

PRECIO MAYORISTA DE LA ENERGIA ELECTRICA

Marco Legal - Criterios -
Procedimientos - Implementación
Audiencia Pública

Buenos Aires – 17 de Noviembre de 2017



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación

Secretaría de Energía Eléctrica

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.

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** y (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.

Gestión de la Normalización

Primeros Resultados



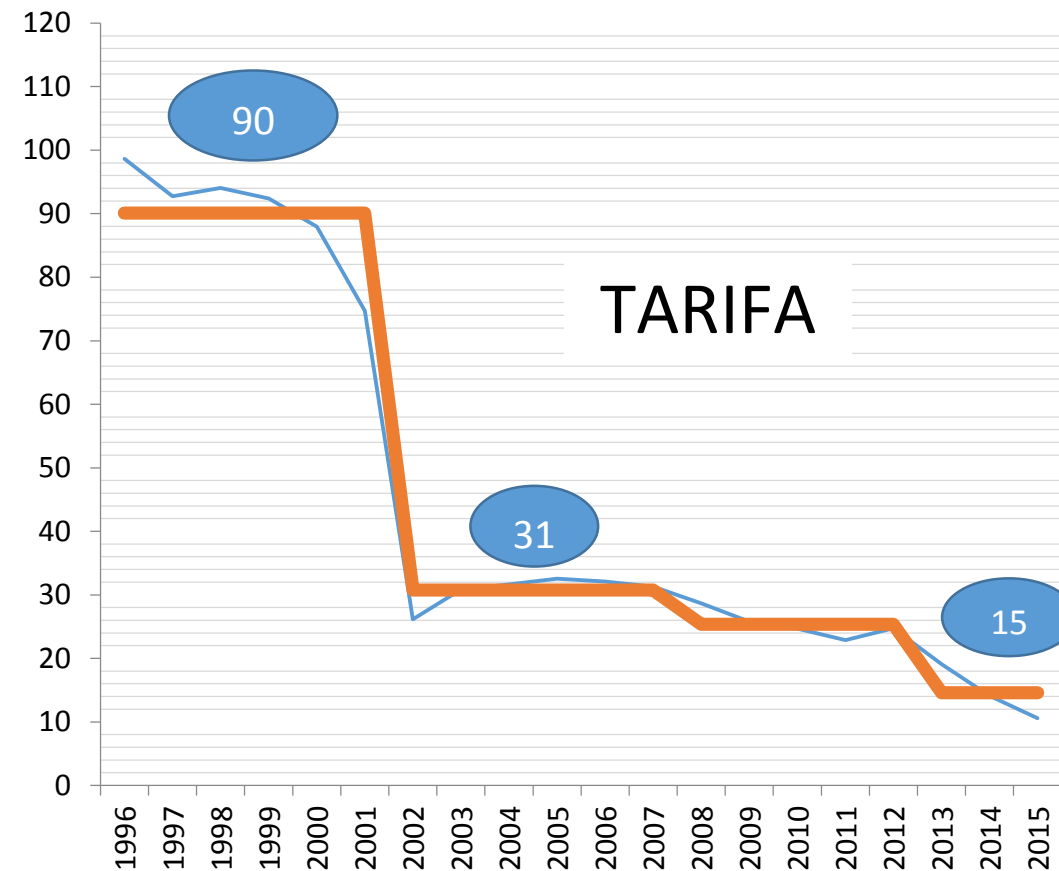
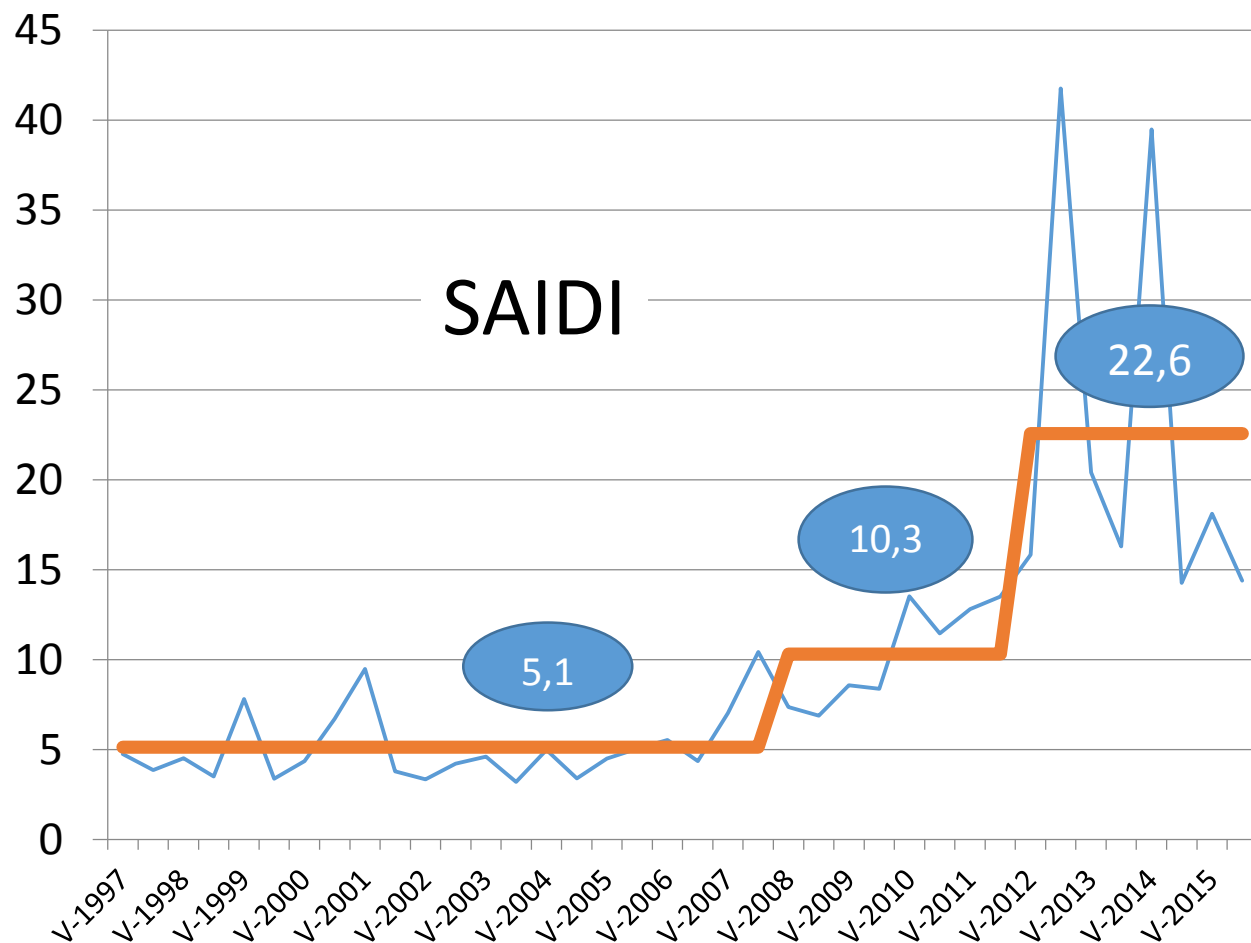
Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación

Secretaría de Energía Eléctrica

- Solicitar y recomendar el **dictado** al Presidente de la **Emergencia Eléctrica**, por dos (2) años en forma inmediata
- **Normalizar las concesiones** de distribución y transporte: i) nuevos **objetivos de calidad**, ii) **incentivos** para que los concesionarios cumplan con los objetivos, iii) **incremento gradual de las tarifas** hasta alcanzar el costo **económico** del servicio, pero contemplando las necesidades de los sectores más vulnerables de la sociedad
- Disponer la **regularización** de los **precios del mercado** e incentivar la **buena gestión** y las **inversiones eficientes**

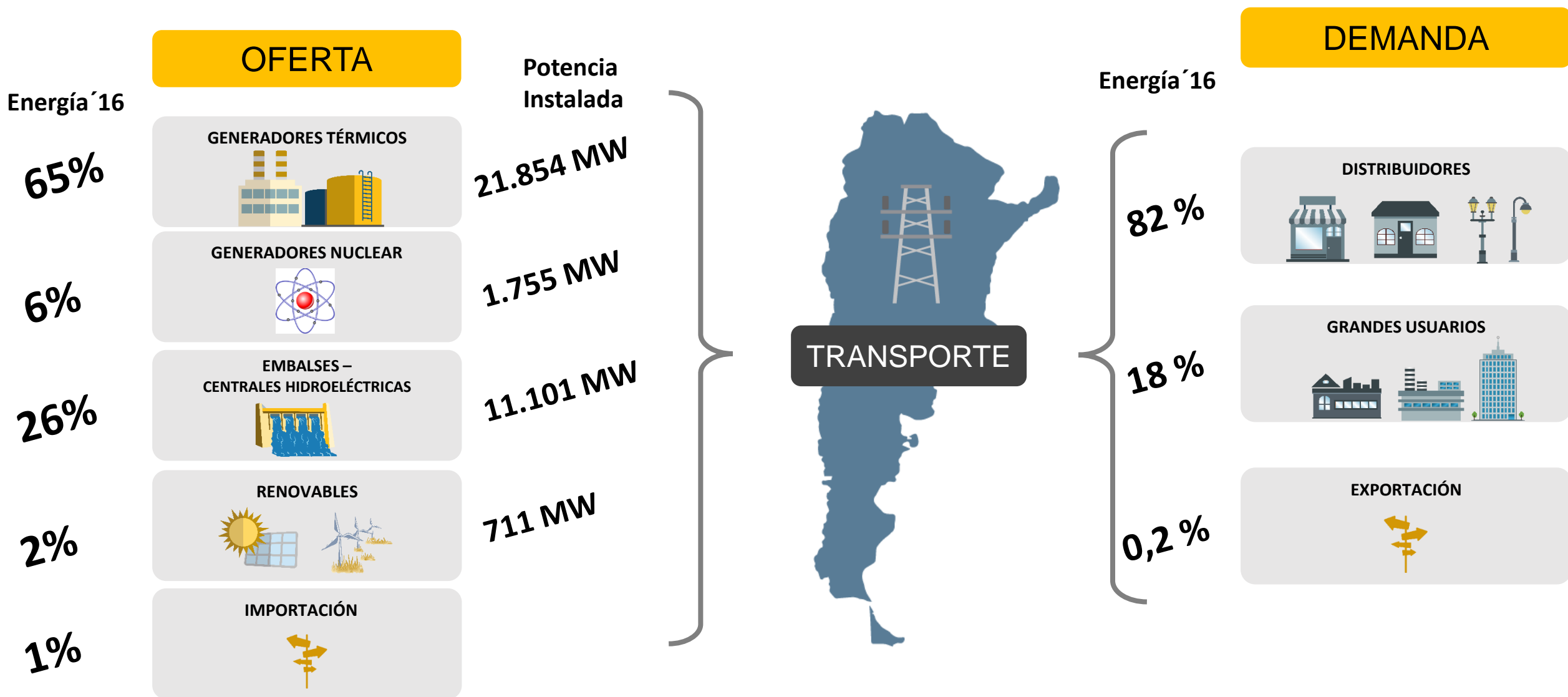
- *Cambios* en el modelo de **subsidios generalizados**; volver a las **señales económicas correctas** a la oferta y a la demanda
 - *Cambios* en las **relaciones entre los actores** (regulador y regulados); volver a los espacios propios **sin cogestión ni captura** (ni política ni económica)
- *Cambios* 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

