



BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL 2017

**I Jornada UPME de Gas Natural – Balance de Gas
Natural**

Octubre 17 de 2017



BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL 2017

Agenda

- Oferta de Gas Natural
 - Reservas y producción gas natural
 - Declaración de producción 2017
 - Escenarios de incorporación de petróleo y gas natural 2016-2036
- Demanda de Gas Natural
 - Seguimiento a las proyecciones
 - Proyecciones por sector de consumo
- Balance Oferta - Demanda

OFERTA DE GAS NATURAL



F-DI-04



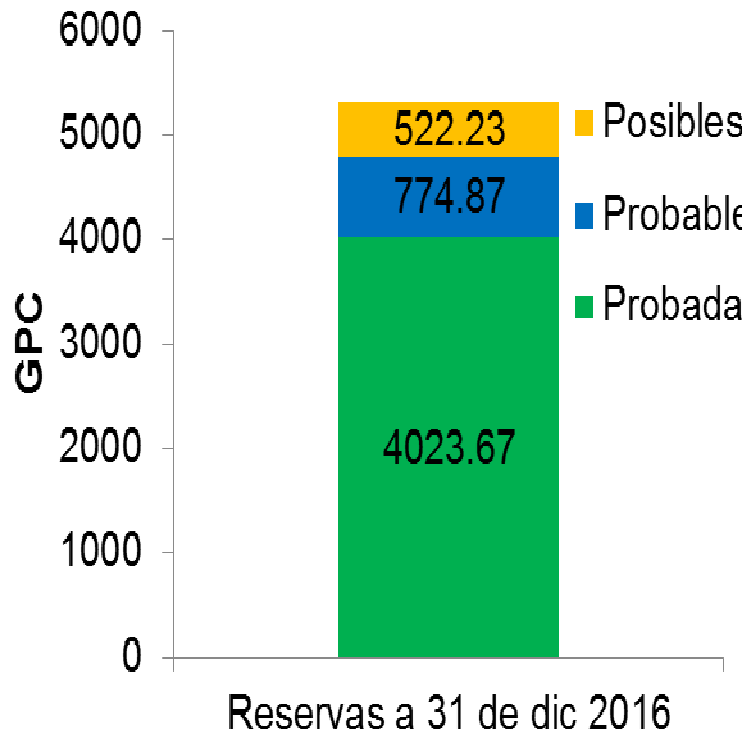
OFERTA GAS NATURAL

Reservas gas natural

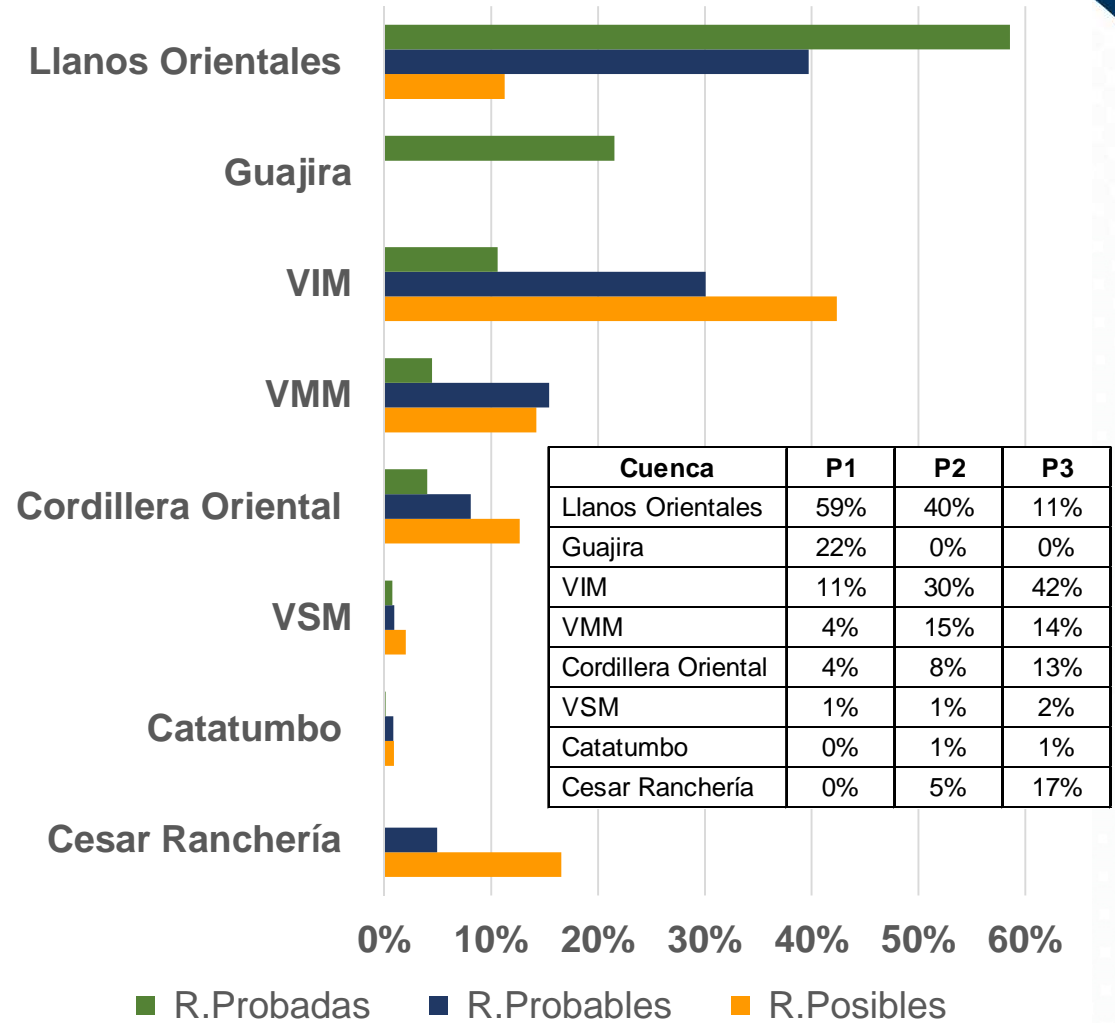
Declaración de producción de gas natural

Definición de escenarios de incorporación de reservas de 2016-2036

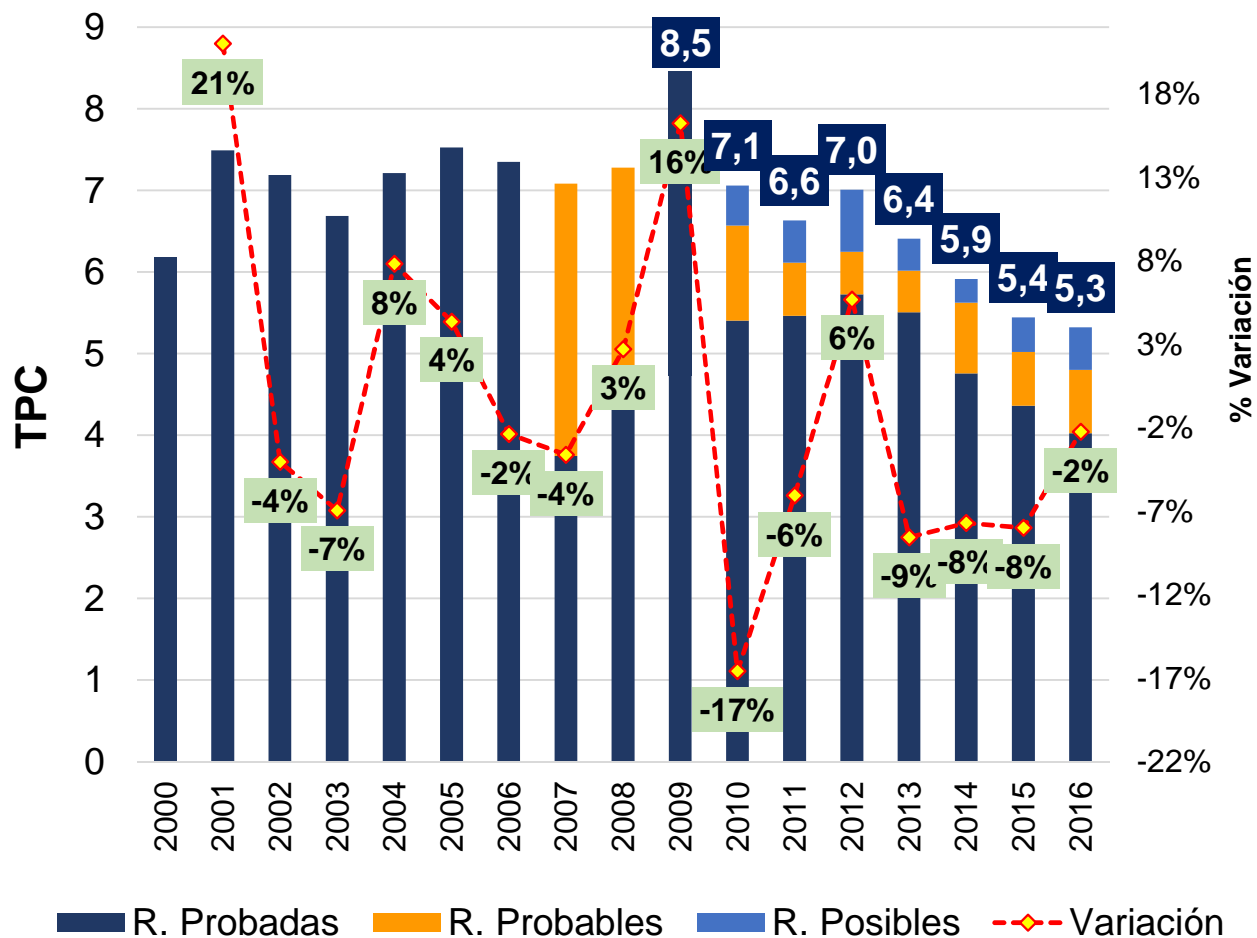
Reservas gas natural



5320,77 GPC



Evolución reservas gas natural



Reevaluación de reservas:

- Caída precios petróleo
- Baja actividad exploratoria

2015 - 2016

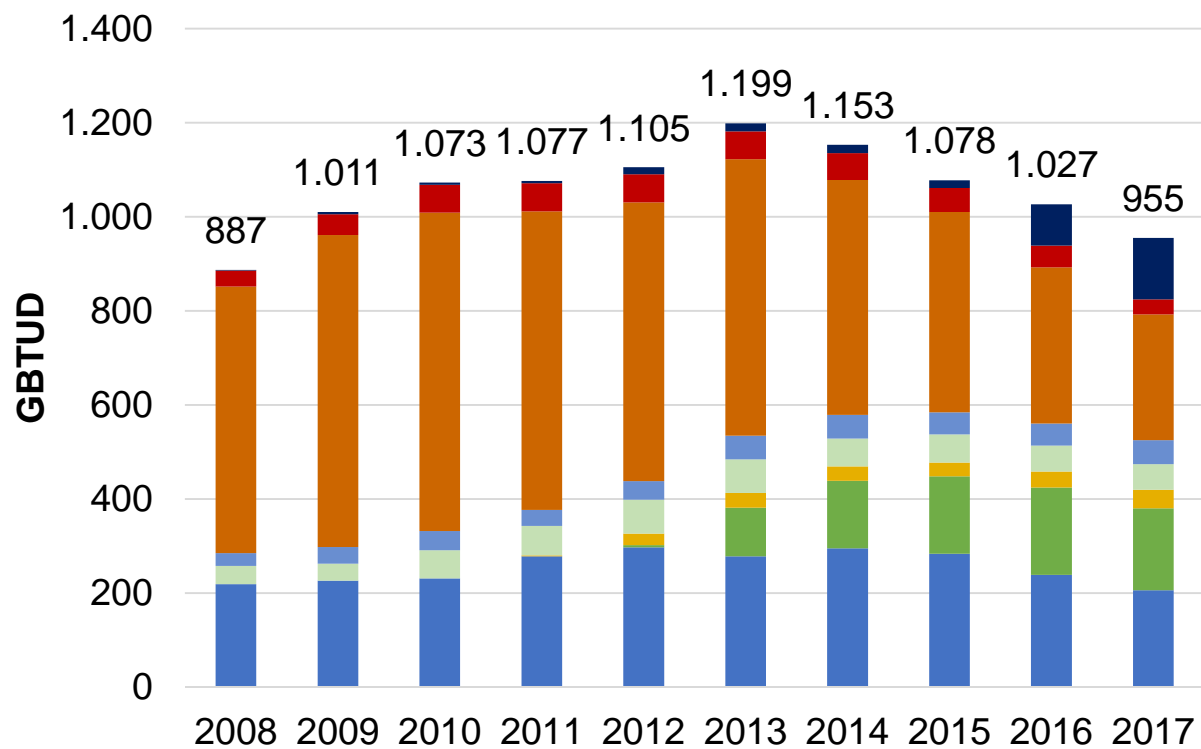
Reservas totales (-2%)

P1: -8%

P2: +18%

P3: +24%

Producción gas natural



- Cusiana ■ Cupiagua ■ Gibraltar ■ Otros Interior
- Zona Aislada ■ La Guajira ■ La Creciente ■ Otros Costa

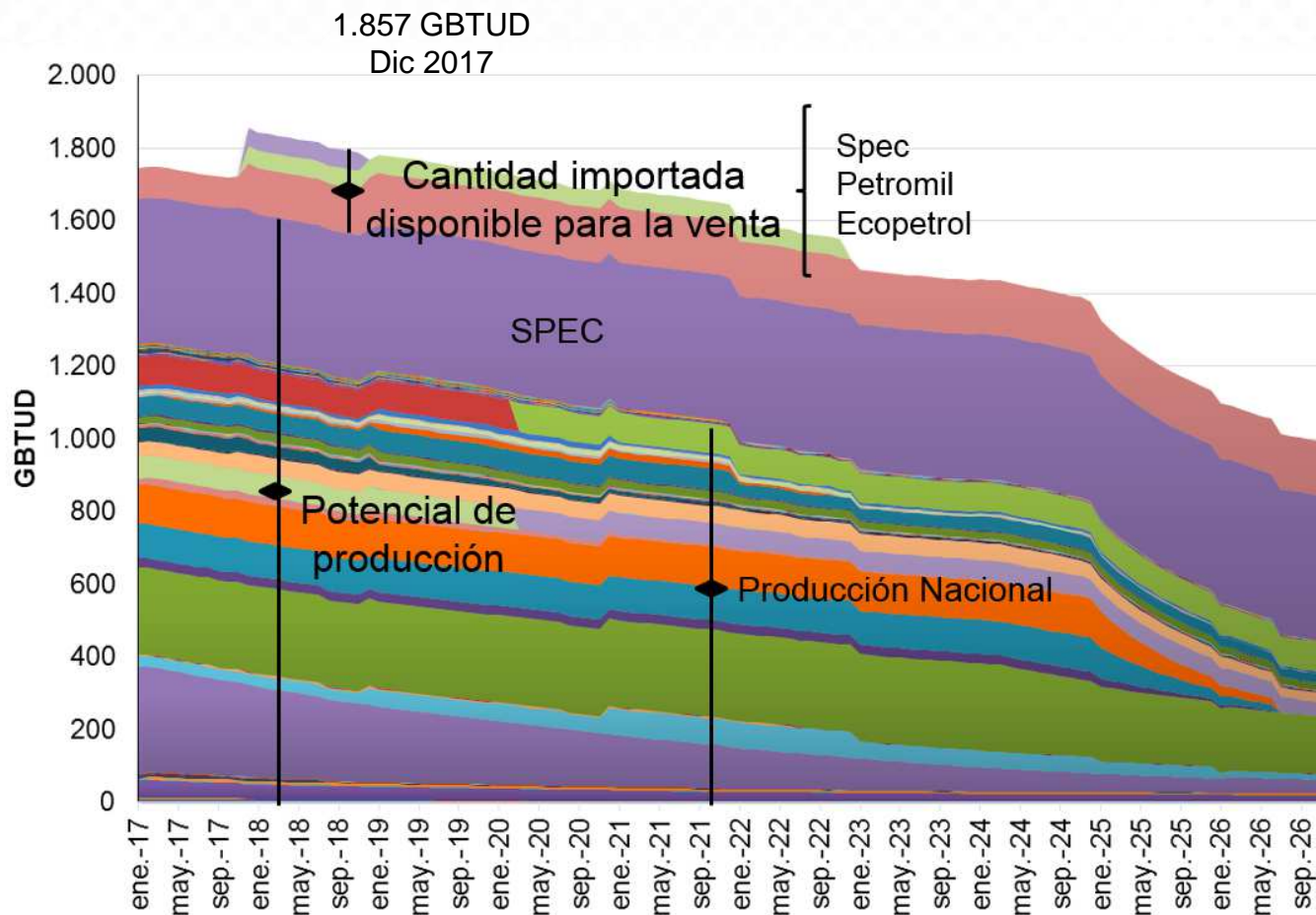
Disminución de la producción

Principales cuencas productoras:

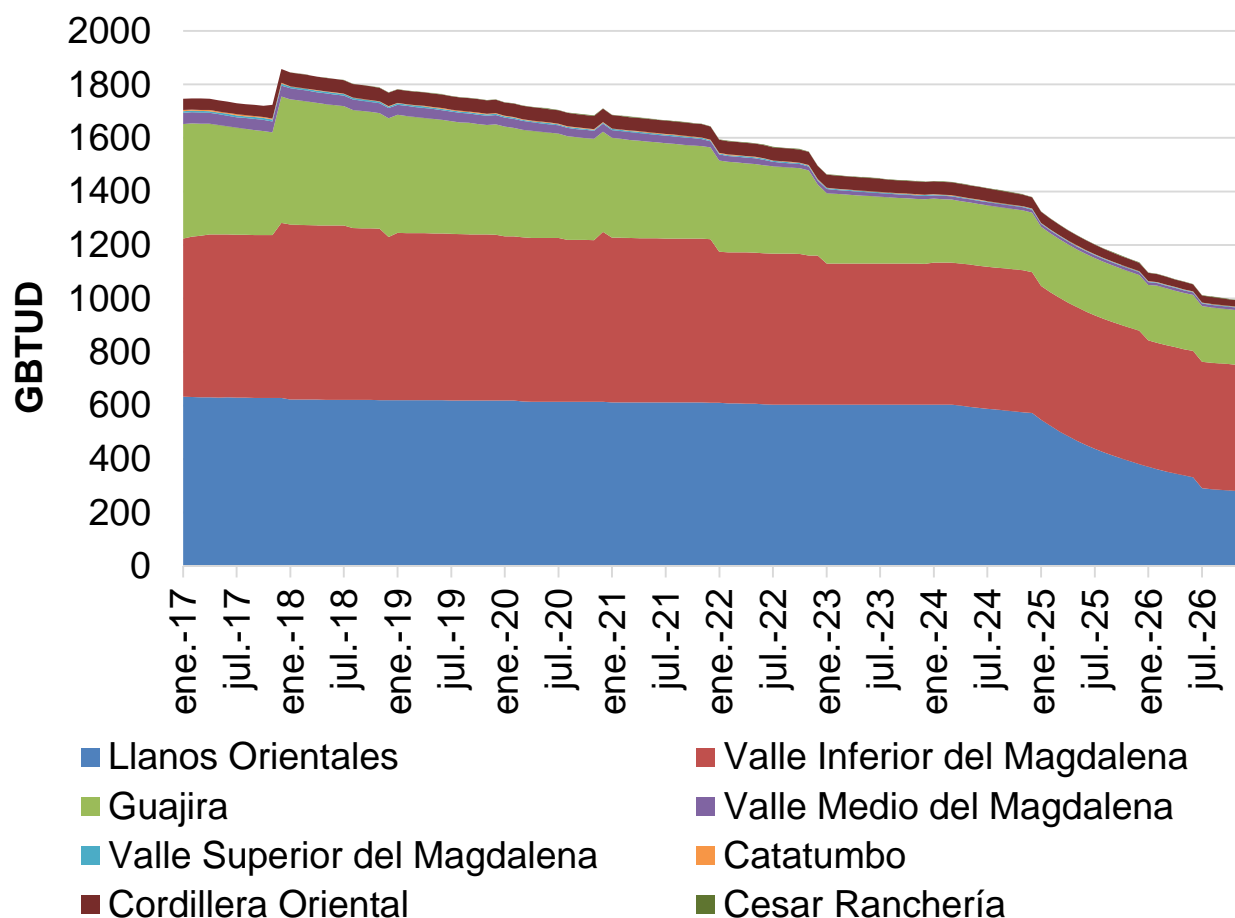
- Llanos Orientales
- Guajira
- VIM (Nelson, Bonga, Mamey)

Declaración de producción gas natural

Resoluciones MME 31159 del 3 de abril de 2017 y 31385 del 7 de junio de 2017



Declaración de producción 2017 por cuenca



Principales aportes:

- VIM 36%
- Guajira 20%
- Llanos 11%
- Imp 28%

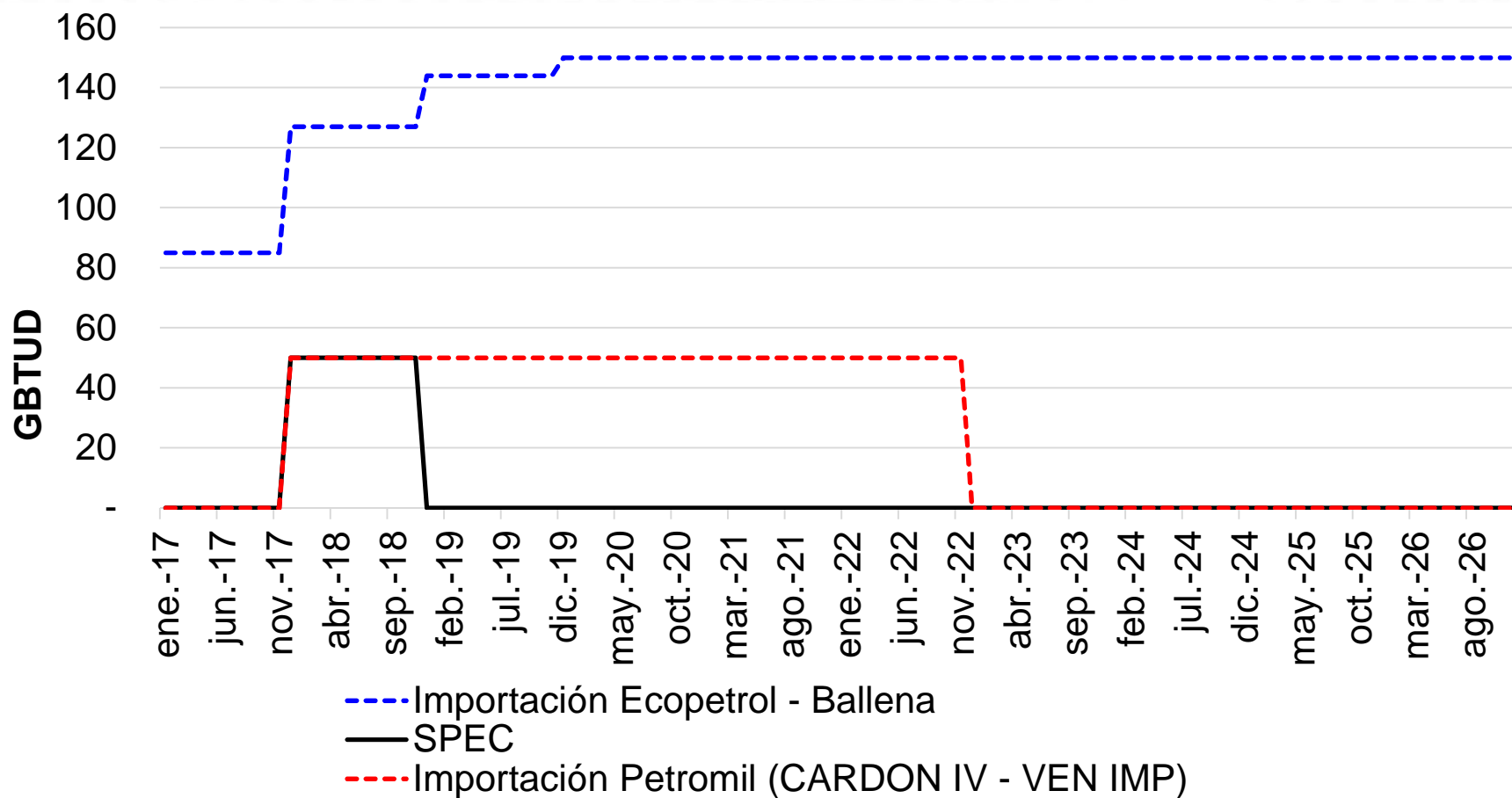
Cuenca Llanos Orientales fuerte declinación a partir de abril de 2024

Cupiagua - Abril 2024

Cusiana - Enero 2025

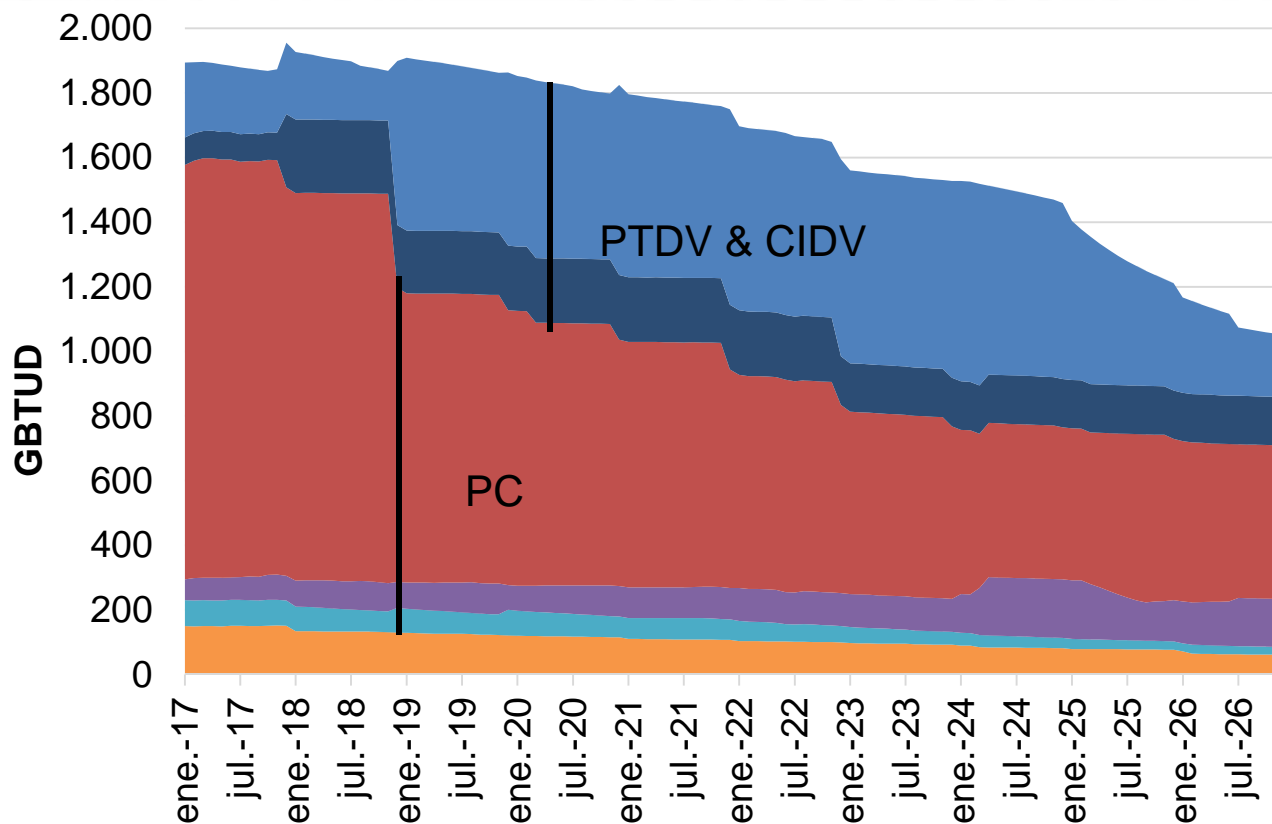
Fuente: MME. 2017. Cálculos: UPME

Cantidades importadas disponibles para la venta



Fuente: MME. 2017. Cálculos: UPME

Declaración de producción 2017



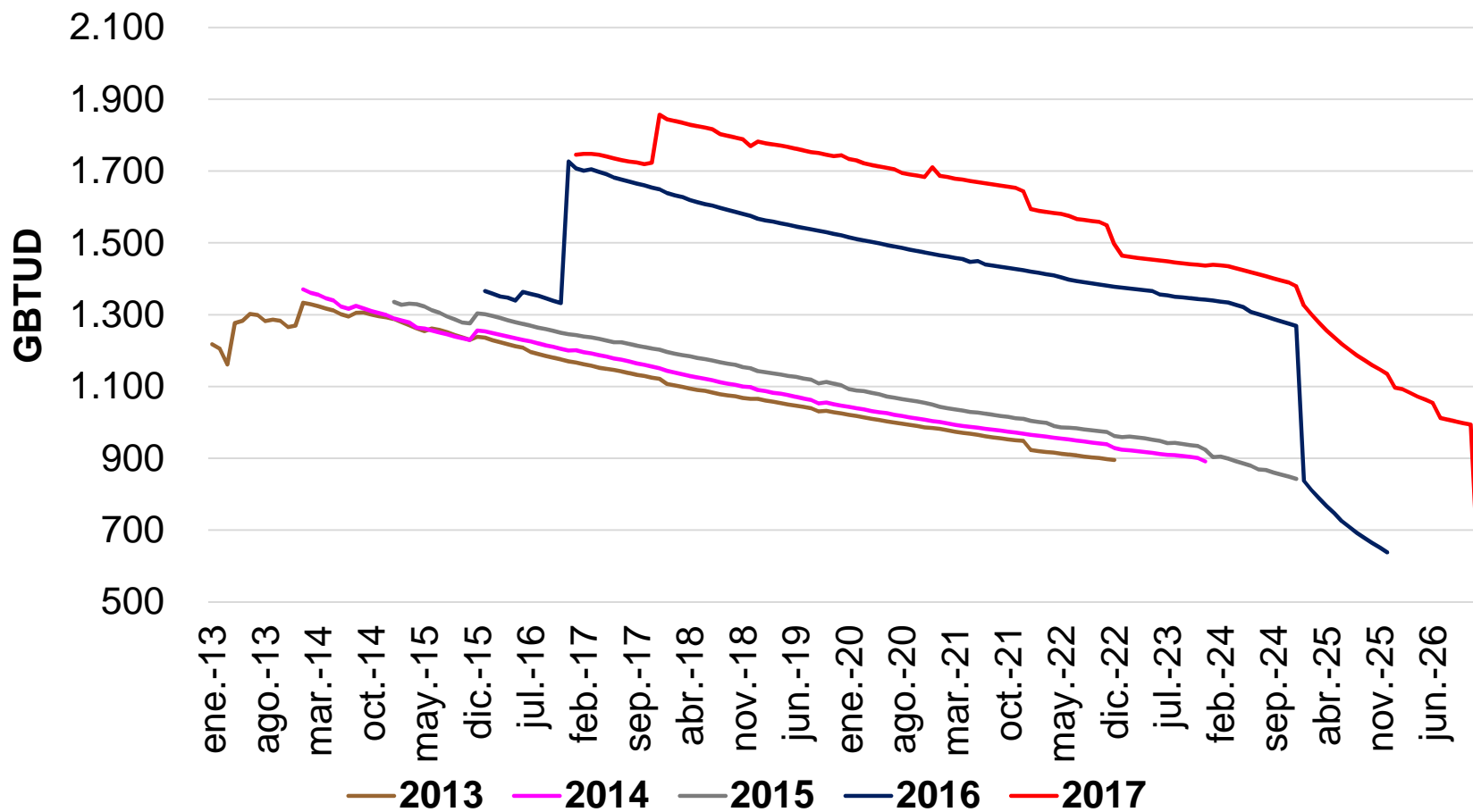
**Disponible para la venta:
PTDV + CIDV**

Producción comprometida: volumen de gas productor tiene comprometido para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, incluye exportaciones y el gas para las refinerías.

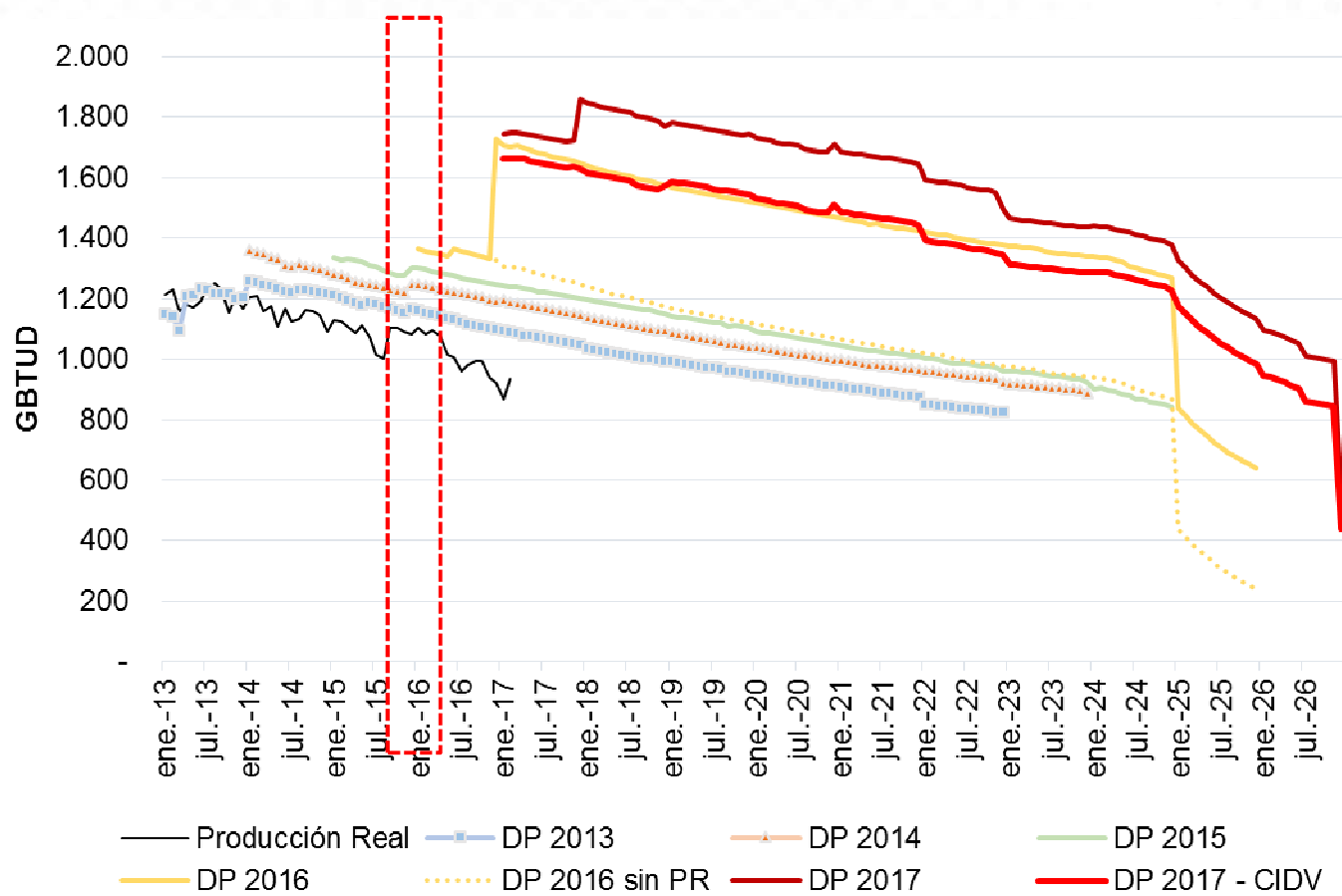
- PTDV
- CIDV
- PC- Contratos suministro consumo interno
- PC- Refinería de Barrancabermeja
- PC- Refinería de Cartagena
- Gas de operación

Fuente: MME. 2017. Cálculos: UPME

Declaración de producción 2013 - 2017

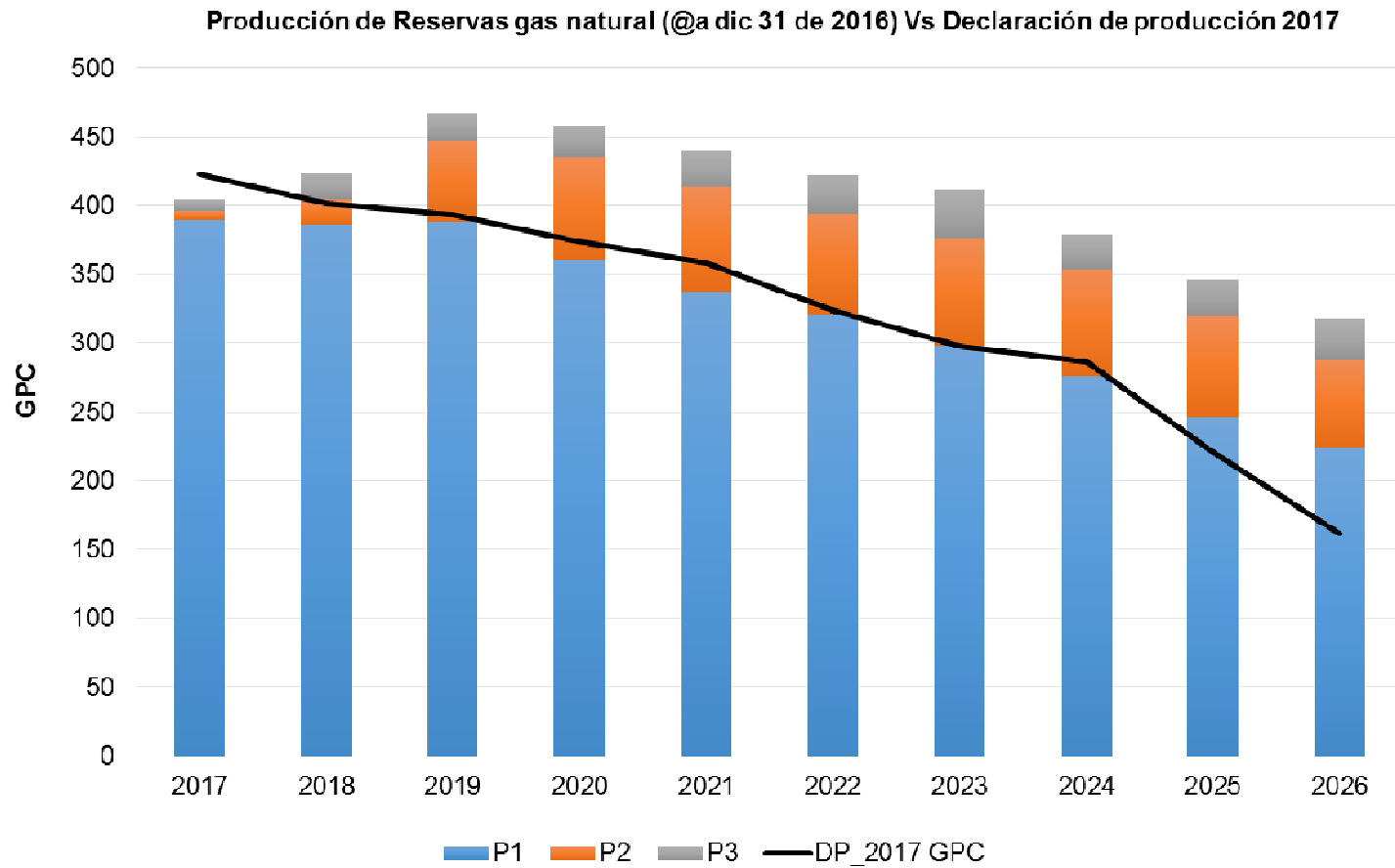


Declaraciones de producción 2013-2017




Fuente: MME – Concentra 2017

Reservas GN 2016 Vs Declaración de producción 2017



Fuente: ANH – MME. 2017. Cálculos: UPME



Estudio para revisar y actualizar las variables del entorno nacional e internacional, que impactan el desarrollo de la actividad exploratoria de hidrocarburos en Colombia y construir tres escenarios de **incorporación de reservas de petróleo y gas con un horizonte mínimo de 20 años**, incluyendo recursos convencionales y no convencionales, así como las inversiones asociadas a cada escenario. (2016-2036)

Metodología – Definición de escenarios

La definición de escenarios es una técnica utilizada en ambientes de alta incertidumbre, donde se requiere hacer consideraciones de largo plazo.

Los escenarios son construidos con base en variables que influyen el desarrollo futuro del sector de hidrocarburos.

1. Se identifican las variables con mayor influencia en el desarrollo del sector y que además presentan alto grado de incertidumbre.
2. Las variables identificadas se distribuyen en una matriz de nivel de impacto e incertidumbre, para determinar cuales son las más importantes para la definición de escenarios (variables críticas).
3. A partir de la selección de variables críticas, se identifica para cada una los principales estadios futuros posibles (mutuamente excluyentes ($\cap \emptyset$) y colectivamente exhaustivos ($\in \rho = 1$)).
4. Se construyen los escenarios mediante la combinación de estadios determinados para cada variable crítica.
5. Se seleccionan los escenarios representativos. (por consenso)
 - Más probable (estadios de mayor probabilidad)
 - Más favorable
 - Más adverso (estadios negativos)

Identificación de variables

Se identificaron 10 variables clave que afectarán los escenarios de oferta de hidrocarburos



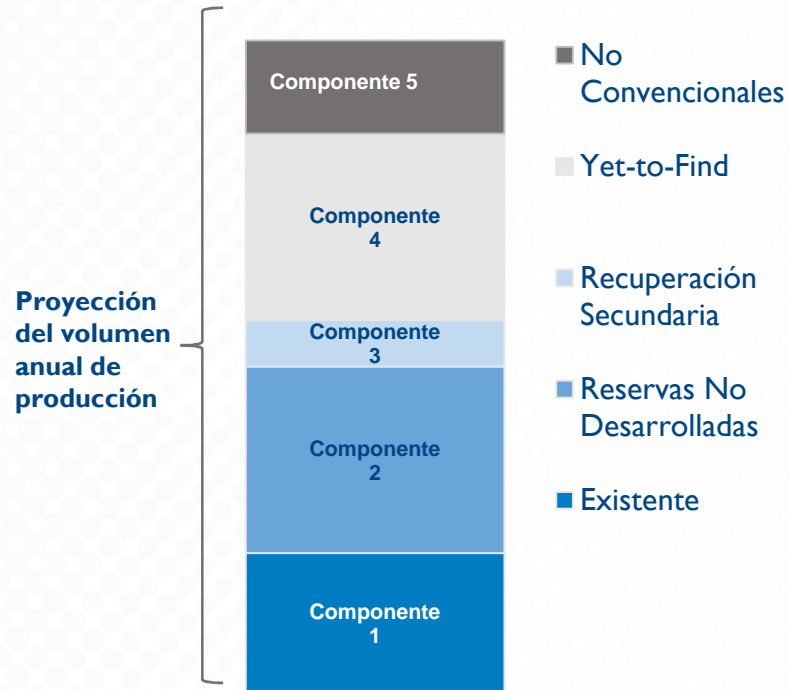
Definición de escenarios

Para la construcción de los escenarios se consideró la evolución de las variables y la consistencia entre las mismas

