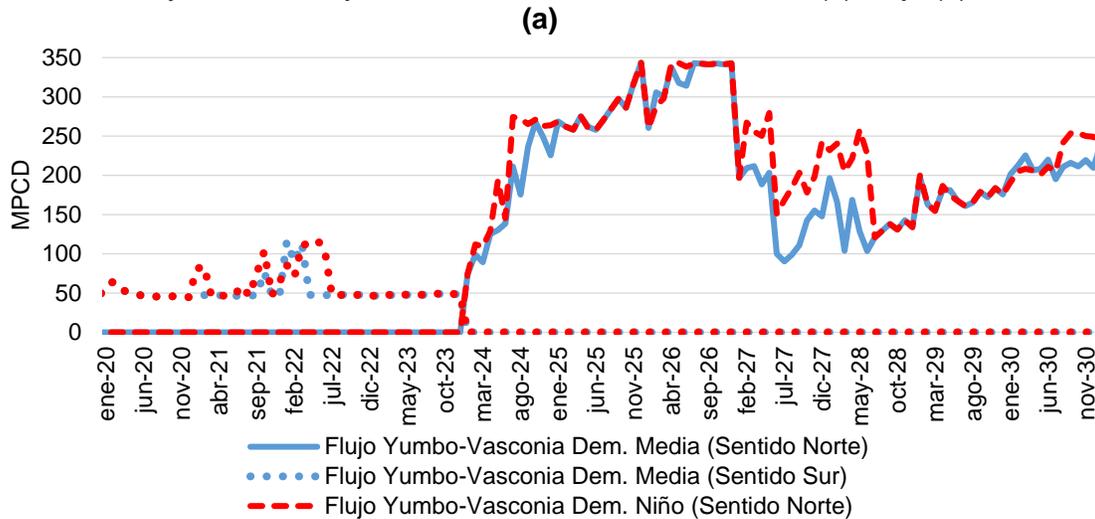
Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	141.36	16.59	1.32	64.34	184.84	0.18	27.63	185.34	31.11	652.71
Confiabilidad	%	21.66%	2.54%	0.20%	9.86%	28.32%	0.03%	4.23%	28.39%	4.77%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

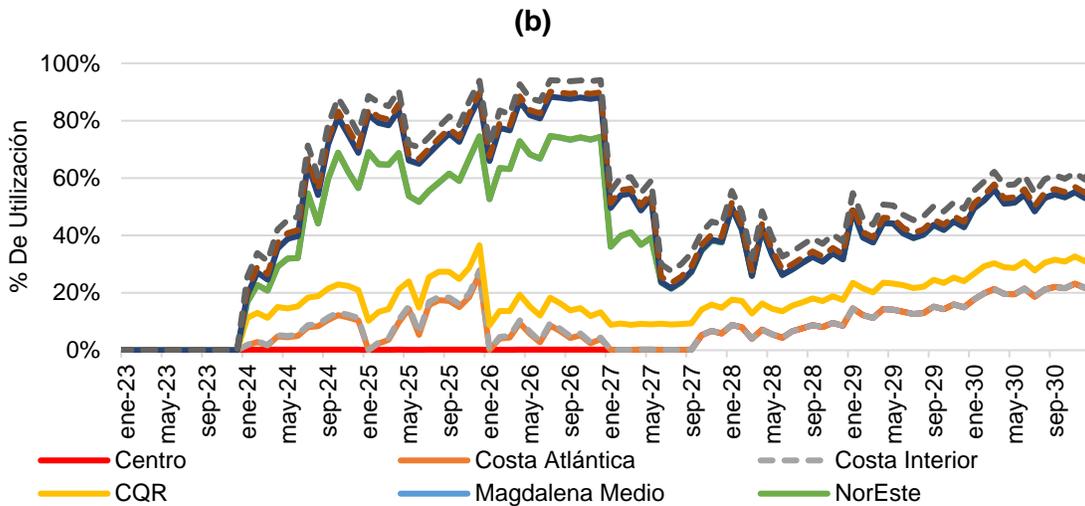
8.5 Bidireccionalidad Yumbo - Vasconia

Según antes se estableció, las condiciones normales y de Fenómeno de El Niño tienen una participación en el tiempo de 88.8% y 11.2%, respectivamente. De las simulaciones de la operación futura del sistema se obtiene que el factor de utilización del reverso es en cada caso de 70.22% y 73.88% (Gráfica 8-5). El factor de utilización agregado sería entonces de 70.63% (ponderando con el tiempo), el cual correspondería al uso en condiciones de abastecimiento.

Gráfica 8-5 Proyección de flujo en el Reverso Yumbo – Vasconia (a) Flujo (b) Utilización



Fuente: UPME. Cálculos: UPME



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Lo anterior indicaría que 70.63% del tiempo el reverso prestaría servicio por abastecimiento (demandas media y el Niño). Así, puede considerarse que el restante 29.37% del tiempo estaría disponible para contingencias del sistema y prestaría un servicio de confiabilidad. El resumen se presenta en la Tabla 8-9.

Tabla 8-9 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad en el Reverso Yumbo - Vasconia

Utilización bajo demanda media	Utilización bajo demanda El Niño
70.22%	73.88%

Proporción del tiempo bajo demanda media	Proporción del tiempo bajo demanda El Niño
88.80%	11.20%

Utilización bajo condiciones de abastecimiento
70.63%

Utilización bajo condiciones de confiabilidad
29.37%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Los beneficiarios se determinan en relación al volumen de gas natural que, haciendo uso del ducto, abastece la demanda de las diferentes regiones y nodos del país durante el periodo 2023-45. En la Tabla 8-10 se presenta tal volumen en su agregado regional de valores originales (sin ponderar por tasa de descuento) y en valor presente a diciembre de 2017 (ponderados con tasa de descuento de 12.75% anual).

Tabla 8-10 Proyección de volumen transportado por el Reverso Yumbo - Vasconia y consumido por las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad

(a)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición Abastecimiento	[GPC]	1,181.76	28.99	2.68	291.73	665.00	0.14	52.40	57.19	149.06	2,428.94
	%	48.65%	1.19%	0.11%	12.01%	27.38%	0.01%	2.16%	2.35%	6.14%	100.00%

Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición Abastecimiento	[GPC]	146.75	16.65	1.53	65.65	184.64	0.07	28.97	12.92	32.64	489.81
	%	29.96%	3.40%	0.31%	13.40%	37.70%	0.01%	5.92%	2.64%	6.66%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

(b)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición Confiabilidad	[GPC]	1,117.58	28.72	2.28	285.93	689.90	0.37	50.82	56.32	141.82	2,373.73
	%	47.08%	1.21%	0.10%	12.05%	29.06%	0.02%	2.14%	2.37%	5.97%	100.00%

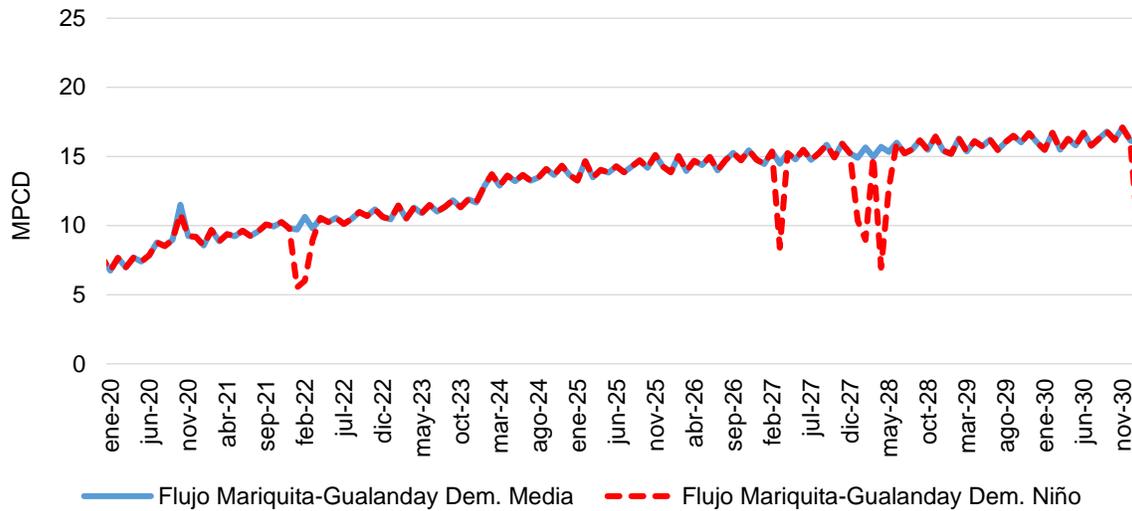
Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición Confiabilidad	[GPC]	141.36	16.59	1.32	64.34	184.84	0.18	27.63	12.72	31.11	480.09
	%	29.44%	3.45%	0.28%	13.40%	38.50%	0.04%	5.75%	2.65%	6.48%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

8.6 Gasoducto Mariquita-Gualanday

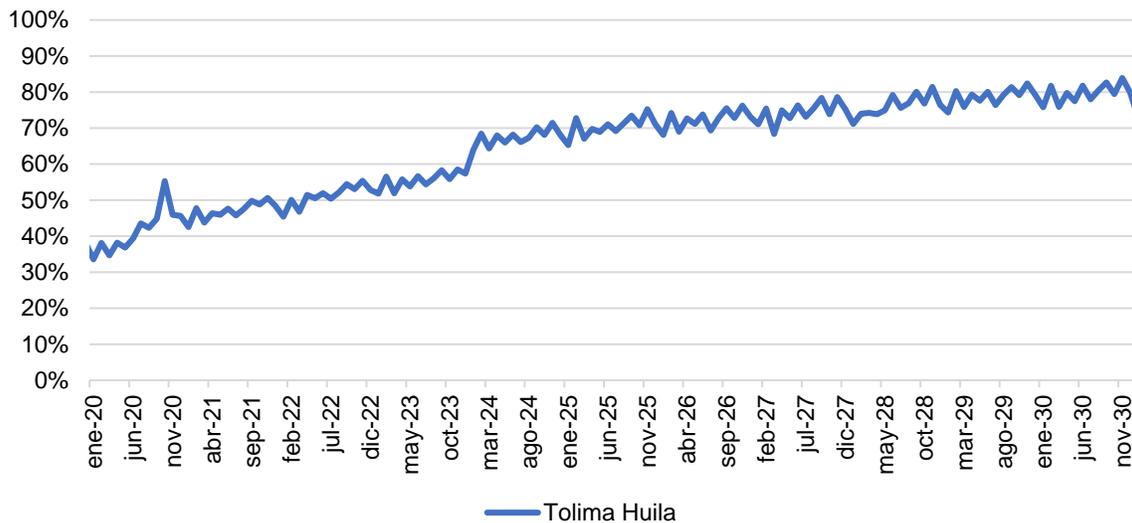
Según antes se estableció, las condiciones normales y de Fenómeno de El Niño tienen una participación en el tiempo de 88.8% y 11.2%, respectivamente. De las simulaciones de la operación futura del sistema se obtiene que el factor de utilización del gasoducto es en cada caso de 56.05% y 53.26% (Gráfica 8-6). El factor de utilización agregado sería entonces de 55.74% (ponderando con el tiempo), el cual correspondería al uso en condiciones de abastecimiento. Lo anterior se hace considerando que el gasoducto ya tiene ampliada su capacidad a 25 MPCD.

Gráfica 8-6 Proyección de flujo en el Gasoducto Mariquita- Gualanday (a) Flujo (b) Utilización
(a)



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

(b)



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Lo anterior indicaría que 55.74% del tiempo el ducto prestaría servicio por abastecimiento (demandas media y el Niño). Así, puede considerarse que el restante 44.26% del tiempo estaría disponible para contingencias del sistema y prestaría un servicio de confiabilidad. El resumen se presenta en la Tabla 8-11.

Tabla 8-11 Proyección de utilización por abastecimiento y confiabilidad en el Gasoducto Mariquita- Gualanday

Utilización bajo demanda media	Utilización bajo demanda El Niño
70.78%	67.24%
Proporción del tiempo bajo demanda media	Proporción del tiempo bajo demanda El Niño
88.80%	11.20%
Utilización bajo condiciones de abastecimiento	Utilización bajo condiciones de confiabilidad
70.38%	29.62%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Los beneficiarios se determinan en relación al volumen de gas natural que, haciendo uso del ducto, abastece la demanda de las diferentes regiones y nodos del país durante el periodo 2023-45. En la Tabla 8-12 se presenta tal volumen en su agregado regional de valores originales (sin ponderar por tasa de descuento) y en valor presente a diciembre de 2017 (ponderados con tasa de descuento de 12.75% anual).

Tabla 8-12 Proyección de volumen transportado por Gasoducto Mariquita- Gualanday y consumido por las diferentes regiones en condiciones de: (a)- Abastecimiento; (b)- Confiabilidad.

(a)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	154.38	154.38
Abastecimiento	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%

Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40.72	40.72
Abastecimiento	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

(b)

Agregado 2021-45		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	147.70	147.70
Confiabilidad	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%

Agregado 2021-45 Valor Presente Dic.2019		Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorEste	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	Total Nacional
Condición	[GPC]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.09	39.09
Confiabilidad	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

9 Costo financiero y beneficios

El propósito de este capítulo es presentar la viabilidad financiera de las obras propuestas. Para ello, se utilizará una misma métrica al definir las obras una vez establecida su necesidad. La característica principal de esta métrica es que debe ser monetaria, dado que las alternativas se igualan comparando la necesidad y el impacto medido en otras dimensiones como los aspectos ambientales, sociales y de calidad de vida. Siendo así el criterio de evaluación, el costo se va a medir en tres componentes que son: inversión, operación y mantenimiento y confiabilidad. Así, el costo neto está definido por la siguiente ecuación:

Ecuación 9-1

$$C^{Total} = \sum_{n=1}^N \frac{C_n^{INV} + C_n^{O\&M} + C_n^{RAC}}{(1+WACC)^n}$$

Siendo C^{Total} el costo total de la inversión descontado, C_n^{INV} el costo de inversión que se hace en el mes n , $C_n^{O\&M}$ el costo de operación y mantenimiento obtenido en el numeral 5.2 y C_n^{RAC} es el costo de racionamiento que genera la demanda desabastecida esperada por confiabilidad, obtenida en el numeral 7. Inicialmente se dedicará un numeral a los supuestos de los costos de inversión y luego se compararán las diferentes alternativas asociadas a las obras propuestas.