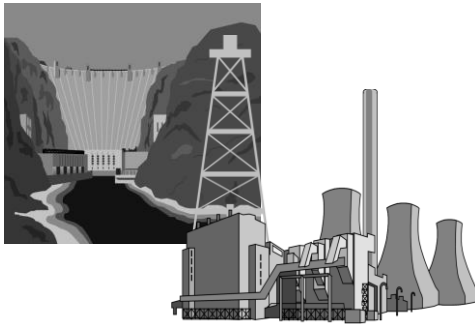


SAIDI= total de horas-usuario interrumpidos [horas/usuario-año]

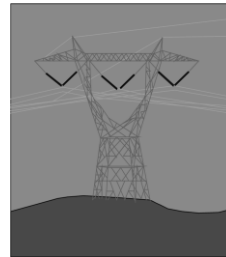
TARIFA [u\$/MWh]



288 Generadores
25 Autogeneradores
3 Cogeneradores



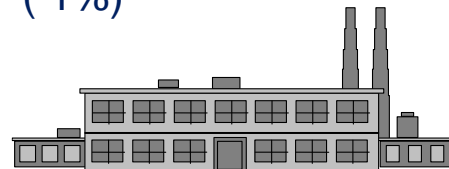
Transporte
8 EAT y AT
43 PAFTT



76 Empresas
Distribuidoras



417 GUMA (16%)
2.223 GUME (83%)
27 GUPA (1%)

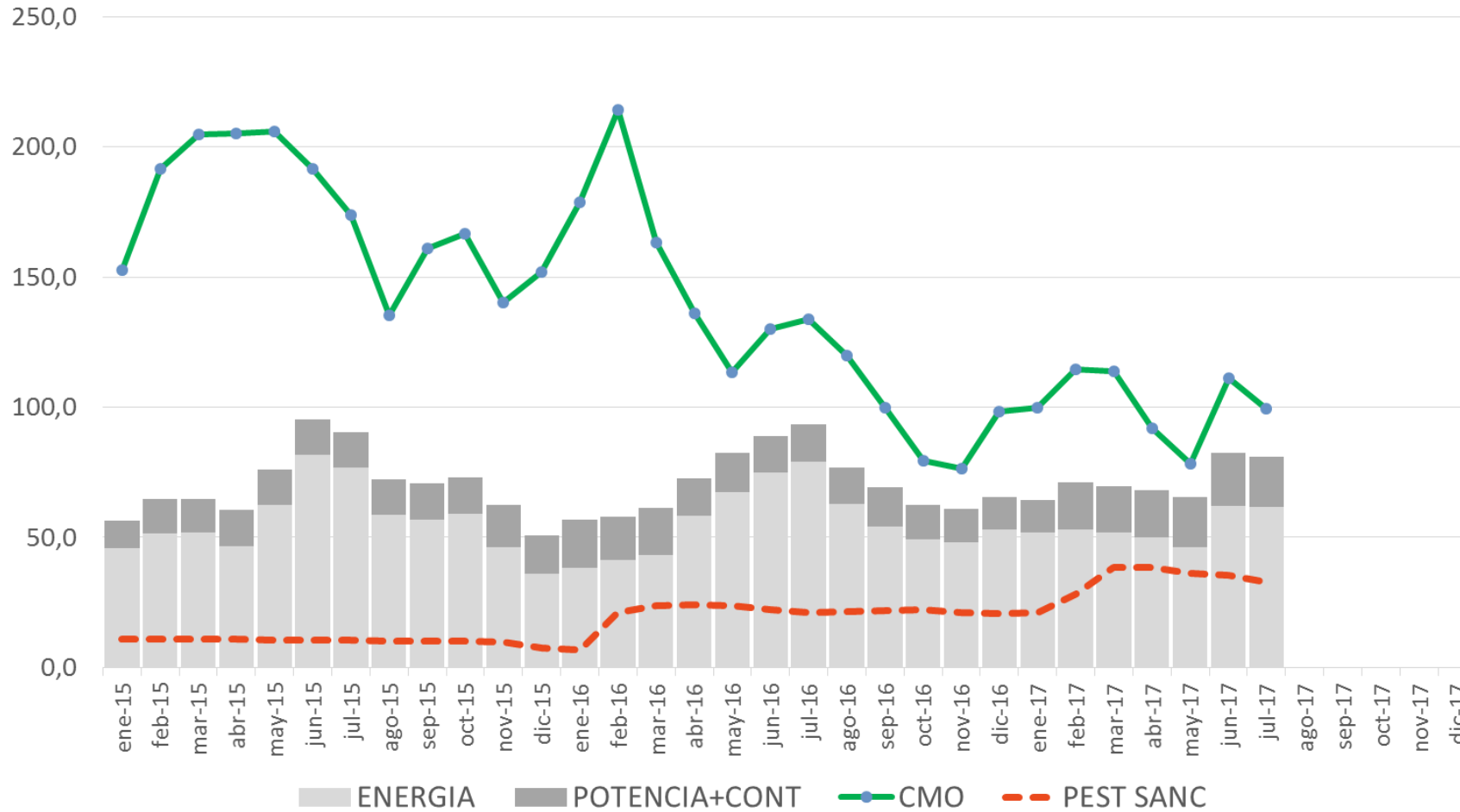


139 *Empresas*
Comercializadoras



Normalización de Precios Mayoristas

Costos Medios Mensuales - CMO vs PEST ECOvs PEST sanc u\$/MWh



Cobertura PEST

2015 => 15%

2016 => 30%

2017 => 47%
(ene ago)

