

Mecanismos regulatorios para la reducción de los subsidios a la energía en una macroeconomía inestable

Lic. Mauricio E. Roitman

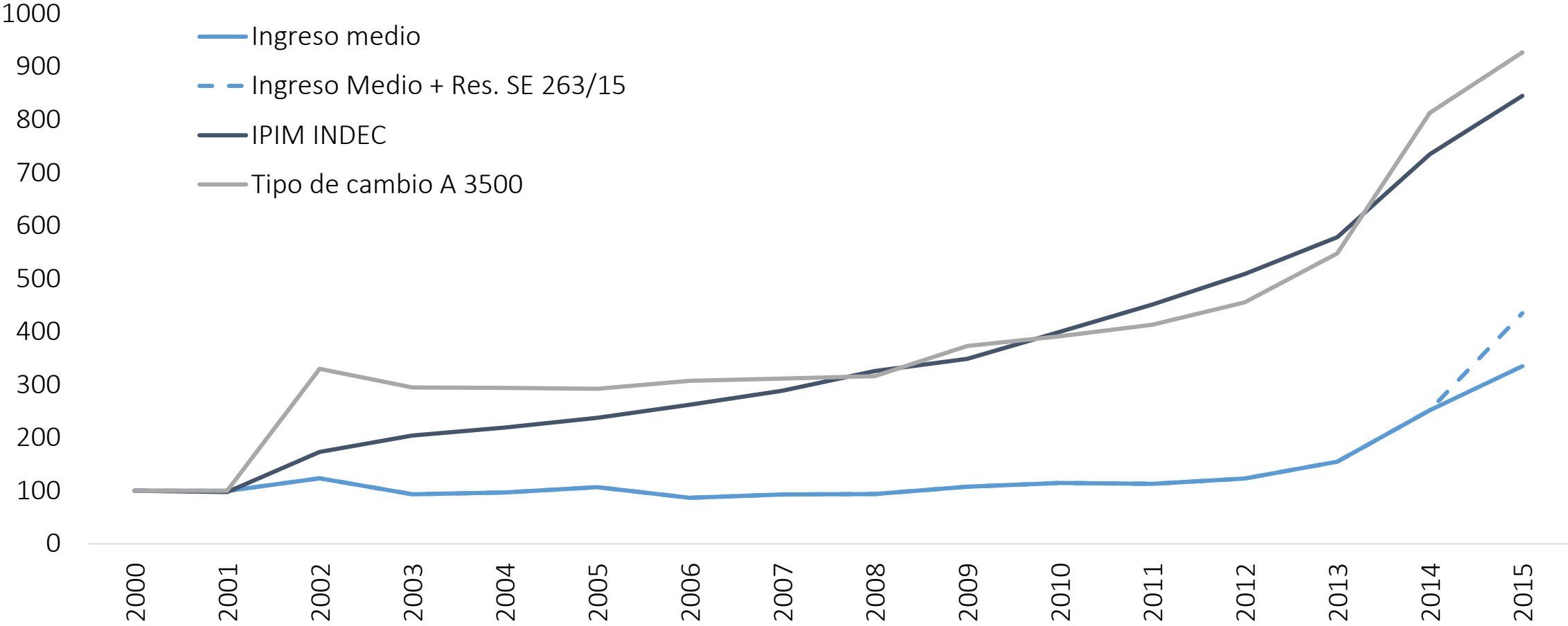
Presidente del ENARGAS

XXIII Reunión Anual de Reguladores de la Energía de ARIAE

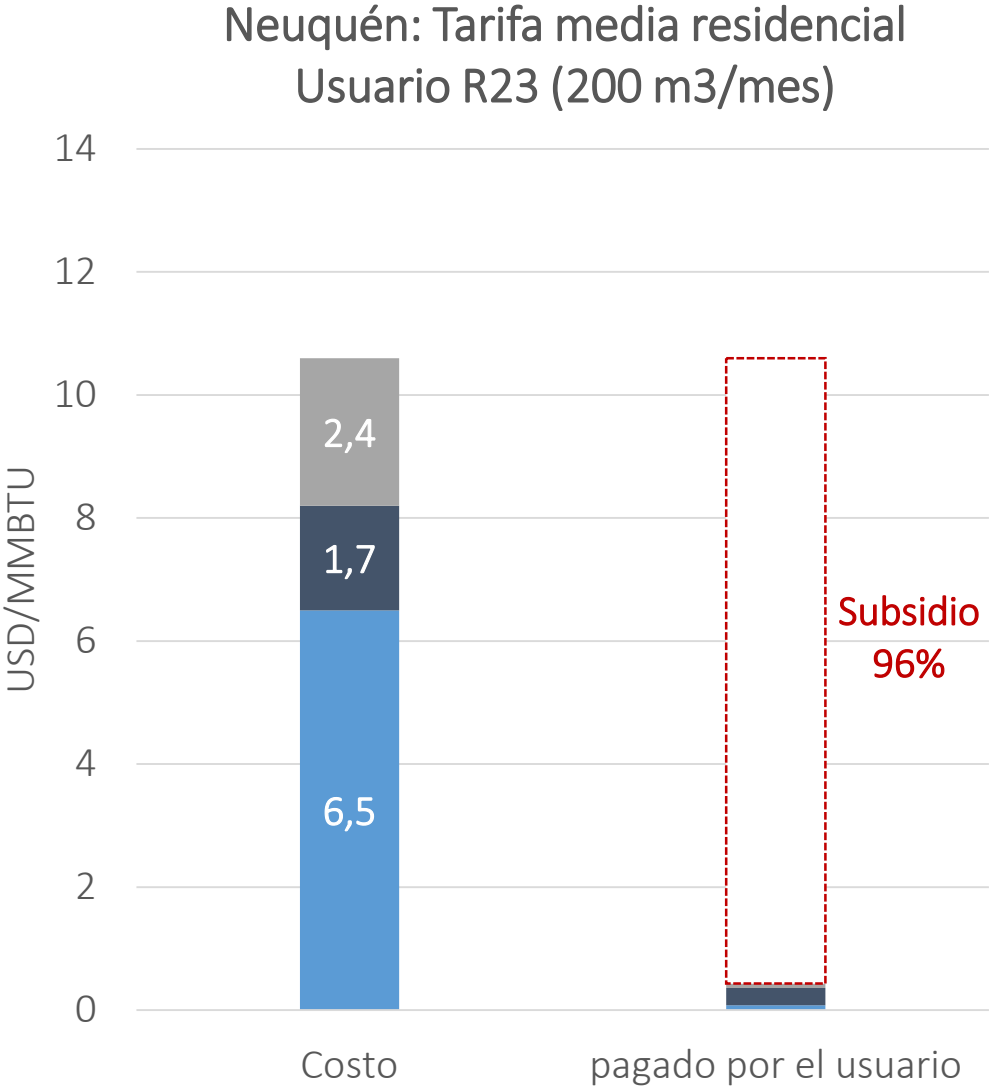
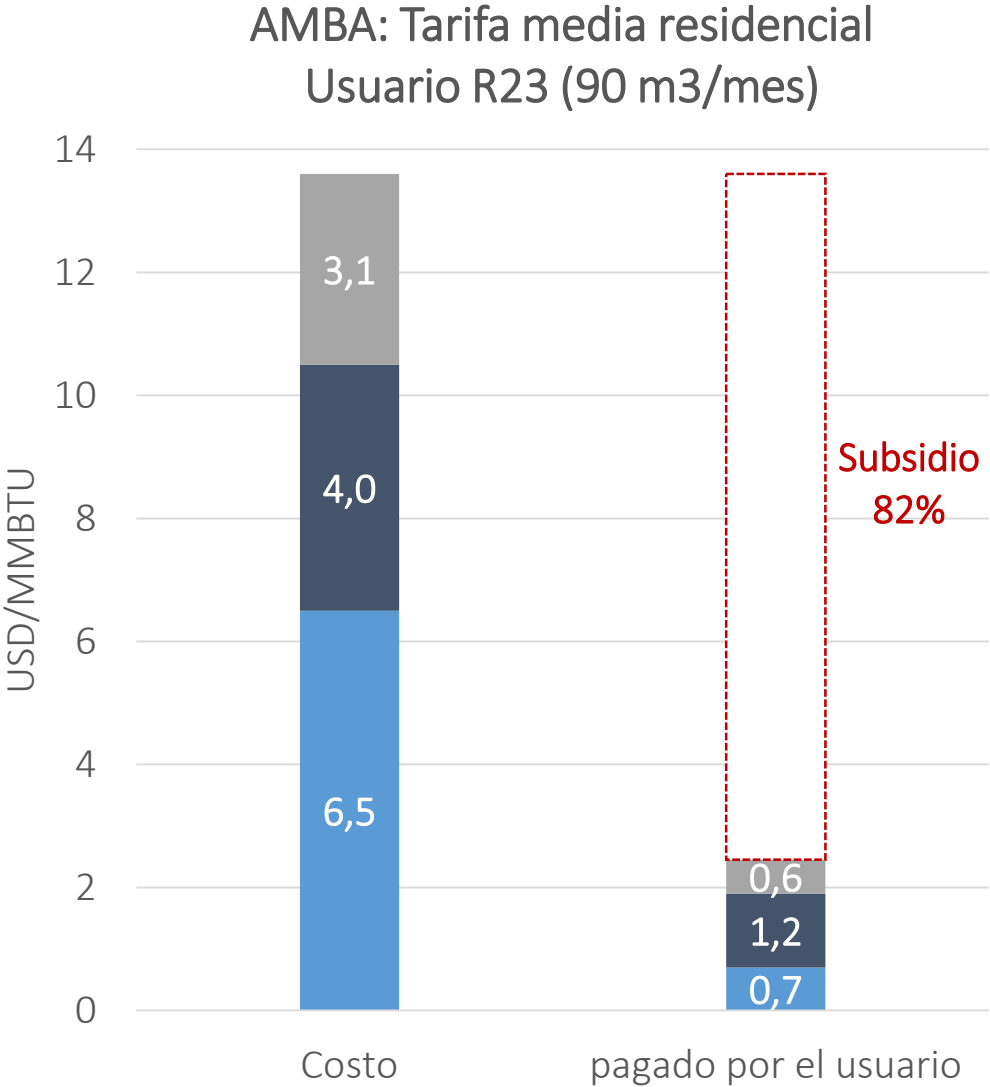
ARIAE Meeting