9.1 Supuestos de los costos de inversión

Los costos de inversión para infraestructura de gas natural se basan en los estudios de ingeniería conceptual de la UPME *"Definición y elaboración de las condiciones técnicas de ingeniería conceptual para la construcción de la planta de regasificación en la Bahía de Buenaventura, en el Pacífico Colombiano, de conformidad con las normas técnicas, la reglamentación específica del sector de gas natural, la normatividad de la prestación de los servicios públicos, la función estatal y todo aquello relacionado con el proceso de selección de adjudicatario para la expansión en el suministro de gas natural en Colombia"* y *"Definir y elaborar las condiciones técnicas de Ingeniería Conceptual para la construcción del gasoducto Buenaventura – Yumbo, de conformidad con las normas técnicas, la reglamentación específica del sector de gas natural, la normatividad de la prestación de los servicios públicos, la función estatal y todo aquello relacionado con el proceso de selección de adjudicatario para la expansión en el suministro de gas natural en Colombia"*, actualizados a precios de diciembre de 2019. Se estima que estos costos como Clase IV, de manera que podrían variar en más o menos un 50%. Los rubros a cubrir son nuevos terminales, donde tomaremos como ejemplo el de Buenaventura (ver Tabla 9-1), los costos de ductos y los de compresores.

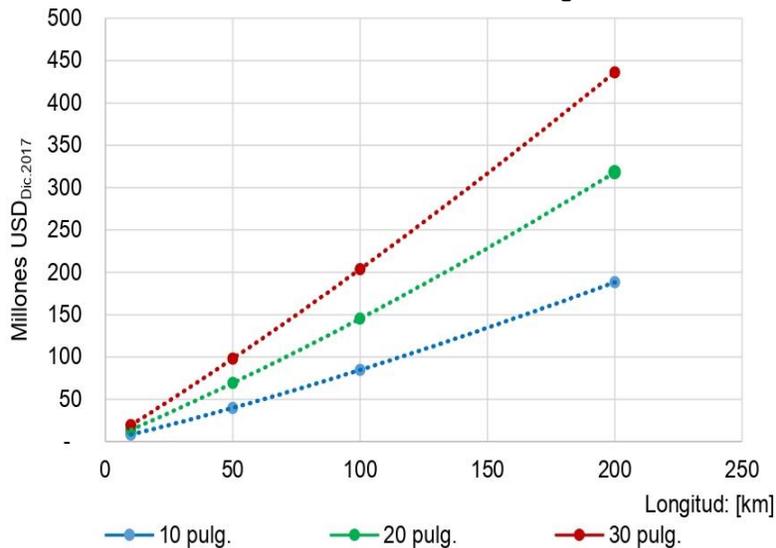
Tabla 9-1 Estimación del costo de inversión para la planta de regasificación de Buenaventura.

Componente	Valor [MUSD]
Buque Regasificador Almacenador (FSRU), 400 MPCD, 170,000 m ³ GNL	261
Adecuaciones en puerto de Buenaventura y conexión al gasoducto Buenaventura-Yumbo	66
Total	327

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

En seguida, la Gráfica 9-1 presenta, para diferentes diámetros y longitudes, el costo de inversión para nuevos gasoductos, según el mencionado estudio.

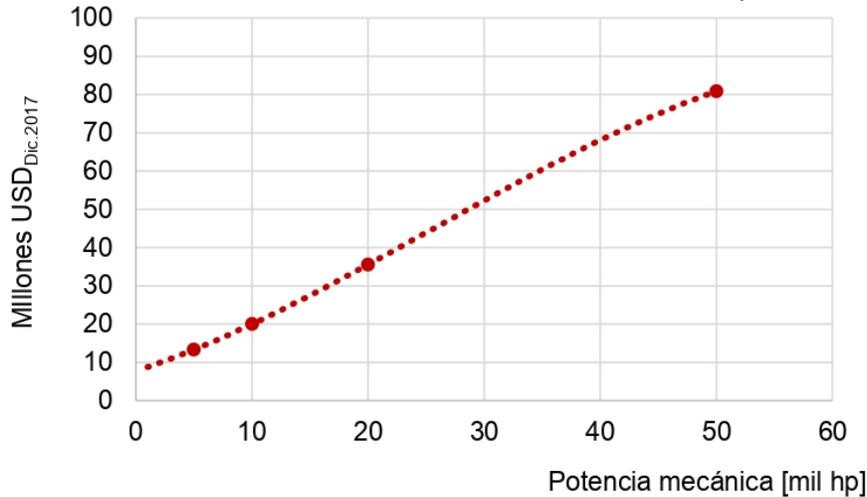
Gráfica 9-1 Estimación de costos de gasoductos



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

A continuación, se presentan los costos unitarios asociados a sistemas de compresión en la Gráfica 9-2.

Gráfica 9-2 Estimación de costos de sistemas de compresión



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

9.2 Comparación de financiación de las obras

Anteriormente, en el numeral 5.1 se determinó que para el año 2027, en caso de no contar con suficiente oferta nacional de gas natural, se requeriría que el país dispusiera de un nuevo punto de suministro de este combustible. De otra parte, en el numeral 5.1 se determinó la necesidad de una segunda interconexión Costa Atlántica – Interior del país, para el año 2029. Si bien la decisión de estas obras puede aplazarse máximo hasta comienzos del año 2021, en espera de información de mayor certeza sobre posible nueva oferta nacional, a continuación se presenta la evaluación comparativa y recomendación sobre la ubicación de estos requerimientos de infraestructura. Los costos se descomponen en tres dimensiones: inversión, operativos y confiabilidad. El primero es la inversión de la obra, el segundo corresponde al costo que se obtiene del numeral 5.2 al minimizar los costos operativos y el tercero es el que se genera de la demanda desabastecida esperada que genera la obra por causa de interrupciones, cuyo análisis está profundizado en el numeral 7.

9.2.1.1 Nueva capacidad de importación para el año 2027

Esta evaluación se realiza frente a la posibilidad de tercer terminal marítimo para recibir gas natural licuado (GNL), almacenarlo, regasificarlo e inyectarlo al sistema; sería complementario al existente ya en Cartagena y al proyectado en Buenaventura para el año 2024. Para esto se consideran, en principio, cuatro alternativas de ubicación del nuevo terminal, todas con una capacidad de regasificar 400 MPCD y de almacenar 170 mil m³ de GNL (Ilustración 9-1).

Ilustración 9-1 Opciones geográficas de importación de gas natural evaluadas para el año 2027



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Opción A. Ballena: Estaría ubicada en cercanías de las actuales instalaciones de producción, reemplazaría tales campos que en la siguiente década habrían casi desaparecido. Utilizaría el sistema de transporte actual permitiendo enviar gas natural hacia el Magdalena Medio y hacia la Costa Atlántica.

Opción B. Cartagena: Implicaría una ampliación de la actual capacidad de regasificación de Calamarí LNG. Exigiría una ampliación del sistema de transporte que permita enviar gas

natural hacia la Costa Atlántica y hacia el Magdalena Medio, bien sea por el ducto Ballena-Barrancabermeja o por el gasoducto NorOccidente.

Opción C. Coveñas: Exigiría también una ampliación del sistema de transporte que permita enviar gas natural hacia la Costa Atlántica y hacia el Magdalena Medio, bien sea por el ducto Ballena-Barrancabermeja o por el gasoducto NorOccidente.

Opción D. Buenaventura: Implicaría también una ampliación del sistema de transporte que permita enviar gas natural hacia el Magdalena Medio (un nuevo gasoducto de cerca de 500 km). Considerando los tiempos asociados a su construcción se prescinde en adelante de esta opción que arriesgaría el abastecimiento del país.

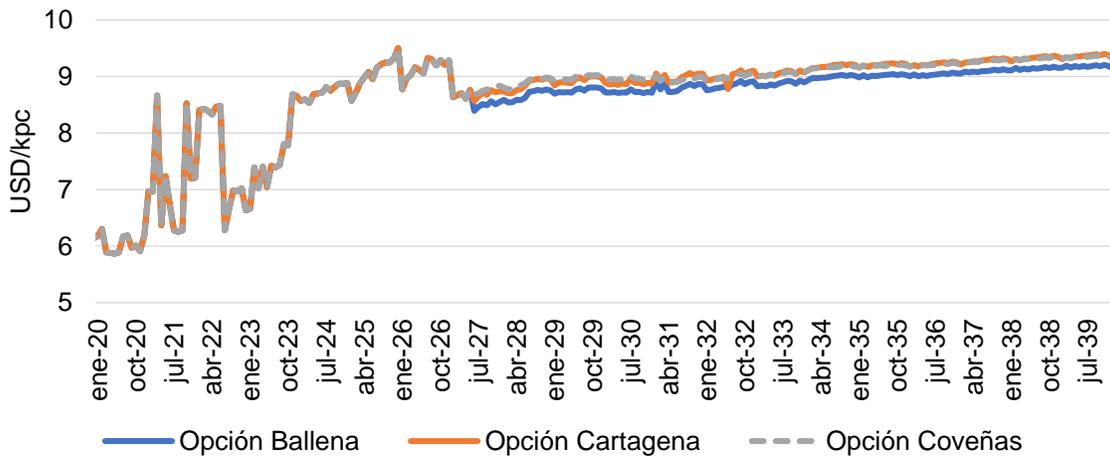
La metodología de evaluación será dada, y así para las diferentes alternativas del Plan, por comparación entre costos de inversión, operativos y costos de racionamiento asociados a la demanda desabastecida esperada, mencionada en el capítulo 7.

9.2.1.2 Comparación de tarifas y costos operativos

A fin de seleccionar entre las tres alternativas que quedan se usó el modelo y el criterio de decisión definido en el numeral 5.2, de manera que se seleccione aquella alternativa con menores costos operativos y que proporcione mayor confiabilidad al sistema. Los resultados se presentan en las Gráfica 9-3 y Gráfica 9-4.

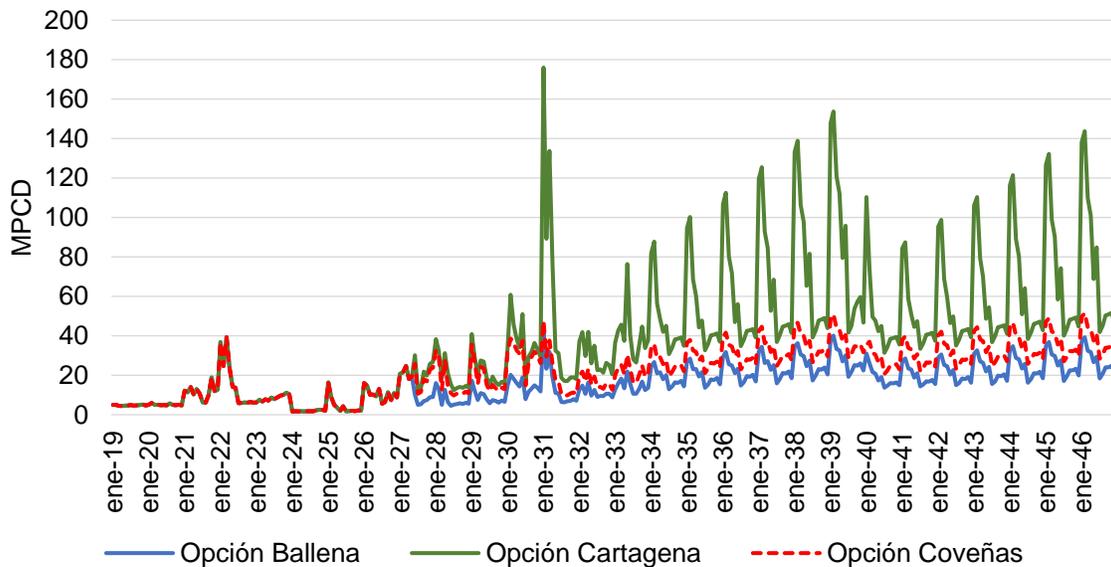
La Gráfica 9-3 muestra la proyección de tarifa media nacional para las tres opciones de importación antes mencionadas (ésta incluye el precio del combustible y transporte del mismo, es decir, las componentes G+T), donde el crecimiento es consecuencia de una progresiva mayor dependencia del gas importado y del aumento del precio internacional. En esta se evidencia la menor tarifa que tendría la importación por La Guajira, respecto a las otras opciones.