Tarifa social
reducida para 30%
de los usuarios

Porcentaje Cobranza a Distribuidores

% COBRANZA

Prom 2015

45%

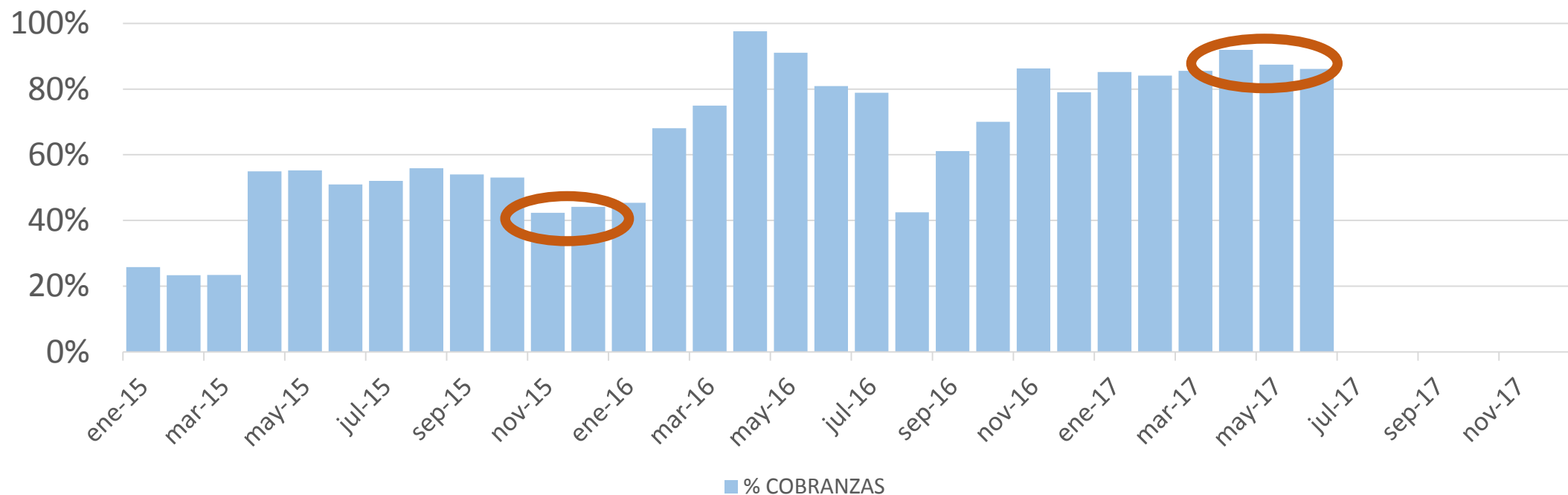
Prom 2016

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

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

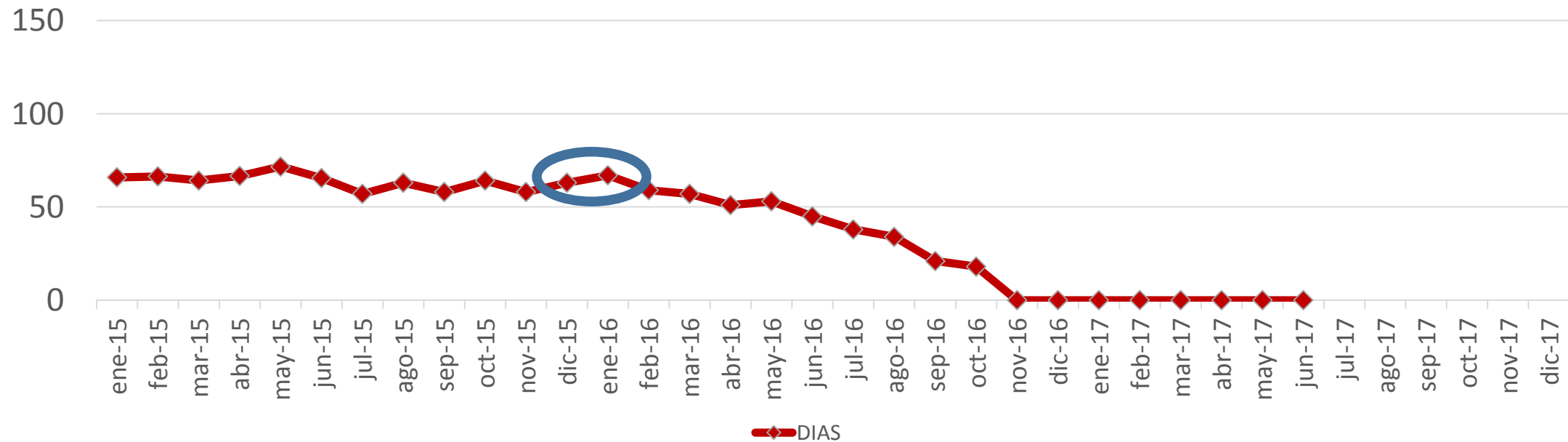
DÍAS ATRASO

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%

Inversiones para Normalizar el funcionamiento del Sector

Primeros Resultados y Perspectivas



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación

Secretaría de Energía Eléctrica

- **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

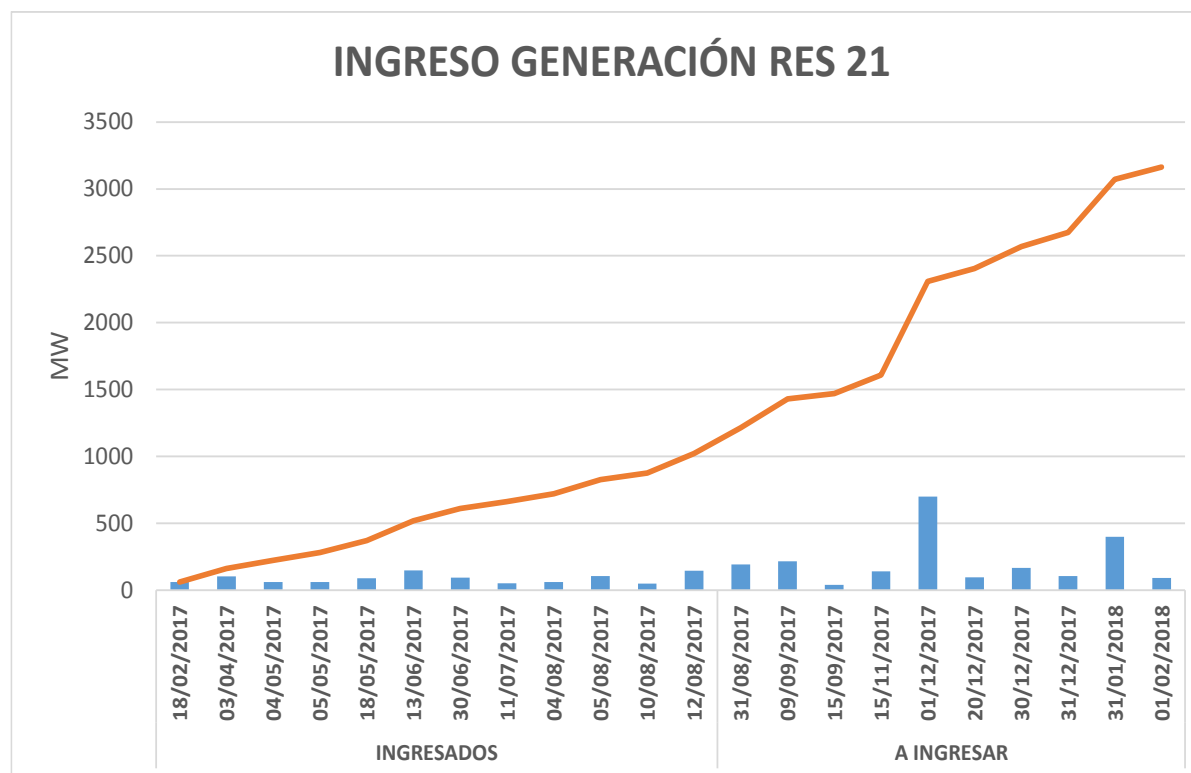
MOTOGENERADORES

7 Proyectos → 520 MW

TURBINAS A GAS

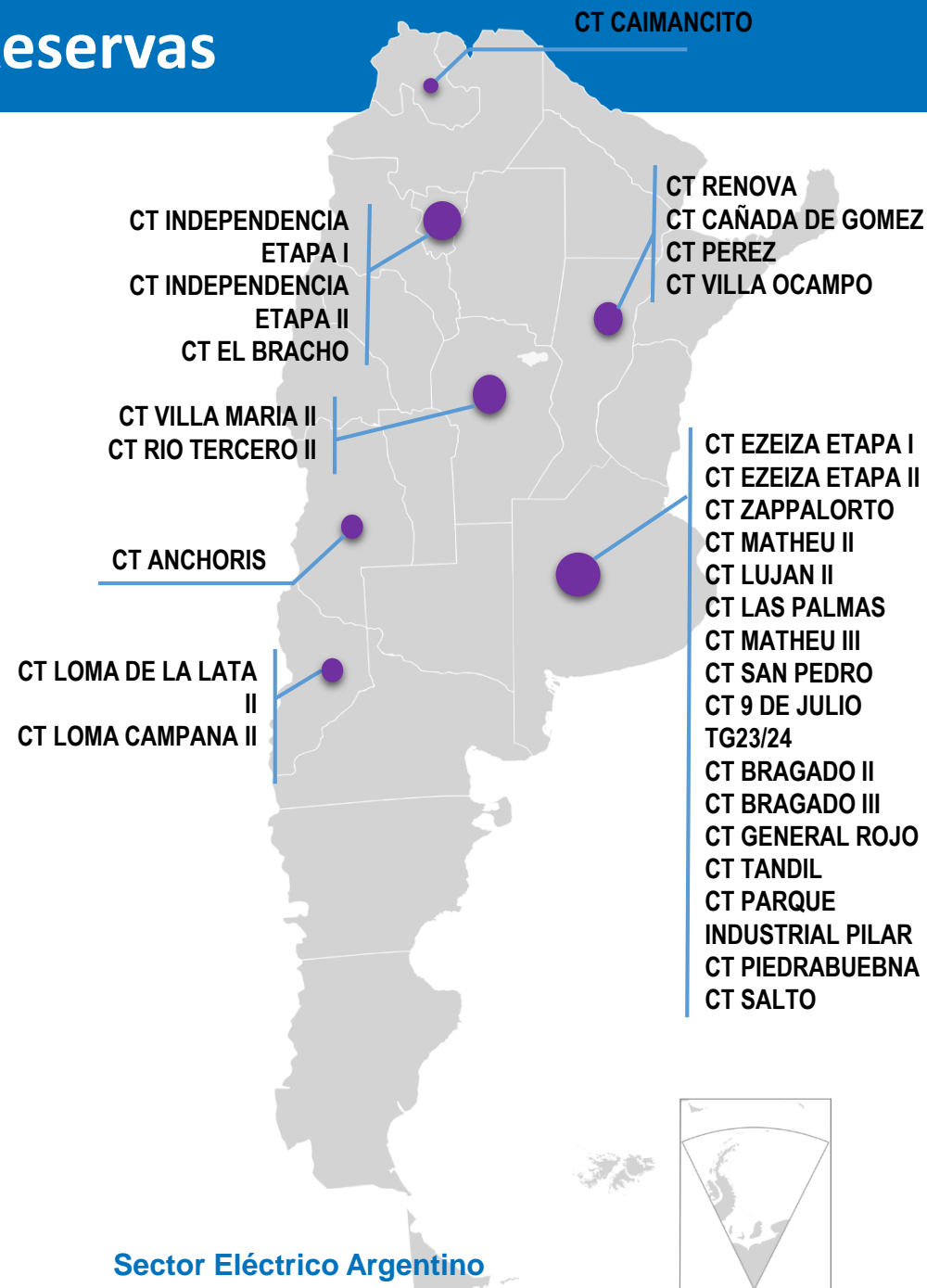
22 proyectos → 2643 MW

3.163 MW ADJUDICADOS

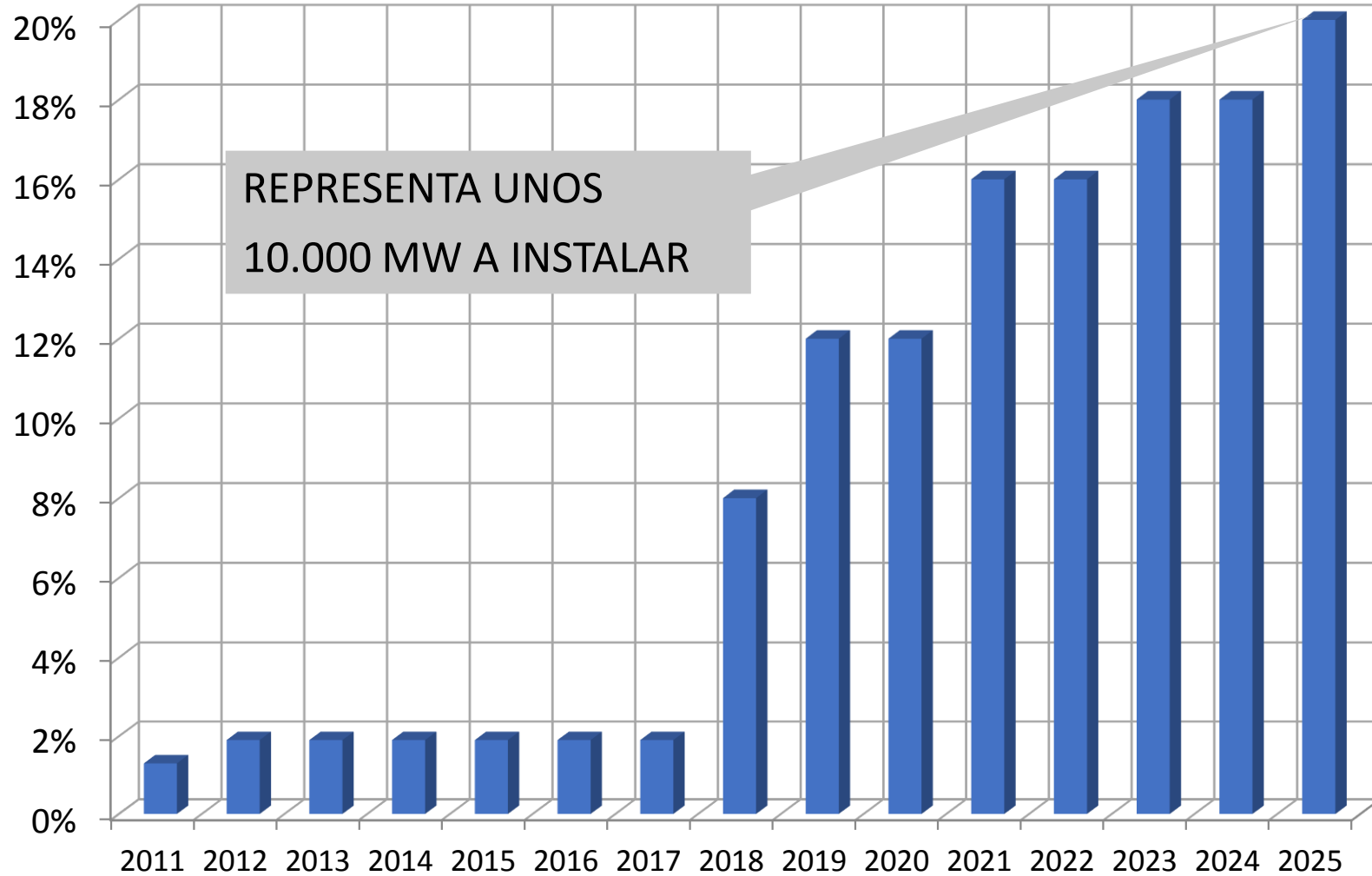


Inversiones para Recuperar Reservas

CENTRALES CON CONTRATO	
CENTRALES	29
POTENCIA CONTRATADA	3.140 MW
PRECIO FIJO PROMEDIO	20.787 U\$S/MW-mes
PRECIO VAR PROMEDIO	10,92 U\$S/MWh



Objetivos en Energías Renovables - Participación