Escenario	Precios de petróleo y gas	Licenciamiento ambiental	Conflictividad social	Términos fiscales	Infraestructura
Abundancia	<p>Precios de crudo internacional mayores a 60 USD/bl resultado de un mercado con una demanda mayor a la oferta.</p> <p>Precios de Gas Natural Henry Hub entre mayores a 5 USD/MBTU por crecimiento de la demanda y limitada entrada de plantas de licuefacción.</p>	<p>Mejoramiento de los procesos de licenciamiento ambiental y reducción de tiempos de aprobación.</p> <p>Definición y aplicación de los procedimientos para el desarrollo de YnC.</p>	<p>Oposición aislada a algunos proyectos petroleros.</p> <p>El proceso de paz permite la exploración y desarrollo de nuevos proyectos en cuencas frontera y con alta conflictividad previa (Caguan Putumayo, Catatumbo, etc.)</p>	<p>Términos fiscales competitivos para el desarrollo de proyectos offshore, de crudos pesados y No Convencionales.</p> <p>El gobierno incrementa su participación en el Government Take al aumentar los precios.</p>	<p>Disminución relativa de los costos de transporte por oleoducto dada el incremento de producción.</p> <p>Desarrollos de gas en el offshore estimulan el crecimiento de la demanda y nuevas inversiones en infraestructura de gas natural.</p>
Base	<p>Precios de crudo internacional entre 45 – 60 USD/bl en un mercado equilibrado de oferta y demanda.</p> <p>Precios de Gas Natural Henry Hub entre 3 – 5 USD/MBTU dado por alta liquidez de LNG.</p>	<p>Licencias ambientales con tiempos de aprobación promedio de 6 meses.</p> <p>Dificultad en la aprobación de las licencias ambientales para proyectos no convencionales.</p> <p>Intervención marginal de entes del Estado ajenos al sector en temas de licencias ambientales.</p>	<p>Nivel de conflictividad media. Altas demandas en las comunidades con tradición petrolera por mayor inversión.</p> <p>Mayor intervención del estado en las zonas frontera para mediar los conflictos sociales.</p>	<p>Revisión periódica de términos fiscales para asegurar la competitividad del país en relación a México y los demás países de la región.</p> <p>Adopción de términos fiscales diferenciados por tipo de HC (pesados, gas, offshore, etc.)</p>	<p>Ajuste al esquema de cálculo de tarifas de oleoductos para mantener la competitividad de la industria.</p> <p>Incentivos regulatorios para el desarrollo de infraestructura para la importación y transporte de gas natural.</p>
Escasez	<p>Precios de crudo internacional entre 30 – 45 USD/bl resultado de un mercado internacional con sobreoferta de crudo y poco crecimiento de la demanda.</p> <p>Precios de Gas Natural Henry Hub entre 1 – 3 USD/MBTU por alta disponibilidad de LNG.</p>	<p>Dificultad para obtener licencias ambientales debido a la presión de múltiples agentes de Estado de índole nacional y local.</p> <p>No viabilidad a los proyectos de No Convencionales o en áreas sensibles ambientalmente.</p>	<p>Nivel de conflictividad alta por el incremento de desempleo y falta de inversión en las zonas con tradición petroleras.</p> <p>Dificultad en el desarrollo de actividad en zonas de frontera por demandas sociales.</p>	<p>El Estado adopta incentivos contra cíclicos para atraer inversión pero los bajos precios de HC dificultan la promoción de la inversión.</p>	<p>Menores niveles de utilización de ductos resultan en costos de transporte excesivamente altos.</p> <p>Desbalance regionales en la atención de la demanda de gas debido a cuellos de botella en la infraestructura de transporte.</p>

Recursos - componentes

Los escenarios de oferta toman en cuenta cinco componentes: producción existente, no desarrollado, EOR, “yet-to-find” y no convencional



- 1** **Componente 1:** Perfil de producción de las **reservas probadas de los campos existentes** en producción según proyecciones de las empresas operadoras
- 2** **Componente 2:** Incorporación de **reservas Probables y Posibles para los campos existentes** tomando como base el perfil de producción reportado por las empresas operadoras
- 3** **Componente 3:** Recursos contingentes o prospectivos provenientes de la implementación de proyectos de **Recuperación Mejorada a través mejoramiento del factor de recobro**
- 4** **Componente 4:** Descubrimientos y desarrollo de nuevos campos (**“yet to find”**) conforme a estudios recientes de todas las cuencas
- 5** **Componente 5:** Hallazgos, desarrollo y producción de **CBM, Shale Gas y Shale Oil** en cuencas como Magdalena Medio, Cordillera Oriental, y Cesar Ranchería.

Estimación de la incorporación de recursos por componente

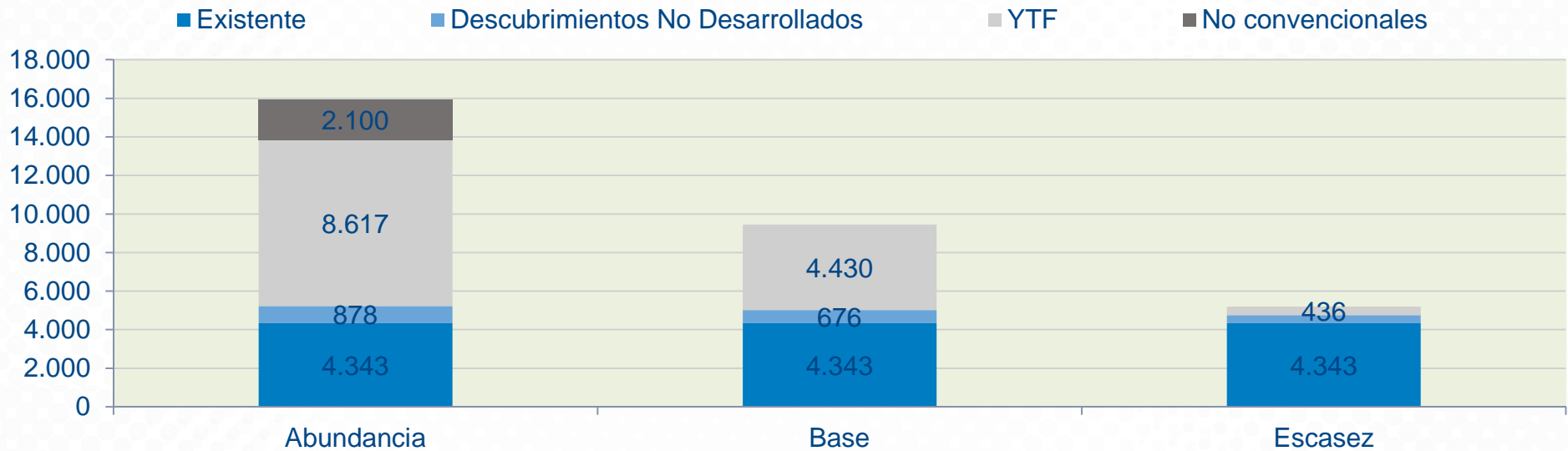
Hipótesis	Escasez	Base	Abundancia	
	30 - 45 USD/bl 1 - 3 MMBTU	45 - 60 USD/bl 3 - 5 MMBTU	>60 USD/bl >5 MMBTU	
	(~\$37 USD/bl - 2 MMBTU)	(~\$52 USD/bl - 4 MMBTU)	(~\$67 USD/bl - 6 MMBTU)	
Reservas Existentes	Reservas Probadas reportadas por las empresas operadoras conforme a su perfil de producción y ajustadas para cada escenario			
	Gas (BCF)	100% (4,343)	100% (4,343)	100% (4,343)
Reservas No Desarrolladas	Reservas Probables y Posibles reportadas por las empresas operadoras conforme a su perfil de producción y ajustadas para cada escenario en tiempo y porcentaje de incorporación			
	Probables - Gas (BCF)	50% (316)	75% (479)	90% (579)
	Posibles- Gas (BCF)	25% (96)	50% (197)	75% (299)
	Total reservas no desarrolladas	412 BCF	676 BCF	878 BCF

Estimación de la incorporación de recursos por componente

Hipótesis				Escasez 30 - 45 USD/bl 1 - 3 MMBTU (~\$37 USD/bl - 2 MMBTU)	Base 45 - 60 USD/bl 3 - 5 MMBTU (~\$52 USD/bl - 4 MMBTU)	Abundancia >60 USD/bl >5 MMBTU (~\$67 USD/bl - 6 MMBTU)
Recursos por descubrir "YTF"	YTF Gas Natural	Gas (TPC)	0.4 TPC Onshore		4.4 TPC : con 1.5 en Sinú offshore y 1.5 en Guajira offshore	8.6 TPC : con 4.2 en Sinú offshore y 2 en Guajira offshore
No Convencionales		Perfiles de producción para los descubrimientos definidos en cada escenario: Todos los proyectos inician exploración en 2024 - 2026				
		CBM	No se incorporan reservas	No se incorporan reservas	1 Proyecto CBM 1,100 BCF	
		Shale gas			2 Shale Gas 500 BCF c/u	

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

En el caso del gas natural, la incorporación prevista de reservas es de entre 0.8 y 11 TCF según el escenario

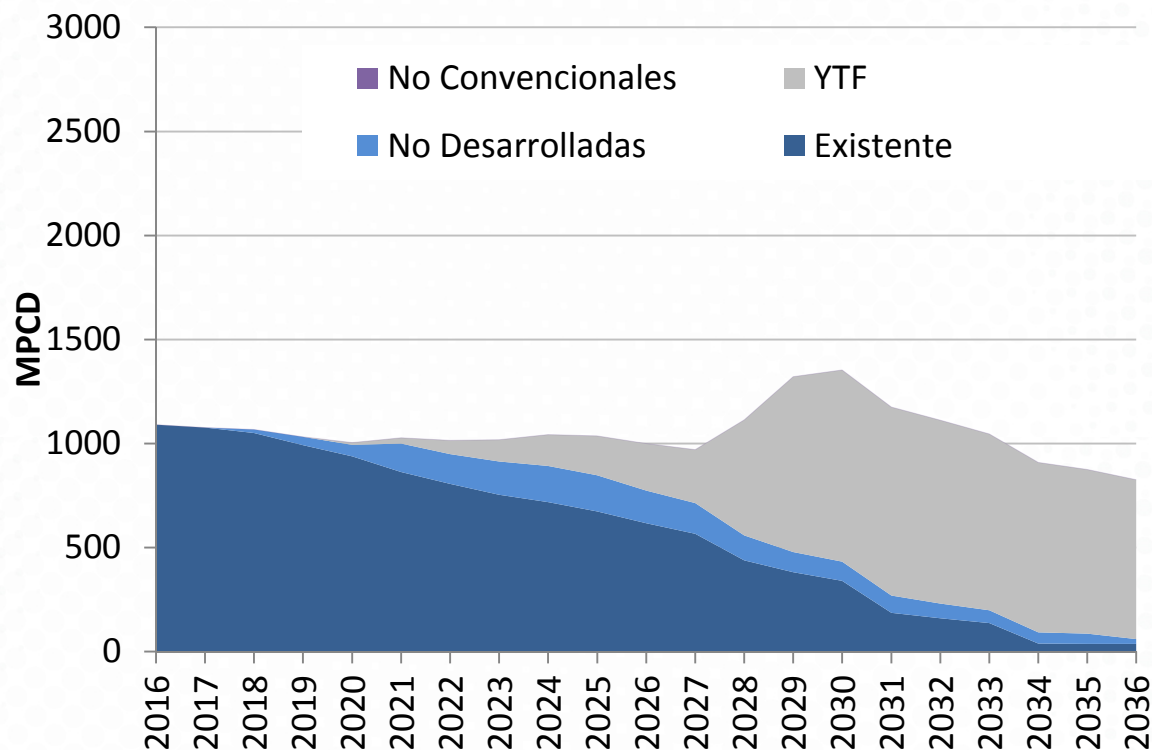


GPC	Abundancia	Base	Escasez
Total Reservas a Producir	15,938	9,449	5,191
Incorporación de Reservas	11,595	5,106	848
Incorporación Promedio Anual	580	255	42

Oferta de gas natural por componente

Escenario Base

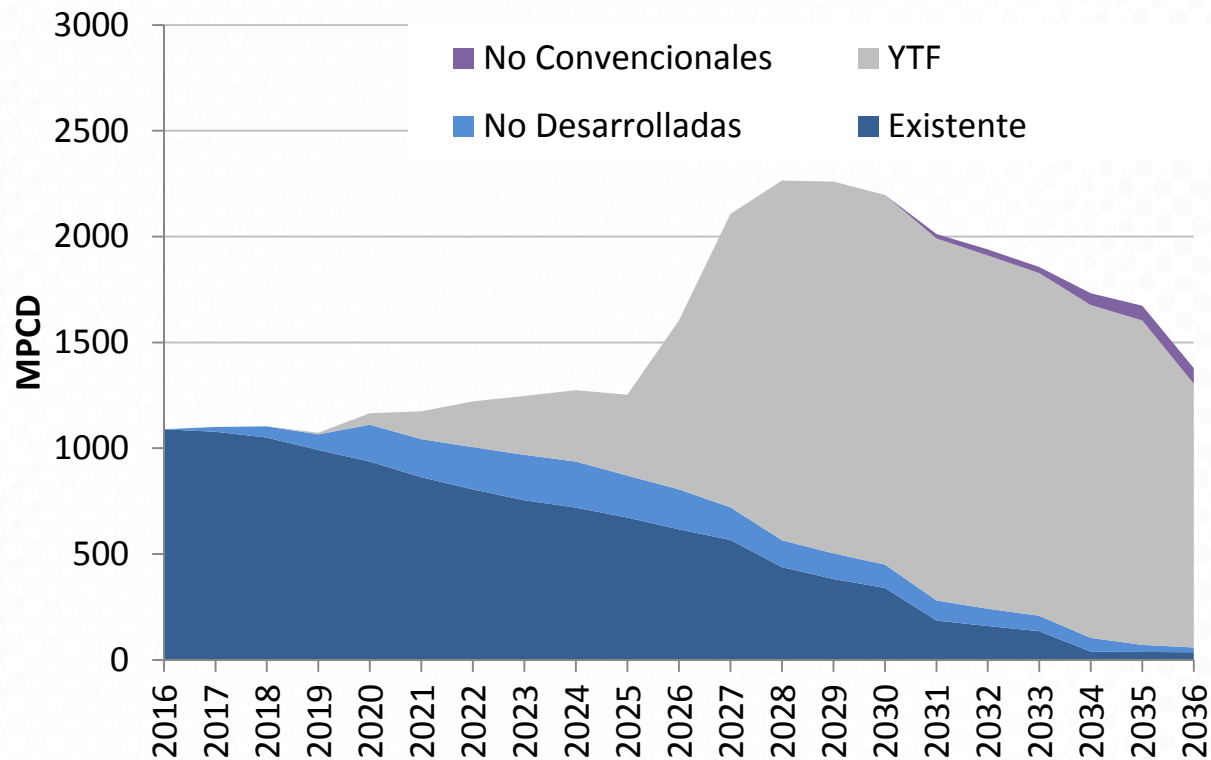
En el Escenario Base la oferta de gas se mantiene en 1000 GPCD hasta 2027-2018 cuando inicia la producción en el offshore, alcanzando el pico de producción en el año 2030.



Oferta de gas natural por componente

Escenario Abundancia

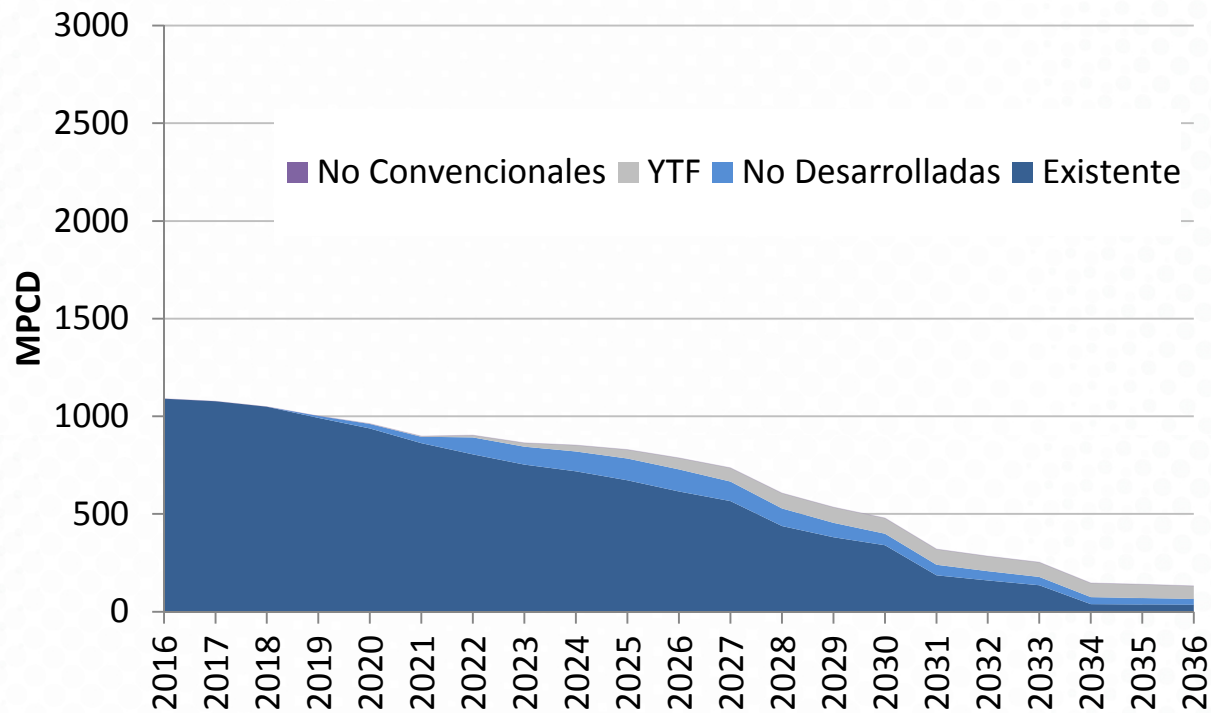
El Escenario de Abundancia refleja una alta prospectividad de Gas Natural offshore duplicando la producción actual.



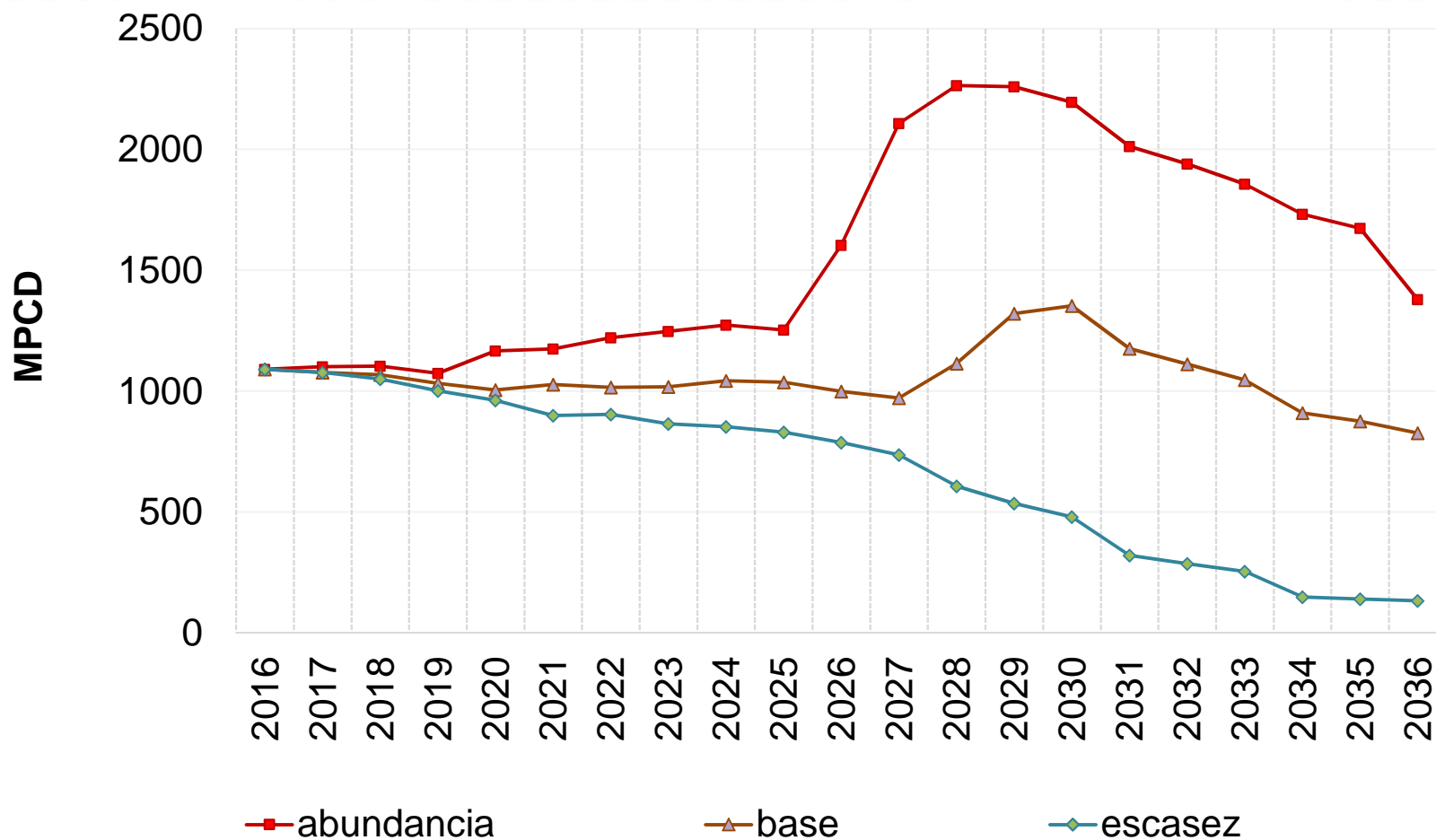
Oferta de hidrocarburos por componente

Escenario escasez

En el escenario de Escasez se caracteriza por muy poca actividad E&P por lo que la oferta de gas declina y se mantiene una tendencia a la baja continua.