Punta Cana – 8 de Mayo 2019

Metrogas: evolución de ingresos operativos medios, tipo de cambio y precios mayoristas
Índices base 2000 = 100

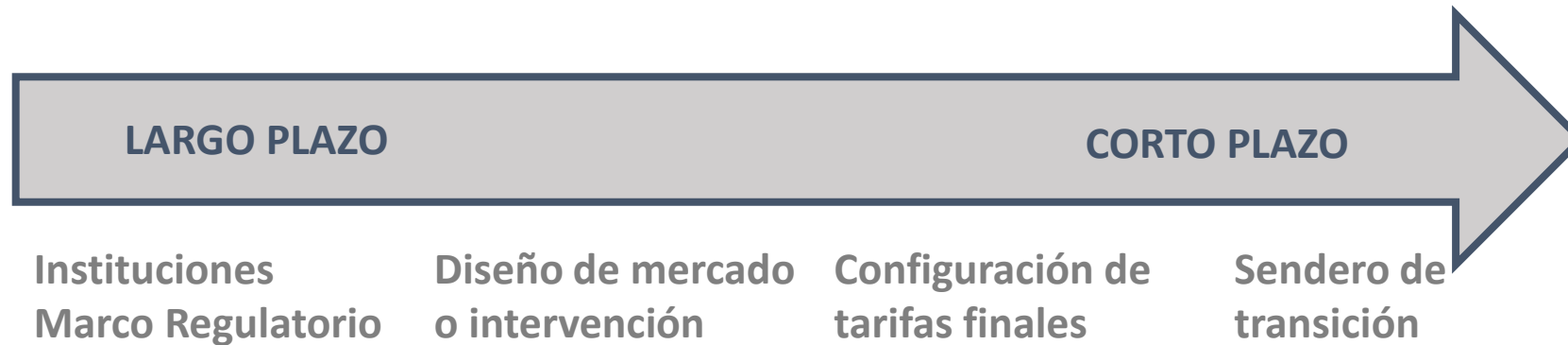


Situación tarifaria al 2015



Gas natural T y D Impuestos Subsidio

Normalización institucional, reforma del mercado y reducción de subsidios al gas en Argentina



Fuente: Navajas, F., "Energía en la Argentina: Diagnósticos, Desafíos y Opciones", 2010.

- Navajas (2010) señala que la transición requiere preguntarse primero a dónde se quiere llegar como esquema permanente.
- La actual reforma tuvo una motivación inicial de origen fiscal y de nivel tarifario.
- Luego dio paso a:
 - La configuración de tarifas finales y su mecanismo de ajuste temporal mediante la Revisión Tarifaria Integral (RTI). El desactivar los juicios en CIADI y otros tribunales también fue uno de los objetivos alcanzados en este proceso.
 - Fin de la vigencia de la Ley de Emergencia Económica y plena vigencia de los marcos regulatorios de los '90s.
- Ordenamiento institucional: normalización de Entes Reguladores.

Normalización institucional, reforma del mercado y reducción de subsidios al gas en Argentina

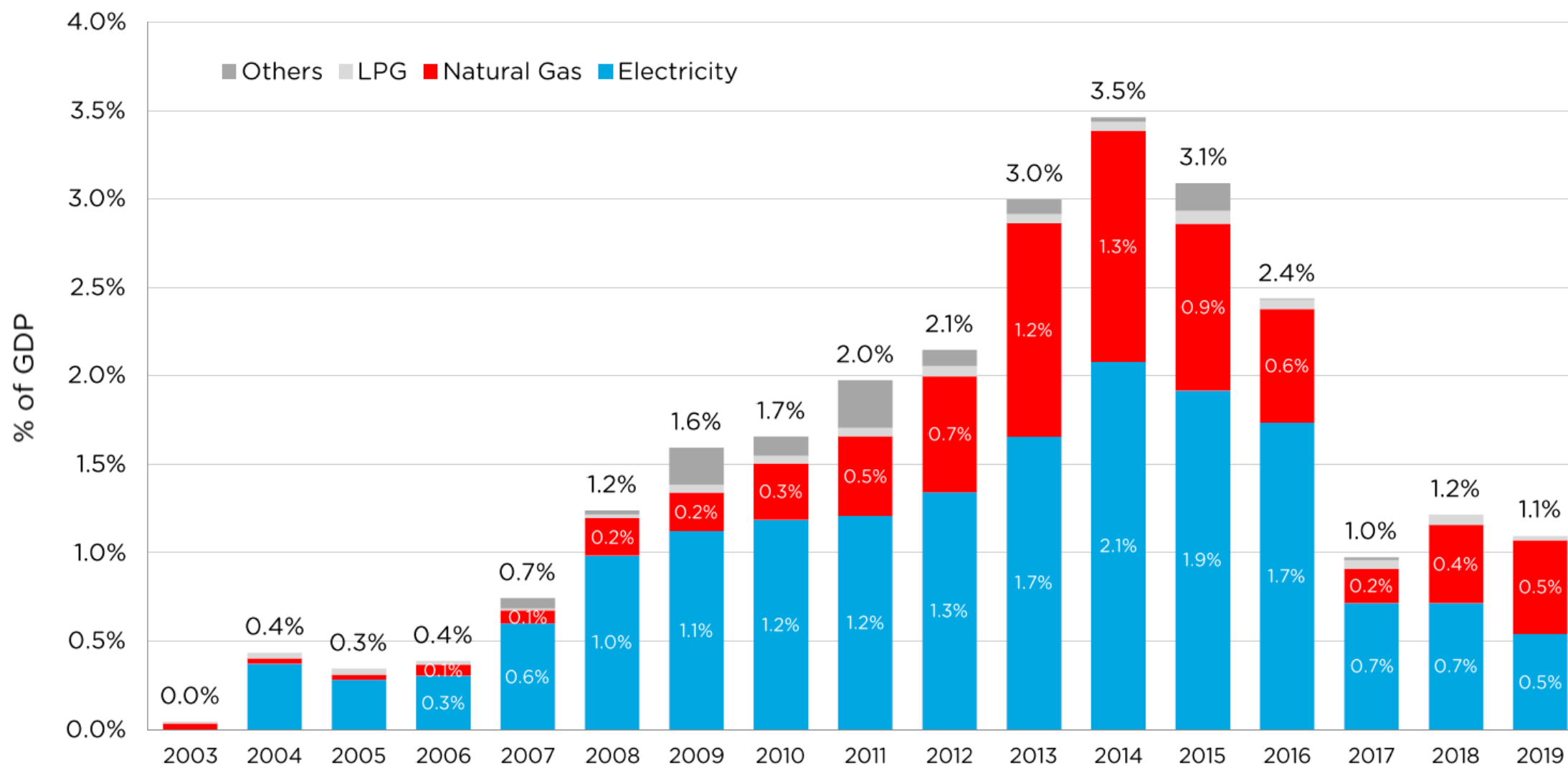
- Se siguió un camino gradualista (con intervención para volver al diseño de mercado de los 90's), tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda, tratando de:
 - Eliminar las múltiples distorsiones (tarifas diferentes, subsidios cruzados, precios de OyD distintos, subsidios generalizados a OyD).
 - Unificar precios mayoristas.
- Las tarifas, fruto de la configuración heredada y para evitar impactos distributivos importantes, no tuvieron grandes cambios de estructura sino mas bien de niveles y del mecanismo de actualización.
- La oferta continuó recibiendo precios mayoristas segmentados pero en la dirección de la unificación.
- Se instrumentaron mecanismos para darle mayor sustentabilidad política al programa: tarifa social, con un mecanismo de focalización y centrada en la demanda.

