



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación

Precio Mayorista de Generación y Transporte de Energía Eléctrica - Verano 2017/2018

Secretaría de Energía Eléctrica
Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria
Dirección Nacional de Política Tarifaria

17 Noviembre 2017

El **objeto** de esta Audiencia Pública es el de considerar, para su entrada en vigencia a partir **1° de diciembre de 2017**:

- (i) los nuevos **Precios** de Referencia de la **Potencia y Energía en el MEM** y los de Referencia de la Potencia **y Estabilizados** de Referencia de la Energía para **Distribuidores** en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, correspondientes al Período Estacional de **Verano 2017-2018**;
- (ii) el **Plan Estímulo** al Ahorro de Energía Eléctrica;
- (iii) la **Tarifa Social**;
- (iv) la metodología de **distribución, entre la demanda** del MEM, del **costo** que representa la remuneración del **transporte** de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal.

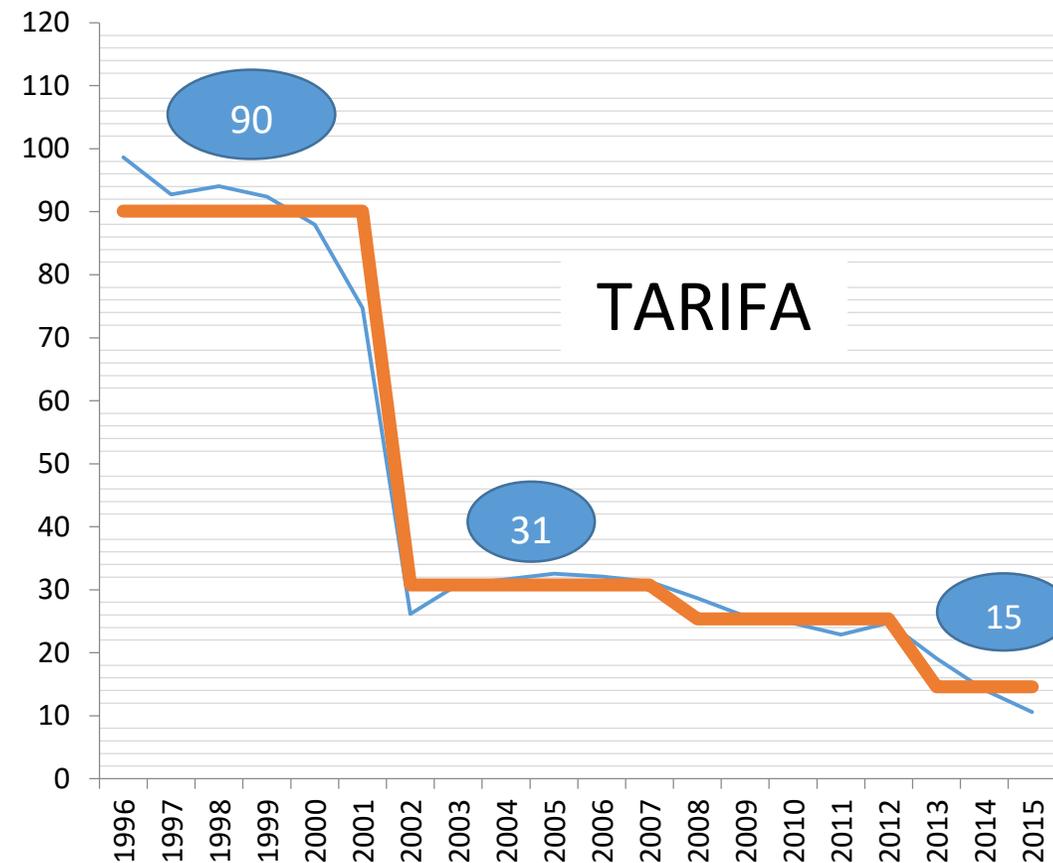
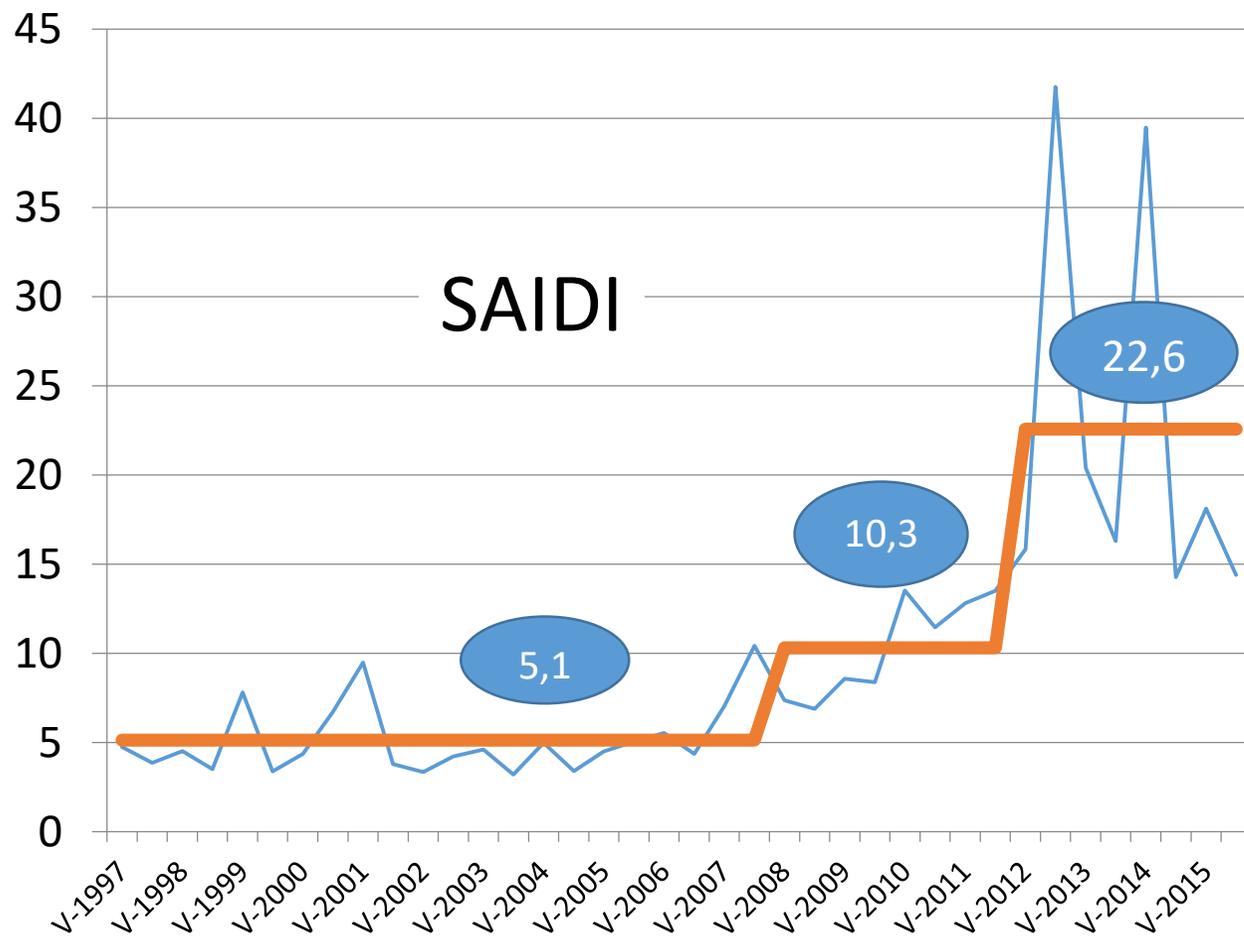
En esta Audiencia Pública, como **continuación** de la realizada en diciembre de 2016, se propone la aplicación del **sendero de reducción escalonada de subsidios** sobre los precios de referencia de la potencia y energía en el MEM, tarifa **social**, plan **estímulo** y tarifas de **transporte**

La actividad forma parte de una continuidad del proceso de **Normalización y previsibilidad** del Sector Eléctrico Argentino, como base para un funcionamiento **eficiente y sustentable** y en el marco de lo establecido en la Ley

Se identifican además las **acciones** tomadas en este proceso de **normalización** y los **primeros resultados** obtenidos.