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

Total de Ofertas Recibidas: **123**



EÓLICA

Ofertas: 49
MW: 3.468

Participan: Buenos Aires, Chubut, Río Negro, Santa Cruz, Neuquén, La Rioja, La Pampa, Mendoza, Córdoba y Santa Fé



SOLAR

Ofertas: 58
MW: 2.811

Participan: Salta, San Juan, Jujuy, Catamarca, San Luis, La Rioja, Mendoza, Neuquén, La Pampa, Córdoba, Buenos Aires y Chaco



BIOMASA Y BIOGAS

Ofertas: 11
MW: 53

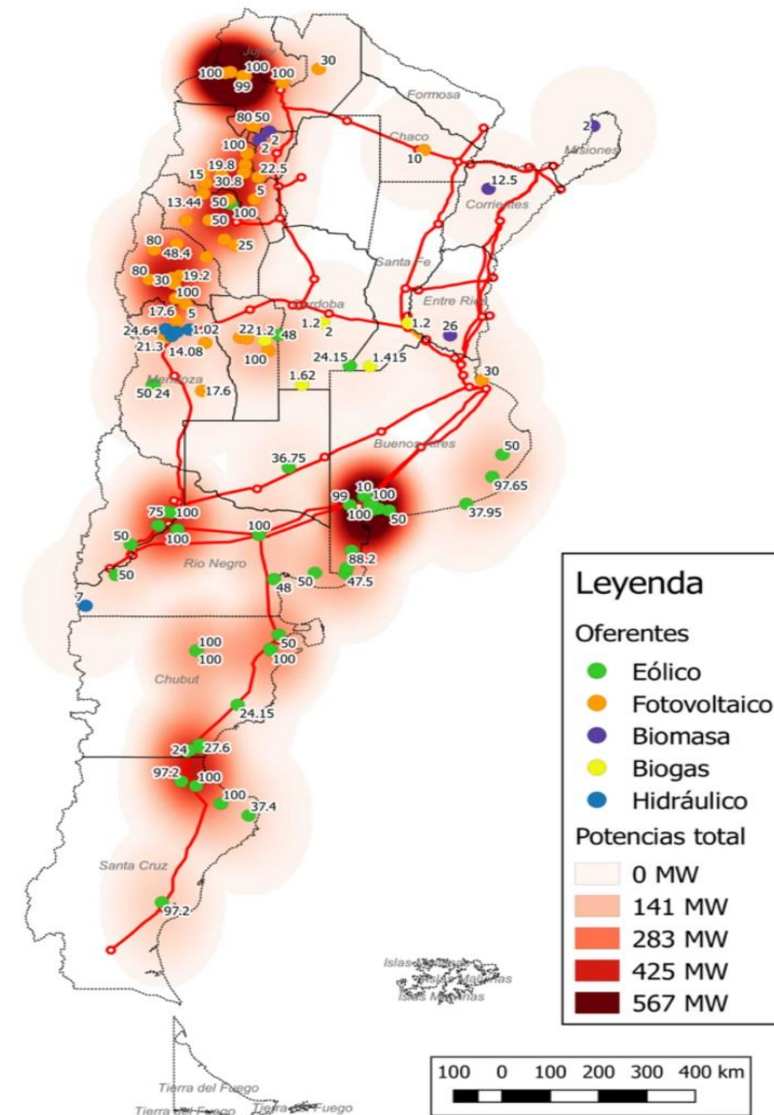
Participan: Entre Ríos, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Santa Fé, Misiones y San Luis



PAH

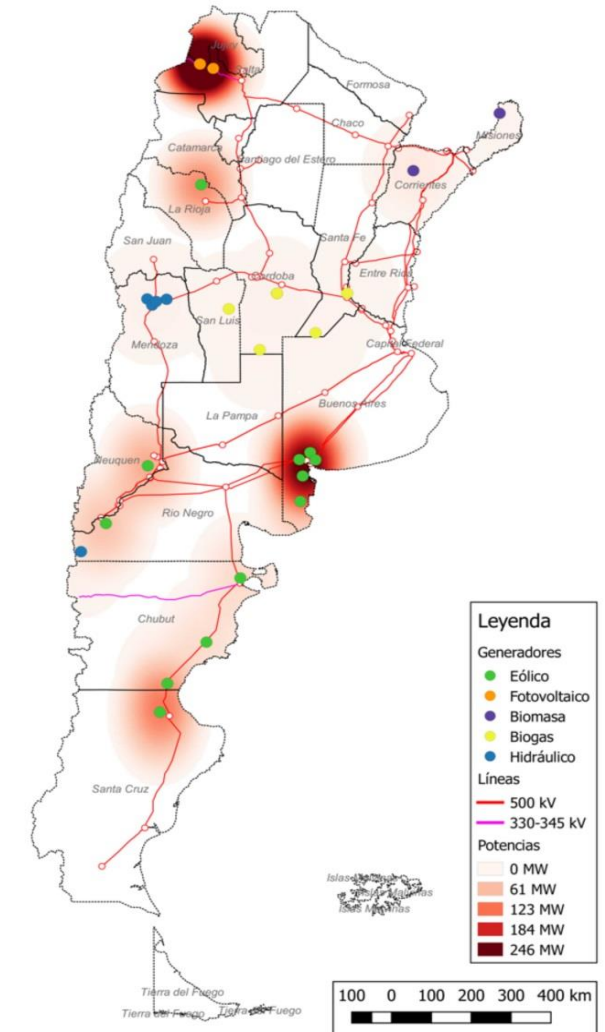
Ofertas: 5
MW: 11

Participan: Río Negro y Mendoza

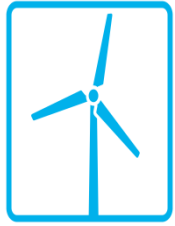


Total de Proyectos Adjudicados: 29

Tecnología	Proyectos	MW	GWh/año	Provincias
Eólica	12	707	2.882	Buenos Aires, Chubut, Río Negro, Santa Cruz, Neuquén, La Rioja
Solar	4	400	918	Salta y Jujuy
Biogas	6	9	70	Santa Fe, San Luis y Córdoba
Biomasa	2	15	122	Corrientes y Misiones
PAH	5	11	68	Río Negro y Mendoza
Totales	29	1.142	4.060	14 Provincias



Inversiones en Energías Renovables (cupos ronda 1.5)