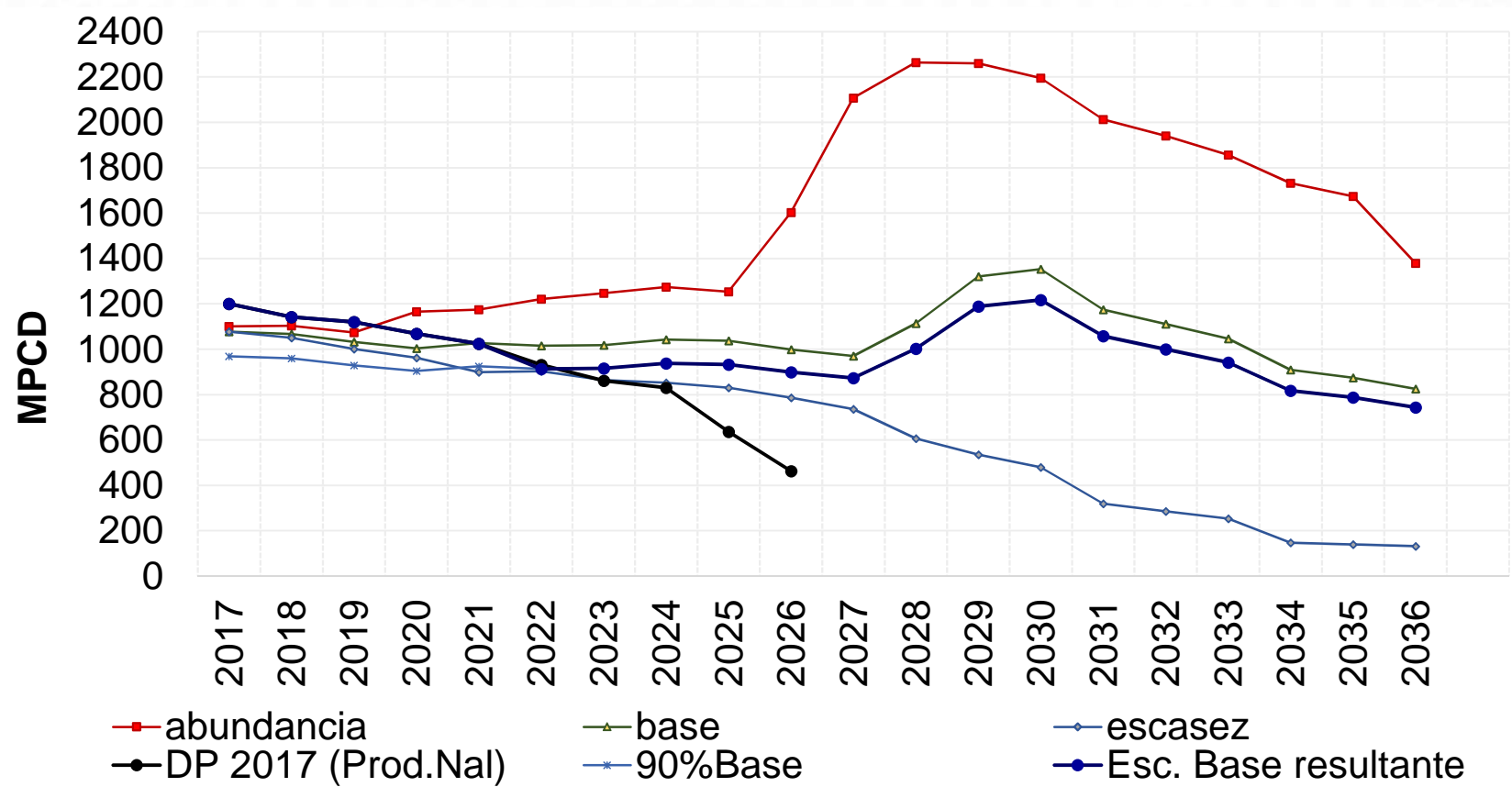


Escenarios incorporación reservas gas natural



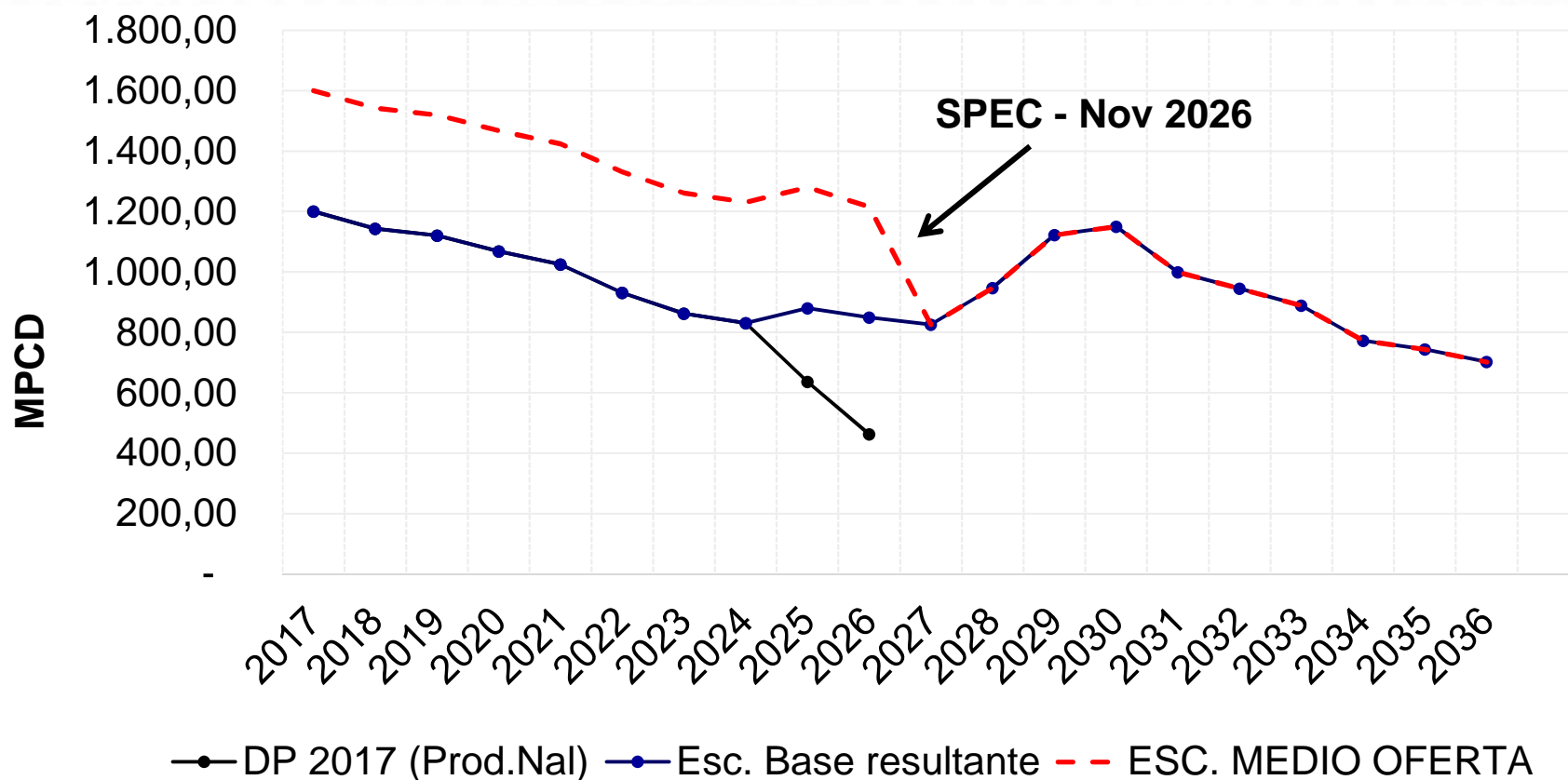
Escenarios oferta gas natural 2017

Combinación declaración de producción y estudio para la definición de escenarios de incorporación de reservas de hidrocarburos



Escenarios oferta gas natural 2017

Combinación declaración de producción PP (incluye SPEC hasta Nov 2026) y estudio para la definición de escenarios de incorporación de reservas de hidrocarburos



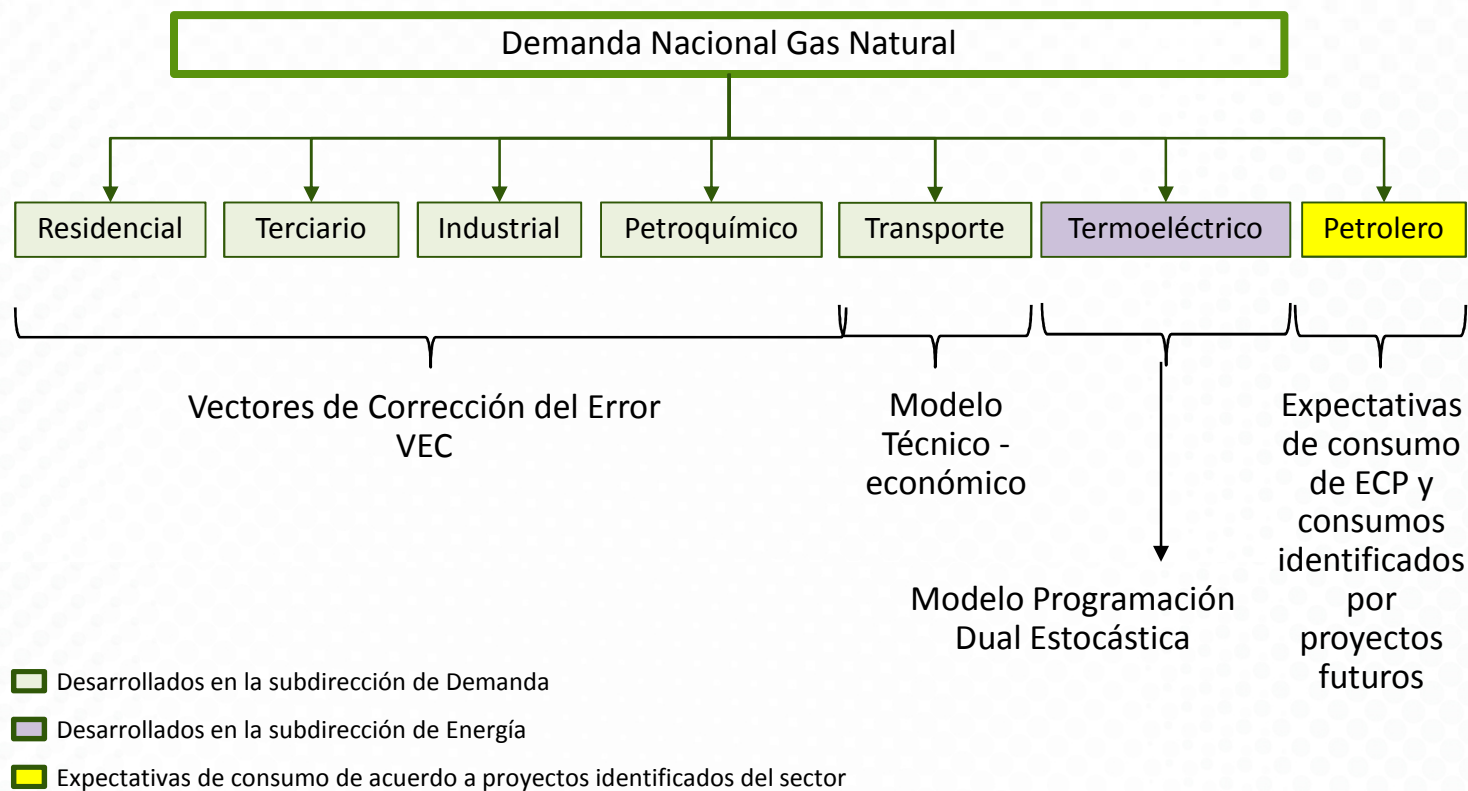


DEMANDA DE GAS NATURAL



Demanda de Gas Natural

Sectores de consumo

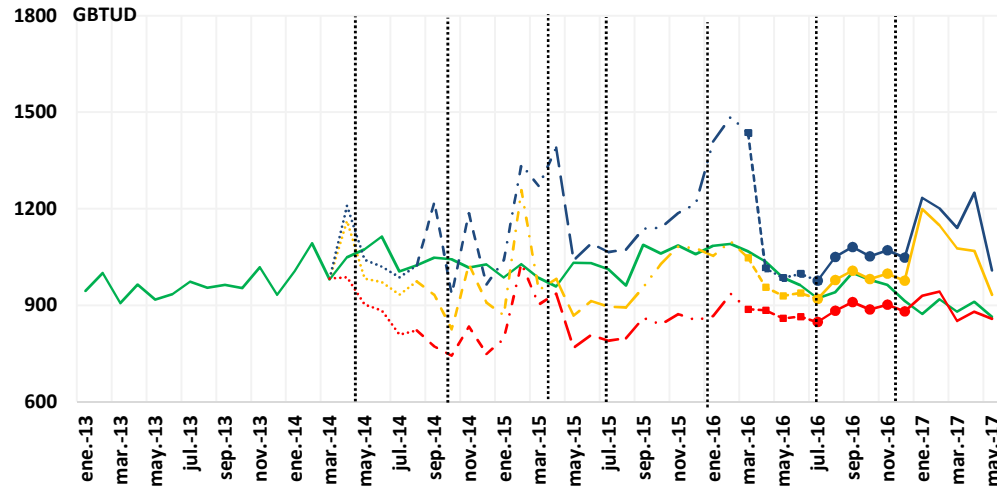




SEGUIMIENTO A LAS PROYECCIONES



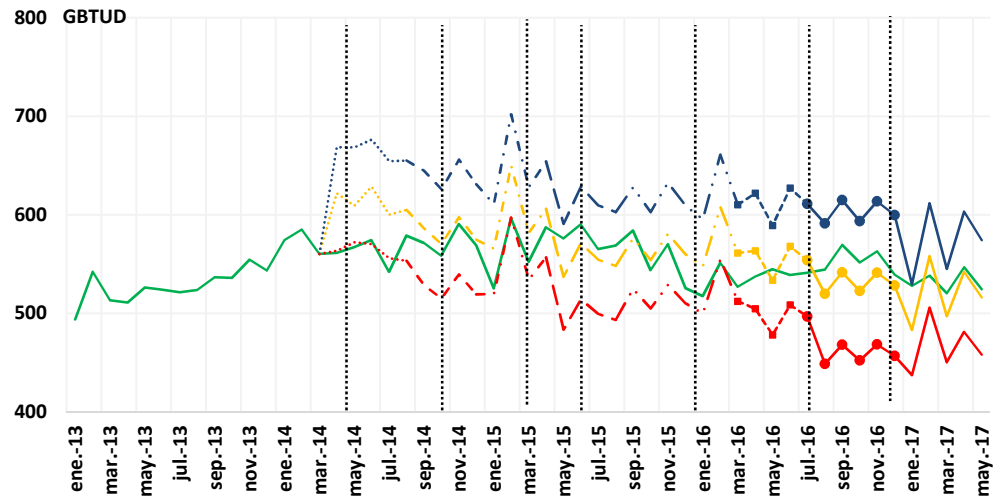
Seguimiento a las proyecciones



Con termoeléctricas

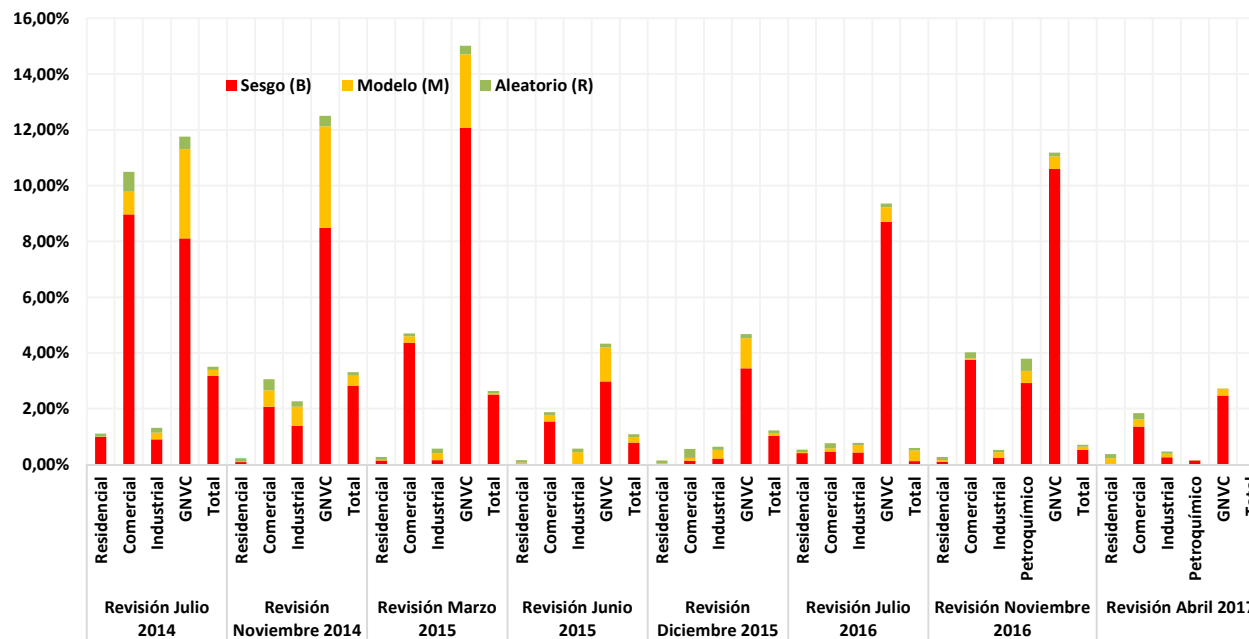
Sin termoeléctricas ni petrolero

Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra, 2017



Seguimiento a las proyecciones

Error Medio Cuadrático



	Julio 2014	Noviembre 2014	Marzo 2015	Junio 2015	Diciembre 2015	Julio 2016	Diciembre 2016	Abril 2017
MSE	3,51%	3,32%	2,64%	1,09%	1,22%	0,6%	0,71%	0,68%

Fuente: UPME, 2017



MODELOS ECONOMÉTRICOS DE PROYECCIÓN



Modelos econométricos de proyección

Vectores Auto Regresivos (VAR)

- Técnica usada en macroeconomía para relacionar el comportamiento dinámico conjunto de un grupo de variables. Es el método prevalente para modelar series de tiempo.
- Un sistema VAR contiene un grupo de m variables, que se expresan como una función lineal de p de rezagos de sí misma y de las otra $m-1$ variables, más un término de error.

$$\begin{aligned}y_t &= \beta_{y0} + \beta_{yy1}y_{t-1} + \dots + \beta_{yyp}y_{t-p} + \beta_{yx1}x_{t-1} + \dots + \beta_{xyp}x_{t-p} + v_t^y \\x_t &= \beta_{x0} + \beta_{xx1}x_{t-1} + \dots + \beta_{xxp}x_{t-p} + \beta_{xy1}y_{t-1} + \dots + \beta_{xyp}x_{t-p} + v_t^x\end{aligned}$$

Fuente: Parker, J. A. (2012). *Learning Time-Series Econometrics*. Portland: Reed College. Retrieved 08 28, 2014, from http://academic.reed.edu/economics/parker/s14/312/tschapters/S13_Ch_5.pdf

Modelos econométricos de proyección

Vectores de Corrección del Error (VEC)

- Cuando las variables son individualmente no estacionarias deben ser cointegradas. Si las variables son cointegradas deben tener una tendencia estocástica común, alrededor de la cual se mueven juntas alrededor de trayectorias no estacionarias.
- En el caso de dos variables y una relación de cointegración, se hace la primera diferencia de la ecuación y se incluye un término de corrección del error que mide la desviación del período previo del equilibrio de largo plazo.

$$\begin{aligned} \Delta y_t &= \beta_{y0} + \beta_{yy1}\Delta y_{t-1} + \dots + \beta_{yys}\Delta y_{t-s} + \beta_{yx1}\Delta x_{t-1} + \dots + \beta_{yxs}\Delta x_{t-s} \\ &\quad - \lambda_y(y_{t-1} - \alpha_0 - \alpha_1 x_{t-1}) + v_t \end{aligned}$$

Relación de
cointegración

$$y_{t-1} - \alpha_0 - \alpha_1 x_{t-1}$$

Fuente: Parker, J. A. (2012). *Learning Time-Series Econometrics*. Portland: Reed College. Retrieved 08 28, 2014, from http://academic.reed.edu/economics/parker/s14/312/tschapters/S13_Ch_5.pdf

Modelos econométricos de proyección

Criterios estadísticos

- Los modelos elegidos para cada una de las regiones de consumos fueron seleccionados de acuerdo a los siguientes criterios:
 - Bondad de Ajuste: Se evalúan los criterios de información de Akaike, Schwarz y el logaritmo de máxima verosimilitud, tanto para la elección del número de rezagos del modelo, como para elegir entre modelos.
 - Explicación de la demanda por parte del modelo: Se evalúa tanto el R2 como el estadístico F y el error estándar.
 - Adicionalmente, se utilizaron variables dicótomas para evitar que el modelo siga tendencias temporales que lleven a sobre o sub estimaciones de la demanda.
- Los escenarios alto y bajo se determinan sobre el escenario de mayor probabilidad. Para este caso no se emplea la desviación estándar sino el error estándar, con la siguiente fórmula:

$$\text{Escenario (alto y o bajo)} = \text{Escenario medio} \pm z_{95\%} * \text{error estándar}$$



PROYECCIONES DE DEMANDA



PROYECCIONES DE DEMANDA

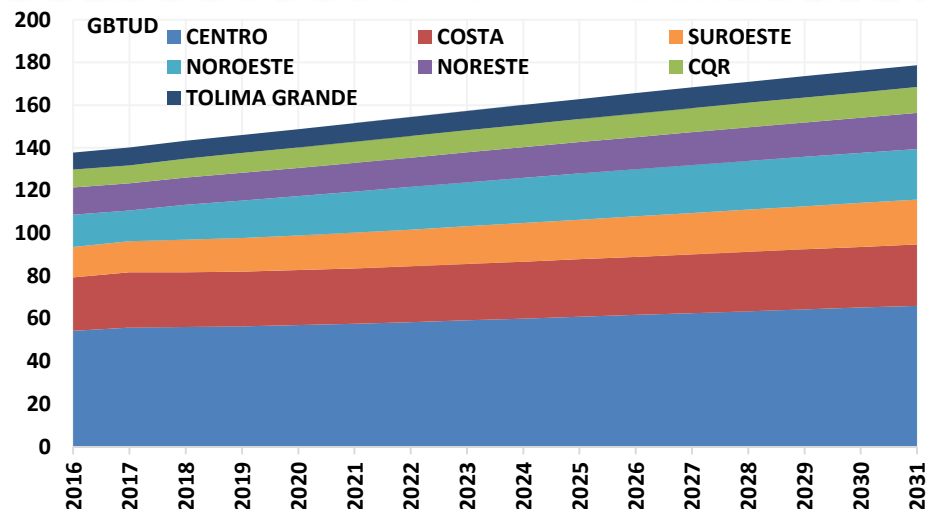
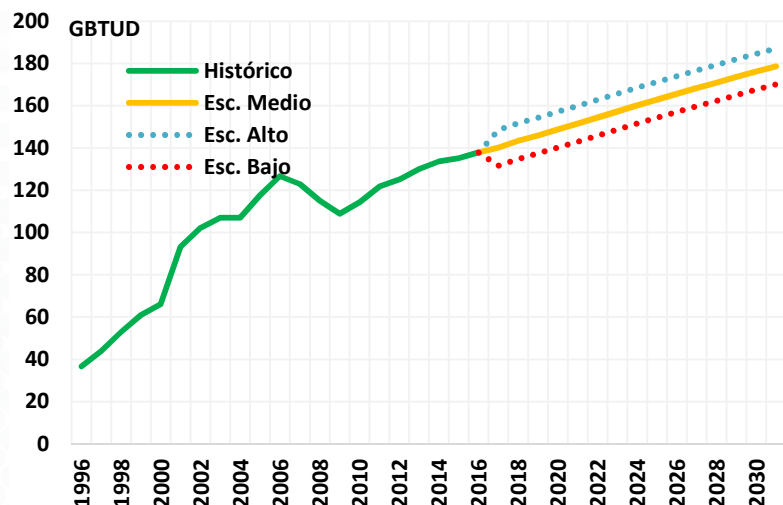
Sector Residencial

- Para las proyecciones de demanda de gas natural tanto nacionales como regionales, se empleo una combinación de un modelo VEC y un modelo VAR, que integra como variables endógenas la Demanda de cada Región, el Precio del gas natural en boca de pozo, Precios de GLP (IP) y la cobertura del servicio en número de hogares como variable exógena.