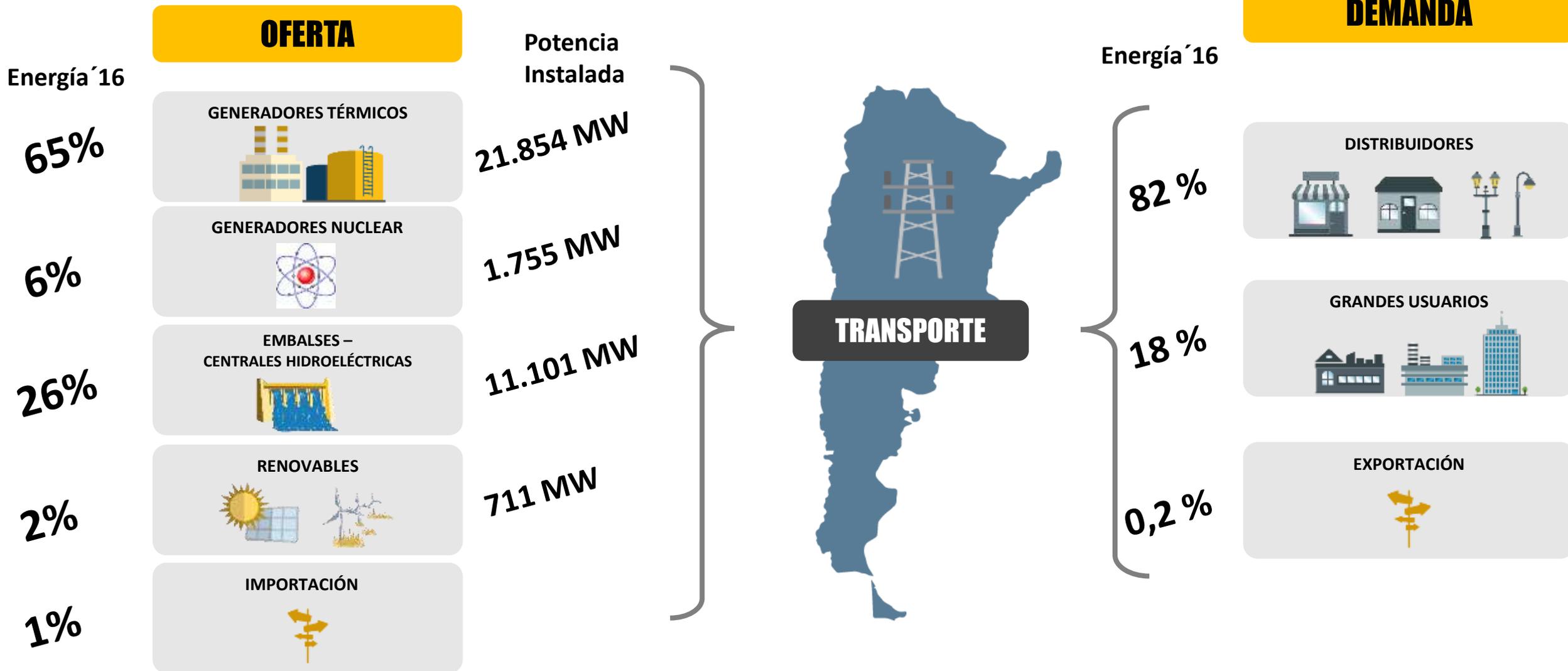
- *Cambios* en el modelo de **subsidios generalizados**; volver a las **señales económicas correctas** a la oferta y a la demanda
 - *Cambios* en las **relaciones entre los actores** (regulador y regulados); volver a los espacios propios **sin cogestión ni captura** (ni política ni económica)
- *Cambios* en los mecanismos de formación de precios: **volver a la competencia y a la transparencia**; inversión de riesgo **privada**
- *Cambios* en las **decisiones** de inversión, en la **ejecución** y en los **incentivos**; cambios en la asignación de los riesgos

Motivación del Cambio -> DETERIORO de la Calidad

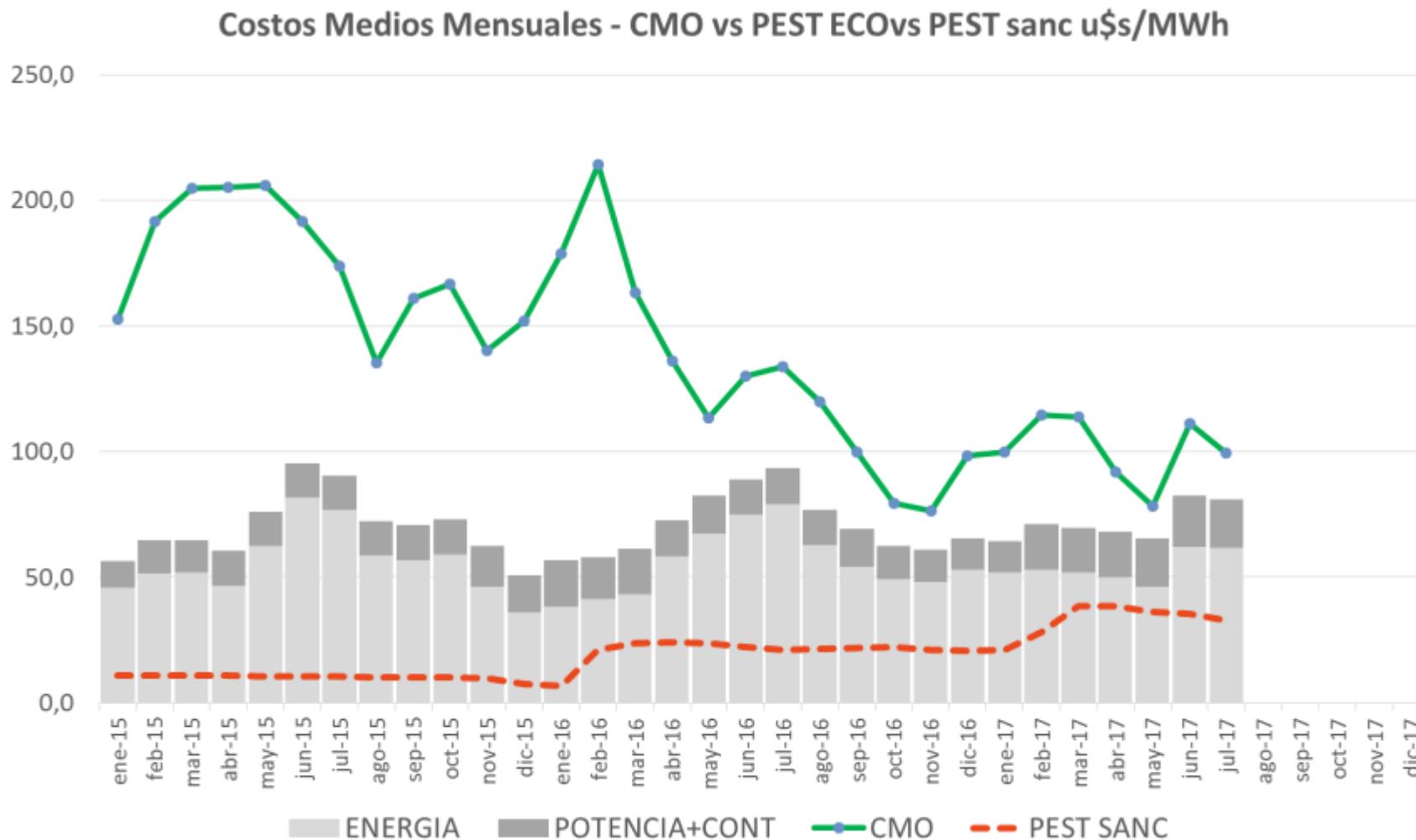


SAIDI= total de horas-usuario interrumpidos [horas/usuario-año]

TARIFA [u\$/MWh]



Normalización de Precios Mayoristas



Cobertura PEST

2015 => 15%

2016 => 30%

**2017 => 47%
(ene ago)**

**Tarifa social para 30%
de los usuarios
residenciales**

Porcentaje Cobranza a Distribuidores

% COBRANZA

Prom 2015

45%

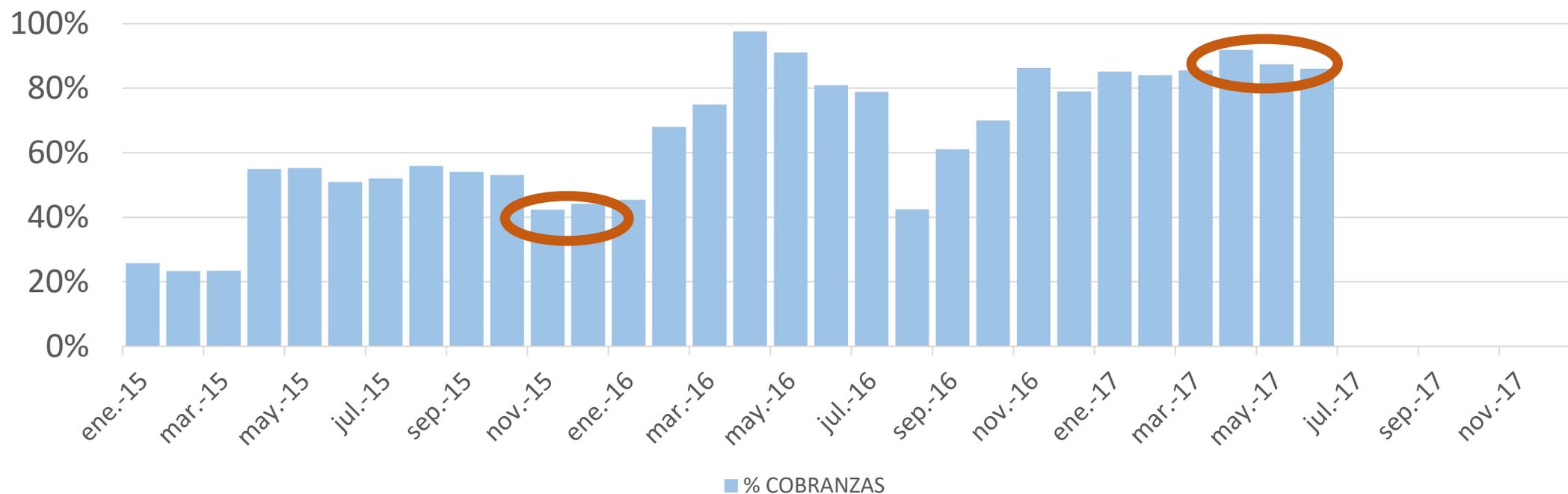
Prom 2016

73%

Prom 2017

87%

% Cobranzas a Distribuidores



Reglamentación de la remuneración de la **generación** convencional térmica e hidráulica **existente**, simplificando y generalizando la remuneración, con señales hacia una disponibilidad garantizada.



