

PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME

Subdirección de Hidrocarburos

Diciembre de 2016



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

- 1. Comercio internacional**
- 2. Oferta**
- 3. Demanda**
- 4. Balance**
- 5. Precios**
- 6. Transporte**
- 7. Confiabilidad**
- 8. Análisis financiero**
- 9. Conclusiones**

PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

- 1. Comercio internacional**
2. Oferta
3. Demanda
4. Balance
5. Precios
6. Transporte
7. Confiabilidad
8. Análisis financiero
9. Conclusiones

Seguridad de abastecimiento y
confiabilidad

Artículo 1 Decreto 2345 de 2015

Plan abastecimiento de gas natural

Artículos 4 Decreto 2345 de 2015 y 16 Decreto
1258 de 2013

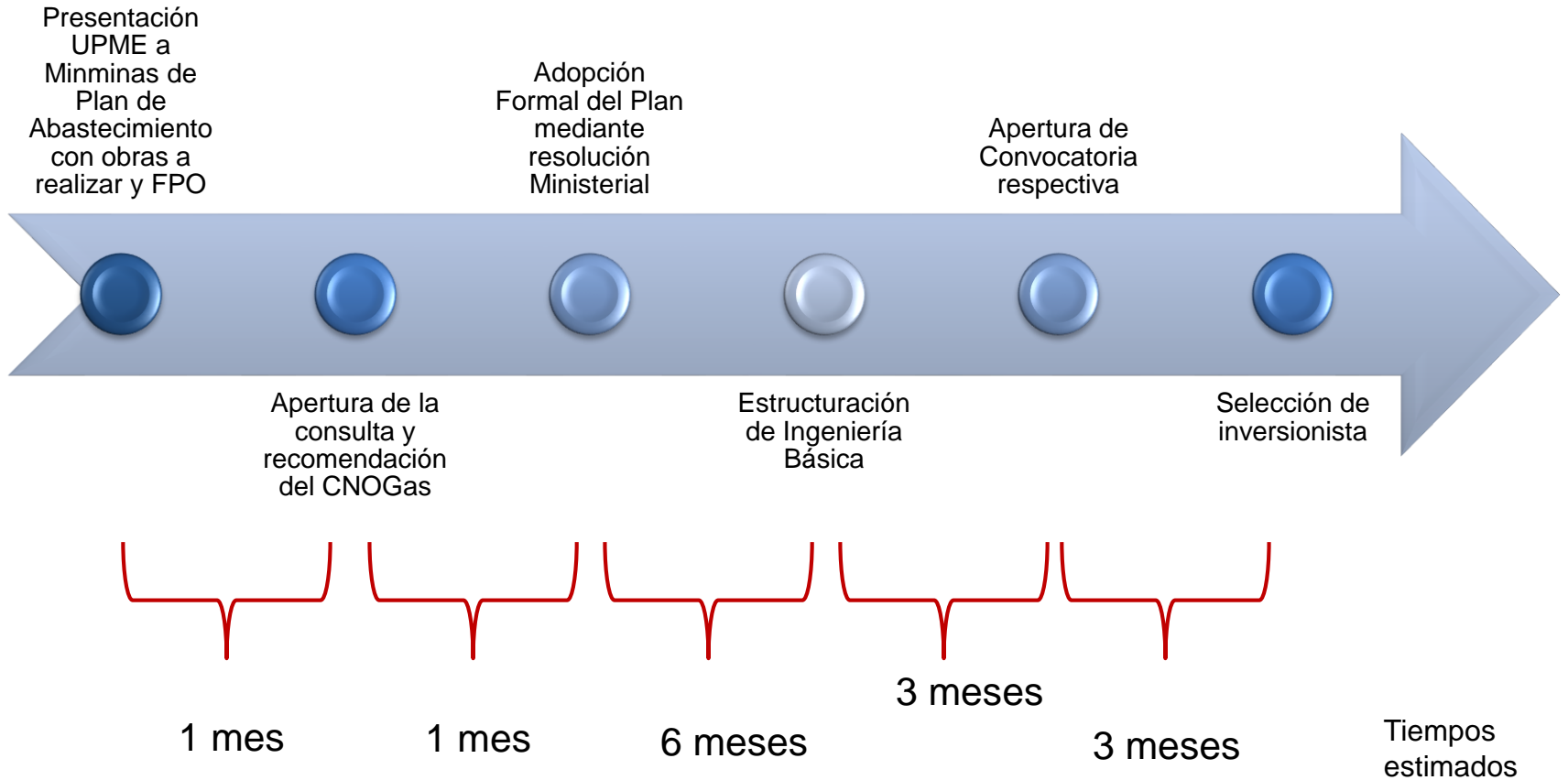
“Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un plan de abastecimiento de gas natural para un periodo de diez (10) años,

Lineamientos del plan

Artículo 1 Resolución MME 40052 de 2016

- *Descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.*
- *Identificación de los beneficiarios de cada proyecto.*
- *Análisis de costo-beneficio que soportan las recomendaciones mencionadas.*
- *Indicadores y metas cuantitativas de abastecimiento y confiabilidad del servicio.*
- *Horizonte de planeamiento no inferior a diez (10) años*

PROCESO DE ADOPCIÓN Y EJECUCIÓN DEL PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO



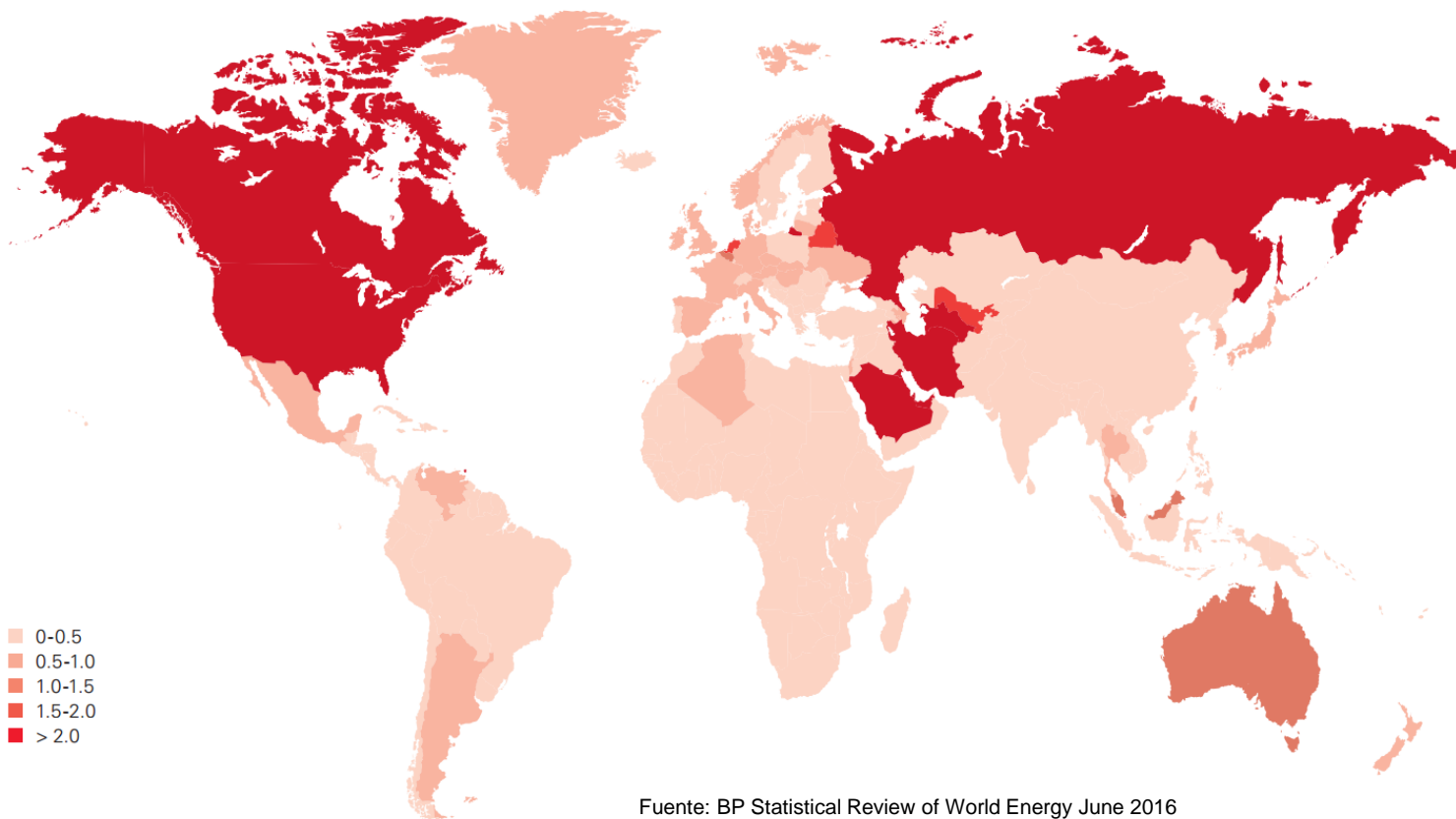
Comercio internacional de gas natural en el año 2015

Consumo de gas natural mundial \approx 336 GPCD \approx 3135 millones TOE*

Consumo de gas natural Colombia \approx 1.02 GPC \approx 9.5 TOE \approx 9.5 millones TOE \approx 0.2 TOE / cápita

Natural gas: Consumption per capita 2015

Tonnes oil equivalent



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2016

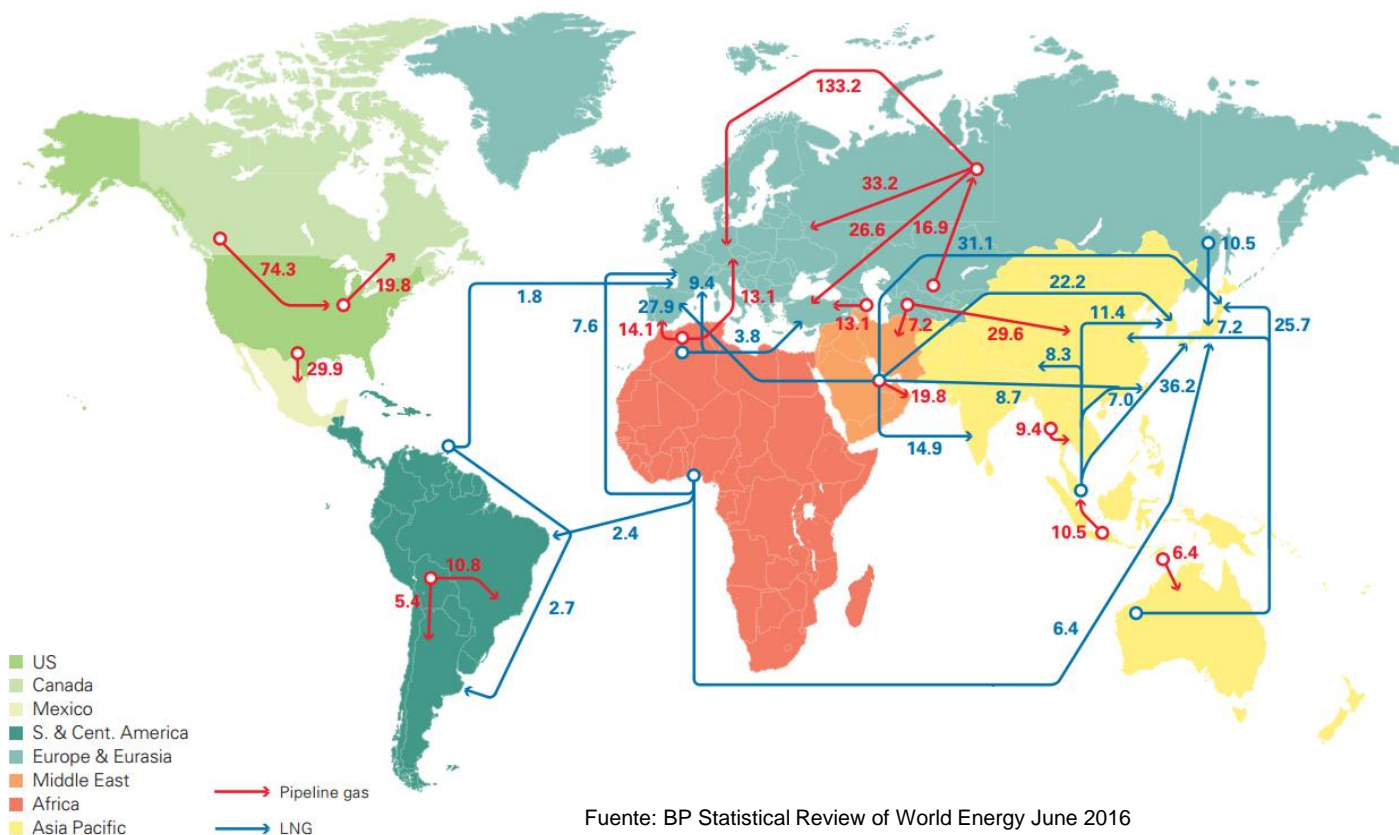
Comercio internacional de gas natural en el año 2015

Comercio por ductos: 704 mil millones m³ de gas natural ≈ 25 Tft³ de gas natural

Comercio GNL: 338 Gm³ de GNL ≈ 7167 Tft³ de gas natural ≈ 20 Tft³ / día de gas natural

Máxima importación GNL Colombia Mamonal: 0.007 Gm³ / año GNL

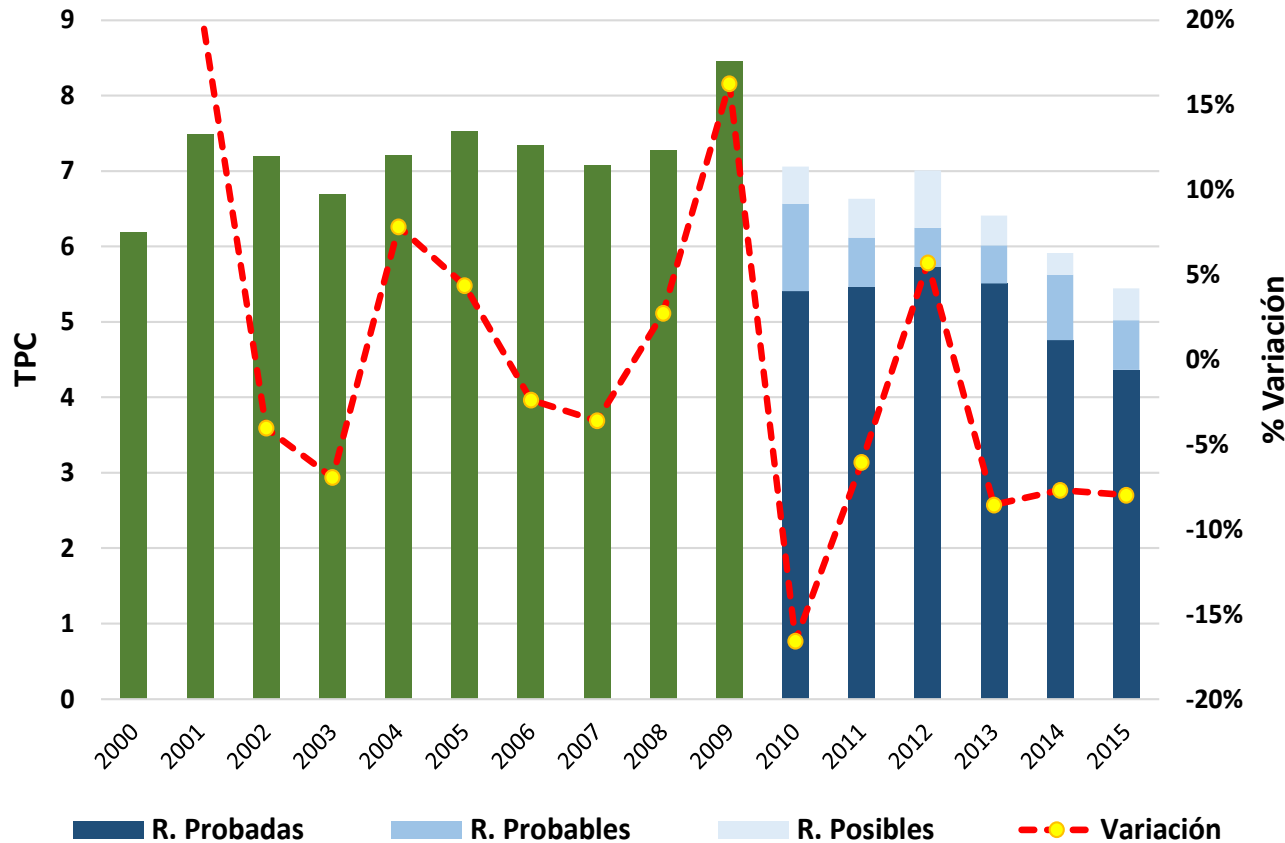
Major trade movements 2015
 Trade flows worldwide (billion cubic metres)



PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

1. Comercio internacional
- 2. Oferta**
3. Demanda
4. Balance
5. Precios
6. Transporte
7. Confiabilidad
8. Análisis financiero
9. Conclusiones

Evolución histórica reservas gas natural



@ dic 2015 = 5,44 TPC

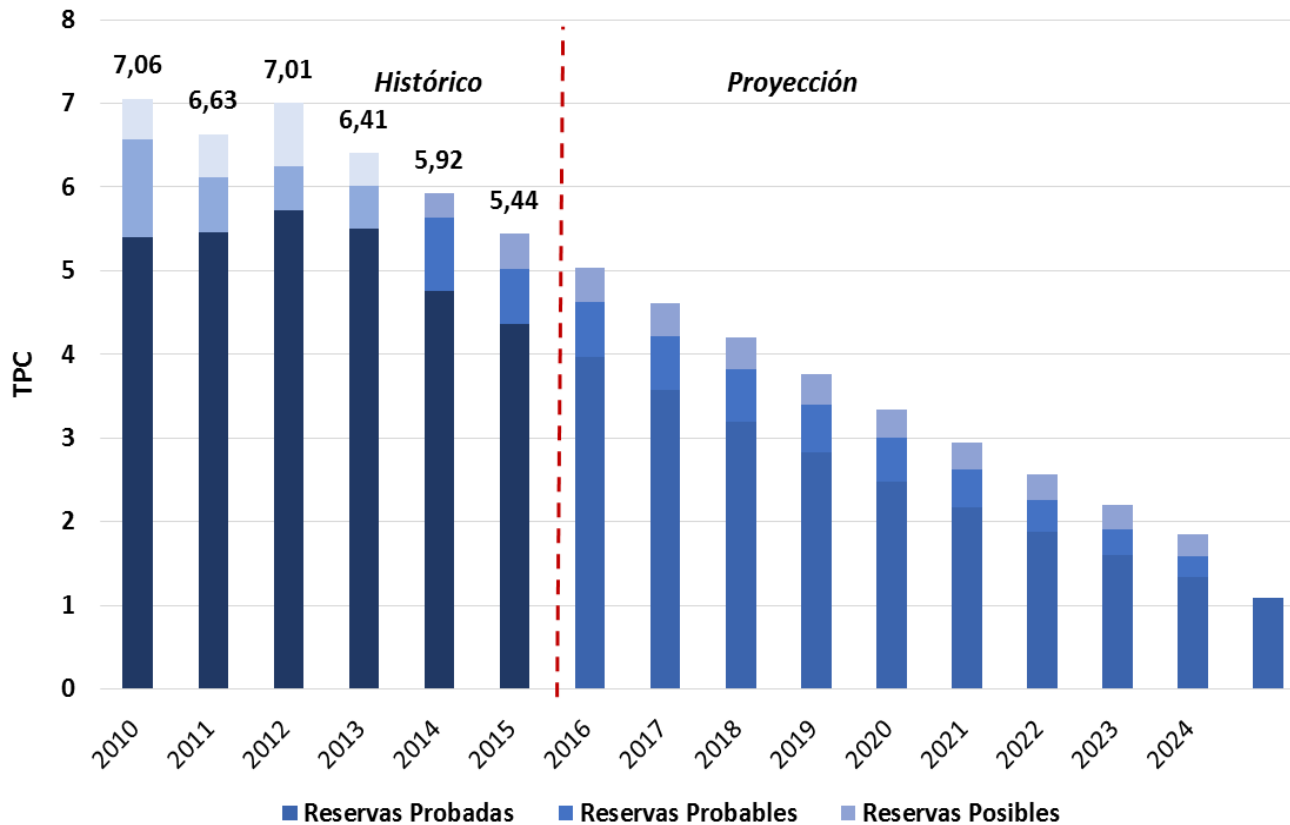
R. Probadas = 4,36 TPC

R. Probables = 0,66 TPC

R. Posibles = 0,422 TPC

En el último quinquenio el país ha reclasificado reservas, originando un nivel de incorporación neto de reservas de gas natural con registros negativos, exceptuando el año 2012, en el cual se incrementaron en 6% las reservas con respecto al año 2011.

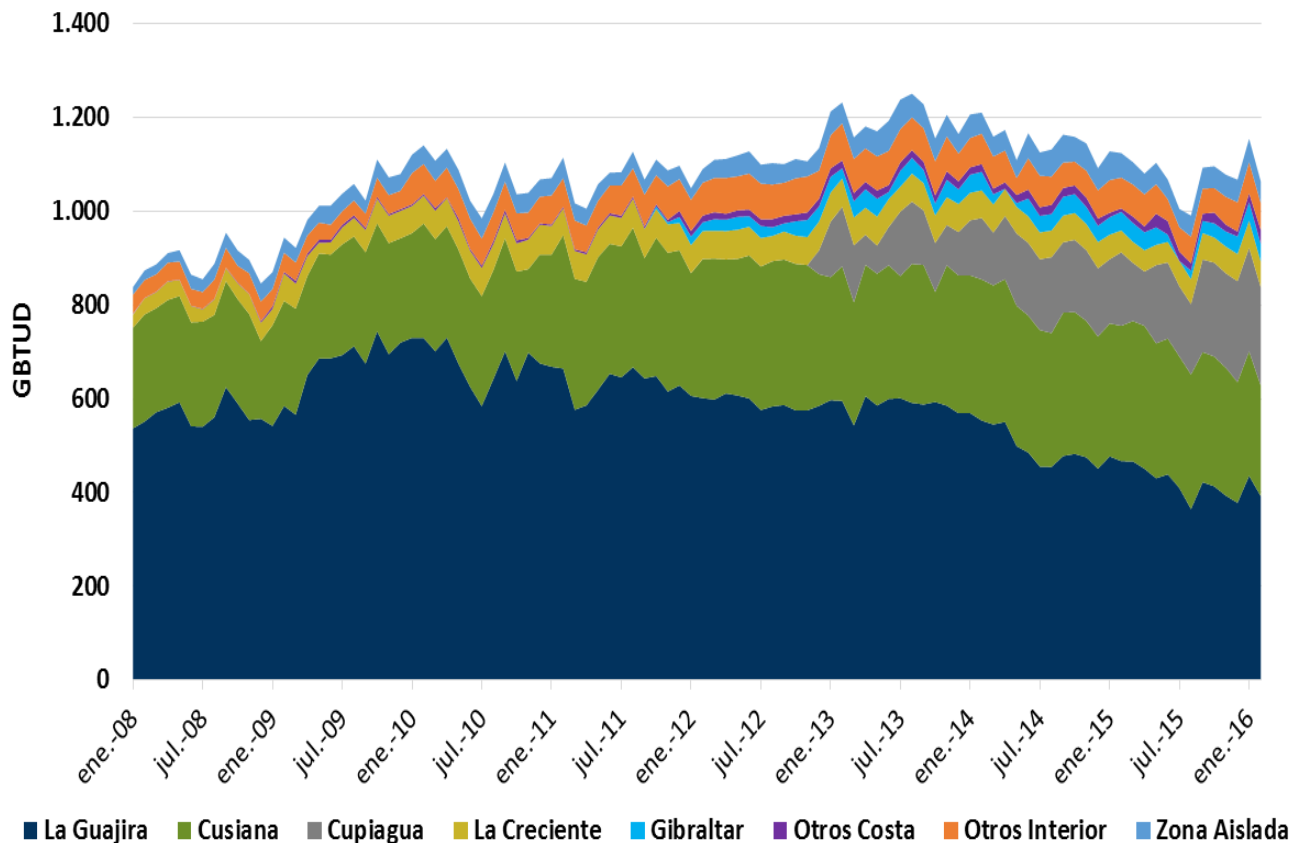
Oferta de Gas Natural - Reservas



Fuente: ANH. 2016

- La prospectiva de gas natural para los próximos años indica un paulatino decrecimiento de las reservas. No obstante, se está a la espera de potenciales reservas a incorporar por los yacimientos en el *off-shore* del Caribe.
- Lo anterior señala la necesidad de hacer un uso más racional de este recurso y de importarlo cuando sea necesario.

