

SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA

PROVINCIA DE MISIONES



SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA



**Consejo Profesional de Ingeniería
de Misiones (CPAIM)**



**MATRIZ ENERGETICA
ENERGIA ELECTRICA**

MUNDIAL, NACIONAL Y REGION NEA

Versión decimo quinta Noviembre 2019

TIPO DE FUENTES DE GENERACION DE ENERGIA

RENOVABLES
Y
NO RENOVABLES



ENERGIAS RENOVABLES Y NO RENOVABLES (en general)

RENOVABLES

Hidráulica (0 a 50 MW y >50 MW)

Solar (FV y TS)

Biomasa

Eólica

Mareomotriz

Geotérmica

NO RENOVABLES

Combustibles fósiles

Carbón.

Gas Natural

Petróleo

Uranio (fisión)



*INFORMACIÓN BÁSICA
SOBRE LA
CONFIGURACIÓN DE LOS
SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE
POTENCIA*

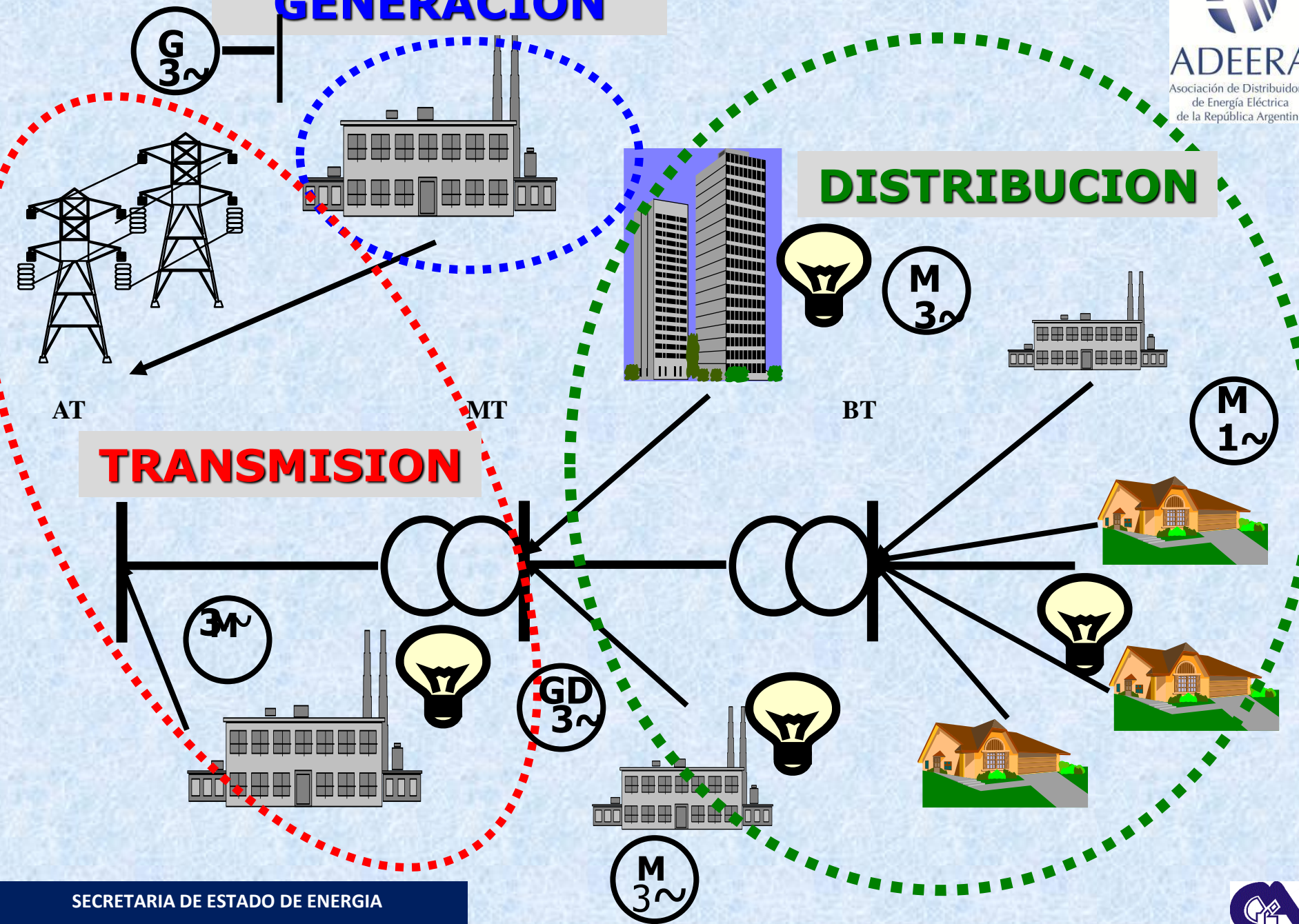


ADEERA
Asociación de Distribuidores
de Energía Eléctrica
de la República Argentina

GENERACION

DISTRIBUCION

TRANSMISION



CENTRO DE CONTROL

GENERACION

DISTRIBUCION

TRANSFORMACION

TRANSMISION

1
Centrales de generación

2
RED de Transporte 500 kV 220 kV 132 kV

5
Centro de Control Eléctrico

4
Red de distribución

3
Subestación de transformación

Subestación de distribución

Consumo doméstico

Consumo industrial At a MT



Planificación de la Operación

Diagrama ordenado de carga o denominada curva monótona

Ordenando los 365 diagramas de carga diarios, se obtiene la curva monótona

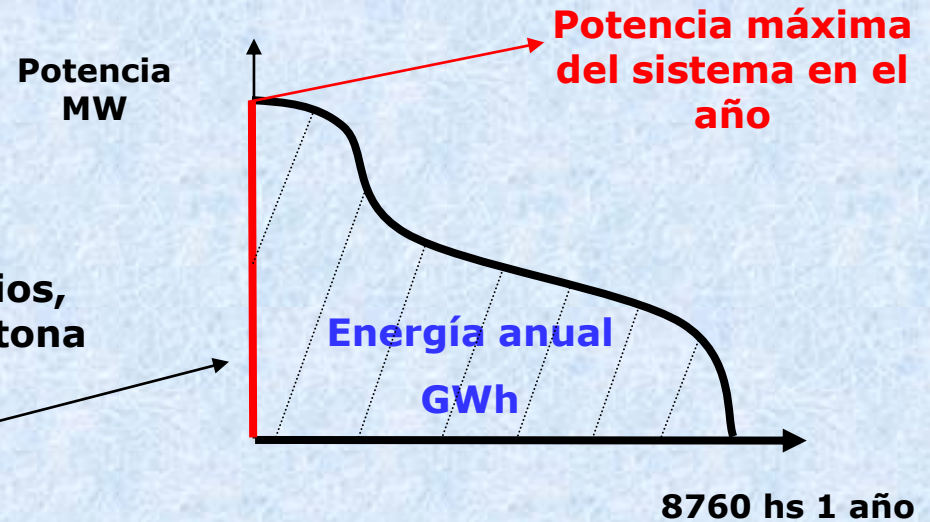
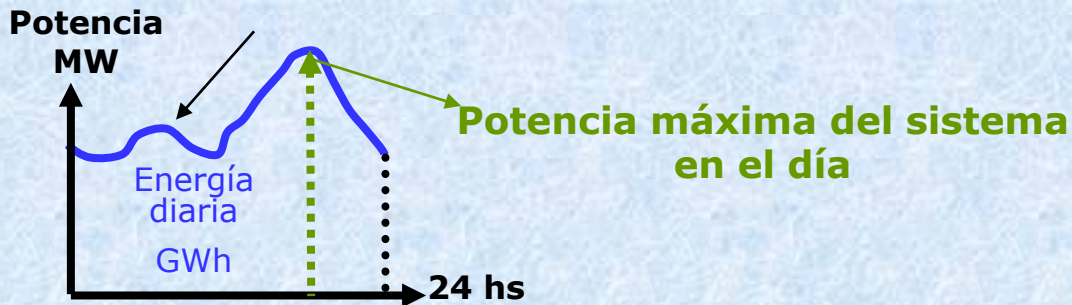


Diagrama carga de diario

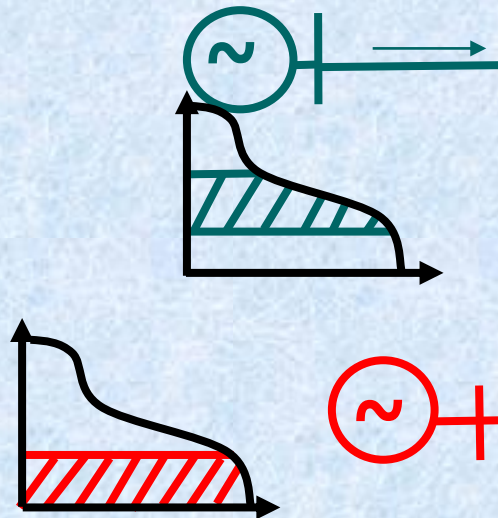


Central 3 Pico

Turbinas de Gas, Hidráulica, Diesel, Resto

Central 2 Semi base

Hidráulica, Ciclo Combinado



Central 1 de base

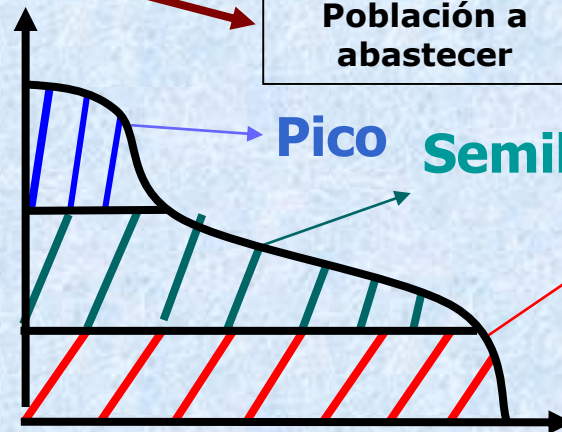
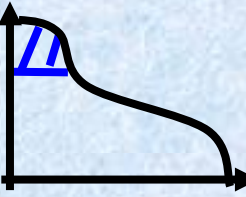
Nuclear, Térmica Vapor,
Hidráulica. Ciclo Combinado.

Potencia
MW

Población a
abastecer

Pico Semibase

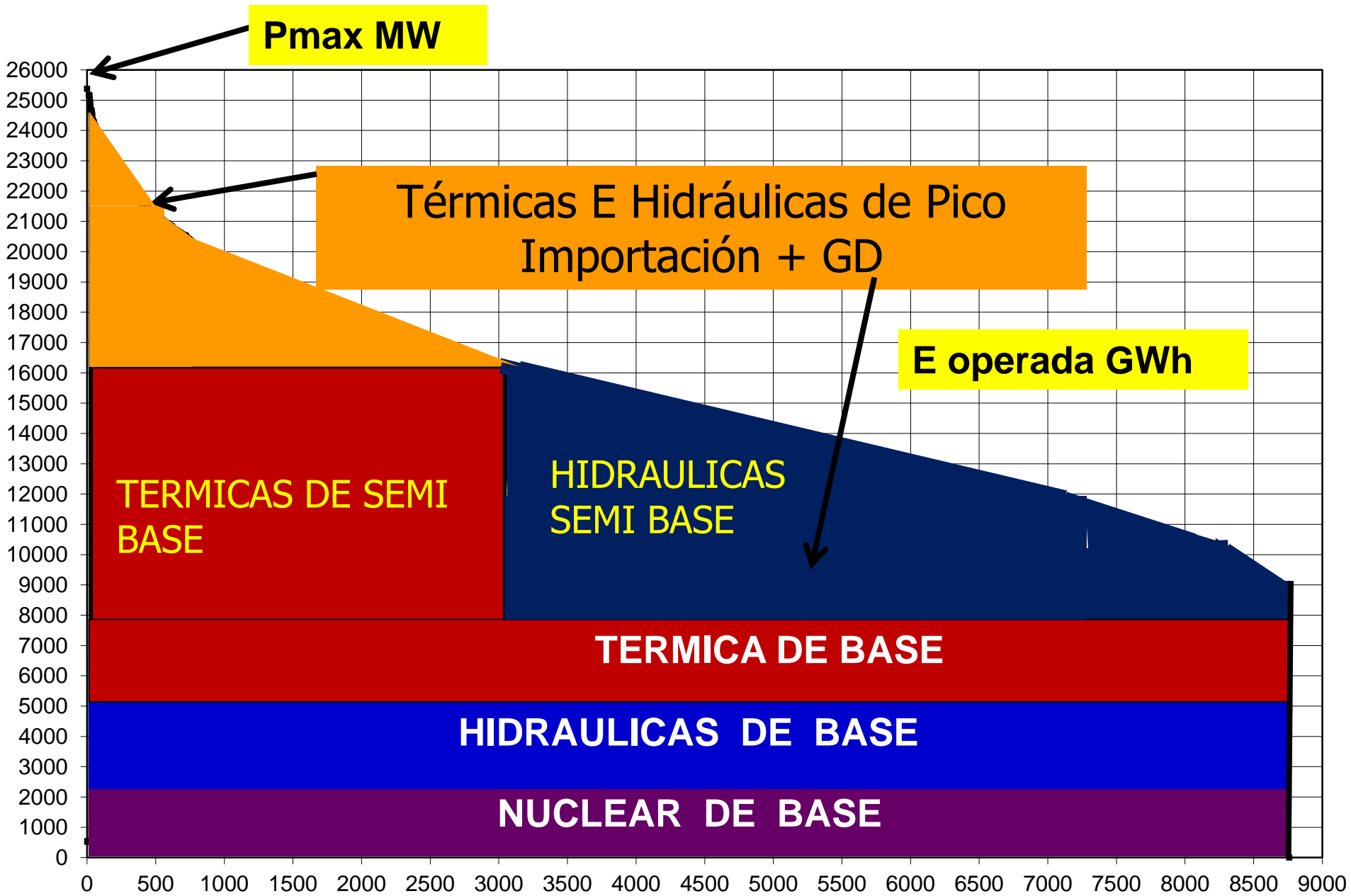
Base



8760 hs 1 año

El área rayada en los 3 colores, y bajo la curva es la energía total consumida por la población en un año Y medida en GWh
Es la : Energía activa