Nueva Remuneración a Generadores
con el objeto de aumentar su confiabilidad y normalizar el sistema

Res SEE 19 - E - 2017

Cargos Fijos en función de la Disponibilidad (u\$s/MWmes) de la Potencia
Cargos Variables de OyM de Energía (u\$s/MWh) en función de la producción y el tipo de combustible

Resultados en Disponibilidad Térmica

+1.245 MW

Principales Variables MEM	Unidades	ENE-AGO 2016	ENE-AGO 2017	Diferencia
Total Disponibilidad TERMICA	%	78%	84%	6%
Ciclos Combinados	%	86%	88%	2%
Motor Diesel	%	89%	91%	2%
Turbina a gas	%	82%	81%	-1%
Turbovapor	%	51%	79%	28%

Días de Atraso Pago a Generadores MEM

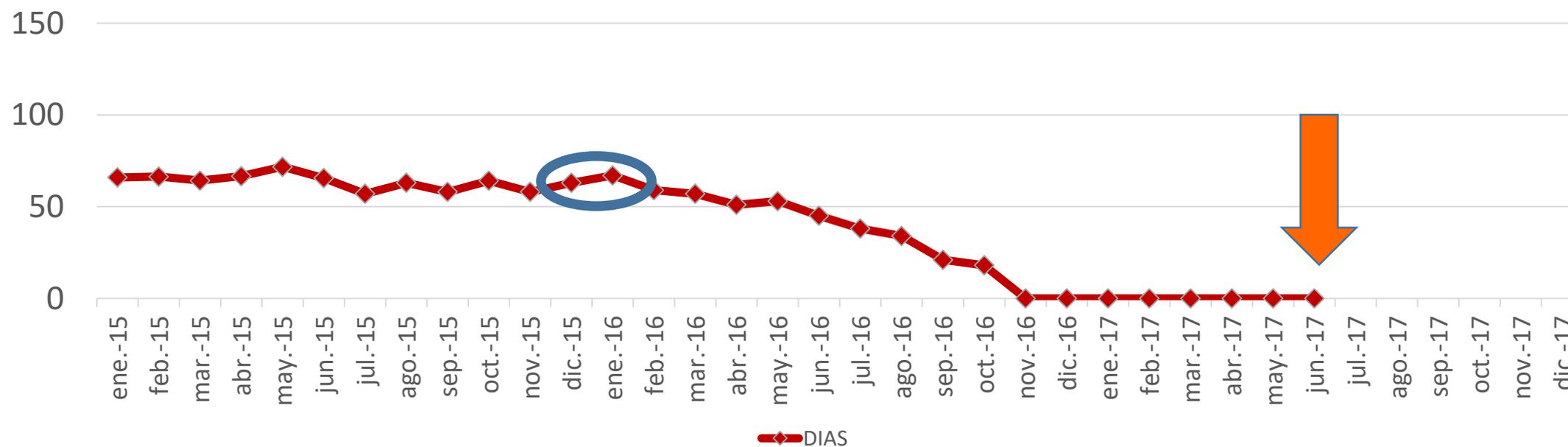
DÍAS ATRASO

Prom 2015
64 días

Prom 2016
37 días

Prom 2017
0 días

Días de Retraso Pago a Generadores MEM



- Desde el año 2006 se mantuvo **sin resolver** la situación regulatoria de fondo de las concesionarias nacionales (10 años)
- Durante el año 2016, se dedicaron esfuerzos en definir las **nuevas obligaciones de calidad**, y se discutió en Audiencia Pública las **tarifas del quinquenio 2017-2021**
- A partir de febrero 2017 se normalizaron las concesiones con una **nueva tarifa** económica y competitiva, e incentivos a la inversión de largo plazo

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE EDENOR Y EDESUR DURANTE LOS VERANOS 2016-2017

Cortes del suministro a los usuarios (se excluyen para ambos veranos los cortes de menos de 3 minutos y aquellos derivados de tormentas severas, incendios en la Patagonia, fallas en líneas de transmisión y de generación en usinas)

Promedio diario de usuarios afectados por fallas en Media Tensión			Promedio de duración (en horas) de los cortes a los usuarios por fallas en Media Tensión		
	Dic/2015 Ene-Feb/2016	Dic/2016 Ene-Feb/2017		Dic/2015 Ene-Feb/2016	Dic/2016 Ene-Feb/2017
EDENOR	42.407	33.559	EDENOR	1,80	1,85
EDESUR	46.877	43.992	EDESUR	2,36	2,33
Total	89.284	77.551	Total	2,08	2,09
COMPARACIÓN	-13%		COMPARACIÓN	0%	

Promedio diario de usuarios afectados por fallas en Baja Tensión			Promedio de duración (en horas) de los cortes a los usuarios por fallas en Baja Tensión		
	Dic/2015 Ene-Feb/2016	Dic/2016 Ene-Feb/2017		Dic/2015 Ene-Feb/2016	Dic/2016 Ene-Feb/2017
EDENOR	4.380	2.850	EDENOR	27,7	15,9
EDESUR	5.880	3.100	EDESUR	31,4	37,8
Total	10.260	5.950	Total	29,6	26,9
COMPARACIÓN	-42%		COMPARACIÓN	-9%	

TEMPERATURA		
Verano 2015/2016	Vs.	Verano 2016/2017
24,6 °C		25,2 °C
+2%		

Récord de DEMANDA (en MegaWatts) - MW		
2016		2017
(16/Feb) 9.533 MW		(23/Feb) 9.614 MW
(12/Feb) 9.509 MW		(21/Feb) 9.694 MW

Total de usuarios atendidos por EDENOR y EDESUR
5.287.542

Reducción de Cortes -34%

- **Licitación abierta** nueva oferta térmica, con CEM < 2500 kcal/kWh.
 - Tecnología, combustibles y fecha de E/S **comprometidos**
- Financiación **propia**; oferta de costo de potencia y costo variable en **contratos a plazo**