Oferta de Gas Natural - Producción

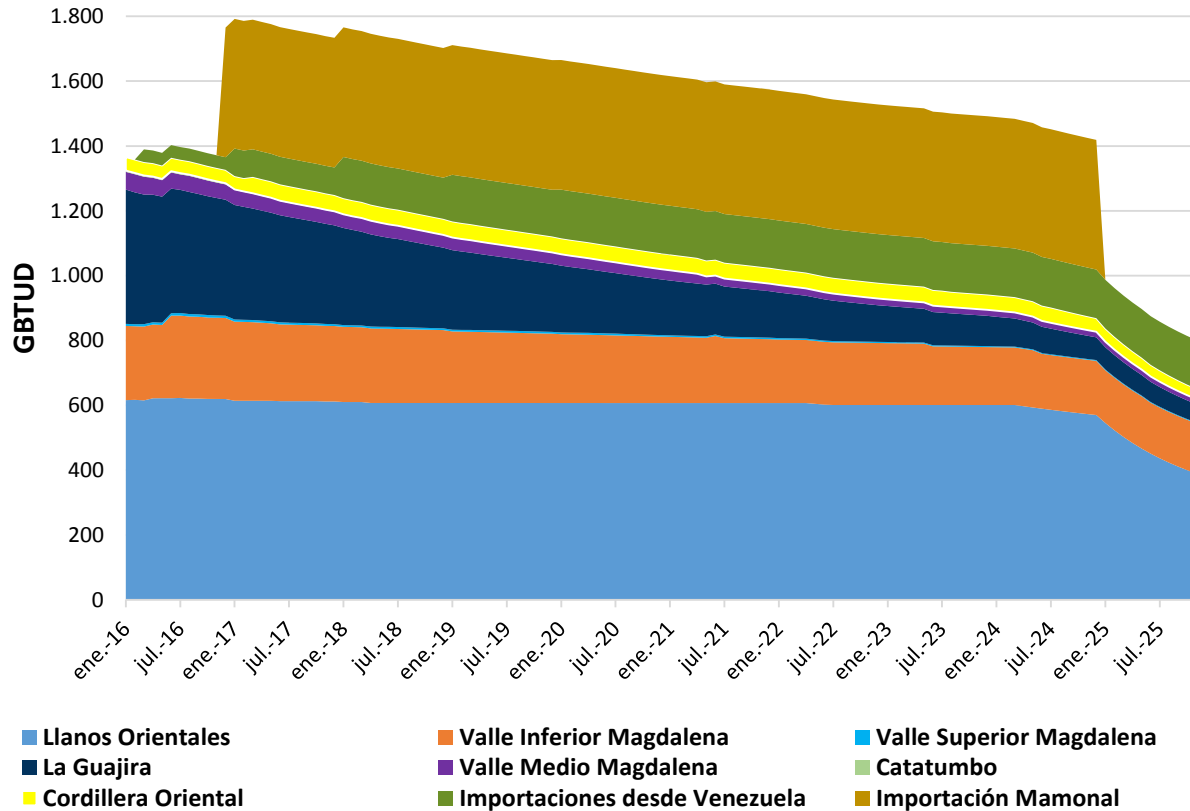


- La producción de gas natural proviene principalmente de campos ubicados en La Guajira y en los Llanos Orientales.
- Los demás campos de producción, de menor capacidad abastecen localmente la demanda. Algunos de estos se encuentran aislados del sistema nacional de transporte

Producción promedio gas natural en 2015, 1080 GBTUD

Declaración de Producción

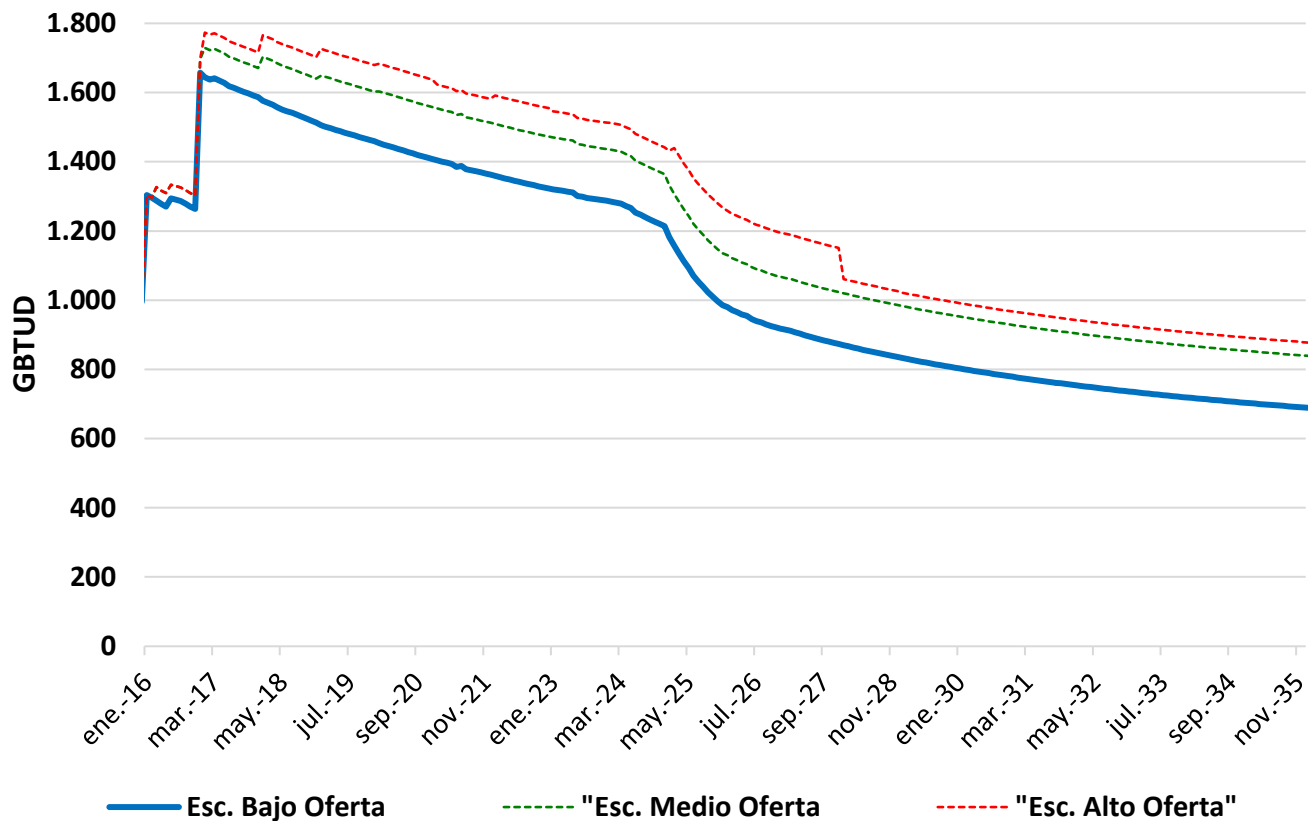
Resolución MME 31132 de Marzo 30 de 2016



- ❖ Tres grandes áreas concentran la oferta nacional de gas natural: La Guajira, Llanos Orientales y Valle Inferior del Magdalena
- ❖ Guajira en proceso de declinación y Llanos Orientales desde 2024.
- ❖ Máxima oferta Diciembre 2016 – 1,726 GBTUD
- ❖ VIM – Llanos Orientales principal aporte a la oferta nacional.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía. 2016

Escenarios Oferta

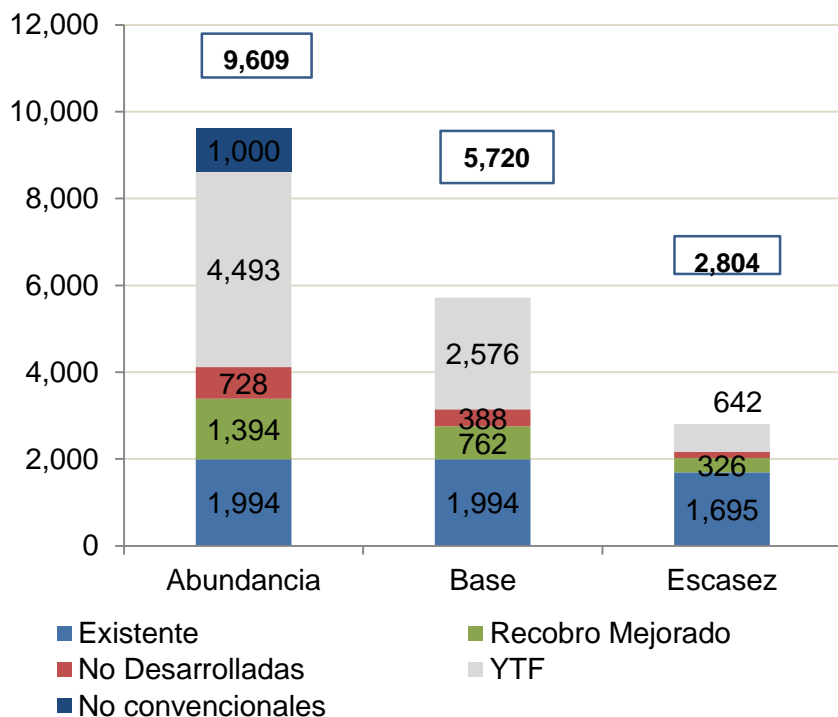


- **Escenario bajo:** Declaración de producción de 2016 marzo 30 de 2016.
- **Escenario medio:** Escenario bajo + importaciones de Venezuela, declaradas por ECOPETROL (39 -150 GBTUD).
- **Escenario alto:** Escenario medio + P2 + P3 y la incorporación de nuevos recursos convencionales y no convencionales (YTF Enero 2024 offshore NC 2025 CBM – Cesar Ranchería

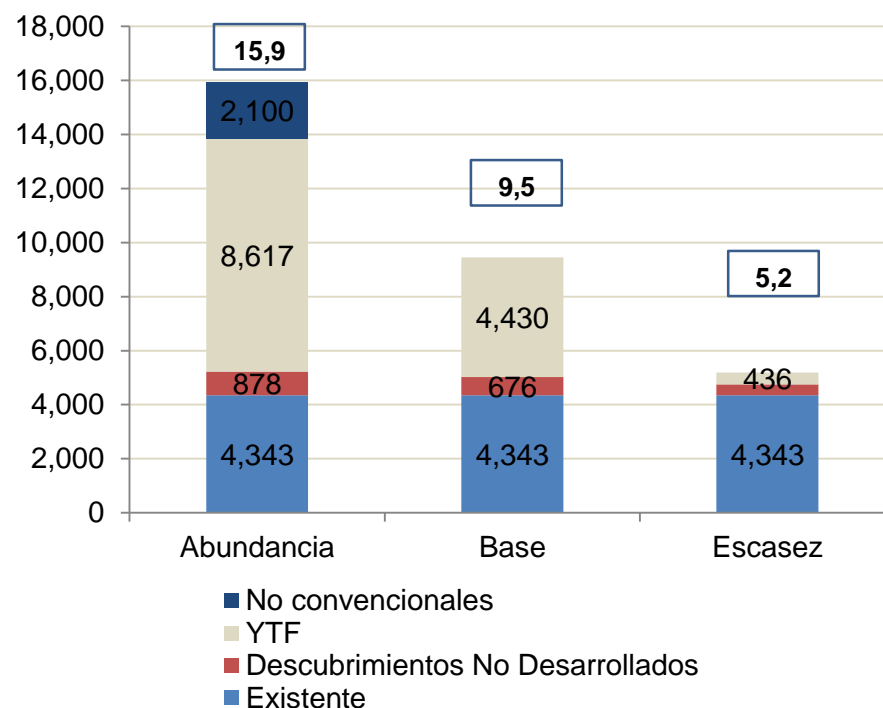
Fuente: MME, Productores, Cálculo Propios

Incorporación de reservas de crudo y gas natural por escenario (2016-2036)

Petróleo (MBbl)



Gas Natural (TPC)



En un escenario base, EOR aporta el 13%,
 P2+P3 el 7%, YTF 45%

Fuente: UPME-ADL

*Resultados Preliminares

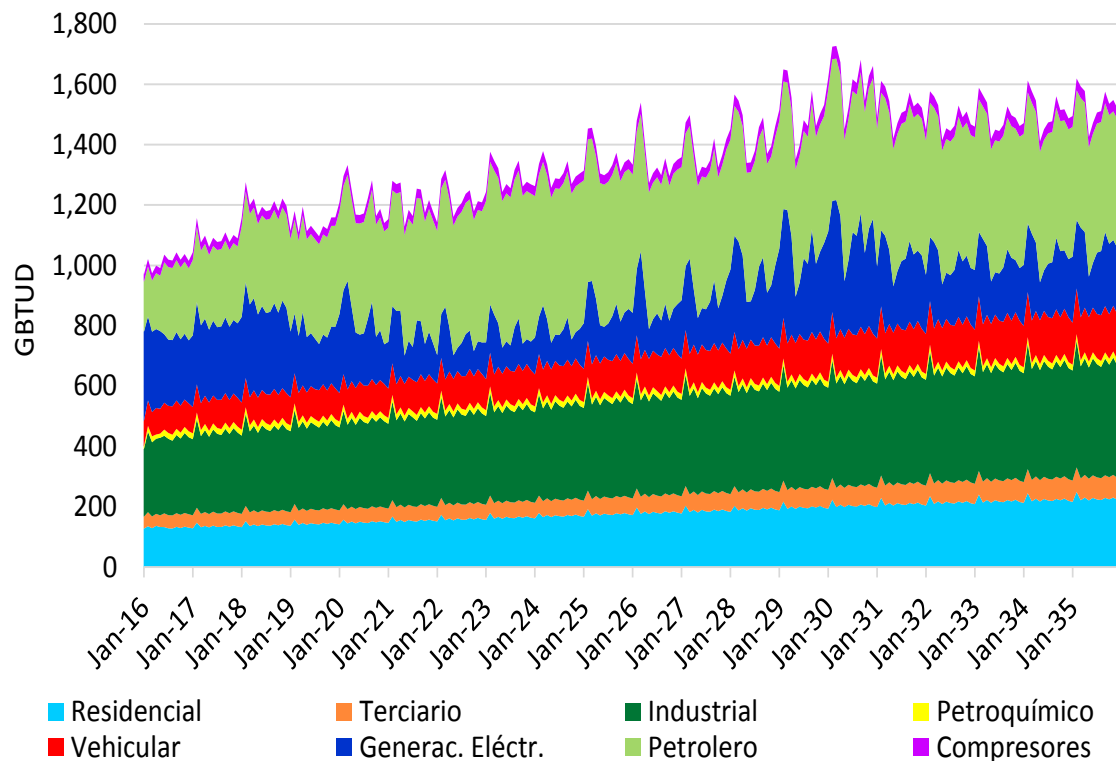
PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

1. Comercio internacional
2. Oferta
- 3. Demanda**
4. Balance
5. Precios
6. Transporte
7. Confiabilidad
8. Análisis financiero
9. Conclusiones

Proyección de demanda sectorial de gas natural (1/2)

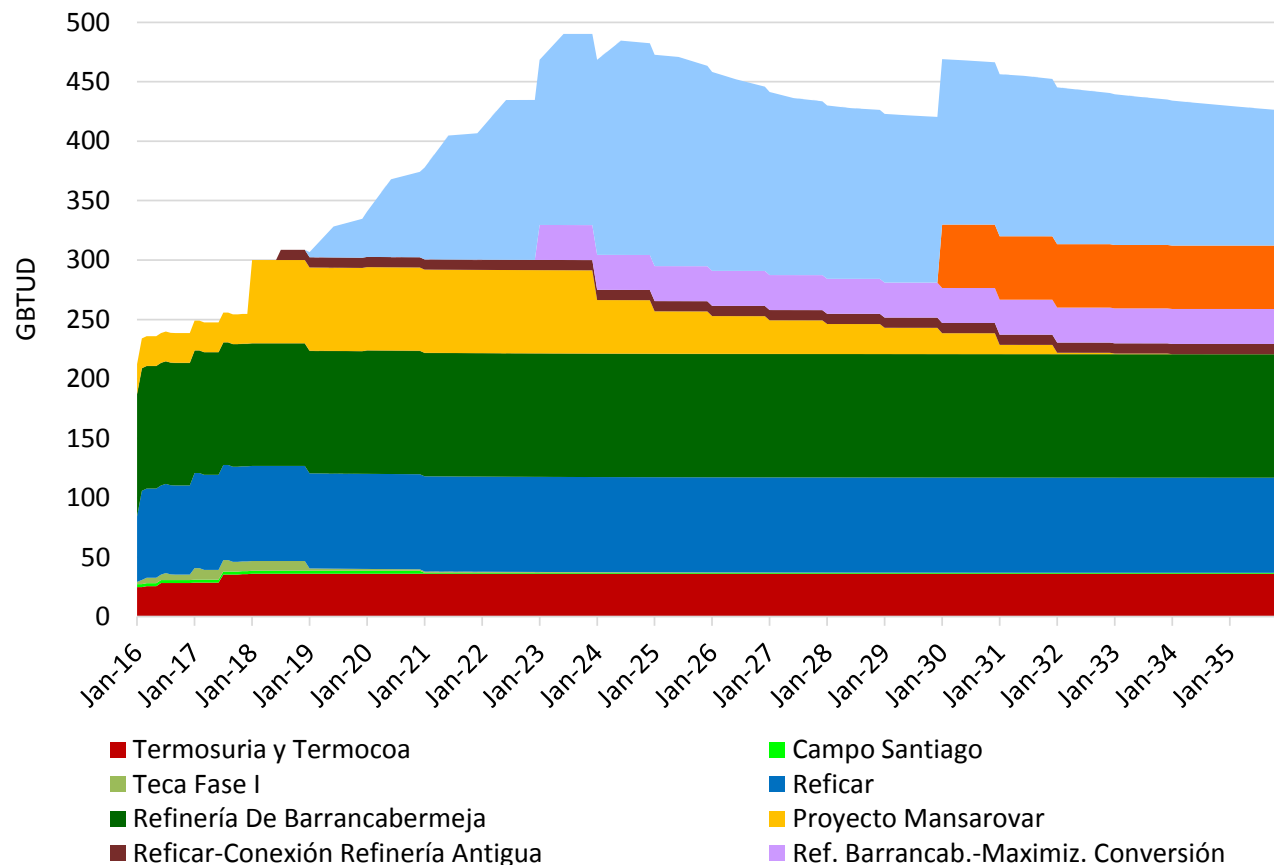
El aumento de la demanda de los sectores residencial, comercial, industrial, petroquímico y vehicular está determinado por el crecimiento de la economía, la población, la sustitución de combustibles y la expansión de la cobertura del servicio. Por lo anterior siguen tasas de incremento estables.

Tasa de crecimiento [%]			
Sector de Consumo	2009-15	2015-25	2025-35
Residencial	2.4%	3.0%	2.6%
Terciario	4.5%	1.9%	2.8%
Industrial	1.4%	3.0%	1.7%
Petroquímico	- 2.4%	1.4%	0.0%
Vehicular	0.6%	3.1%	2.3%
Generac. Eléctr.	3.7%	-6.8%	3.2%
Petrolero	8.4%	13.2%	-0.9%
Compresores	1.5%	3.0%	1.2%
Total Demanda	3.1%	3.1%	1.2%



Proyección de demanda de gas natural del sector petrolero

El incremento de la demanda de gas natural del sector petrolero depende principalmente de las expansiones de la capacidad de producción de las refinerías, de proyectos para aumentar la producción petrolera (recuperación mejorada) y de sus proyectos de generación eléctrica.



Proyección de demanda sectorial de gas natural (1/2)

La proyección de demanda TermoEléctrica se basa en la simulación de la operación futura del sistema eléctrico colombiano. En éste son relevantes la entrada de la línea de Transmisión Cerromatoso-Chinú-Copey en el año 2019 que reduce significativamente la generación eléctrica por restricciones en la Costa Atlántica, así como la reducción progresiva de la participación de la capacidad de generación con gas natural respecto a otras fuentes.

Para la expansión de la capacidad de generación se consideraron cuatro escenarios representativos incluidos en el *Plan de Expansión de Generación – Transmisión 2015-29*. Para cada escenario se determina el consumo de gas necesario para cubrir el 97% de las potenciales hidrologías a las que se enfrentaría el sistema.

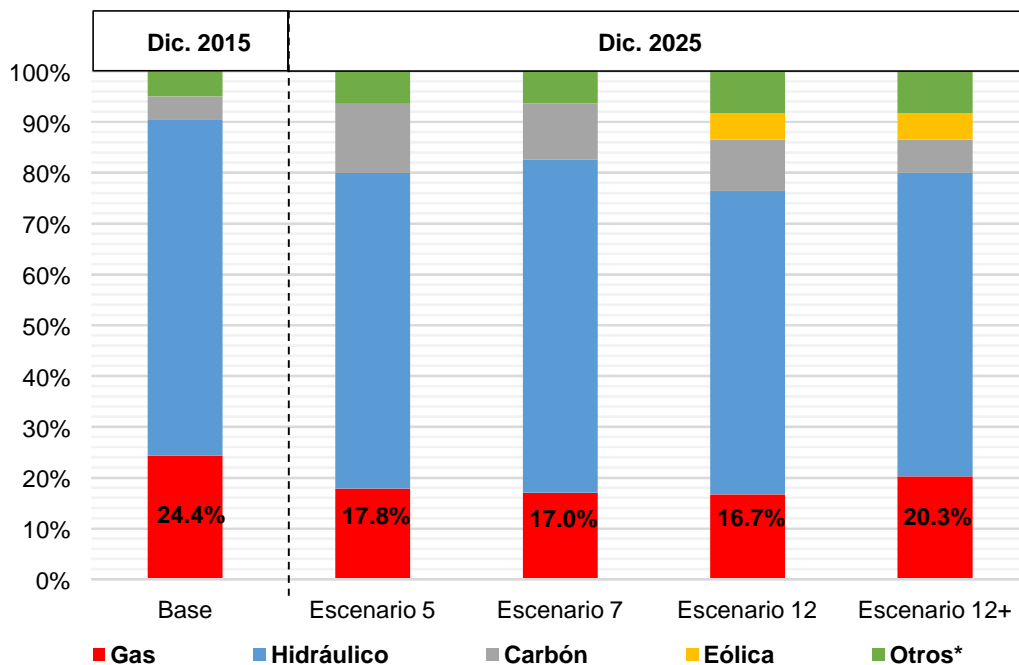
El escenario medio considera el promedio de estos cuatro escenarios de consumos de gas.

Tasa de crecimiento [%]			
Sector de Consumo	2009-15	2015-25	2025-35
Residencial	2.4%	3.0%	2.6%
Terciario	4.5%	1.9%	2.8%
Industrial	1.4%	3.0%	1.7%
Petroquímico	- 2.4%	1.4%	0.0%
Vehicular	0.6%	3.1%	2.3%
Generac. Eléctr.	3.7%	-6.8%	3.2%
Petrolero	8.4%	13.2%	-0.9%
Compresores	1.5%	3.0%	1.2%
Total Demanda	3.1%	3.1%	1.2%

Comparación capacidad instalada de generación eléctrica Base 2015 y Escenarios 2025

Capacidad instalada por tecnología [MW]

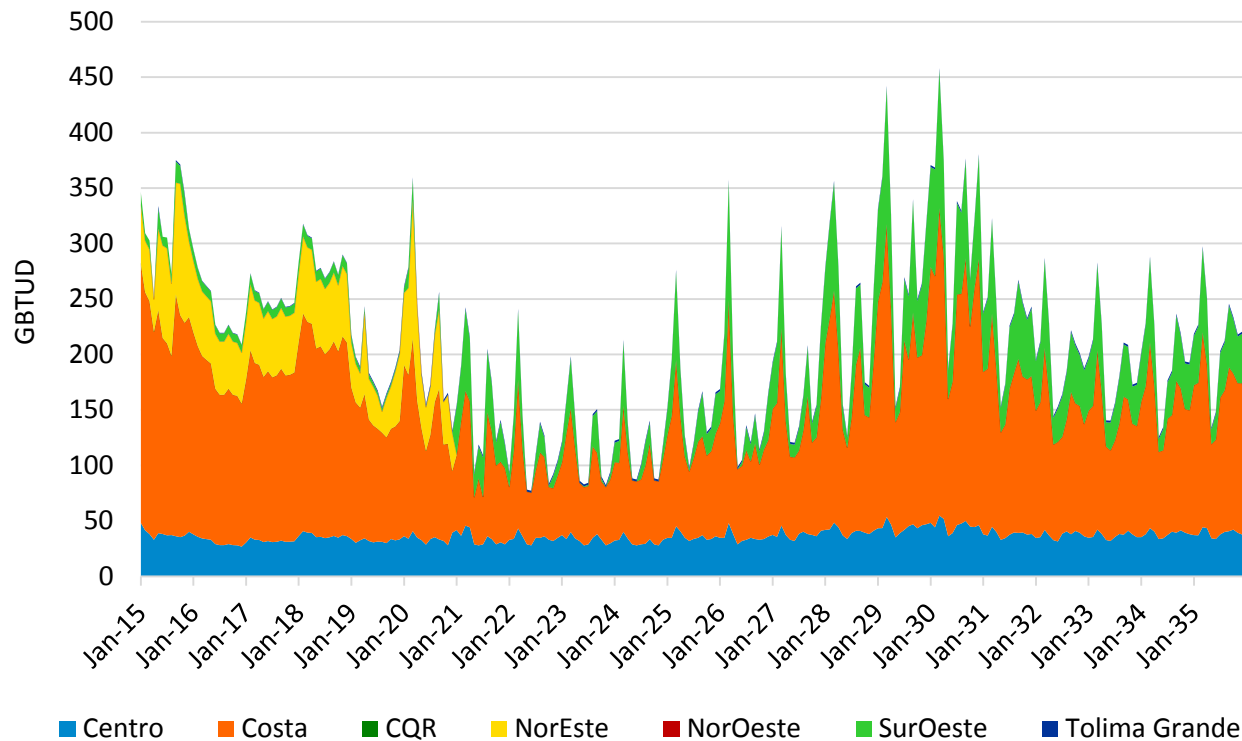
Recurso	Base 2015	Escenario 5 2025	Escenario 7 2025	Escenario 12 2025	Escenario 12+ 2025
Gas	3,809	3,924	3,809	3,809	4,624
Hidráulico	10,315	13,683	14,643	13,638	13,638
Carbón	717	2,991	2,476	2,311	1,496
Eólica	0	0	0	1,174	1,174
Otros*	785	1,416	1,416	1,894	1,894
Total	15,626	22,014	22,344	22,826	22,826



Estos escenarios consideran las intenciones que manifiestan los agentes en el desarrollo de proyectos, así como los potenciales recursos energéticos (hídrico, gas, carbón, biomasa, solar, geotérmico, etc.) del país.

*Otros: incluye la expansión de plantas menores, cogeneración, solar y geotérmica.

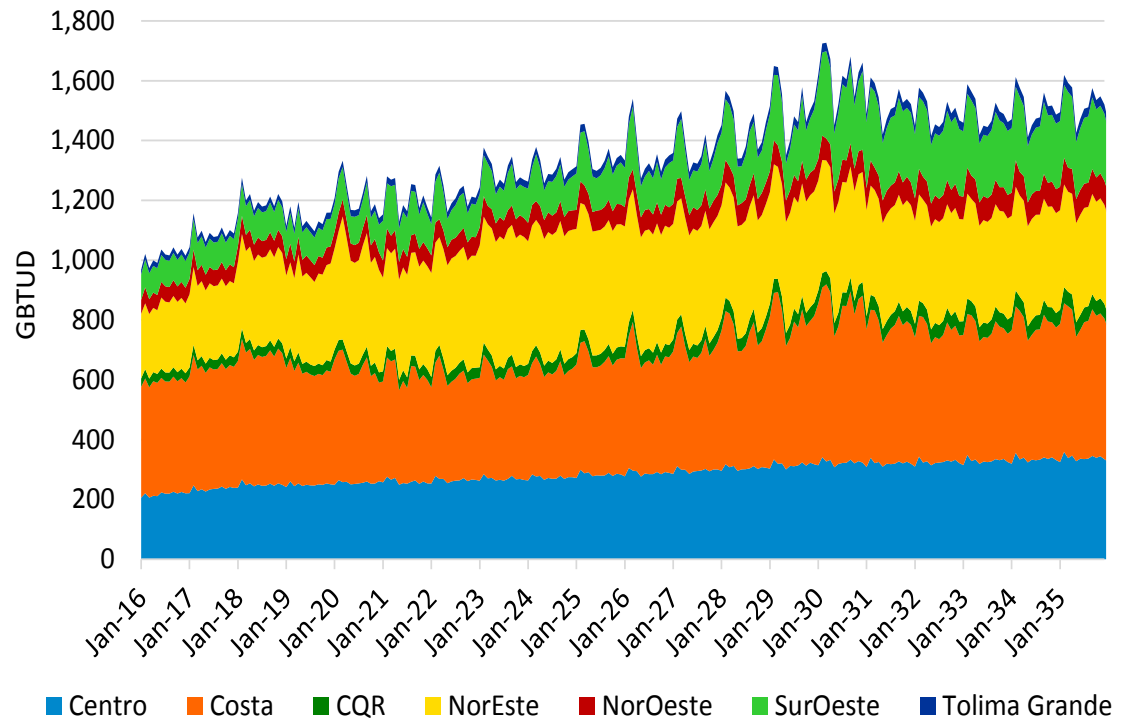
Proyección de demanda de gas natural del sector termoeléctrico



Proyección de demanda regional de gas natural (1/2)

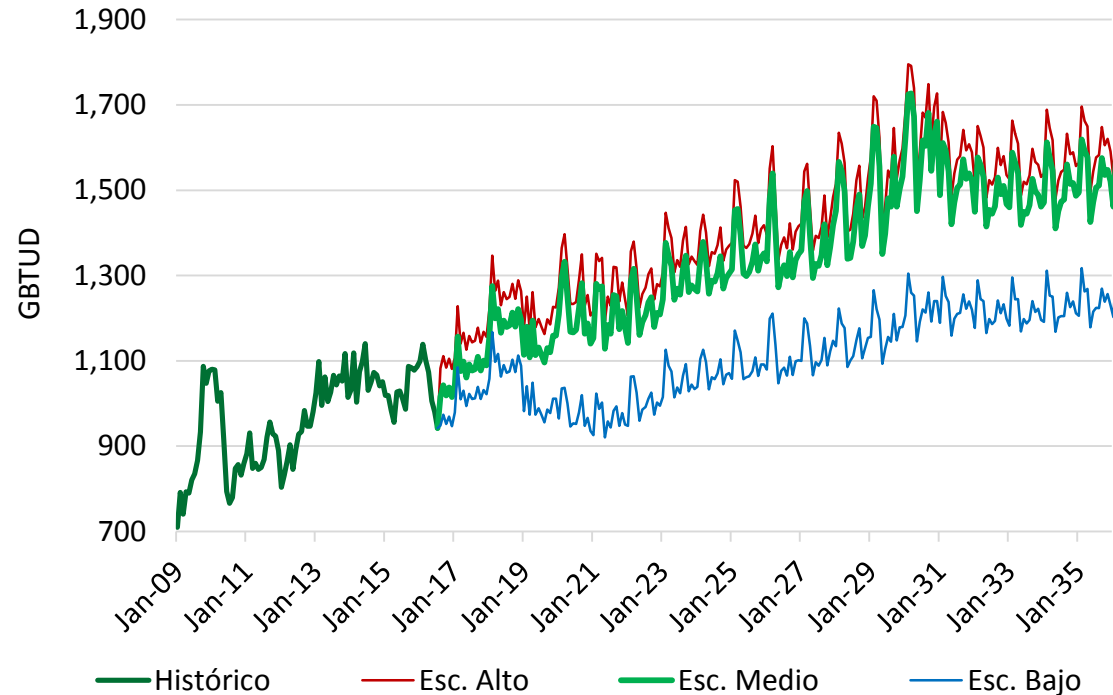
...