Normalización institucional, reforma del mercado y reducción de subsidios al gas en Argentina: las claves

1. Reducción gradual de subsidios al gas en PIST (MINEM) siguiendo un sendero y estableciendo una Tarifa Social Federal (MINEM).
2. Revisión Tarifaria Integral (RTI) en Transporte y Distribución (ENARGAS) con Programa de Inversiones Obligatorias (PIO) a cargo de las prestatarias.
3. Normalización institucional del ENARGAS y normativa (fin Ley de Emergencia Económica) volviendo a la plena vigencia de la Ley 24.076.
4. Traslado (*Pass through*) de precios del gas a tarifa de acuerdo a la Ley 24.076, primero mediante sendero de precios que permitió recontratar y, luego, mediante unificación del precio del gas y subasta de gas firme para distribuidoras (en feb-19).
5. Decreto 1053 del 2018 para eliminar Diferencias Diarias Acumuladas por tipo de cambio.
6. Reactivación de exportaciones (principalmente a Chile).

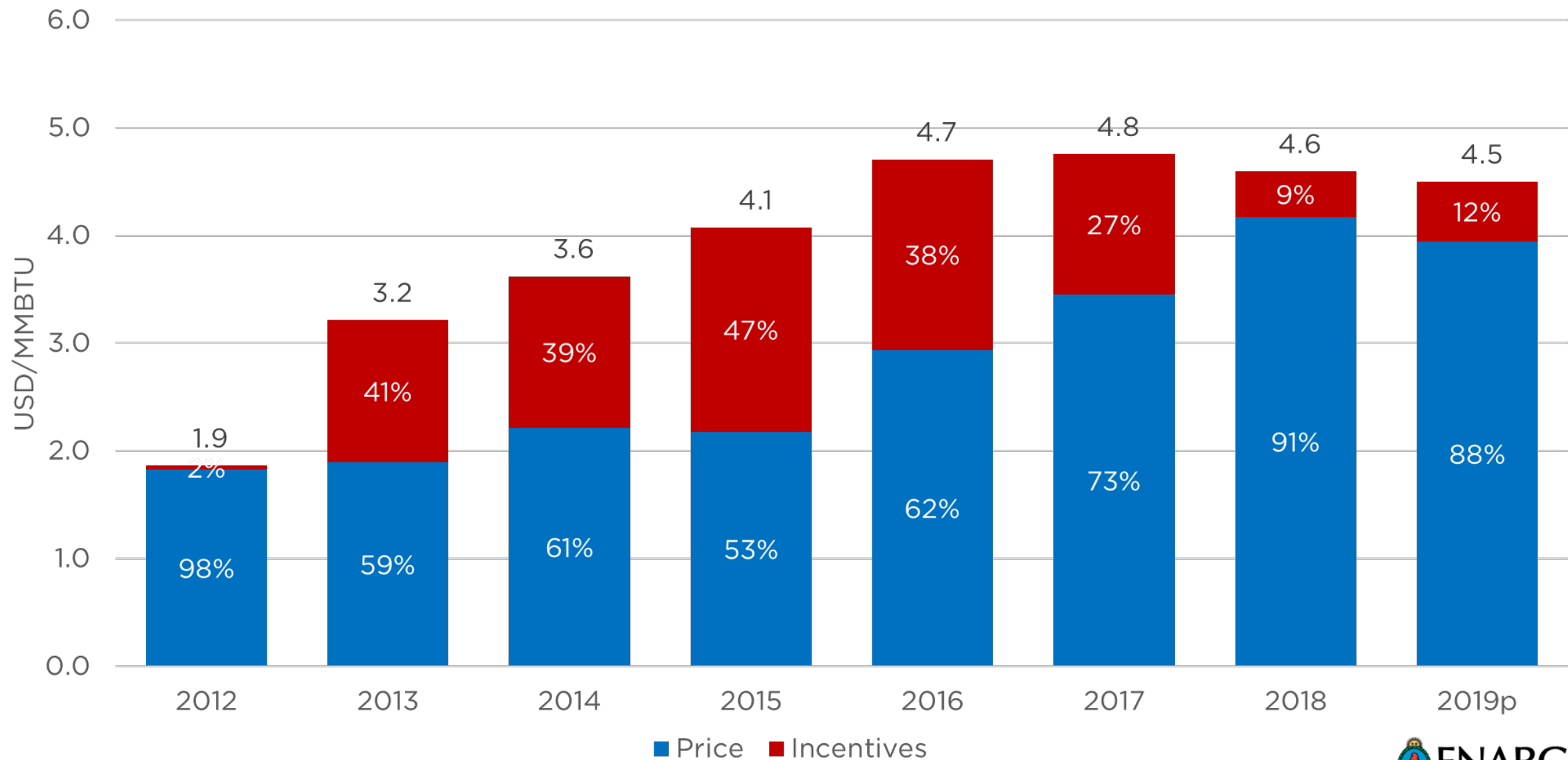
1. Reducción gradual de subsidios al gas en PIST (MINEM)

Subsidios energéticos como % del PBI – 2003 al 2019



1. Reducción gradual de subsidios al gas en PIST (MINEM)

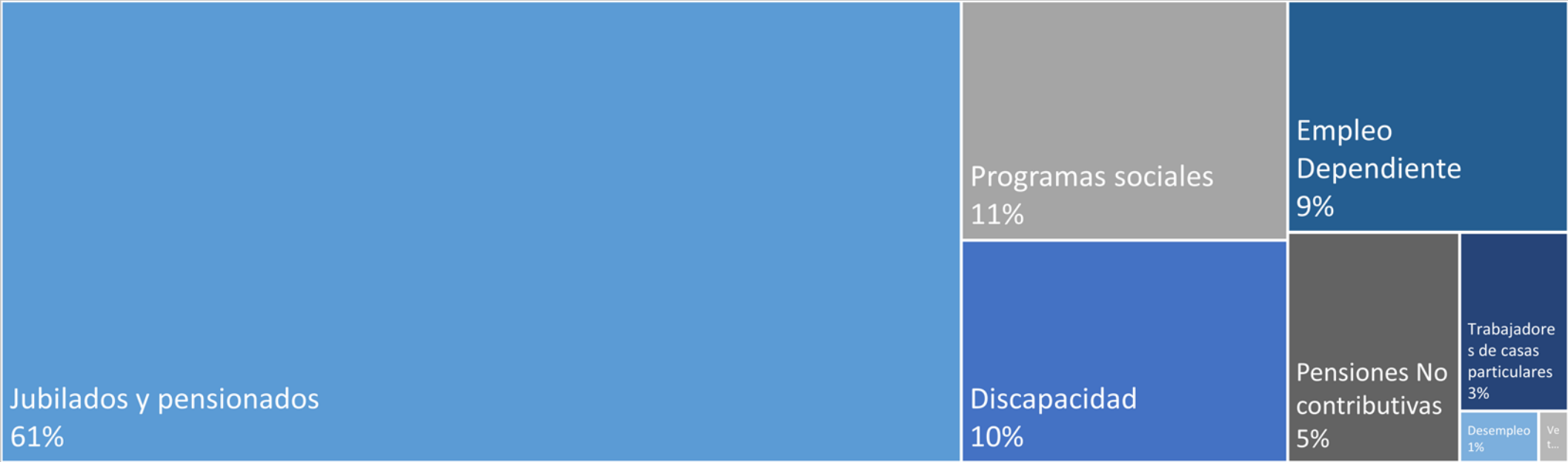
Precio domestico del gas natural y % de subsidio sobre el ingreso, 2012 – 2019^p



Fuente: Subsecretaria de Planeamiento, Secretaría de Gobierno de Energía (SGE).

1. Tarifa social: alcance y características

- Tarifa Social Federal es una política pública orientada a los usuarios residenciales de servicios públicos en situación de vulnerabilidad socioeconómica.
- Consiste en un descuento en el valor del gas contenido en la tarifa, sobre un bloque preestablecido de m3 mensuales aplicado en la factura.
- Actualmente hay 1.371.952 de hogares incorporados a la Tarifa Social.
- Representa una cobertura del 15% sobre el total de usuarios residenciales de gas por redes.



2. Revisión Tarifaria Integral (RTI) en transporte y distribución (ENARGAS)

- La Res. 31/2016 del MINEM estableció la adecuación de los márgenes de transporte y distribución a cuenta de la RTI, teniendo en cuenta la situación económico financiera de las empresas.
- Esta adecuación de los márgenes no se hizo efectiva por el fallo de la CSJN.
- A partir de octubre 2016, se implementó la adecuación de márgenes de transporte y distribución a cuenta de la RTI, y desde abril 2017 se aplicaron los resultados de la RTI en forma escalonada.