61
Ofertas principales

24
Grupos Empresarios

6.607 MW
Potencia Ofrecida

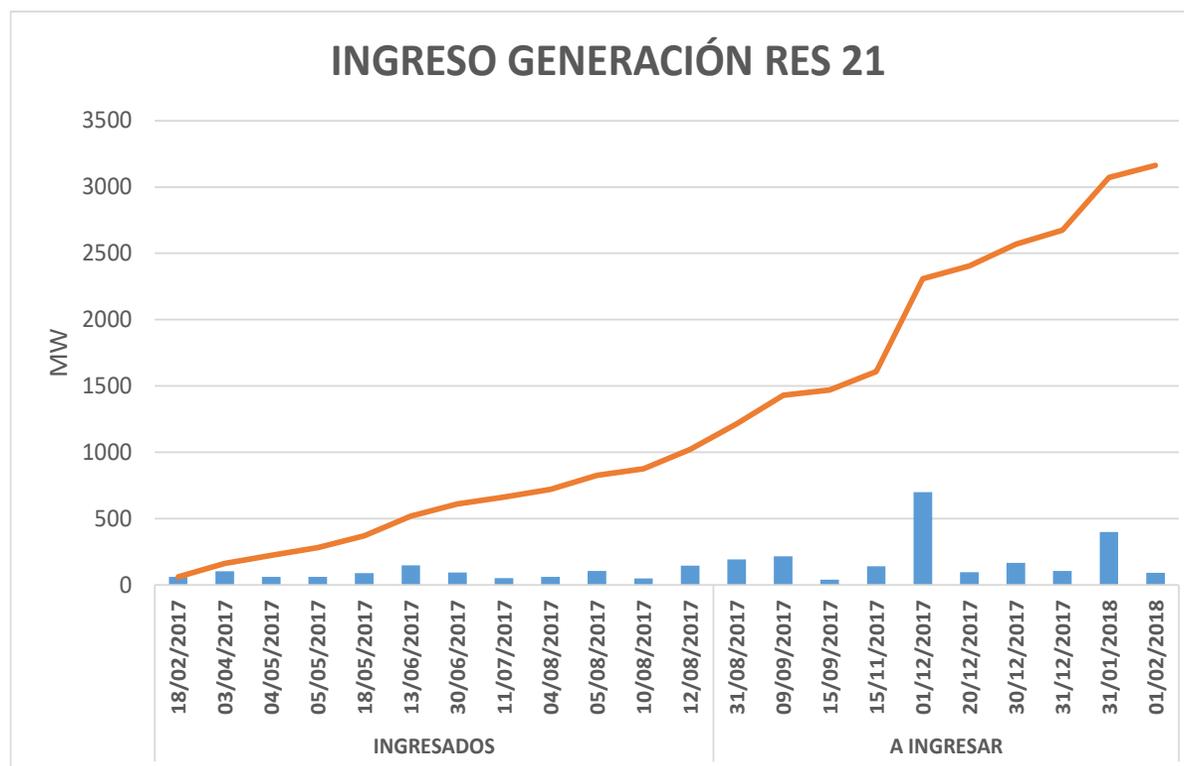
MOTOGENERADORES

7 Proyectos → 520 MW

TURBINAS A GAS

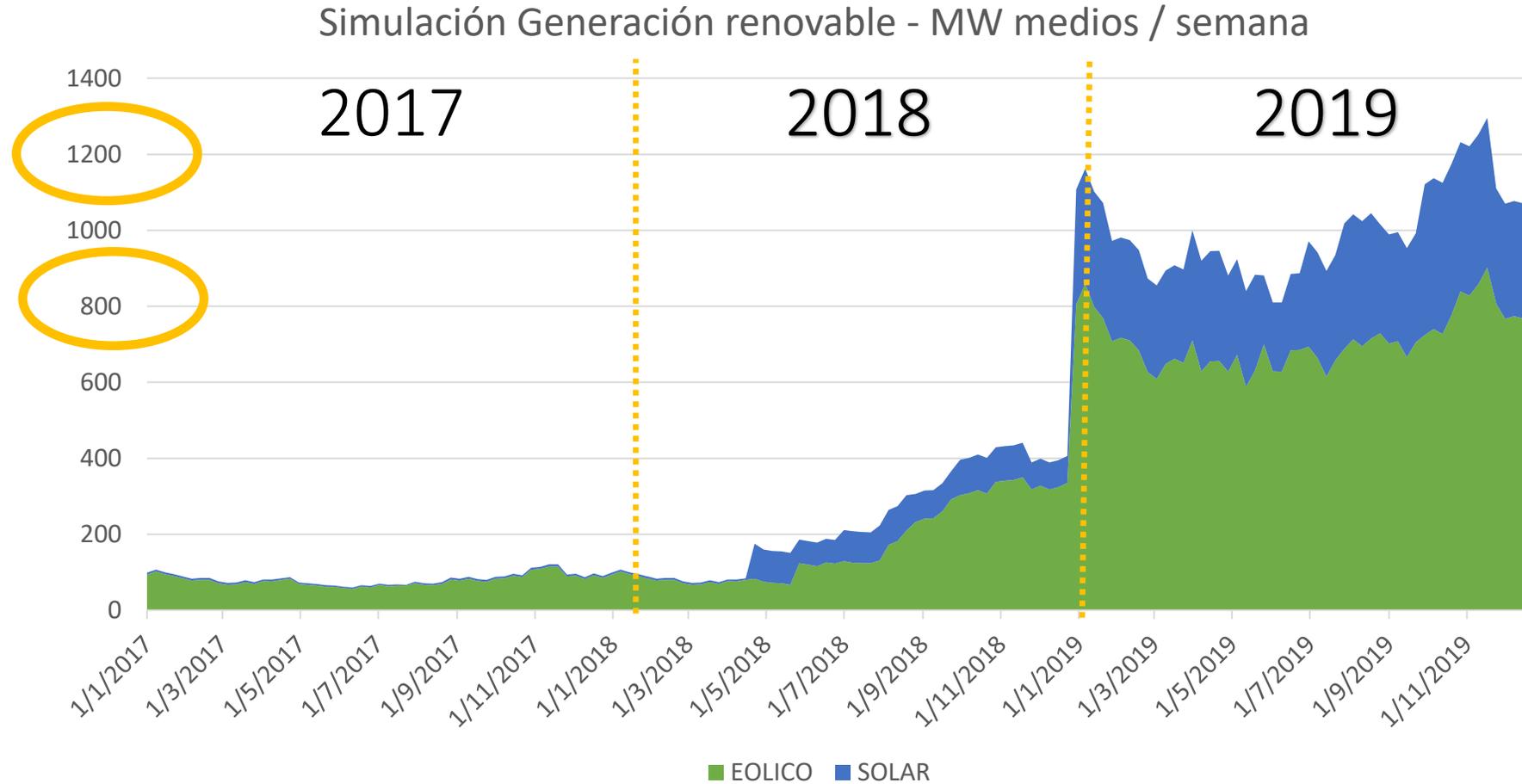
22 proyectos → 2643 MW

3.163 MW ADJUDICADOS



Inversiones en Energías Renovables (adjudicaciones 2016)

RONDA	Tecnología	CANTIDAD	POTENCIA [MW]	PO MIN [u\$s/MWh]	PO MEDIO [u\$s/MWh]
1	EOL	12	707	49.1	59.4
	SFV	4	400	59.0	59.7
	BM	2	15	110.0	114.6
	BG	6	9	118.0	177.8
	PAH	5	5	111.1	118.3
	TOTAL	29	1.136		61.4
1.5	EOL	10	765	46.0	53.3
	SFV	20	516	48.0	55.0
	TOTAL	30	1.282		54.0
TOTAL		59	2.417		57.5

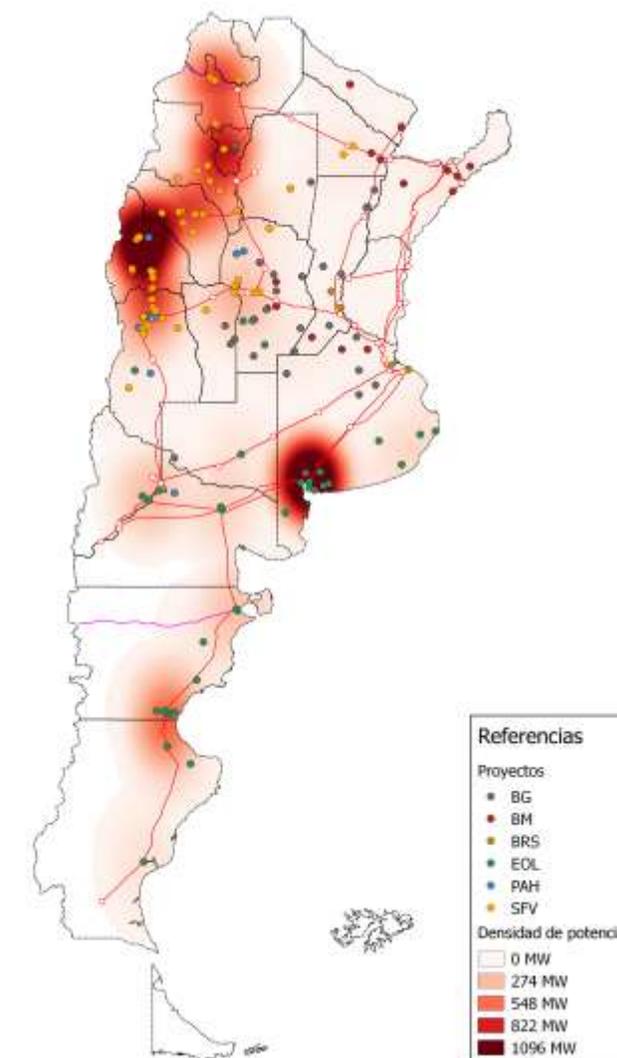


Energías Renovables (OFERTAS Ronda 2 – oct '17)

TECNOLOGIA	# Proyectos	Potencia Ofertada Total [MW]	Potencia Requerida RenovAr - R2 [MW]	Potencia p/proyecto [MW]
EOLICO	58	3817	550	65,8
SOLAR	99	5291	450	53,4
BIOMASA	20	187	100	9,3
BIOGAS	32	60	35	1,9
BIO RELLENO	4	15	15	3,8
HIDRAULICO	15	32	50	2,1
TOTAL	228	9.401	1.200	41,2

En proceso de evaluación técnica; apertura de ofertas económicas y adjudicación a fines de **noviembre de 2017**

También se reguló el **Mercado a Término** de Energías Renovables (MATER) posibilitando la incorporación de generación renovable privada para su contratación directa con Grandes Usuarios