Región de Consumo	Participación [%]		
	2015	2025	2035
Centro	21.6%	21.0%	22.1%
Costa	36.5%	28.6%	30.6%
CQR	3.0%	2.9%	3.2%
NorEste	23.0%	30.7%	21.8%
NorOeste	5.0%	4.9%	5.4%
SurOeste	9.0%	10.0%	14.8%
Tolima Grande	1.8%	1.8%	2.0%
Total	100.0%	100.0%	100.0%



Para la expansión de la capacidad de generación se consideraron cuatro escenarios representativos incluidos en el *Plan de Expansión de Generación – Transmisión 2015-29*. Para cada escenario se determina el consumo de gas necesario para cubrir el 97% de las potenciales hidrologías a las que se enfrentaría el sistema.

El escenario ENSO (El Niño Southern Oscillation) considera el máximo de estos cuatro escenarios de consumos de gas.



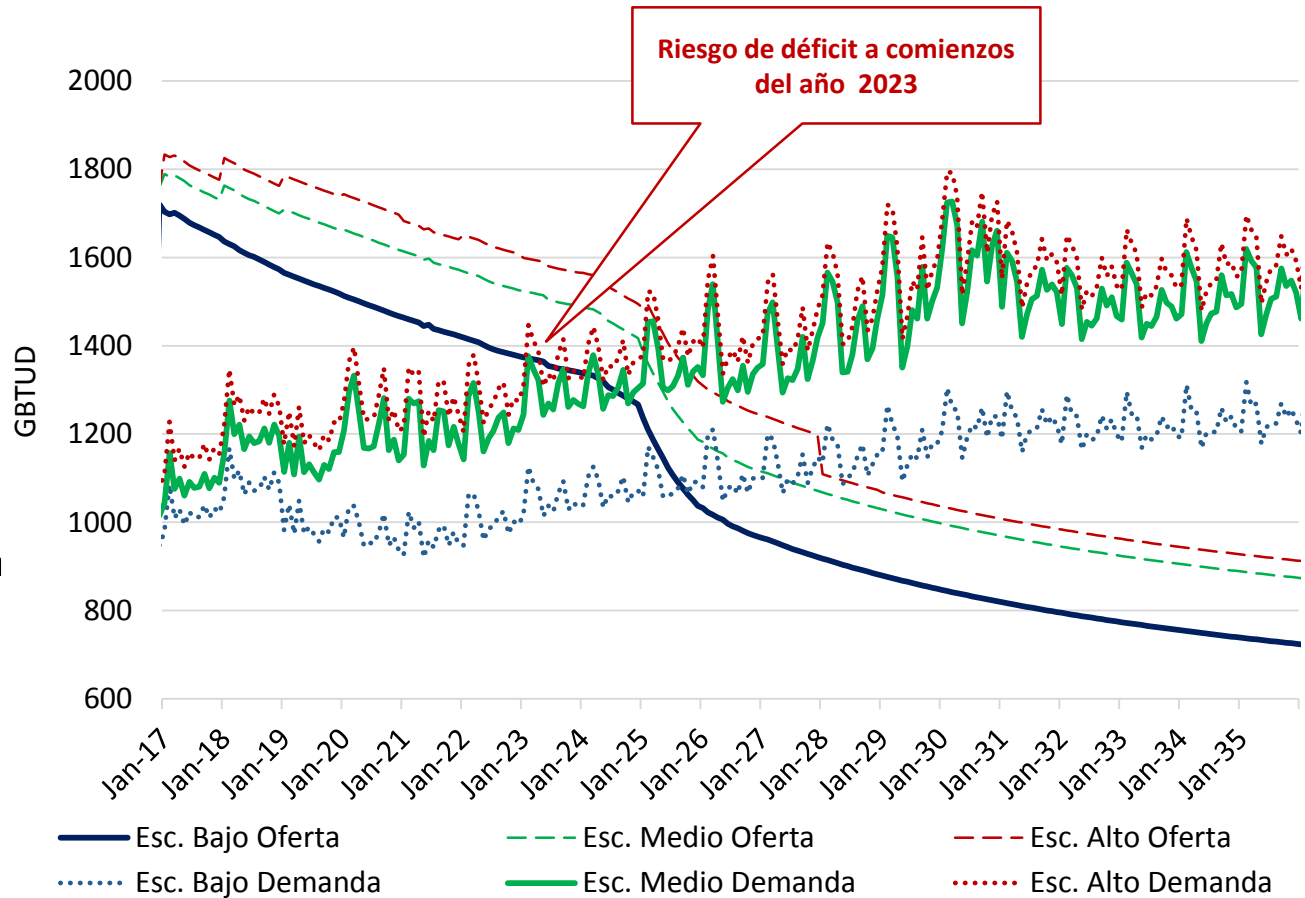
PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

1. Comercio internacional
2. Oferta
3. Demanda
- 4. Balance**
5. Precios
6. Transporte
7. Confiabilidad
8. Análisis financiero
9. Conclusiones

Balance nacional oferta – demanda de gas natural

Para los escenarios de demanda y oferta de referencia, se requeriría en el año 2023 disponer de una nueva fuente de gas natural importado.

Por razones financieras y para dar mayor confiabilidad al suministro, se considera que tal nueva importación se incorpore al país desde el puerto de Buenaventura.

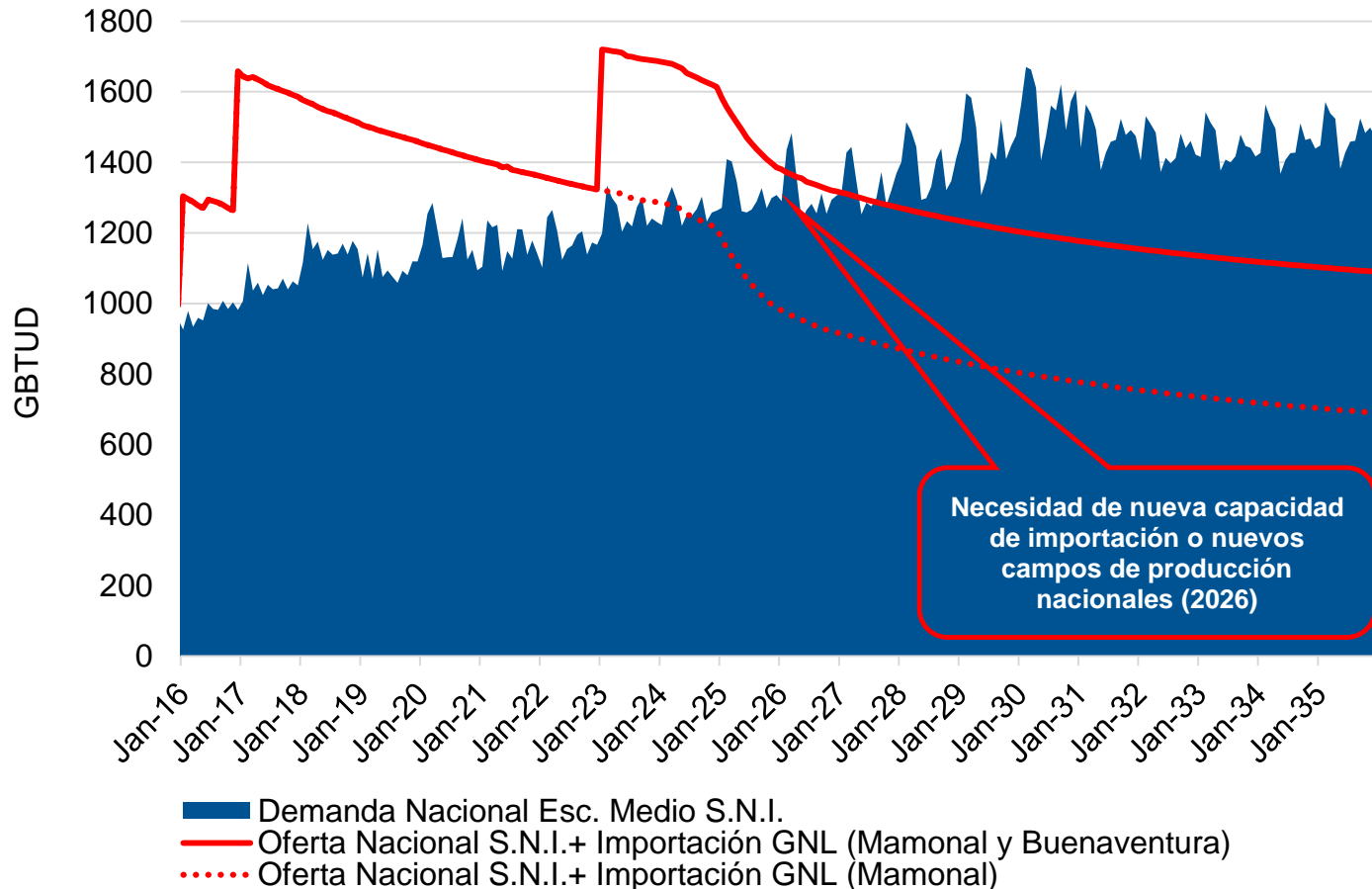


Balance Sistema Nacional Interconectado -S.N.I.

También para el Sistema Nacional Interconectado el riesgo de déficit se presenta en el año 2023.

Entrando en operación la planta de regasificación de Buenaventura en ese año, hacia el 2026 también habría que disponer de nueva oferta que podría provenir de campos nacionales o de importaciones.

Se asume, en lo restante del *Plan*, que esta nueva oferta se ubicaría en la Costa Caribe.



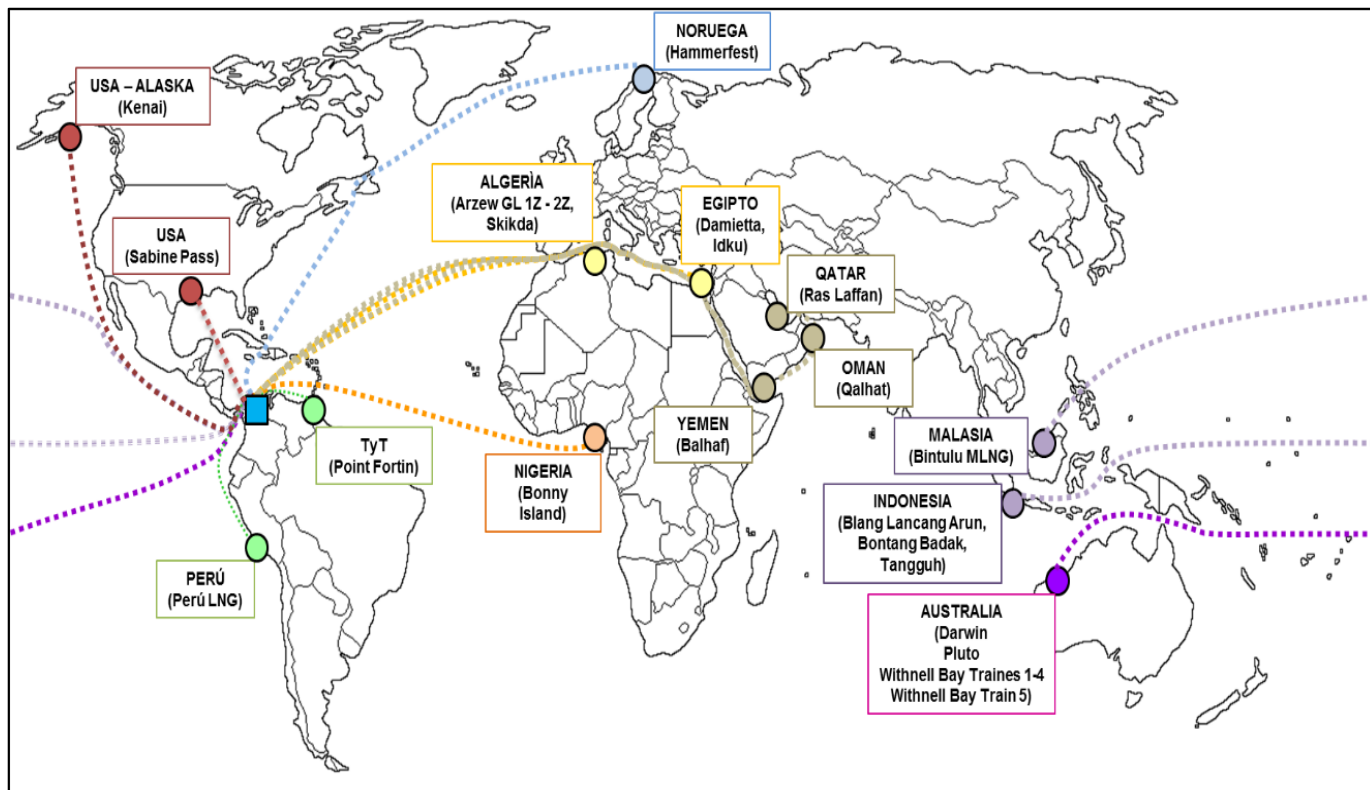
Nota: Sistema Nacional Interconectado -S.N.I.- corresponde al sistema nacional de transporte de gas natural de la Costa Atlántica e interior del país, excluyendo los sistemas aislados de Yopal y Cúcuta.

PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

1. Comercio internacional
2. Oferta
3. Demanda
4. Balance
- 5. Precios**
6. Transporte
7. Confiabilidad
8. Análisis financiero
9. Conclusiones

Principales rutas comerciales internacionales de GNL

Entre las diferentes fuentes de gas natural licuado y rutas comerciales, la opción de importarlo desde Trinidad y Tobago resulta la más viable dada su cercanía y disponibilidad de excedentes.

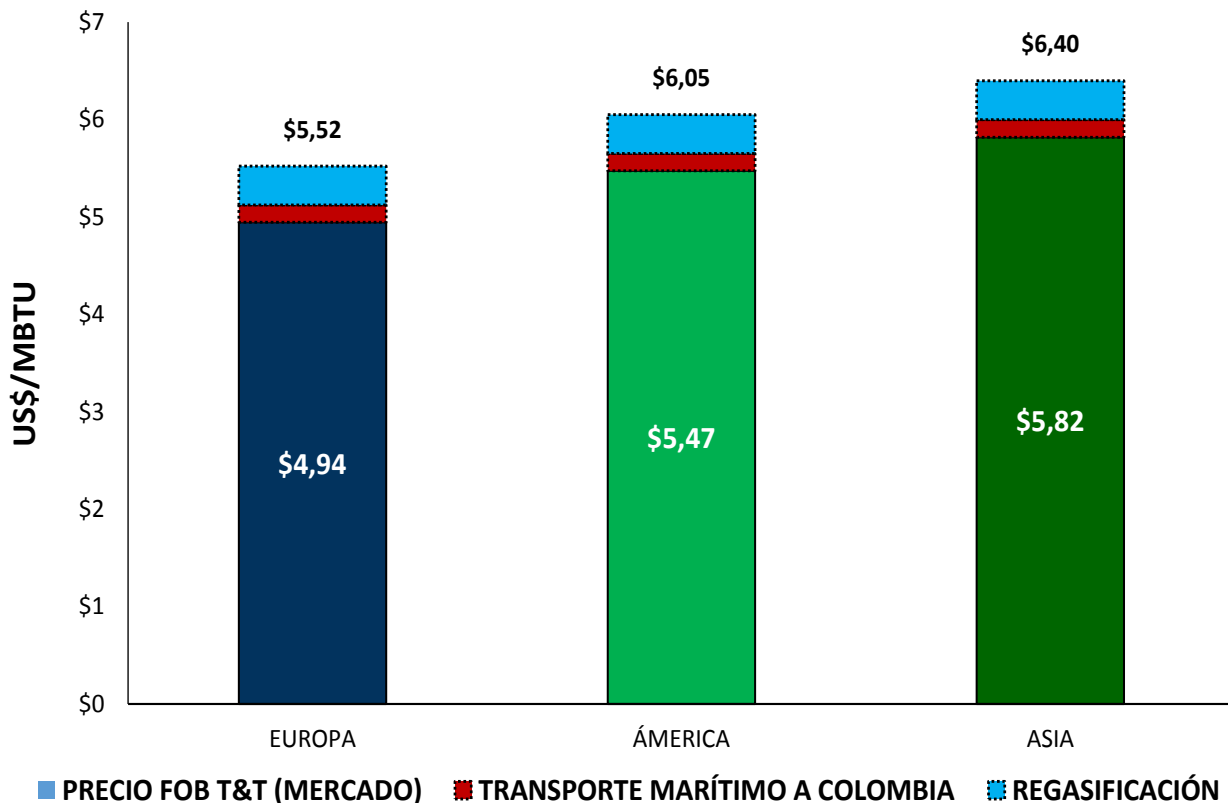


Precios estimados de GNL (FOB) en Trinidad y Tobago, transporte a Cartagena y regasificación, año 2016 –Precio Base–

Se asume que la primera fuente para proveerse sería Trinidad & Tobago.

Para estimar el precio base en el año 2016 en Cartagena, se considera el precio promedio de venta en Point Fortin (T&T) a países del Europa, América (Esc. Medio) y Asia.

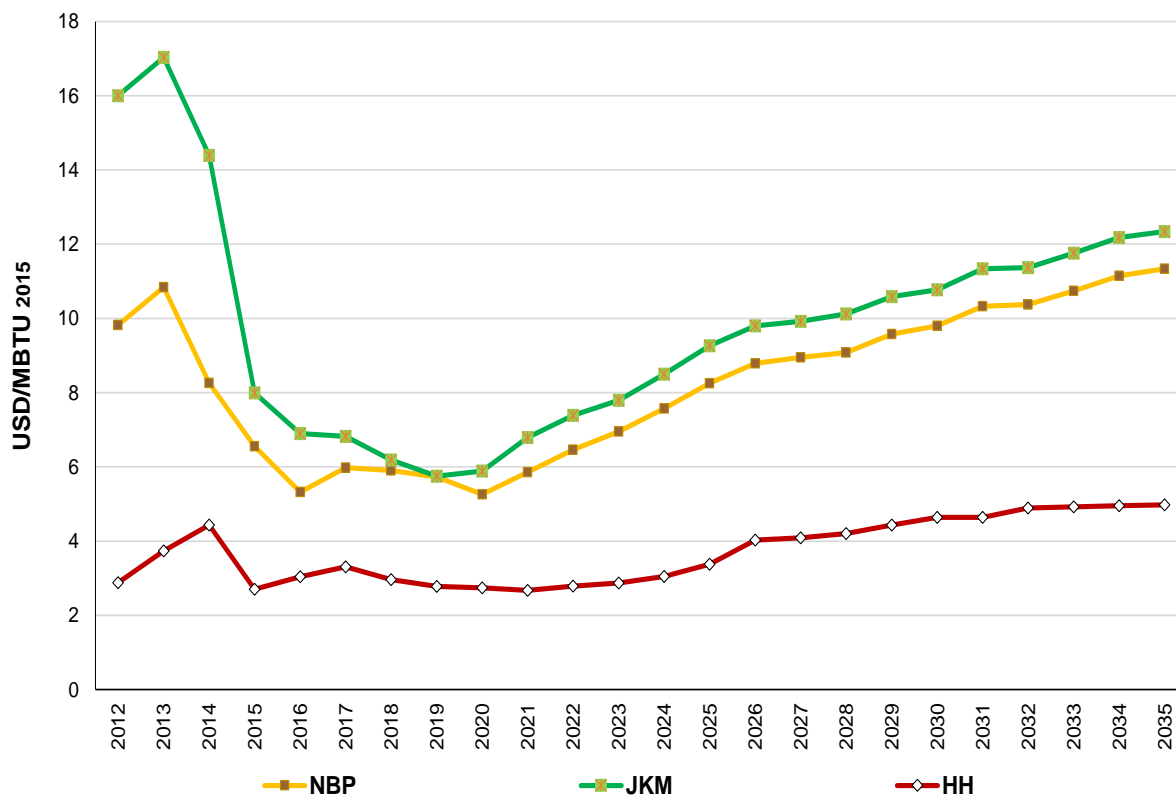
A éste se adiciona el costo de transporte hasta Cartagena y de regasificación.



Proyección de precios internacionales de GNL y gas natural -Tasas de crecimiento-

Los precios internacionales del gas natural se mantendrían estables en lo restante de la década, debido a una sobre-oferta de gas natural y capacidad de licuefacción.

En la siguiente década la oferta y demanda internacional crecería presionando los precios progresivamente al alza.

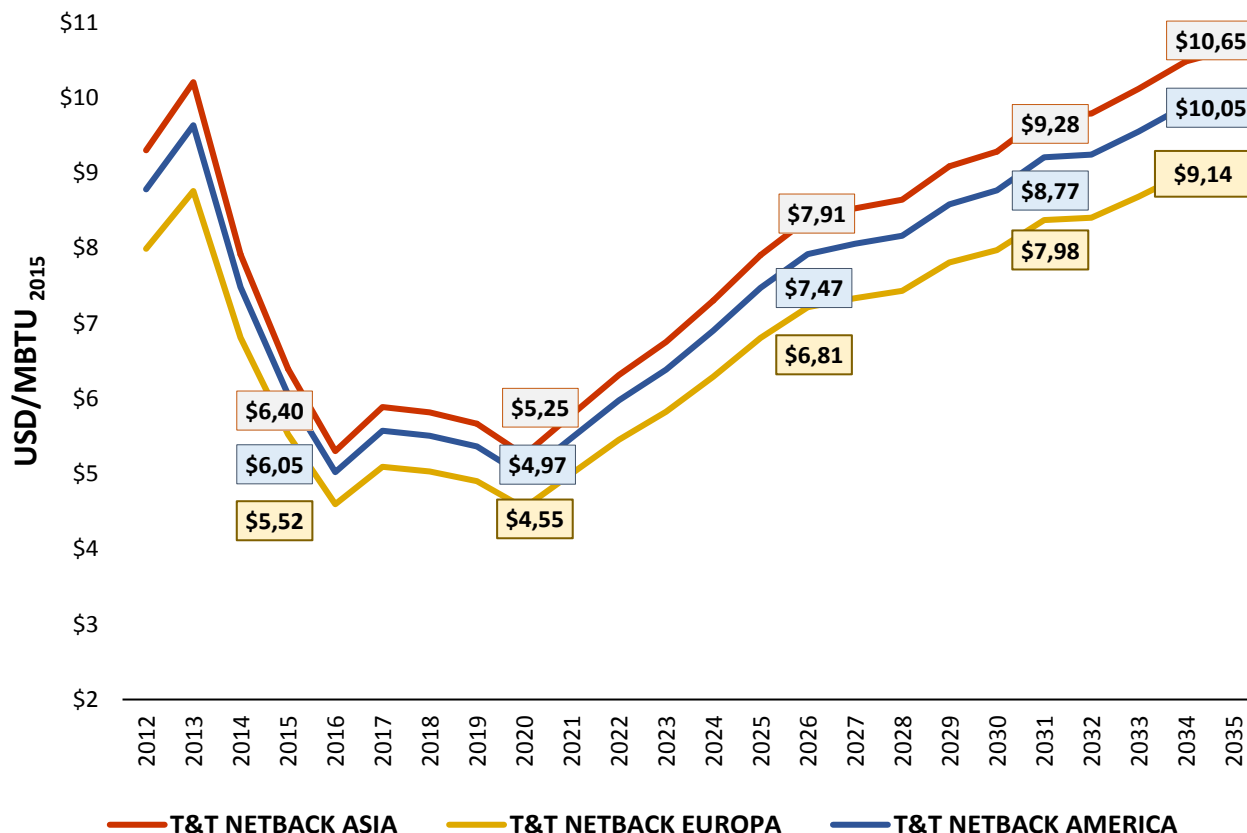


Nota. Henry Hub (HH) no incluye costos de licuefacción.

Escenarios de proyección de precios de gas natural importado, CIF Cartagena

La tasa de crecimiento proyectada del precio del gas natural puesto en Cartagena y regasificado corresponde a la del precio internacional NBP.

Esta se aplica al precio base antes determinado.