Variables del modelo residencial	
Variables	Periodicidad
Demanda de Gas Natural	Mensual
Precio de suministro GN	Trimestral
Precio de suministro GLP	Trimestral
Cobertura	Trimestral

PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Residencial



- En 2016 los usuarios residenciales aumentaron en un 6,27%, alcanzando los 8.468.701 conectados a la red. La demanda del sector residencial en 2016 creció al 1,98%
- A 2031 se proyectan incrementos 1,75% promedio anual. Las regiones de mayor crecimiento son Noroeste y Suroeste, con crecimientos anuales promedio por encima del 2,5% (en los últimos 6 años han presentado crecimientos de 7,8% y 4,3% anual promedio respectivamente).

PROYECCIONES DE DEMANDA

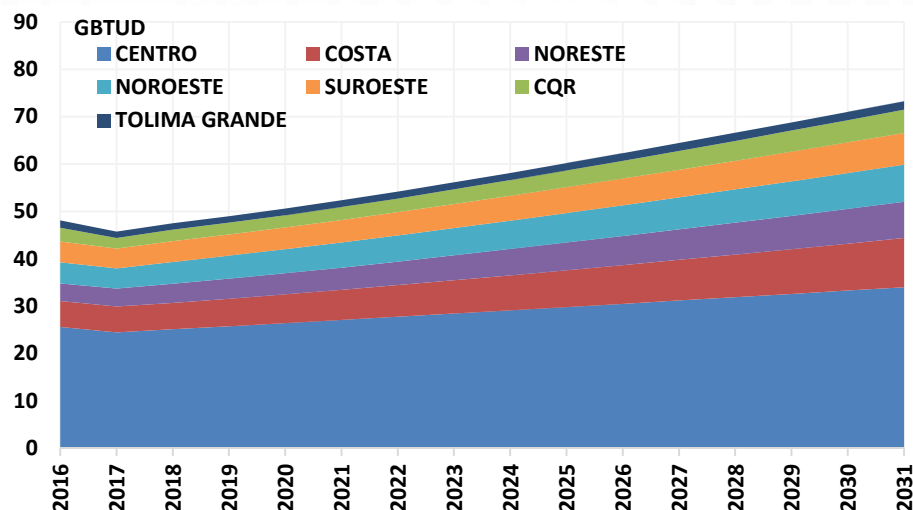
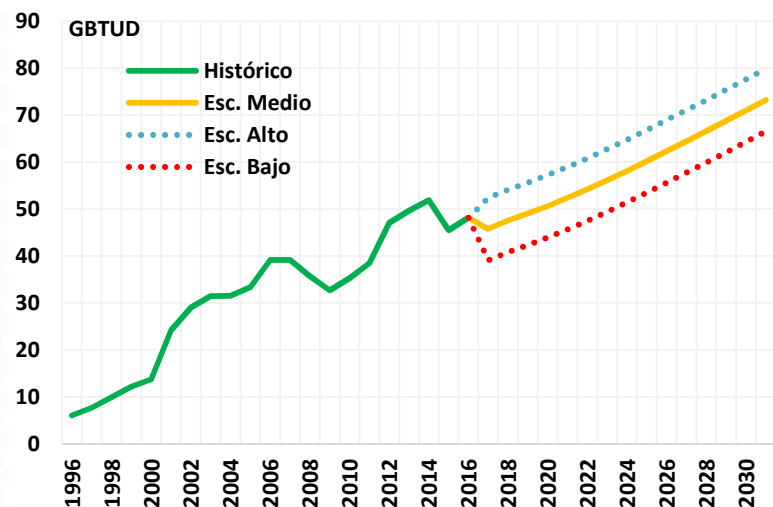
Sector Terciario

- Para las proyecciones de demanda de gas natural tanto nacionales como regionales, se empleo un modelo VEC, que integra como variables endógenas la Demanda de cada Región, el Precio del gas natural en boca de pozo, Precios de GLP (ingreso del productor) y la cobertura del servicio en número de usuarios como variable exógena.

Variables del modelo comercial	
Variables	Periodicidad
Demanda de Gas Natural	Mensual
Precio de suministro GN	Trimestral
Precio de suministro GLP	Trimestral
Cobertura	Trimestral

PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Terciario



- El sector terciario presentó un crecimiento de 5,84% en 2016. Al igual que en el sector residencial, el crecimiento estuvo impulsado por el aumento en el número de usuarios que se conectaron al sistema, pasando de 146.330 en 2015 a 154.508 en 2016.
- A 2031 se proyectan incrementos 2,84% promedio anual (3,7% entre 2010 y 2016). En el sector terciario se espera que la región Centro se mantenga como la de mayor consumo. Se proyecta que las regiones de los santanderes (Noreste), Antioquia (Noroeste) y Valle del Cauca (Suroeste), aumenten por encima del 3% de acuerdo a su capacidad de aumentar el número de usuarios.

PROYECCIONES DE DEMANDA

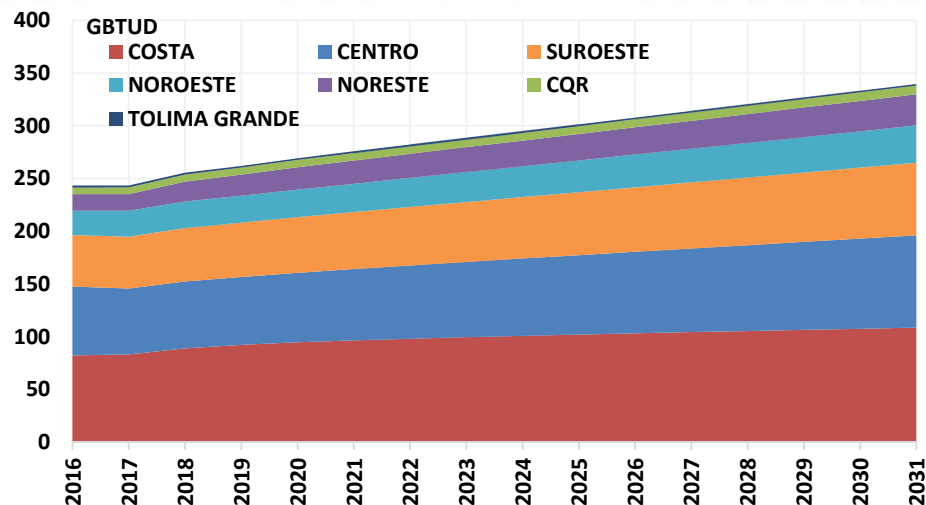
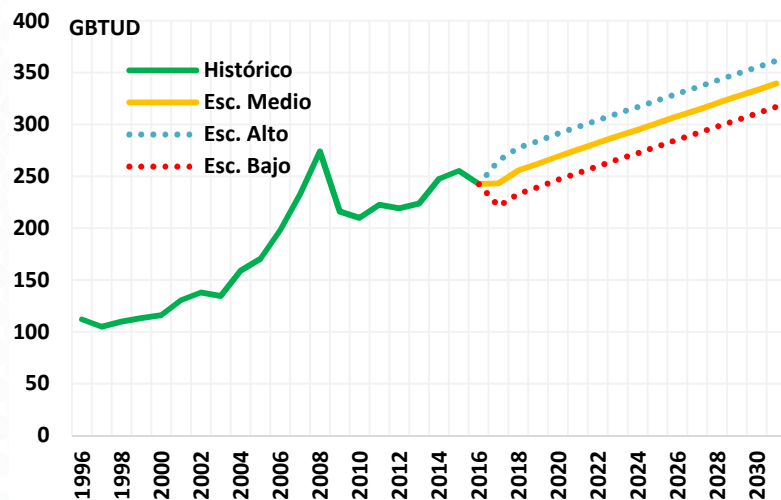
Sector Industrial

- Se empleó un modelo VEC, que integra como variables endógenas la Demanda de cada Región, el Precio del gas natural en boca de pozo, Precios de Carbón Mineral y PIB industrial. Para la demanda regional se utilizaron modelos de mínimos cuadrados dinámicos, relacionando la demanda de cada región con la nacional.

Variables del modelo industrial	
Variables	Periodicidad
Demanda de Gas Natural	Mensual
Precio de suministro GN	Trimestral
Precio de suministro CM	Trimestral
PIB Industrial	Trimestral

PROYECCIONES DE DEMANDA

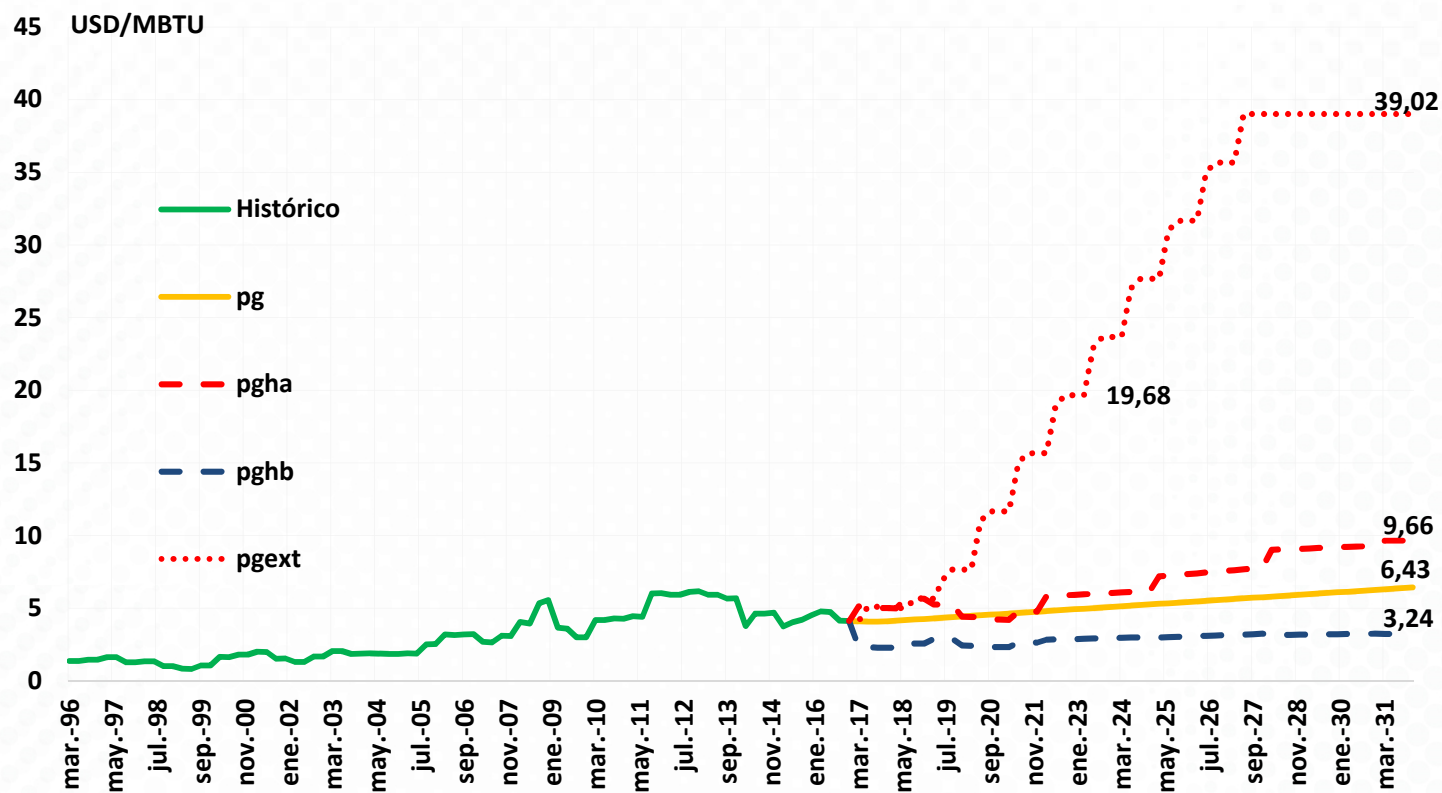
Sector Industrial



- En 2016 la industria presentó una caída de 4,66% en el consumo de gas natural.
- El crecimiento proyectado del sector es 2,25% anual en promedio

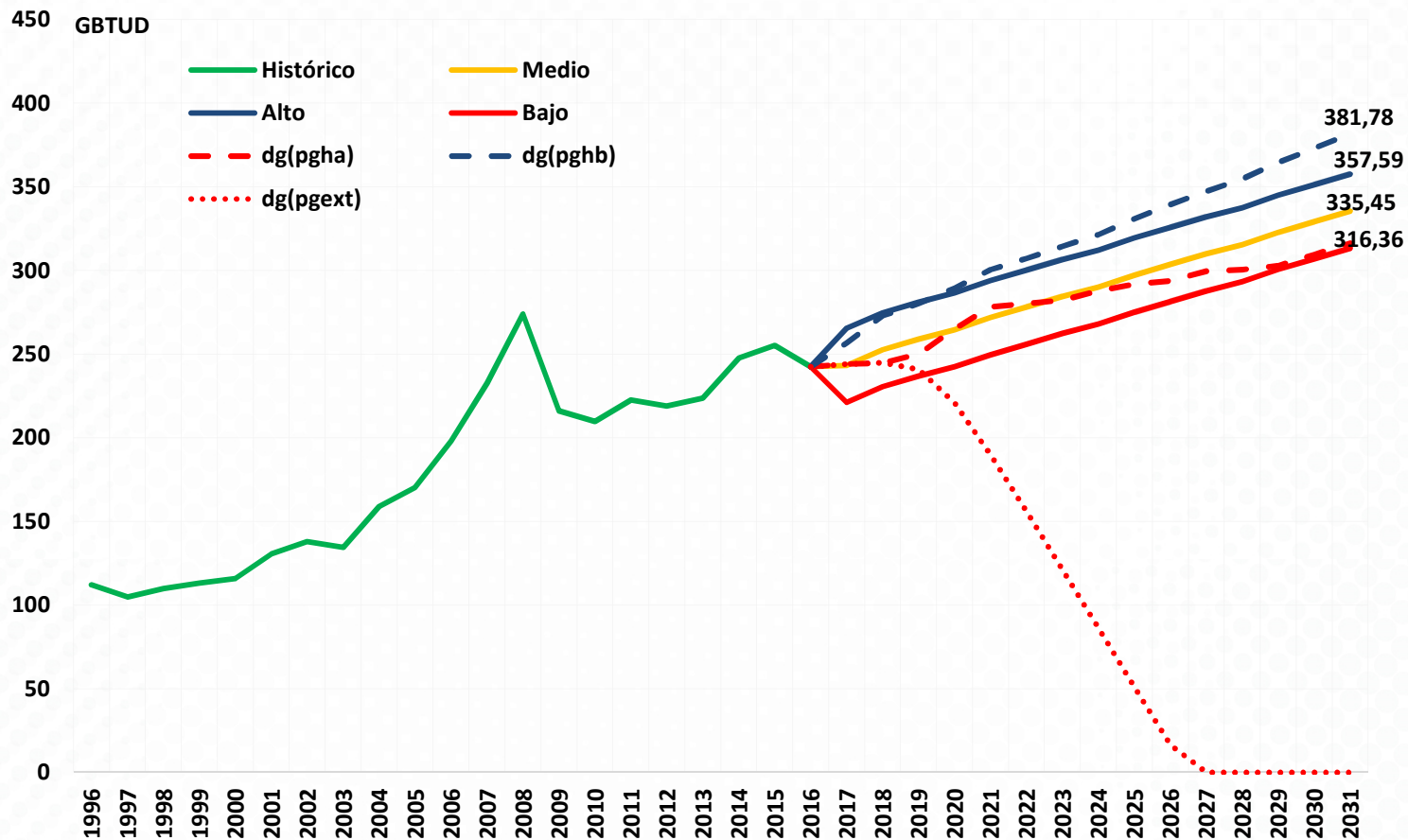
PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Industrial - Sensibilidad de precios



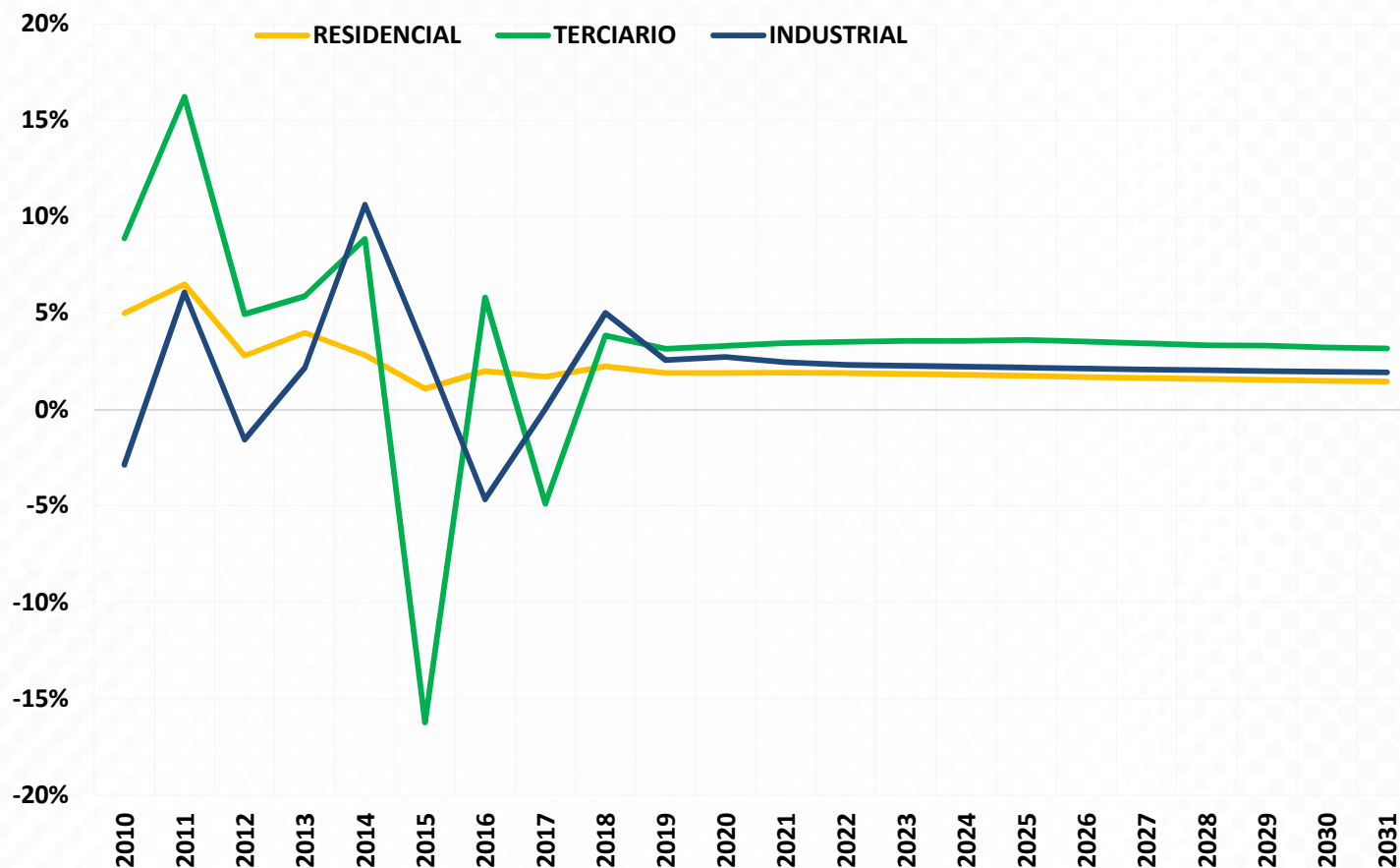
PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Industrial - Sensibilidad de precios



PROYECCIONES DE DEMANDA

Crecimiento de la demanda sectorial



PROYECCIONES DE DEMANDA

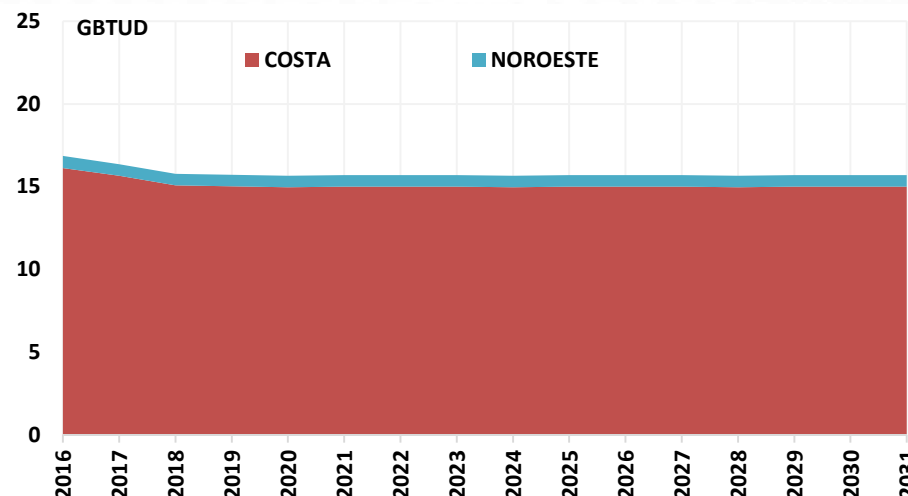
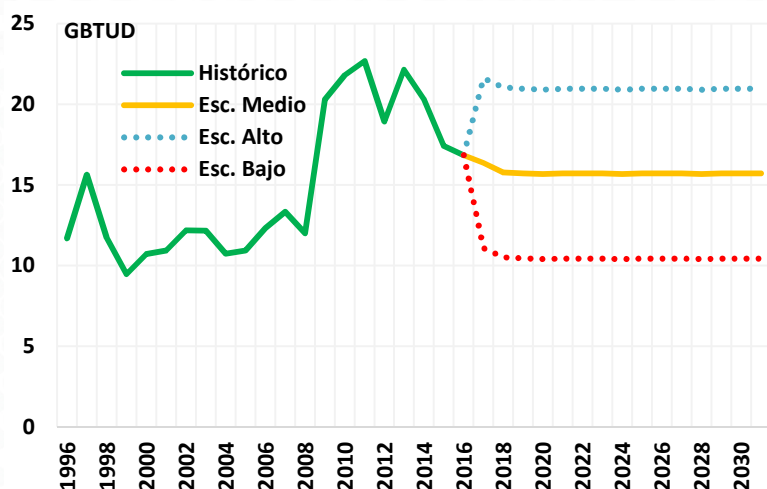
Sector Petroquímica

- Se empleó un modelo VEC para cada región, que integra como variables endógenas la Demanda, el Precio del gas natural en boca de pozo y el Índice de Producción Industrial para el sector de Químicos Básicos (CIU 2041), publicado por el Departamento Nacional de Estadísticas, DANE.