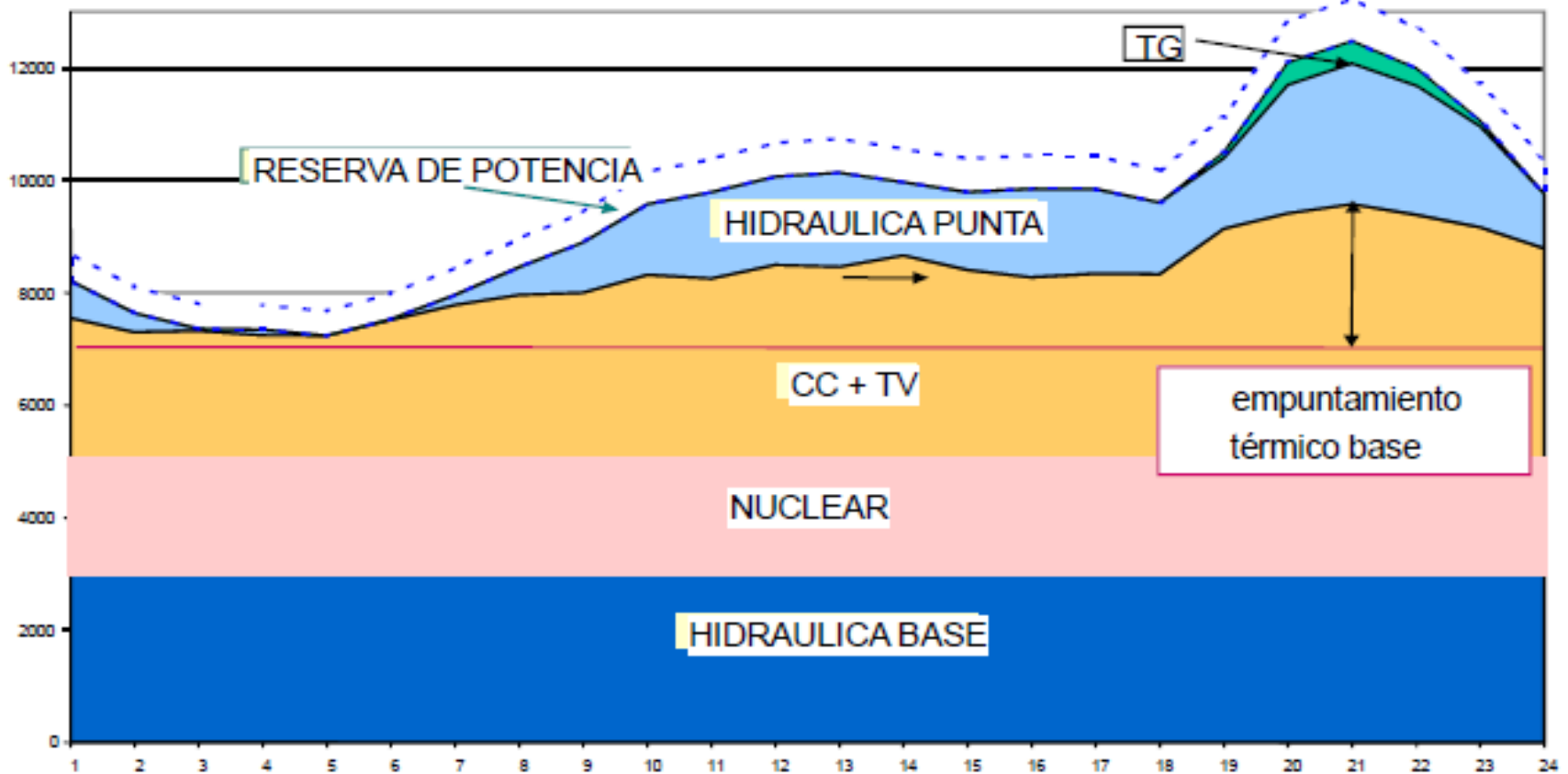




Cubrimiento de la Demanda Requisitos de Empuntamiento



DESPACHO HORARIO

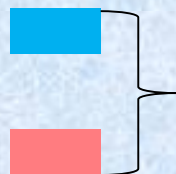


- el parque TV y CC debe modular para tomar la punta



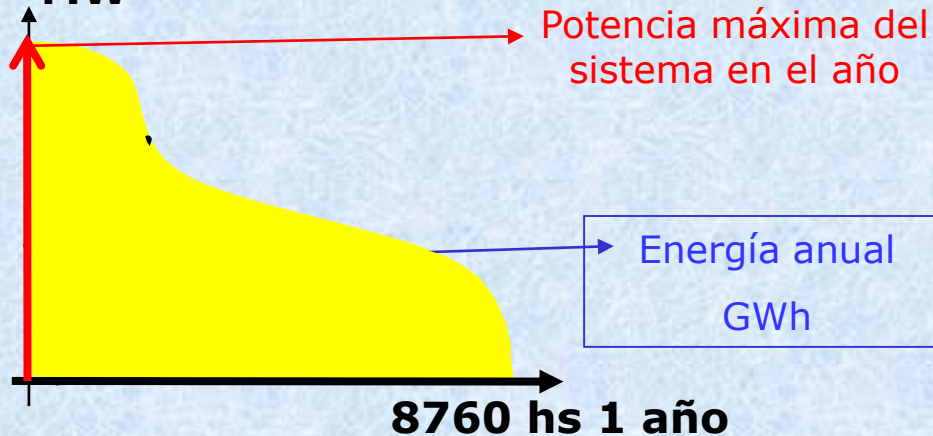
Planificación de la Operación

Pot media, Factor de Carga FC y de Utilización
FU



Las dos
áreas son
iguales

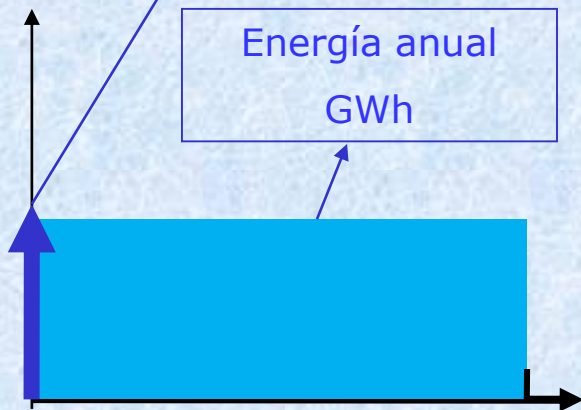
Potencia
MW



Potencia
MW

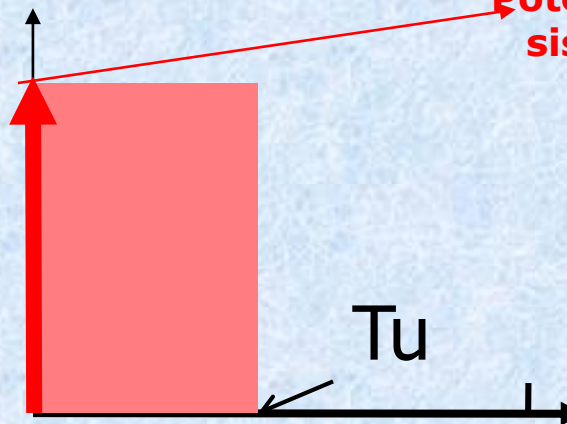
P_{med}

Energía anual
GWh



8760 hs 1 año

Potencia máxima del sistema en el año



$F_u: T_u/8760 \text{ hs}$

T_u

8760 hs 1 año





Centro de Control de un despacho de Cargas CAMMESA

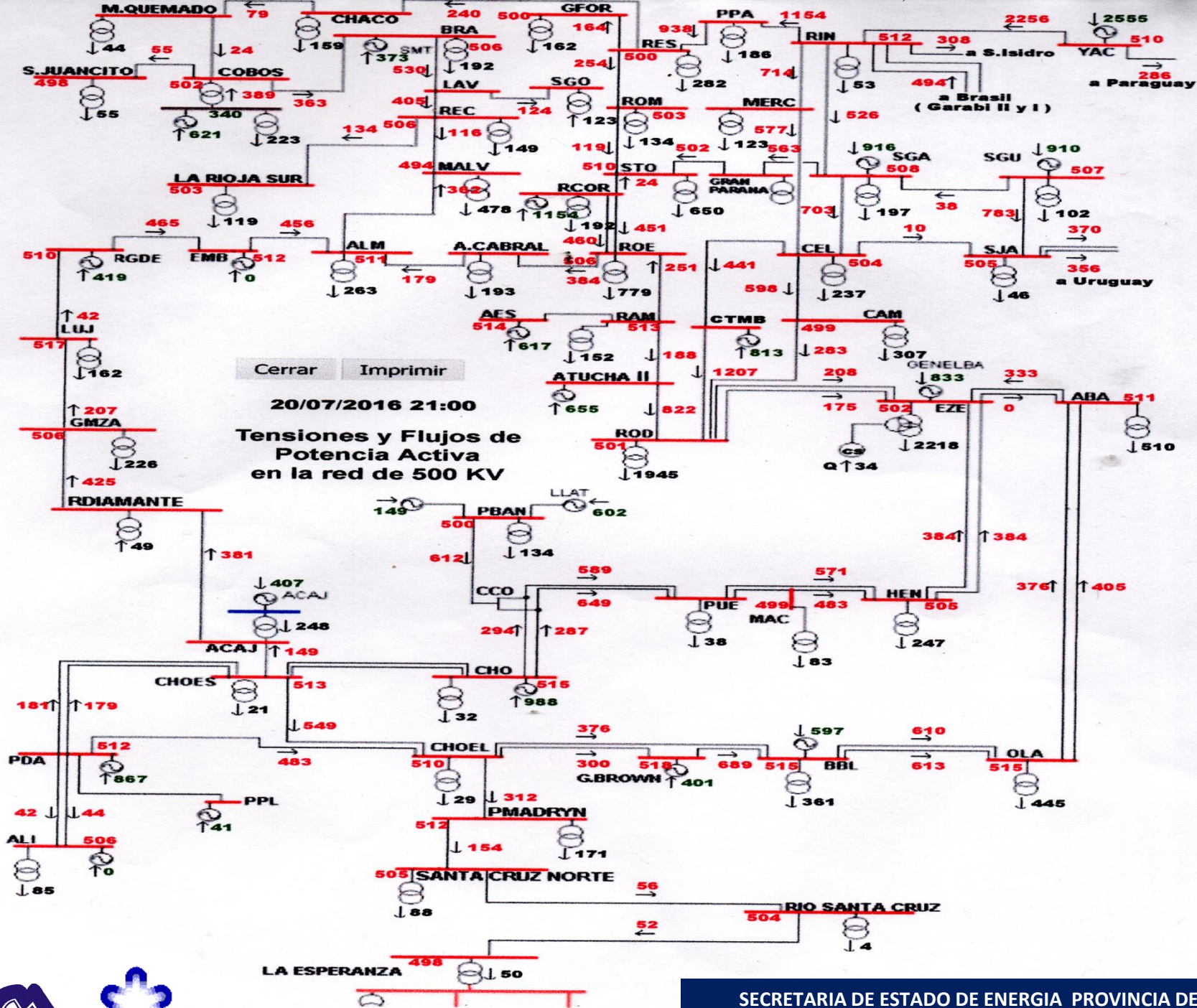
**SISTEMA INTERCONECTADO
ARGENTINO
SADI**

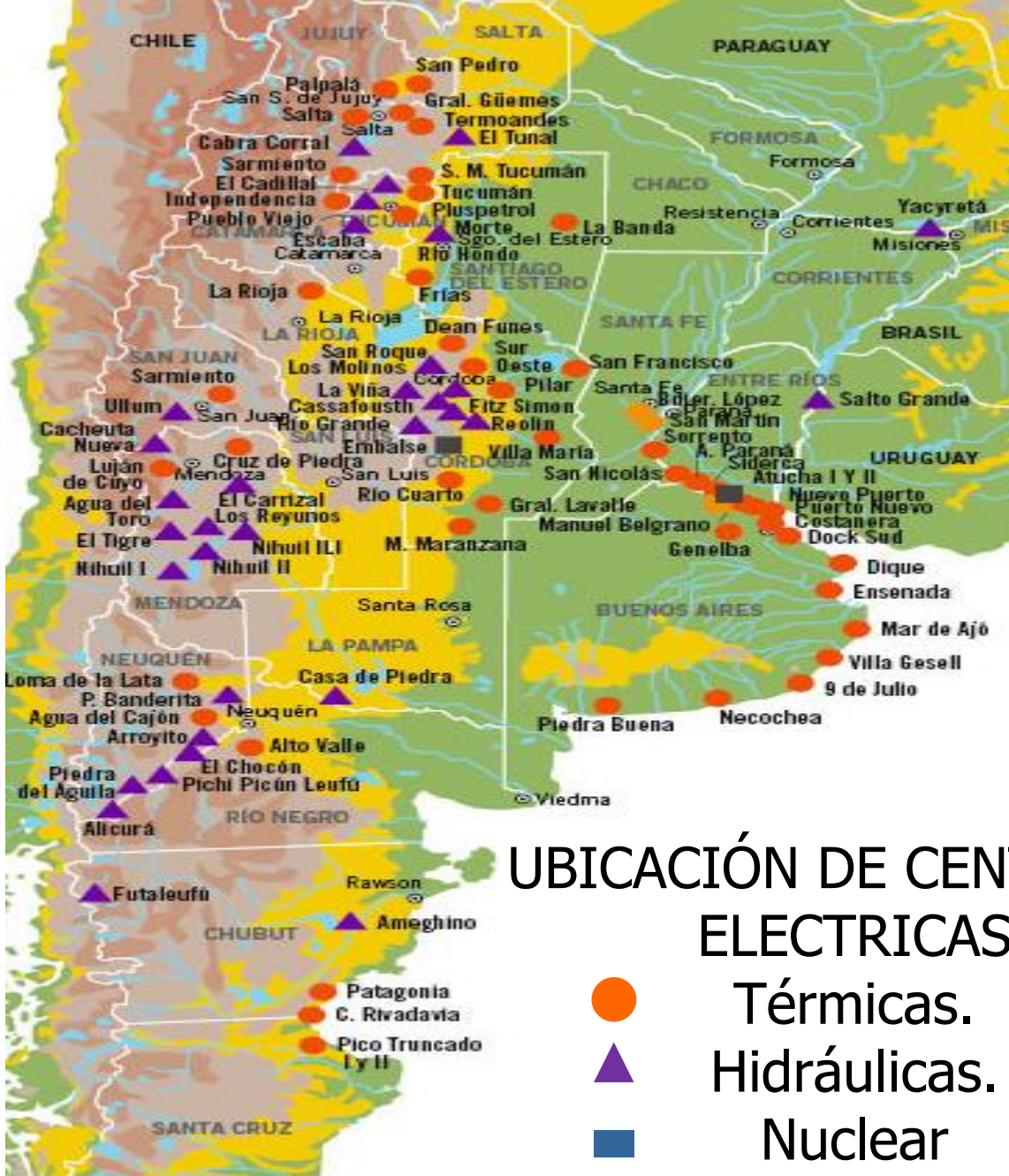


Flujos de Potencia Activa en la red de 500 KV



SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA
PROVINCIA DE MISIONES



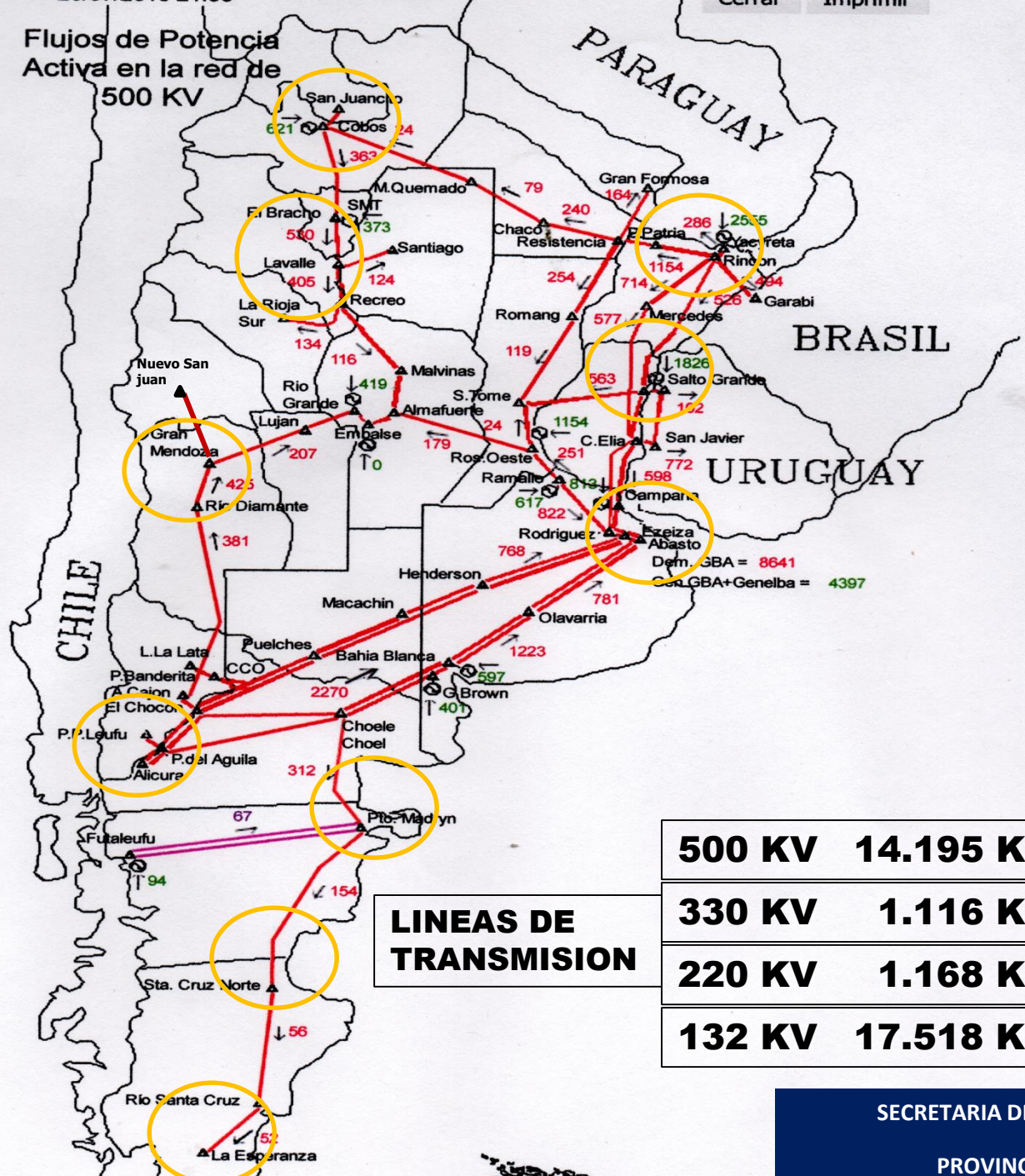


ADEERA
Asociación de Distribuidores
de Energía Eléctrica
de la República Argentina

SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA

PROVINCIA DE MISIONES

Flujos de Potencia Activa en la red de 500 KV



LINEAS DE TRANSMISION

500 KV	14.195 Km
330 KV	1.116 Km
220 KV	1.168 Km
132 KV	17.518 Km



COMPARACION DEL SADI CON EL SISTEMA INTERCONECTADO EUROPEO



MAPA GEOGRAFICO SISTEMA INTERCONECTADO EUROPEO





SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION COMPARADO CON EUROPA

**Por ser un sistema tan largo
 Tiene mayores implicancias en cuestiones asociadas a transmision en largas distancias:
 Protecciones especiales DAG.
 Capacitores serie.
 Reactores Shunts.
 Recierres
 Monofasicos.**

PRACTICAMENTE MISMA SUPERFICIE

**DEMANDA DE POTENCIA EUROPA > 500 GW
 DEMANDA DE POTENCIA SADI 26,3 GW**



PRACTICAMENTE LA MISMA SUPERFICIE

**DEMANDA DE EUROPA >500.000 MW
(MUCHA GENERACION DE BASE, LO
CUAL ES MAS ROBUSTA, MUY
MALLADA, ALTAMENTE
INTERCONECTADA, REGULADORA
PRIMARIA DE FRECUENCIA)**

**DEMANDA ARGENTINA 26.320 MW
(SISTEMA ELECTRICO MAS FRAGIL)**



**EVOLUCION DE LA
GENERACION DE ENERGIA
ELECTRICA (GWh)
MUNDO Y PAISES OECD Y
NO OECD**

EVOLUCION DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA (GWh)

EUROPA

(ESPAÑA, DINAMARCA, FRANCIA, ALEMANIA,
REINO UNIDO, ITALIA, SUIZA, JAPON)

AMERICA DEL NORTE

(EEUU, CANADA)