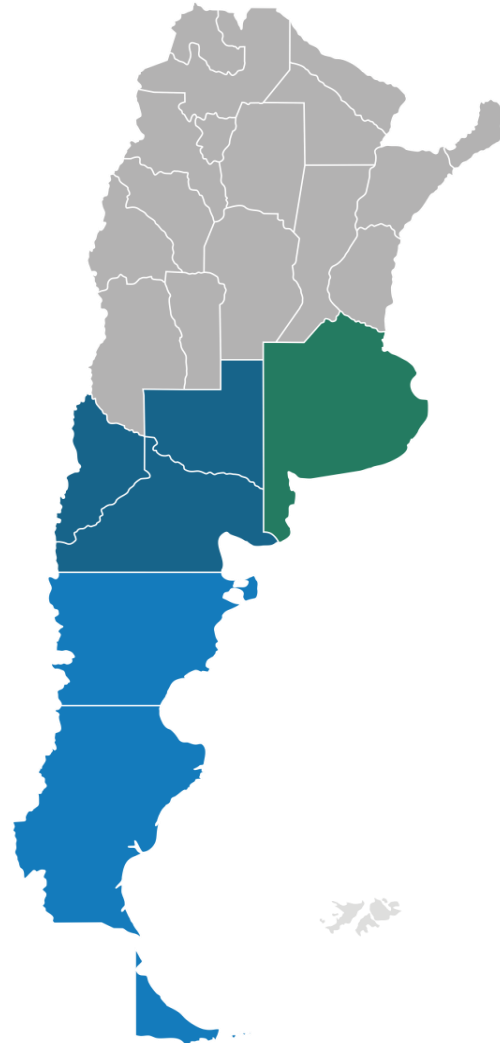


**BUENOS
AIRES
100 MW**

**COMAHUE
100 MW**

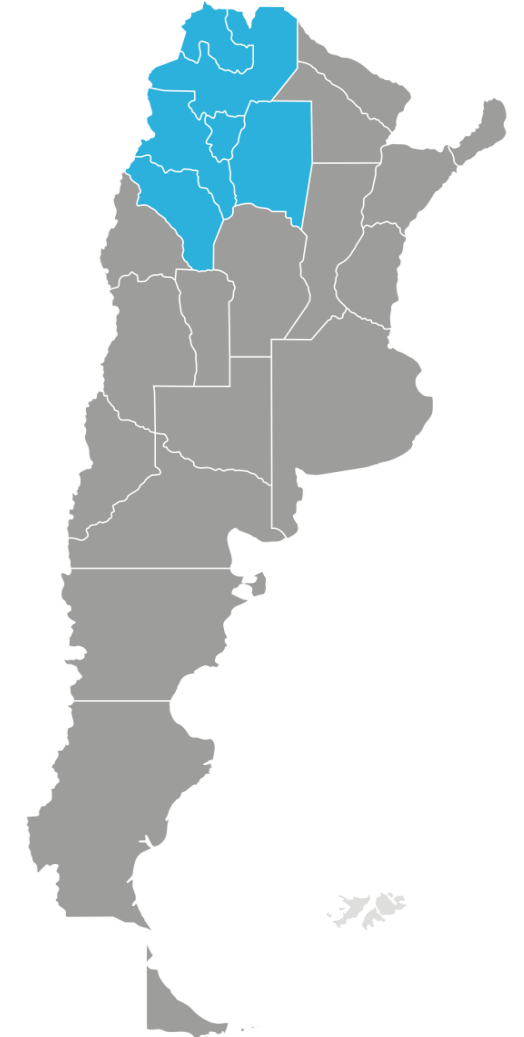
**PATAGONIA
100 MW**

**RESTO
100 MW**







**NOA
100 MW**

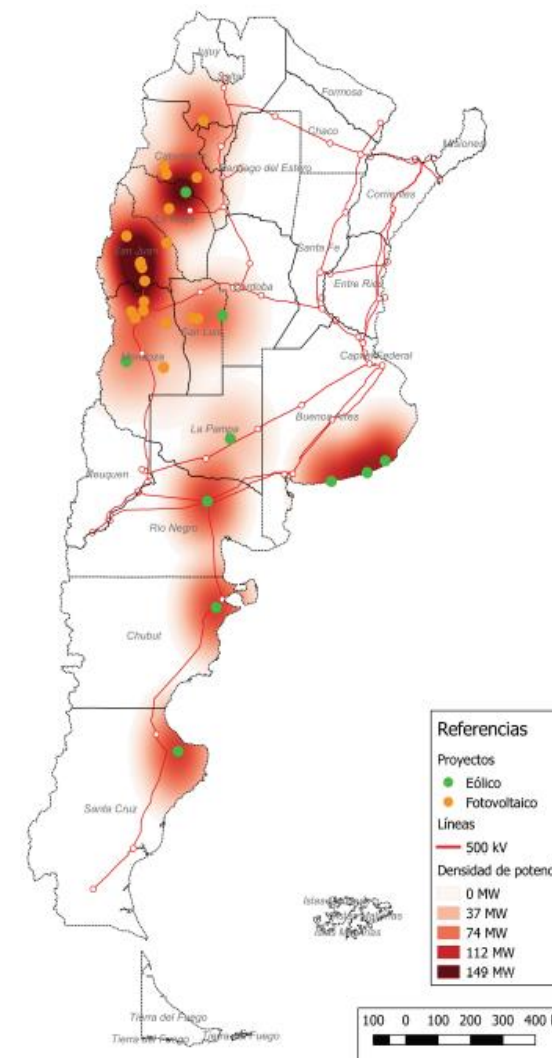
**RESTO
100 MW**

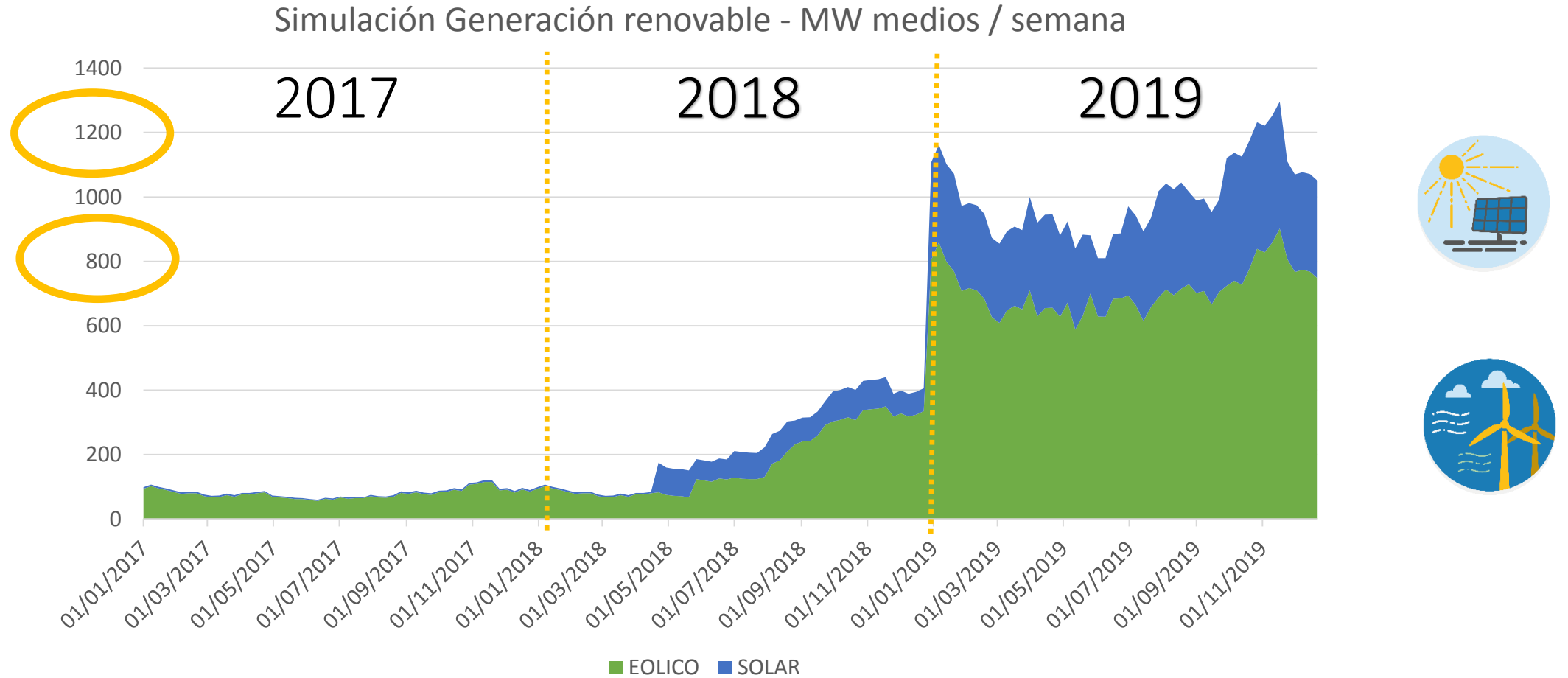


Inversiones en Energías Renovables (ofertas ronda 1.5)

TECNOLOGÍA	REGIÓN	CANTIDAD	POTENCIA (MW)	OFERTADO	
				PRECIO MÍNIMO (USD/MWh)	PRECIO MEDIO (USD/MWh)
Eólica Precio Máx. 59,39 USD/MWh 	BUENOS AIRES	8	680	46,00	53,73
	COMAHUE	3	187	49,98	55,02
	PATAGONIA	5	497	49,50	53,47
	RESTO DEL PAÍS	3	198	55,00	56,91
TOTAL EÓLICA		19	1.561	46,00	54,20
Solar Precio Máx. 59,75 USD/MWh 	NOA	9	394	51,93	56,58
	RESTO DEL PAÍS	17	494	48,00	55,61
TOTAL SOLAR		26	888	48,00	56,04
Total		45	2.449	46,00	54,87

TECNOLOGÍA	CANTIDAD DE PROYECTOS	POTENCIA ADJUDICADA MW	PRECIO PROMEDIO USD / MWh	ENERGIA ANUAL GWh / Año
 EÓLICA	10	765,4	53,34	3.037
 SOLAR	20	516,2	54,94	1.274
Total	30	1.281,5	53,98	4.311

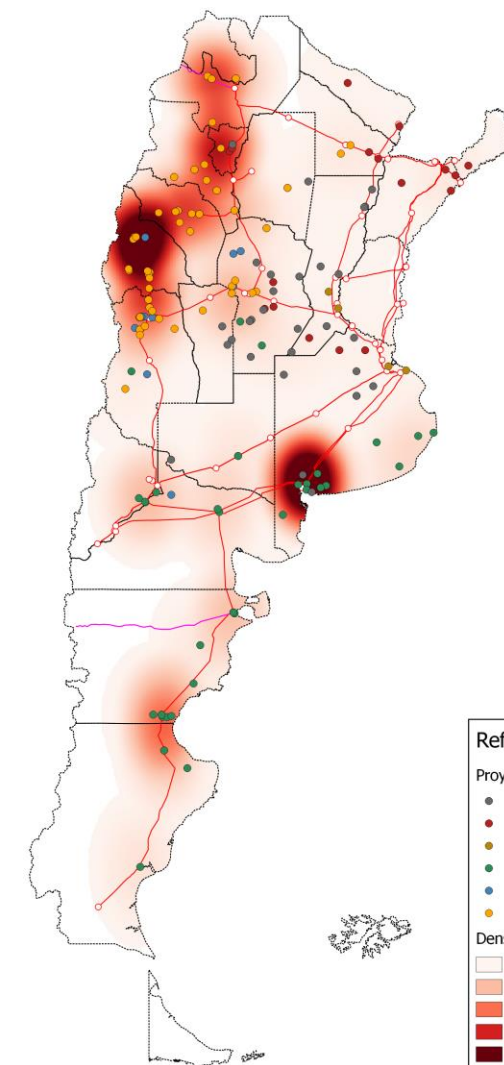




TECNOLOGIA	# Proyectos	Potencia Ofertada Total [MW]	Potencia Requerida RenovAr - R2 [MW]	Potencia p/proyecto [MW]
EOLICO	58	3817	550	65,8
SOLAR	99	5291	450	53,4
BIOMASA	20	187	100	9,3
BIOGAS	32	60	35	1,9
BIO RELLENO	4	15	15	3,8
HIDRAULICO	15	32	50	2,1
TOTAL	228	9401	1200	41,2

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



Alt	TIPO	CANTIDAD	POTENCIA MW	POTENCIA MW/propuesta
A	Ciclo Combinado Nuevo	32	22.510	703
B	Cierre de Ciclo Combinado	24	3.199	133
C	Turbina a Gas / Cogeneración	89	9.124	103
D	Combustible Alternativo	20		
E	Ductos y Gestión de Líquidos	10		
F	Transporte 500 kV	9		
G	Eficiencia Turbina a Gas/ Otros	12	6	
	TOTAL	196	34.839	