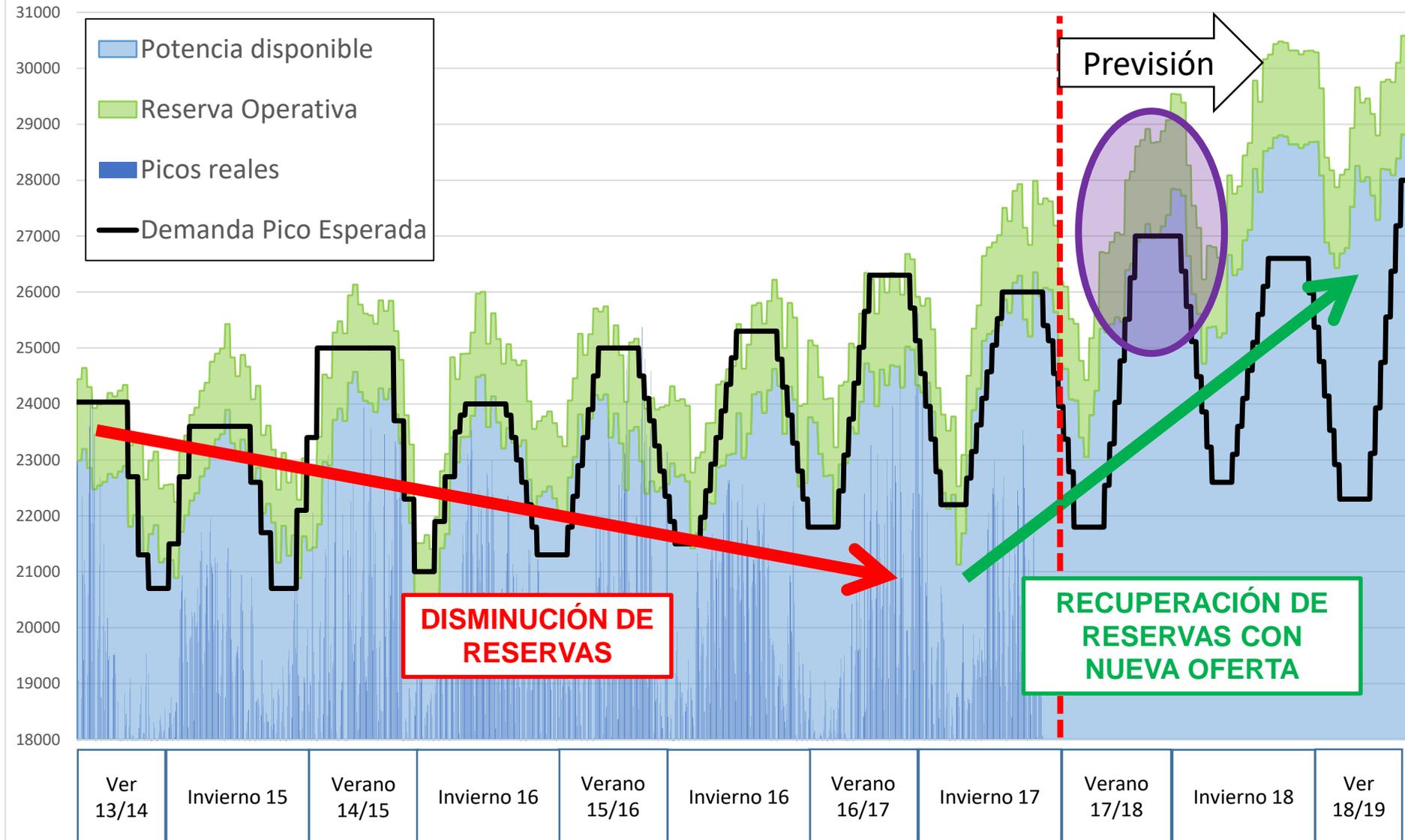
3era Etapa – Mejoras de Eficiencia (licitación abierta)

TIPO	#	Potencia Total (MW)	Cargo Fijo Medio (u\$s/MWmes)	Cargo Variable No Combustible Medio (u\$s/MWh)
Cierre CC	17	1.816	24.208	21,3
Cogeneración	16	2.241	28.278	6,3
Total	33	4.057	26.457	13,0

1.810 MW ADJUDICADOS EN PROYECTOS DE ALTA EFICIENCIA
8 Cierres de Ciclo Combinado y 4 de nueva Cogeneración

- El ingreso de nueva generación comprometida hacia el 2020 es de alrededor de **5.000 MW** de **generación térmica** y **3.000 MW** de nueva **generación renovable**
- Representa una **mejora** sustancial en la **reserva** disponible para el Sistema y al mismo tiempo una **reducción** esperada del **consumo** de combustibles de origen fósil

Reservas del SISTEMA en horas Pico



DESCRIPCION	LEAT (km)	Transformación (MVA)	Inversión (MM U\$D)
LEAT RIO DIAMANTE/CHARLONE + ET CHARLONE	490	600	480
LEAT ATUCHA / BELGRANO II + ET BELGRANO II	35		80
LEAT BELGRANO II / SMITH + ET SMITH	100	1.600	170
LEAT ATUCHA II / PLOMER + ET PLOMER + DOBLE LEAT 35 km (anillo GBA)	130	800	190
LEAT CHARLONE / JUNÍN / PLOMER + ET JUNIN	415	600	420
LEAT PTO MADRYN / CHOELE CHOEL + LEAT VIVORATÁ / PLOMER	705		600
LEAT RODEO / LA RIOJA SUR + ET RODEO + ET LA RIOJA SUR	300	300	300
LEAT CHOELE CHOEL / BAHÍA BLANCA	340		290
LEAT SANTO TOMÉ / SAN FRANCISCO / MALVINAS + ET SAN FRANCISCO	310	450	320
TOTAL	2.825	4.350	2.850