EURASIA

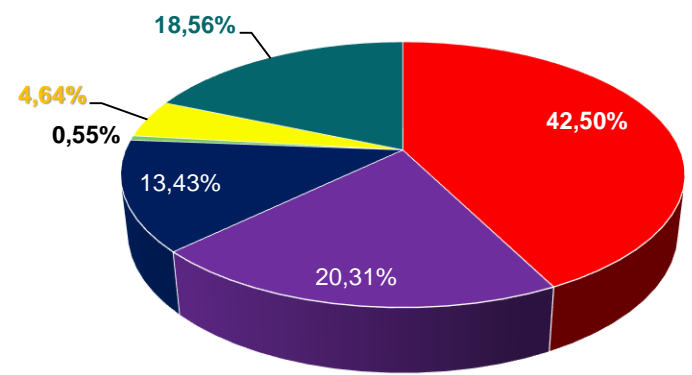
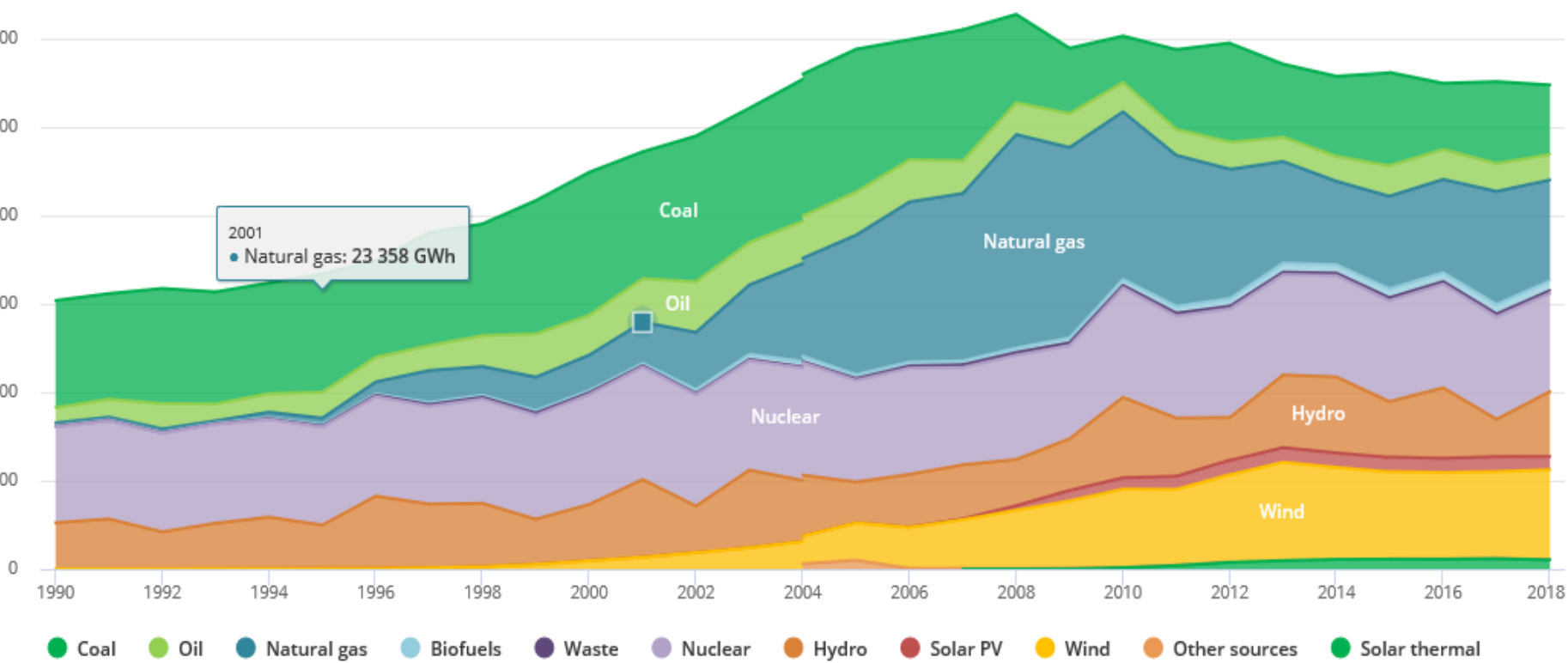
(RUSIA, CHINA, INDIA)

AMERICA DEL SUR

(BRASIL)



Electricity Generation 1990-2018. **ESPAÑA 2018: 283.691 GWh**

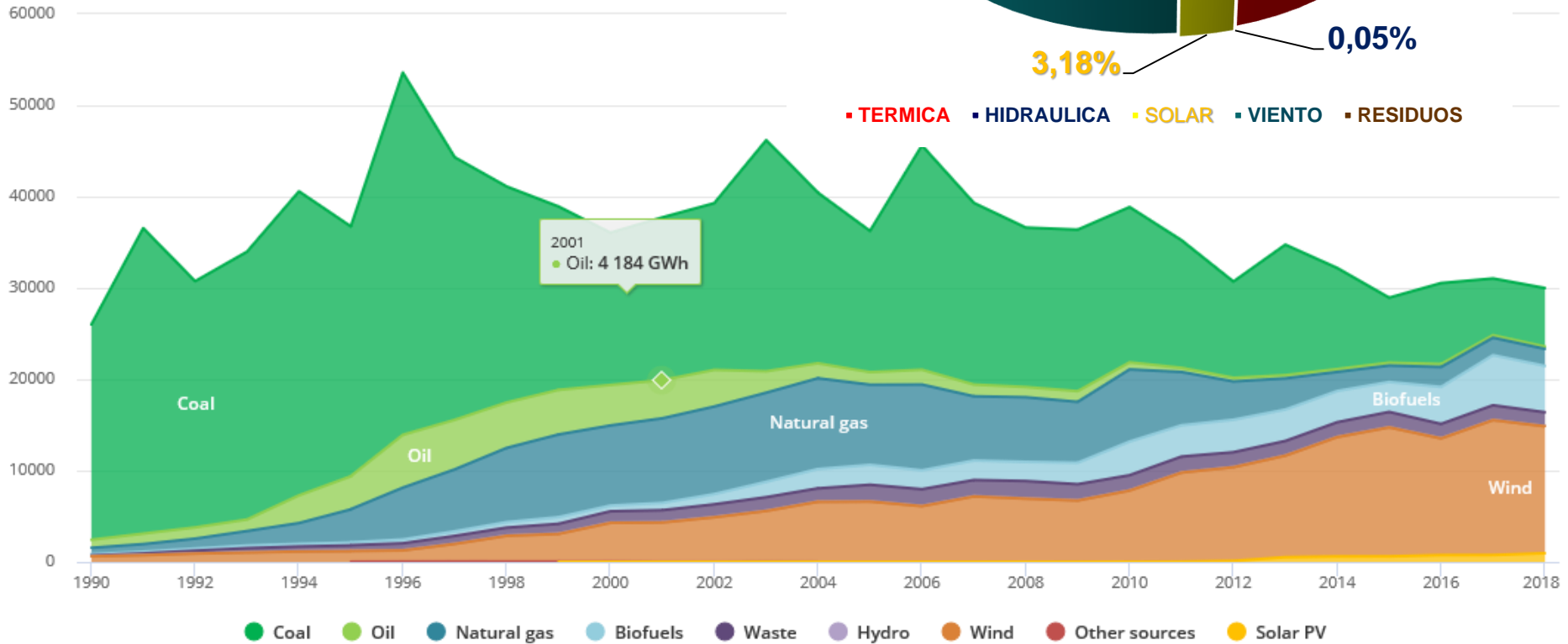
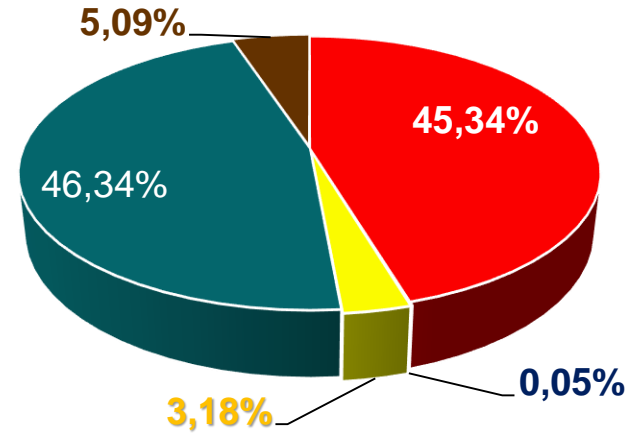


IEA 2019

■ **TERMICA** ■ **NUCLEAR** ■ **HIDRAULICA** ■ **RESIDUOS(WASTE)** ■ **SOLAR** ■ **VIENTO(WIND)**

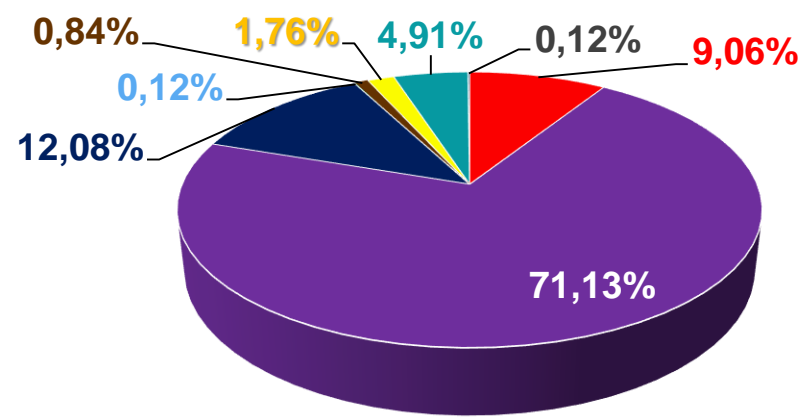
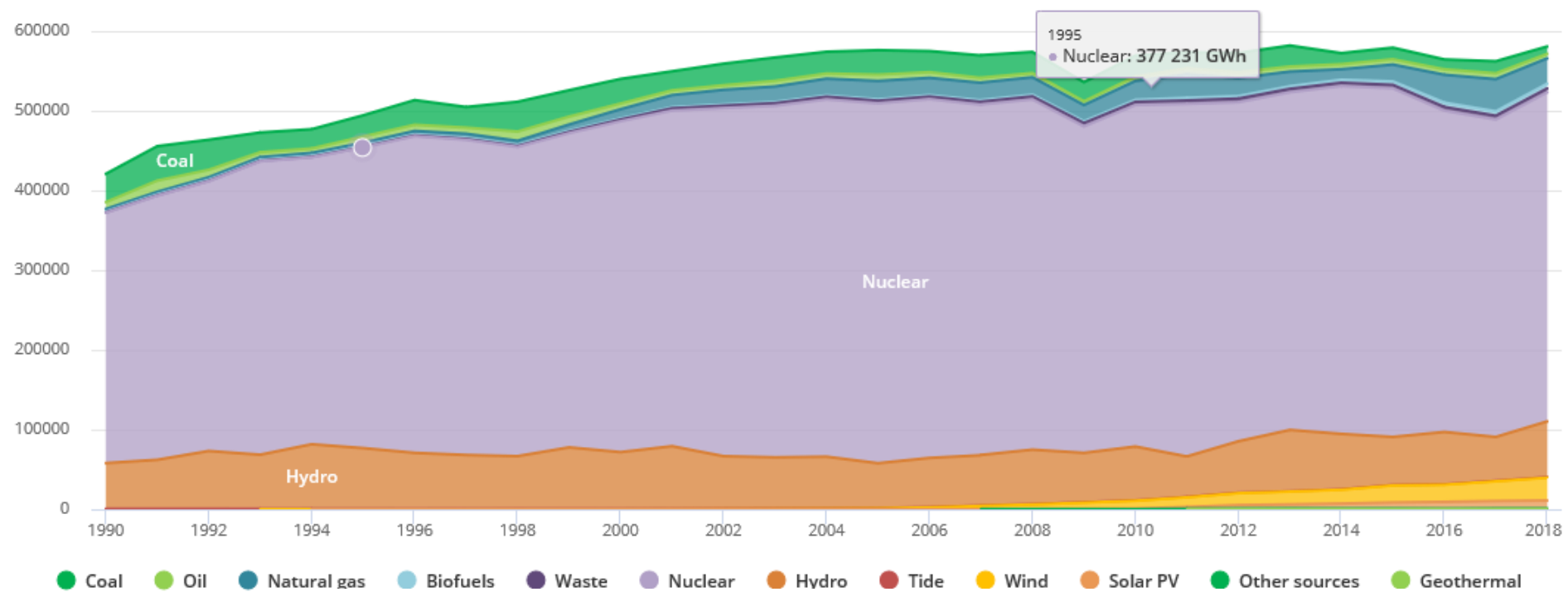


Electricity Generation 1990-2018 **DINAMARCA 2018** **31.895 GWh**



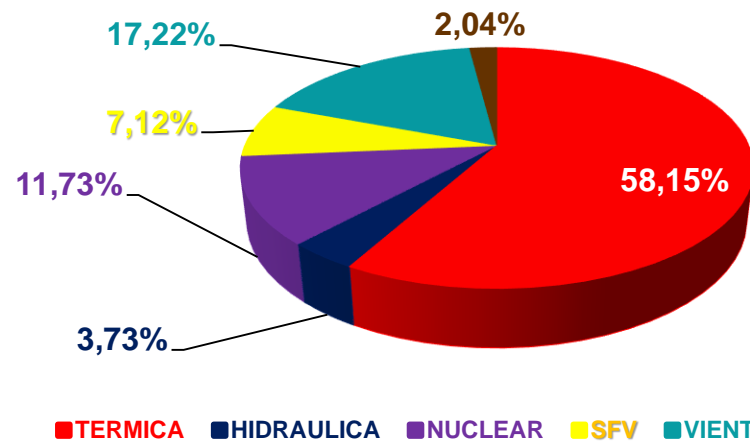
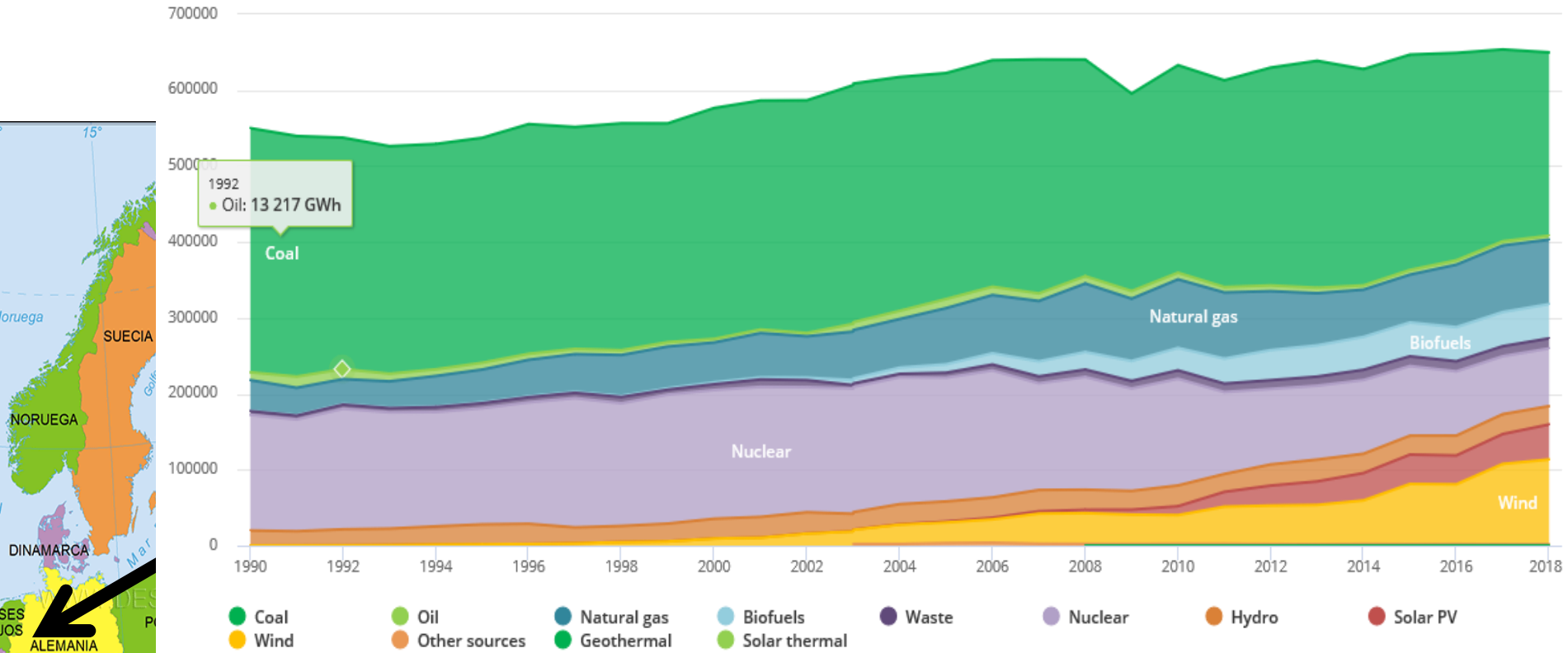
IEA. All rights reserved.