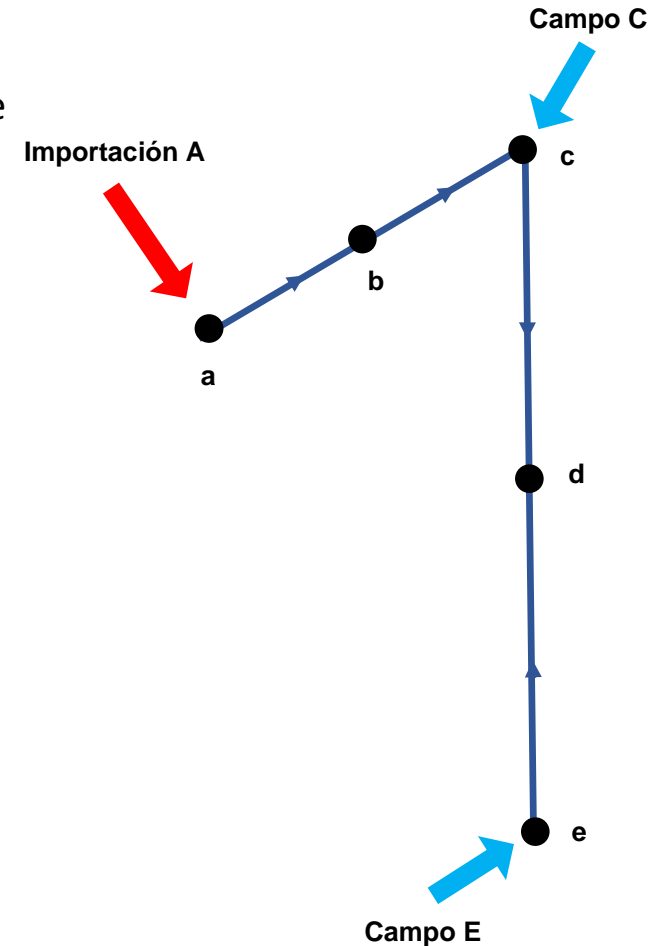
Metodología de proyección de precios boca de pozo nacionales de gas natural

Condiciones:

- Tarifas de uso para los diferentes tramos del sistema nacional de transporte definidas por la regulación.
- Consumo total de la oferta nacional: solo se importa el gas natural que la oferta nacional no pueda abastecer.
- Mínimo costo de transporte de gas natural: las demandas de cada uno de los nodos se abastecen desde los campos o puntos de suministro menos distantes, en la medida que la producción de éstos últimos lo permita.
- Condición de equilibrio de precios nodales en cada mes t :

$$P_d^t = (P_A^t + C_{Ad}^t) = (P_C^t + C_{Cd}^t) = (P_E^t + C_{Ed}^t)$$

- Los precios de los campos de producción del país deben ajustarse progresivamente para ser competitivos frente al precio del gas natural importado por Mamonal o por Buenaventura.



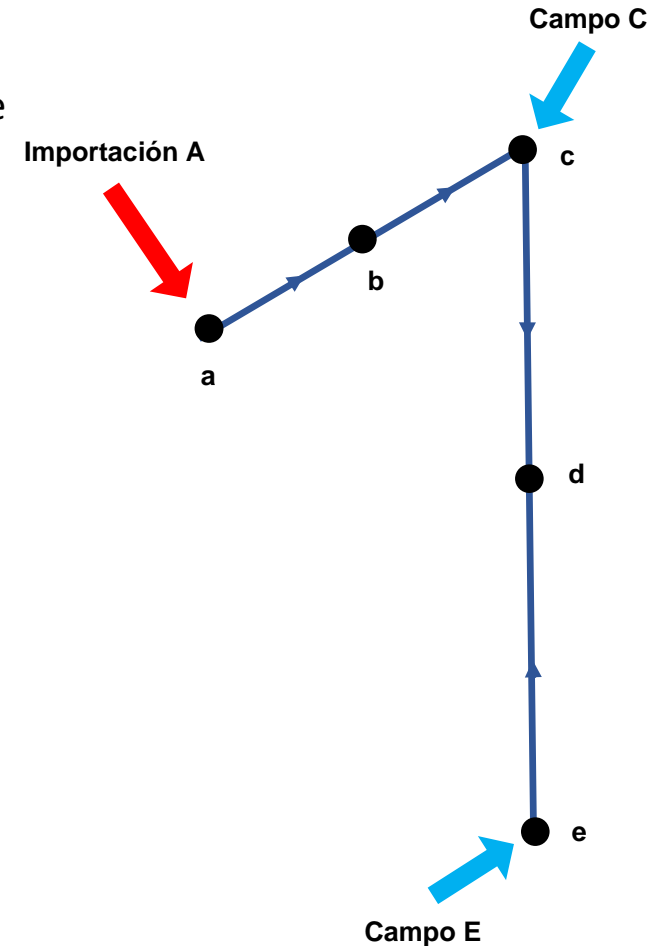
Metodología de proyección de precios boca de pozo nacionales de gas natural

Condiciones:

- Tarifas de uso para los diferentes tramos del sistema nacional de transporte definidas por la regulación.
- Consumo total de la oferta nacional: solo se importa el gas natural que la oferta nacional no pueda abastecer.
- Mínimo costo de transporte de gas natural: las demandas de cada uno de los nodos se abastecen desde los campos o puntos de suministro menos distantes, en la medida que la producción de éstos últimos lo permita.
- Condición de equilibrio de precios nodales en cada mes t :

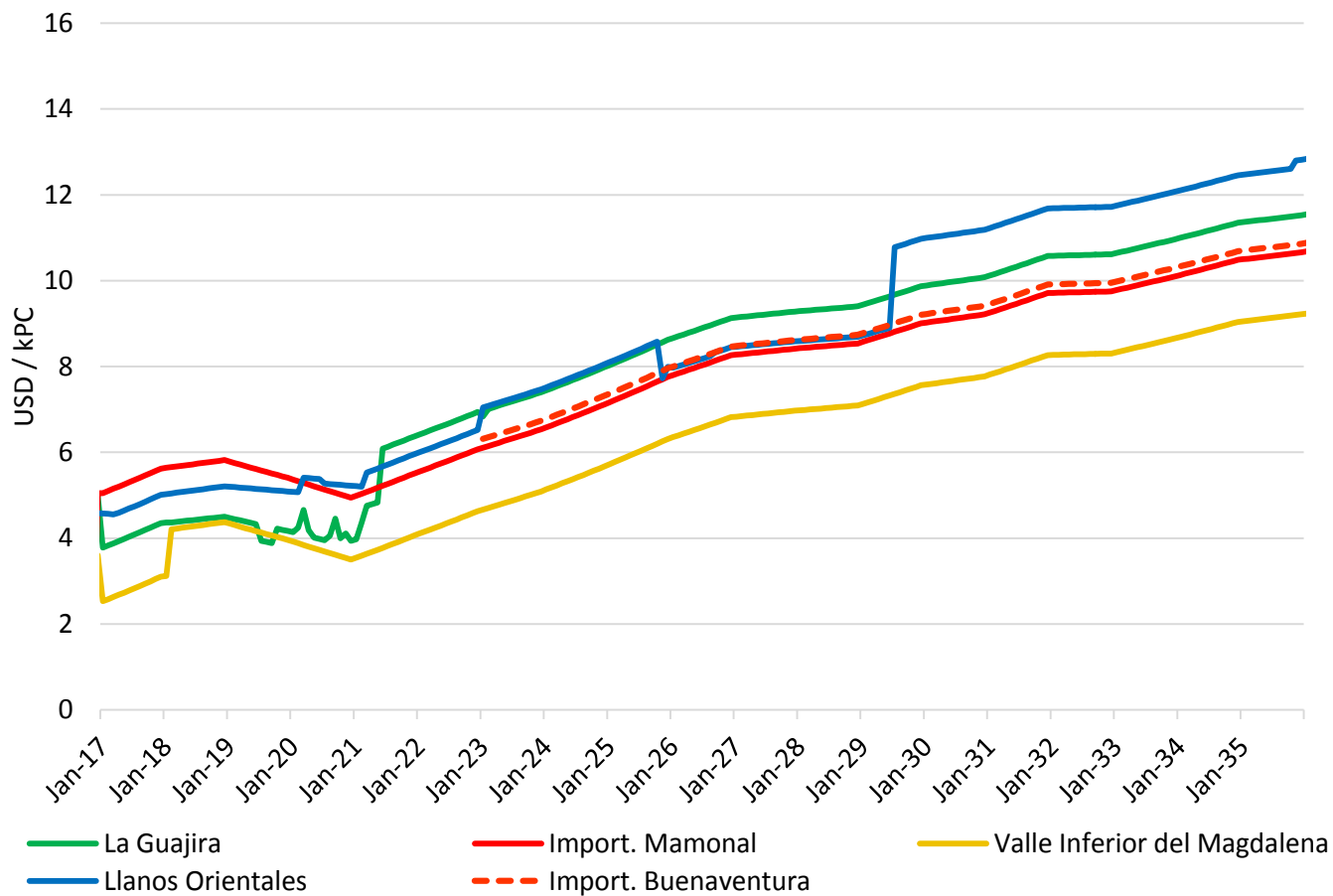
$$P_d^t = (P_A^t + C_{Ad}^t) = (P_C^t + C_{Cd}^t) = (P_E^t + C_{Ed}^t)$$

- Los precios de los campos de producción del país deben ajustarse progresivamente para ser competitivos frente al precio del gas natural importado por Mamonal o por Buenaventura.



Resultados de proyección de precios boca de pozo nacionales de gas natural

Proyectado el precio del gas natural importado, puesto en Cartagena y regasificado, y aplicando la metodología anterior se proyecta a su vez el precio en boca de pozo de los diferentes campos de producción nacionales:



PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

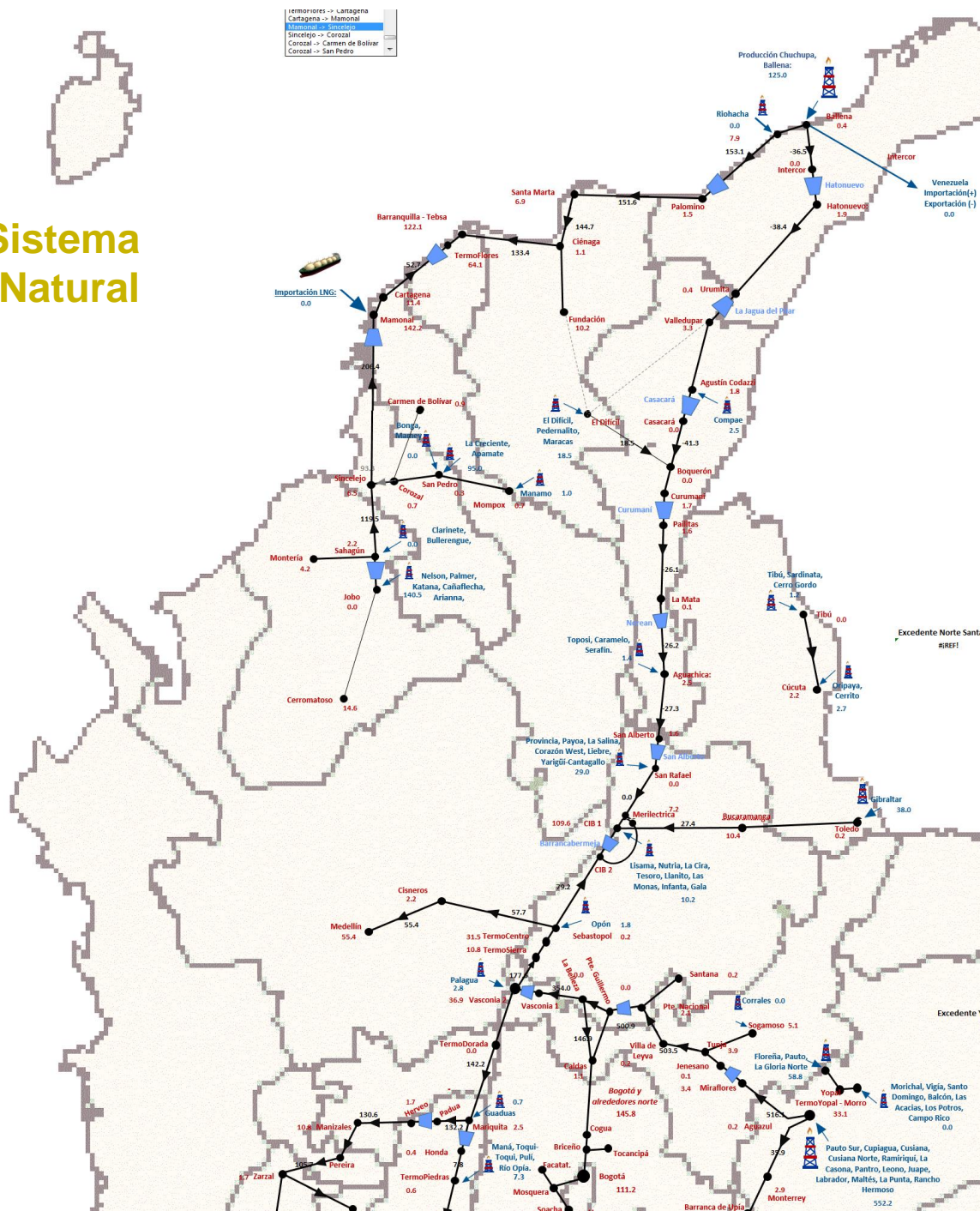
1. Comercio internacional
2. Oferta
3. Demanda
4. Balance
5. Precios
- 6. Transporte**
7. Confiabilidad
8. Análisis financiero
9. Conclusiones

Metodología de simulación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural

La simulación del transporte de gas natural en el país considera un sistema de 105 nodos de oferta y/o demanda, las características técnicas de los gasoductos y compresores, y físicas del gas según sus fuentes. Su horizonte de análisis es de 20 años.

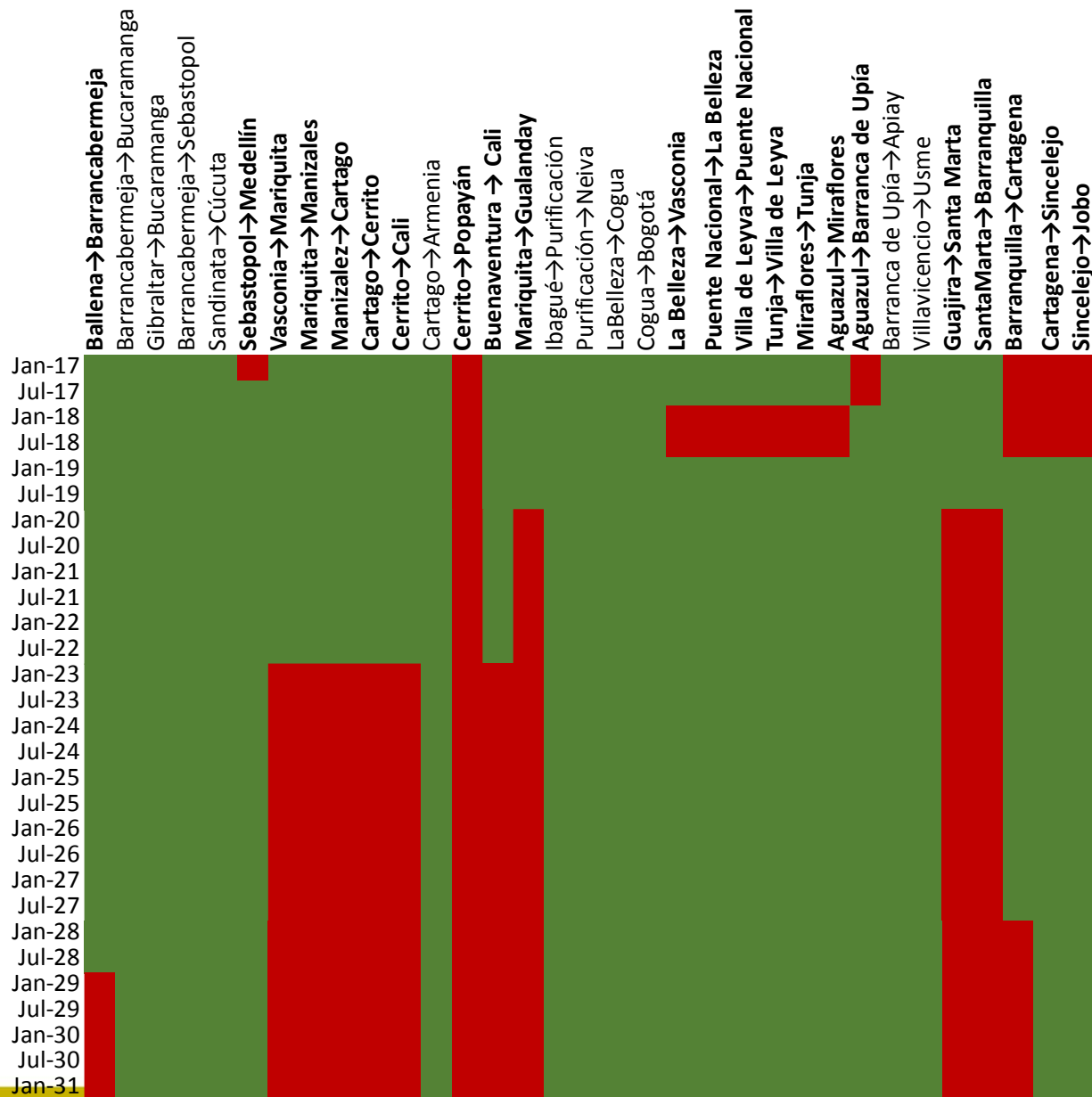
Éstas se hacen con resolución mensual y horaria (considerando curvas de carga sectoriales).

La función objetivo es la de abastecer la demanda con el mínimo costo operativo, de manera que se minimiza el flujo en los gasoductos.



De la simulación y proyección de flujos de gas natural se establece que los siguientes tramos requerirían construirse o ampliarse:

- i)- Jobo – Cartagena
- ii)- Cartagena-Barranquilla
- iii)- Barranquilla - Ballenas
- iv)- El Porvenir –Vasconia
- v)- El Porvenir - Apiay
- vi)- Mariquita – Gualanday
- vii)- Buenaventura – Yumbo – Vasconia.
- viii)- Sebastopol – Medellín
- ix)- Cerrito – Popayán.



Proyección de limitaciones de transporte de gas natural (2/2)

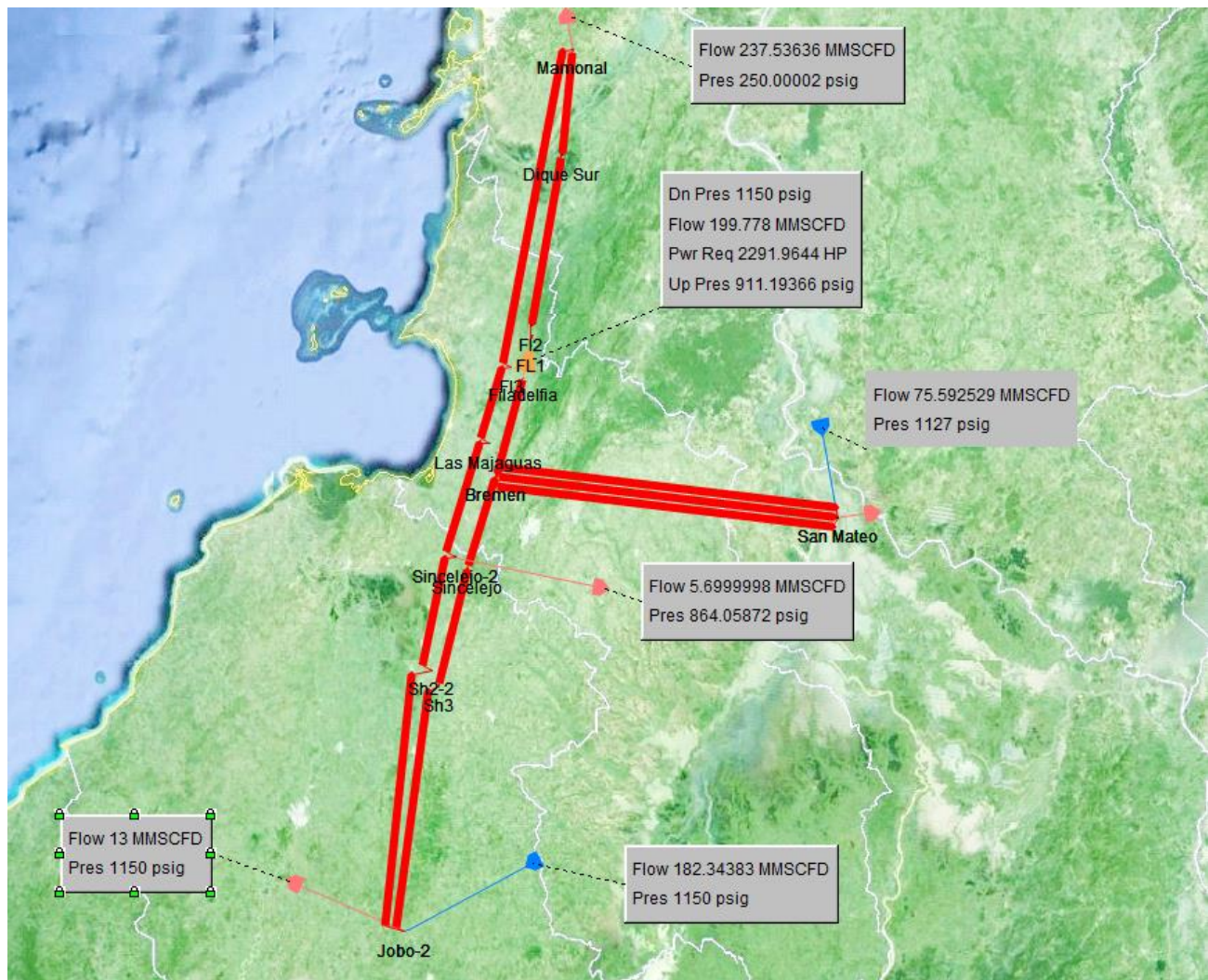


i)- Gasoducto Jobo – Cartagena (1/2)

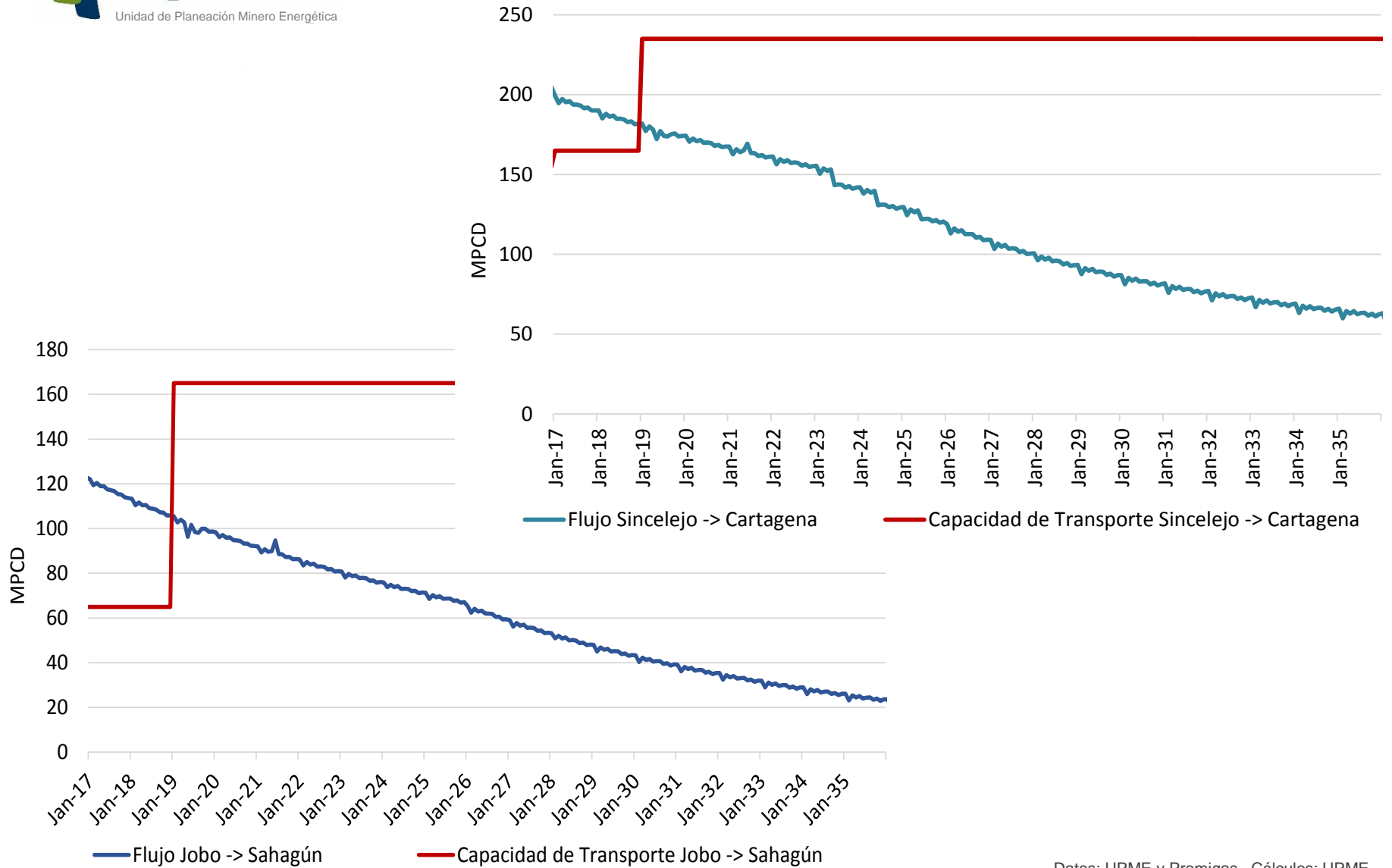
De acuerdo a la información recibida de la empresa transportadora de la región, se proyecta para finales del año 2018 la entrada en operación de un loop de diámetro 20” entre los nodos de Jobo y Las Majaguas.

Esto se complementaría con algunas obras en las estaciones Bremen y Filadelfia, donde esta última dispondría de capacidad de compresión de 3200 hp.

Con éstas, la capacidad de transporte proyectada sería:



i)- Gasoducto Jobo – Cartagena (2/2)



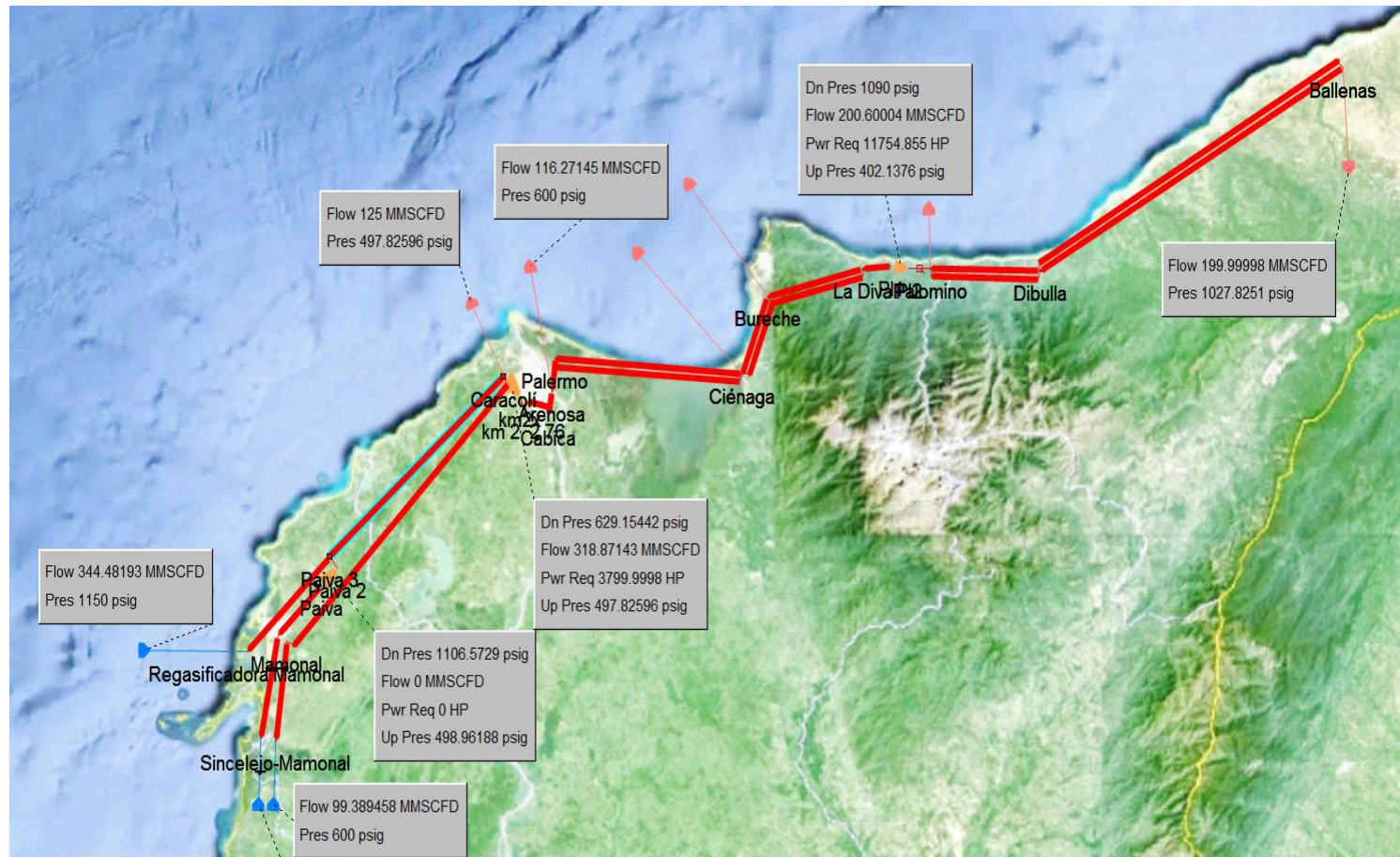
ii)- Gasoducto Cartagena – Barranquilla (1/2)

De acuerdo a la información recibida de la empresa transportadora de la región, se proyecta para finales del año 2018: i)- Entrada en operación entre las Estaciones de Mamonal y Paiva de un loop de diámetro exterior 20” y otro de 24”.