Precios de la Energía y Potencia - Subsidios



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación

Costos del Mayorista => energía, potencia y transporte

Precios por Tipo de Usuario - Componentes

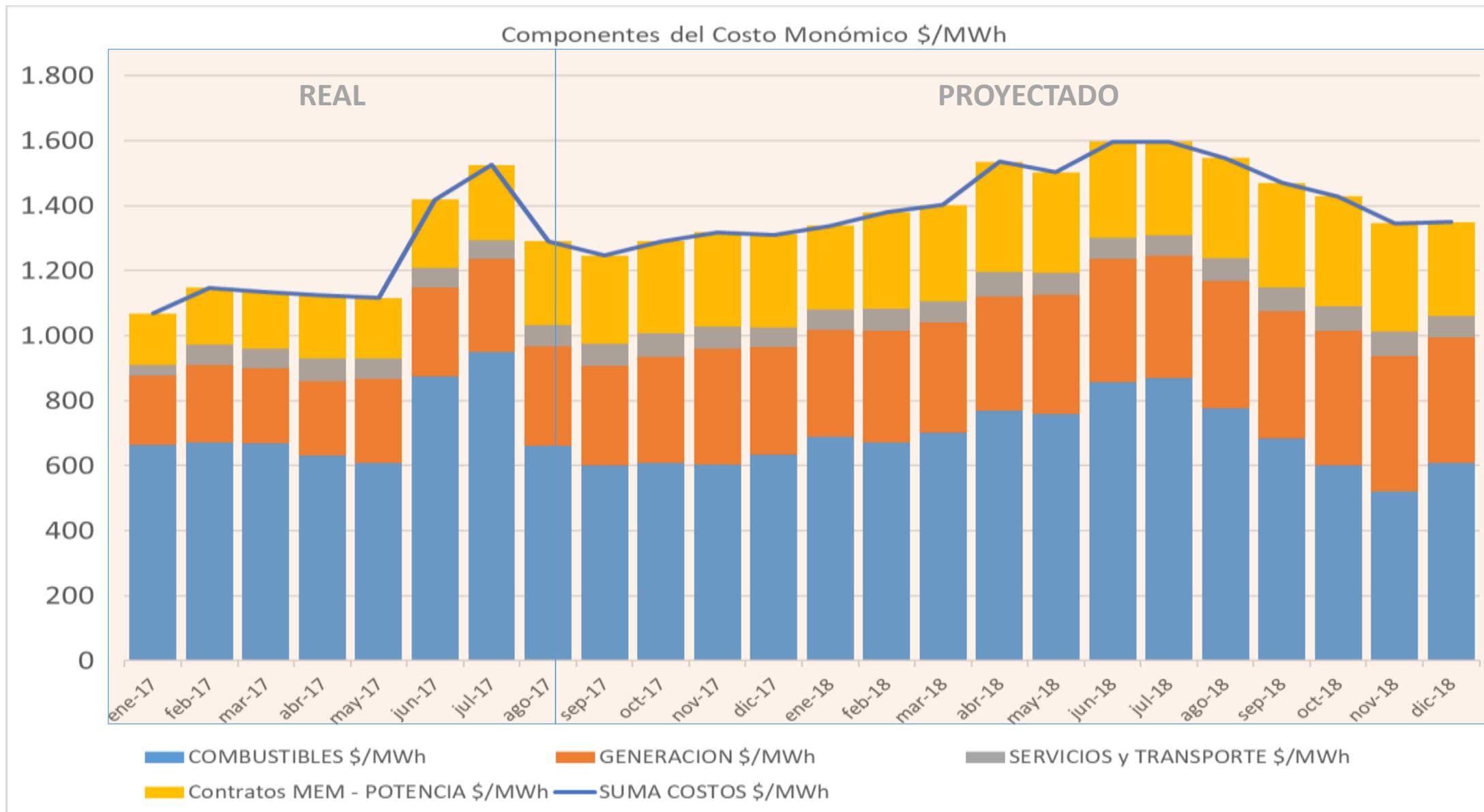
Sendero de normalización tarifaria

Tarifa Social – Alcance y mecanismo

Plan Estímulo - Condición

- Los **costos** de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (**MEM**) varían en función de: i) los costos y disponibilidad de **combustibles**, ii) la remuneración de la **operación** de la generación, iii) los costos de **incorporación de nueva** potencia y energía, iv) de los servicios **adicionales** y **reserva** de potencia, y v) del **transporte** en AT y regional e impuestos y cargos específicos.
 - Asimismo, dependen de los **aleatorios de demanda**, la generación **hidroeléctrica** y de la tasa de cambio.
- Los **precios** estabilizados de compra de energía y potencia por parte de los **Distribuidores** tienen como objeto recuperar los costos.
- La política de **normalización** incluye la reducción progresiva de **subsidios** aplicando un sendero **gradual** y **previsible**.

Costos del Mercado Mayorista



COSTO MONÓMICO - PEST ECO			
<i>UNIDAD</i>	real 2016	estim 2017	proy 2018
u\$s/MWh	73,2	74,1	74,8
\$/MWh	1.100	1.250	1.440
Tasa \$ / u\$s	15,0	16,9	19,3

Los Costos medios en dólares se mantienen estables, aún considerando los mayores costos asociados a la normalización del transporte y de la incorporación de nueva oferta

Precios estabilizados de referencia de la energía (\$PER)



Grandes Usuarios
de Distribuidor >
300 kW(GUDI)

\$/MWh

Actual	Diciembre 2017	Febrero 2018
1.070	1.392	



Resto Demanda
Distribuidor
(excluyendo TS)

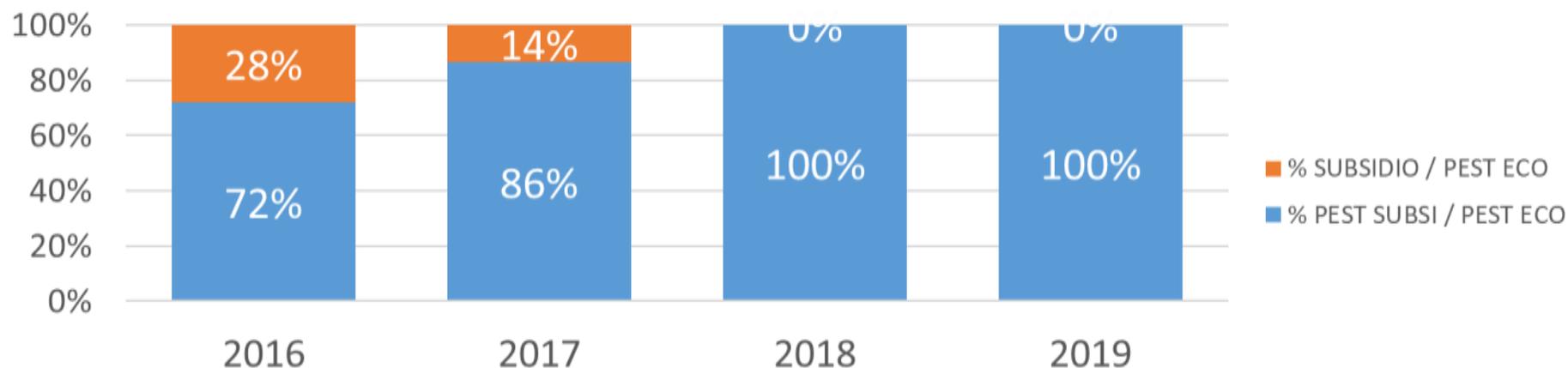
\$/MWh

Actual	Diciembre 2017	Febrero 2018
640	876	1.077



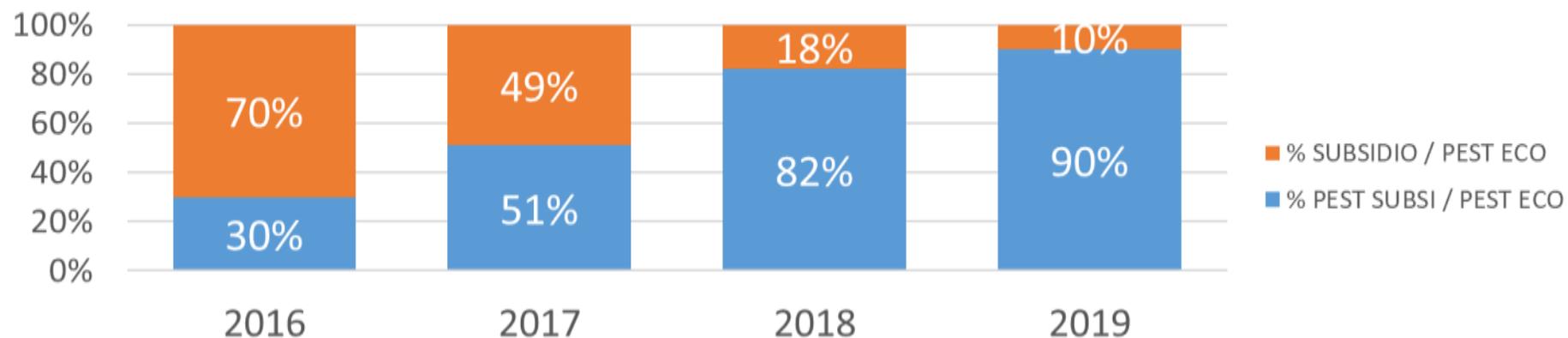
Grandes Usuarios
de Distribuidor >
300 kW(GUDI)

GU > 300 kW (Gran Demanda) - % de Cobertura y Subsidio

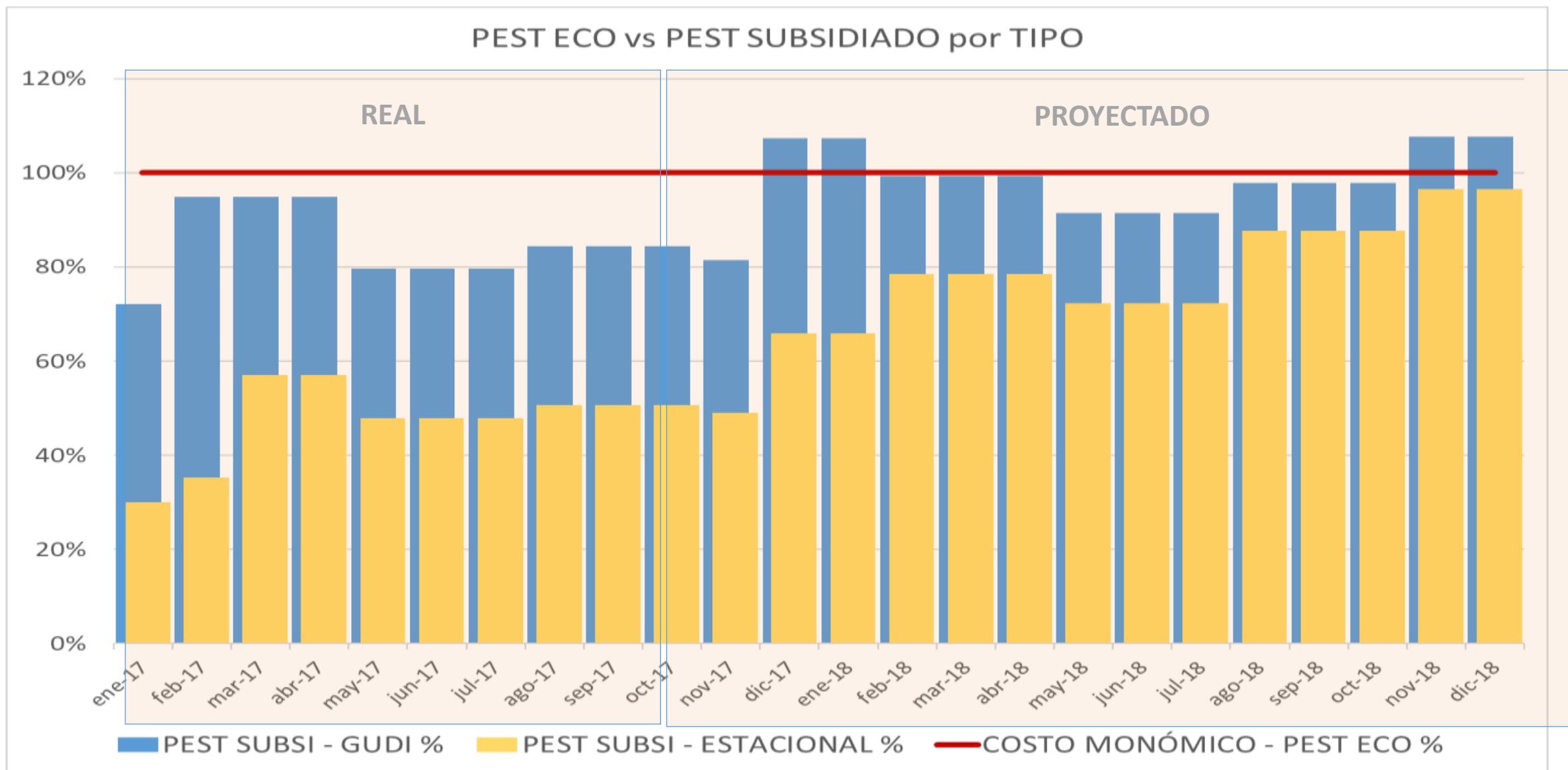


Resto Demanda
Distribuidor
(excluyendo TS)