Electricity Generation 1990-2018 FRANCIA 2018:580.611 GWh



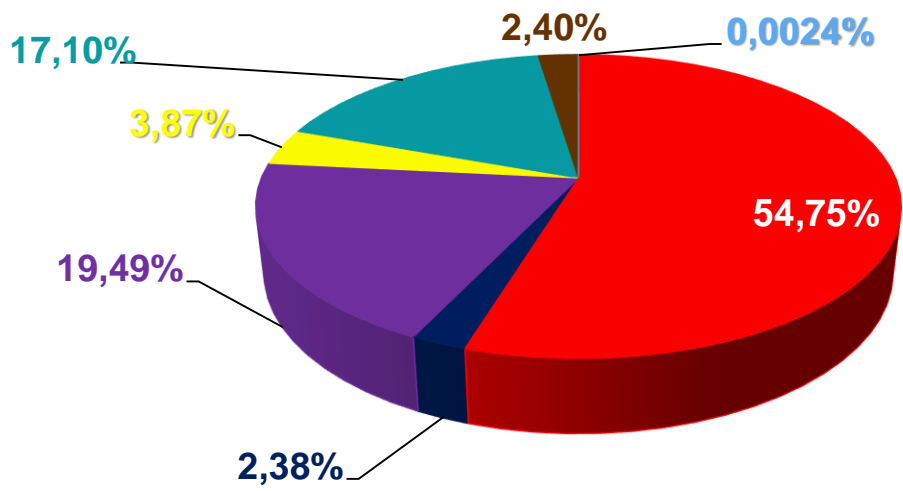
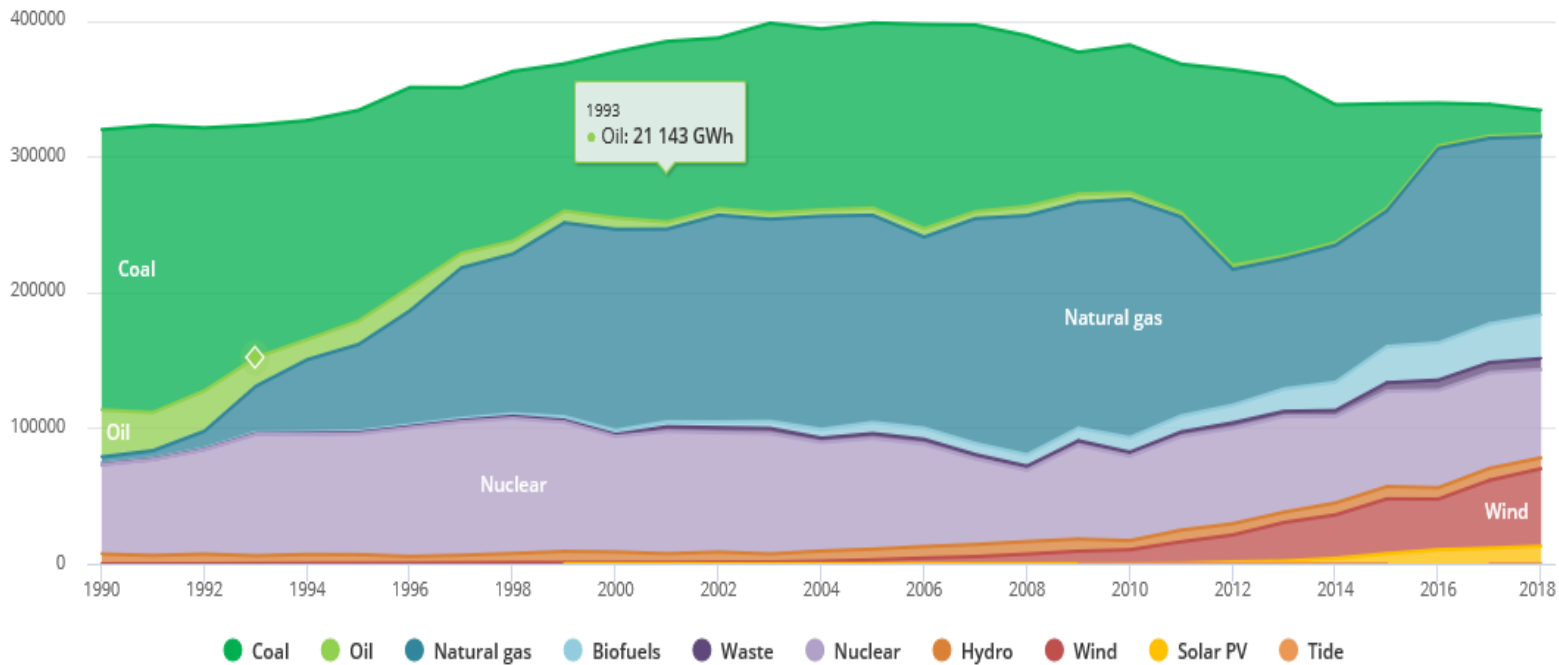
• TERMICA • NUCLEAR • HIDRAULICA • TIDE • RESIDUOS • SOLAR • VIENTO • OTRAS FUENTES





Electricity Generation 1990-2018 ALEMANIA 2018: 648.027 GWh



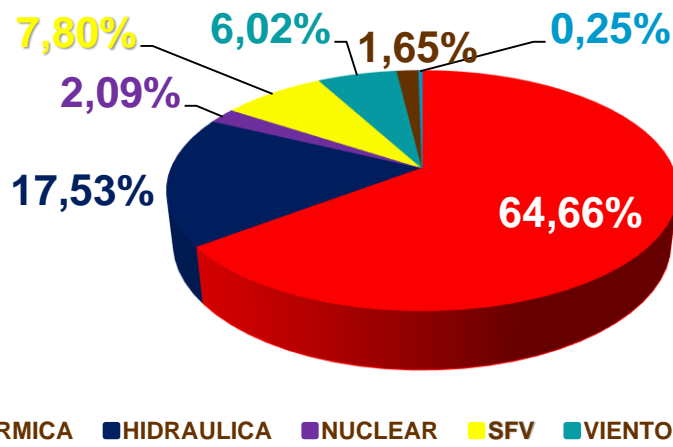
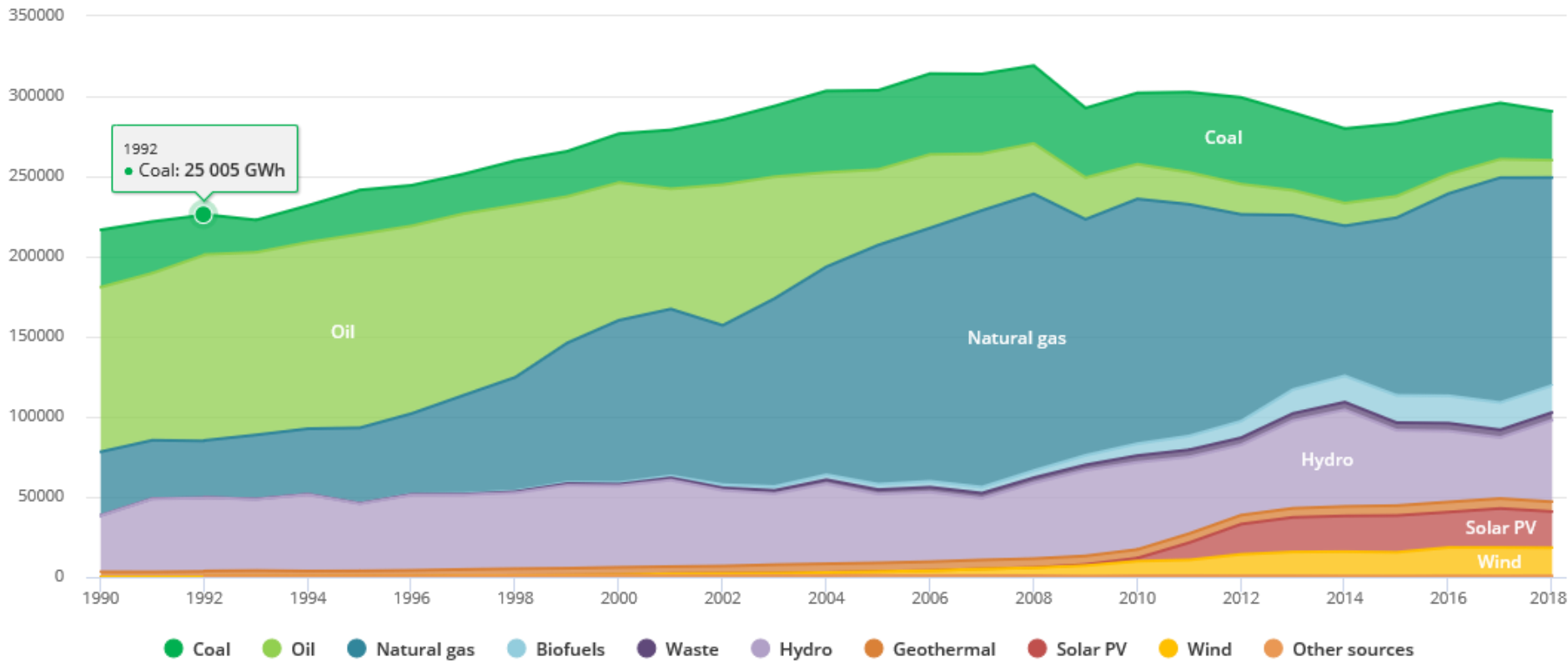


■ TERMICA ■ HIDRAULICA ■ NUCLEAR ■ SFV ■ VIENTO ■ RESIDUOS ■ MARETOMOTRIZ

All rights reserved.



Electricity Generation **REINO UNIDO 2018 350.402 GWh**

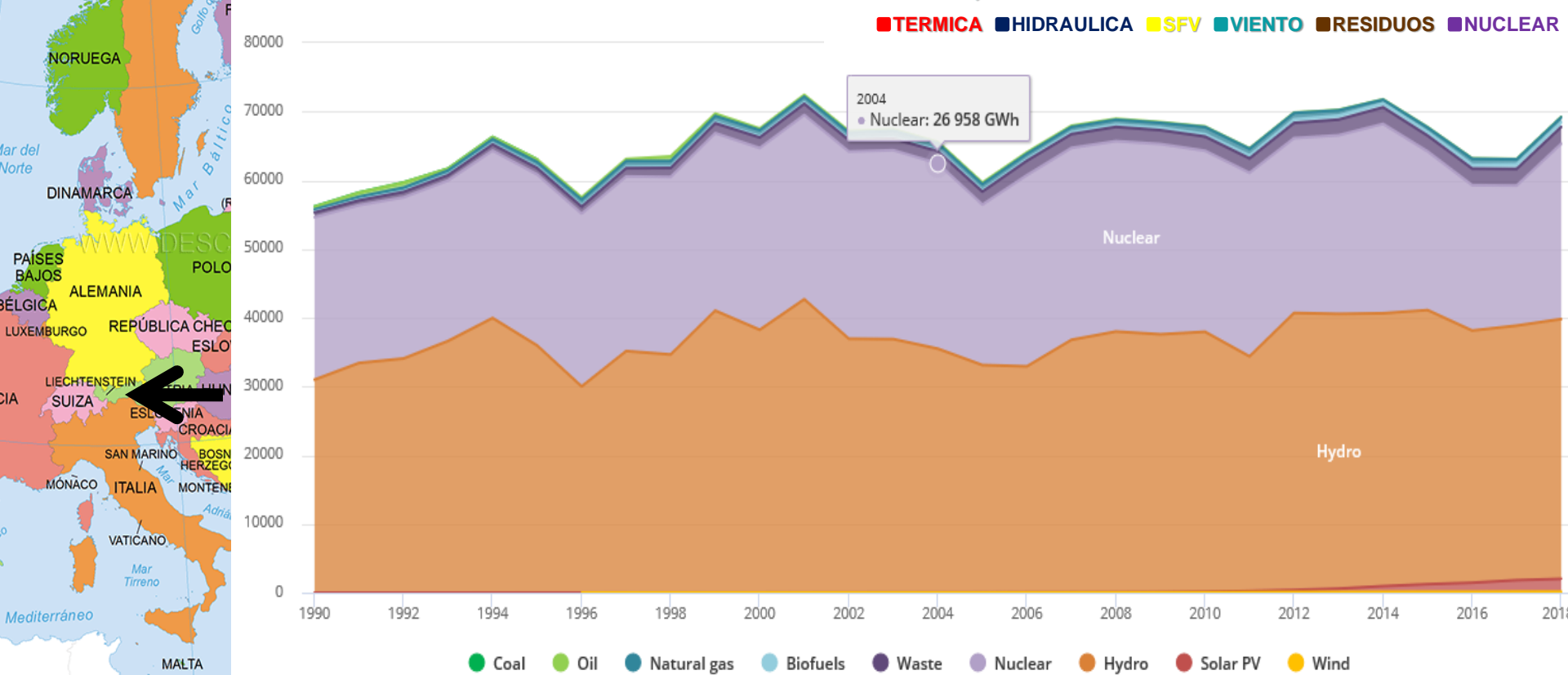
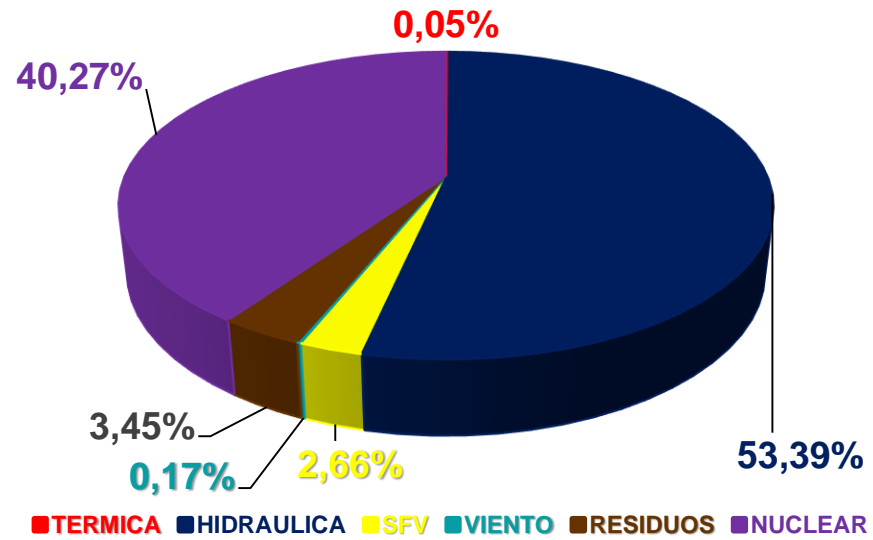
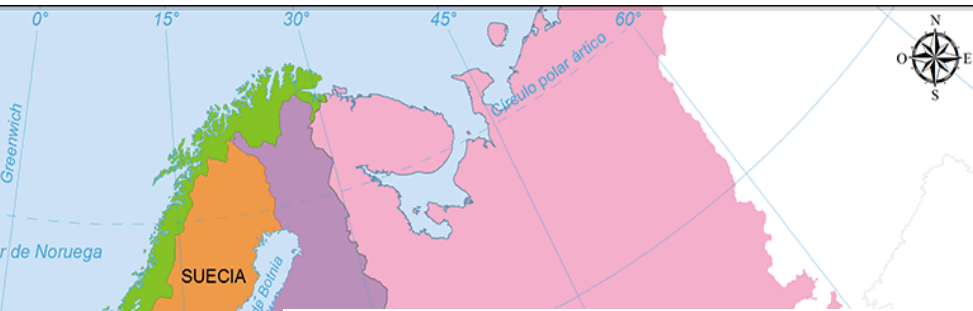