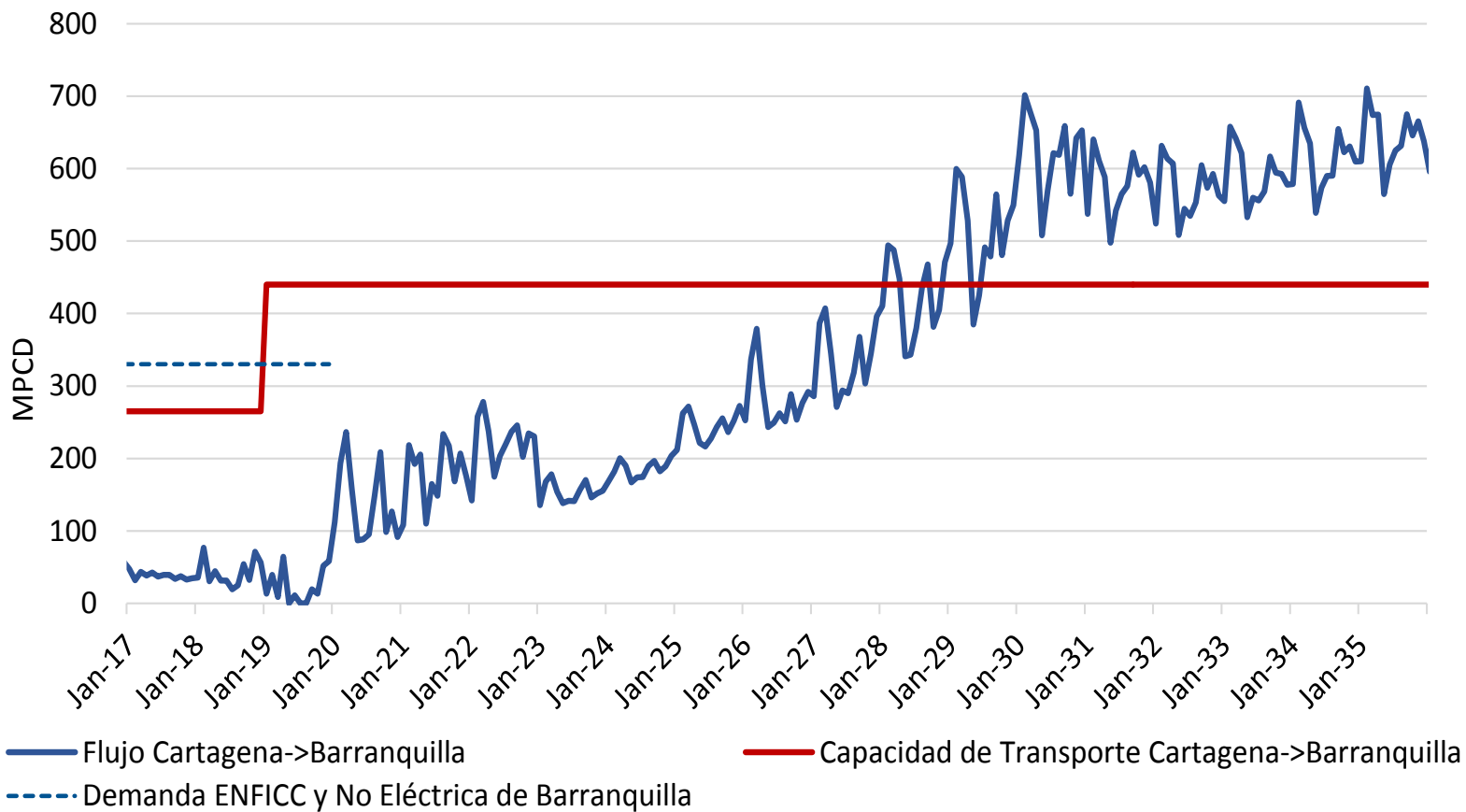
ii)- un loop entre las Estaciones de Paiva y Caracolí de 20”

iii)- nueva capacidad de compresión por 8800 hp en Paiva.

iv)- Adecuaciones y ampliaciones en tramos cercanos al Río Magdalena

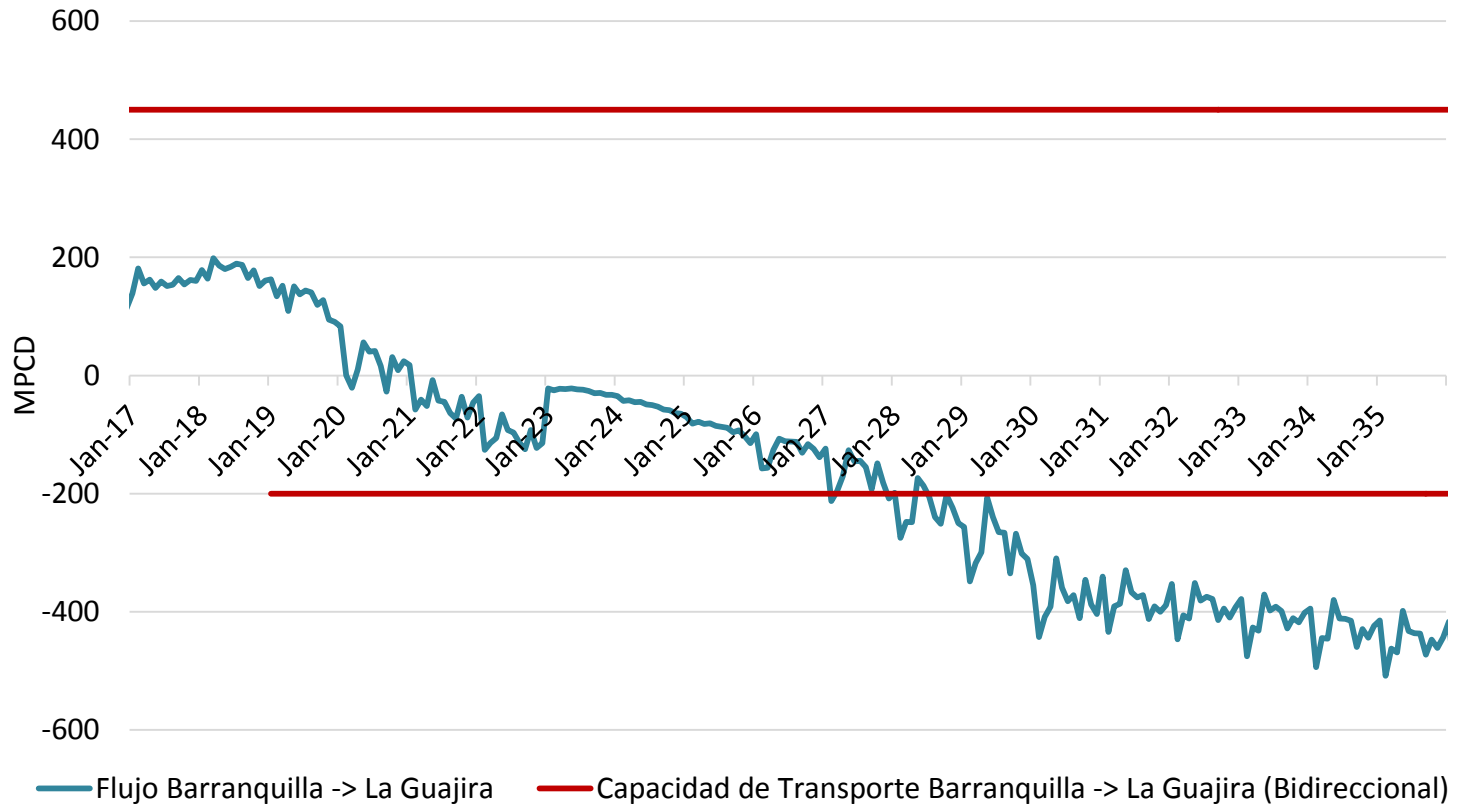


ii)- Gasoducto Cartagena – Barranquilla (2/2)



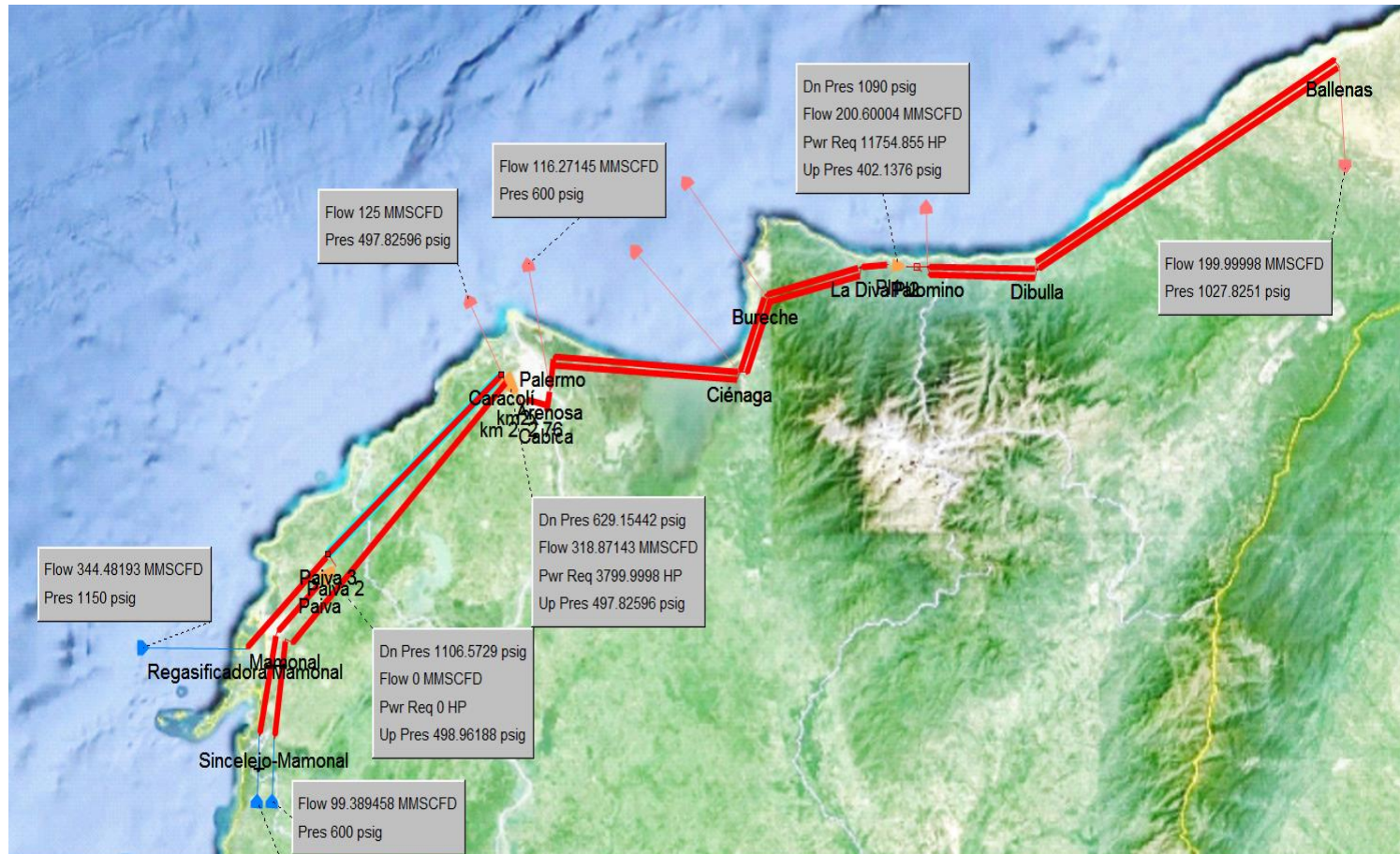
iii)- Gasoducto Barranquilla – Ballena (1/2)

Desde comienzos de la próxima década, fluiría gas natural desde Barranquilla hacia el oriente de la Costa Caribe y el interior del país, lo cual requeriría habilitar la bidireccionalidad del gasoducto Barranquilla – Ballena y conectarlo con el gasoducto Ballena – Barrancabermeja.



iii)- Gasoducto Barranquilla – Ballena (2/2)

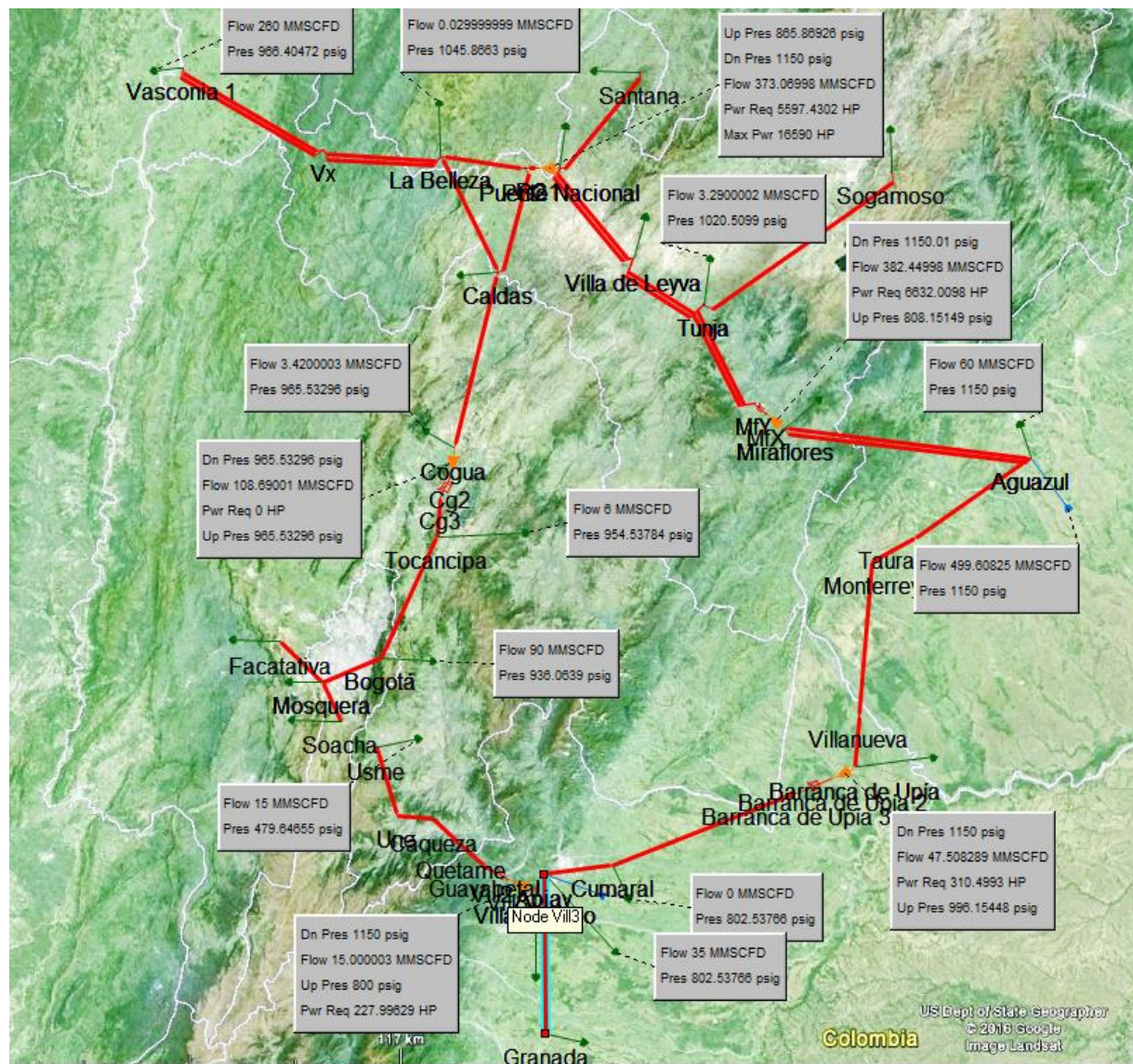
Las simulaciones señalan que utilizando la infraestructura existente es posible transportar más de 200 MPCD hasta Ballenas y el interior del país.



iv)- Gasoducto Cusiana – Vasconia (1/2)

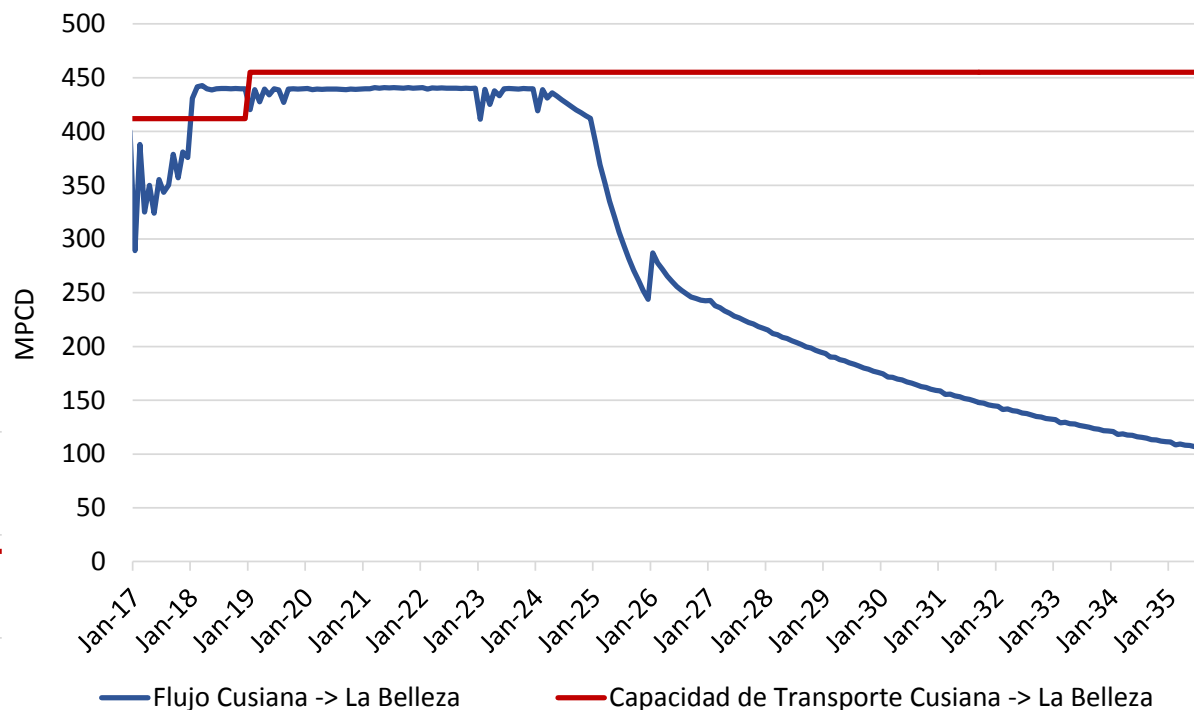
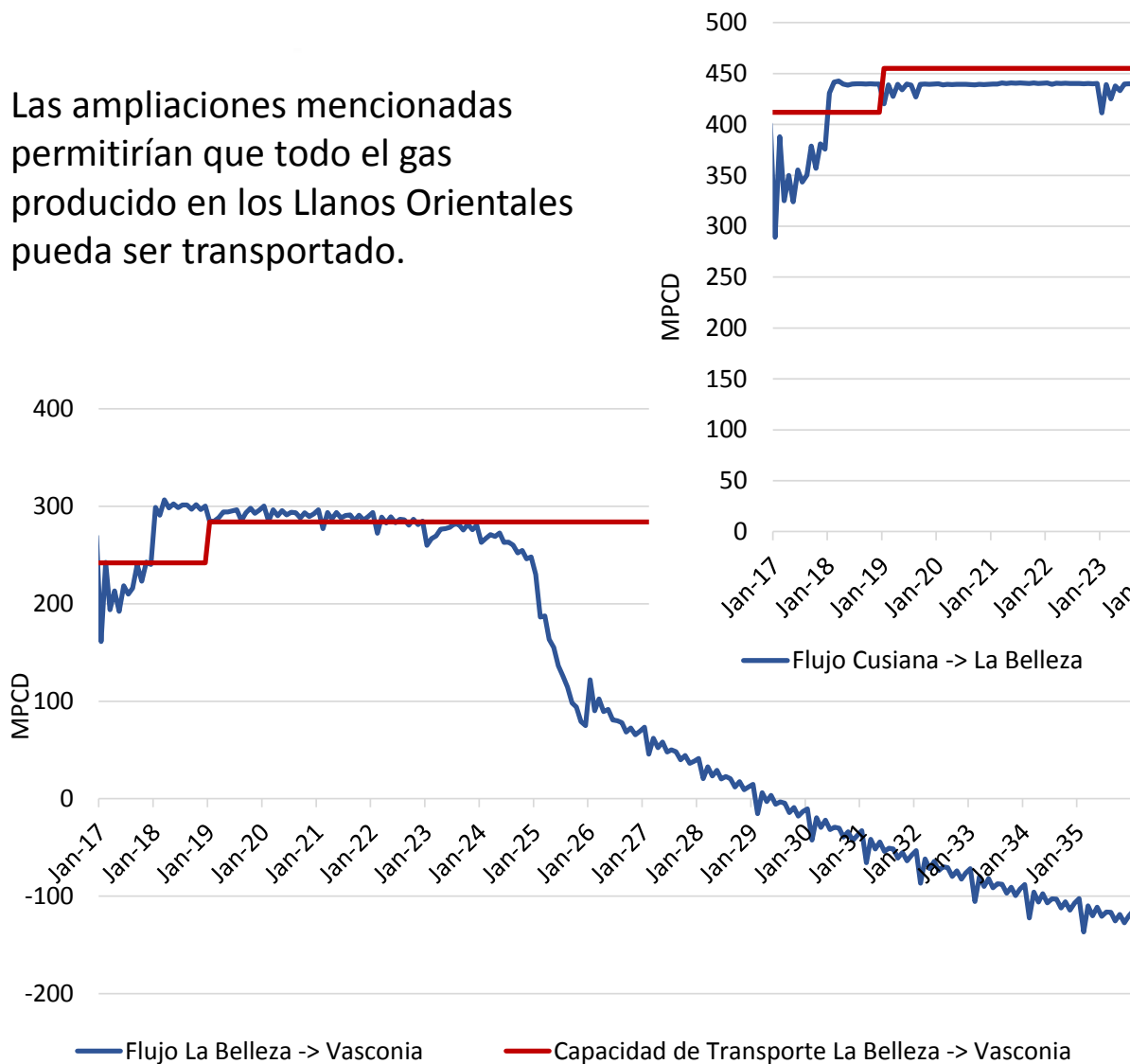
De acuerdo con la información suministrada por el transportador de la zona, se proyecta la ampliación de la capacidad de transporte entre Cusiana y La Belleza y La Belleza – Vasconia para finales del año 2018 hasta 455 MPCD y 284 MPCD, respectivamente.

Lo anterior mediante la construcción de loops de 24” entre Cusiana y Vasconia y el aumento de la capacidad de compresión en las estaciones existentes.



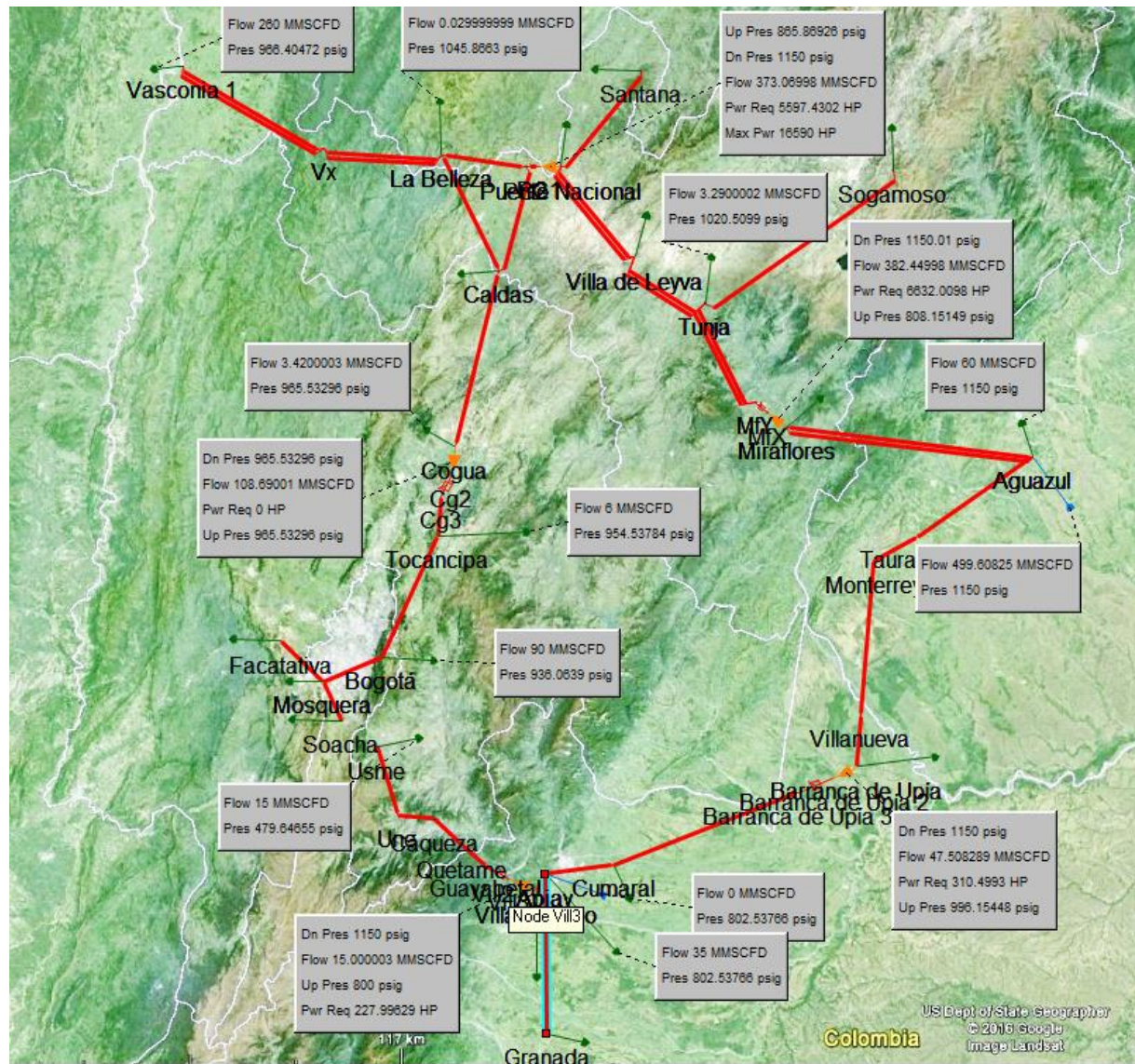
iv)- Gasoducto Cusiana – Vasconia (2/2)

Las ampliaciones mencionadas permitirían que todo el gas producido en los Llanos Orientales pueda ser transportado.