Segundo ajuste semestral (Abril 2018):

$$T_{Abr18} = T_{Anexo\ 2} + T_{Anexo\ 1} \times \left(\frac{IP_{Feb18}}{IP_{Dic16}} - 1 \right) + \Delta\% \text{ 2º Escalón} + \Delta\% \text{ 3º Escalón} + CE$$

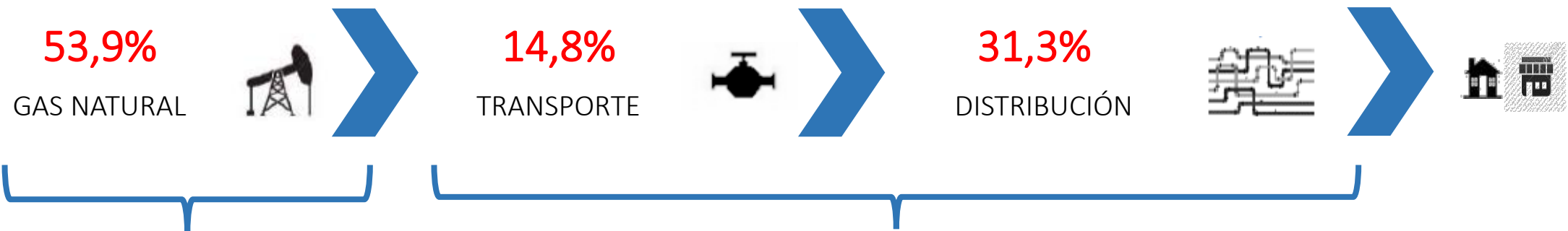
- T: tarifa
- IP: Índice de Precios al por Mayor (INDEC)
- $\Delta\%$ 3er escalón: aplicación del 30% del incremento tarifario determinado en la RTI.
- CE: compensación por escalonamiento tarifario.

2. Revisión Tarifaria Integral (RTI) en transporte y distribución (ENARGAS)



Aumento en transporte y distribución

Composición de tarifa final sin impuestos, promedio residencial excepto Patagonia



Nuevo precio de gas en el PIST
(*pass through*)

+

Diferencias Diarias Acumuladas



- Según contratos, siempre que
el volumen supere el 50% de la
demanda -

Ajuste No Automático

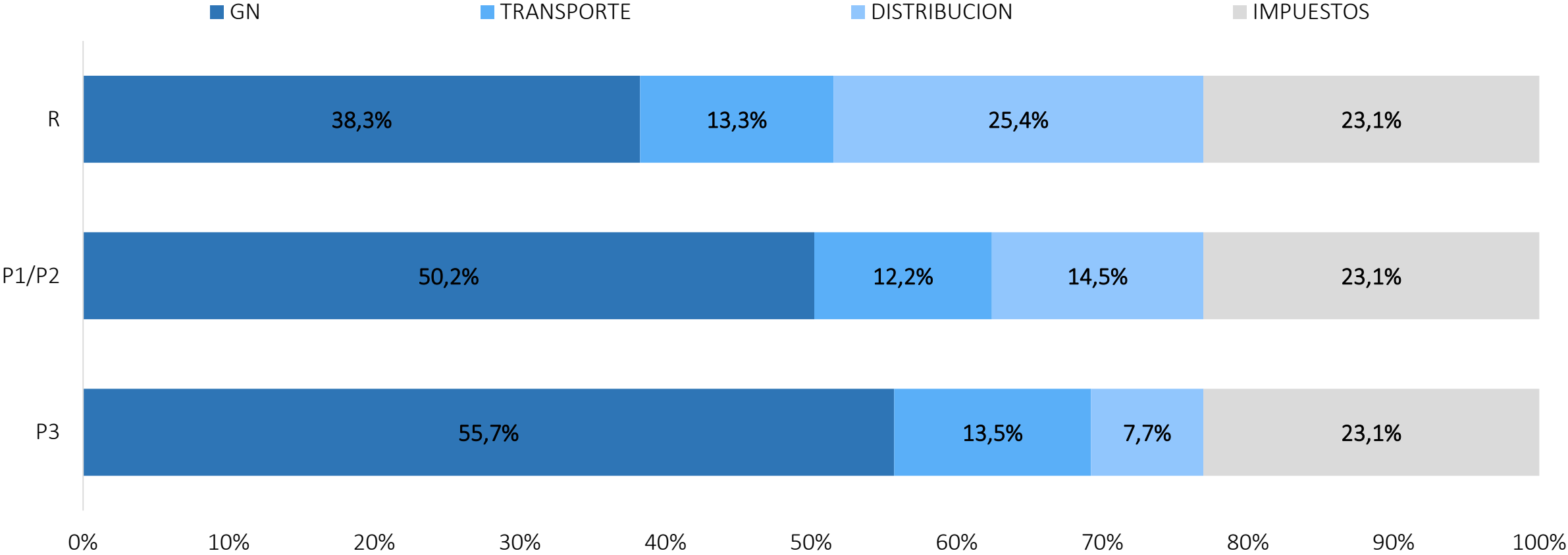


Abril 2018 y abril 2019: IPIM
Octubre 2018: Promedio variación del IPIM, Salarios e Índice
de la Construcción.

2. Revisión Tarifaria Integral (RTI) en transporte y distribución (ENARGAS)



Metrogas, subzona CABA, tarifa abril 2019 y consumo promedio anual

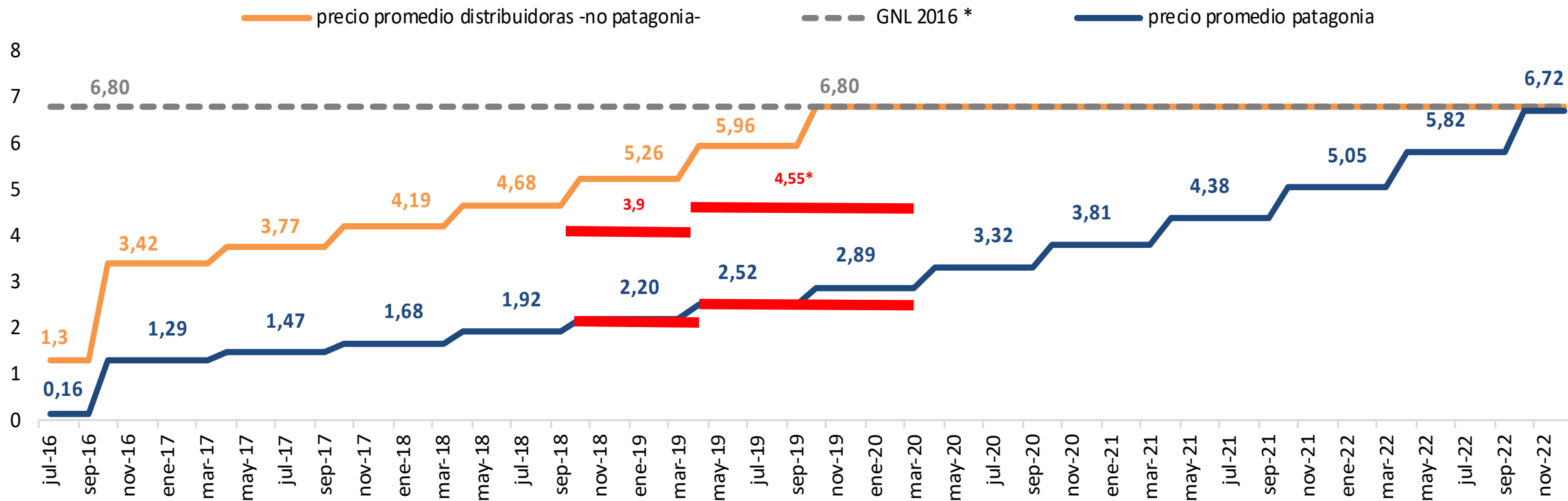


3. Normalización institucional del ENARGAS y normativa

Fin Ley de Emergencia Económica, volviendo a la plena vigencia de la Ley 24.076.