Gráfica 9-3 Comparación de la tarifa media nacional del servicio de gas natural para las alternativas de importación



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Gráfica 9-4 Comparación del valor esperado de demanda no abastecida de gas natural para las potenciales alternativas de importación



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

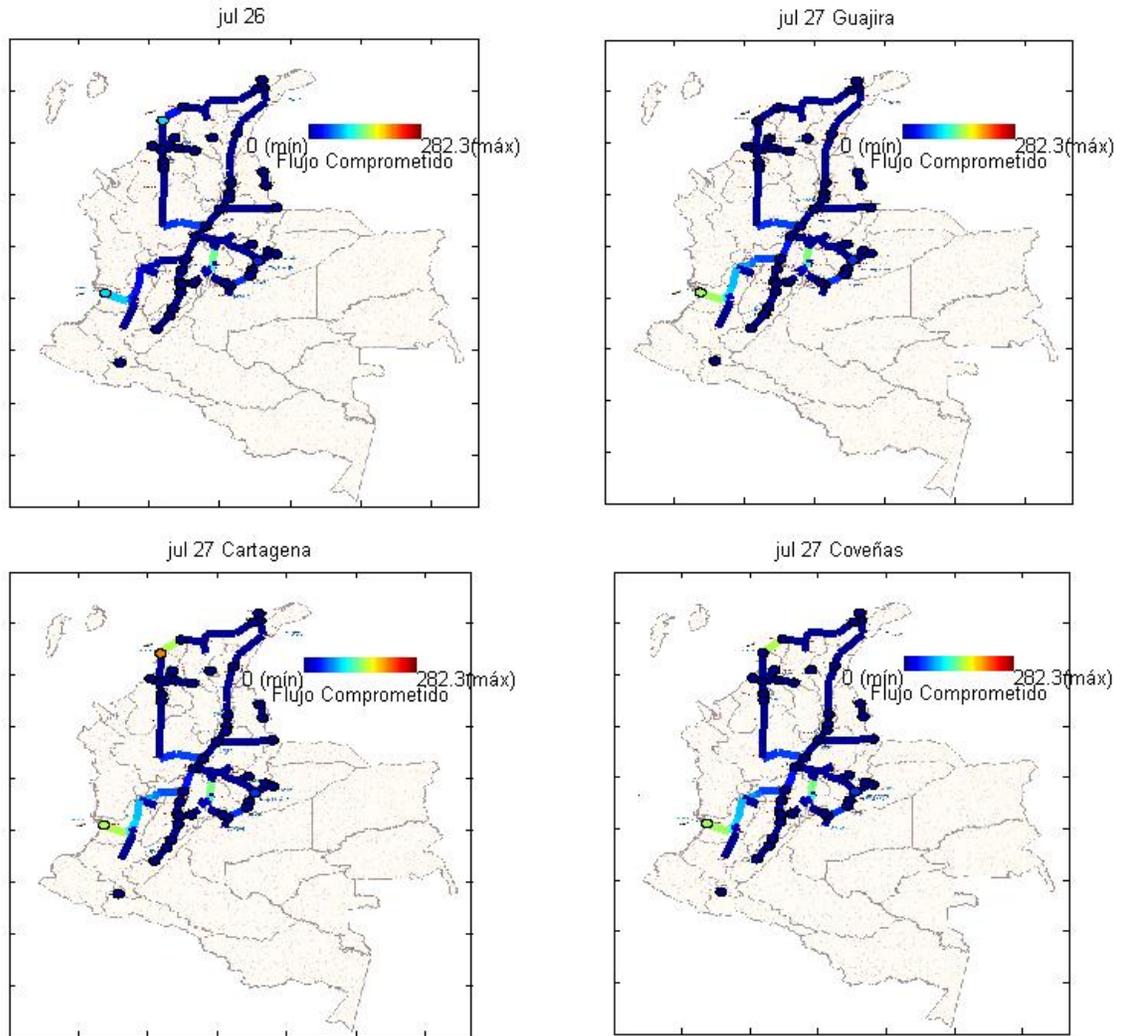
Consecuentemente, sus costos operativos son relativamente menores, según la manera como se definió en el numeral 5.2 (ver Tabla A1.1).

9.2.1.3 Comparación de índices de confiabilidad y costos asociados

La Gráfica 9-4 muestra la proyección del Valor Esperado de Demanda Desabastecida para las tres alternativas. En ésta el crecimiento es consecuencia del aumento progresivo de la demanda y de una relativa saturación de la infraestructura; los descensos de nivel se relacionan con la entrada en operación de infraestructura (Importación por Buenaventura – año 2024; Gasoducto NorOccidente año 2029).

Se evidencia el mayor grado de confiabilidad para el sistema que implica contar con un tercer punto de importación distante de las fuentes existentes. Consecuentemente, su valor presente de costos de racionamiento es relativamente menor (ver Tabla A1.2). Complementariamente, la Ilustración 9-2 presenta los flujos comprometidos (flujo interrumpido en caso de falla de cada elemento), para las tres opciones en julio del año 2027.

Ilustración 9-2 Comparación de flujos comprometidos para falla de los elementos del sistema de gas natural para las potenciales alternativas de importación



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

9.2.1.4 Comparación de costos totales de las alternativas de importación

En los dos numerales anteriores se establecen el Valor Presente del Costo Operativo (VPCO) y el Valor Presente del Costo de Racionamiento (VPCR), para las tres alternativas de importación. A continuación se presenta la suma de ambos en el Valor Presente del Costo Total (VPC), según se definió en el numeral 5.2. En consecuencia se recomienda, en caso de que el país no aumente suficientemente su oferta de gas natural, la opción de importar por el nodo Ballena en La Guajira desde el año 2027.

Una vez más se recuerda que la decisión de esta obra puede aplazarse máximo hasta comienzos del año 2021, en espera de información de mayor certeza sobre posible nueva oferta nacional que altere los resultados aquí presentados. Sin embargo, los análisis aquí iniciados se extenderán en las siguientes versiones de este Plan a fin de asegurar su

oportuna entrada en operación, si es el caso. En la Tabla 9-2 se presentan los costos totales.

Tabla 9-2 Comparación del Valor Presente del Costo Total del servicio de gas natural para las alternativas de importación.

	Nueva Regasificadora ubicada en:		
MUSD [Dic 2019]	Ballena	Cartagena	Coveñas
VPC=VPCO+VPCR	28,719.91	30,016.84	29,333.44

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

9.2.2 Nueva interconexión Costa Caribe - Interior para el año 2029

En el numeral 5.1 se reconoció el riesgo de que la actual interconexión Costa Caribe – Interior del país (gasoducto Ballena – Barrancabermeja) se haga insuficiente en su capacidad de transporte. Para esto se consideran dos alternativas para una segunda interconexión entre ambas regiones (ver Gráfica Gráfica 5-2). Detalles de esta opción serán objeto de estudio en el Plan 2020-2030.

Opción A – Gasoducto NorOccidente: Incluye un ducto de diámetro 20” de longitud aproximada de 300 km entre Jobo y Medellín, así como tres estaciones de compresión de capacidad total 15,000 hp, aproximadamente; este conjunto tendría una capacidad de transporte de 160 MPCD. A lo anterior se añadiría contar con la bidireccionalidad entre los nodos de Medellín y Sebastopol, de manera que cerca de 80 MPCD puedan transportarse hasta el Magdalena Medio.

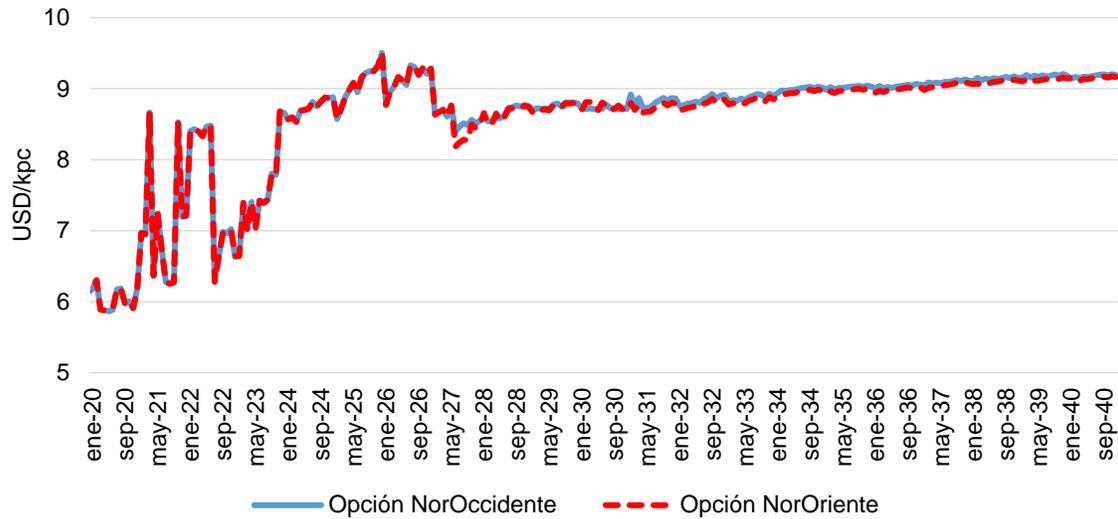
Opción B – Gasoducto NorOriente: Consiste en la ampliación en la capacidad de transporte actual del tramo Ballena y Sebastopol, con un loop de un diámetro 20” y longitud aproximada de 700 km y sumando al tramo existente tres nuevas estaciones de compresión con capacidad aproximada de 15,000 hp en total; este conjunto tendría una capacidad de transporte adicional de 160 MPCD.

A fin de seleccionar entre las dos alternativas se usó el modelo y el criterio de decisión definido en el numeral 5, de manera que se seleccionara aquella alternativa con menores costos operativos y que diera mayor confiabilidad al sistema. A continuación se presentan los resultados.

9.2.2.1 Comparación de tarifas y costos operativos

La Gráfica 9-5 muestra la proyección de tarifa media nacional para las dos opciones de interconexión antes mencionadas (ésta incluye el precio del combustible y transporte del mismo, es decir, las componentes G+T).

Gráfica 9-5 Comparación de la tarifa media nacional del servicio de gas natural para las alternativas de interconexión Costa Atlántica - Interior



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

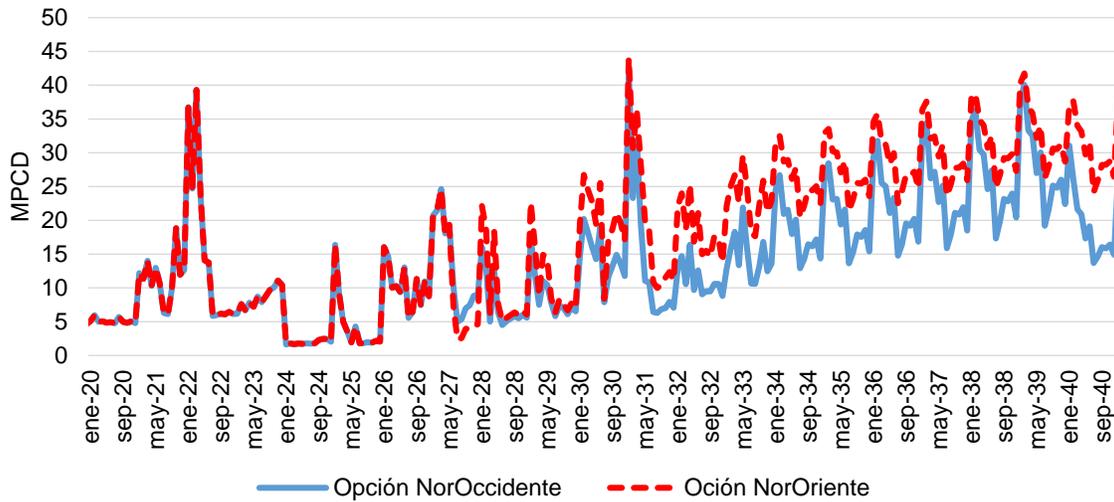
En la anterior gráfica se evidencia una diferencia marginal de la tarifa nacional con la Opción del Gasoducto NorOccidente. Consecuentemente, sus costos operativos son en promedio 0.21% menores con respecto a la opción NorOccidente (ver Tabla A1.3), según la manera como se definió en el numeral 5.2.

Sin embargo, desde el punto de vista de confiabilidad la opción NorOccidente es la que representa mayores ventajas frente a la atención de la demanda no abastecida medida en MUSD, tal como se presenta en el siguiente numeral.

9.2.2.2 Comparación de índices de confiabilidad y costos asociados

La Gráfica 9-6 muestra la proyección del Valor Esperado de Demanda Desabastecida para las dos alternativas. En ésta el crecimiento es consecuencia del aumento progresivo de la demanda y de una relativa saturación de la infraestructura; los descensos de nivel se relacionan con la entrada en operación de infraestructura (Importación por Buenaventura – año 2024; Gasoducto NorOccidente año 2029).

Gráfica 9-6 Comparación del valor esperado de demanda no abastecida de gas natural para las alternativas interconexión Costa Atlántica – Interior

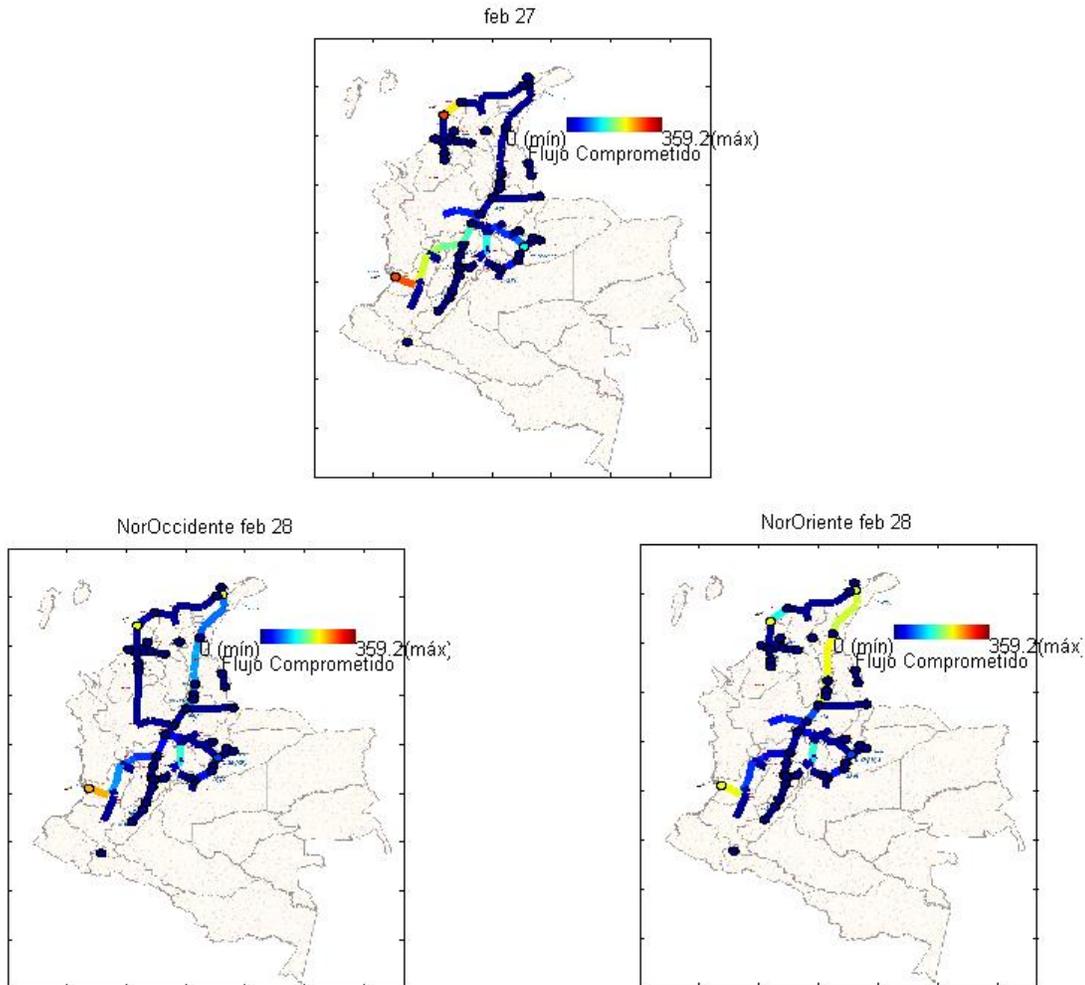


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Se evidencia el mayor grado de confiabilidad para el sistema que implica contar con una segunda interconexión por el Occidente del país que genere una configuración anular. Consecuentemente, su valor presente de costos de racionamiento es relativamente menor (ver Tabla A1.4).