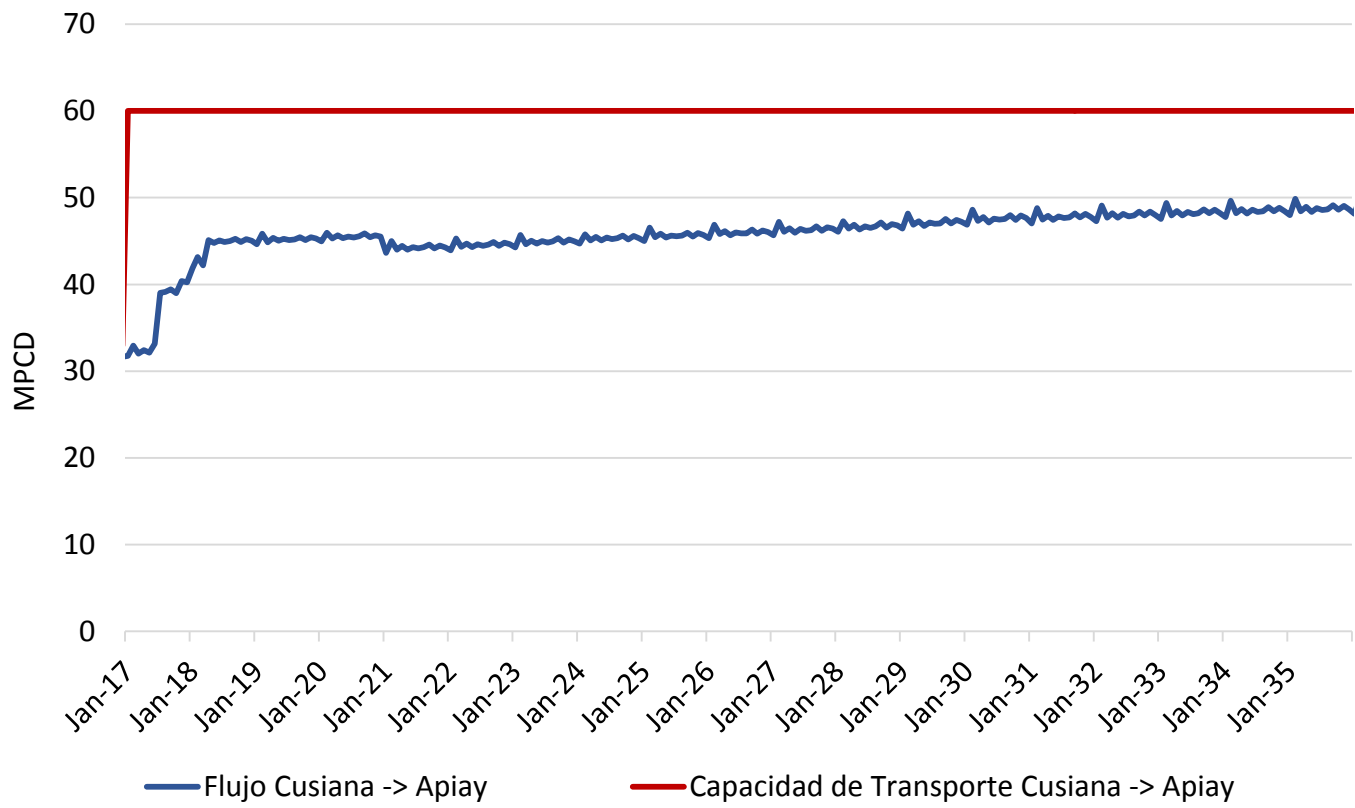
v)- Gasoducto Cusiana – Apiay (1/2)

La información proveniente de la empresa transportadora de gas en la región indica que se dispondría de capacidad de compresión en zonas cercanas al municipio de Paratebueno, lo que incrementaría la capacidad de transporte de este tramo.



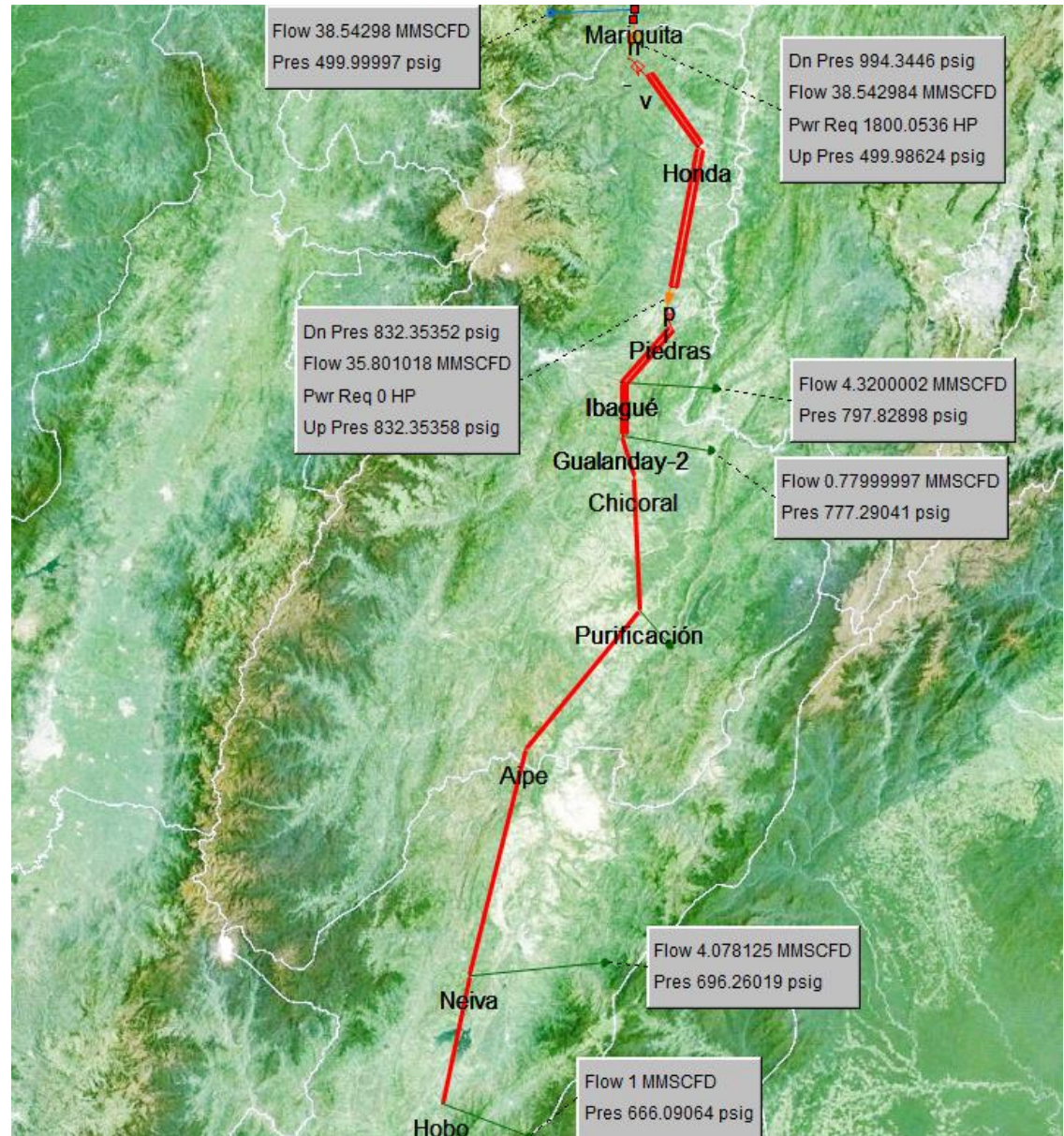
Fuente : UPME

v)- Gasoducto Cusiana – Apiay (2/2)

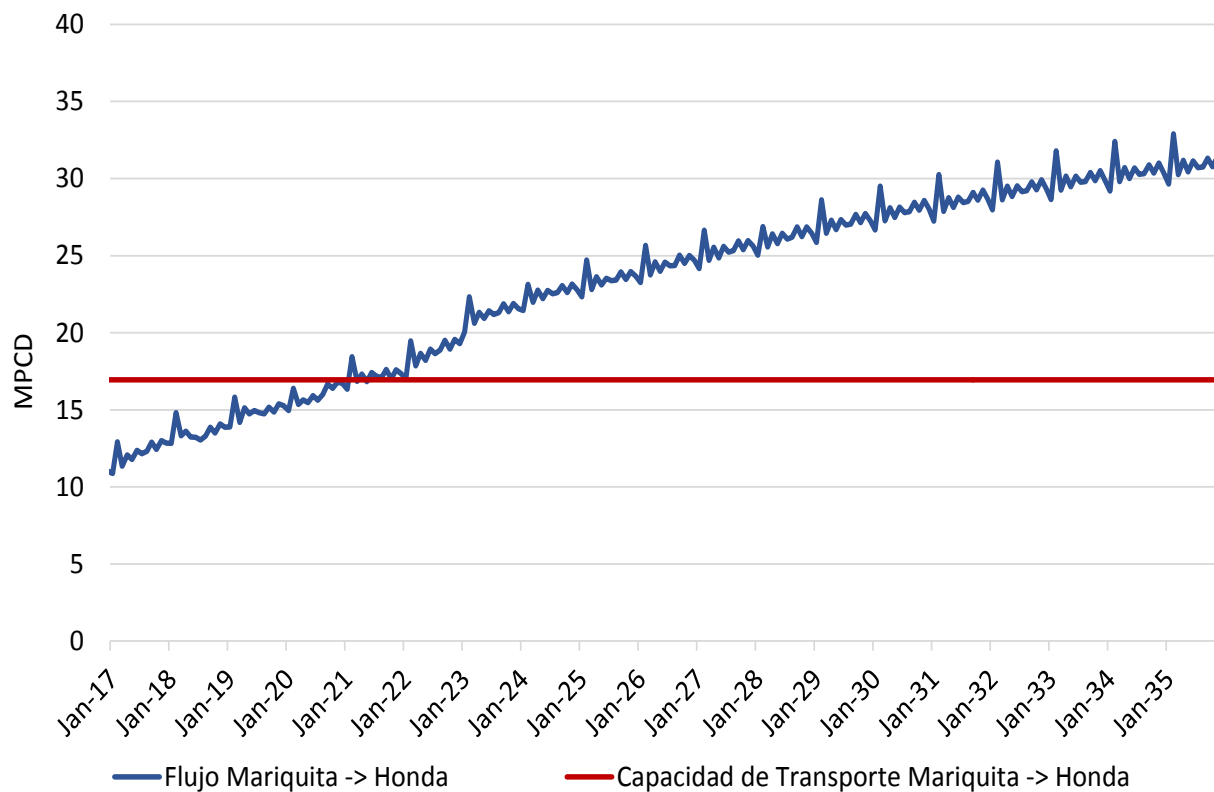


vi)- Gasoducto Mariquita – Gualanday (1/2)

De los resultados de la simulación del sistema de transporte, se propone construir un *loop* de diámetro de 10” en este tramo.

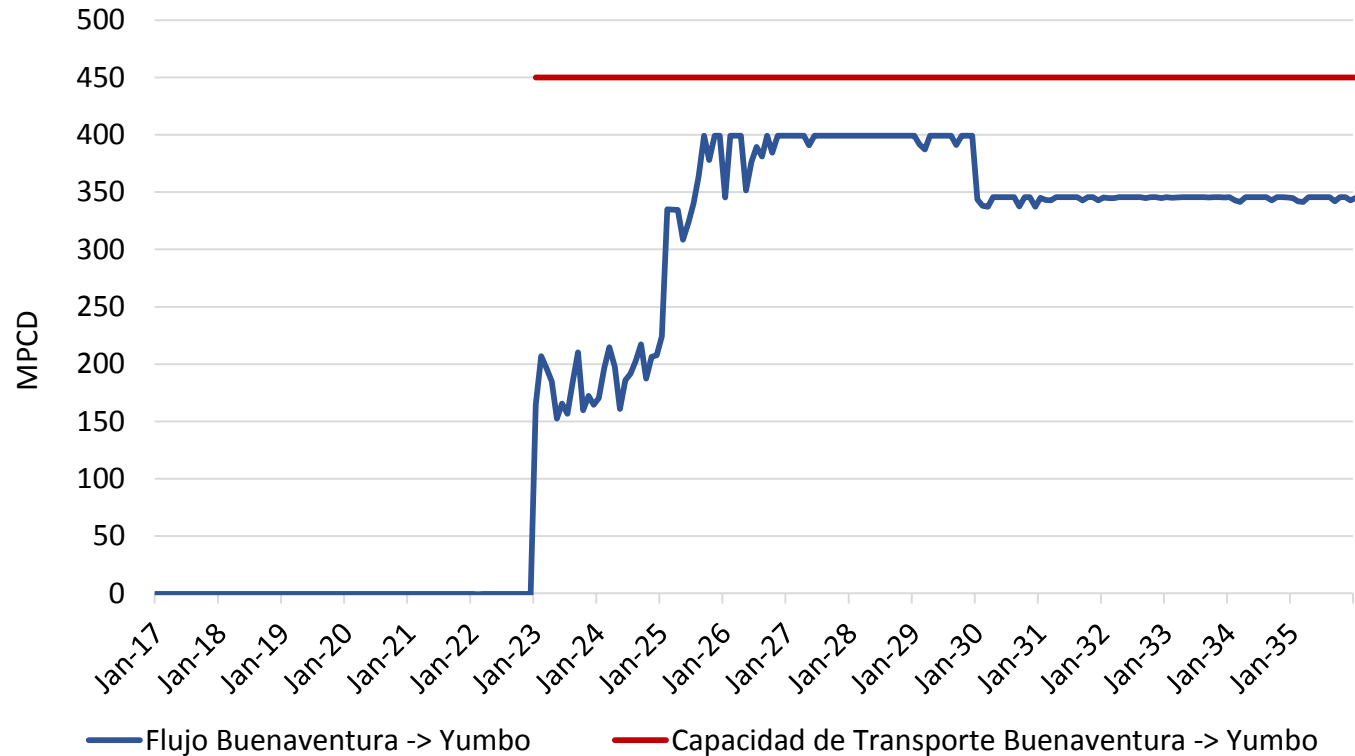


vi)- Gasoducto Mariquita – Gualanday (1/2)



vii)- Gasoducto Buenaventura – Yumbo – Vasconia (1/3)

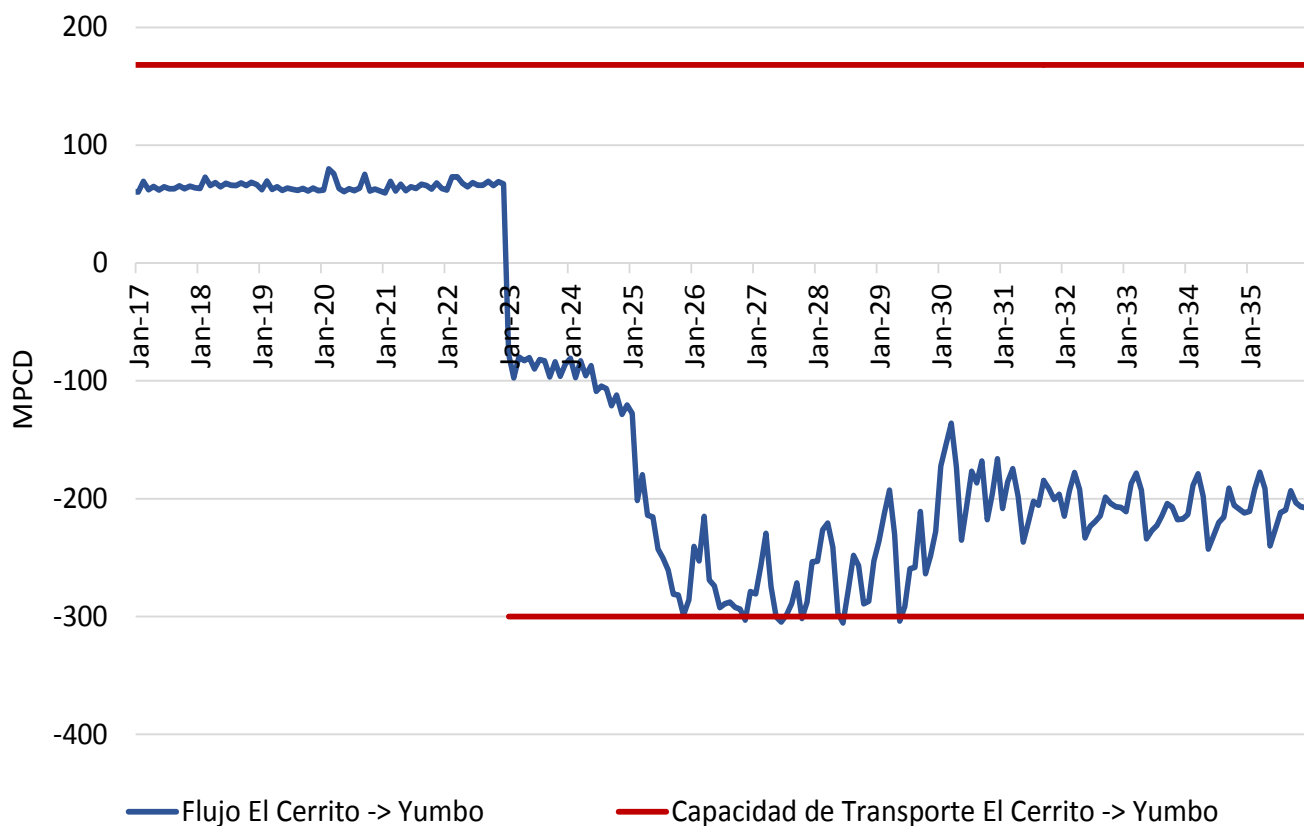
La incorporación de gas natural importado al sistema nacional de transporte implicaría la construcción de un gasoducto de 30” y longitud aproximada de 100 km.



vii)- Gasoducto Buenaventura – Yumbo – Vasconia (2/2)

Además, se requeriría disponer de la bidireccionalidad entre Yumbo y Vasconia con capacidad de transportar 300 MPCD desde Yumbo y tras alimentar el norte del Valle y zonas cafetera entregar 260 MPCD en Mariquita.

Lo anterior implica la instalación de cerca de 33,000 hp adicionales de potencia de compresión en nuevas estaciones ((El Cerrito, Tuluá, Zarzal y Manizales) y en la existente de Padua.

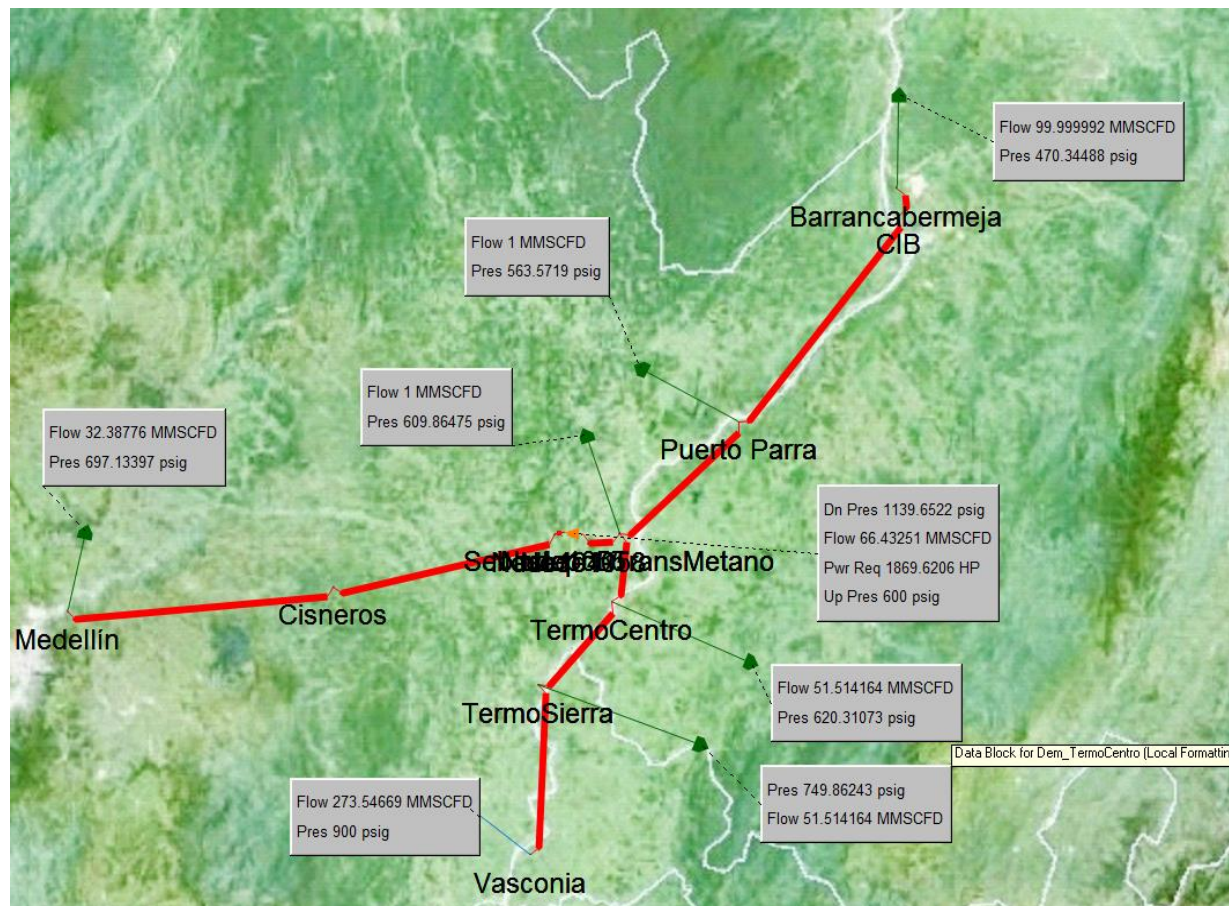


vii)- Gasoducto Buenaventura – Yumbo - Vasconia (3/3)

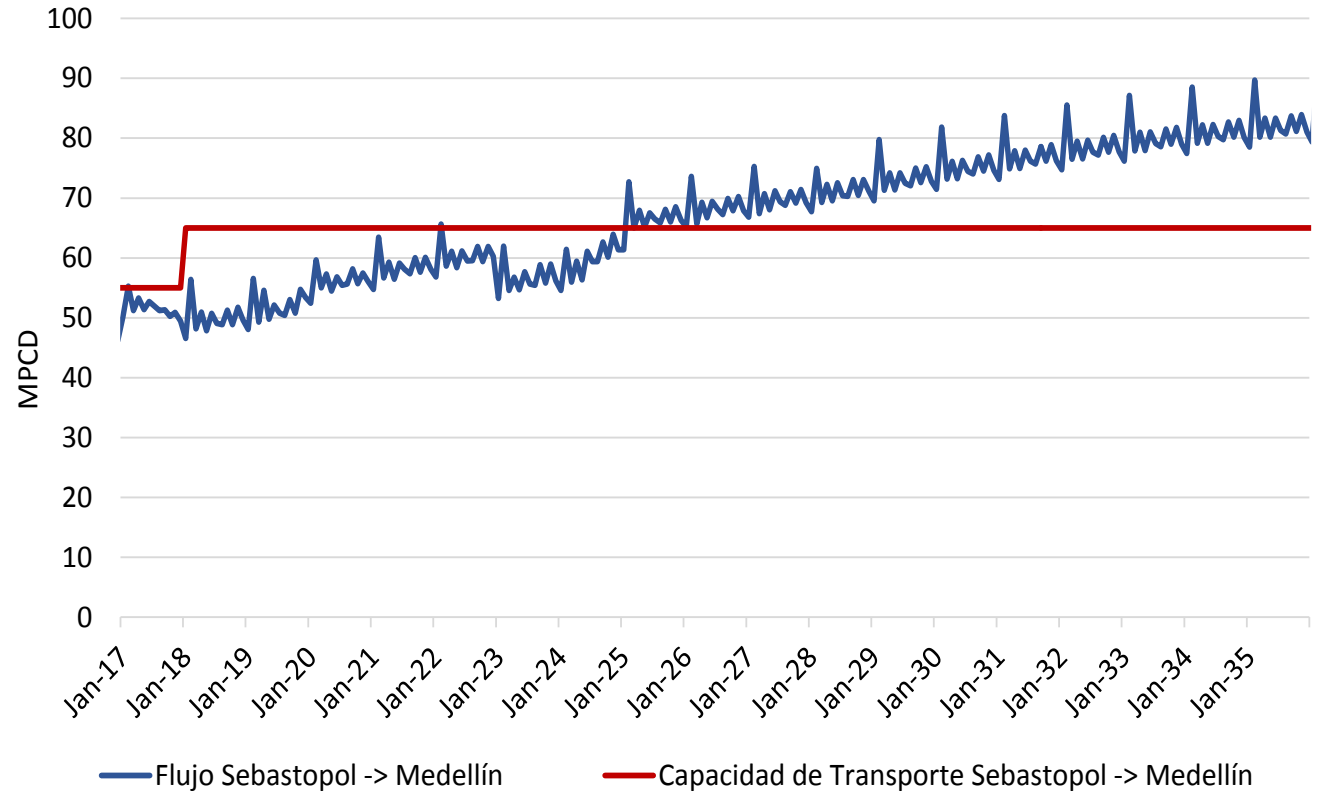


viii)- Gasoducto Sebastopol – Medellín (2/2)

Frente a consumos elevados de gas natural en el Magdalena Medio, la presión en el nodo Sebastopol se reduce de manera que se limita la capacidad de transporte hasta Medellín. Por lo anterior, está en proceso de construcción la Estación de Compresión Malena de potencia 3300 hp.



viii)- Gasoducto Sebastopol – Medellín (2/2)



ix)- Gasoducto El Cerrito - Popayán

Frente a consumos elevados de gas natural en el Valle del Cauca, la presión en el nodo El Cerrito se reduce de manera que se limita la capacidad de transporte hasta Popayán. Por lo anterior, se requeriría instalar una estación de compresión de potencia 500 hp en cercanías del de El Cerrito.



PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

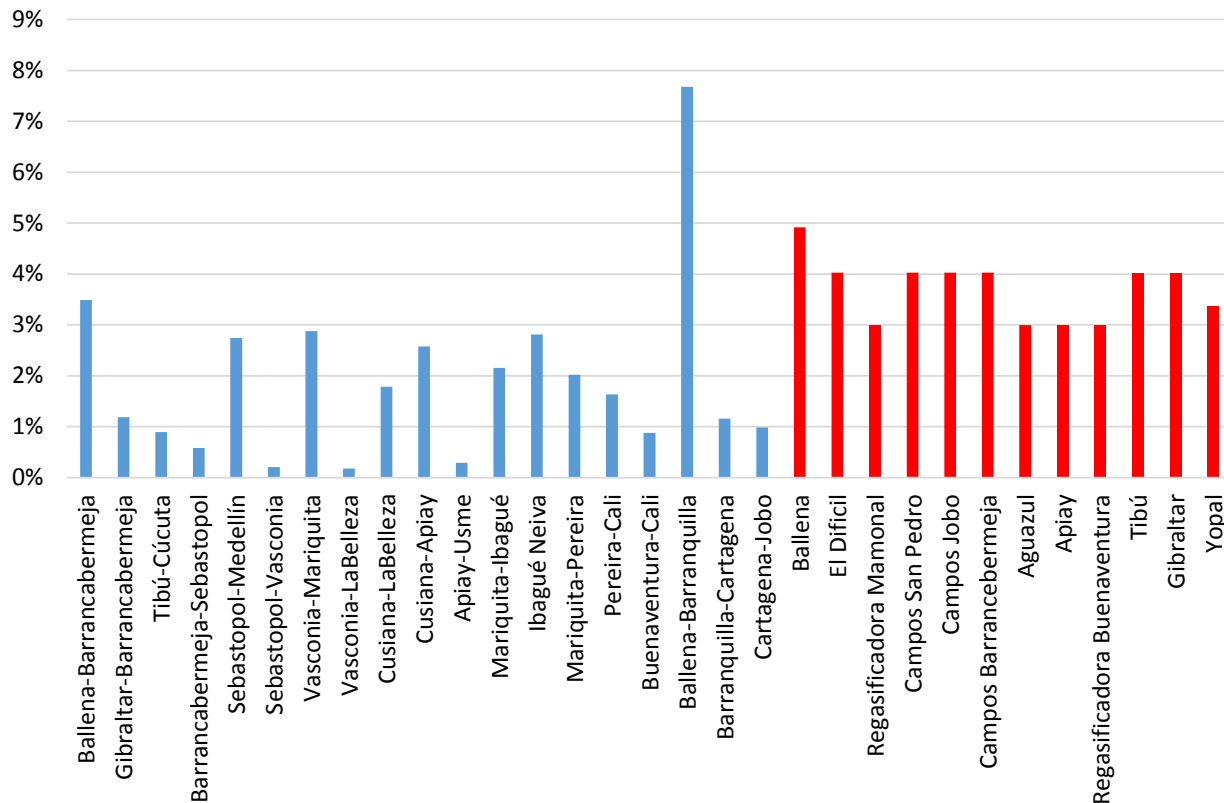
1. Comercio internacional
2. Oferta
3. Demanda
4. Balance
5. Precios
6. Transporte
- 7. Confiabilidad**
8. Análisis financiero
9. Conclusiones

Estimación de los índices de indisponibilidad de los elementos del sistema

Para estimar la indisponibilidad de los gasoductos se tuvieron en cuenta tres elementos:

- i)- índice topográfico, que depende de la topografía del terreno por donde va el gasoducto.
- ii)- la longitud de cruces por ríos (cruces subfluviales) del gasoducto.
- iii)- su indisponibilidad histórica registrada.

Se asume la mayor entre las indisponibilidades relacionadas con estos tres elementos.



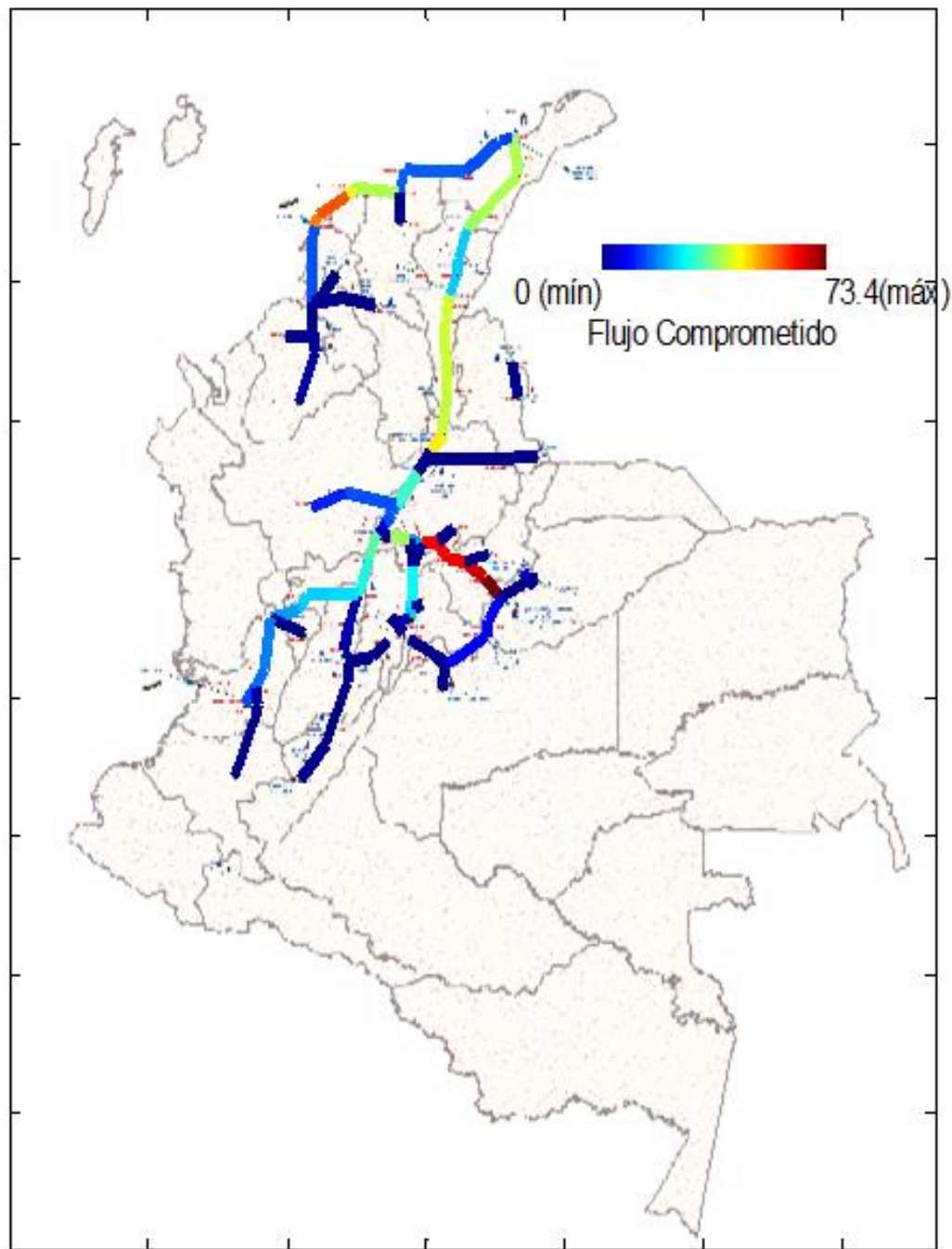
Para los campos de producción, el indicador de indisponibilidad se estimó de: *Estudio de Confiabilidad y Profundización en el Análisis de los Riesgos de Continuidad del Servicio Asociado a la Infraestructura de Suministro en los Campos de Producción*, elaborado en el año 2012 por la firma Freyre & Asociados y SNC-Lavalin Itansuca.

Flujos comprometidos de gas natural –marzo de 2022

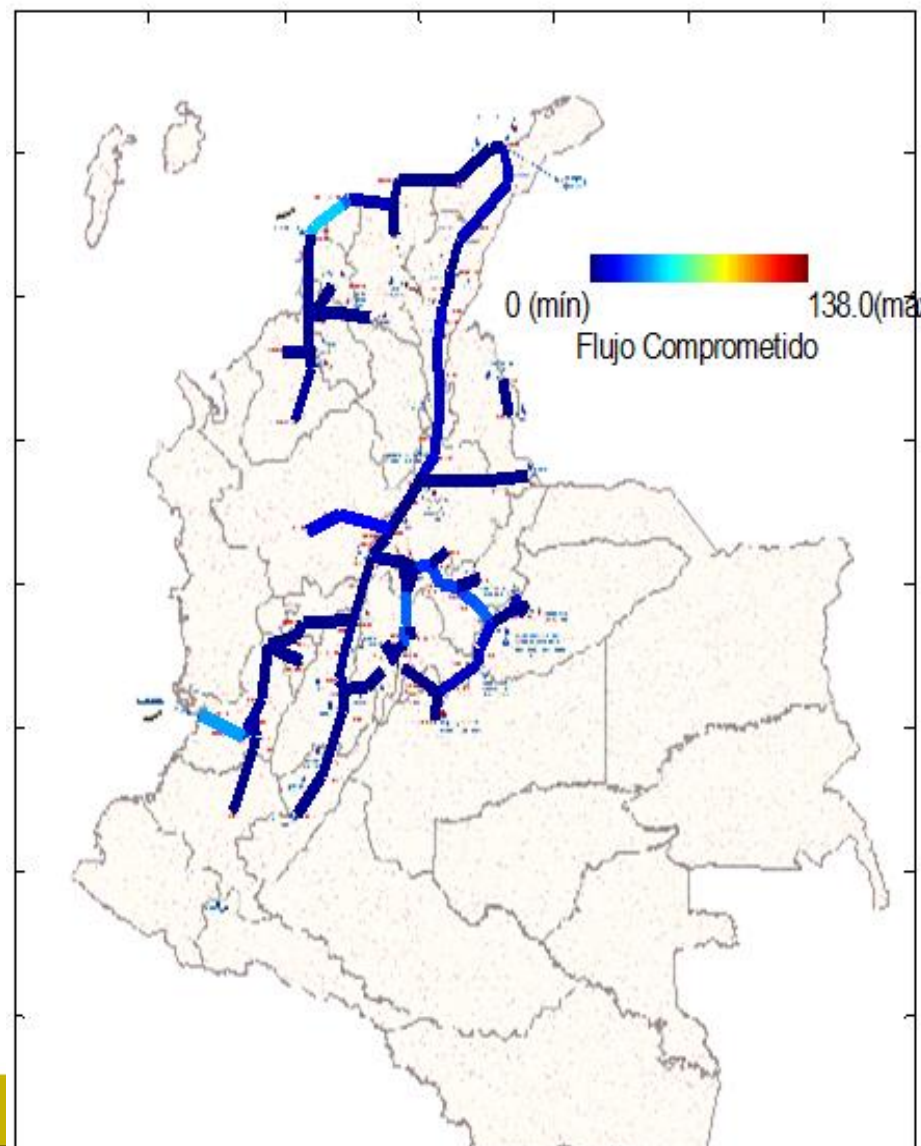
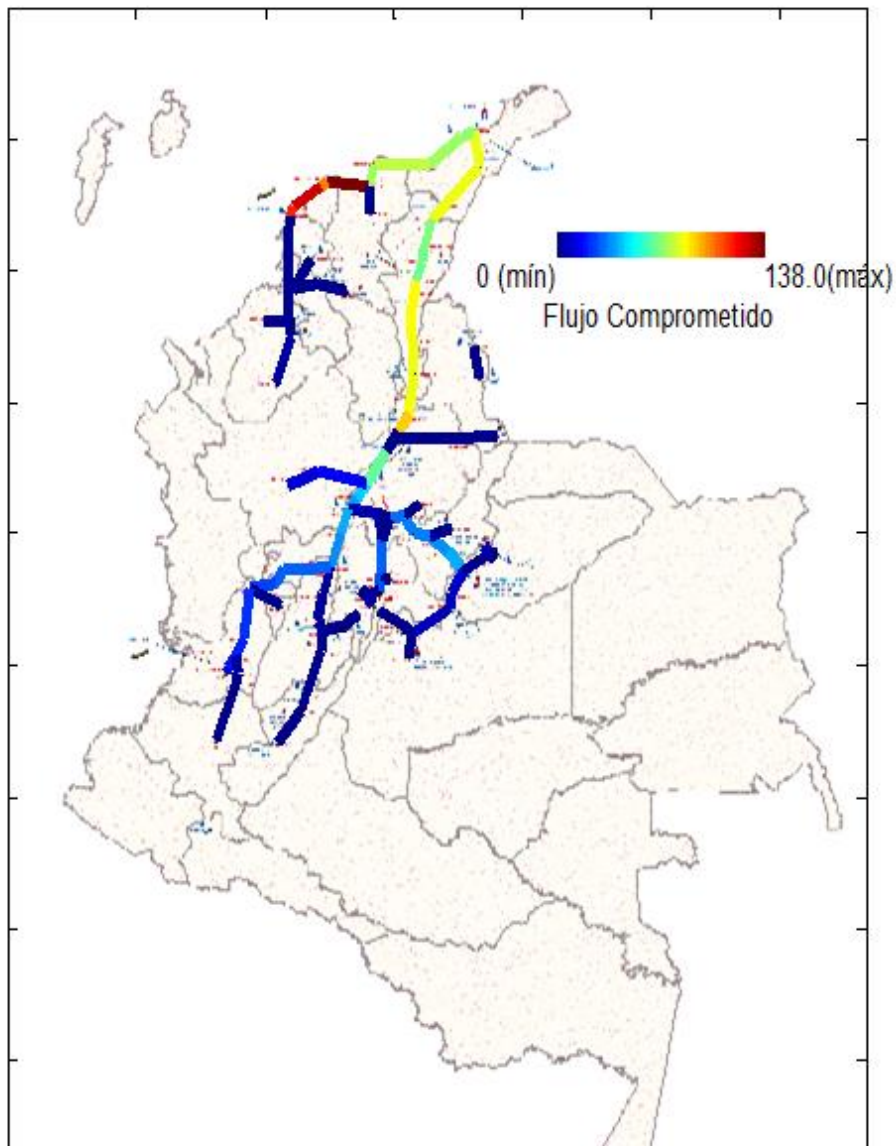
Un indicador de los riesgos de desabastecimiento es el flujo comprometido, que corresponde a la sumatoria de los valores esperados de la demanda no abastecida causada por cada elemento que falla, multiplicada por la probabilidad de falla del elemento.

La probabilidad de falla a su vez fue estimada en relación con la indisponibilidad usando registros históricos de duración y frecuencia de fallas de los elementos.

Del gráfico adyacente se evidencia como los mayores riesgos están asociados a los mayores oferentes y flujos transportados de gas natural. De los siguientes gráficos se evidencia las ventajas de confiabilidad de la importación por el puerto de Buenaventura.



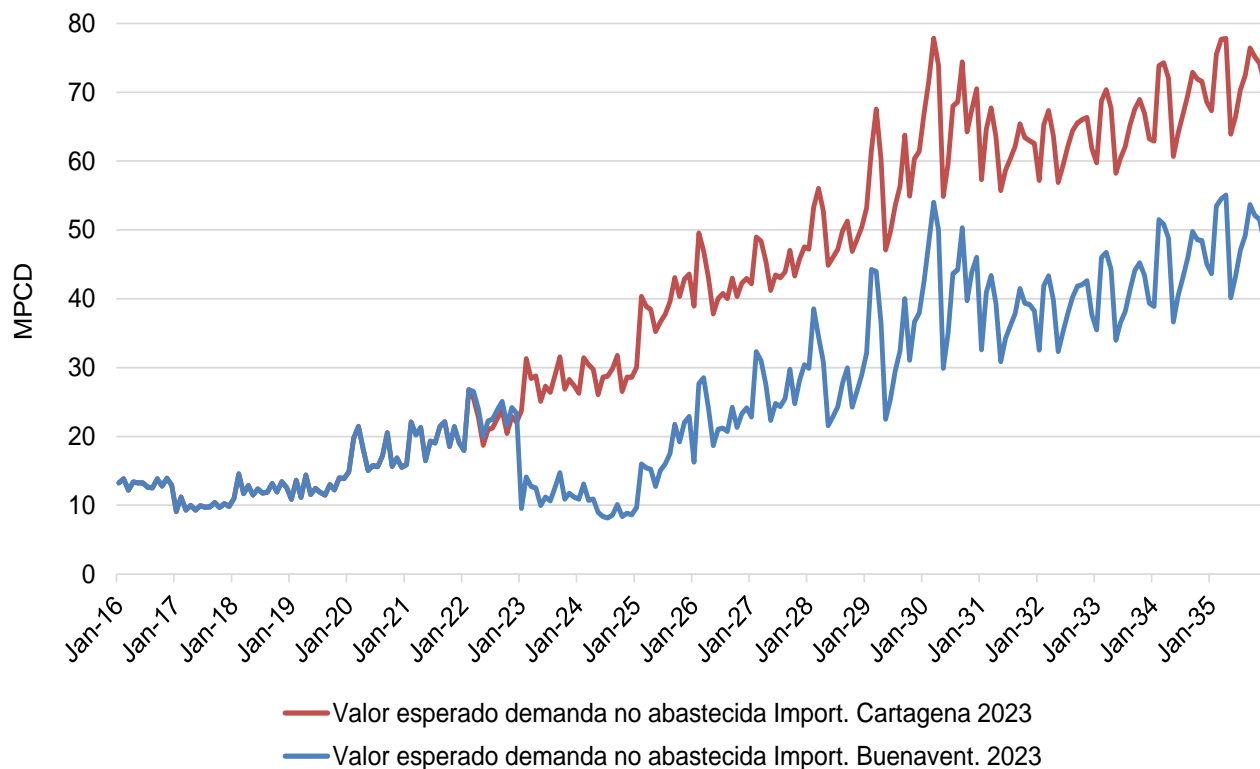
Comparación de flujos comprometidos de gas natural entre las opciones de importación por Cartagena II y Buenaventura –marzo de 2025



Proyección del valor esperado de la demanda no abastecida

El valor esperado de demanda no abastecida corresponde al volumen diario que se dejaría de suministrarse por las indisponibilidades de los elementos antes proyectados.

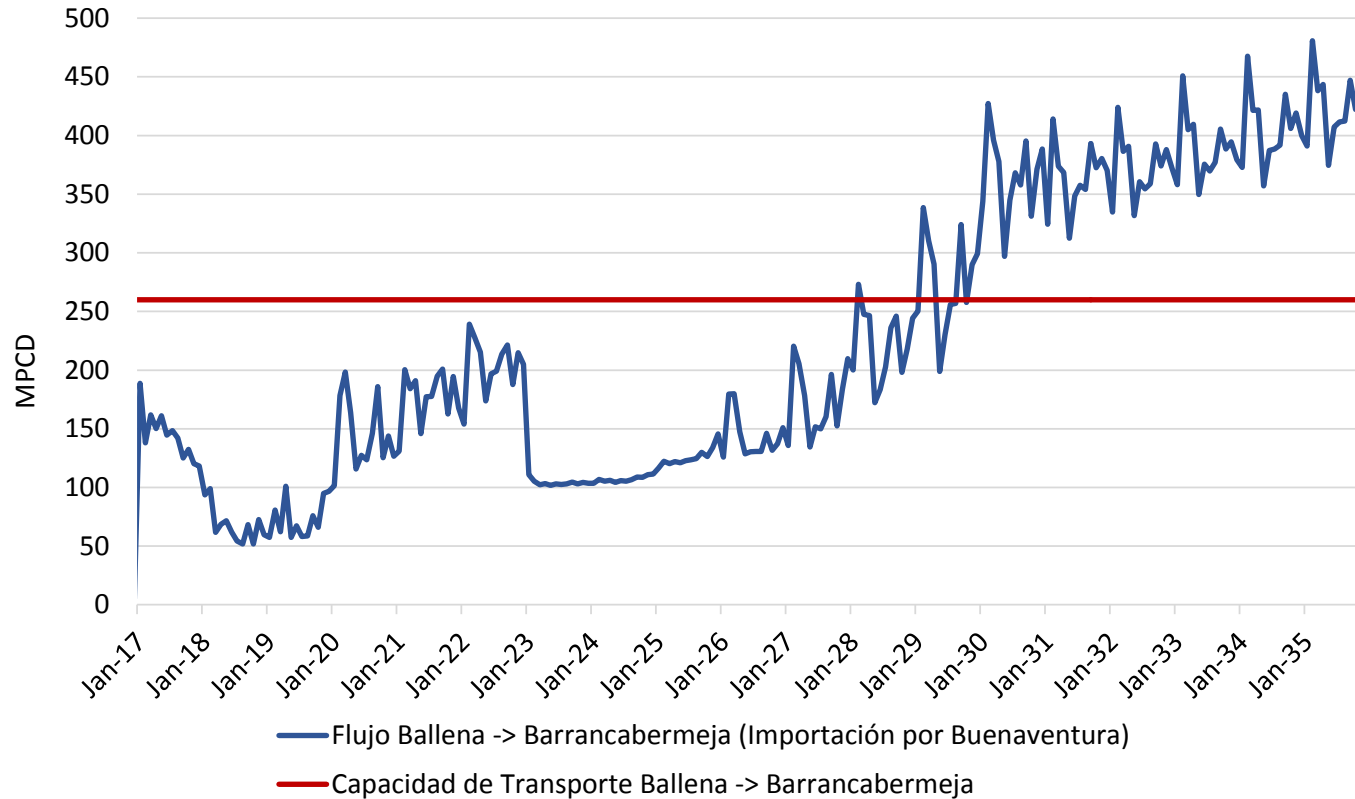
Con la importación por el puerto de Buenaventura, este valor es menor frente a la opción de importar por el puerto de Cartagena, lo que señala un beneficio en confiabilidad.



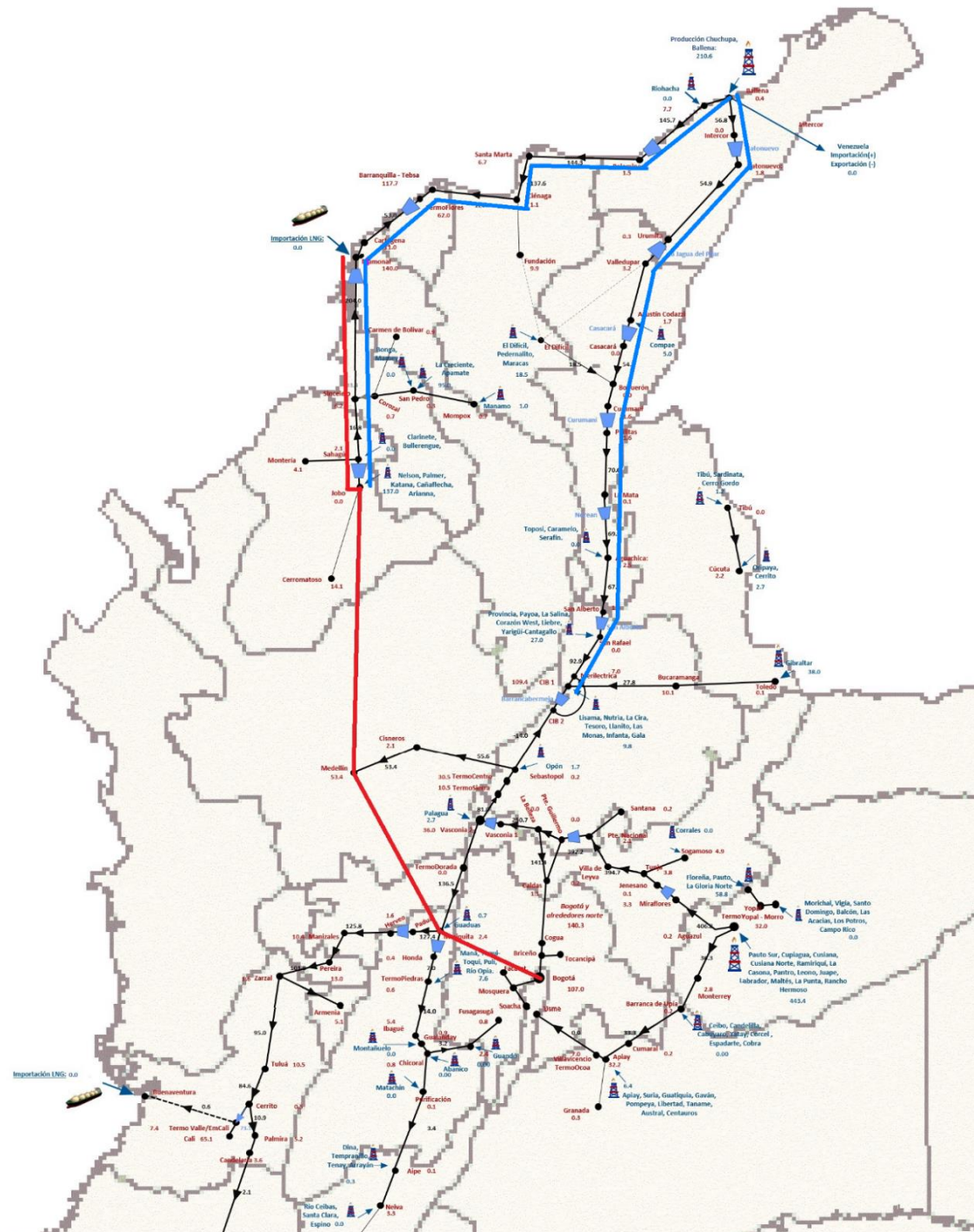
Interconexión de gas natural Costa - Interior

Se estima que hacia el año 2028-29 la capacidad de transporte del gasoducto Ballena-Barrancabermeja sea insuficiente, lo que implicaría aumentar la capacidad de transporte entre la Costa Caribe y el interior del país.

Actualmente, se analiza, entre otras posibilidades, la construcción de un gasoducto alterno por el NorOccidente del país que, además de ofrecer el abastecimiento suficiente, genere beneficios en confiabilidad para el país.