Gral < 300 kW (General Res y Com) - % de Cobertura y Subsidio



Cobertura de Precios por Tipo de Usuario

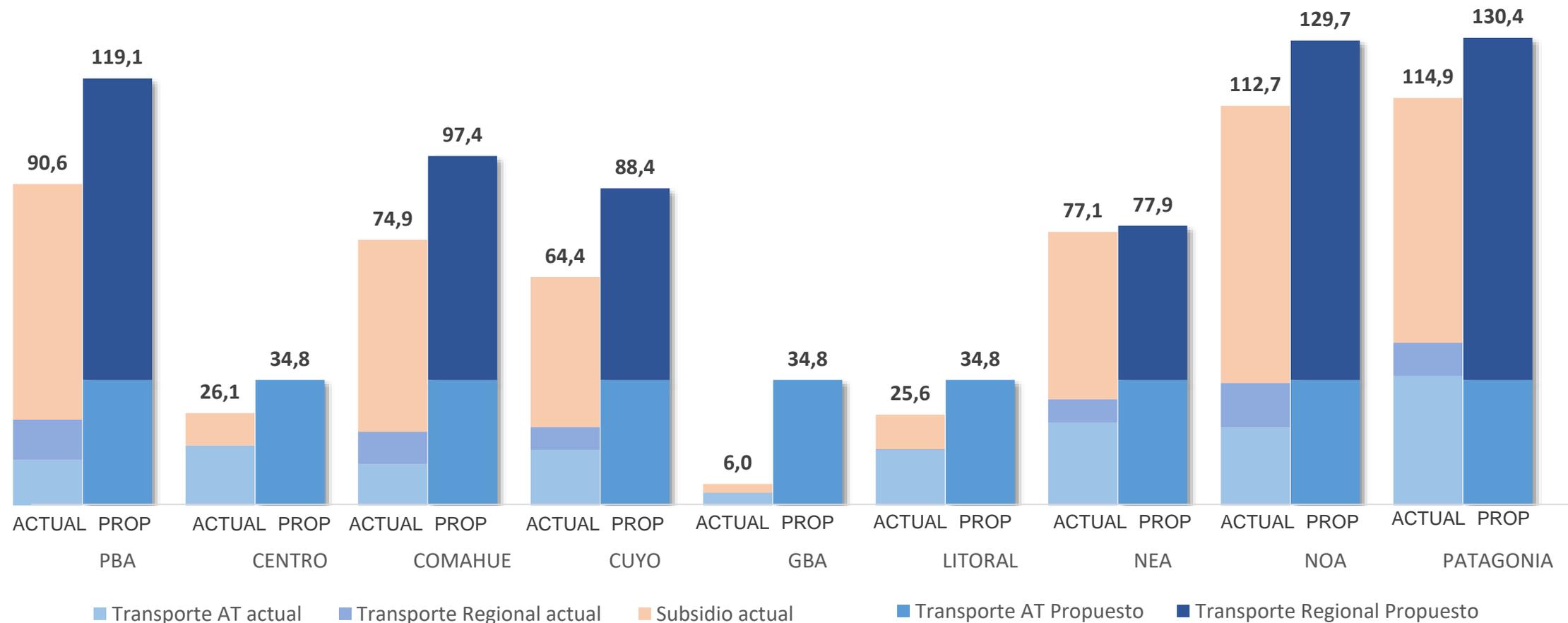


TRANSPORTE

- Los costos de transporte se distribuirán en función de la **energía consumida** por cada Agente demandante (Distribuidores y Grandes Usuarios)
- Los costos asociados al Sistema de Transporte en **Extra Alta Tensión**, troncal de 500 kV que permite la transferencia de energía entre todas las regiones del país, se distribuirán de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía del SADI
- Los costos asociados al Sistema de **Transporte de Distribución Troncal** (Distros) de 132 kV que permite la transferencia de energía entre las áreas dentro de una región eléctrica para abastecer la demanda se distribuye de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía conectadas a esa Distro

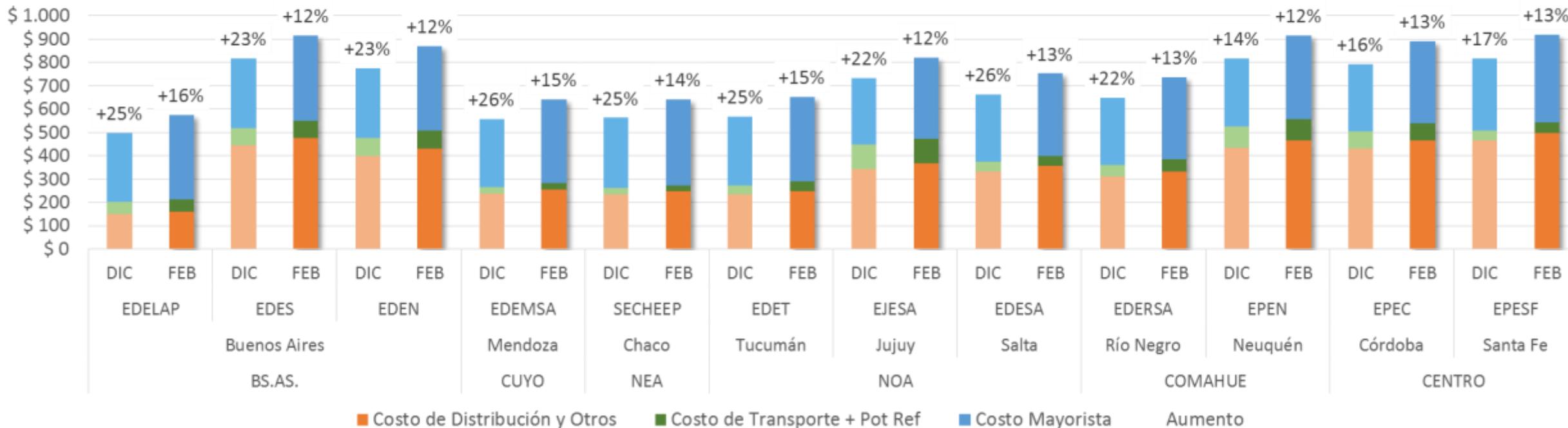
Propuesta de Cargos de Transporte por Región

Nueva remuneración en Transporte por región (\$/MWh)



Factura de Energía Eléctrica en todo el País

Factura mensual sin impuestos (\$/mes)
Monto final y porcentaje de aumento - Diciembre 2017 y Febrero 2018
Usuario Residencial con consumo de 300 kWh/mes



Período	Aumento promedio en Costos de Abastecimiento	Aumento promedio en Factura Final	Aumento acumulado en Factura Final
Diciembre 2017	+32%	+21%	+38%
Febrero 2018	+19%	+13%	