Complementariamente, la Gráfica 9-7 presenta los flujos comprometidos (flujo interrumpido en caso de falla de cada elemento) para las dos opciones en febrero del año 2029.

Gráfica 9-7 Comparación de flujos comprometidos por falla de los elementos del sistema de gas natural para las alternativas de interconexión Costa Atlántica – Interior



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

9.2.2.3 Comparación de costos totales

En los dos numerales anteriores se establecen el Valor Presente del Costo Operativo (VPCO) y el Valor Presente del Costo de Racionamiento (VPCR), para las dos alternativas de interconexión. A continuación se presenta en la Tabla 9-3 la suma de ambos en el Valor Presente del Costo Total (VPC), según se definió en el numeral 5. En consecuencia, se recomienda la opción de entrada en operación del Gasoducto NorOccidente desde el año 2029. No obstante, si bien la decisión definitiva sobre la construcción de esta obra puede aplazarse máximo hasta comienzos del año 2021, en espera de información con mayor certeza sobre posible nueva oferta, los análisis aquí iniciados se extenderán en las siguientes versiones de este Plan a fin de asegurar su oportuna entrada en operación, si es el caso.

Tabla 9-3 Comparación del Valor Presente del Costo Total del servicio de gas natural para las alternativas de expansión de la capacidad de transporte Costa Atlántica – Interior

MUSD Dic 2019	Opción de expansión	
	NorOccidente	NorOriente
VPC=VPCO+VPCR	28,719.91	28,868.61

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

9.2.3 Resumen de obras de infraestructura

En consecuencia con los anteriores capítulos del documento, a continuación se resumen las obras de infraestructura que se propone desarrollar en los próximos años, así como aquellas que están en proceso de evaluación.

Tabla 9-4 Resumen de obras de infraestructura propuestas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural

Nro.	Descripción Obra	Causa Obra	FPO	Costo estimado de la Inversión
1	Planta de Almacenamiento (170.000m ³) y Regasificación (400 MPCD) en la Bahía de Buenaventura	Abastecimiento y Confiabilidad	Ene. 2024	327 MUSD (+/- 15 % Desviación Presupuesto tipo IV).
2	Gasoducto Buenaventura/Yumbo con una capacidad de transporte de 400 MPCD.	Abastecimiento y Confiabilidad	Ene. 2024	248 MUSD (+/- 30 % Desviación presupuesto tipo IV).
3*	Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo – Mariquita de 250 MPCD.	Abastecimiento y Confiabilidad	Ene. 2024	105 MUSD
4	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla – Ballena de 170 MPCD.	Abastecimiento y Confiabilidad	Dic. 2022	90 MUSD

Nro.	Descripción Obra	Causa Obra	FPO	Costo estimado de la Inversión
5**	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para la interconexión del tramo Barranquilla – Ballena y el tramo Ballena – Barrancabermeja con una capacidad Bidireccional de 170 MPCD	Abastecimiento y Confiabilidad	Dic. 2022	5 MUSD
6	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranca – Ballena de 100 MPCD.	Confiabilidad	Dic. 2022	5 MUSD
7	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria en el ramal Jamundí que garantice la atención de la demanda en el nodo Popayán de 3 MPCD.	Abastecimiento	Dic. 2022	6 MUSD
8	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday 20 MPCD.	Abastecimiento	Dic. 2022	6 MUSD

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

9.3 Relaciones beneficio costo

Debido a que existe incertidumbre en las variables que afectan el mercado de gas, se realiza un análisis que permite evaluar las diversas posibilidades tanto favorables como las más difíciles al momento de evaluar proyectos, y en particular a la importación por el Pacífico vía Infraestructura de importación del Pacífico y obras asociadas. Además de determinar la viabilidad del proyecto, midiéndola por adecuados indicadores de evaluación, se debe tener en cuenta que las incertidumbres anteriormente citadas repercuten en estos indicadores y se puede no tener claridad en la toma de la decisión. Existen diferentes choques a los que el sistema puede estar expuesto que al darse pueden repercutir en las variables que están siendo determinantes para decidirse por llevar a cabo o no el proyecto que se está evaluando.

Iniciemos entonces por definir los indicadores de evaluación que se van a utilizar; un indicador de evaluación, por ejemplo, puede ser la relación beneficio costo del proyecto, donde usualmente el beneficio está medido por los ingresos que me va a representar el proyecto, en particular, que represente una ganancia, al momento de compararlo con los

costos que tengo que emplear para llevar a cabo dicho proyecto. Como no solo es importante el dato en sí sino hasta dónde puedo confiar en el dato, se deben usar métricas que me permitan estimar la incertidumbre del mismo. La metodología que hemos adaptado para medir esta incertidumbre es por análisis de escenarios.

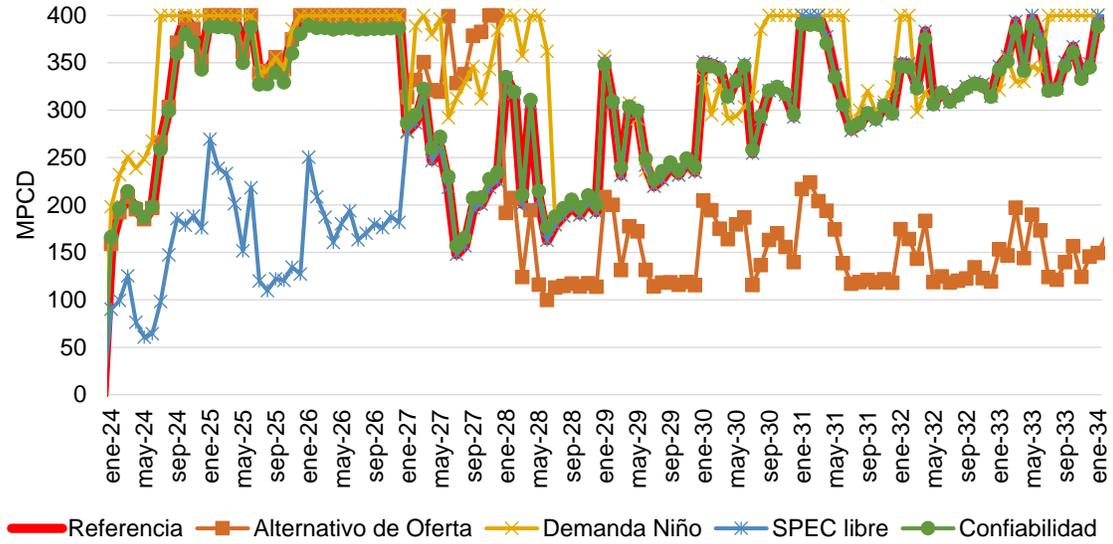
Una forma simplificada de explicar el análisis de escenarios es cuando estamos tomando muestras de una variable aleatoria como, por ejemplo, el número de la cara de un dado. Cada vez que se lanza un dado se pueden tener lecturas diferentes de la cara que queda en la parte superior; sin embargo puede haber variables aleatorias más complejas que no sólo se resuman a unas contadas posibilidades, por ejemplo, la distancia que corre un taxista al día. Es claro que el número de posibilidades es mayor.

El análisis de escenarios lo que pretende es tomar unas posibilidades, las más probables de la segunda variable (continua) y hacer los análisis sobre estas posibilidades, lo anterior dada la incertidumbre existente frente a la opción presentada. En otras palabras, es dar características de la cara del dado a la distancia que corre el taxista. Por supuesto esta metodología es una aproximación, pero teniendo en cuenta los escenarios más probables la aproximación resulta suficientemente buena en medir no sólo los indicadores que servirán como guía para tomar la decisión de llevar a cabo o no el proyecto sino también la incertidumbre que se tiene al tomar esta decisión.

A partir del escenario base, se realizan diferentes sensibilidades dado que pueden existir incertidumbre en los datos de insumo. Se tienen entonces 5 escenarios sobre los cuales se van a hacer las respectivas sensibilidades: i) el escenario de referencia; es el que se supone más probable dado que tiene los datos más probables de demanda (demanda media) y de oferta (sólo la declaración de producción); cabe resaltar que es bajo éste escenario donde se dimensionan las principales obras de infraestructura; ii) el escenario alternativo de oferta: Este comprende desarrollo de oferta debido principalmente al desarrollo de recursos no convencionales, con la salvedad que dicha oferta estará disponible hacia finales de la década, debido al proceso natural de estos desarrollos. Se presume como fecha de entrada de estos desarrollos en diciembre de 2027 para el Valle Inferior del Magdalena y en diciembre de 2028 para el Valle Medio del Magdalena.

Por supuesto, este disminuye sensiblemente el uso de la planta de regasificación, análisis que se mostrarán más adelante; iii) Escenario con demanda Niño: Cabe resaltar que existen años donde se presentan condiciones hidrológicas difíciles, como se muestra en la Gráfica 2-9, esto puede demandar un mayor uso de la Planta de Regasificación y es importante tenerlo en cuenta dentro de las sensibilidades; iv) SPEC libre: Regulatoriamente es posible que los generadores térmicos respaldados con la infraestructura de importación de Calamari LNG coloquen su gas en venta en el mercado secundario; esta opción es viable, sin embargo se trata de un gas que es interrumpible y que no se encuentra declarado, por lo que no hace parte del escenario de referencia ; vi) El régimen bajo fallas, que considera la planta como un colchón a la hora de presentarse interrupciones del gas en otras regiones. Los resultados de los perfiles de producción de la oferta de Buenaventura se muestran en la siguiente gráfica:

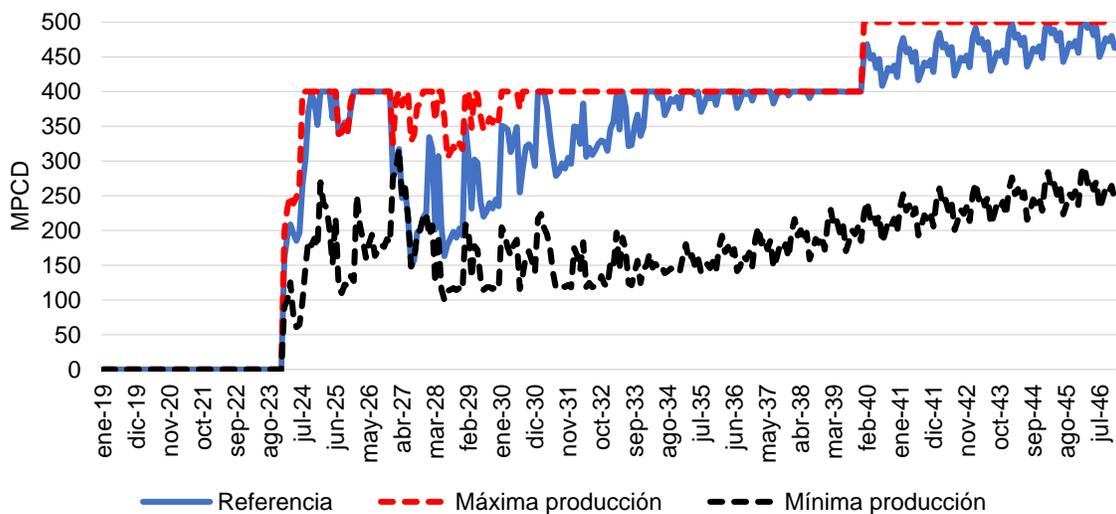
Gráfica 9-8 Perfiles de producción (uso) de la Planta de Buenaventura ante los diferentes escenarios



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Cabe resaltar cómo resultan de similares los escenarios Referencia, Confiabilidad y Calamarí LNG libre una vez se termina el contrato de Calamarí LNG y se renueva, como hipótesis, haciéndose accesible a toda la demanda. También es importante resaltar, al principio del periodo, cómo se hace un uso intensivo de la planta de Buenaventura sobre todo en el comienzo del periodo, dado que, como se ha mencionado con anterioridad, los desarrollos de no convencionales estarían disponibles desde el año 2027, fecha posterior al desbalance. Esto establece el rango de uso de la planta de Buenaventura. En la Gráfica 9-9 se muestra este rango.