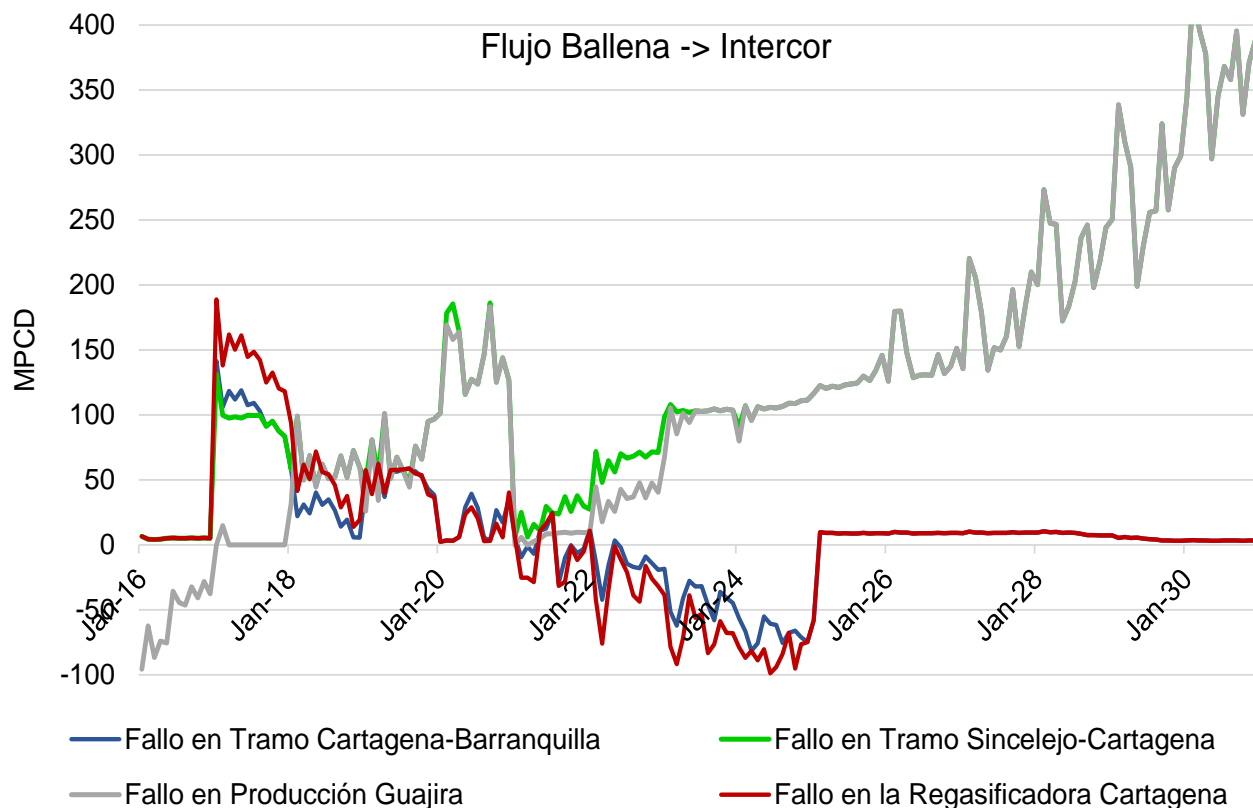


Gasoducto NorOccidente -ruta preliminar-



En caso de que salga de operación la Planta de Regasificación de Mamonal o el gasoducto Cartagena – Barranquilla, se necesitaría 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.

Teniendo en cuenta que se usaría la misma infraestructura existente, se recomienda por razones de confiabilidad habilitar la bidireccionalidad del tramos Ballena – Barrancabermeja.



PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

1. Comercio internacional
2. Oferta
3. Demanda
4. Balance
5. Precios
6. Transporte
7. Confiabilidad
- 8. Análisis financiero**
9. Conclusiones

Costos de construcción de gasoductos (1/2)

A partir de información histórica de gasoductos construidos en el país, se realizó una regresión estadística que relacionaba su costo con el diámetro y características del terreno:

	Tramo	Costo Total [USD dic. 2015]	Longitud [m]	Diámetro [pulg.]	Índice Topográfico
1	Flandes-Girardot-Ricaurte	\$ 859,771	12,000	4	3.7%
2	Guando-Fusagasugá	\$ 2,423,531	38,500	3	15.2%
3	Sardinata-Cúcuta	\$ 6,918,102	68,210	4	5.3%
4	Cali-Popayán	\$ 13,192,993	116,756	4	8.4%
5	Ariari	\$ 4,310,347	61,080	3	0.6%
6	Barranca-Payoa	\$ 15,960,338	59,400	8	10.6%
7	Gibraltar-Bucaramanga	\$ 125,891,667	190,000	12	28.1%
8	Ballena - Barrancabermeja	\$ 378,372,742	579,000	18	5.3%
9	Barrancabermeja - Sebastopol	\$ 105,139,423	111,000	20	3.8%
10	Sebastopol - Vasconia	\$ 44,005,836	62,000	20	3.7%
11	Vasconia - Mariquita	\$ 78,334,852	123,000	20	4.7%
12	Vasconia - La Belleza	\$ 106,233,722	91,000	14	16.2%
13	La Belleza - El Porvenir	\$ 226,041,050	189,000	20	17.9%
14	Mariquita - Pereira	\$ 164,570,941	155,000	20	18.5%
15	Pereira - Armenia	\$ 45,497,553	60,000	20	11.1%
16	Armenia - Cali	\$ 97,260,059	128,000	20	7.1%
17	Mariquita - Gualanday	\$ 30,530,264	159,000	6	16.9%
18	Gualanday - Neiva	\$ 34,367,620	169,000	12	4.5%
19	Montañuelo - Gualanday	\$ 4,731,228	36,000	6	8.7%
20	La Belleza - Cogua	\$ 93,012,636	115,000	22	12.3%
21	Cusiana - Apiay	\$ 64,818,822	150,000	12	3.6%
22	Apiay - Usme	\$ 26,152,778	122,000	6	23.5%
23	Morichal - Yopal	\$ 1,585,832	13,000	4	1.6%
24	El Porvenir-Cusiana	\$ 17,247,491	33,000	20	16.3%

Costos de construcción de gasoductos (2/2)

$$C = A * L * \exp\left(\alpha I + \frac{\beta D}{1 + \gamma D}\right)$$

Siendo:

C : El costo del proyecto [USD diciembre de 2015]

L : La longitud del gasoducto [m].

I : Índice topográfico del gasoducto.

D : Diámetro del gasoducto [pulgadas].

γ : Parámetro de saturación para considerar economías de escala respecto al diámetro. Se asumió igual a 0,1.

A : Constante relacionada con el costo fijo.

α : Coeficiente que determina el efecto del índice topográfico en el costo total

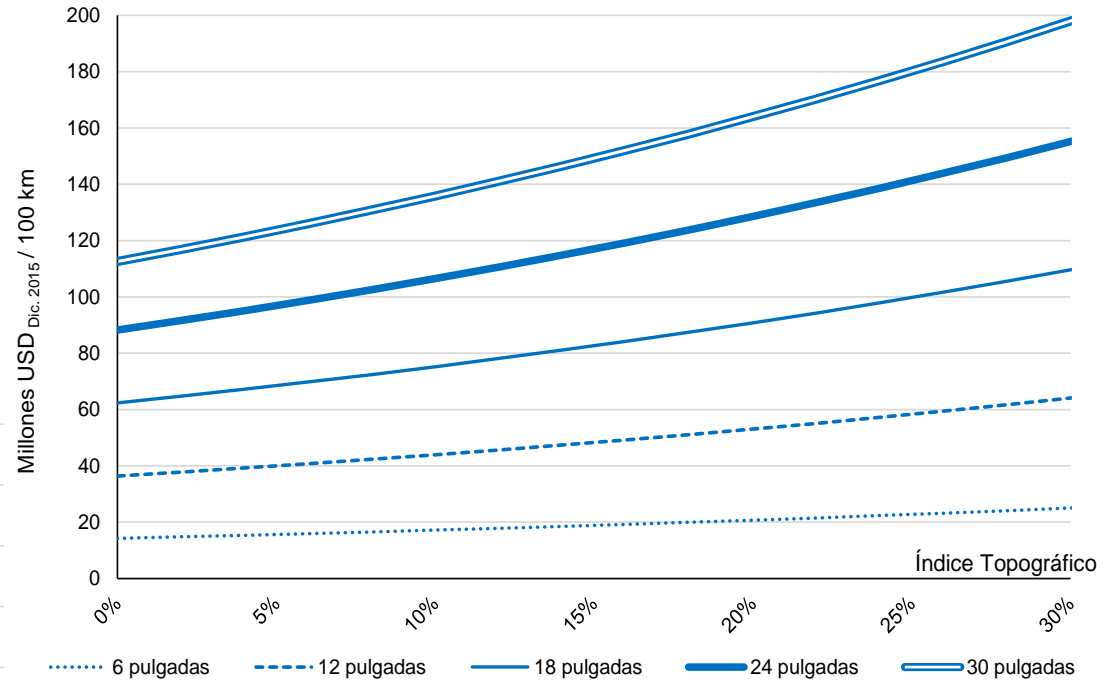
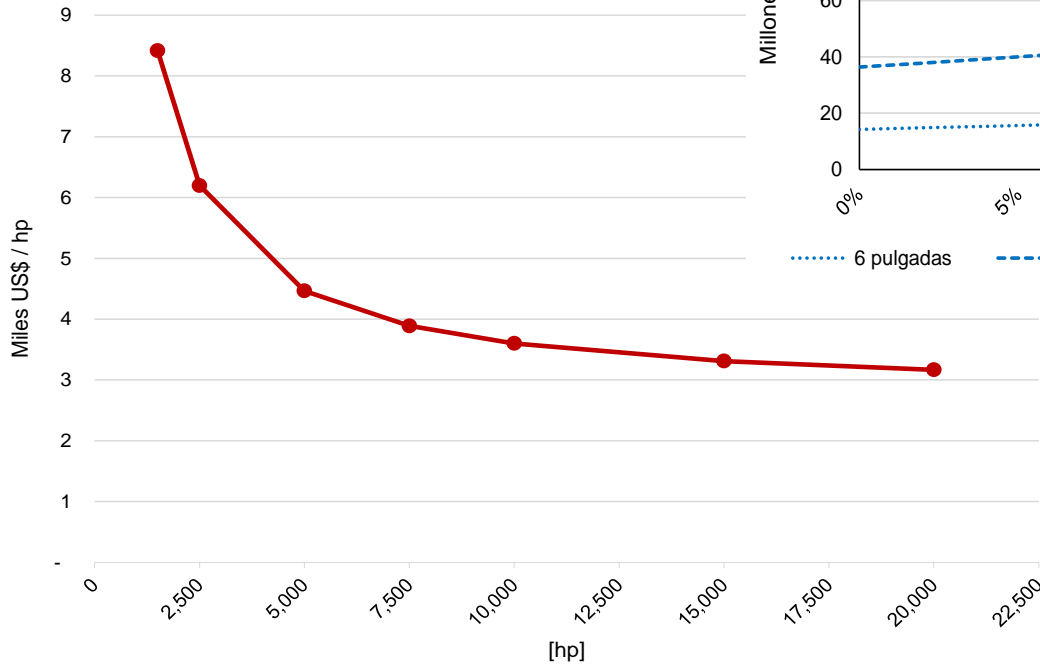
β : Coeficiente que determina el efecto del diámetro en el costo total

$$\ln\left(\frac{C}{L}\right) = \ln(A) + \alpha I + \beta\left(\frac{D}{1 + \gamma D}\right)$$

$$\ln\left(\frac{C}{L}\right) = 2.8676 + 1.8832I + 0.5518\left(\frac{D}{1 + \gamma D}\right)$$

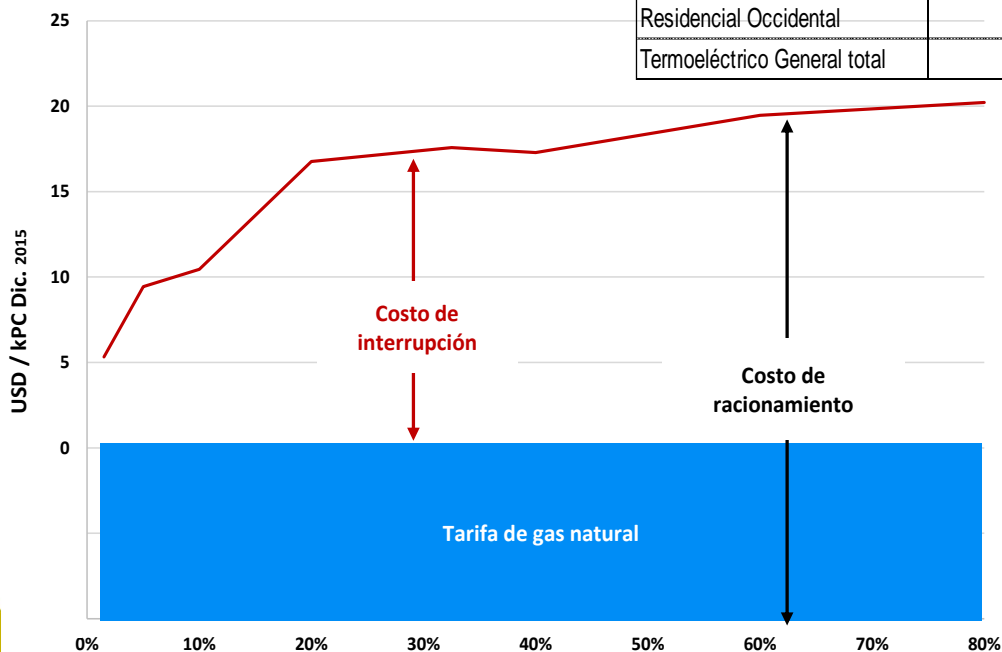
Resultado costos de construcción de gasoductos y estaciones de compresión

Los costos de construcción de estaciones de compresión se basan en un estudio realizado en la UPME.



La estimación de costos de racionamiento, a nivel regional y sectorial, procede de un estudio basado en información directa de los propios usuarios del servicio de gas natural.

	[COP/m ³]			[USD/kPC]		
	Costo de Interrupción	Tarifa	Costo de Racionamiento	Costo de Interrupción	Tarifa	Costo de Racionamiento
Comercio servicios General total	4,132.8	1,203.7	5,336.5	39.0	11.4	50.4
Gas Vehicular General total	4,468.2	1,141.3	5,609.6	42.2	10.8	53.0
Industria Andina Total	740.3	1,205.2	1,945.6	7.0	11.4	18.4
Industria Bogota Total	1,376.0	1,203.9	2,579.9	13.0	11.4	24.4
Industria Caribe Total	1,696.7	1,054.0	2,750.7	16.0	9.9	26.0
Industria Central Total	3,273.5	1,053.9	4,327.4	30.9	9.9	40.9
Industria Occidental Total	481.1	1,246.3	1,727.4	4.5	11.8	16.3
Residencial Andina	1,334.8	1,286.7	2,621.5	12.6	12.1	24.7
Residencial Bogota	1,000.9	1,285.0	2,286.0	9.4	12.1	21.6
Residencial Caribe	806.3	1,202.8	2,009.1	7.6	11.4	19.0
Residencial Central	1,256.1	1,258.3	2,514.4	11.9	11.9	23.7
Residencial Occidental	1,711.8	1,331.0	3,042.8	16.2	12.6	28.7
Termoeléctrico General total	2,472.1	643.0	3,115.1	23.3	6.1	29.4



Beneficios por confiabilidad de la importación por Buenaventura frente a Cartagena II

Determinando el costo de racionamiento asociado al valor esperado de la demanda no abastecida para ambas opciones, se cuantifican los beneficios de la importación por Buenaventura.

	Valor Presente del Costo de Racionamiento Esperado Demanda No Abastecida [Millones USD Dic.2015]			Valor Esperado Demanda No Abastecida [MPCD]		
	Sin Importación Desde el año 2023	Importación por Buenaventura Desden el año 2023	Importación por Cartagena Desde el año 2023	Sin Importación Desde el año 2023	Importación por Buenaventura Desden el año 2023	Importación por Cartagena Desde el año 2023
2016	130.8	130.8	130.8	13.2	13.2	13.2
2017	119.3	86.7	86.7	13.7	9.9	9.9
2018	202.0	96.5	96.5	25.9	12.4	12.4
2019	177.6	86.6	86.6	25.7	12.5	12.5
2020	199.2	105.9	105.9	32.3	17.2	17.2
2021	195.8	107.3	107.3	36.0	19.7	19.7
2022	200.7	111.7	106.7	41.6	23.2	22.1
2023	420.1	50.5	119.0	98.5	11.8	27.8
2024	429.7	36.8	110.0	113.0	9.6	28.9
2025	913.2	56.8	130.7	272.8	17.0	38.9
2026	1,085.9	67.4	125.8	363.7	22.6	42.1
2027	1,168.3	71.3	119.2	441.5	27.0	45.0
2028	1,291.1	66.9	116.8	547.7	28.3	49.5
2029	1,360.8	71.5	119.7	653.3	34.4	57.5
2030	1,467.0	81.2	126.0	794.0	44.0	68.2
2031	1,191.8	61.9	101.7	727.5	37.8	62.0
2032	1,044.9	56.7	91.8	716.8	39.0	63.0
2033	951.3	53.1	83.7	737.9	41.2	64.9
2034	881.1	52.1	79.0	770.8	45.7	69.1
2035	820.1	50.0	73.4	808.8	49.3	72.4
2036	728.4	44.6	65.1	807.8	49.5	72.3
2037	648.7	40.8	58.8	813.7	51.2	73.7
2038	579.1	37.2	53.1	819.1	52.7	75.0
2039	530.1	35.4	49.3	845.5	56.6	78.7
2040	489.7	33.5	45.7	877.9	60.0	81.9
Total	17,226.6	1,693.2	2,389.4			

Comparación costos de inversión asociados a la importación por Cartagena II y Buenaventura (1/2)

Importación por Cartagena II

Año de Entrada en Operación	Obra	Precios Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic.2015]
2016			
2017			
2018			
2019			
2020			
2021			
2022			
2023	Planta Regasificadora Cartagena, 440 MPCD, 171 mil m3 GNL	400.0	171.0
	Loop Ballena-Barrancabermeja, 30", 580 km	705.0	301.3
2024	Gasoducto Ballena-Barranquilla-Cartagena, 32", 411 km	548.7	208.0
2025	Loop Barrancabermeja-Vasconia, 24", 167 km	154.0	51.8
2026			
2027			
2028			
2029			
2030			
Total, Valor Presente Neto Dic. 2015			732.1

Comparación costos de inversión asociados a la importación por Cartagena II y Buenaventura (2/2)

Importación por Buenaventura

Los costos asociados a la construcción de infraestructura de un segundo terminal de importación en Buenaventura son menores a los correspondientes de construirlo en Cartagena.

Año de Entrada en Operación	Obra	Precios Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic.2015]
2016			
2017			
2018			
2019			
2020			
2021			
2022			
2023	Planta Regasificadora Buenaventura, 440 MPCD, 171 mil m3 GNL	400.0	171.0
	Gasoducto Buenaventura - Yumbo, 30", 102 km	161.3	68.9
	Nueva capacidad de compresión entre Yumbo y Mariquita, 32,600 hp*	141.4	60.4
2024			
2026			
2027			
2028	Loop Ballena-Barranquilla-Cartagena, 24", 411 km	402.8	94.5
2029	Loop Ballena-Barrancebermeja, 24", 580 km.	552.8	115.0
2030			
Total, Valor Presente Neto Dic. 2015			509.8

Análisis financiero para la ampliación de la capacidad de transporte del tramo Mariquita – Gualanday

Los costos de inversión para ampliar el gasoducto son significativamente menores a los del racionamiento asociado a no hacer tal ampliación.

Año de Entrada en Operación	Obra	Precios Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic.2015]	Déficit [MPCD]	Valor Presente Costo de Racionamiento [Millones USD Dic. 2015]
2016				-	-
2017				-	-
2018				-	-
2019				-	-
2020				-	-
2021	Loop Mariquita-Gualanday, 10", 150 km	44.3	24.1	0.4	2.0
2022				1.8	8.5
2023				4.4	18.6
2024				5.6	21.4
2025				6.5	22.0
2026				7.5	22.4
2027				8.5	22.4
2028				9.3	21.8
2029				10.2	21.3
2030				11.0	20.4
2031				11.7	19.1
2032				12.4	18.1
2033				13.0	16.8
2034				13.5	15.5
2035				14.0	14.2
2036				14.3	12.9
2037				14.6	11.7
2038				14.8	10.5
2039				15.0	9.4
2040				15.0	8.4
Total, Valor Presente Neto Dic. 2015			24.1		317.3

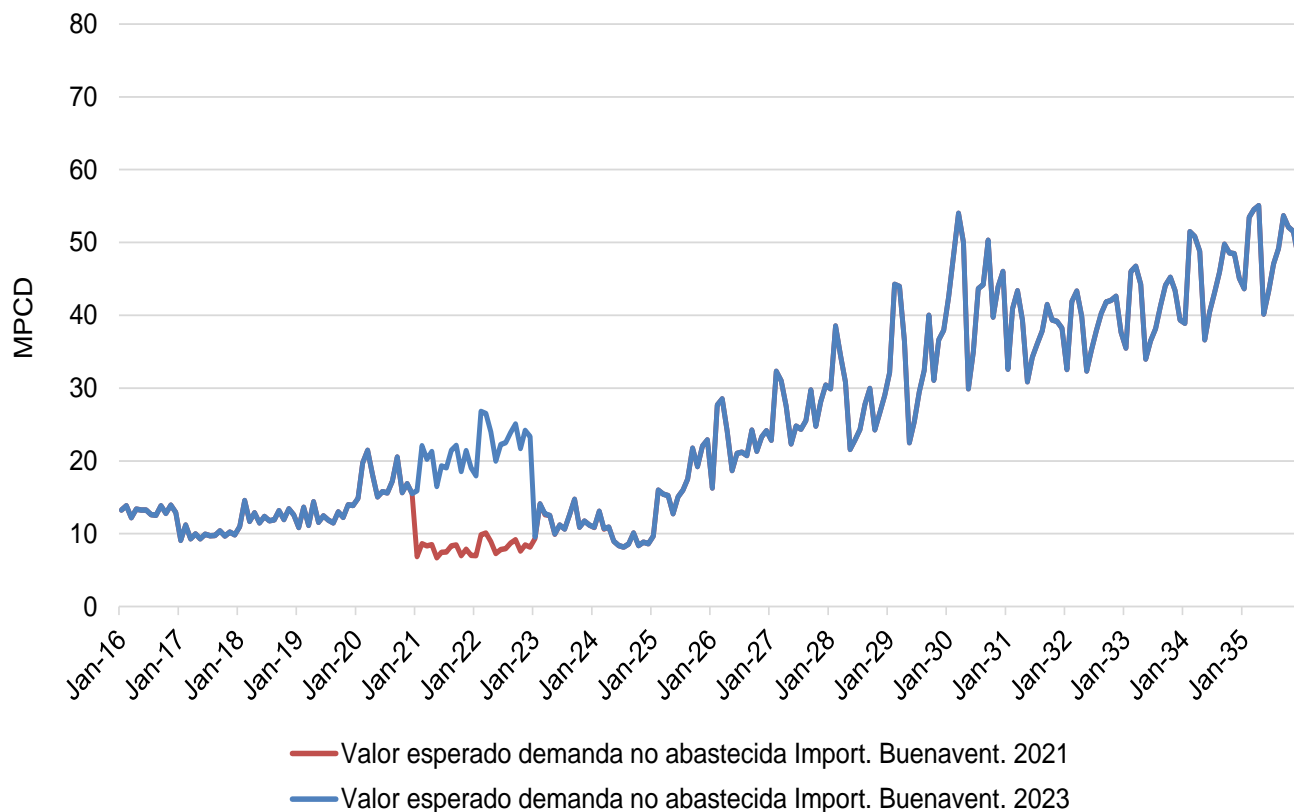
Beneficios de adelantar la importación por Buenaventura para el año 2021 (1/2)

-para todos los sectores de la demanda-

El menor valor esperado de la demanda no abastecida de adelantar la obra para el año 2021 tiene un menor costo de racionamiento asociado de \$USD 136 millones.

Éste es menor al costo financiero de adelantar tal obra, el cual es de \$USD 81 millones.

Considerando lo anterior, sería beneficioso para todos los sectores de la demanda adelantar la importación.



Beneficios de adelantar la importación por Buenaventura para el año 2021

-para el sector eléctrico-

Unidad Generadora	Combustible	Capacidad [MW]	Potencia Media ENFICC [MW]	Dem. Electr. ENFICC [MWh / día]	MMBTU / MWh	Consumo gas ENFICC [GBTUD]
				2018 - 2019	Heat Rate Gas	2018 - 2019
MeriEléctrica	Gas	167	160	3,846.4	10.9	42.1
TermCentro	Mezcla Gas -JetA1/Diesel	264	266	6,375.4	8.4	53.4
TermoDorada	JET A1/Diesel	46	37	890.5	10.3	9.2
TermoSierra	ACPM	364	174	4,181.9	7.5	31.4
TermoEmcali	Fuel Oil2 - Diesel	213	200	4,802.4	8.0	38.5
TermoValle	ACPM	197	189	4,535.0	7.9	35.7
Total				24,631.7 (a)		210.4 (e)

Valor del Cargo por Confiabilidad por unidad de energía comprometida

17 USD / MWh (b)

Valor del Cargo por Confiabilidad pagado al año (a) * (b) * 365

152,839,574 USD (c)

Ahorro por uso de gas natural en lugar de Combust. Líquid.

10 USD / MBTU (d)

Ahorro por el uso de gas natural en lugar de combust. liquid. (d)*(e) *1000 *365

767,805,720 USD (f)

Ingreso anual generadores por cargo por confiabilidad y uso de gas natural (c) + 0.2 (f) *

306,400,718 USD (g)

* Se asume una probabilidad de 20% de ocurrencia de El Niño

Valor Planta de Regasificación, Gasoducto Buenav.-Yumbo y 40,000 hp de compresión (400 + 161 + 150 millones USD)

702,700,000 USD (h)

Costo de adelantar un año la Planta Regasificación y obras asociadas (h) * 0.1275

89,594,250 USD (i)

Sería beneficioso para los generadores eléctricos del interior del país adelantar la Planta Regasificación y obras asociadas:

(g) > (i)

PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

1. Comercio internacional
2. Oferta
3. Demanda
4. Balance
5. Precios
6. Transporte
7. Confiabilidad
8. Análisis financiero
- 9. Conclusiones**

1. Abastecimiento

Se requiere incorporar un nuevo terminal de regasificación en inmediaciones del puerto de Buenaventura en el año 2023, así como desarrollar un conjunto de obras asociadas que permitan transportar este gas natural hasta el Magdalena Medio. También se presenta la conveniencia de adelantar tales obras para el año 2021 a fin de dar mayor confiabilidad al suministro de este combustible.

La construcción en el puerto de Buenaventura tiene menores costos de inversión asociados y mayores beneficios en confiabilidad, en relación a la alternativa de construirla en la Costa Caribe.

2. Transporte y Confiabilidad

La simulación de flujos futuros del sistema nacional de transporte, indica la necesidad de desarrollar las siguientes expansiones:

i)- El gasoducto Buenaventura-Yumbo (30", ≈100 km) y un conjunto de estaciones de compresión entre Yumbo y Mariquita (33 mil hp) para transportar gas natural importado hasta el centro del país (bidireccionalidad);

Conclusiones y recomendaciones (2/2)

- ii)- La construcción de un loop entre Mariquita y Gualanday (10", ≈150 km) que permita abastecer suficientemente los departamentos del Tolima y Huila.

- iii)- Las bidireccionalidades entre Cartagena y Barranquilla (actualmente en desarrollo) y entre Barranquilla y Ballena, así como la interconexión de esta última con el gasoducto Ballena-Barrancabermeja;

- iv)- El aumento de la capacidad de transporte entre Cusiana/Cupiagua y Vasconia, a fin de transportar todo el potencial de producción de tales campos (actualmente en desarrollo);

- v)- Aumento de la capacidad de transporte entre Cusiana y Apiay a fin de abastecer futuras cargas del sector petrolero (actualmente en desarrollo);

- vi) La bidireccionalidad entre Barrancabermeja y Ballena e interconexión con el gasoducto de la Costa Atlántica, que permitiría darle mayor confiabilidad al suministro en la región Caribe.

GRACIAS

www.upme.gov.co



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**