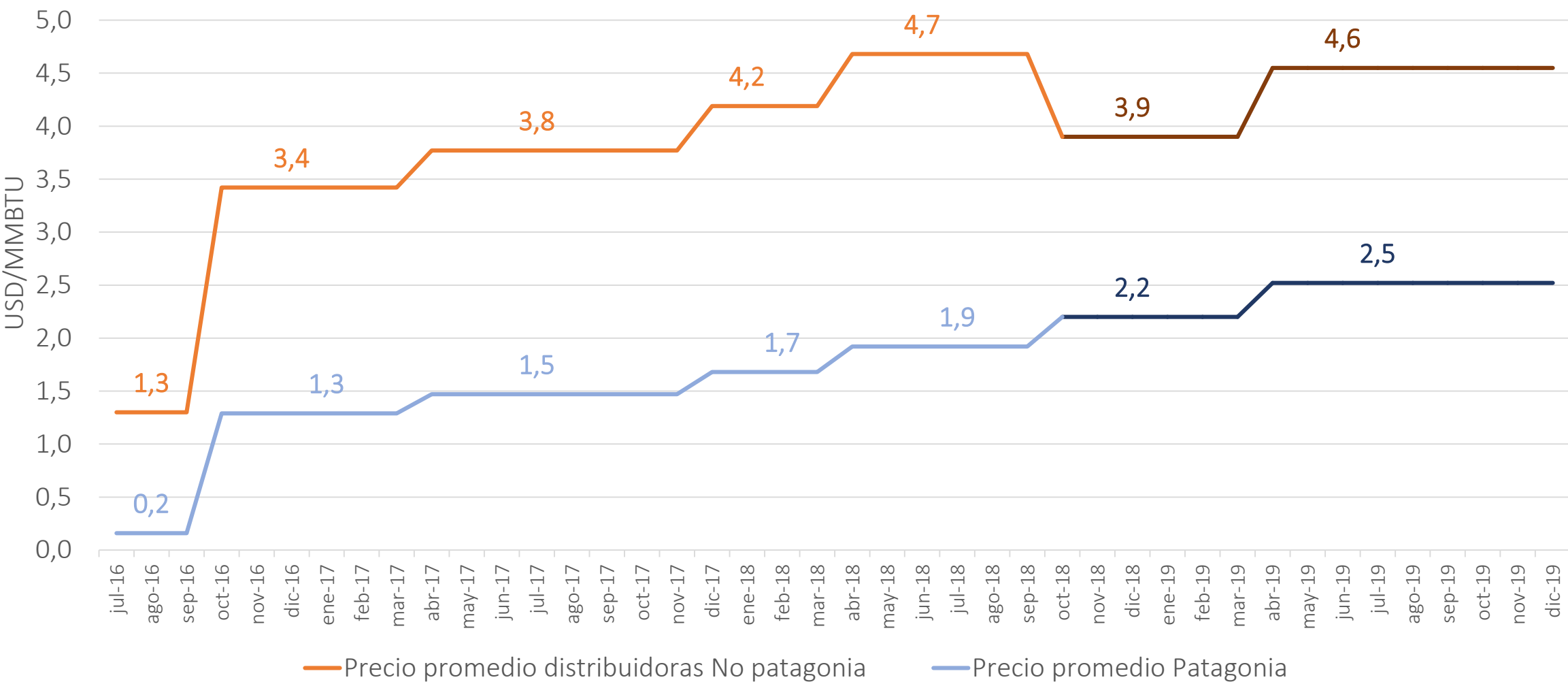
- Normalización institucional: Vuelta a la designación del Directorio conforme lo previsto en los arts. 54 y 55 de la ley 24.076. El proceso de normalización comenzó con el Decreto N°844/16 que ordenó al ex MINEM que llevara adelante el correspondiente procedimiento de selección conforme el imperativo legal y se completó con la designación de la totalidad de sus miembros por el Decreto N°83/18.
- Normalización regulatoria: La resolución N°31/16 del ex MINEM ordenó llevar a cabo los procedimientos de Revisión Tarifaria Integral dando cumplimiento a las actas acuerdo de renegociación de los contratos de licencia realizadas en el marco de la Ley 25.561.
- Además, se readecuaron las licencias de las tres empresas que hasta entonces no habían llegado a acuerdo con el Estado Nacional.
- El ENARGAS llevó a cabo el procedimiento de Revisión Tarifaria, como resultado del cual la totalidad de las licenciatarias de transporte y distribución entendieron que se daba cumplimiento a las pautas previstas en la renegociación y desistieron de los reclamos contra el Estado Nacional.
- Finalizados estos procedimientos, cobraron plena vigencia las disposiciones del Marco Regulatorio en materia tarifaria, adecuándose además la metodología en lo atinente al ajuste semestral previsto en la licencia original.

4. Traslado (Pass through) de precios del gas



* Pesificado por el semestre (abr-19 / sept19...o dic19) a \$41 sin DDA por variación del tipo de cambio.

4. Traslado (*Pass through*) de precios del gas



Nota: los precios están pesificados para el semestre (abr-19 / sept19 o dic19) a \$41 sin DDA por variación del tipo de cambio.

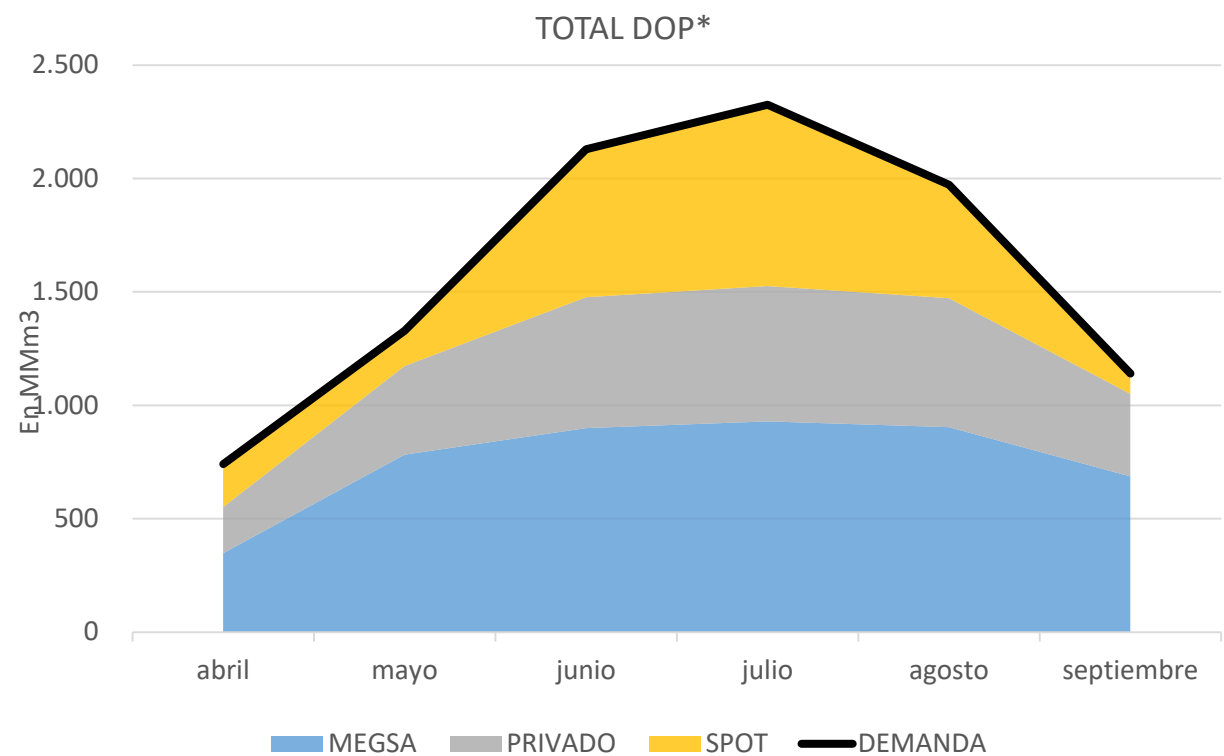
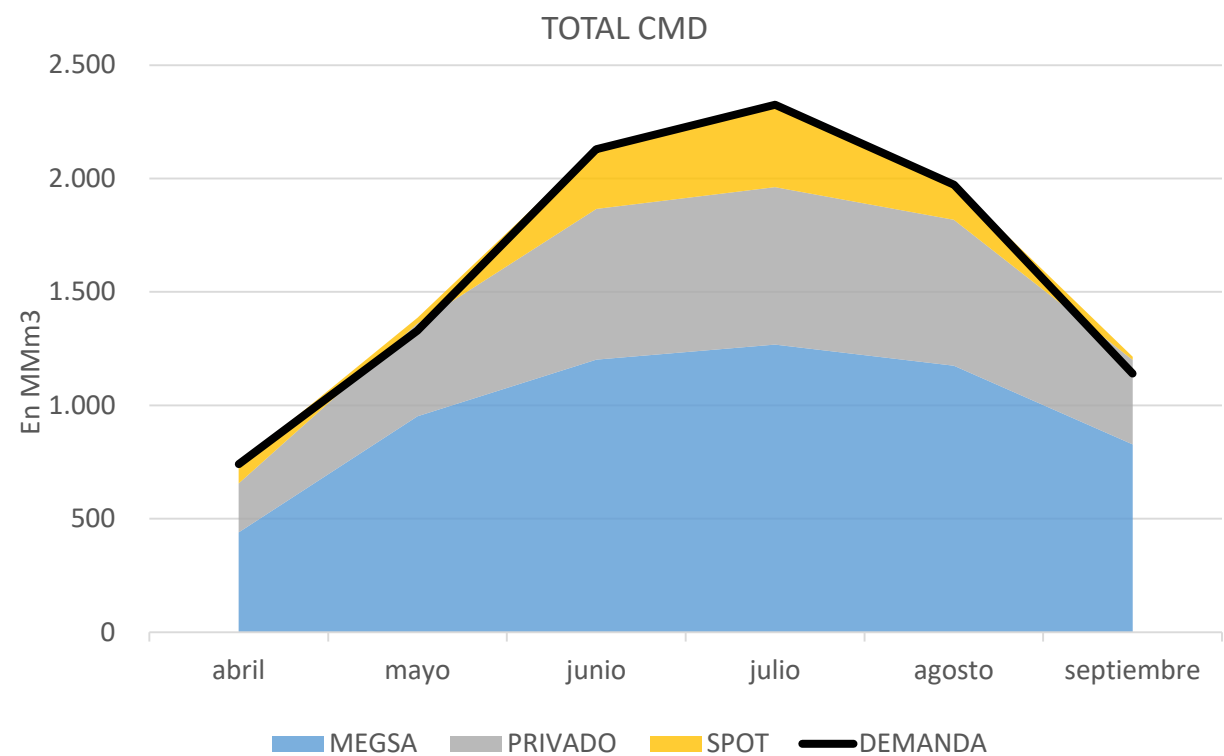
4. Traslado (*Pass through*) de precios del gas

- En febrero 2019 se realizó en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, a través del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA), un concurso de precios para el abastecimiento de gas natural firme para usuarios del servicio completo de distribución.
- La subasta se realizó en dos jornadas, el 14 de febrero se subastó el gas proveniente de todas las cuencas excepto Noroeste, y el 15 de febrero se realizó la subasta correspondiente al gas de cuenca Noroeste.
- El producto a subastar tuvo las siguientes características:
 - Plazo: 12 meses, desde el 1 de abril 2019 al 31 de marzo 2020.
 - Clausulas TOP / DOP: 70%.
 - Relación Cantidad Máxima Diaria (CMD) verano / invierno: 1:2,5.
 - Meses de verano: octubre – abril. Meses de invierno: mayo – septiembre.