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 5000 MW de generación térmica y 3000 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

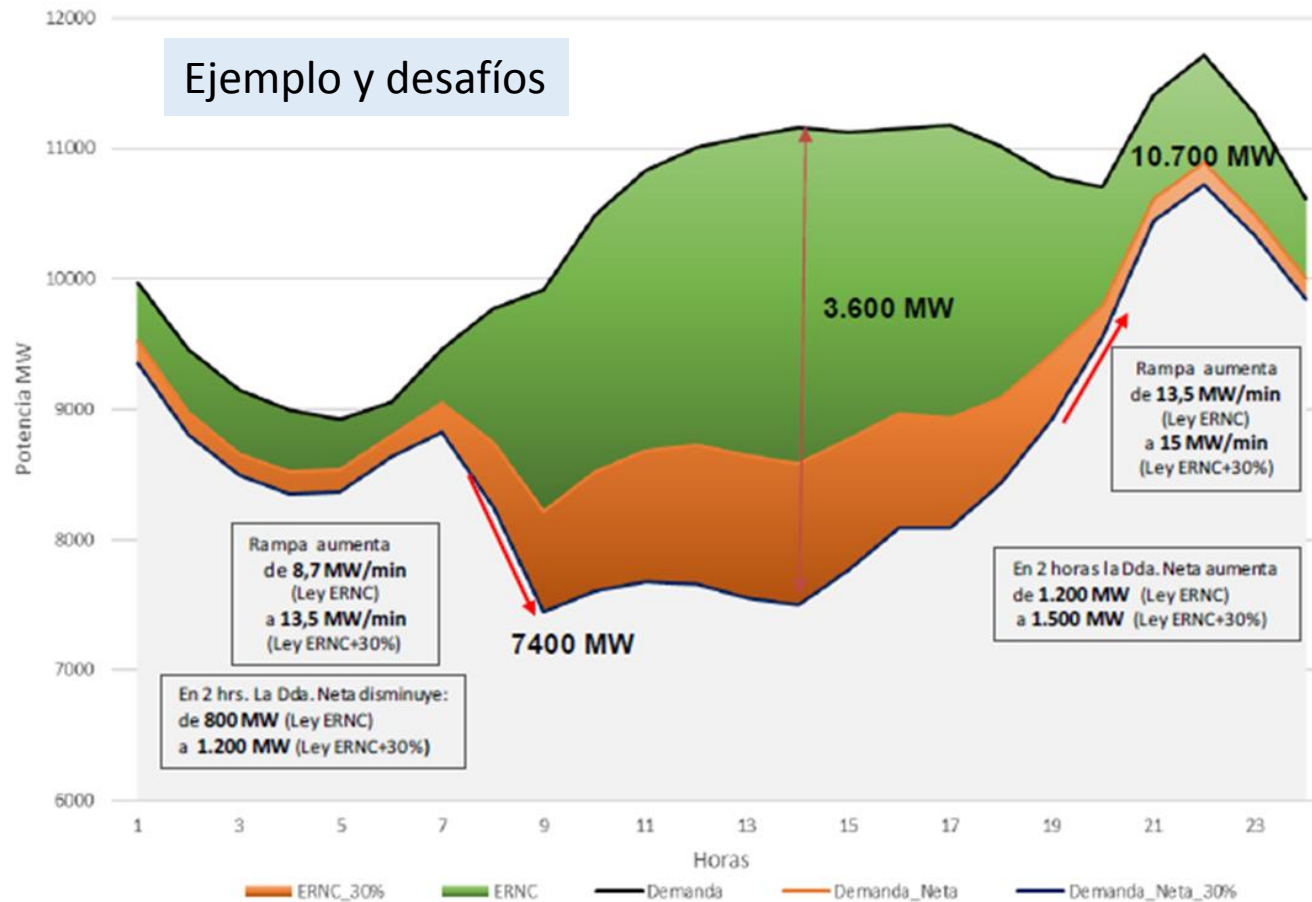
Integración de Energía Renovable y Ampliaciones de Transporte en Alta Tensión



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación

Secretaría de Energía Eléctrica

- La **gestión** de recursos intermitentes (renovables no convencionales) y su integración al Sistema es un desafío técnico y operativo
- La ubicación de los recursos alejados de la demanda, requiere el desarrollo de un **sistema de transmisión** en armonía con la incorporación de las intermitentes y su gestión



Fuente: Informe estudio ERNC flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021, (CDEC-SING 2016).

«Costos por perfil irregular de generación: la variabilidad de la generación ERNC, deja una demanda residual que requiere que las centrales convencionales sean más flexibles»

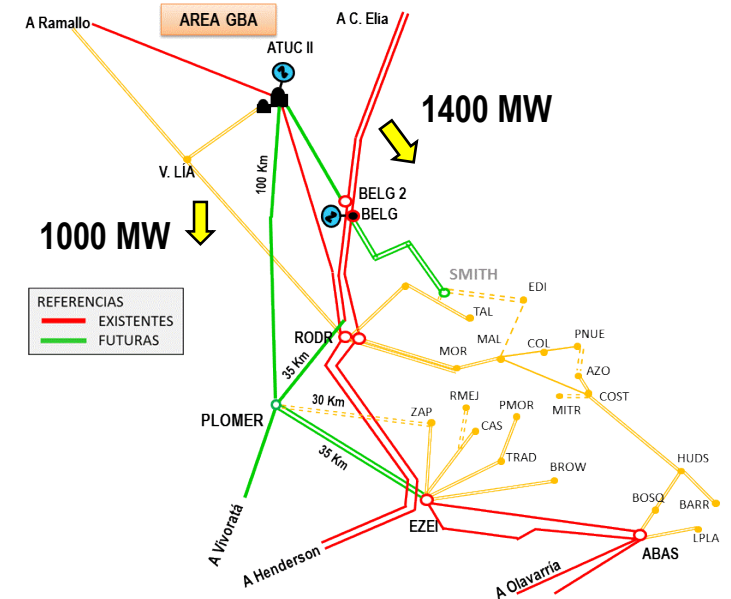
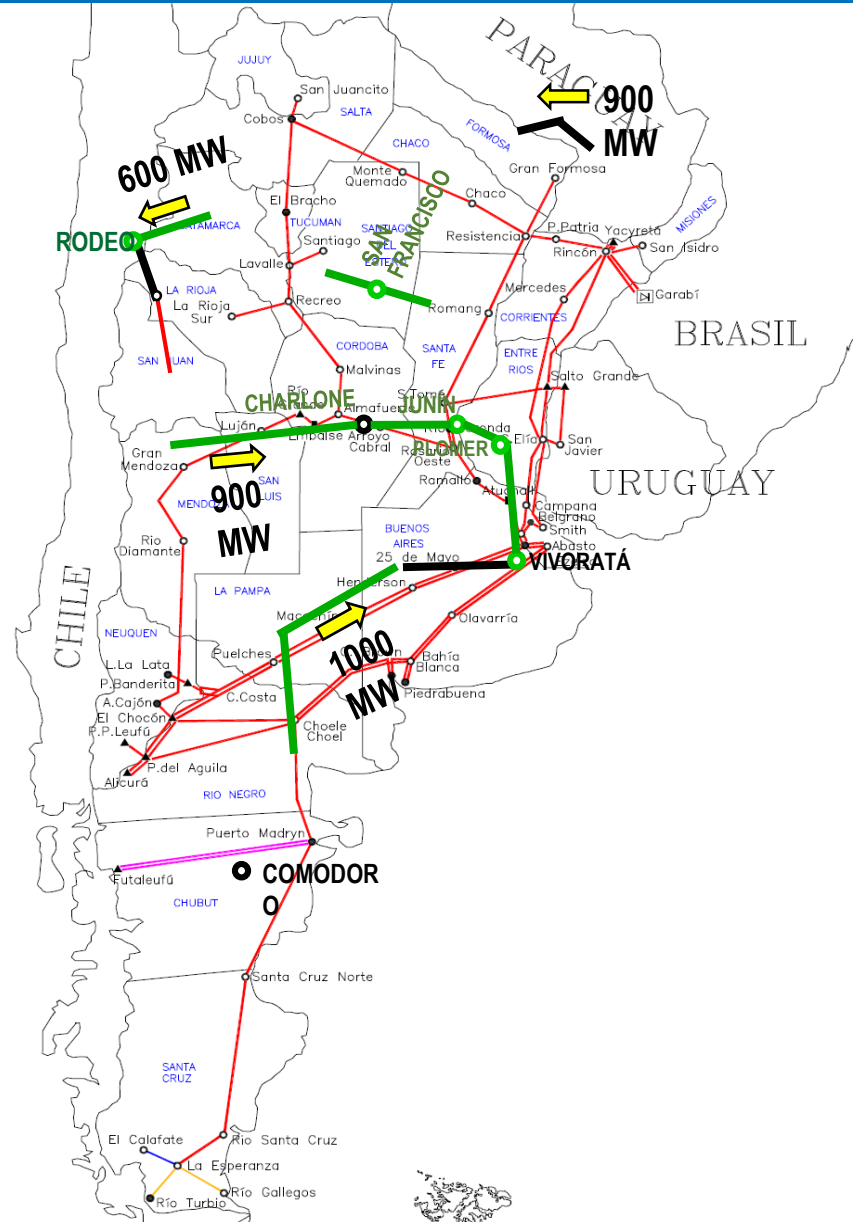
«→ Δ+ Rampas de entrada/salida»

«Costos por balanceo: La variabilidad característica y dificultad de predicción de la generación ERNC»

«→ Δ+ Reservas del sistema»

«Costos de red: Las plantas ERNC distantes requieren una red más robusta»

«→ Δ+ Inversión en transmisión»