Electricity Generation
ITALIA 2018
290.584 GWh

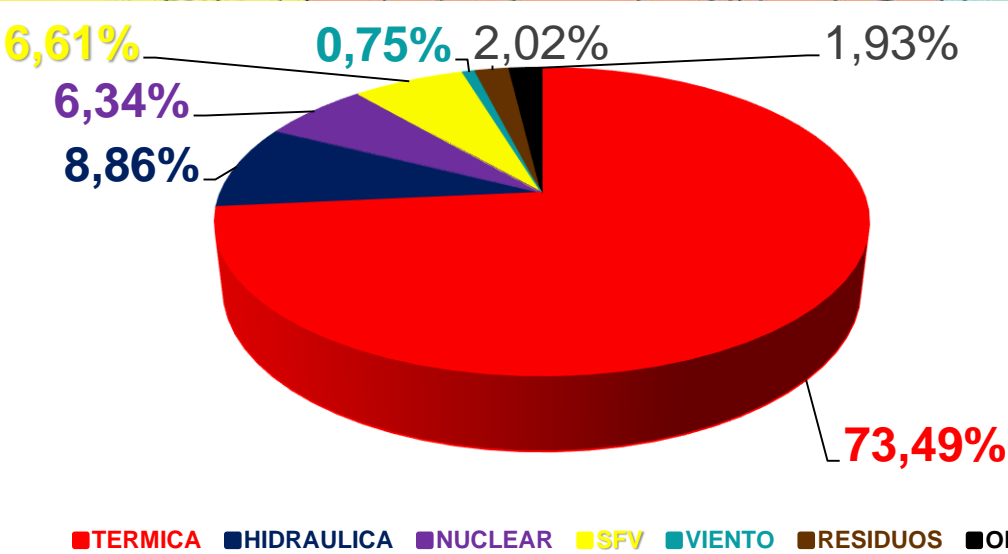


Electricity Generation

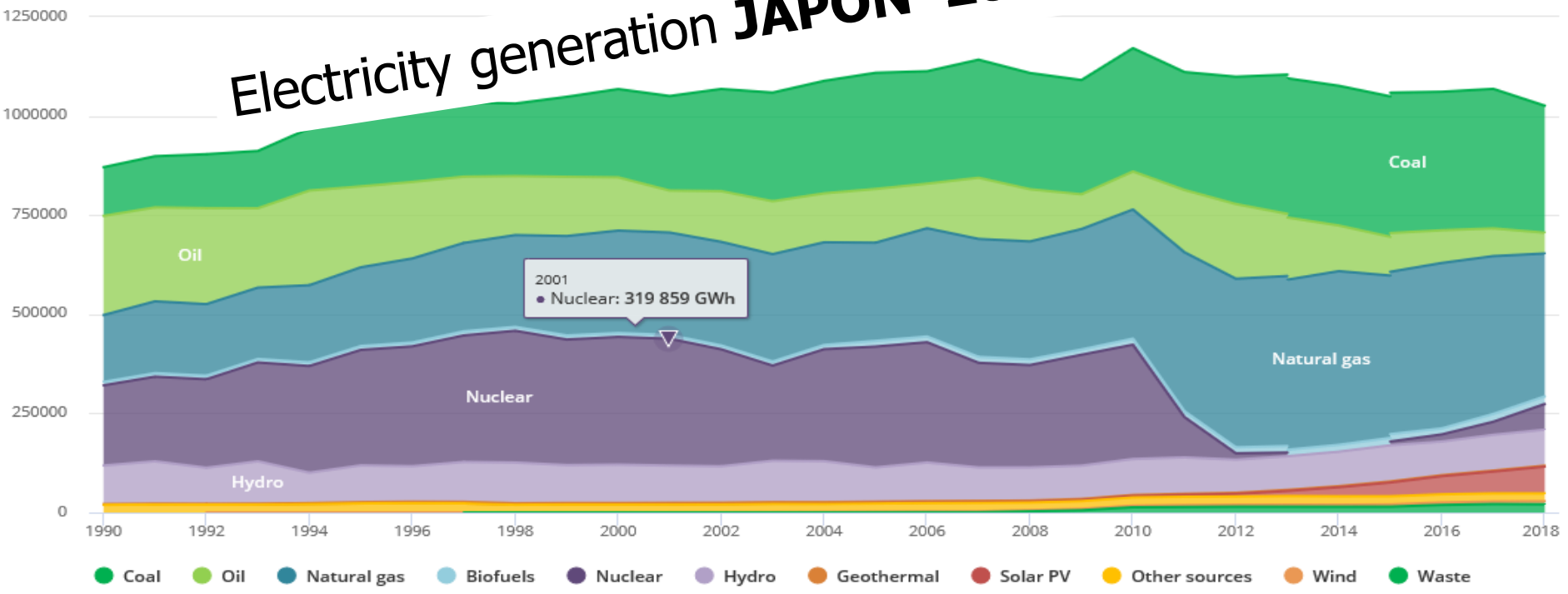
SUIZA 2018 70.801 GWh



Coal Oil Natural gas Biofuels Waste Nuclear Hydro Solar PV Wind

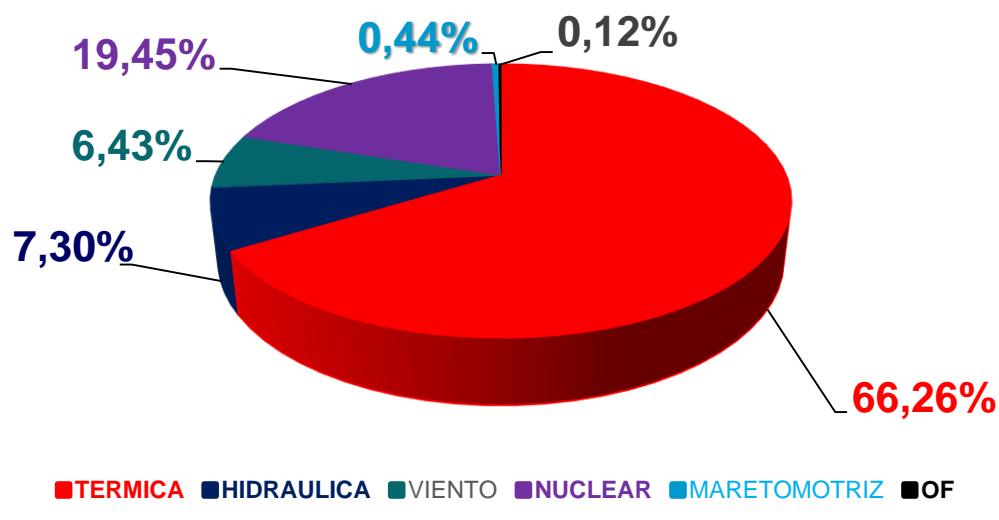
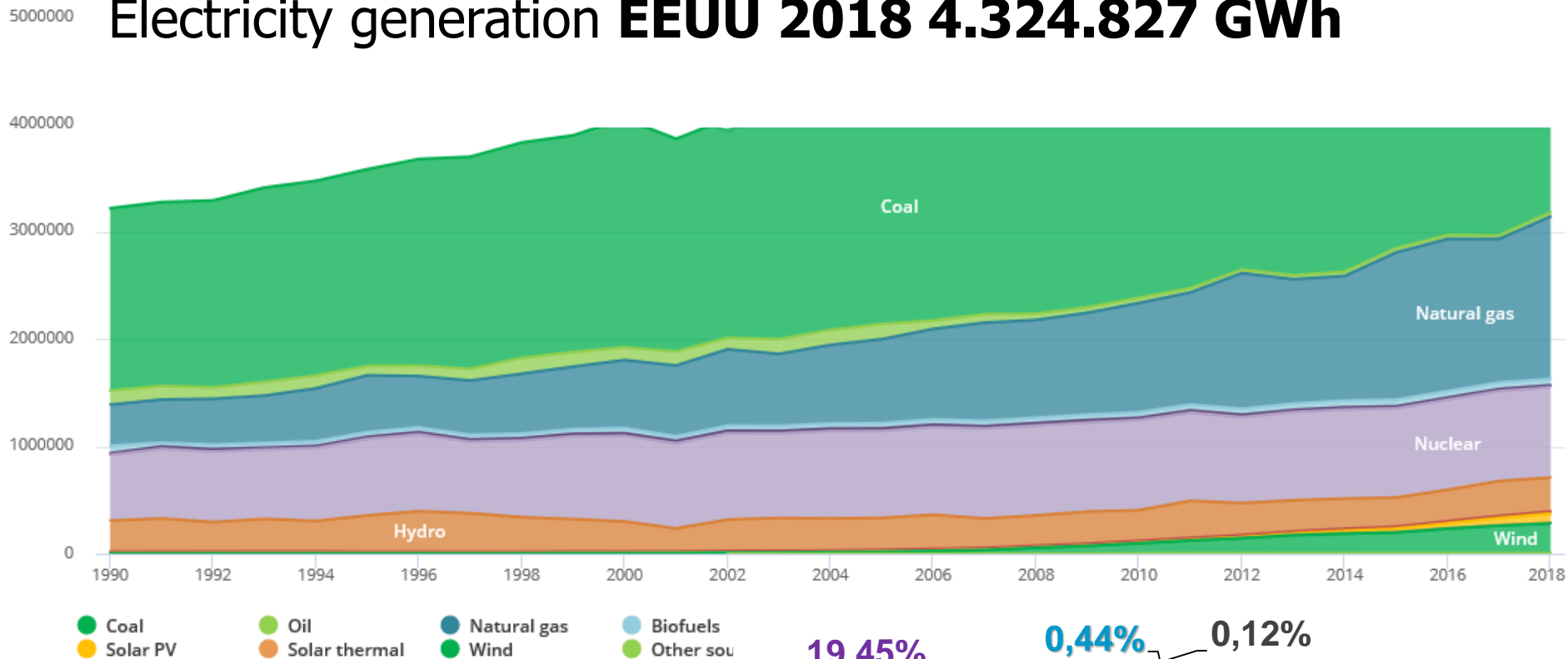


Electricity generation JAPON 2018 1.023.400 GWh

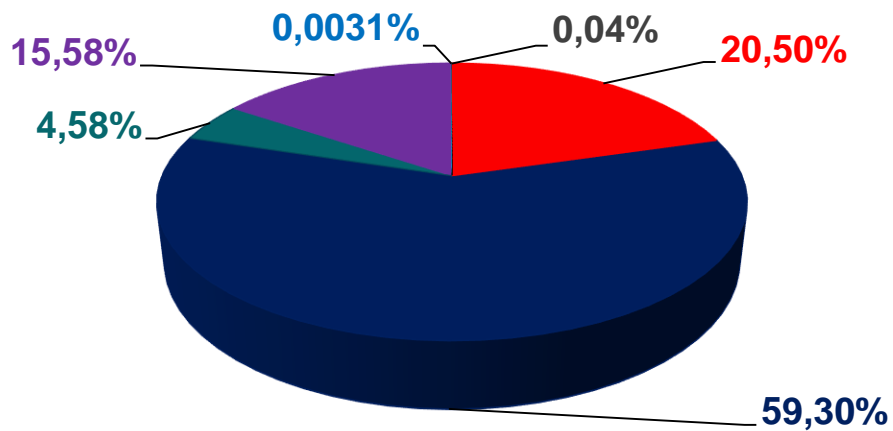




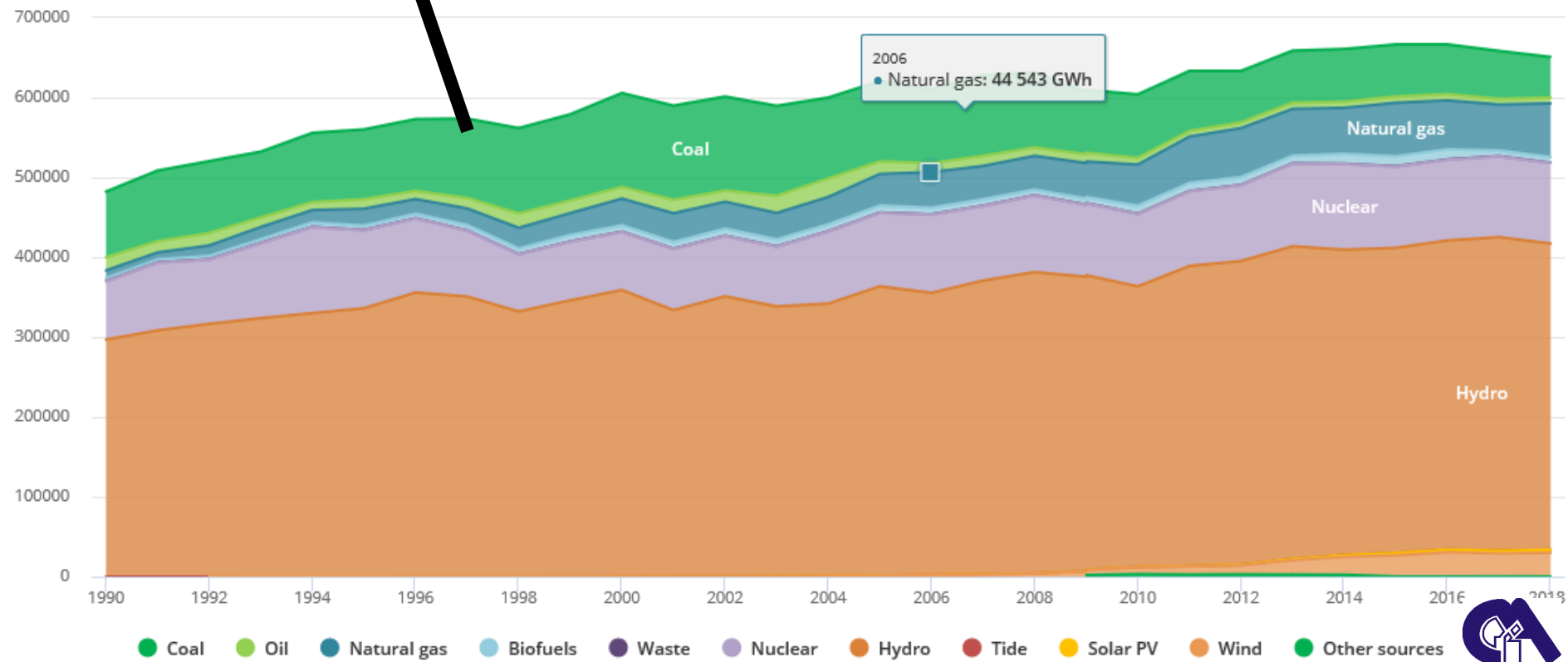
Electricity generation EEUU 2018 4.324.827 GWh



Electricity generation CANADA 2018 646.733 GWh IEA 2019



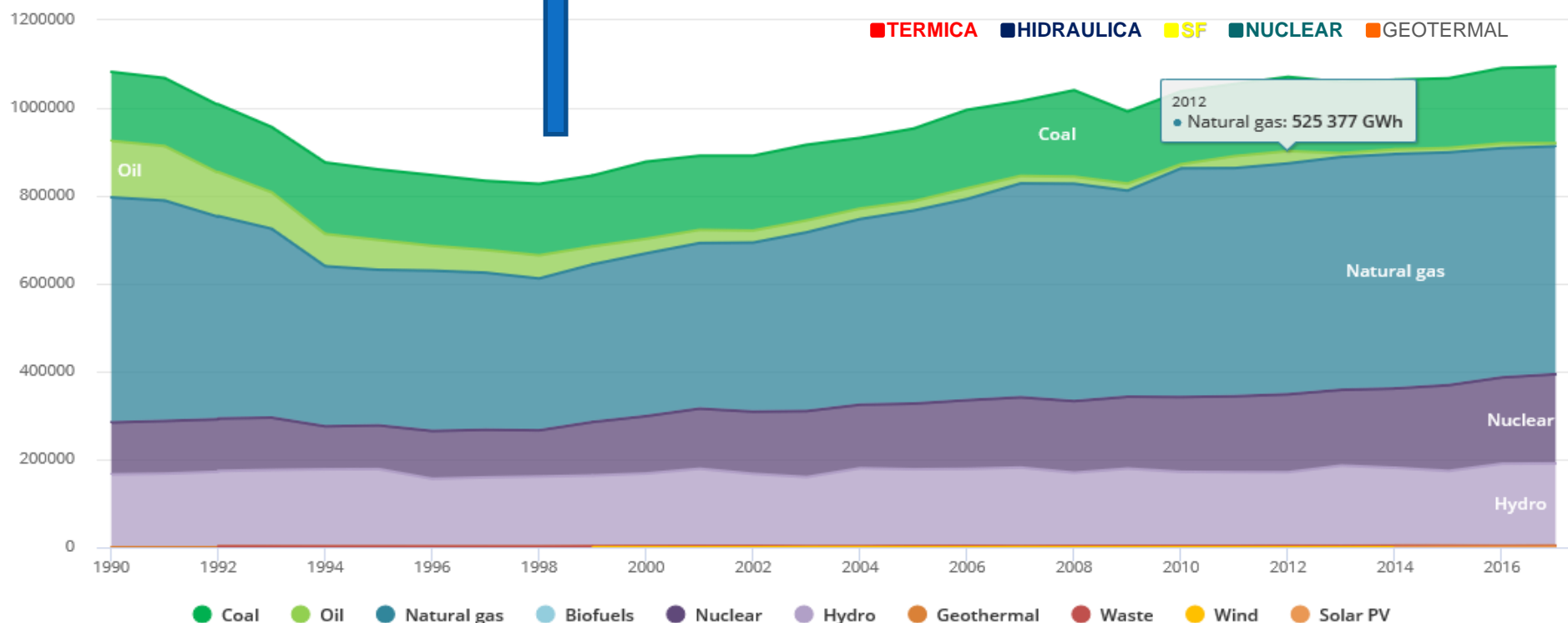
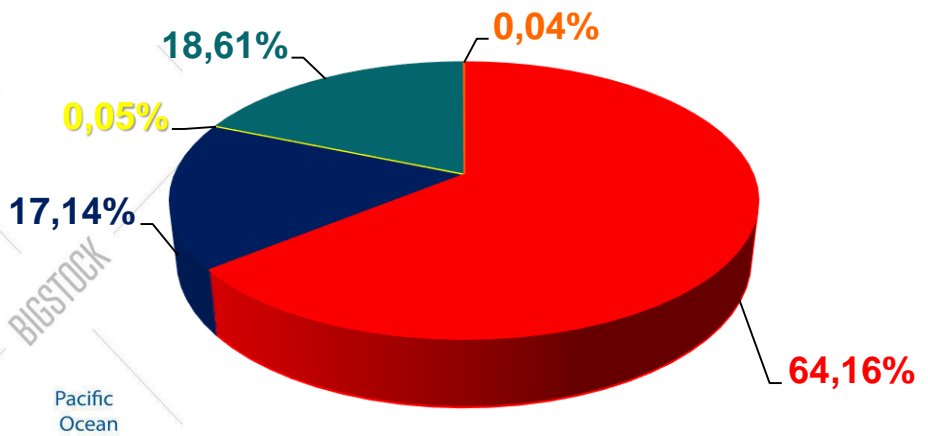
■ TERMICA
 ■ HIDRAULICA
 ■ VIENTO
 ■ NUCLEAR
 ■ MARETOMOTRIZ
 ■ OF



● Coal
 ● Oil
 ● Natural gas
 ● Biofuels
 ● Waste
 ● Nuclear
 ● Hydro
 ● Tide
 ● Solar PV
 ● Wind
 ● Other sources



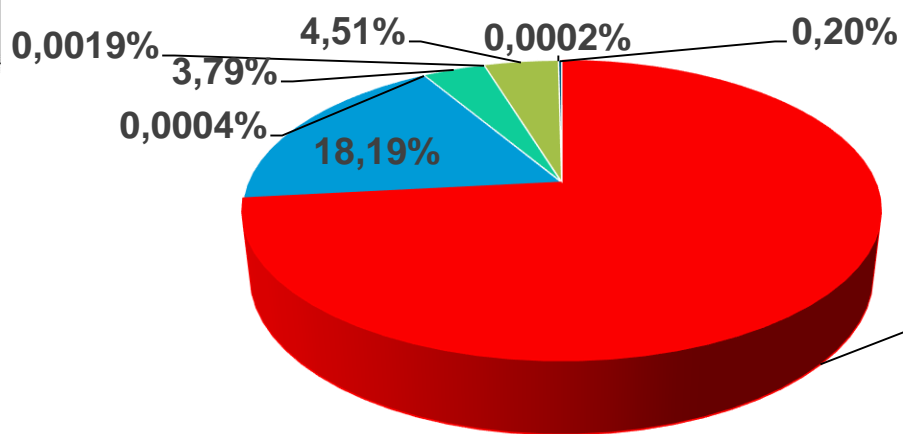
Electricity generation **RUSSIA 2017 1.091.555 GWh**



IEA. All rights reserved.