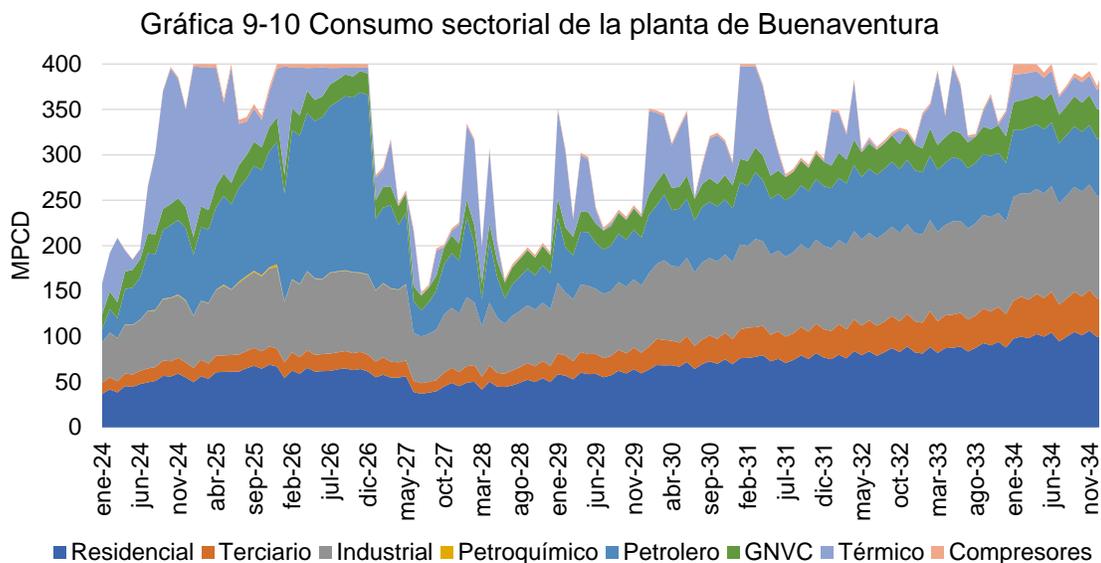
Gráfica 9-9 rango del uso de Buenaventura



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Una parte importante para la decisión de tomar una obra o no, es el beneficio que esta representa, el cual, usualmente en proyectos se mide por los ingresos que el proyecto va a representar. Sin embargo, al tratarse de obras públicas de las cuales no se espera un ingreso, se utiliza una metodología alternativa la cual consiste en medir el costo en el que se incurre cuando el proyecto no se realiza. Este valor se calcula, usualmente, con el costo de racionamiento (Decreto 2345 de 2015). Adicionalmente, se calcula este valor con los costos de los sustitutos.

Los cálculos de estos dos supuestos, costos de racionamiento y costos del sustituto, son sensibles a región y sector, y por ende, se debe hacer una repartición del uso de la planta de regasificación tanto a nivel regional como sectorial para tener un cálculo conveniente de esta métrica. El ejercicio se realiza para los perfiles de producción de todos los escenarios pero, por simplificar, sólo mostraremos, en la Gráfica 9-10 el consumo por sectores del escenario de referencia.

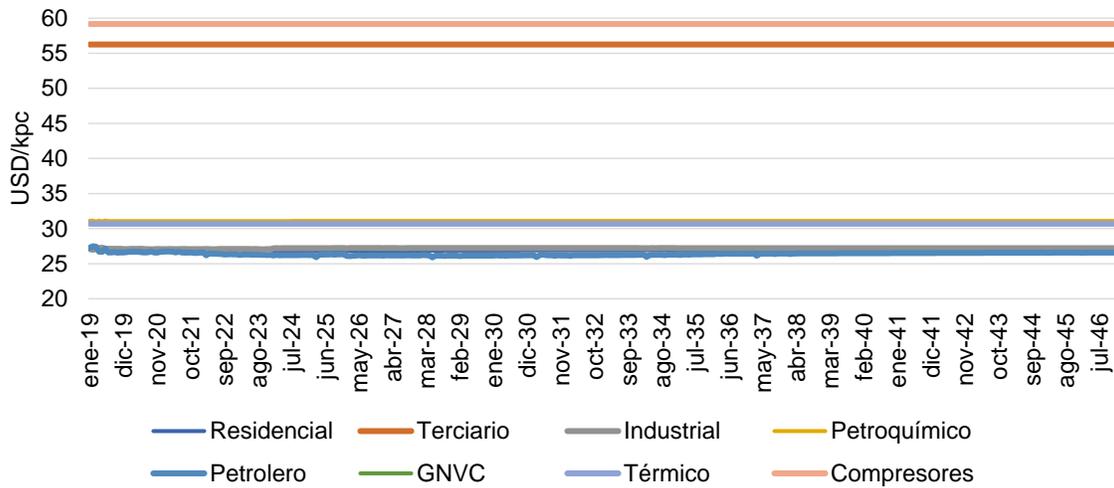


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Ahora bien, el faltante en la ecuación del cálculo del beneficio es el costo de no disponer del gas, el cual se dimensionó con las siguientes opciones: i) Costo de racionamiento, que es la medida que cuesta no disponer del recurso y ii) Costo del sustituto suponiendo que la demanda recurre a su sustituto, el cual depende de cada sector.

Para la primera opción, el costo de racionamiento se estimó a partir del estudio realizado en el año 2015 donde se consultó a la demanda sobre el impacto económico que para ellos representaba la falta del energético. Los resultados se muestran en la Gráfica 9-11. Puede notarse el comportamiento plano en general. Las variaciones se deben a cambios regionales en demanda los cuales son marginales.

Gráfica 9-11 Costos de racionamiento. Ponderación por sector.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

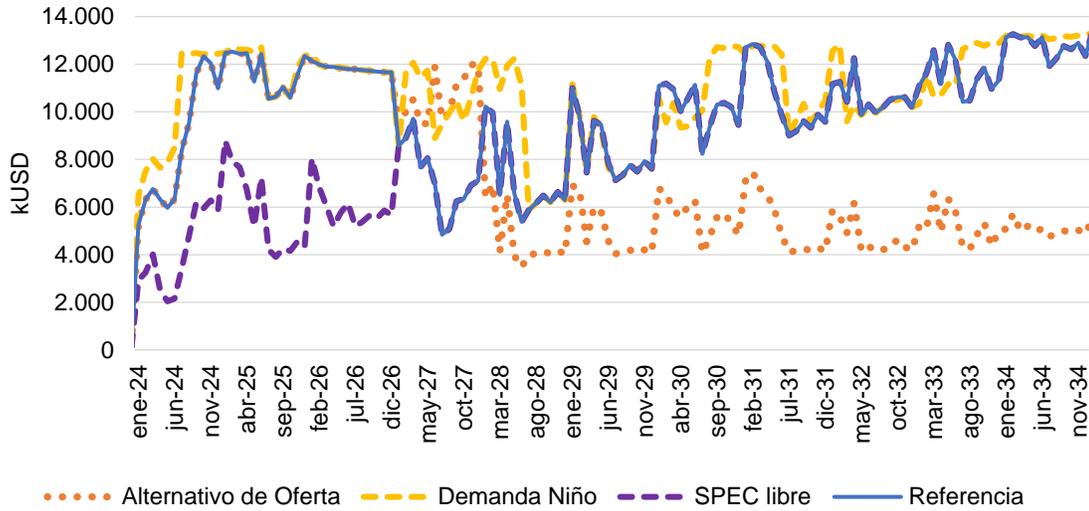
Al repetir el ejercicio en cada uno de los escenarios, obtenemos posibles versiones del beneficio que representa la entrada en operación de la infraestructura de importación del Pacífico, en donde llevamos al momento de entrada de la planta las mensualidades de ingresos percibidos como racionamientos evitados por la presencia de la planta de regasificación de Buenaventura. Para ello utilizamos la siguiente ecuación:

Ecuación 9-2

$$BEN = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \sum_{s=1}^S \frac{dem(t,n,s)c_{RAC}(t,n,s)dias(t)}{(1+WACC)^t}$$

Aquí, T es el periodo de análisis el cual comienza desde el inicio de la planta de regasificación, N es el número de nodos que tiene el sistema, S es el número de sectores, $dem(t, n, s)$ es la demanda proveniente de la planta en el período t , la cual llega al nodo n y se consume en el sector s . $c_{RAC}(t, n, s)$ es el costo de racionamiento en los mismos índices que tiene la demanda, $dias(t)$ es el número de días que tiene el mes t (aquí la resolución se está asumiendo mensual) y $WACC$ es la tasa de descuento, usualmente tomada como 12.75% anual. En la Gráfica 9-12 se muestran los costos de racionamiento de los diferentes escenarios de referencia para cada mes.

Gráfica 9-12 Costos de racionamiento esperados para cada escenario.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Al aplicar la Ecuación 9-2 obtenemos para cada escenario los beneficios resumidos en la Tabla 9-5. Lo que indica que nuestro beneficio esperado bajo costo de racionamiento es de 18,961 MUSD el cual puede tener una cota superior de 20,491 MUSD cuando se considera el enfrentamiento a demandas tipo fenómeno de El Niño y como cota inferior 13,450 MUSD que corresponde a los desarrollos de los no convencionales en el VMM y el VIM.

Tabla 9-5 Beneficios de acuerdo a costo de racionamiento

Escenario	Valoración
Referencia	18,961 MUSD
Alternativo de Oferta	13,450 MUSD
Demanda Niño	20,491 MUSD
SPEC libre	15,952 MUSD

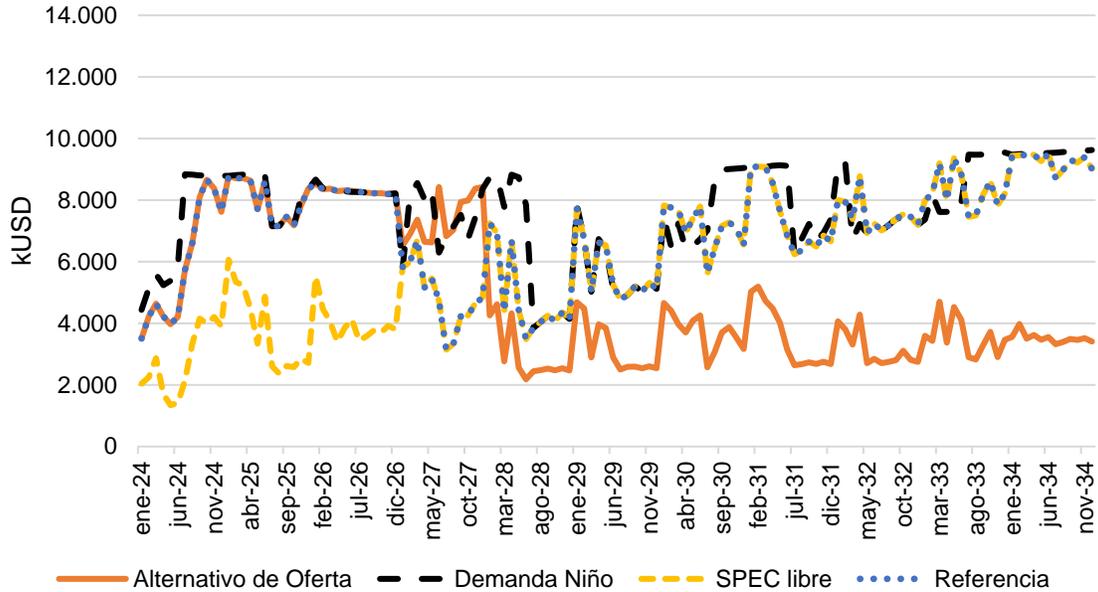
Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Por otra parte, para la segunda opción se tiene que para medir el beneficio es no suponer que el usuario paga el racionamiento de no tener el gas, sino que puede consumir un combustible sustituto. Este combustible puede variar de acuerdo con el sector de consumo. Para tal fin, realizamos las siguientes hipótesis por cada sector en lo referente a un único sustituto:

- Los sectores residencial, terciario y petrolero se pueden sustituir por GLP.
- Los sectores termoeléctrico, industrial, petroquímico y compresores puede sustituir por Diesel (DO).
- El sector vehicular tiene como sustituto la gasolina motor (GM).

Los costos a nivel nodal y por combustible se hallan en el anexo de precios de combustible para generación térmica disponible en la página de la UPME versión noviembre 2019¹³. Con estos nuevos datos procedemos a actualizar los costos de los escenarios mostrados en la Gráfica 9-12. Los valores resultantes se presentan en la Gráfica 9-13 y los totales agregados se presentan en la Tabla 9-6.

Gráfica 9-13 Costos de sustituto esperados para cada escenario.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Tabla 9-6 Valoraciones del beneficio si se recurre al sustituto.

Escenario	Valoración
Referencia	13,238 MUSD
Alternativo de Oferta	9,262.1 MUSD
Demanda Niño	14,423 MUSD
SPEC libre	11,080 MUSD

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Aquí se vuelve revelar el fuerte impacto que tiene el escenario alternativo de oferta, llegando hasta un valor mínimo de 9,262 MUSD. Sin embargo, aún se tiene un valor no despreciable de 14 mil MUSD al considerarse fenómeno de El Niño.

Las valoraciones en cuanto a los costos de inversión asociados se muestran en Tabla 9-4. Para este ejercicio se profundizará en la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y su bidireccionalidad asociada. Así mismo, se presentará el beneficio costo de las demás

¹³https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Proyeccion_Precios_2019_2039/Proyeccion_Precios_2019_2039.pdf

obras identificadas, teniendo en cuenta que se hacen con la misma métrica y sobre el escenario de referencia.

Haciendo uso del descuento en la Ecuación 9-1 pero solamente teniendo en cuenta estas inversiones obtenemos el valor de los costos de infraestructura. Por otra parte, se incluye dentro de la ecuación el valor del gas, el cual se obtiene del análisis de precios internacionales. En la Gráfica 9-7 se presenta ambos valores descontados del uso del gas. Cabe aclarar que el uso del gas depende del escenario que se tome.

Tabla 9-7 Valores descontados del uso del gas

	Costo descontado
Inversión	416.58 MUSD
Uso Gas Esc. Referencia	4,653.7 MUSD
Uso Gas Esc. Alternativo	3,063.4 MUSD
Uso Gas Demanda Niño	5,051.2 MUSD
Uso Gas SPEC libre	3,869.9 MUSD

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Finalmente, sumando los costos de inversión a los costos de uso del gas obtenemos las diferentes relaciones Beneficio/Costo (B/C) que se muestran en la Gráfica 9-8. Lo anterior permite establecer los rangos de dicha relación

Tabla 9-8 Relaciones Beneficio Costo para la Planta de Regasificación de Buenaventura y obras asociadas

Escenario	B/C bajo racionamiento	B/C bajo sustituto
Referencia	3.74	2.61
Alternativo de Oferta	3.86	2.66
Demanda Niño	3.75	2.64
SPEC libre	3.72	2.58

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

La tabla anterior permite establecer el rango de relaciones beneficio y costos (B/C) entre 2.58 y 3.86. Cabe resaltar que el escenario alternativo de oferta tenga la relación más alta pero esto es debido a reducciones simultáneas tanto en numerador (beneficio) como en denominador (costo de uso del gas), dado que ambos datos dependen del flujo que se utiliza de la planta y es mayor que el costo de inversión.