Variables del modelo petroquímicos	
Variables	Periodicidad
Demanda de Gas Natural	Mensual
Precio de suministro GN	Trimestral
IPI Químicas Básicas	Trimestral

PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Petroquímica



- En 2016 la demanda del sector cayó en 3,28%, como consecuencia del aumento en los precios del energético, en particular en la costa.
- No se espera la entrada de proyectos en el sector, por lo que se esperaría que la demanda se mantuviera en los niveles actuales



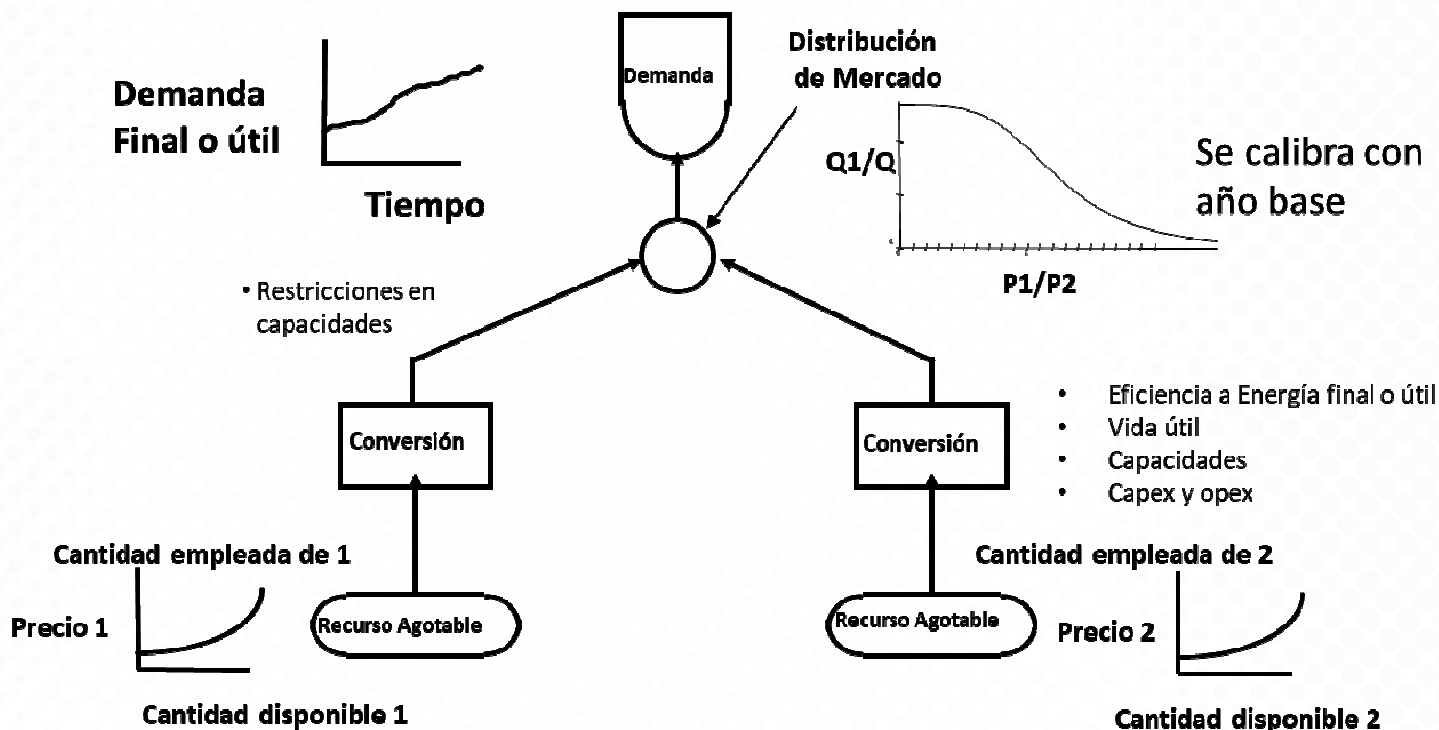
OTROS MODELOS UTILIZADOS



PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Transporte (GNVC)

Se empleo un modelo técnico - económico en el software ENPEP en le cual se tuvieron en cuenta consumos históricos, precios tanto de la tecnología como del energético y el comportamiento de sustitutos como la gasolina.



PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Transporte (GNVC) - Supuestos

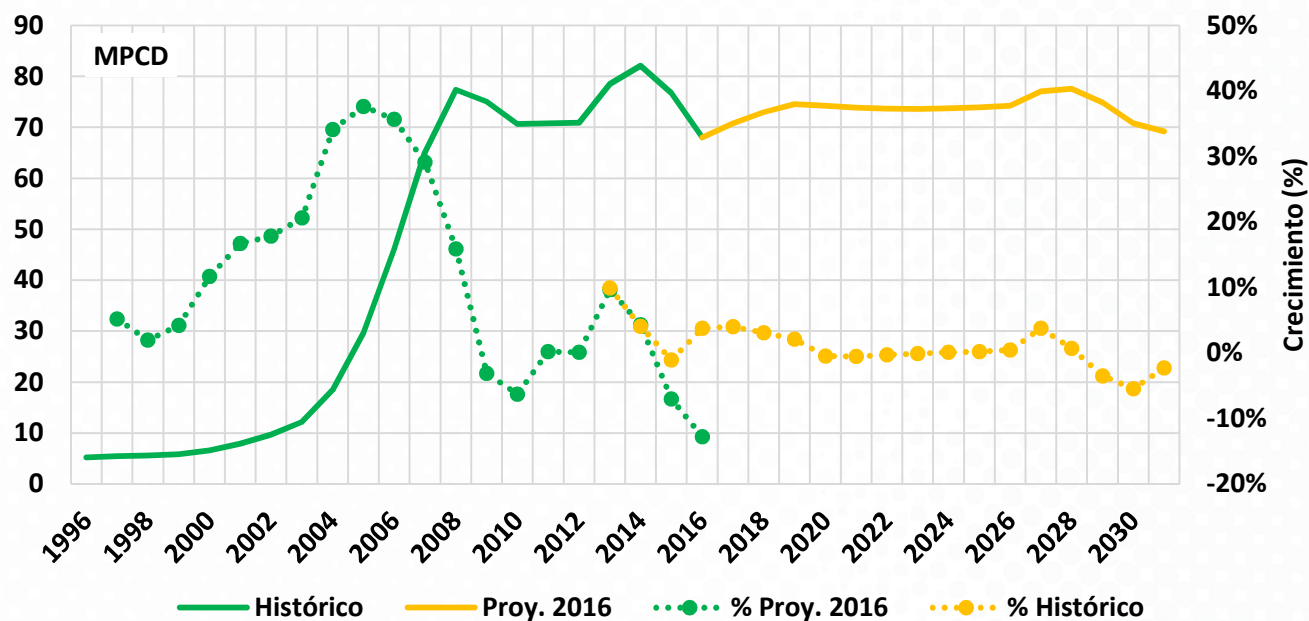
Se asumió una competitividad del GNVC del 30%, un escenario de precios del petróleo de 40USD/barril, entrada de taxis eléctricos y buses a GNV tanto en Bogotá como en otras ciudades afectando la proyección de demanda.

Variables del modelo transporte	
Variables	Periodicidad
Demanda de Gas Natural Vehicular	Anual
Competitividad histórica del GNV	Anual
Precio de venta Gasolina Motor	Anual
Demanda de Gasolina Motor	Anual
PIB (revisión Ag. 2016), Población, TRM	Anual

PROYECCIONES DE DEMANDA

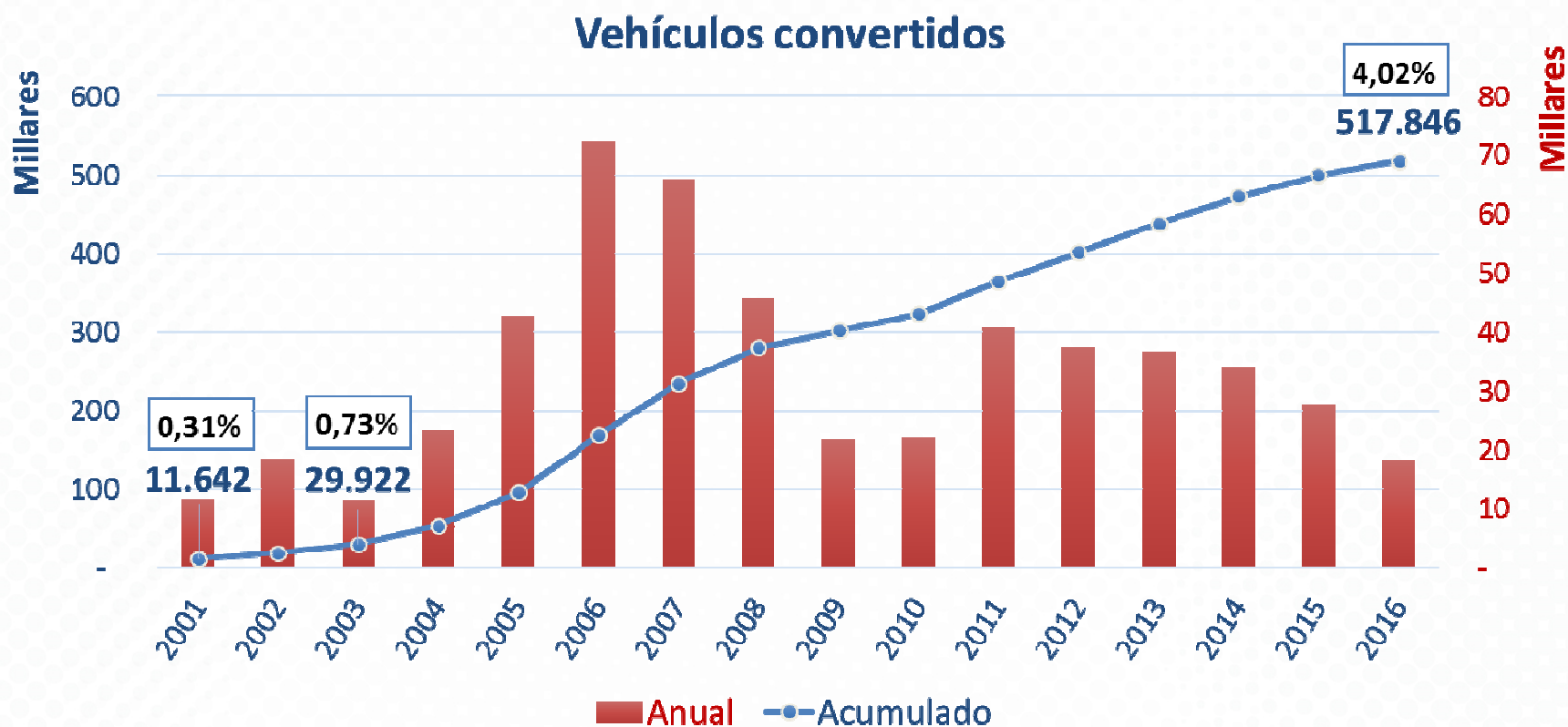
Sector Transporte (GNVC)

Históricos	Proyección
1996 - 2016	2017 - 2022
20 años	5 años
13.73%	0.79%
2007 - 2016	2017 - 2026
10 años	10 años
0.50%	0.53%
2011 - 2016	2017 - 2031
5 años	15 años
-0.79%	-0.16%



PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Transporte (GNVC) - Conversiones

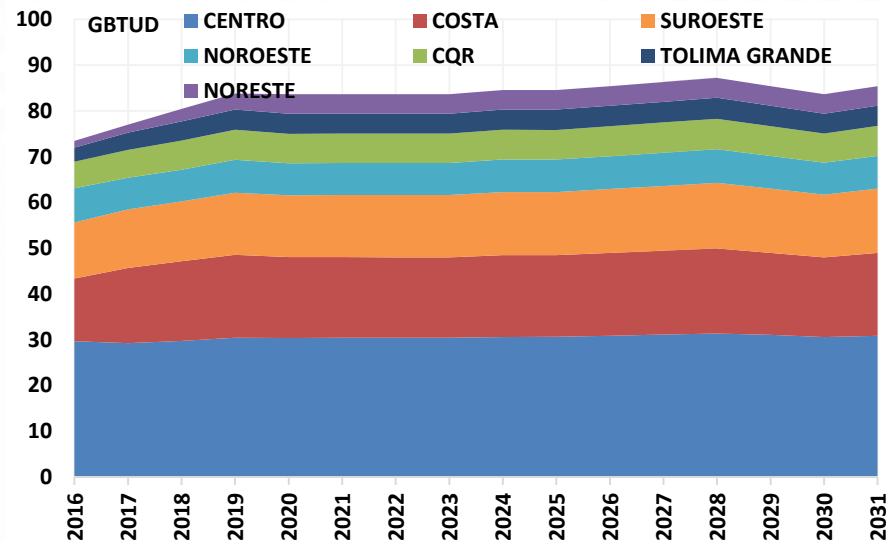
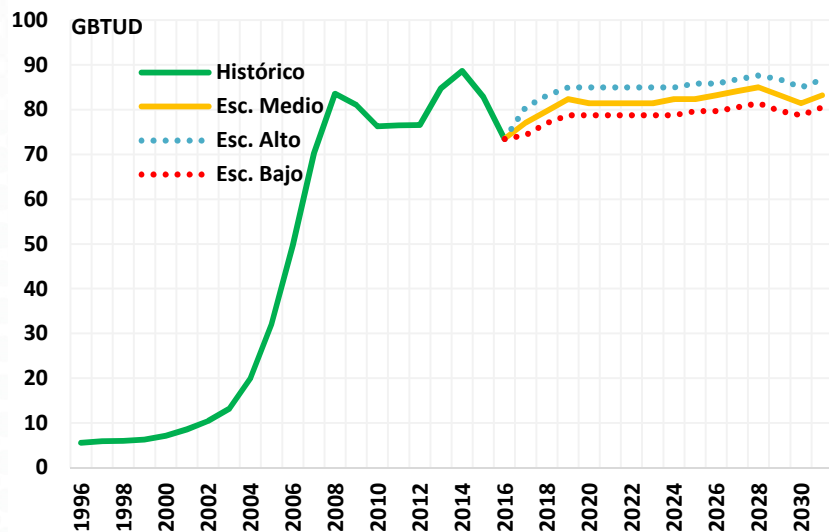


Fuente: MinMinas, UPME (2017)

Porcentaje de vehículos sobre el total nacional.

PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Transporte (GNVC)



- Durante 2016, el sector transporte tuvo una caída significativa en su consumo de gas natural. Con respecto a 2015, la demanda del sector cayó un 11,07%.
- Para el horizonte de proyección la demanda se mantiene constante.

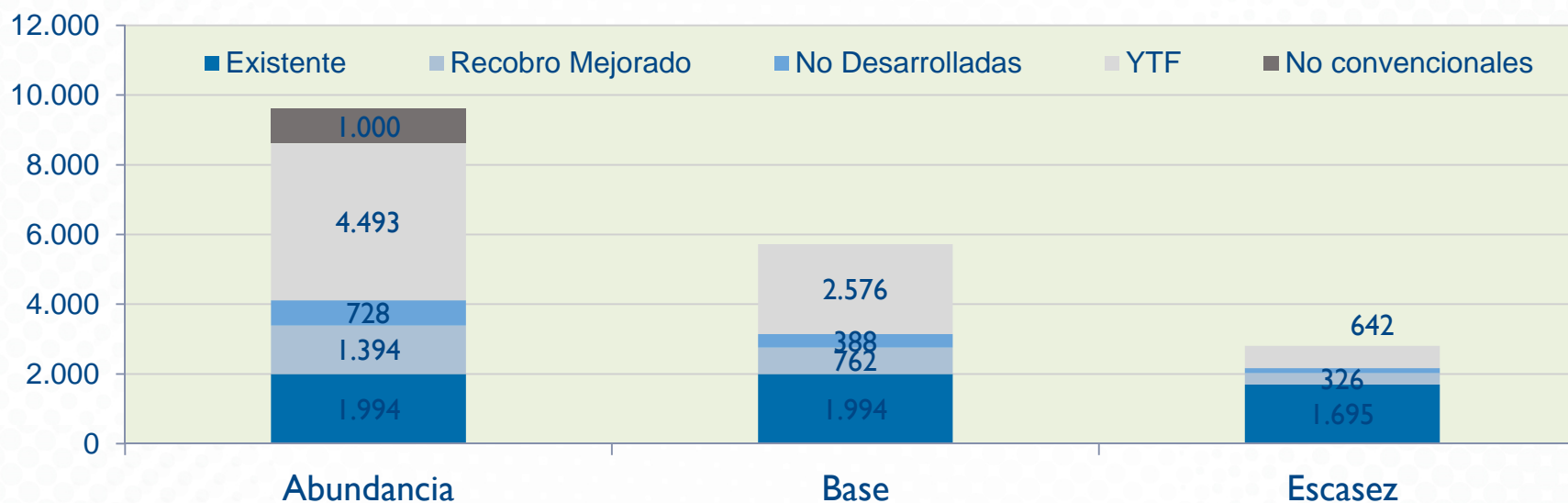
PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Petrolero

Se utilizan datos reportados por la compañía colombiana de Petróleos ECOPETROL, de acuerdo a sus expectativas de consumo en sus instalaciones actuales y a proyectos de expansión y los volúmenes reportados como producción comprometida para las refinerías en la Declaración de Producción de 2017. Adicionalmente se tienen identificados otros proyectos de recuperación mejorada, en los cuales es fundamental el uso del gas natural, y adicionan reservas de petróleo brindando al país autoabastecimiento de petróleo, principalmente para carga a refinerías.

Incorporación de reservas de crudo por escenario (2016-2036)

De acuerdo a las hipótesis realizadas, la incorporación de reservas de crudo podría estar entre 1 y 7 MMBbls dependiendo principalmente del escenario YTF y el recobro mejorado.