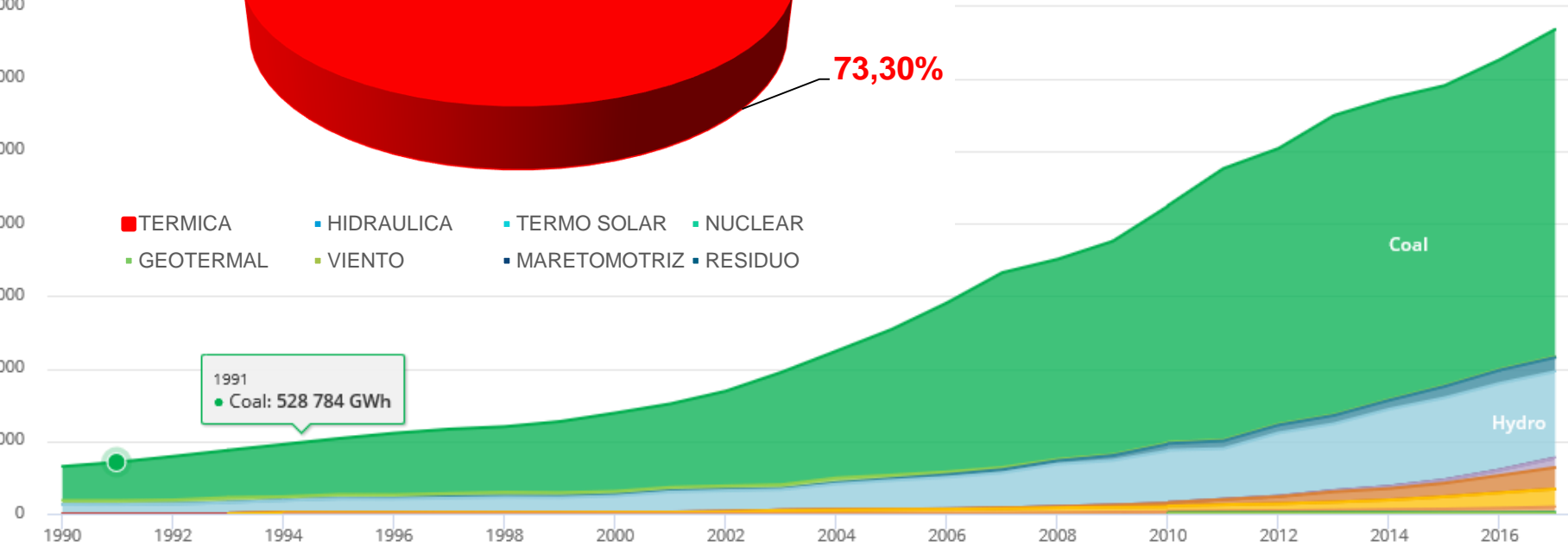


Electricity generation CHINA 2017- IEA 2019 6.441.269 GWh



- TERMICA
- HIDRAULICA
- TERMO SOLAR
- NUCLEAR
- GEOTERMAL
- VIENTO
- MARETOMOTRIZ
- RESIDUO

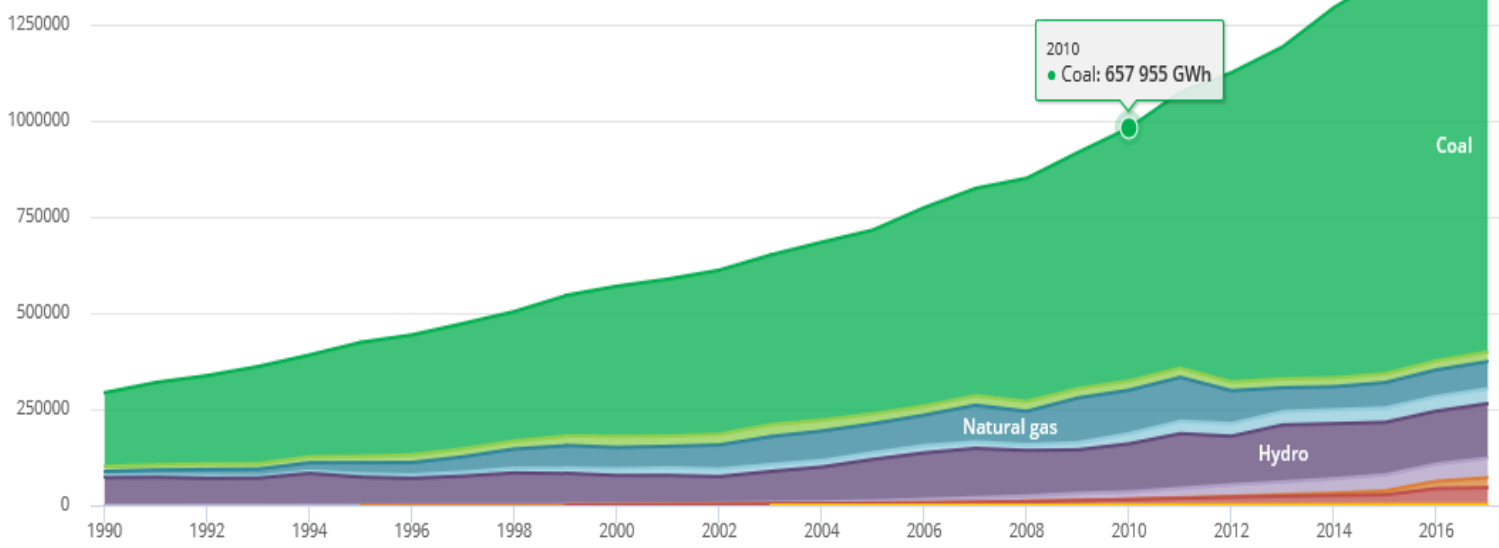
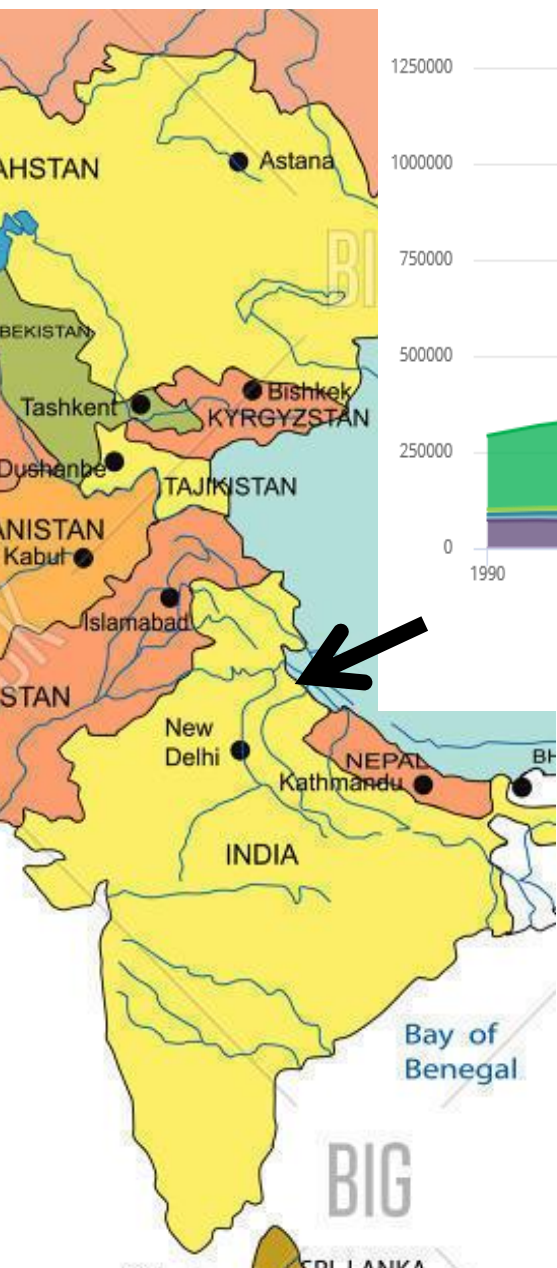
1991
Coal: 528 784 GWh



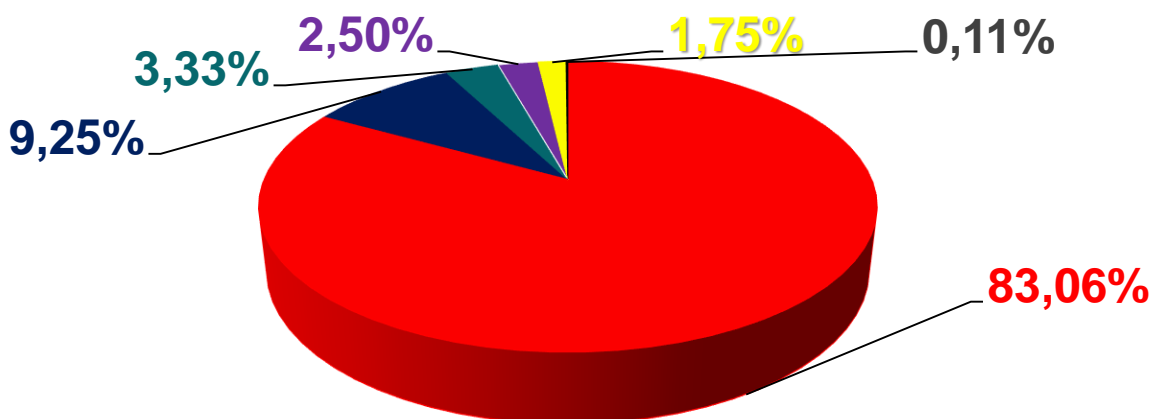
- Coal
- Oil
- Natural gas
- Hydro
- Geothermal
- Solar PV
- Wind
- Tide
- Nuclear
- Biofuels
- Waste
- Solar thermal

Electricity generation INDIA 2017 1.532.933 GWh

IEA 2019

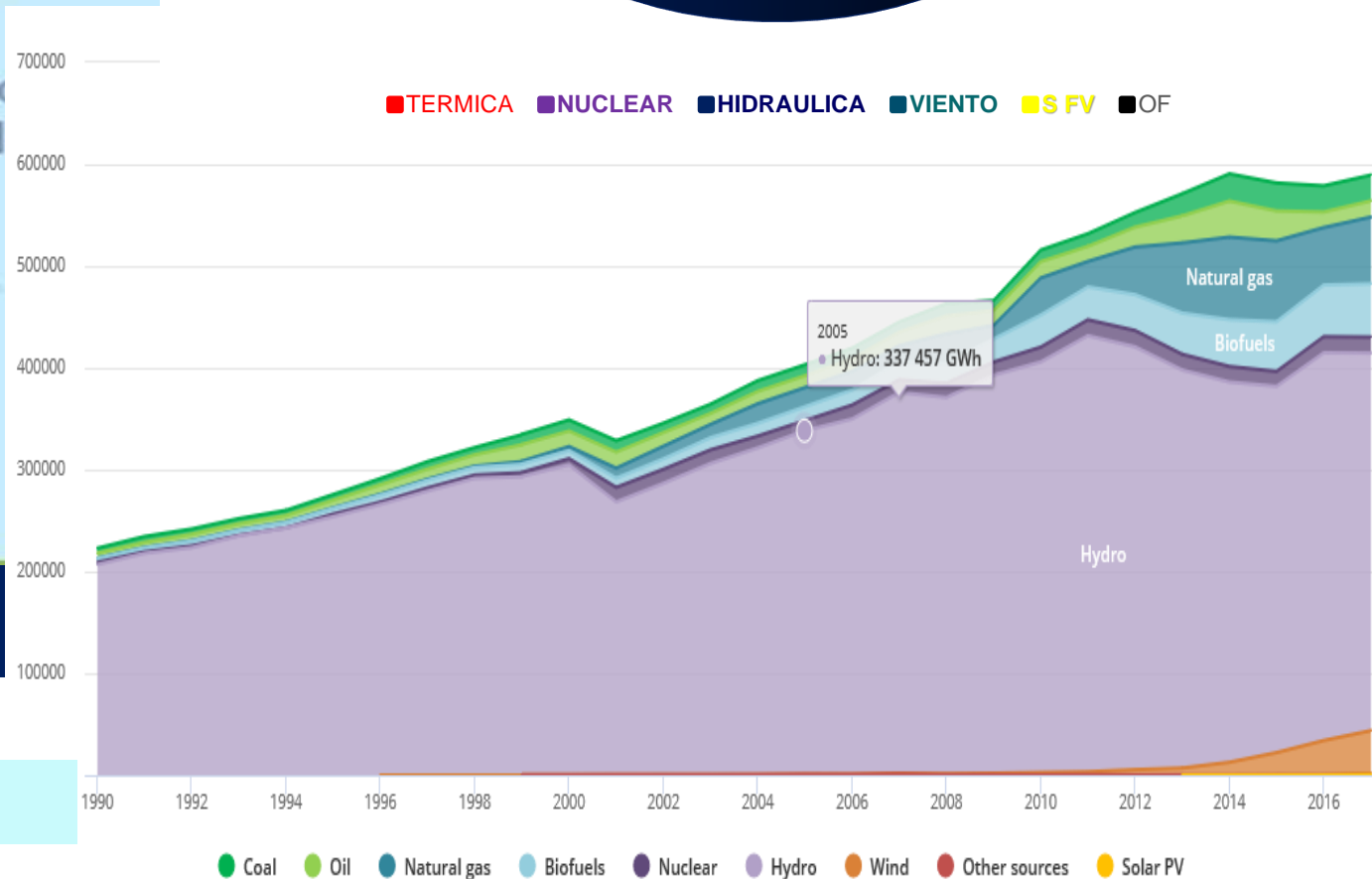
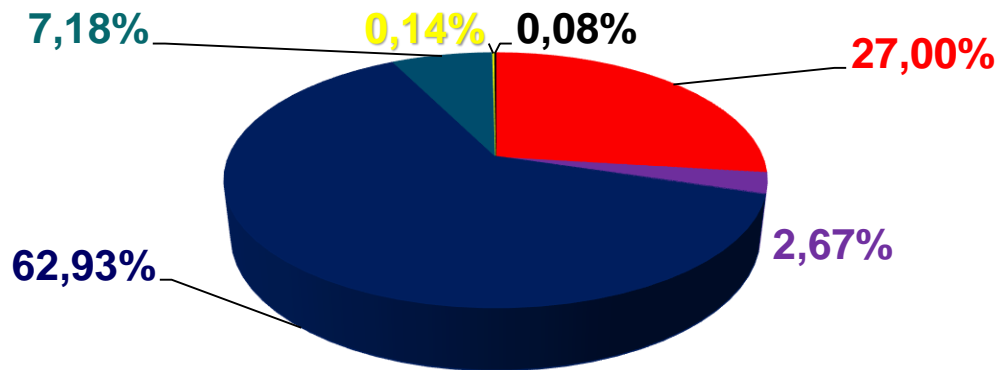


● Coal ● Oil ● Natural gas ● Nuclear ● Hydro ● Wind ● Solar PV ● Biofuels ● Waste