De los IPATS restantes queda calcular el beneficio costo de las diferentes infraestructuras. Se ha decidido calcular en conjunto la interconexión en Ballena de la costa y el Interior con los reversos respectivos. Retomar el cálculo del gasoducto de Mariquita-Gualanday y el ramal en Jamundí para garantizar la demanda de Popayán. Los resultados se muestran en la Tabla 11.10 y bajo sustituto se presenta la tabla 11.11. Los beneficios fueron tomados valorando el racionamiento que generan cuando no se construye la obra, al igual que en el caso Mariquita-Gualanday.

Tabla 9-9 Beneficios y costos de los demás IPATS

	Beneficio (VPN)	Costo (VPN)	B/C
Barranquilla-Barrancabermeja	1,125.4 MUSD	69.77 MUSD	16.13
Ramal Jamundí	30.53 MUSD	4.19 MUSD	7.28
Mariquita-Gualanday	69.86 MUSD	5.45 MUSD	12.81

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Tabla 9-10 Beneficios y costos de los demás IPATS bajo sustituto

	Beneficio (VPN)	Costo (VPN)	B/C
Barranquilla-Barrancabermeja	772.85 MUSD	69.77 MUSD	11.07
Ramal Jamundí	16.25 MUSD	4.19 MUSD	3.87
Mariquita-Gualanday	43.78 MUSD	5.45 MUSD	8.03

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

10 Costo de arrepentimiento

Según se establece en el capítulo 1, se tiene la posibilidad de disponer de una mayor oferta a la registrada en la Declaración de Producción de Gas Natural 2019-28, sobre la que se tiene gran incertidumbre respecto de su real disponibilidad de ser comercializable.

Bajo esta premisa, se ha planteado el dilema de escoger entre dos riesgos alternativos: el primero, que construyendo la Planta de Regasificación de Buenaventura se dé una mayor oferta nacional a la prevista y se subutilice la planta; ii)- el segundo, que asumiendo que en el futuro se dispondrá de oferta superior a la declarada, aplase la decisión de construir la Planta de Regasificación de Buenaventura y se exponga a un déficit de gas natural si efectivamente no se da la mayor oferta asumida.

A fin de proponer una respuesta a este dilema a continuación, se analiza bajo el criterio de menor arrepentimiento, entre ambas alternativas cuál sería la más favorable para el sector.

10.1 Costos de arrepentimiento

El arrepentimiento de haber asumido que se daría la oferta j dado que efectivamente se da la oferta $i(A_{i,j})$ es igual al cambio en el valor de racionamiento esperado que se generaría con el cambio en la oferta prevista ($\Delta R_{i,j} = R_{i,j} - R_{i,i}$), más el sobre costo operativo y de infraestructura que causaría un cambio en la oferta prevista ($\Delta C_{i,j} = C_{i,j} - C_{i,i}$), si es positivo. Dentro de este rubro se comprenden los costos operativos de El Niño, que corresponden a los costos de sustituto del sector térmico de los déficits que se ocasionan por no disponer de la infraestructura y la oferta cuando ocurre el fenómeno y se ponderan con el tiempo de utilización de 11.2% obtenido en el capítulo 8.

Donde:

Ecuación 10-1

j = escenario proyectado i = escenario ocurrido

El arrepentimiento es una medida del costo que implicaría que, una vez asumida una oferta futura y consecuentemente construido un tipo de infraestructura, se dé efectivamente otra oferta diferente que implique diferente desabastecimiento, nuevos costos y/o inversiones. En este análisis se consideran los efectos para el periodo 2019-24, asumiendo que solo dentro de éste tendrían consecuencias las decisiones actuales.

10.1.1 Comparación de casos de análisis

En este análisis se consideran dos escenarios de oferta (medio o base y alto), el primero es la declaración de producción y el segundo incluye YTF y recursos contingentes; donde para cada uno de estos habría una infraestructura que aseguraría el abastecimiento. Así, las combinaciones resultantes serían las siguientes:

- (a) Infraestructura de abastecimiento construida para el escenario de oferta base, dado que efectivamente se dispuso de la oferta base.
- (b) Infraestructura de abastecimiento construida para el escenario de oferta base, dado que efectivamente se dispuso de la oferta alta.
- (c) Infraestructura de abastecimiento construida para el escenario de

- oferta alto, dado que efectivamente se dispuso de la ofertabase.
 (d) Infraestructura de abastecimiento construida para el escenario de oferta alto, dado que efectivamente se dispuso de la oferta alta.

Estos casos se resumen en la Tabla 10-1.

Tabla 10-1 Combinación de posibilidades futuras de oferta e infraestructura de suministro

		Infraestructura	
		Para el Escenario Base	Para el Escenario alto
Oferta	Del Escenario Base	(a)	(c)
	Del Escenario alto	(b)	(d)

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

En seguida se describen los costos asociados a cada uno de los casos:

10.1.1.1 Infraestructura para la oferta base proyectada y oferta base efectiva

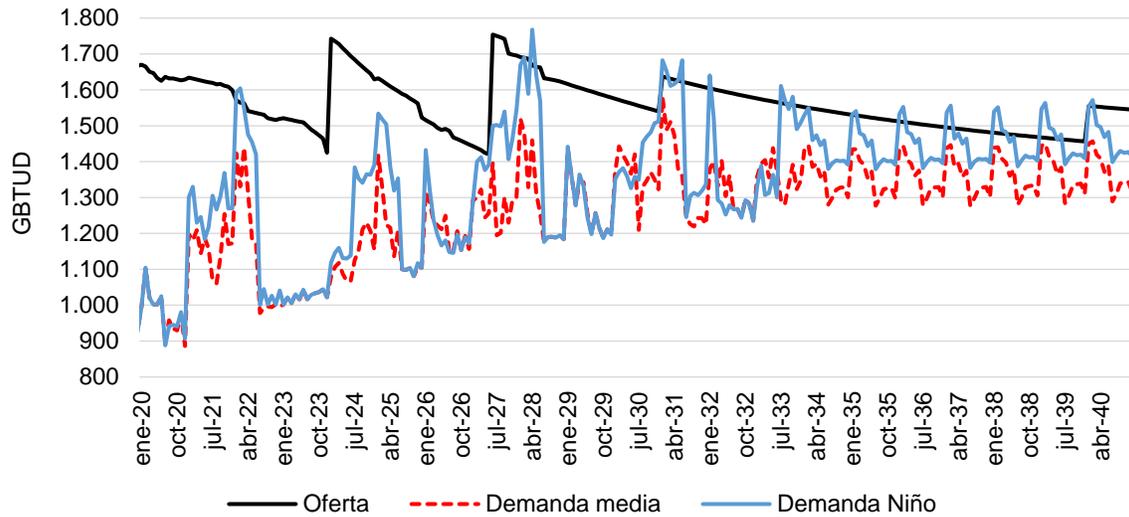
En este caso se proyecta una infraestructura asumiendo que se dispondrá de la oferta base o media y efectivamente es tal oferta la que se presenta. Corresponde al cuadrante (a) de la Tabla 10-1.

El Escenario de oferta base incluye la Declaración de Producción de Gas Natural 2019-28 y la actual capacidad de importación/regasificación declarada por Calamarí LNG. Del lado de la demanda comprende las demandas media y El Niño, que incluyen las zonas interconectadas y aisladas.

Las obras requeridas en este escenario para asegurar el abastecimiento serían la Planta Regasificadora de Buenaventura, el gasoducto que la conecta con el sistema nacional de transporte en Yumbo y la bidireccionalidad Yumbo-Vasconia, en el año 2024. Para el año 2027 se precisaría disponer de nueva capacidad de importación, que se asume en La Guajira.

También se requeriría prolongar la operación de la Regasificadora de Cartagena y se tendría en el año 2022, en caso de presentarse el Fenómeno de El Niño, un déficit de gas natural a ser cubierto con combustibles líquidos. En la Gráfica 10-1 se muestra el escenario de oferta del cuadrante (a) y los costos asociados se muestran en la Tabla 10-2.

Gráfica 10-1 Balance e infraestructura para la oferta base proyectada y oferta base efectiva (cuadrante a)



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Tabla 10-2. Costos asociados a la infraestructura para la oferta base proyectada y oferta base efectiva

[MUSD]	Valores Futuros				VPN [Dic. 2019]			
	Imp. Guajira	Continuación Imp. SPEC	Imp. B/tura	Costos Operativos El Niño	Imp. Guajira	Continuación Imp. SPEC	Imp. B/tura	Costos Operativos El Niño
2020	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2022	0.00	0.00	0.00	6.57	0.00	0.00	0.00	5.09
2023	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2024	0.00	0.00	680.00	0.00	0.00	0.00	416.58	0.00
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2026	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2027	375.00	400.00	0.00	0.55	152.46	170.96	0.00	0.23
2028	0.00	0.00	0.00	11.72	0.00	0.00	0.00	4.33
2029	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Considerando que se da la oferta prevista para la infraestructura construida, el racionamiento solo es debido al desabastecimiento por fallas del sistema, el cual es valorado por el racionamiento asociado a la demanda desabastecida esperada; no habría nueva infraestructura ni sobrecostos operativos. El arrepentimiento es en este caso cero.

Ecuación 10-2

$$A_{1,1} = R_{1,1} - R_{1,1} + \max(0, C_{1,1} - C_{1,1}) = 0$$

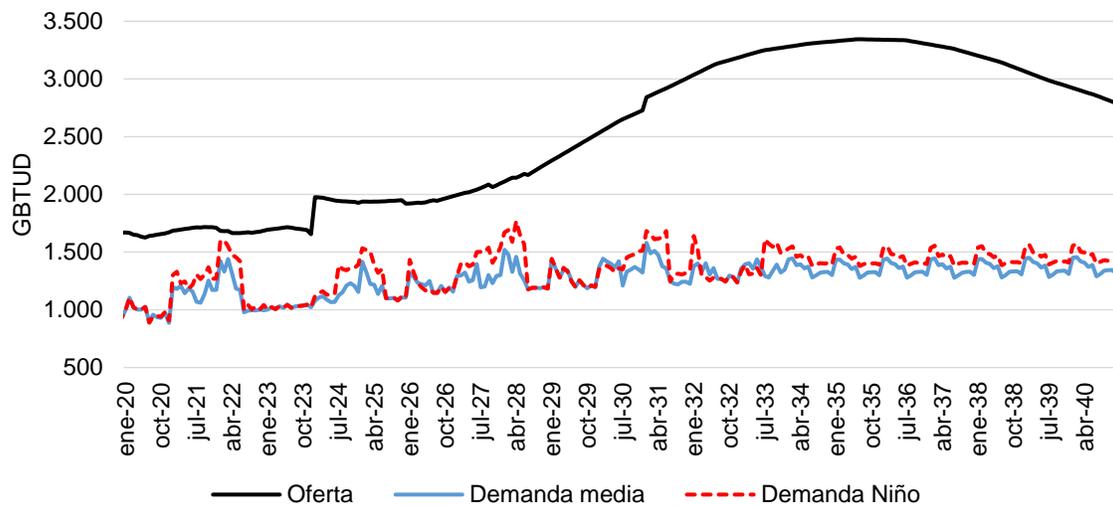
$$A_{1,1} = 1142.75 - 1142.75 + \max(0, 749.65 - 749.65) = 0$$

10.1.1.2 Infraestructura para la oferta base proyectada y oferta alta efectiva

En este caso se proyecta una infraestructura asumiendo que se dispondrá de la oferta base o media y efectivamente se presenta la oferta alta. Corresponde al cuadrante (b) de la Tabla 10-1.

La oferta alta incluye además de la oferta base del cuadrante (a) descrita en el capítulo de oferta, recursos contingentes, Offshore en la Costa Caribe colombiana y otros recursos por encontrar, según se muestra en la Gráfica 10-2 (ver capítulo 1.2). Del lado de la demanda comprende las demandas media y El Niño, que incluyen las zonas interconectadas y aisladas.

Gráfica 10-2 Balance e infraestructura para la oferta base proyectada y oferta alta efectiva (cuadrante b)



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Considerando que en este caso se había previsto que se presentaría la oferta base, la disponibilidad de la infraestructura de importación del pacífico y sus obras asociadas desde el año 2024, se dispondría de mayor oferta nacional a la originalmente prevista. Por la misma razón, solo se requeriría prolongar la operación de la Regasificadora de Cartagena dos años más (2027-28). Como se muestra en la Gráfica 10-2 se observa el balance oferta – demanda y en la Tabla 10-3 sus costos asociados.

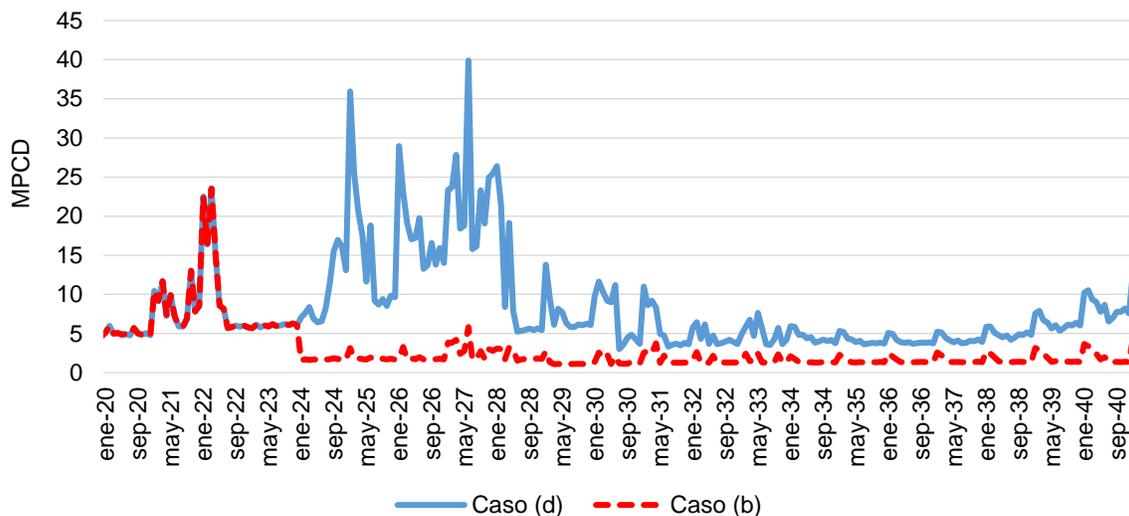
Tabla 10-3 Costos asociados a la infraestructura para la oferta base proyectada y oferta alta efectiva (cuadrante b)

[MUSD]	Valores Futuros			VPN [Dic. 2019]		
	Conti- nuación Imp. SPEC	Imp. B/tura	Costos Operativos El Niño	Conti- nuación Imp. SPEC	Imp. B/tura	Costos Operativos El Niño
2020	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2022	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2023	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2024	0.00	680.00	0.00	0.00	416.58	0.00
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2026	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2027	50.00	0.00	0.00	21.37	0.00	0.00
2028	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2029	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

También se tiene que el disponer de mayor oferta reduce el Valor Esperado de la Demanda no Abastecida. Es decir, mejora la confiabilidad del sistema en su agregado nacional. La Gráfica 10-3 compara el aludido valor para las dos ofertas (referencia y alta), donde su diferencia se estima en términos financieros en 527.03 MUSD, pasando de 943.09 MUSD del caso (d) a un racionamiento de 416.06 MUSD, utilizando el costo de racionamiento por sectores y por región usado en el capítulo 9.