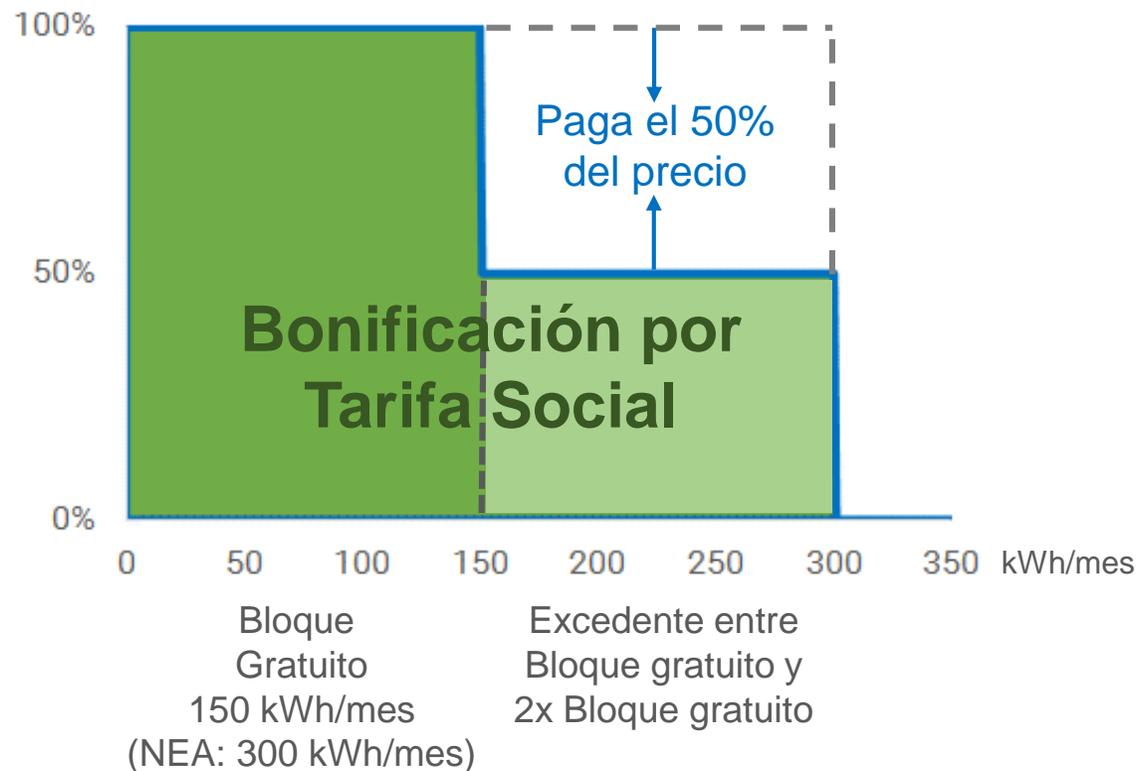
Nota: La proyección se realizó en base a los cuadros tarifarios correspondientes al mes de Septiembre 2017.

Readecuación de la Tarifa Social Federal

Bonificación en el precio de la electricidad en el MEM a **usuarios residenciales vulnerables de todo el país**

✓ ¿Cómo funciona el nuevo esquema?

% de descuento sobre el precio en el MEM



✓ ¿Cómo lo verán reflejado los usuarios?

Como un **descuento en la liquidación del servicio**

Ejemplo:

Concepto	Importe
Cargo Fijo	50
Consumo	300
Bonificación por Tarifa Social	-200
Subtotal	150

¿Cómo se accede a la Tarifa Social?

Se otorga a **usuarios vulnerables** de manera **automática** en base a cruce de datos de usuarios de SINTyS



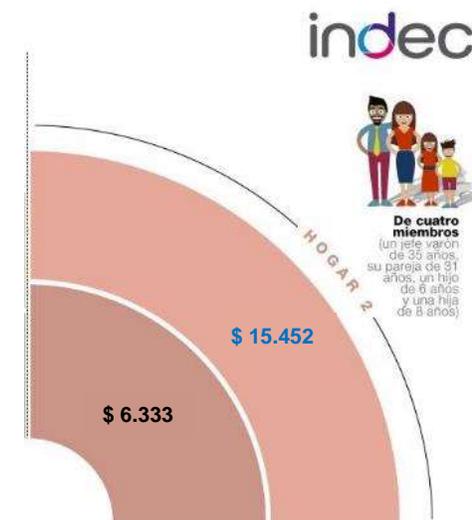
¿Quiénes acceden a la Tarifa Social?

- Jubilados/as y/o pensionados/as y Trabajadores/as en relación de dependencia o monotributistas que perciban una remuneración bruta menor o igual a DOS (2) Salarios Mínimos Vitales y Móviles: \$17.720
- Inscriptas/os en el Monotributo Social
- Empleadas/os del servicio doméstico
- Personas que cobren Seguro de Desempleo
- Beneficiarias/os de programas sociales
- Personas con discapacidad
- Titulares de Pensión Vitalicia a Veteranos de Guerra del Atlántico Sur



¿Quiénes quedarán excluidos?

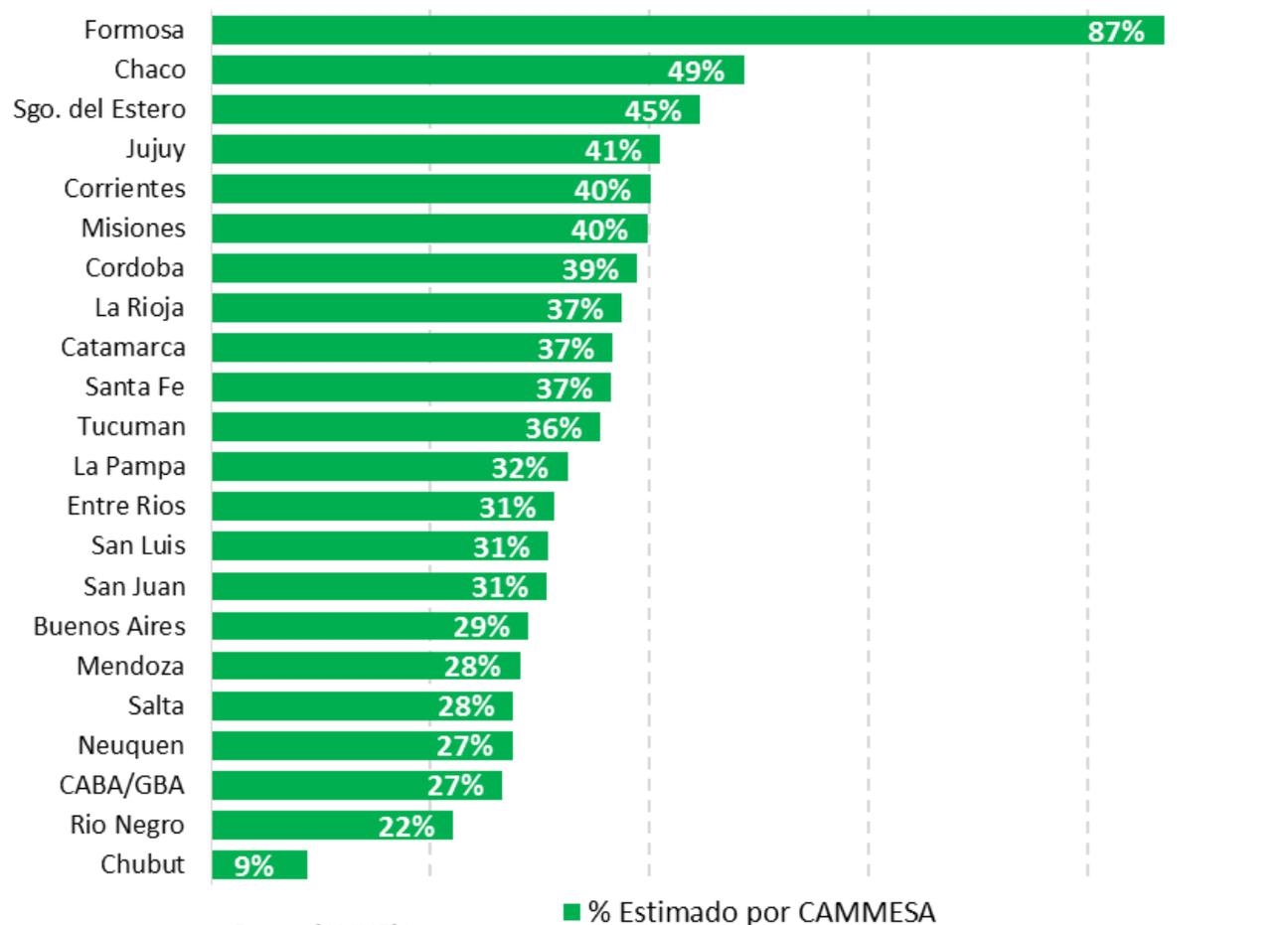
- Quienes sean propietarias/os de más de un inmueble o tengan aeronaves o embarcaciones de lujo
- Quienes posean un vehículo automotor de hasta 10 años de antigüedad (no aplica a quienes posean certificado de discapacidad)



\$6.333 y \$15.452 son los ingresos necesarios por hogar para superar los umbrales de indigencia y de pobreza respectivamente

4,2 millones de usuarios de todo el país accede a la Tarifa Social

% de usuarios en condiciones de acceder a la Tarifa Social por provincia



Fuente: CAMMESA

Nuevo esquema de incentivo al ahorro

- ✓ Los usuarios que logren una **reducción en su consumo de 30% o más** (respecto mismo período del año 2015) obtienen un **descuento del 10% sobre el precio estacional**

Justificación:

- ✓ Lograr que el acceso al beneficio sea consecuencia no solamente de variaciones climáticas, sino de llevar a cabo un esfuerzo real de reducción del consumo
- ✓ Fomentar el ahorro y el consumo eficiente a través del precio y su relación con el precio de otros bienes y servicios de la economía
- ✓ Lograr el ahorro de manera permanente, concientizando respecto a la importancia del cuidado en el consumo de energía y el beneficio económico asociado a la reducción permanente del mismo