Distribuidora	CMD verano asi (En m3/d)	% sobre total asignado	Precio promedio ponderado
Sur	3.999.456	22%	4,63
Ban	2.704.585	15%	4,59
Metrogas	2.500.000	14%	4,62
Litoral	2.345.878	13%	4,50
Centro	1.870.622	10%	4,41
Pampeana	1.695.544	9%	4,62
Cuyana	1.400.000	8%	4,61
Gasnor	1.069.812	6%	4,35
Gasnea	277.048	2%	4,59
Redengas	157.055	1%	4,58
Total	18.020.000	100%	4,56

4. Traslado (Pass through) de precios del gas

Demanda vs cobertura contratos: TOTAL PAIS



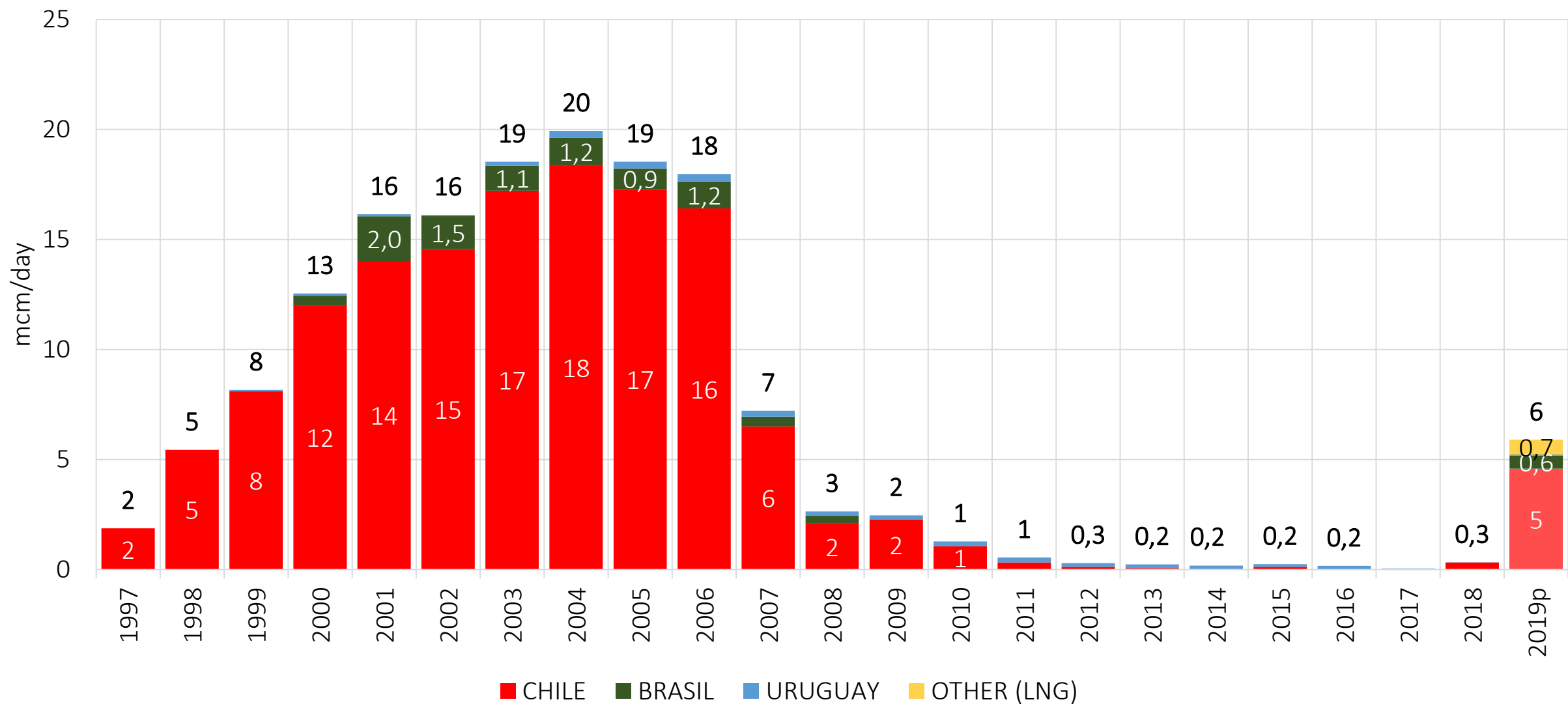
* Se considera MEGSA al 70% de la CMD y privados al 85%. En el caso de BAN, Cuyana y REDENGAS se toman únicamente los contratos considerados para el pass through.

5. Decreto 1053 del 2018 para eliminar Diferencias Diarias Acumuladas por tipo de cambio

- El Decreto 1053/2018 modifica el Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio 2018.
- Establece que el **Estado Nacional asume**, con carácter excepcional, **el pago de las diferencias diarias acumuladas generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio** entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019.
- El ENARGAS determinará el monto neto correspondiente a las diferencias diarias acumuladas por variaciones de tipo de cambio.
- El monto neto resultante se transferirá a cada prestadora en TREINTA (30) cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1º de octubre de 2019. Para determinar esas cuotas, se utilizará la tasa de interés que el ENARGAS aplica conforme lo previsto en el punto 9.4.2.5 mencionado -tasa efectiva del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para depósitos en moneda argentina a TREINTA (30) días de plazo, “pizarra”-.
- Esto resulta aplicable sólo para aquellas prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y para aquellos proveedores de gas natural que adhieran a este régimen y renuncien expresamente a toda acción o reclamo derivado de las diferencias diarias acumuladas.
- Adicionalmente, el Decreto determina que **a partir del 1º de abril de 2019** los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes deberán prever en sus contratos que **en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios** que reciban servicio completo **el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio** ocurridas durante cada período estacional.

6. Reactivación de exportaciones (principalmente a Chile) y crecimiento de la producción.

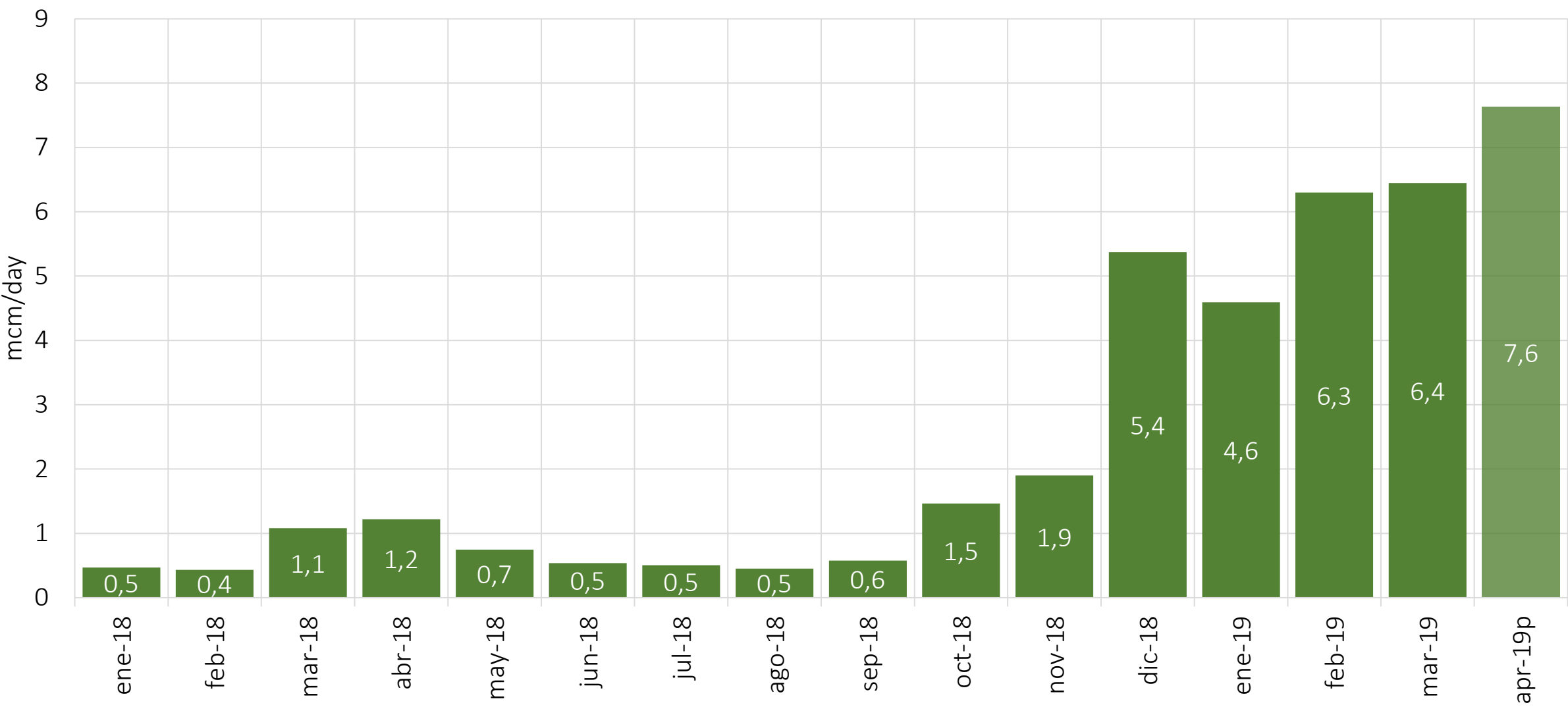
Exportaciones de gas natural por país de destino, 1997 – 2019^p



Fuente: Subsecretaría de Planeamiento, Secretaría de Gobierno de Energía (SGE).