Gráfica 10-3 Comparación del Valor Esperado de Demanda Desabastecida para las ofertas Base (Media) y Alta



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Considerando que se da una oferta mayor a la prevista, el valor del racionamiento se reduce de 943.09 MUSD que es el que hubiera tenido si se optara por el escenario de oferta alto a 416.06 MUSD. Sin embargo para este caso, ocurre un sobrecosto en infraestructura de 180.87 MUSD que es el que se hubiera tenido en el caso (d) a 437.95 MUSD en el caso (b) por construir anticipadamente la Regasificadora del Pacífico. El arrepentimiento neto es entonces -269.95 MUSD:

Ecuación 10-3

$$A_{2,1} = R_{2,1} - R_{2,2} + \max(0, C_{2,1} - C_{2,2}) = 416.06 - 943.09 + \max(0, 437.95 - 180.87) = -269.95$$

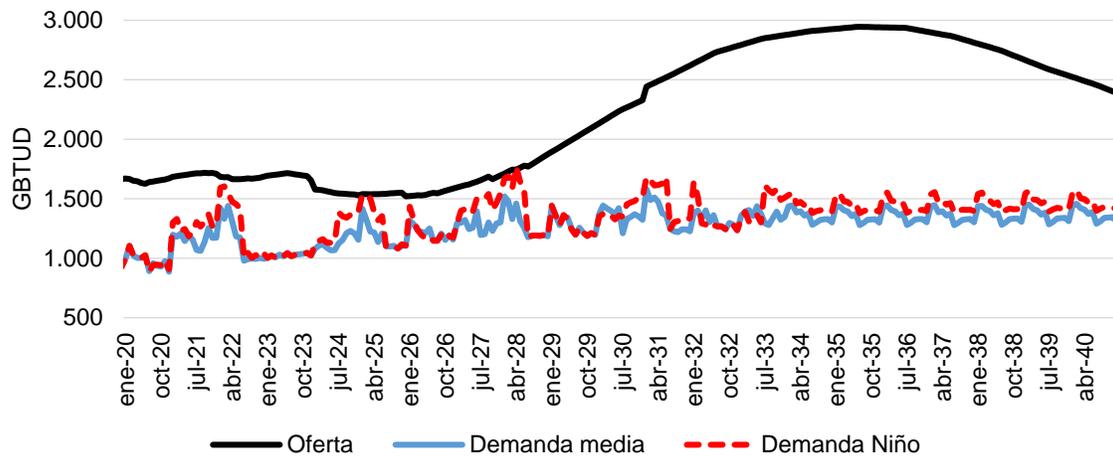
- Infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta alta efectiva

En este caso se proyecta una infraestructura asumiendo que se dispondrá de la oferta alta y efectivamente se presenta la oferta alta. Corresponde al cuadrante (d) de la Tabla 10-1.

La oferta alta incluye además de la oferta base del cuadrante (a) descrita en el capítulo de oferta, recursos contingentes, Offshore en la Costa Caribe colombiana y otros por encontrar, según se muestra en la Gráfica 10-4 (ver capítulo 1.2). Del lado de la demanda comprende las demandas media y El Niño, que incluyen las zonas interconectadas y aisladas.

Considerando que en este caso se había previsto que se presentaría la oferta alta, no se construiría la Regasificadora de Buenaventura ni sus obras anexas. Para este caso se deberá prolongar la operación de la Regasificadora de Cartagena indefinidamente. Por otra parte, en caso de presentarse el Fenómeno de El Niño en esos años, habría que recurrir a combustibles líquidos para cubrir el déficit de oferta entre los años 2024-28. En seguida, la Gráfica 10-4 muestra el balance oferta – demanda y la Tabla 10-4 sus costos asociados.

Gráfica 10-4. Balance e infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta alta efectiva (cuadrante d)



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Tabla 10-4 Costos asociados a la infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta alta efectiva (cuadrante d)

[MUSD]	Valores Futuros		VPN [Dic. 2019]	
	Continuación Imp. SPEC	Costos Operativos El Niño	Continuación Imp. SPEC	Costos Operativos El Niño
2020	0.00	0.00	0.00	0.00
2021	0.00	0.00	0.00	0.00
2022	0.00	0.00	0.00	0.00
2023	0.00	0.00	0.00	0.00
2024	0.00	0.00	0.00	0.00
2025	0.00	1.35	0.00	0.73
2026	0.00	0.00	0.00	0.00
2027	400.00	19.44	170.96	7.60
2028	0.00	4.27	0.00	1.57
2029	0.00	0.00	0.00	0.00
2030	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Considerando que se da la oferta alta prevista, el racionamiento es cero; no habría nueva infraestructura. El arrepentimiento neto es cero.

Ecuación 10-4

$$A_{2,2} = R_{2,2} - R_{2,2} + \max(0, C_{2,2} - C_{2,2}) = 943.09 - 943.09 + \max(0, 180.87 - 180.87) = 0$$

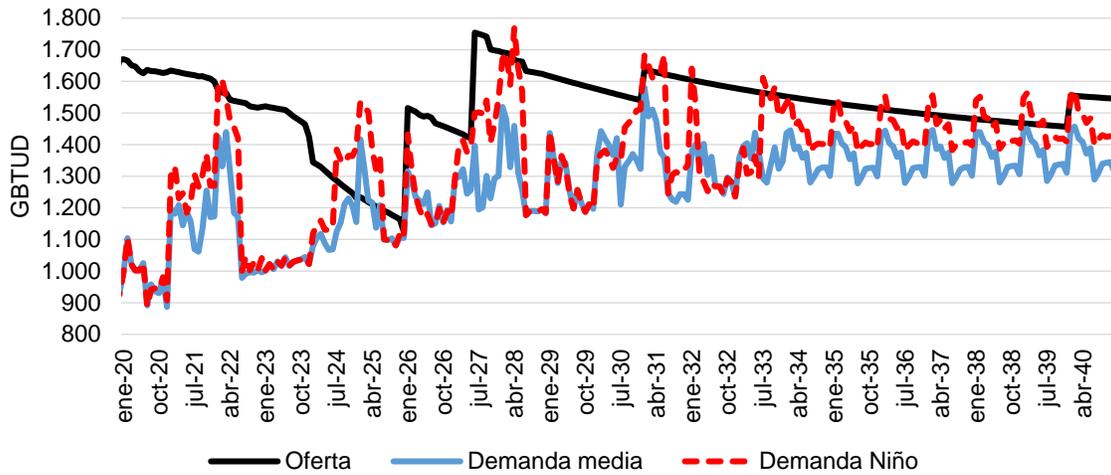
10.1.1.3 Infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta base (media) efectiva

En este caso se proyecta una infraestructura asumiendo que se dispondrá de la oferta alta, pero efectivamente se presenta la oferta media. Corresponde al cuadrante © de la Tabla 10-1.

Las obras requeridas en este escenario para asegurar el abastecimiento serían la Planta Regasificadora de Buenaventura que operaría, el gasoducto que la conecta con el sistema nacional de transporte en Yumbo y la bidireccionalidad Yumbo-Vasconia, en el año 2026; se presume un retraso de dos años como tiempo de reacción por haber contado equivocadamente con la oferta alta y después corregir. Para el año 2027 se precisaría disponer de un nuevo punto de importación en La Guajira.

También se requeriría prolongar la operación de la Regasificadora de Cartagena indefinidamente; se tendría entre los años 2022-24, en caso de presentarse el Fenómeno de El Niño, un déficit de gas natural a ser cubierto con combustibles líquidos. En seguida, la Gráfica 10-5 muestra el balance oferta – demanda y la Tabla 10-5 sus costos asociados.

Gráfica 10-5 Balance e infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta media efectiva (cuadrante c)



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Tabla 10-5 Costos asociados a la infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta base efectiva (cuadrante c)

[MUSD]	Valores Futuros				VPN [Dic. 2019]			
	Imp. Guajira	Continuación Imp. SPEC	Imp. B/tura	Costos Operativos El Niño	Imp. Guajira	Continuación Imp. SPEC	Imp. B/tura	Costos Operativos El Niño
2020	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2022	0.00	0.00	0.00	6.57	0.00	0.00	0.00	5.09
2023	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2024	0.00	0.00	0.00	59.78	0.00	0.00	0.00	33.54
2025	0.00	0.00	0.00	110.56	0.00	0.00	0.00	58.73
2026	0.00	0.00	680.00	0.00	0.00	0.00	327.69	0.00
2027	375.00	400.00	0.00	0.55	152.46	170.96	0.00	0.23
2028	0.00	0.00	0.00	11.72	0.00	0.00	0.00	4.33
2029	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

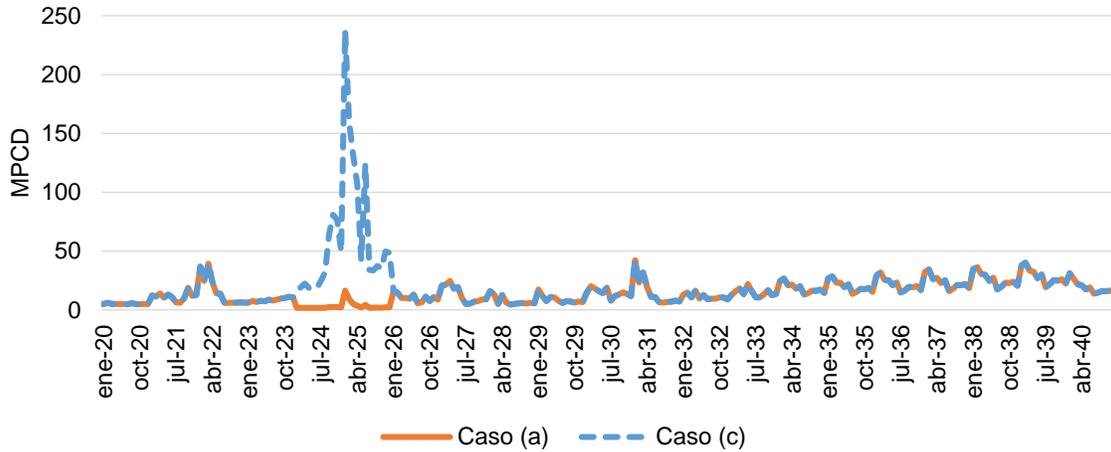
Fuente: UPME. Cálculos: UPME

El balance revela que se presentaría un riesgo de tener que generar con combustibles líquidos en caso de presentarse un Fenómeno de El Niño moderado entre los años 2024-2026, con un consecuente sobrecosto estimado de racionamiento en 754.94 MUSD (entre esos años), pasando de un racionamiento evaluado en 1,142.75 MUSD si se hubiera optado por el caso (a) a 1,897.69 MUSD que es lo que ocurre en el presente caso.

El disponer de menor oferta respecto a lo proyectado aumenta el Valor Esperado de la Demanda no Abastecida, es decir, reduce la confiabilidad del sistema en su agregado

nacional (ver Gráfica 10-6). El costo asociado a la pérdida de confiabilidad se estima en 754.94 MUSD del análisis realizado anteriormente.

Gráfica 10-6 Balance e infraestructura para la oferta alta proyectada y oferta media efectiva (cuadrante c)



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Así, en el agregado, el arrepentimiento originado por haber asumido una oferta alta y que efectivamente se presente una oferta media se valora en 758.32 MUSD:

Ecuación 10-5

$$A_{1,2} = R_{1,2} - R_{2,2} + \max(0, C_{1,2} - C_{2,2}) = 1897.69 - 1142.75 + \max(0, 753.03 - 749.65) = 758.32$$

10.1.1.4 Comparación de resultados

Finalmente, la Tabla 10-6 coteja los resultados de los cuatro casos anteriormente expuestos. En ésta se evidencia que el de menor costo de arrepentimiento es el caso b, indicando que la opción de asumir una oferta media o base y establecer la infraestructura consecuente tendría un menor riesgo que su contraparte de asumir una oferta alta y que efectivamente se dé una oferta base.

Tabla 10-6 Comparación de costos de arrepentimiento

		Infraestructura	
		Para el Escenario base	Para el Escenario Alto
Oferta	Del Escenario Base	0.00	758.32
	Del Escenario Alto	-269.95	0.00

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

En conclusión, la opción de menor riesgo, con la información disponible es la asumir la oferta base o media, con su consecuencia de mediano plazo de construir y disponer para el año 2024 de la Planta Regasificadora de Buenaventura, ya que se puede tener un arrepentimiento de 758.32 MUSD.

En la Tabla 10-7 se muestran los resultados de los cuatro casos anteriormente expuestos, realizando el cálculo del costo de racionamiento con el costo del combustible sustituto, el cual se explica en el capítulo 9.

Tabla 10-7 Comparación de arrepentimientos bajo costo de sustituto.