■ TERMICA ■ HIDRAULICA ■ VIENTO ■ NUCLEAR ■ SFV ■ RESIDUO

Electricity generation **BRASIL** IEA 2019 1990 – 2017. 569.363 GWh



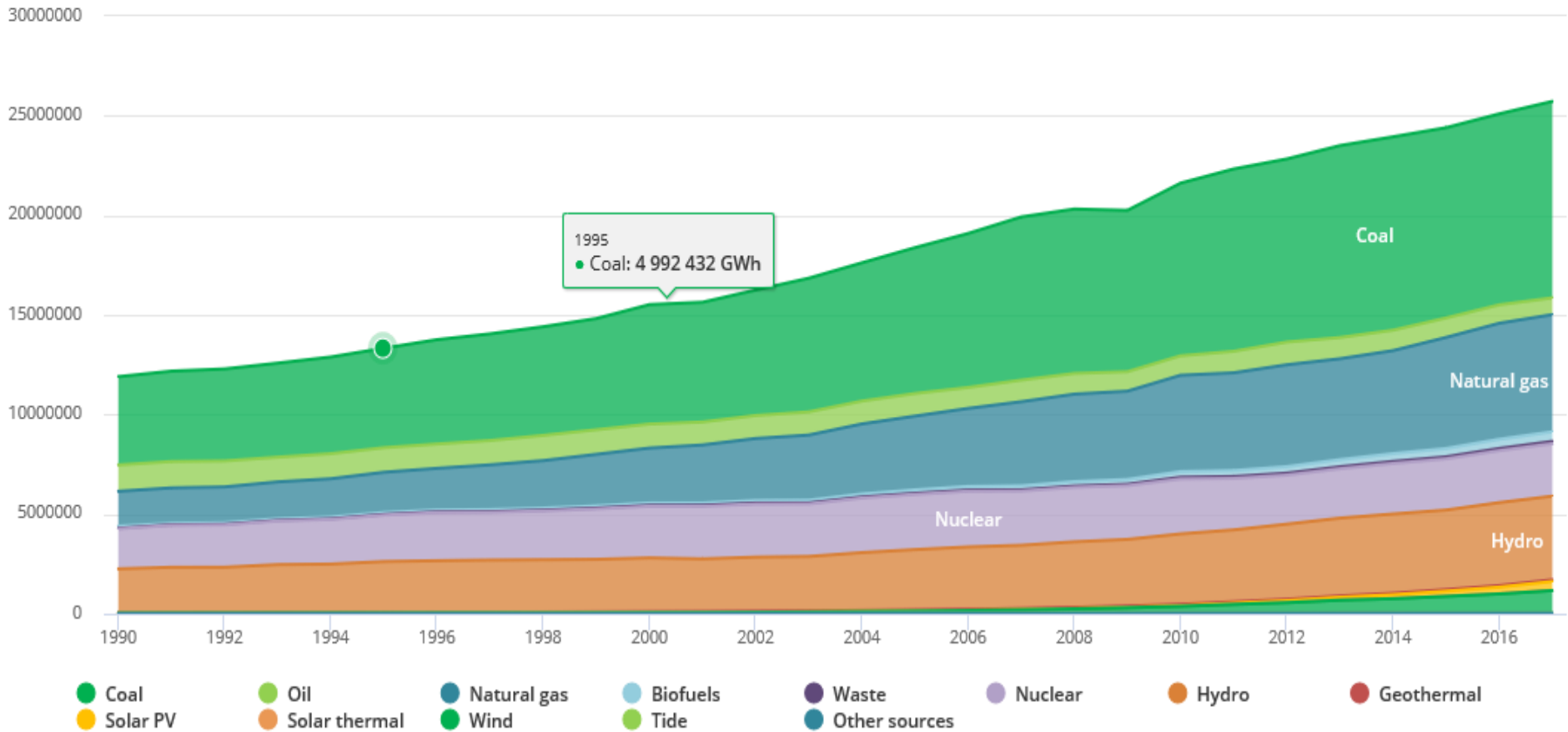
SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA

PROVINCIA DE MISIONES



IEA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA 2019

Electricity generation **World 1990 – 2017** **25.625.730 GWh** **IEA 2019**



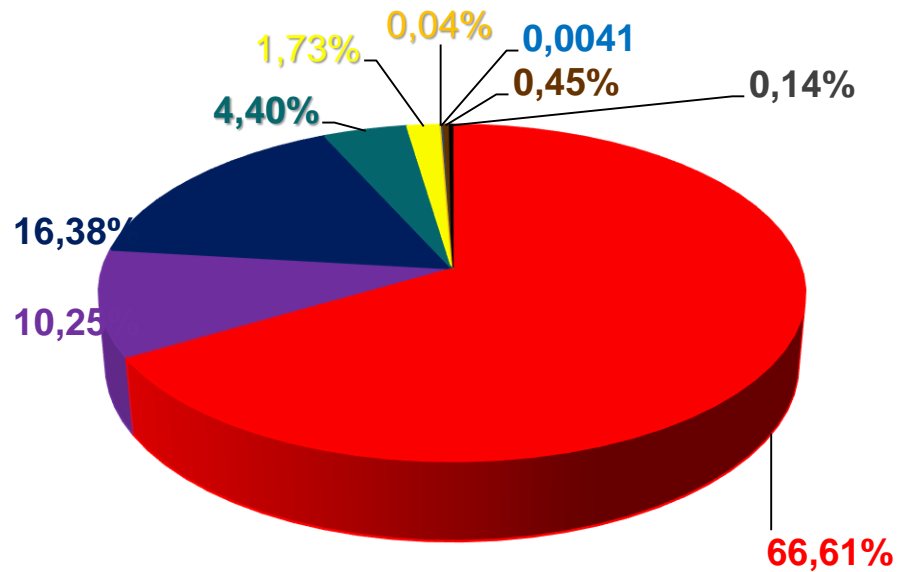
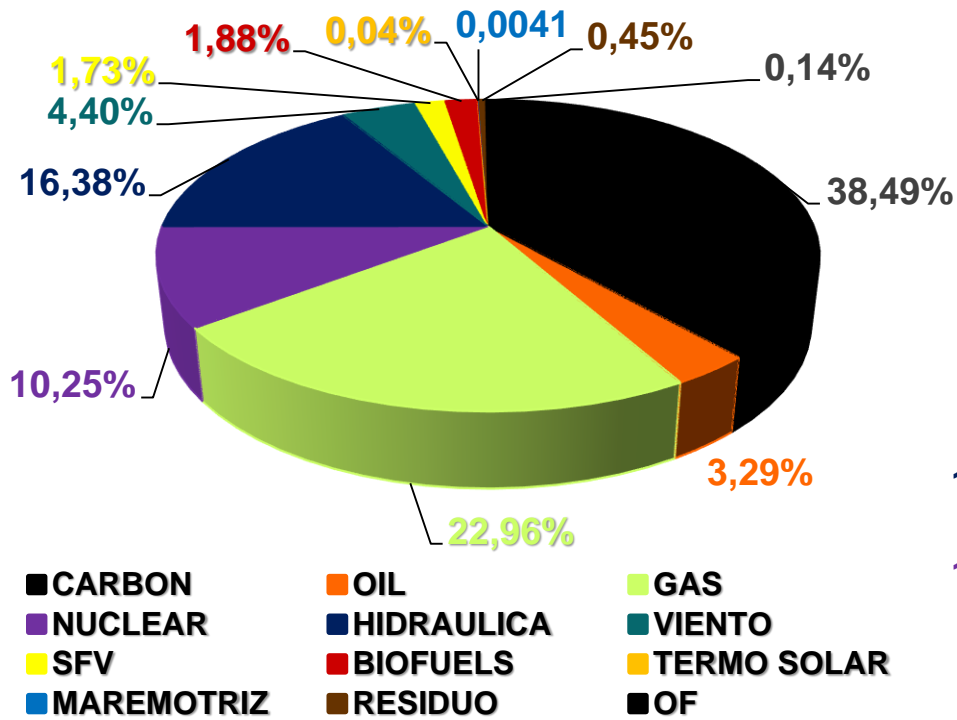
IEA. All rights reserved.



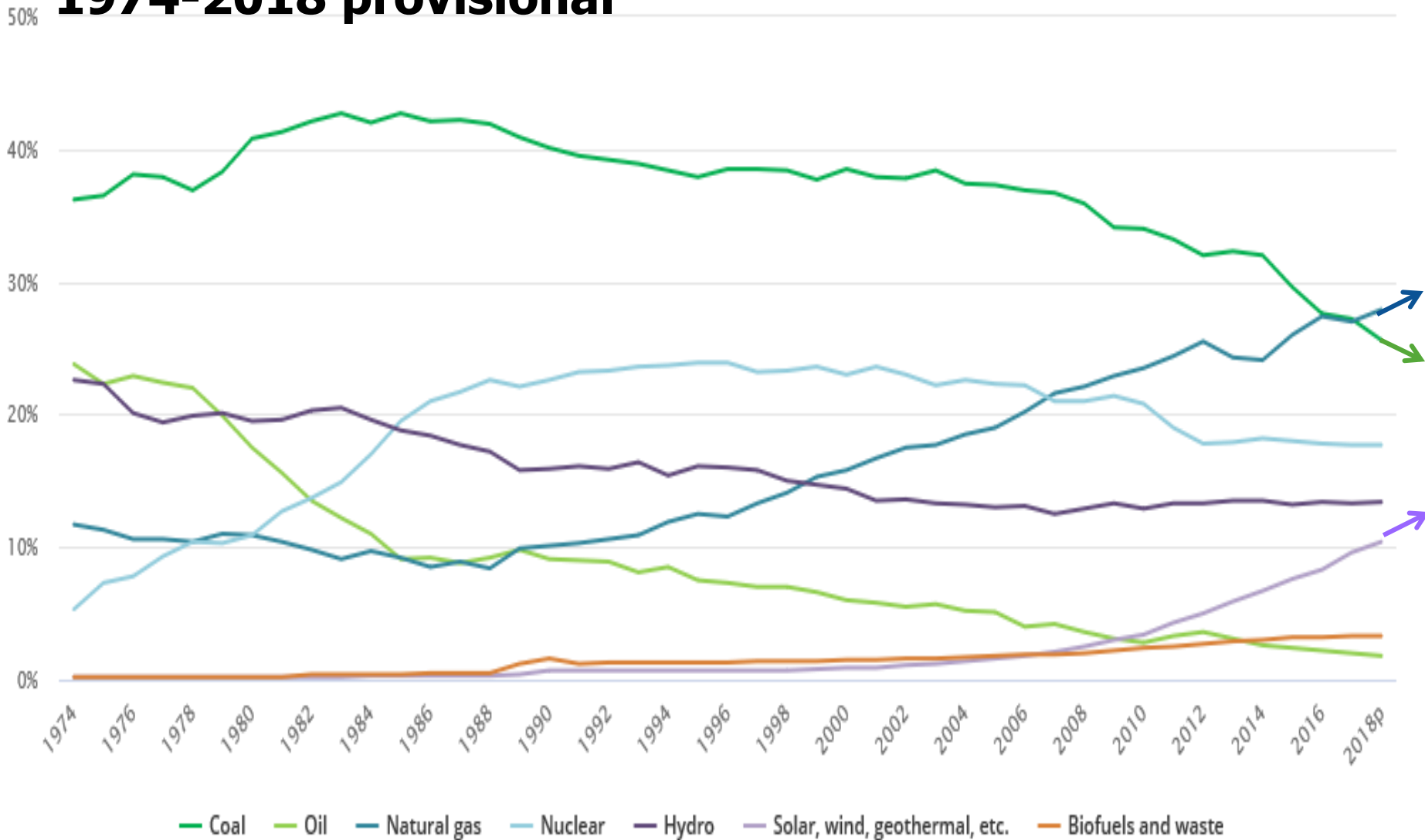
Electricity generation World 2017

IEA 2019

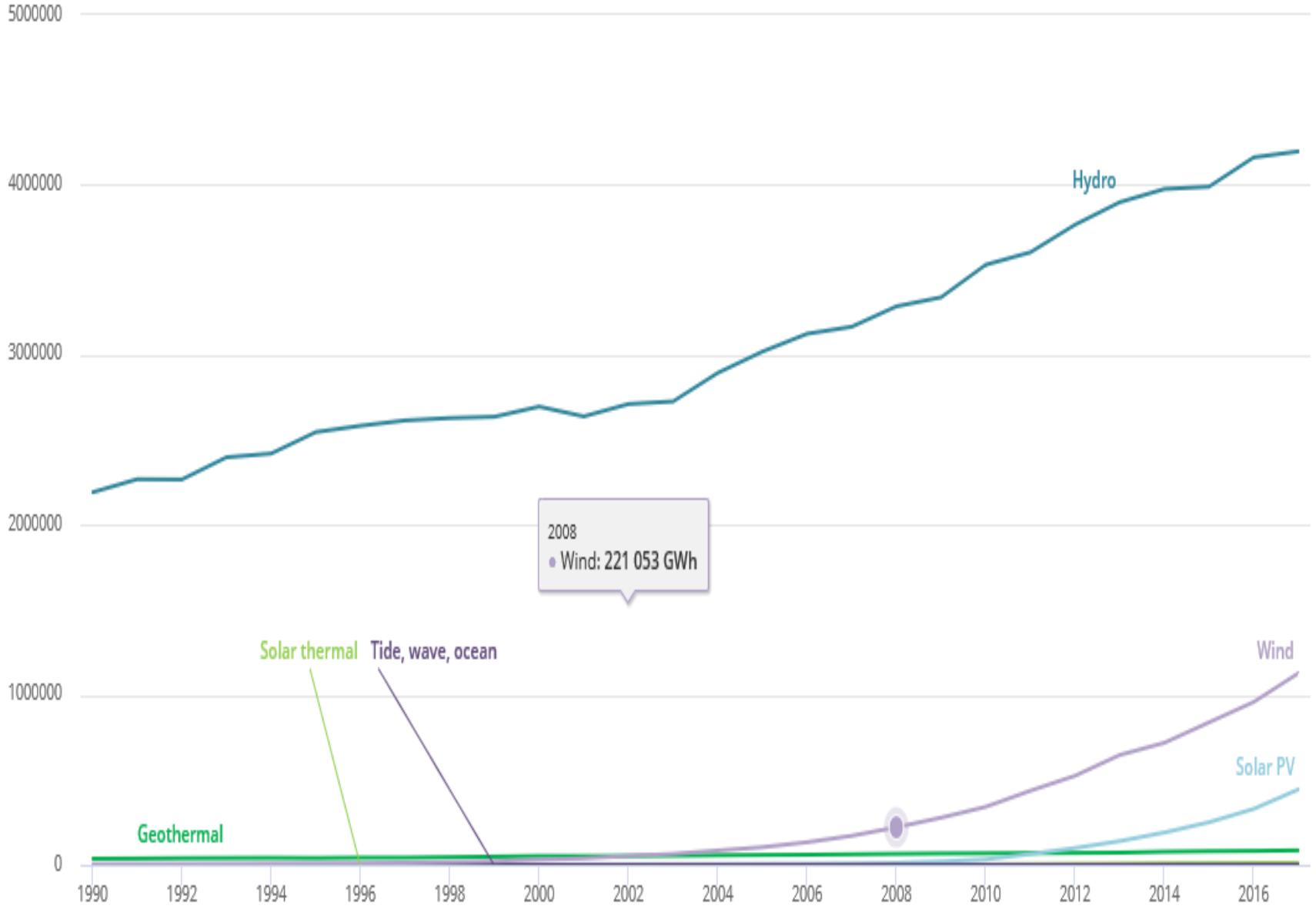
25.625.730 GWh



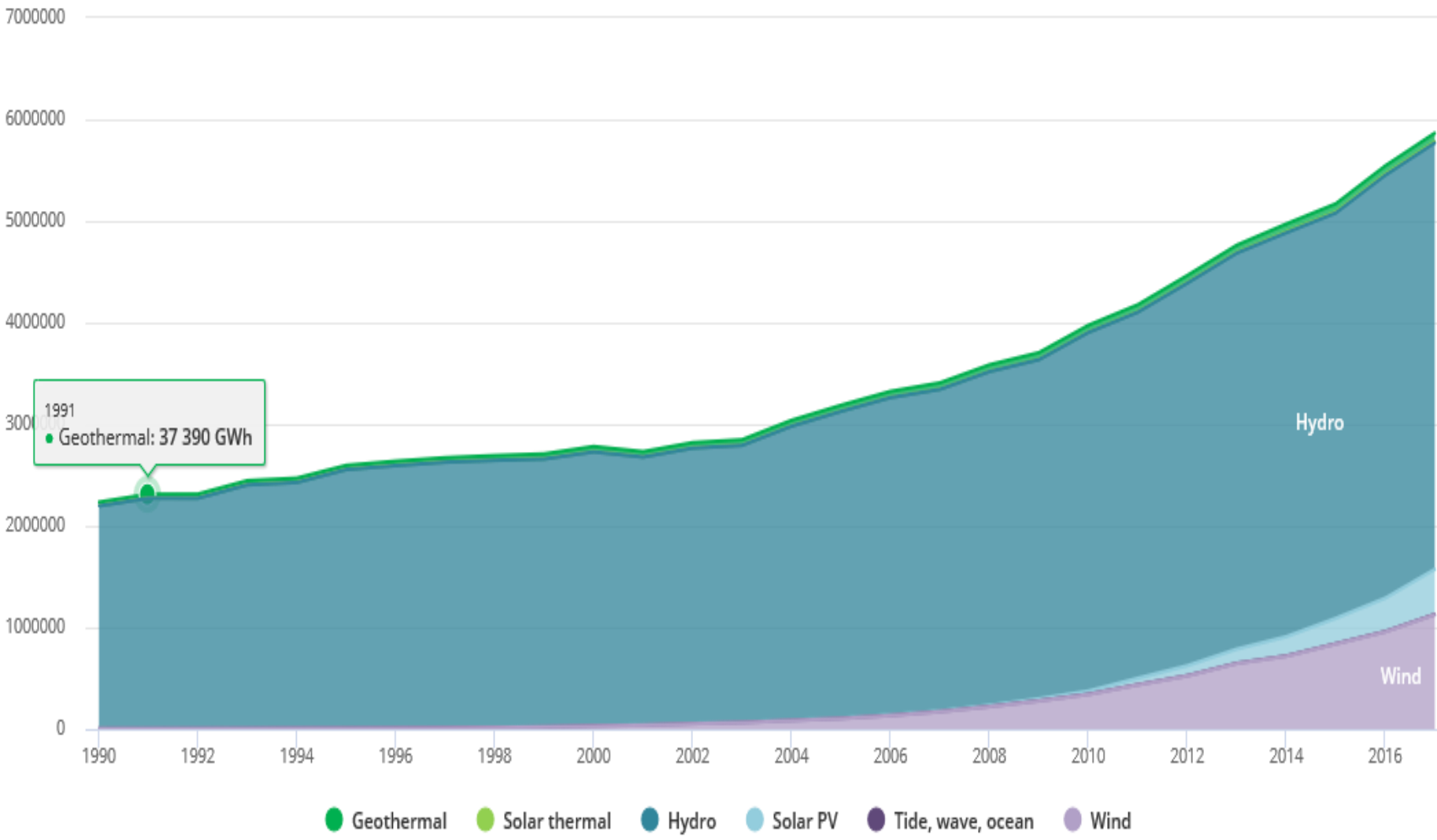
OECD gross electricity production by source, 1974-2018 provisional