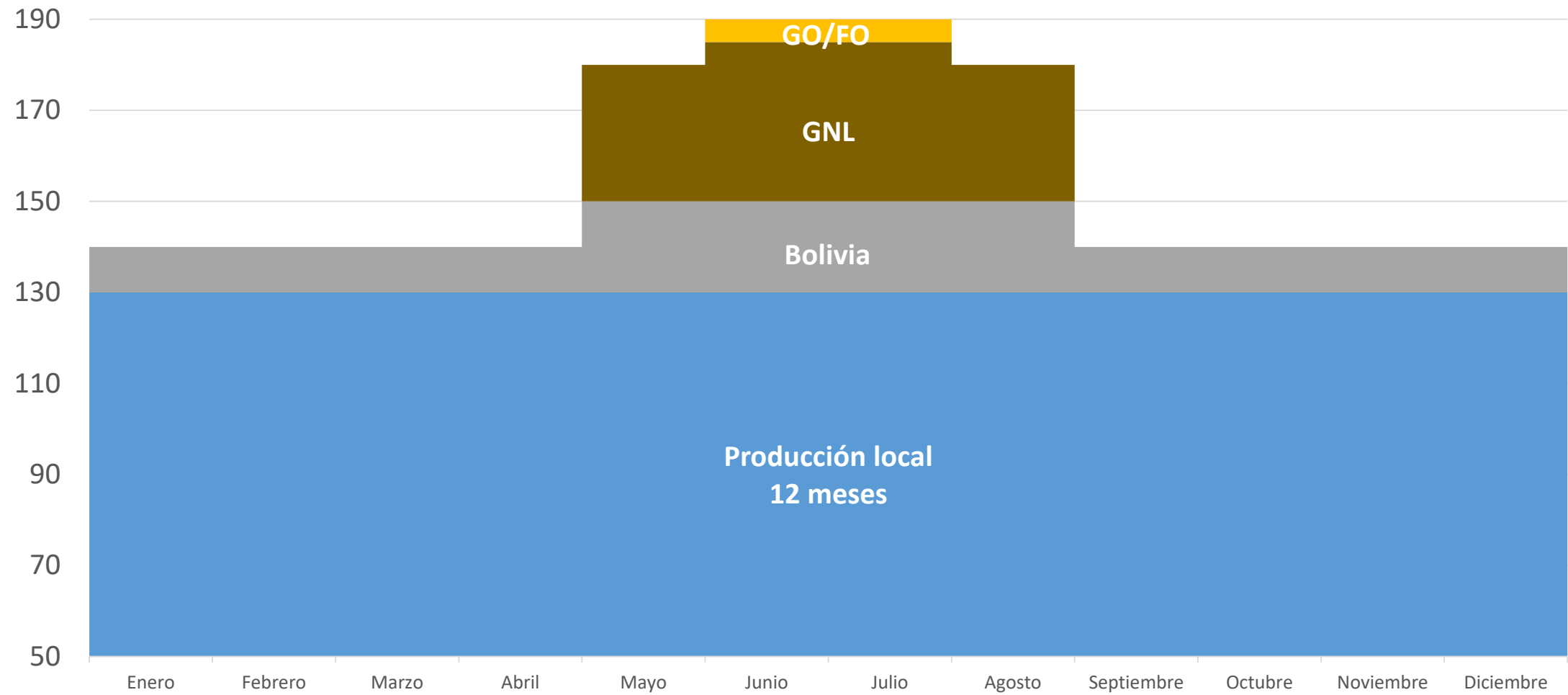
6. Reactivación de exportaciones (principalmente a Chile) y crecimiento de la producción

Exportaciones de gas natural enero 2018 – abril 2019^p



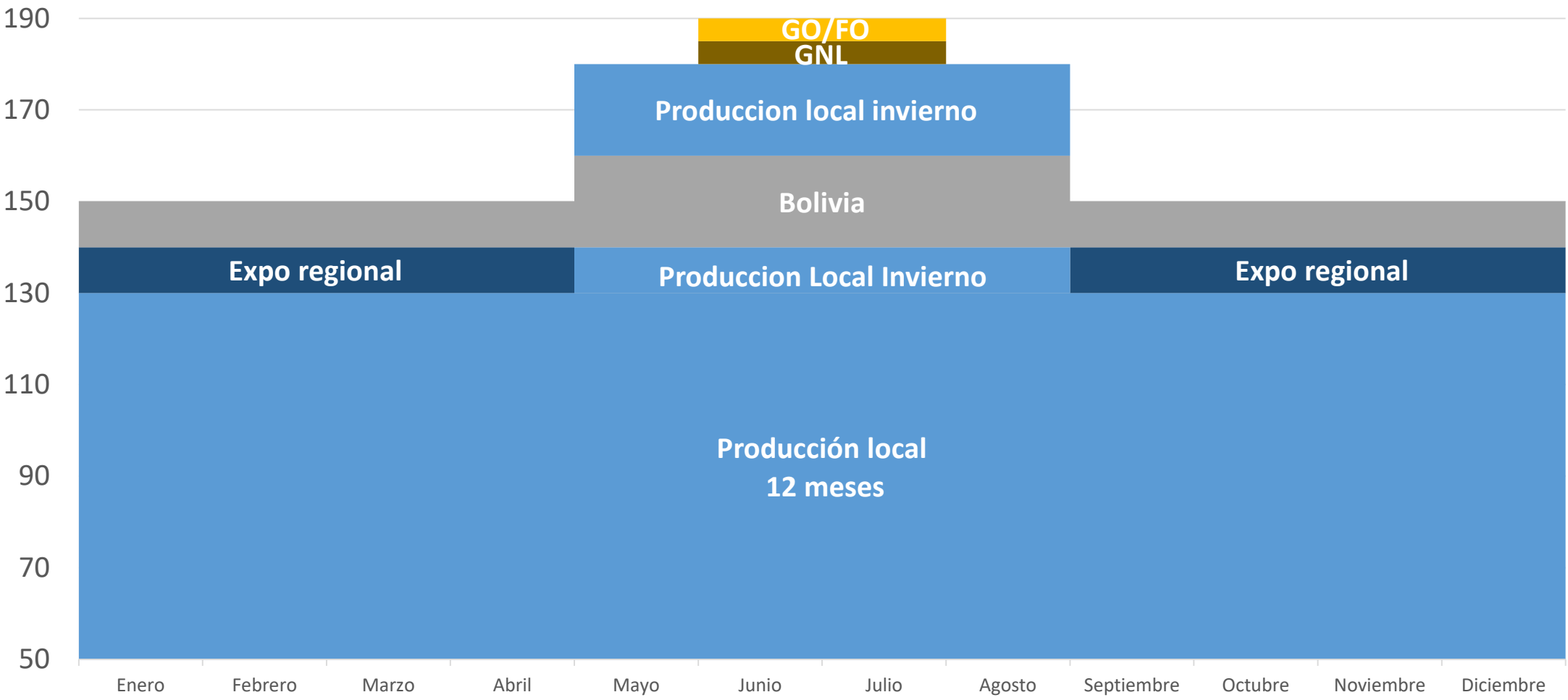
Fuente: Subsecretaría de Planeamiento, Secretaría de Gobierno de Energía (SGE).

6. Reactivación de exportaciones (principalmente a Chile) y crecimiento de la producción



Fuente: Ormaechea (2018). “El futuro del petróleo y gas en Argentina”.

6. Reactivación de exportaciones (principalmente a Chile) y crecimiento de la producción



Fuente: Ormaechea (2018). "El futuro del petróleo y gas en Argentina".

Problema 1: Traslado (*Pass through*) de precios del gas en una macroeconomía inestable.

El problema de la asignación del riesgo (cambiario)

Conjetura:

- La asignación difusa de los derechos y obligaciones sobre los riesgos puede generar problemas de importancia en el mercado (teoría: ¿Existe equilibrio?)...
- Riesgo cambiario no definido entre distribuidores, usuarios, productores y Estado Nacional.
- Ante la ocurrencia del evento nadie tiene incentivos a hacerse cargo del costo del evento (devaluación).