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

Secretaría de Energía Eléctrica

Costos del Mayorista => energía, potencia y transporte

Precios por Tipo de Usuario - Componentes

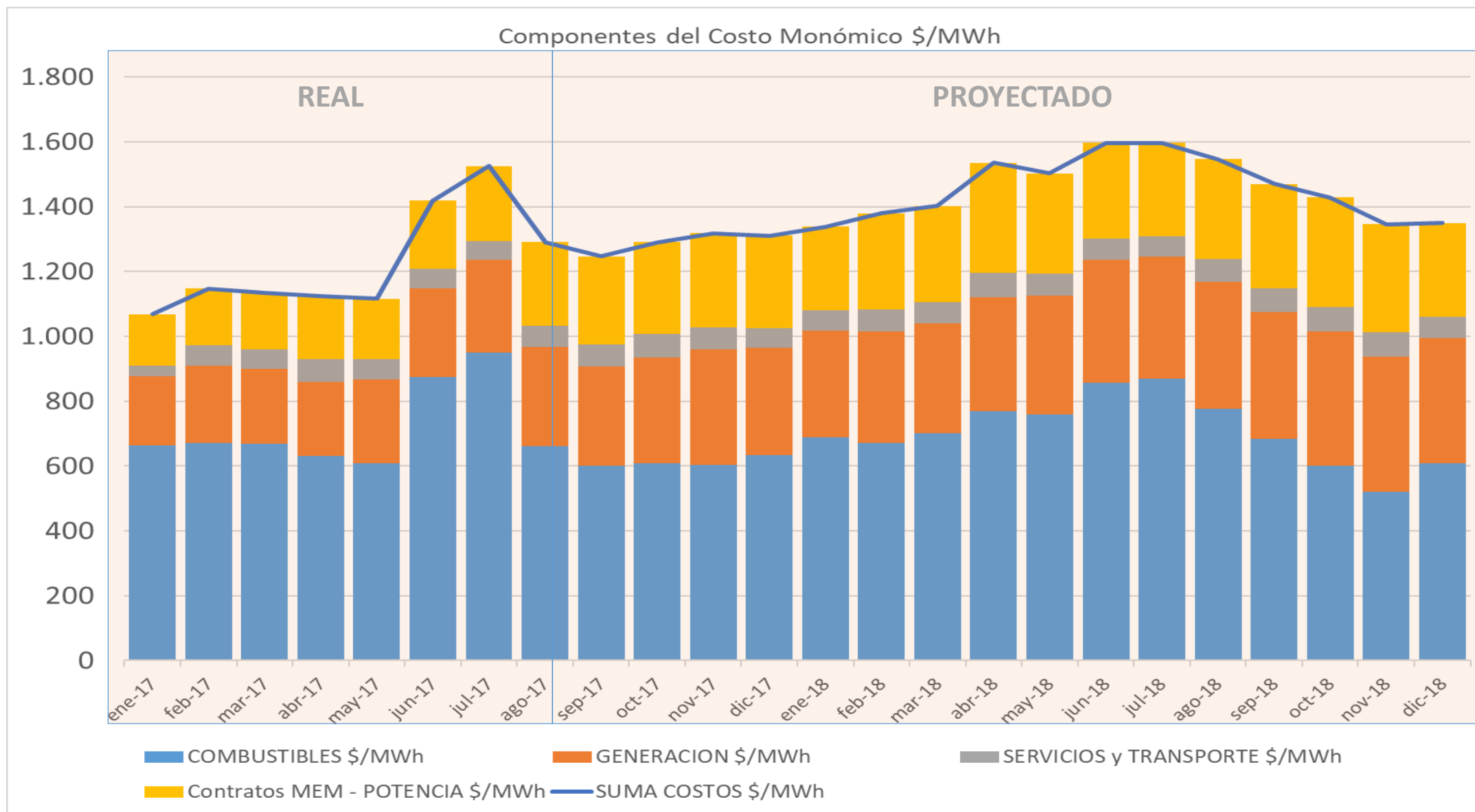
Sendero de normalización tarifaria

Tarifa Social – Alcance y mecanismo

Plan Estímulo - Condición

- Los costos de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) varían en función de los costos y disponibilidad de combustibles, los de remuneración de la operación de la generación, los costos de incorporación de potencia y energía, de servicios adicionales y reserva de potencia, del transporte en AT y regional e impuestos y cargos específicos.
- Los costos varían además en función de los aleatorios de demanda y generación hidroeléctrica así como estacionalmente y de la tasa de cambio.
- Los precios estabilizados de compra de energía y potencia por parte de los Distribuidores tienen como objeto recuperar esos costos. La reducción progresiva de subsidios es un sendero de normalización 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	1100	1250	1440
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

- Los componentes de los precios son la energía y la potencia. El precio de la energía contiene los costos de gestión de la generación y combustibles y los de potencia los de reserva y servicios.
- El costo del Transporte de la red troncal de extra Alta Tensión se incluye en el precio de la energía de manera uniforme en función de la demanda abastecida. El costo de transporte regional se incluye de manera diferencial en el precio de energía de cada una de las jurisdicciones vinculadas a la red correspondiente.

→ Segmentos de Demanda – Usuarios – Precios y Subsidios

- En el esquema actual, el Precio Mayorista a Distribuidores tiene diferentes niveles de subsidios para distintos tipos de usuarios, incluyendo además el concepto de usuarios con Tarifa Social.
- El esquema global de usuarios y precios representativos de compra al MEM de los segmentos sin Tarifa Social es:



Grandes Usuarios de Distribuidor > 300 kW(GUDI)

1070 \$/MWh

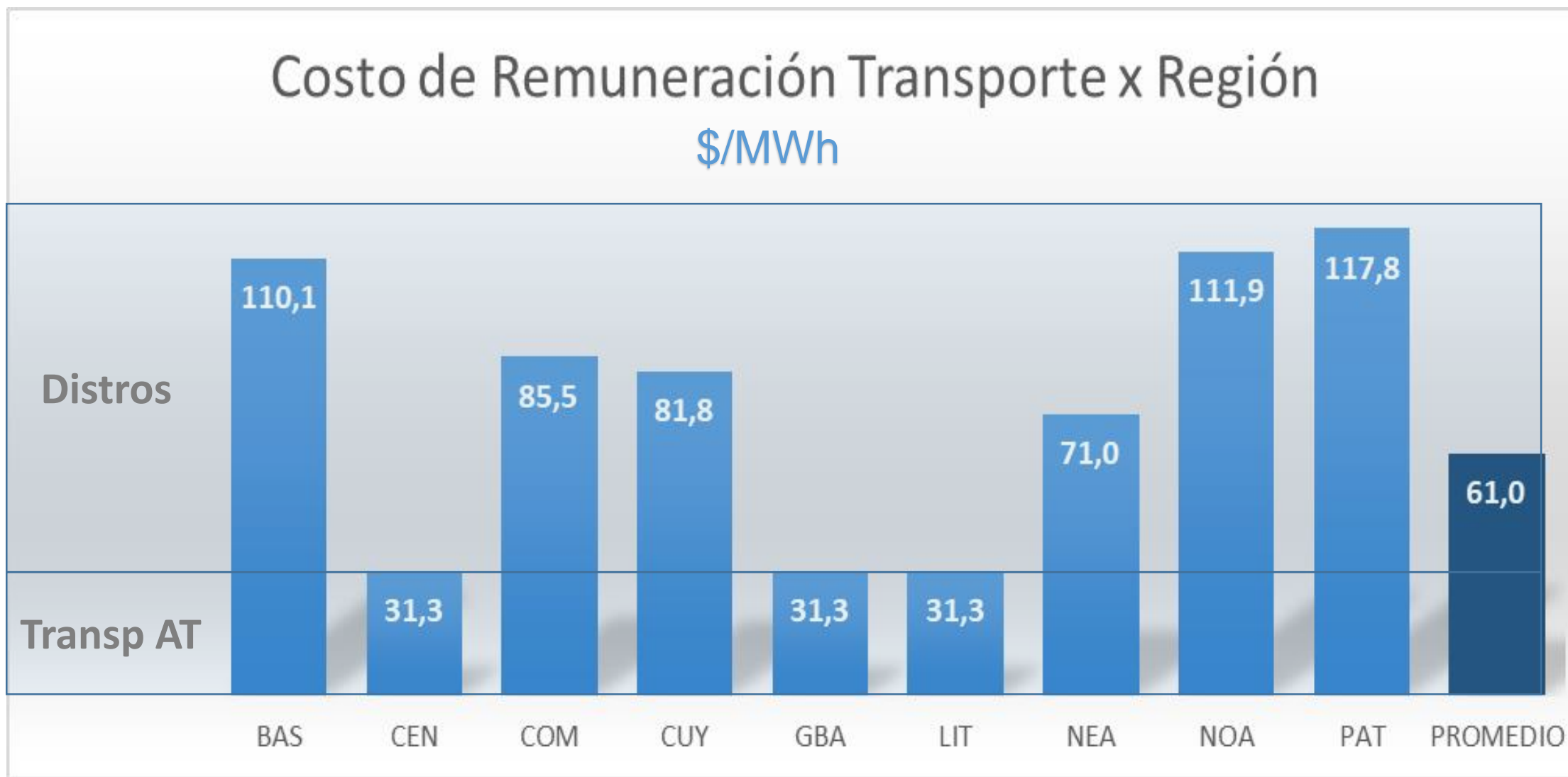


Resto Demanda Distribuidor (excluyendo TS)