		Infraestructura	
		Para el Escenario base	Para el Escenario Alto
Oferta	Del Escenario Base	0.00	504.75
	Del Escenario Alto	-93.36	0.00

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

11 Conclusiones y Recomendaciones

- Se ratifica la necesidad de aumentar la oferta de gas natural mediante la entrada en operación de la infraestructura de importación de gas del pacífico en el año 2024 y de las demás obras sobre la infraestructura de transporte que permitirán conectar los mercados de gas natural del país, dando cumplimiento a lo establecido en el Decreto 2345 de 2015 en cuanto a seguridad en el abastecimiento y confiabilidad del sistema de gas natural en el país.
- La opción de construir la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico en la Bahía de Buenaventura es la que presenta menor Costo de Arrepentimiento, respecto a la alternativa de no hacerlo y contar con recursos de gas natural. Frente a la incertidumbre sobre la oferta futura, disponer de tal infraestructura en la Bahía de Buenaventura en el pacífico colombiano es la que ofrece mayor confiabilidad ya que permite diversificar las fuentes de producción al no concentrarlas en la zona norte del país, además flexibiliza el sistema nacional de transporte ante eventos de falla en el sistema.
- En cuanto a la confiabilidad brindada por la disposición o no de la Infraestructura de importación de gas del pacífico, se evidencia como la operación de ésta reduce los riesgos de desatención de la demanda nacional dada una falla, en razón a la diversificación de las fuentes de gas natural.
- La progresiva pérdida de autosuficiencia de gas natural abre la puerta al mercado global de este energético. Basados en la proyección de precios internacionales y considerando los costos asociados a la importación como lo son licuefacción, transporte marítimo, regasificación y transporte terrestre, se estima un impacto en la tarifa media nacional del sector residencial entre un 15% y un 25% para el período de análisis 2020-30.
- Bajo los escenarios planteados y dada la incertidumbre del 34% de la relación beneficio – costo de la Infraestructura de Importación del Pacífico, el análisis planteado ratifica la viabilidad financiera de esta obra de infraestructura.
- A fin de asegurar el abastecimiento y aumentar la confiabilidad del sistema nacional de transporte, se recomiendan las bidireccionalidades Barranquil–a - Ballena y Barrancabermeja – Ballena, teniendo en cuenta que no se requieren mayores inversiones y presentan un mayor beneficio frente a los costos de inversión que demandan.
- Se recomienda la ampliación de la capacidad de transporte entre los nodos Mariquita y Gualanday de modo que se logre la atención de la demanda de la región en hasta 20 MPCD. La opción de una estación de compresión intermedia entre ambos nodos resultaría suficiente para tal cometido. Así mismo, con una estación de compresión, se recomienda la ampliación del transporte del ramal de Jamundí que permita la atención de una demanda de gas natural en el nodo Popayán de hasta 3 MPCD.

- Las obras de infraestructura propuestas permiten conformar un mercado nacional de gas natural que debe ser complementado con la institucionalidad respectiva y un régimen regulatorio que facilite estos intercambios.
- Con el objeto de contar con capacidad de análisis de las obras de expansión propuestas se recomienda crear un Comité Asesor de Planeamiento de Gas Natural. Éste estaría compuesto por agentes públicos y privados representativos del sector.
- Cualquier escenario más favorable en reservas y producción permitirá disminuir las necesidades de importación de Gas Natural.

ANEXO 1

En este anexo se comparan los costos operativos y de confiabilidad para las obras propuestas y las alternativas con las que se comparan. Inicialmente, para cada obra se presentan los costos operativos y en seguida los de confiabilidad.

Tabla A1.1. Comparación de costos operativos del servicio de gas natural para las alternativas de importación

MUSD [Dic. 2019]	Valores Futuros			Valor Presente [Dic 2019]		
	Nueva Regasificadora Ubicada en :			Nueva Regasificadora Ubicada en:		
	Ballena	Cartagena	Coveñas	Ballena	Cartagena	Coveñas
2020	1,992.92	1,992.92	1,992.92	1,871.29	1,871.29	1,871.29
2021	2,788.51	2,788.51	2,788.51	2,318.80	2,318.80	2,318.80
2022	3,001.70	3,001.70	3,001.70	2,231.43	2,231.43	2,231.43
2023	2,606.12	2,606.12	2,606.12	1,699.83	1,699.83	1,699.83
2024	3,399.71	3,399.71	3,399.71	1,968.40	1,968.40	1,968.40
2025	3,688.36	3,688.36	3,688.36	1,900.57	1,900.57	1,900.57
2026	3,863.91	3,863.91	3,863.91	1,764.20	1,764.20	1,764.20
2027	3,860.69	3,911.24	3,931.74	1,562.91	1,582.84	1,590.93
2028	3,979.19	4,063.66	4,083.47	1,432.07	1,462.38	1,469.64
2029	3,975.23	4,057.13	4,076.91	1,267.57	1,293.62	1,300.00
2030	4,251.81	4,328.96	4,365.93	1,201.22	1,222.99	1,233.44
2031	4,262.90	4,346.50	4,328.56	1,070.70	1,091.64	1,087.18
2032	4,177.86	4,254.62	4,249.70	928.91	945.96	944.93
2033	4,332.01	4,418.55	4,414.49	853.57	870.62	869.83
2034	4,381.88	4,472.92	4,463.23	766.28	782.18	780.52
2035	4,395.32	4,486.60	4,478.78	681.74	695.88	694.70
2036	4,429.60	4,520.86	4,515.04	609.44	621.98	621.20
2037	4,442.97	4,533.96	4,527.91	542.07	553.15	552.44
2038	4,485.34	4,575.71	4,570.02	485.37	495.12	494.52
2039	4,525.50	4,614.94	4,608.95	434.35	442.91	442.35
2040	4,558.94	4,646.96	4,649.21	388.12	395.60	395.81
2041	4,576.05	4,663.83	4,667.25	345.47	352.09	352.36
2042	4,615.44	4,703.27	4,707.74	309.04	314.91	315.23
2043	4,657.37	4,745.33	4,750.75	276.59	281.80	282.14
2044	4,705.78	4,794.12	4,800.45	247.89	252.54	252.88
2045	4,733.71	4,822.08	4,829.07	221.13	225.25	225.59
2046	4,783.87	4,872.58	4,880.11	198.20	201.87	202.19

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Tabla A1.2. Comparación de costos de racionamiento del servicio de gas natural para las potenciales alternativas de importación.

MUSD [Dic 2019]	Valores Futuros			ValorPresente [Dic 2019]		
	Nueva Regasificadora Ubicada en:			Nueva Regasificadora Ubicada en:		
	Ballena	Cartagena	Coveñas	Ballena	Cartagena	Coveñas
2020	64.59	64.59	64.59	60.60	60.60	60.60
2021	142.32	142.32	142.32	118.26	118.26	118.26
2022	192.17	192.17	192.17	144.82	144.82	144.82
2023	108.12	108.12	108.12	70.31	70.31	70.31
2024	23.91	23.91	23.91	13.81	13.81	13.81
2025	51.87	51.87	51.87	27.33	27.33	27.33
2026	124.36	124.36	124.36	57.06	57.06	57.06
2027	158.60	255.94	234.23	65.10	103.44	94.88
2028	92.68	239.48	190.46	33.62	86.96	69.20
2029	112.86	268.23	226.30	36.25	86.21	72.81
2030	186.03	454.08	380.85	52.73	128.86	107.86
2031	189.56	681.45	242.06	48.49	175.43	61.74
2032	144.53	360.27	205.59	32.24	80.56	45.88
2033	188.12	502.01	267.16	37.13	99.14	52.70
2034	241.57	605.60	328.75	42.45	106.89	57.69
2035	258.39	672.12	354.03	40.27	105.38	55.11
2036	279.75	746.82	381.43	38.68	103.98	52.68
2037	297.40	821.25	402.61	36.46	101.47	49.30
2038	322.48	911.84	431.57	35.06	99.97	46.88
2039	350.93	1029.89	464.63	33.84	100.11	44.77
2040	236.63	592.71	336.25	20.27	50.97	28.74
2041	247.04	606.77	358.22	18.75	46.20	27.16
2042	263.71	662.71	378.78	17.75	44.81	25.47
2043	281.02	721.20	399.63	16.78	43.30	23.83
2044	299.09	786.97	420.92	15.84	41.94	22.27
2045	316.22	851.96	439.66	14.85	40.28	20.63
2046	336.00	927.12	462.01	13.99	38.90	19.22

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Tabla A1.3. Comparación del Valor Presente del Costo Total del servicio de gas natural para las alternativas de interconexión Costa Atlántica – Interior

MUSD [Dic 2019]	Valores futuros		Valor Presente [Dic 2019]	
	Opción de expansión		Opción de expansión	
	NorOccidente	NorOriente	NorOccidente	NorOriente
2020	1,992.92	1,993.81	1,871.29	1,872.13
2021	2,788.51	2,788.02	2,318.80	2,318.36
2022	3,001.70	3,002.23	2,231.43	2,231.81
2023	2,606.12	2,604.46	1,699.83	1,698.71
2024	3,399.71	3,399.71	1,968.40	1,968.40
2025	3,688.36	3,688.36	1,900.57	1,900.57
2026	3,863.91	3,863.91	1,764.20	1,764.20
2027	3,860.69	3,820.62	1,562.91	1,546.96
2028	3,979.19	3,976.62	1,432.07	1,431.20
2029	3,975.23	3,968.43	1,267.57	1,265.38
2030	4,251.81	4,264.24	1,201.22	1,204.84
2031	4,262.90	4,226.68	1,070.70	1,061.56
2032	4,177.86	4,148.07	928.91	922.29
2033	4,332.01	4,309.46	853.57	849.12
2034	4,381.88	4,360.06	766.28	762.45
2035	4,395.32	4,373.80	681.74	678.39
2036	4,429.60	4,407.43	609.44	606.37
2037	4,442.97	4,419.77	542.07	539.22
2038	4,485.34	4,461.14	485.37	482.73
2039	4,525.50	4,499.34	434.35	431.82
2040	4,558.94	4,545.93	388.12	387.02
2041	4,576.05	4,563.54	345.47	344.54
2042	4,615.44	4,605.42	309.04	308.38
2043	4,657.37	4,647.72	276.59	276.02
2044	4,705.78	4,696.56	247.89	247.42
2045	4,733.71	4,724.76	221.13	220.72
2046	4,783.87	4,776.07	198.20	197.89

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Tabla A1.4 Comparación de costos de racionamiento del servicio de gas natural para las alternativas de interconexión Costa Atlántica – Interior

MUSD [Dic 2019]	Valores futuros		Valor Presente [Dic 2019]	
	Opción de expansión		Opción de expansión	
	NorOccidente	NorOriente	NorOccidente	NorOriente
2020	64.59	64.52	60.60	60.53
2021	142.32	142.32	118.26	118.26
2022	192.17	192.17	144.82	144.82
2023	108.12	108.12	70.31	70.31
2024	23.91	23.91	13.81	13.81
2025	51.87	51.87	27.33	27.33
2026	124.36	124.36	57.06	57.06
2027	158.60	133.43	65.10	55.21
2028	92.68	114.93	33.62	41.85
2029	112.86	135.34	36.25	43.59
2030	186.03	253.78	52.73	71.86
2031	189.56	253.54	48.49	64.53
2032	144.53	237.60	32.24	53.03
2033	188.12	299.21	37.13	59.01
2034	241.57	339.08	42.45	59.45
2035	258.39	351.15	40.27	54.60
2036	279.75	366.23	38.68	50.52
2037	297.40	377.44	36.46	46.17
2038	322.48	394.69	35.06	42.82
2039	350.93	414.31	33.84	39.88
2040	236.63	380.68	20.27	32.50
2041	247.04	397.01	18.75	30.06
2042	263.71	412.21	17.75	27.68
2043	281.02	427.78	16.78	25.48
2044	299.09	412.41	15.84	21.80
2045	316.22	421.56	14.85	19.75
2046	336.00	436.81	13.99	18.16

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Tabla A1.5. Comparación de costos asociados a la ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Mariquita – Gualanday

Año	Magnitud del déficit [GPC]	Valores Futuros			Valor Presente [Dic 2019]		
		Valor del déficit	Costo de inversión del sistema de Compresión	Costo O & M del sistema de Compresión	Valor del déficit	Costo de inversión del sistema de Compresión	Costo O & M del sistema de Compresión
		[MUSD]					
2020	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2022	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2023	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2025	0.00	0.08	8.00	0.07	0.04	3.93	0.03
2026	0.02	0.64	0.00	0.40	0.28	0.00	0.18
2027	0.09	2.94	0.00	0.40	1.17	0.00	0.16
2028	0.20	6.22	0.00	0.40	2.21	0.00	0.14
2029	0.34	10.58	0.00	0.40	3.34	0.00	0.13
2030	0.43	13.65	0.00	0.40	3.83	0.00	0.11
2031	0.54	17.08	0.00	0.40	4.26	0.00	0.10
2032	0.66	21.02	0.00	0.40	4.65	0.00	0.09
2033	0.74	23.64	0.00	0.40	4.64	0.00	0.08
2034	0.77	24.48	0.00	0.40	4.27	0.00	0.07
2035	0.86	27.42	0.00	0.40	4.24	0.00	0.06
2036	0.94	30.45	0.00	0.40	4.18	0.00	0.05
2037	1.02	33.32	0.00	0.40	4.05	0.00	0.05
2038	1.11	36.29	0.00	0.40	3.92	0.00	0.04
2039	1.18	39.24	0.00	0.40	3.76	0.00	0.04
2040	1.27	42.39	0.00	0.40	3.60	0.00	0.03
2041	1.34	45.16	0.00	0.40	3.40	0.00	0.03
2042	1.41	48.02	0.00	0.40	3.21	0.00	0.03
2043	1.47	50.75	0.00	0.40	3.01	0.00	0.02
2044	1.54	53.52	0.00	0.40	2.81	0.00	0.02
2045	1.60	55.83	0.00	0.40	2.60	0.00	0.02
2046	1.66	58.20	0.00	0.40	2.41	0.00	0.02
				Totales	69.85	3.93	1.51

Fuente: UPME. Cálculos: UPME