Solución: Art. 8 Decreto 1053

- ARTÍCULO 8º.- Determinase que a partir del 1º de abril de 2019 los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes deberán prever en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.
- Subasta de gas firme para distribuidoras en feb-19: con riesgo cambiario a cargo de los productores de gas.

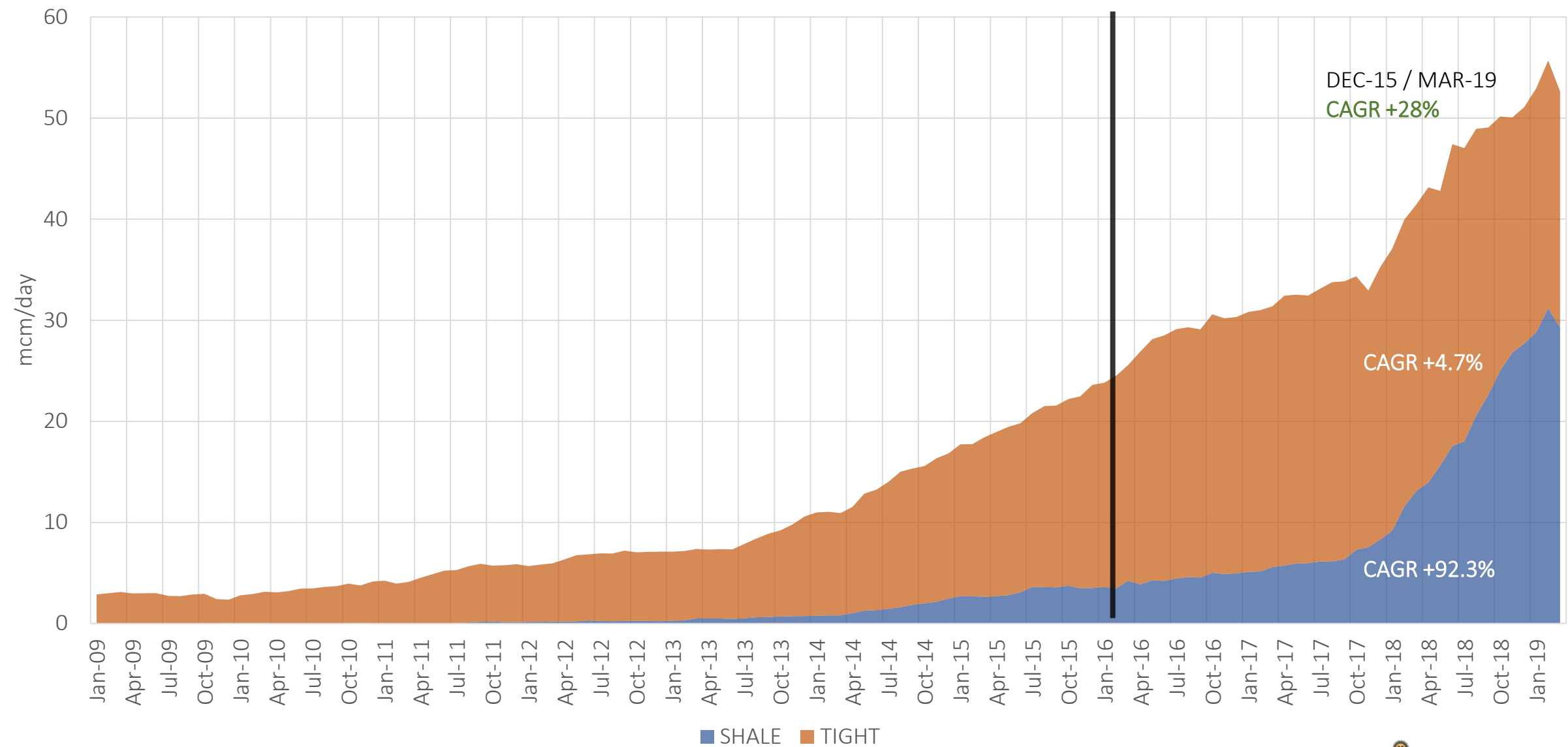
Principal crítica al programa:

- Mercado mayorista con objetivo de abastecimiento por sobre eficiencia/competencia.

Posible respuesta a la crítica al programa:

- Sin cuasi-rentas a la oferta, el crecimiento acelerado de la producción no hubiera sido tal y no se hubiera podido emprender las reformas pro competencia que comenzaron (también forzadas por la situación macro) a partir del último trimestre de 2018.

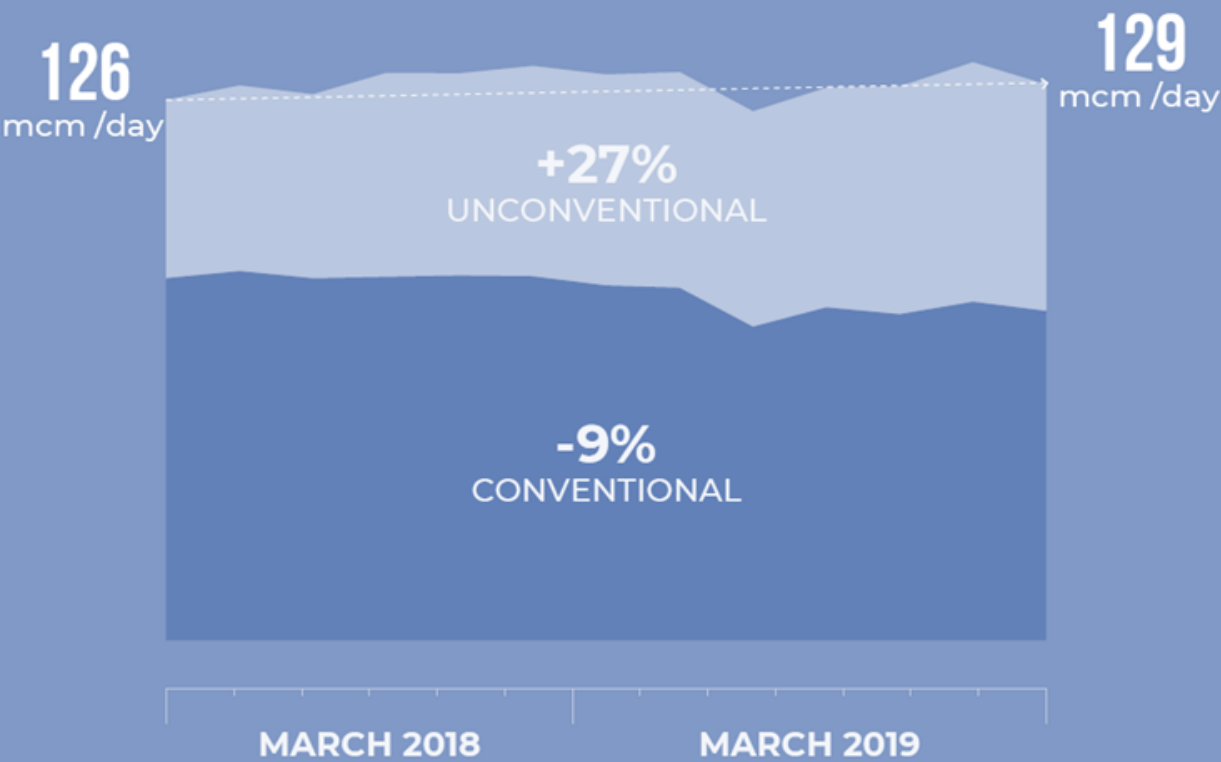
Producción de gas natural No convencional



Fuente: Subsecretaría de Planeamiento, Secretaría de Gobierno de Energía (SGE).

NATURAL GAS *

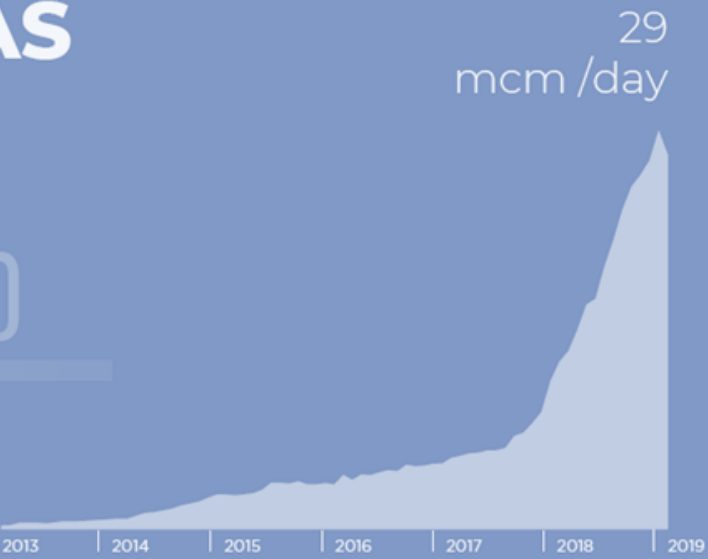
Production Increased **+3%** YOY



* Data for March 2019 is provisional

SHALE GAS

+124%
MARCH 2019 **VS** MARCH 2018



UNCONVENTIONAL GAS

REPRESENTS

41%

OF TOTAL PRODUCTION