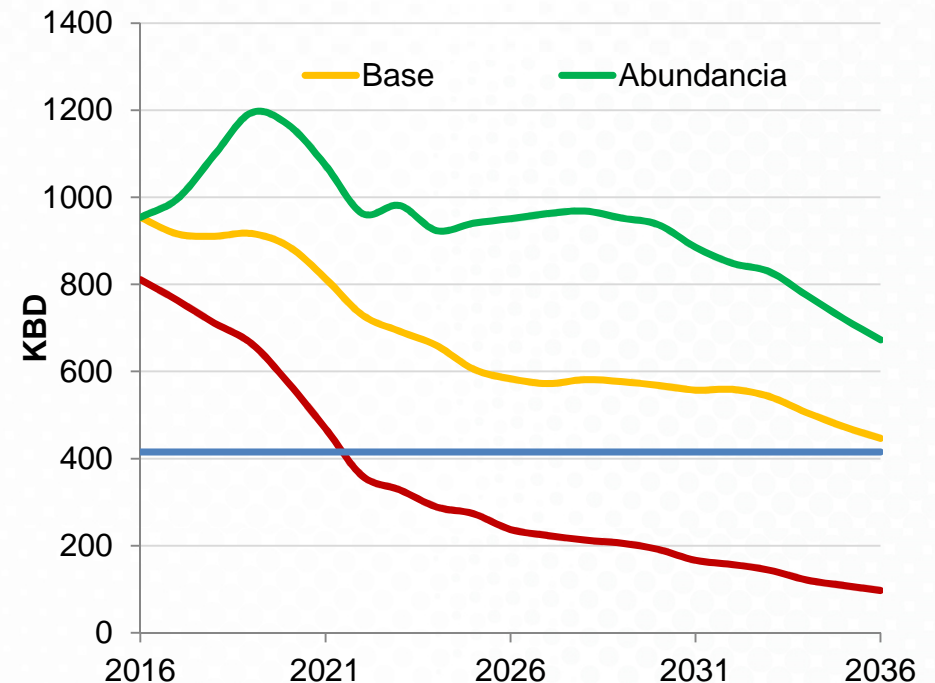
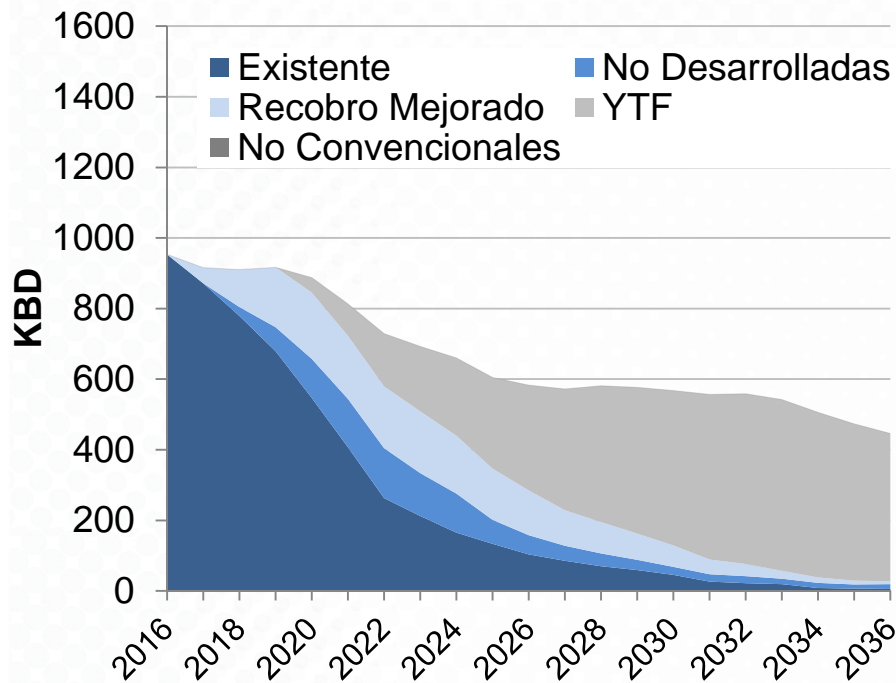


MMBbl	Abundancia	Base	Escasez
Total Reservas a Producir	9,609	5,720	2,804
Incorporación de Reservas	7,615	3,726	1,109
Incorporación Promedio Anual	381	186	55

Oferta de hidrocarburos por componente

Escenario Base

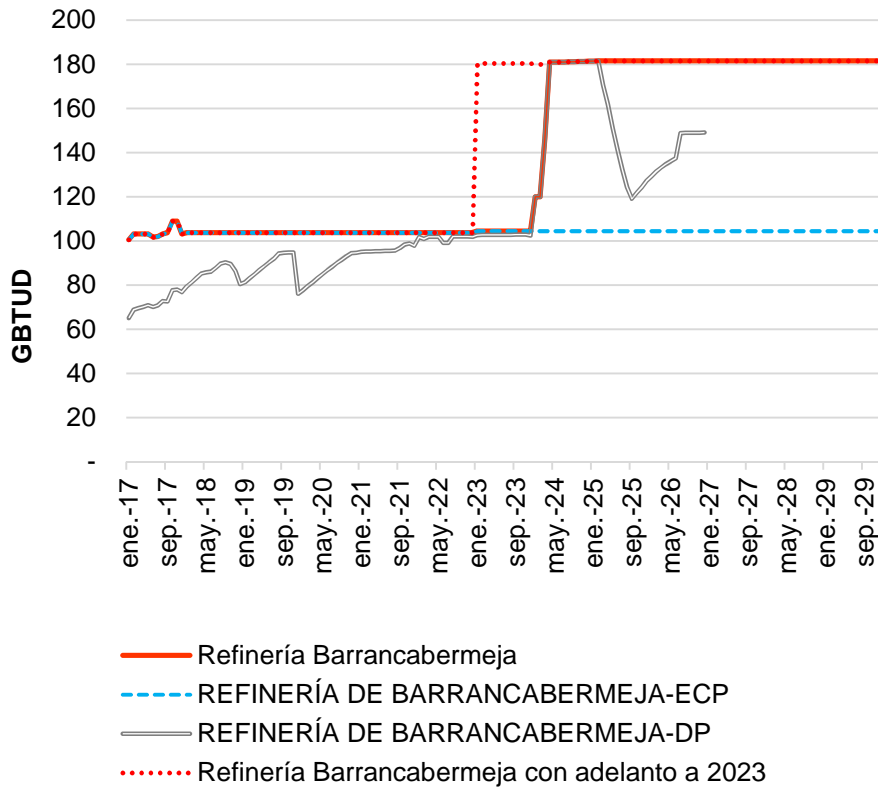
En el Escenario Base la oferta de crudo se mantiene sobre los 800 KBPD en los próximos cuatro años.



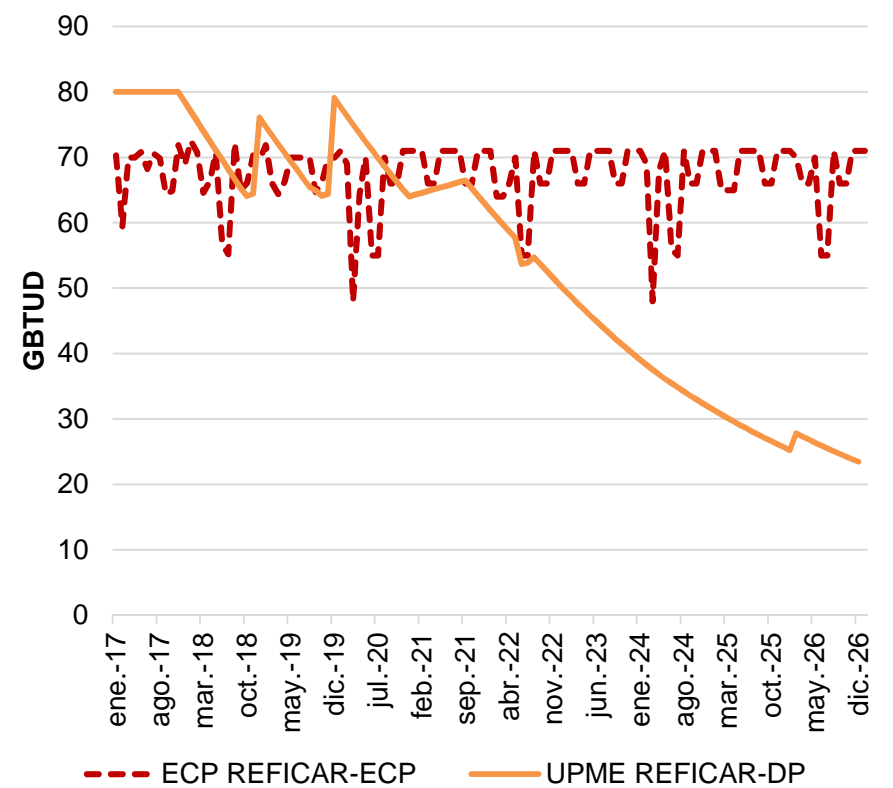
En el escenario de Escasez se caracteriza por muy poca actividad E&P por lo que la oferta de crudo se mantiene en niveles cercanos a 700 Kbls/d hasta el 2020, el recobro mejorado del escenario base y abundancia brindan autoabastecimiento de petróleo hasta 2036.

Demanda refinерías para demanda petrolera

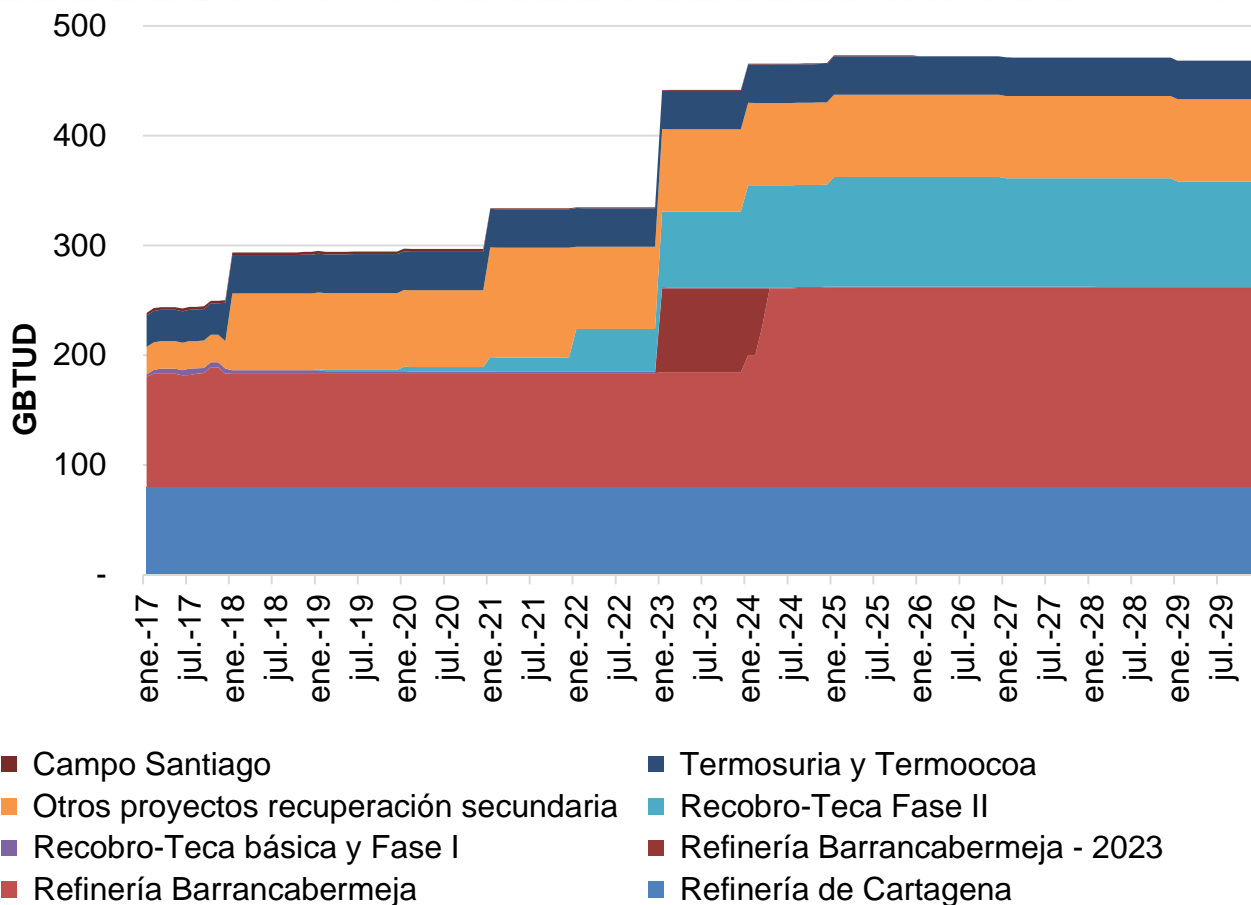
Barrancabermeja



Cartagena



DEMANDA PETROLERA DE GAS NATURAL



Escenario Medio

Reficar – Barrancabermeja tiene volúmenes comprometidos en la declaración de producción 2017 (Incluidos)

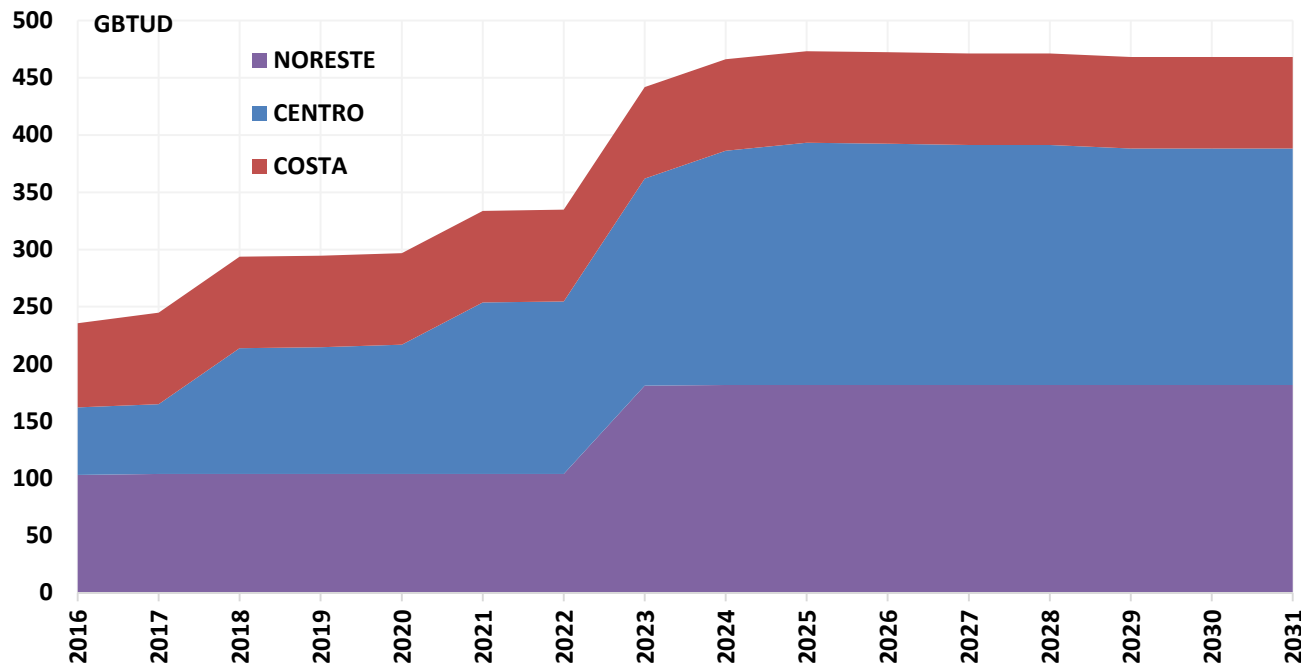
Recuperación secundaria

- Teca (Fase I y Fase II) Info ECP.
- Nare – volúmenes semejantes a teca Fase II (no están incluidos) – Info: ECP
- Otros proyectos – 30 MPCD.
- Termosuria - Termoocoa- Campo Santiago reportados por ECP.

Fuente: Ecopetrol – UPME 2017

PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Petrolero



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra, 2017

PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Termoeléctrico

La estimación de la demanda de gas natural obedece principalmente al comportamiento de la hidrología y a la conformación de la matriz de expansión en generación.

Se plantean diferentes escenarios con base en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2016-2030.

Para el cálculo de la demanda de gas natural se utiliza el modelo energético SDDP, en el cual se simula la operación del SIN del forma uninodal (No tiene en cuenta restricciones).

Los valores de combustible para la generación de seguridad se estiman con el modelo de simulación eléctrica DIGSILENT (Tiene en cuenta restricciones)

PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Termoeléctrico

El cálculo del consumo de gas de las plantas despachadas por generación de seguridad se realiza seleccionando el valor máximo entre el despacho realizado por el SDDP y la generación de seguridad estimada con el modelo DIGSILENT.

$$\begin{aligned} & \text{Consumo de Combustibles}_t \\ &= \sum_{i=1}^n (\text{Max}(\text{Consumo SDDP}_{it}, \text{Consumo Gen de Seguridad}_{it})) \cdot (1 + k) \end{aligned}$$

PROYECCIONES DE DEMANDA

Sector Termoeléctrico

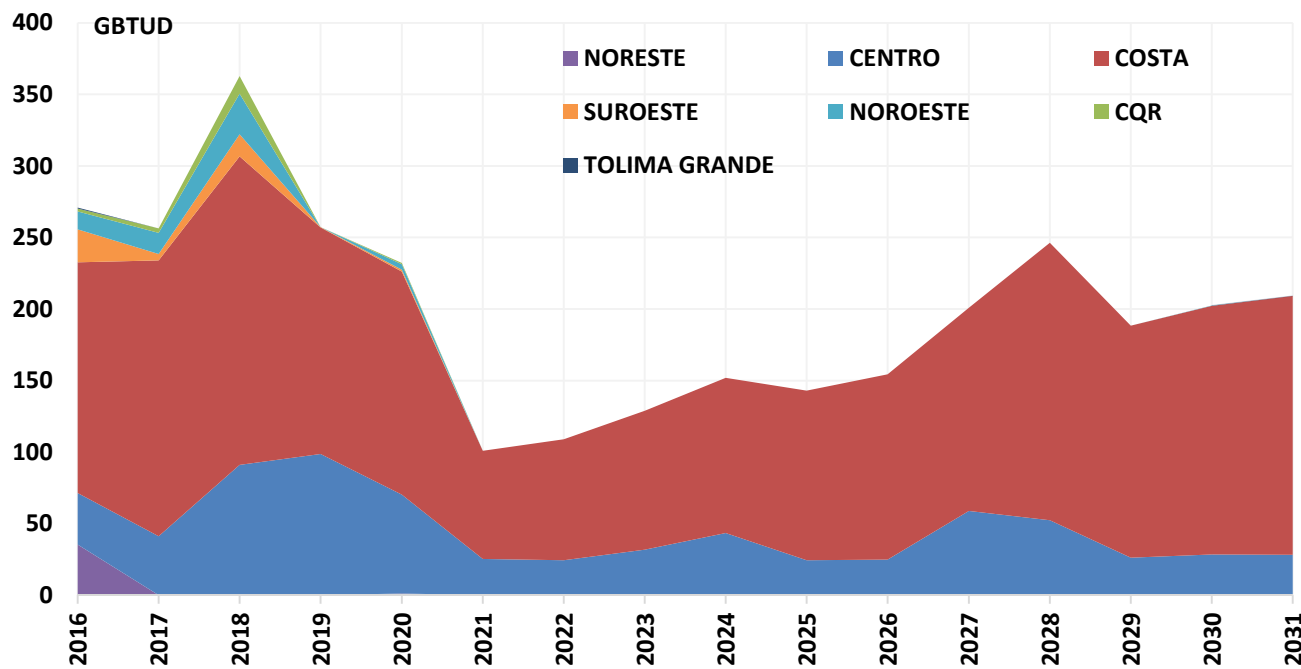
Entradas modelo SDDP:

- Proyección de demanda de energía eléctrica UPME escenario alto.
- Proyección de precios de combustibles UPME.
- Costos (O&M, CERE, FAZNI, Ley 99 y AGC) para cada tecnología de generación.
- Series históricas de hidrología, viento y radiación.

Para la estimación del consumo de gas natural en el sector termoeléctrico se simularon los siguientes escenarios:

PROYECCIONES DE DEMANDA

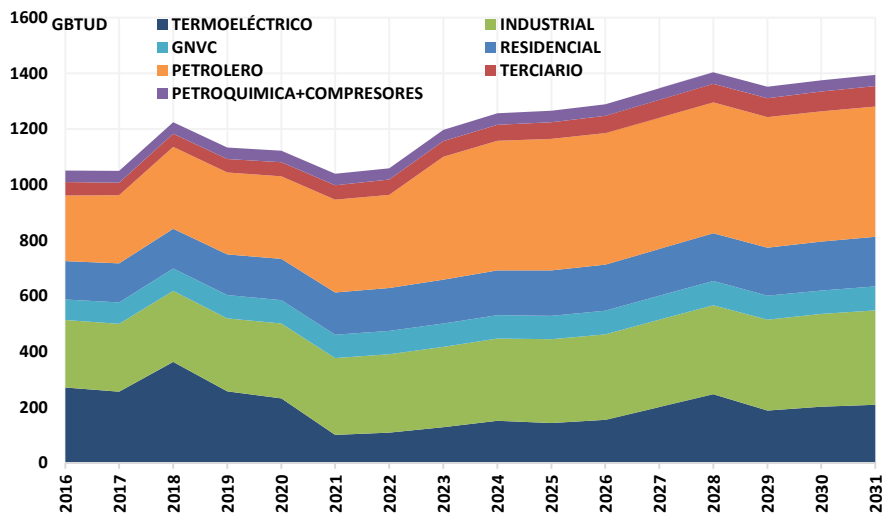
Sector Termoeléctrico



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra, 2017

PROYECCIONES DE DEMANDA

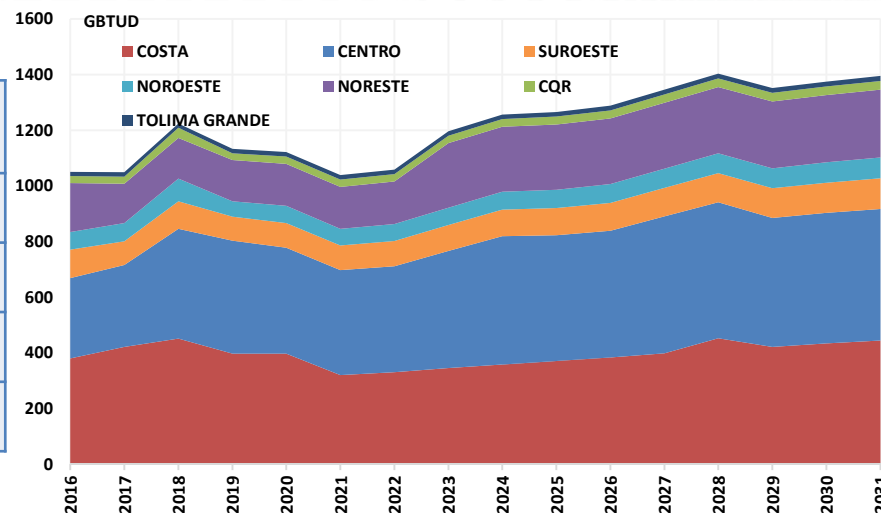
Sectorial y Regional



PERÍODO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIA	PQ+COMPR	GNVC	PETROLERO	TERMO	TOTAL
2016 - 2031	1.75%	2.84%	2.25%	-0.15%	1.01%	4.69%	-1.71%	1.91%
2017 - 2021	1.98%	3.43%	3.18%	-0.38%	2.09%	8.06%	-20.78%	-0.24%
2022 - 2026	1.76%	3.55%	2.19%	0.00%	0.53%	8.99%	9.09%	5.03%
2027 - 2031	1.51%	3.25%	1.97%	0.00%	-0.26%	-0.16%	1.03%	0.90%