640 \$/MWh

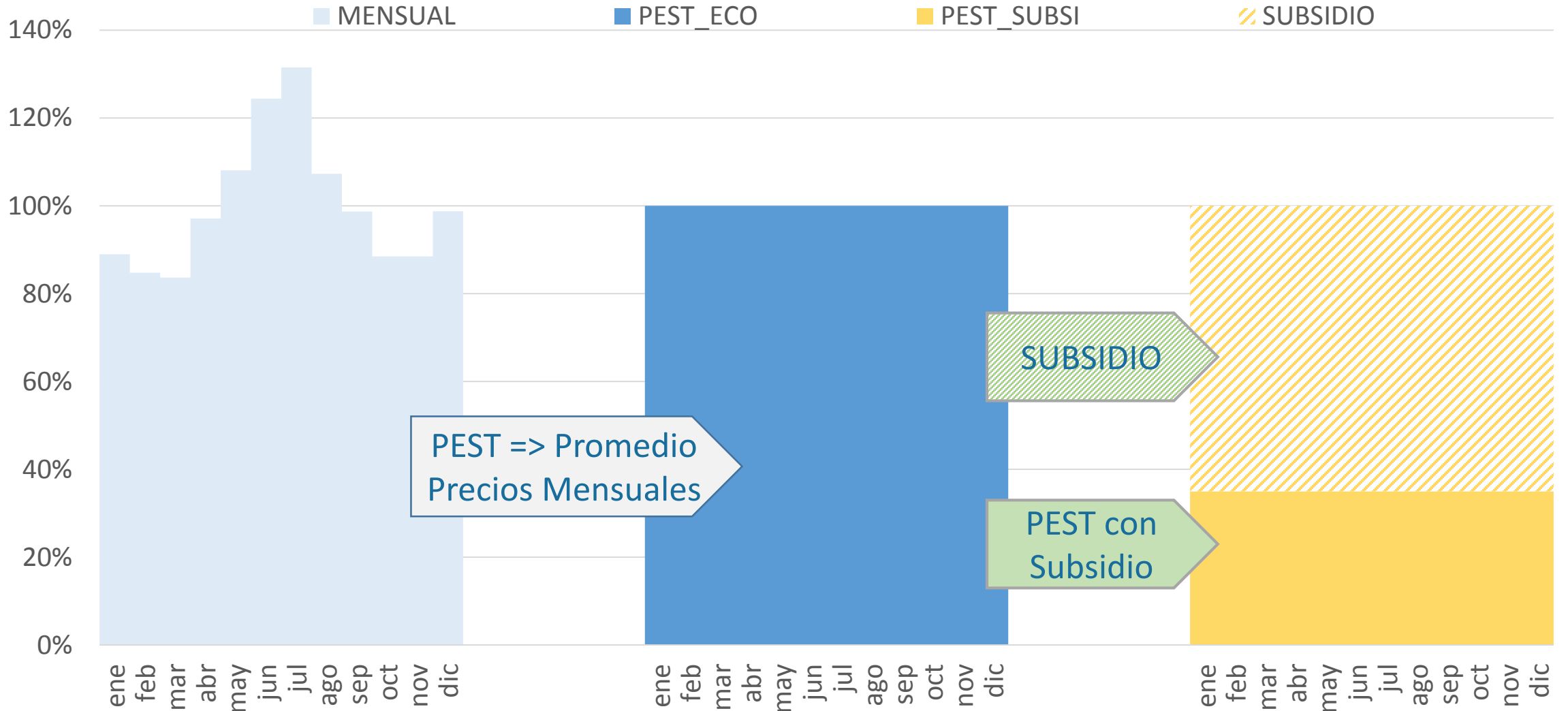
TRANSPORTE

- 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 Alta Tensión, troncal de 500 kV que permite la transferencia de energía entre todas las regiones del país se distribuye 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

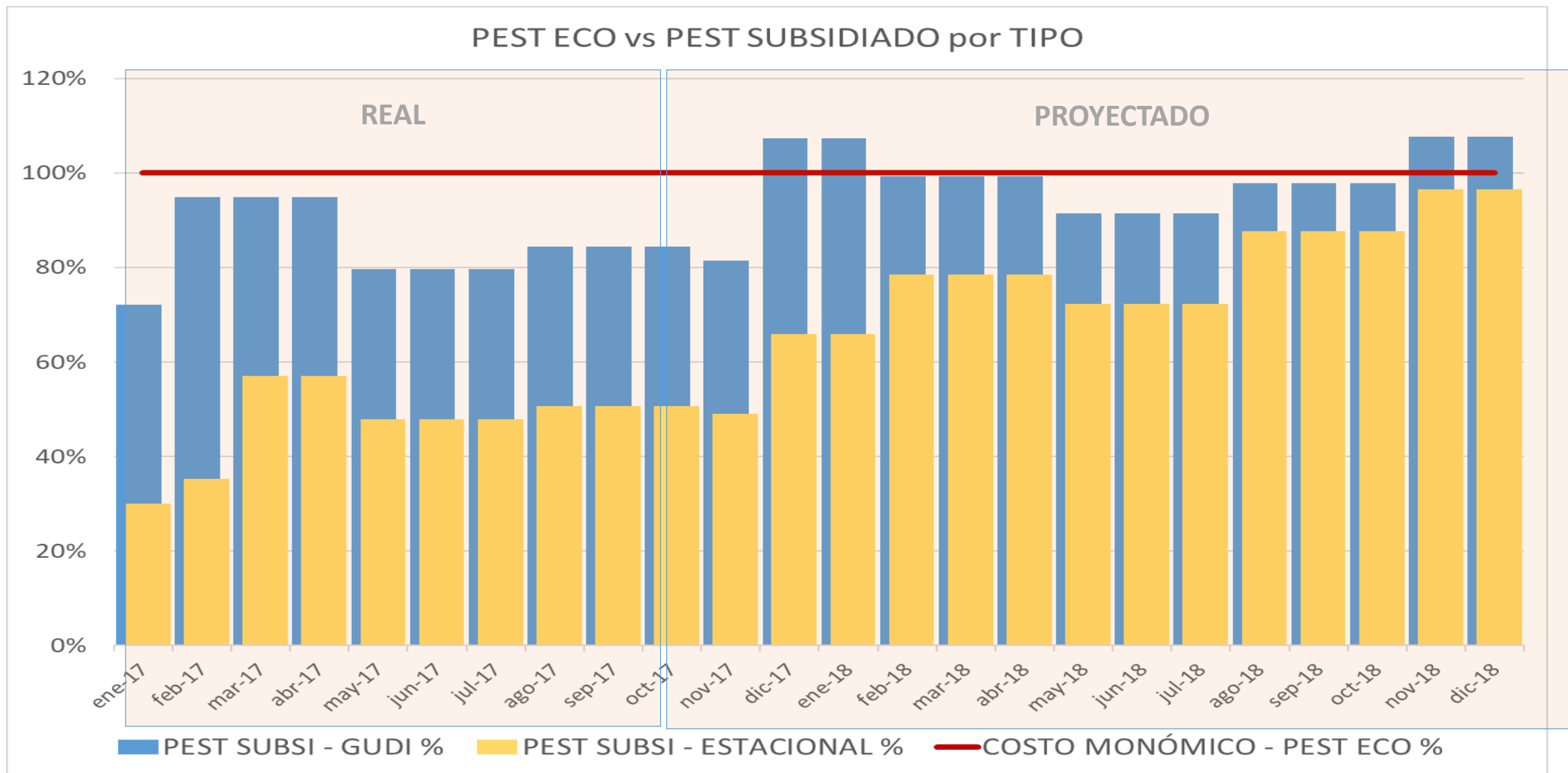


Procedimiento de Formación de Precio Estabilizado

PRECIOS MAYORISTAS



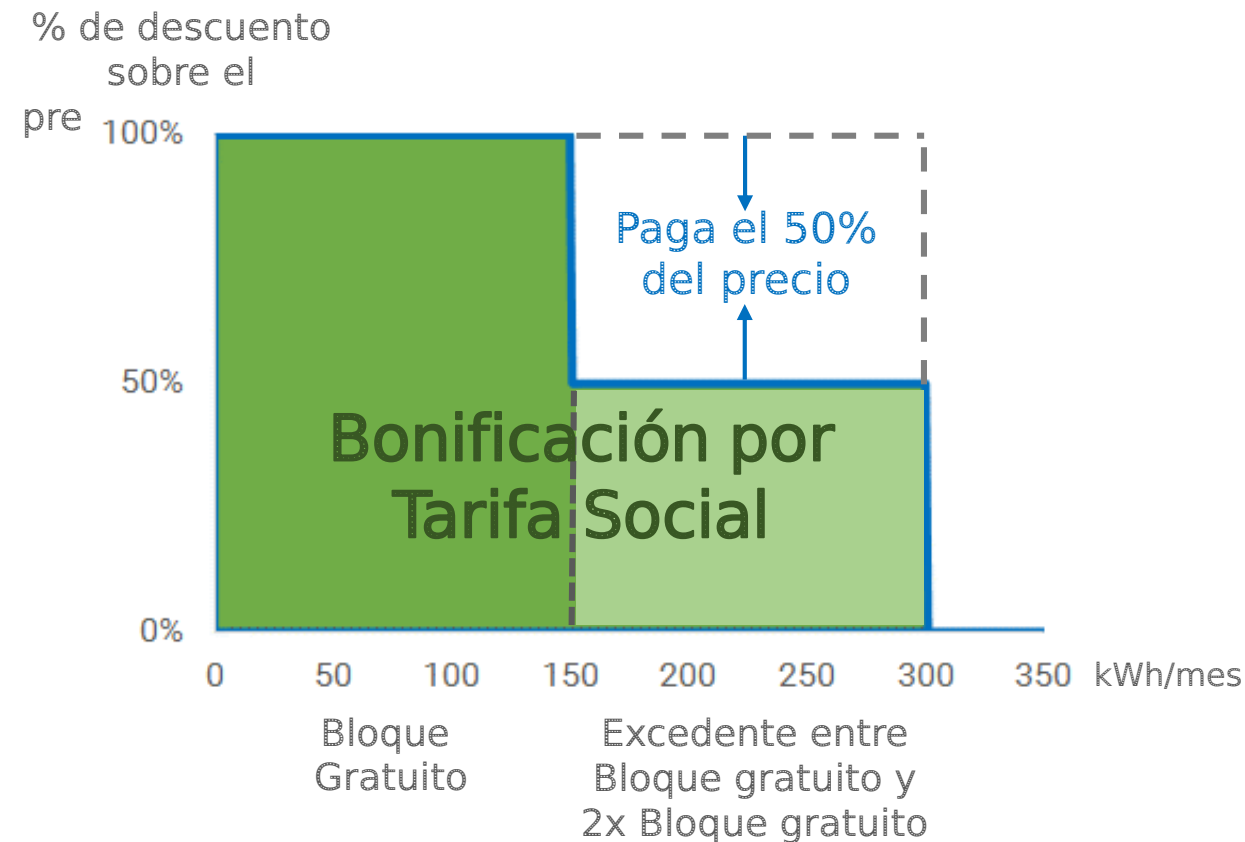
Cobertura de Precios por Tipo de Usuario



¿Qué es la Tarifa Social Federal de electricidad?

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

✓ **¿Cómo funciona el nuevo esquema?**



✓ **¿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

Bloque Gratuito: 150 kWh/mes (NEA: 300 kWh/mes)

En el marco de la normalización del esquema de tarificación a los usuarios residenciales, se entiende conveniente modificar la aplicación del Plan Ahorro y el Plan Estímulo a partir de diciembre de 2017.

La concientización respecto a la importancia del cuidado en el consumo de energía y el beneficio económico asociado a la reducción permanente de los consumos representan estímulos adecuados para lograr el ahorro de manera permanente.

Los usuarios que reduzcan su consumo en 30% o más (respecto mismo período del año 2015) obtendrán un descuento del 10% sobre el precio de la energía

Gracias por su atención



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación

Secretaría de Energía Eléctrica