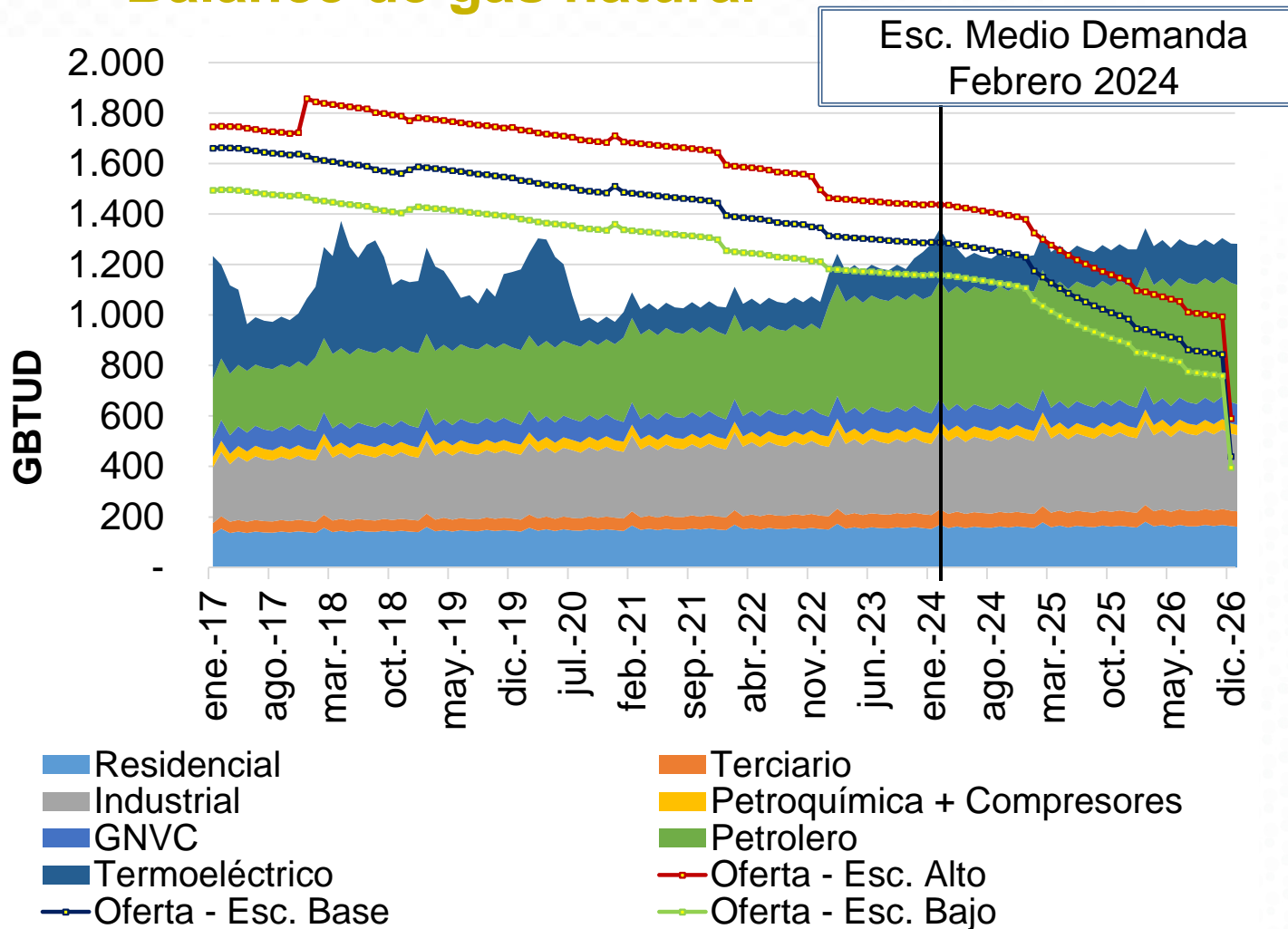
Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra, 2017

DEMANDA DE GAS NATURAL (GBTUD)			
Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2017	1,049	1,126	930
2018	1,224	1,355	999
2019	1,134	1,389	891
2020	1,122	1,242	916
2021	1,039	1,108	976
2022	1,059	1,127	997
2023	1,197	1,325	1,128
2024	1,257	1,328	1,174
2025	1,266	1,334	1,204
2026	1,289	1,355	1,225
2027	1,346	1,440	1,247
2028	1,403	1,484	1,270
2029	1,352	1,419	1,288
2030	1,375	1,445	1,309
2031	1,395	1,464	1,329



BALANCE DE GAS NATURAL

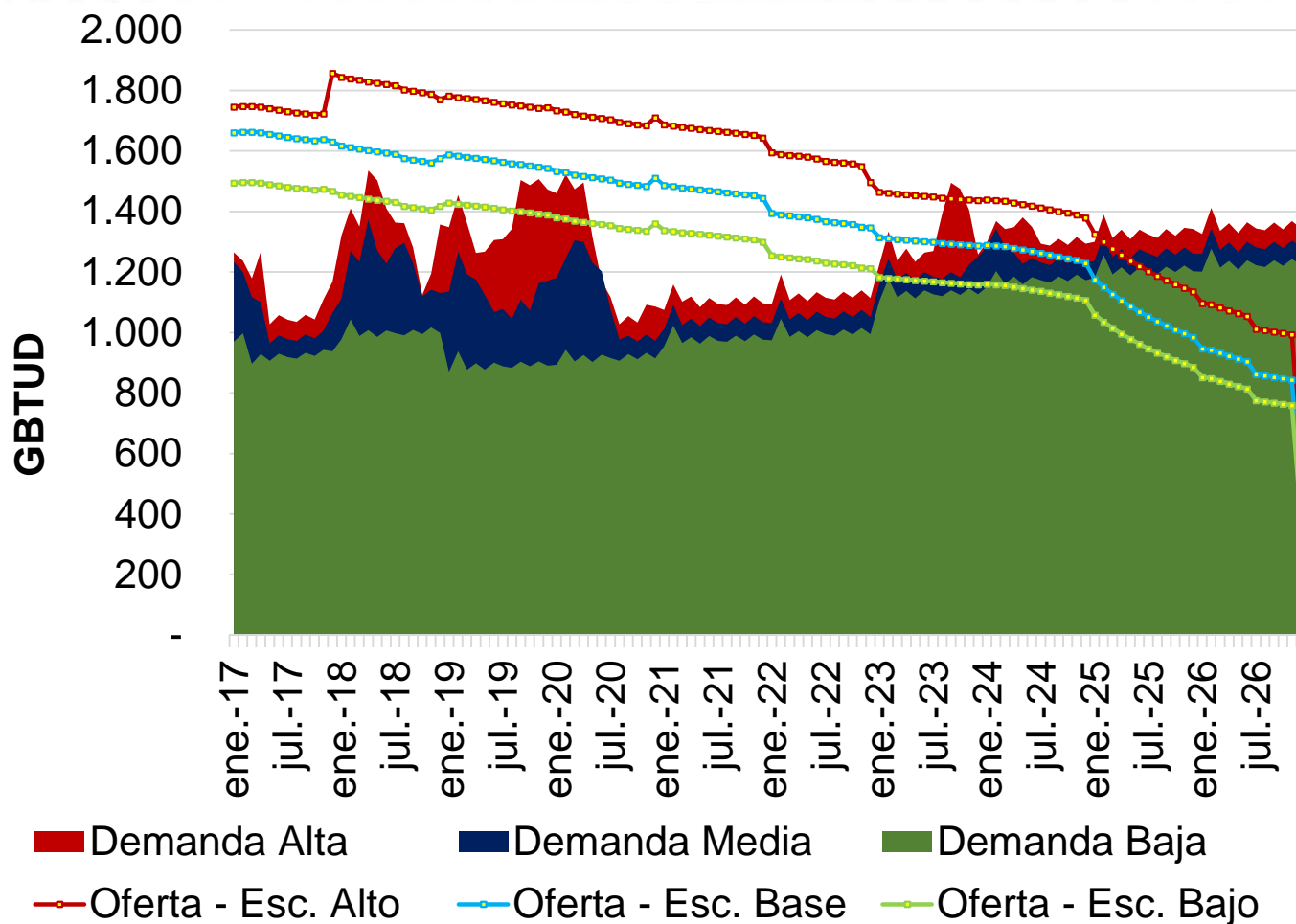
Balance de gas natural



- Esc. medio de demanda (áreas)
- Esc. alto de oferta (PP+CIDV)
- Esc. medio de oferta (PP)
- Esc. bajo de oferta (90% PP)

Fuente: UPME - MME. 2017. Cálculos: UPME

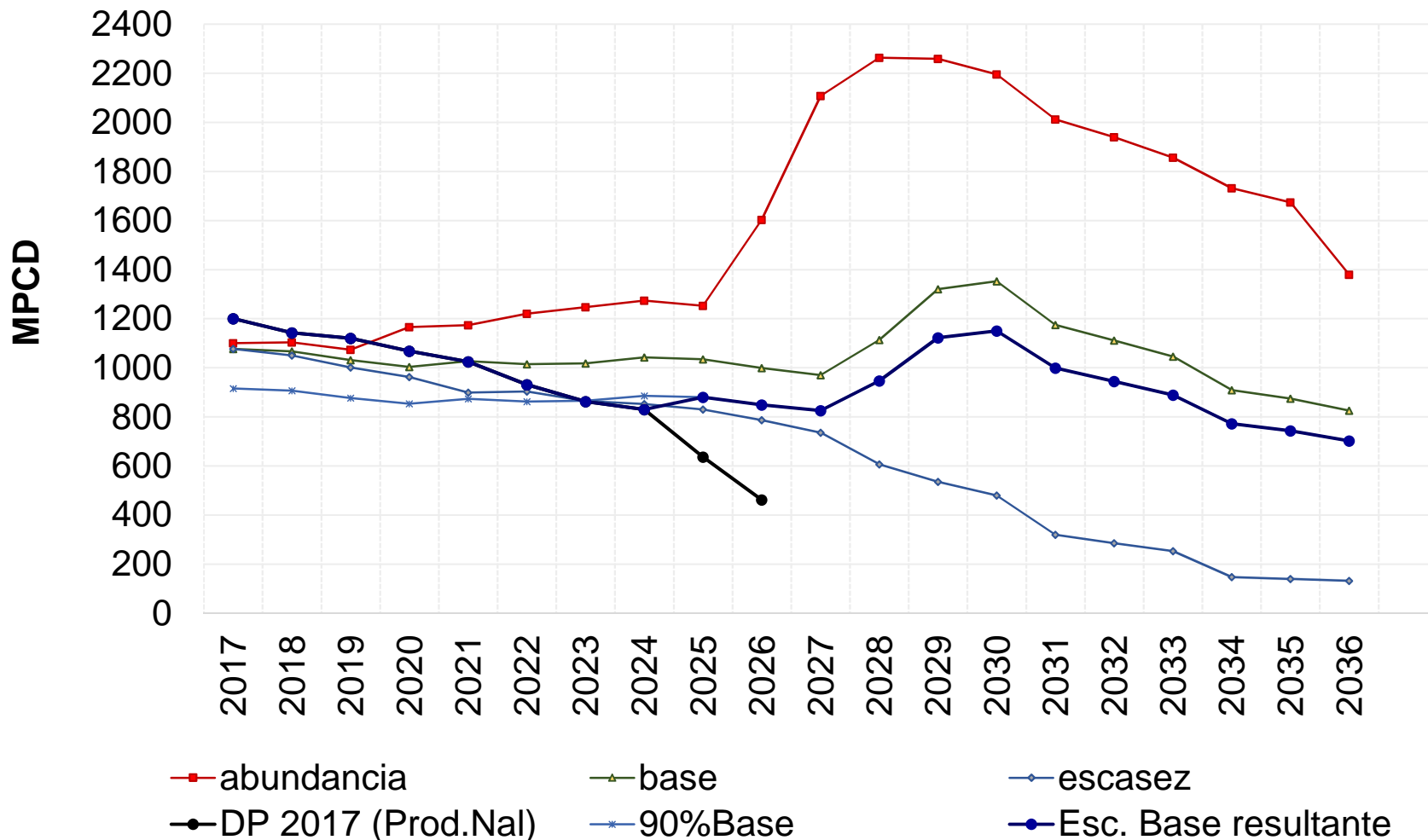
Balance de gas natural



Comb. Esc	Fecha déficit
OB-DA	Ene 23
OB-DM	Mar 23
OB-DB	Feb 24
OM-DA	Feb 23
OM-DM	Feb 24
OM-DB	Ene 25
OA-DA	Sep 23
OA-DM	Feb 25
OA-DB	Jul 25

Fuente: UPME - MME. 2017. Cálculos: UPME

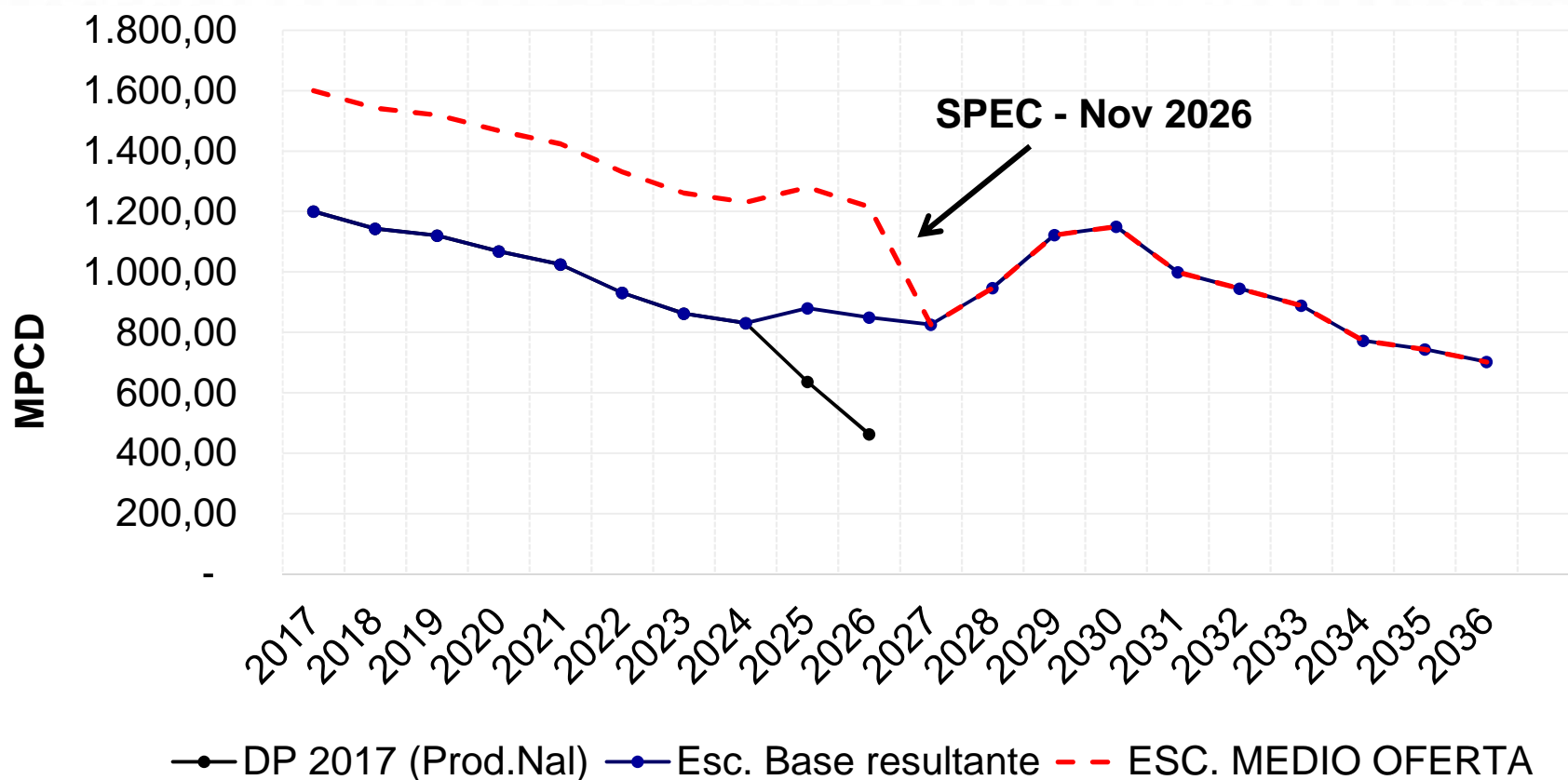
Balance de gas natural



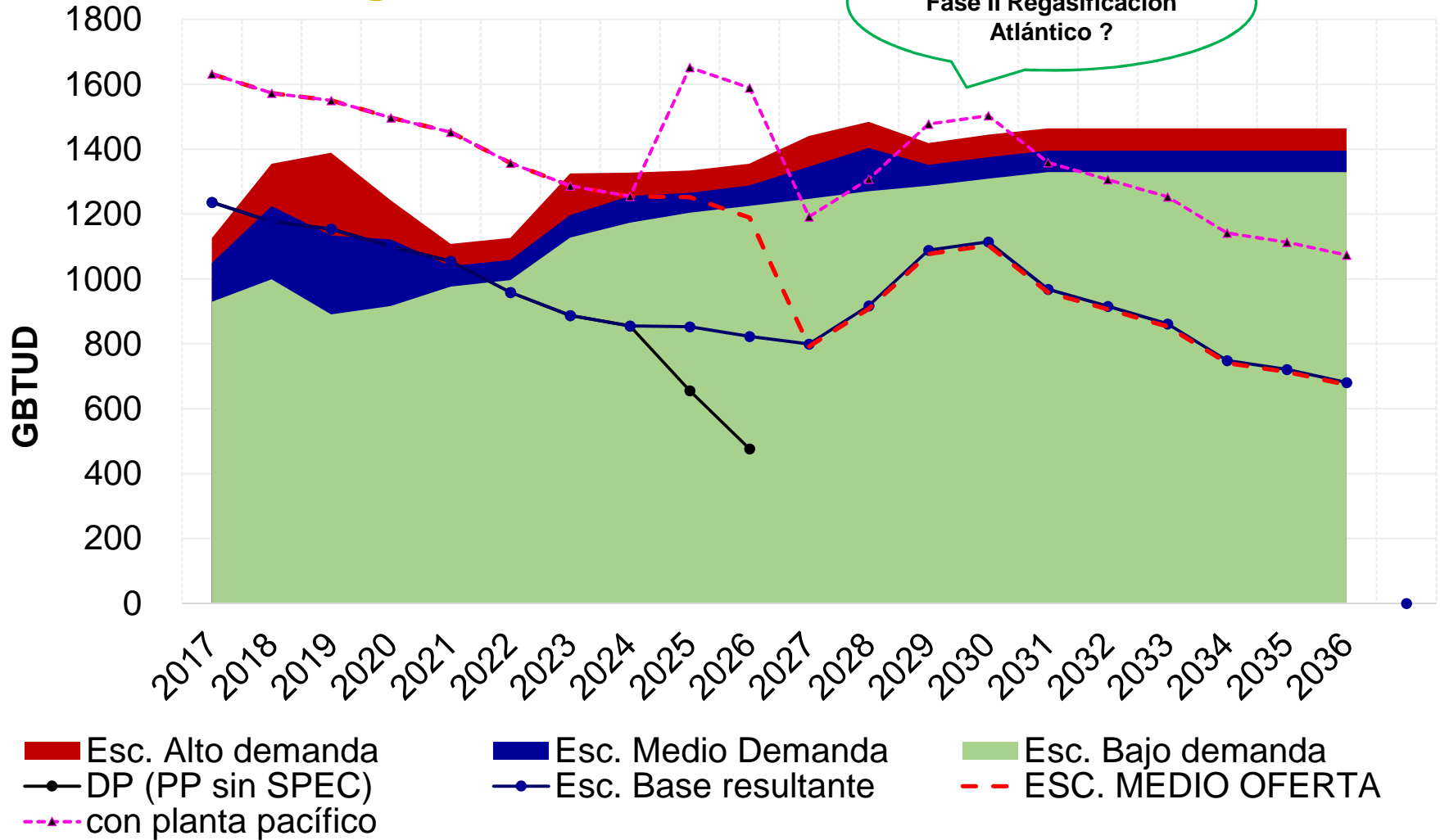
Fuente: UPME - MME. 2017. Cálculos: UPME

Escenarios oferta gas natural 2017

Combinación declaración de producción PP (incluye SPEC hasta Nov 2026) y estudio para la definición de escenarios de incorporación de reservas de hidrocarburos



Balance de gas natural



Fuente: UPME - MME. 2017. Cálculos: UPME

Conclusiones

- Balance volumétrico entre el escenario medio de oferta y medio de demanda indica desbalance desde el mes de febrero de 2024.
- El desbalance del año 2014, se puede equilibrar con la planta de regasificación del Pacífico, además de dar confiabilidad al sistema de gas natural.
- La planta de regasificación del Pacífico, por análisis eléctricos y de confiabilidad puede requerirse antes (objeto de estudio del Plan de abastecimiento de gas natural versión 2017).
- Los escenarios de oferta de la UPME después de 2026 consideran incorporación de reservas de gas natural del offshore Colombiano. Aún así se requieren volúmenes adicionales de gas natural.
- Con combinación de escenarios aún después de 2026 se evidencian desbalances, los cuales pueden ser atendidos con gas del offshore o con una segunda fase de regasificación en el Atlántico.
- El país requiere tomar decisiones anticipadas de modo que se logre la seguridad en el abastecimiento y la confiabilidad, ojalá con gas natural Nacional, que hay que hacer?
- No existe dilema entre la planta de regasificación en el pacífico y la exploración Offshore, debido al tiempo en el que se tendrán los resultados de la exploración en el offshore Colombiano.

GRACIAS

www.upme.gov.co



@upmeoficial



Upme (Oficial)

sandra.leyva@upme.gov.co

luis.hernandez@upme.gov.co

carlos.garcia@upme.gov.co

german.camacho@upme.gov.co

carolina.obando@upme.gov.co



MINMINAS