Renewable electricity generation by source (non-combustible), World 1990-2017 GWh

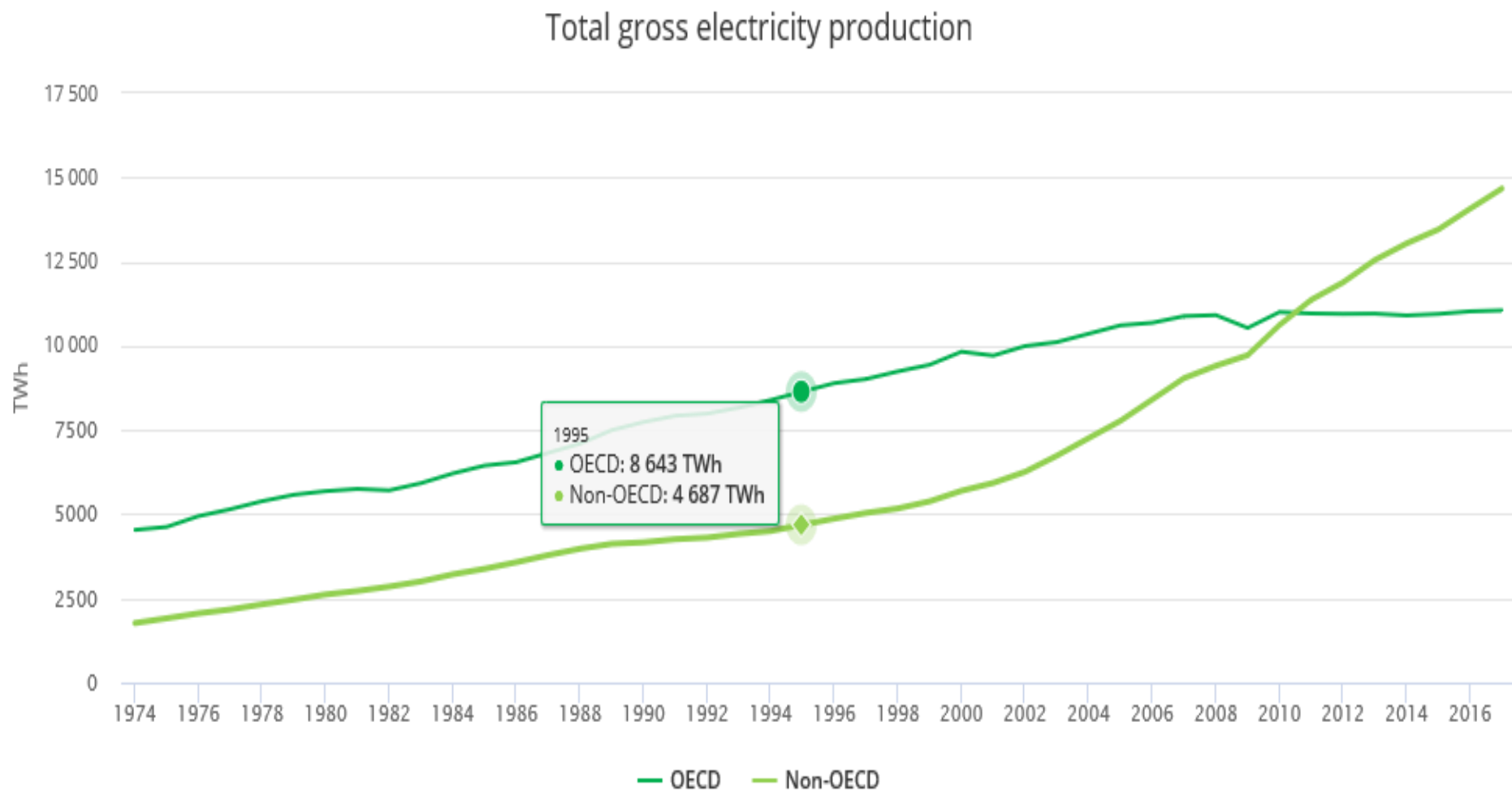


Renewable electricity generation by source (non-combustible), World 1990-2017 GWh



Electricity generation **World 1974 – 2017**

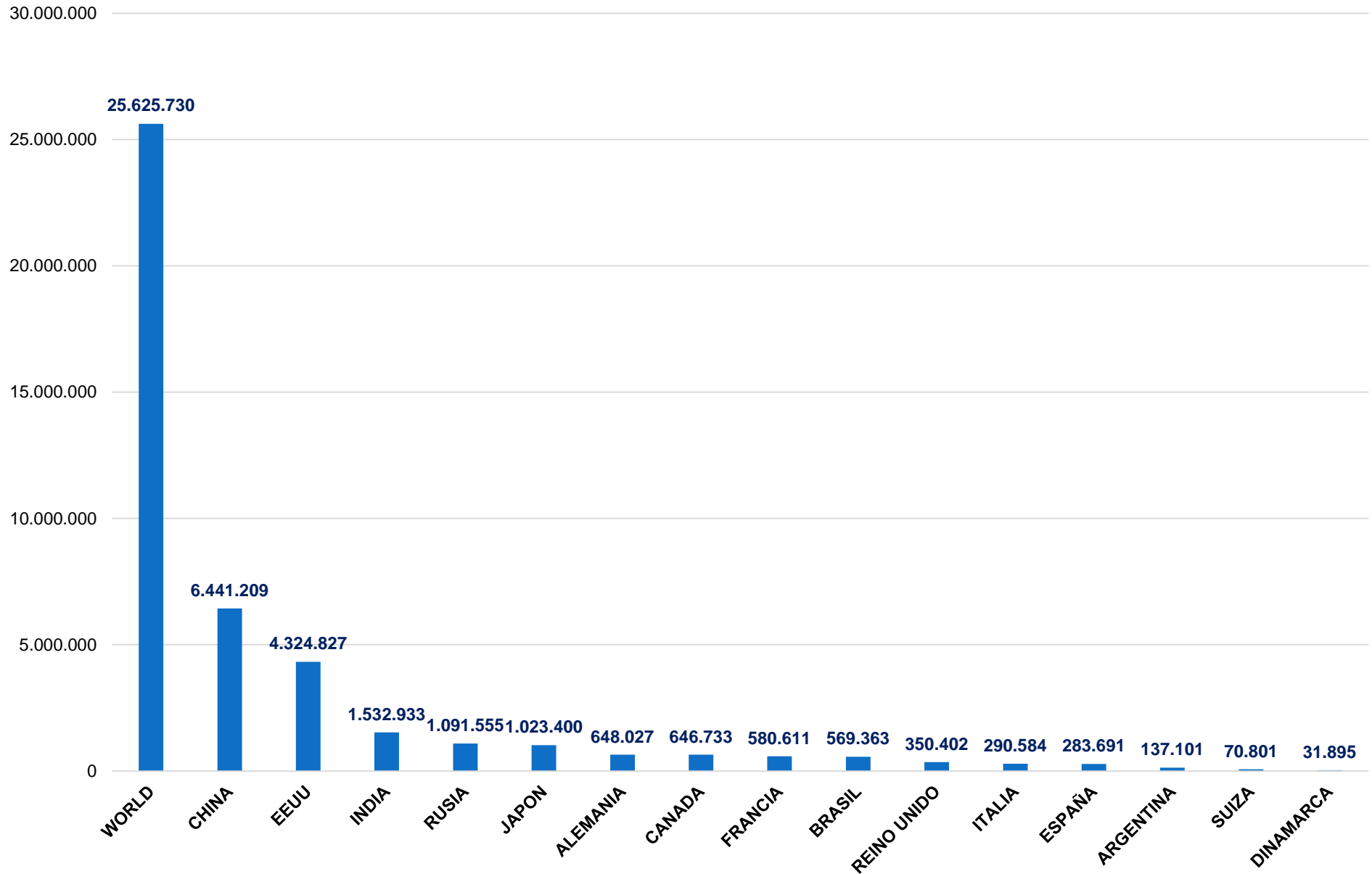
IEA 2019



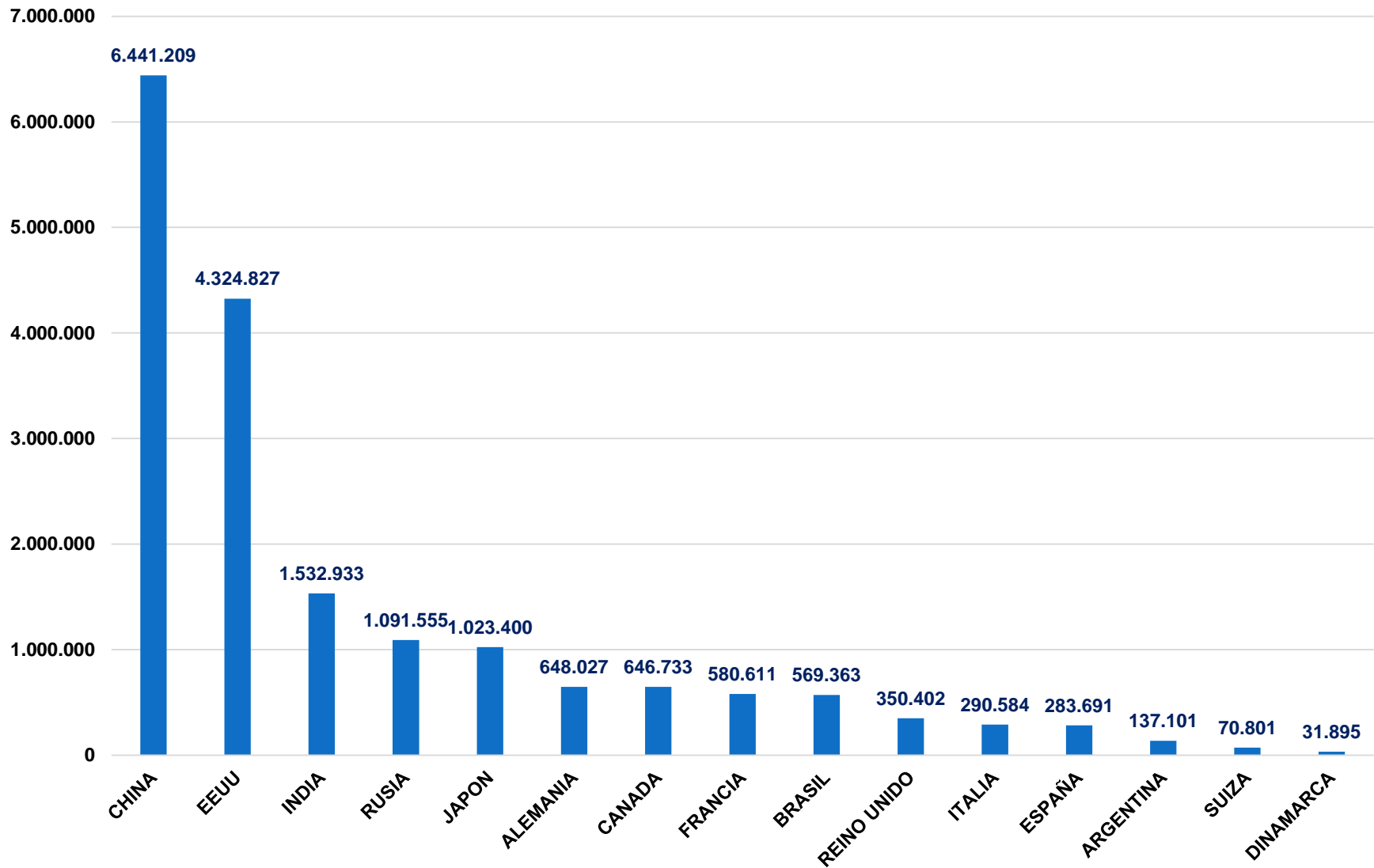
IEA. All rights reserved.



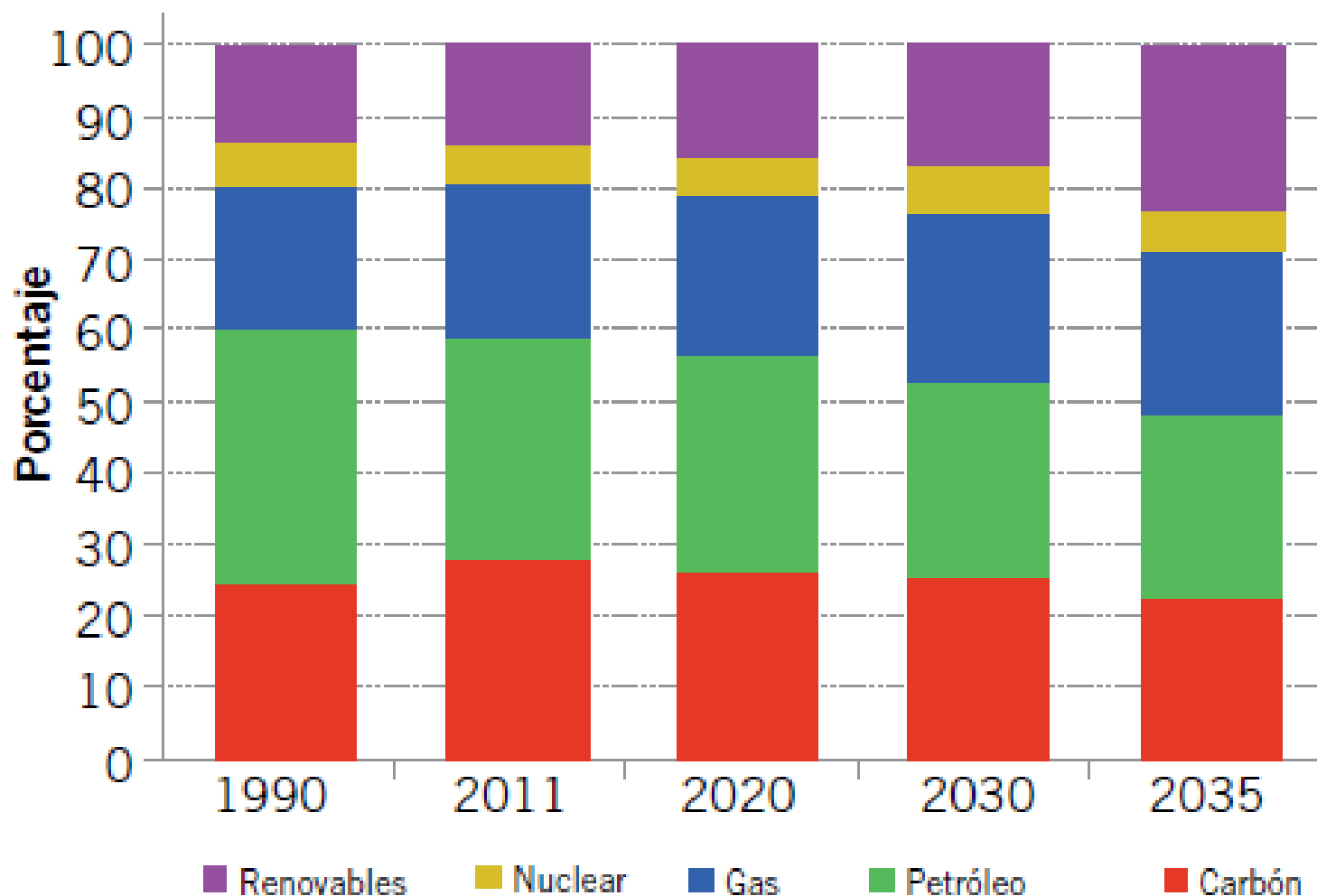
Electricity generation **World 2017 GWh. IEA 2019**



Electricity generation **PAISES 2017 GWh. IEA 2019**



Proyección de la demanda mundial de energía por fuentes



Perspectivas analizadas en la edición 2013 de *World Energy Outlook (WEO)*, publicado por *International Energy Agency (IEA)*.





Ranking de países con reservas de petróleo no convencional

		Miles de millones de barriles	
1	Rusia	<div style="width: 75%;"></div>	75
2	EEUU	<div style="width: 58%;"></div>	58
3	China	<div style="width: 32%;"></div>	32
4	Argentina	<div style="width: 27%;"></div>	27
5	Libia	<div style="width: 26%;"></div>	26
6	Venezuela	<div style="width: 13%;"></div>	13
7	México	<div style="width: 13%;"></div>	13
8	Pakistán	<div style="width: 9%;"></div>	9
9	Canadá	<div style="width: 9%;"></div>	9
10	Indonesia	<div style="width: 8%;"></div>	8
Total Mundial			345

Ranking de países con reservas de gas pizarra

		Billones de pies cúbicos	
1	China	<div style="width: 111.5%;"></div>	1.115
2	Argentina	<div style="width: 80.2%;"></div>	802
3	Argelia	<div style="width: 70.7%;"></div>	707
4	EEUU	<div style="width: 66.5%;"></div>	665
5	Canadá	<div style="width: 57.3%;"></div>	573
6	México	<div style="width: 54.5%;"></div>	545
7	Australia	<div style="width: 43.7%;"></div>	437
8	Sudáfrica	<div style="width: 39.0%;"></div>	390
9	Rusia	<div style="width: 28.5%;"></div>	285
10	Brasil	<div style="width: 24.5%;"></div>	245
Total Mundial			7.299

SADI

ANTECEDENTES

Y

APRECIACIONES



ENERGÍA ELÉCTRICA

Antecedentes

**Estado de Situación Sector
Energético Nacional**

Futuro Inmediato

Conclusiones y Propuestas



DATOS HISTORICOS

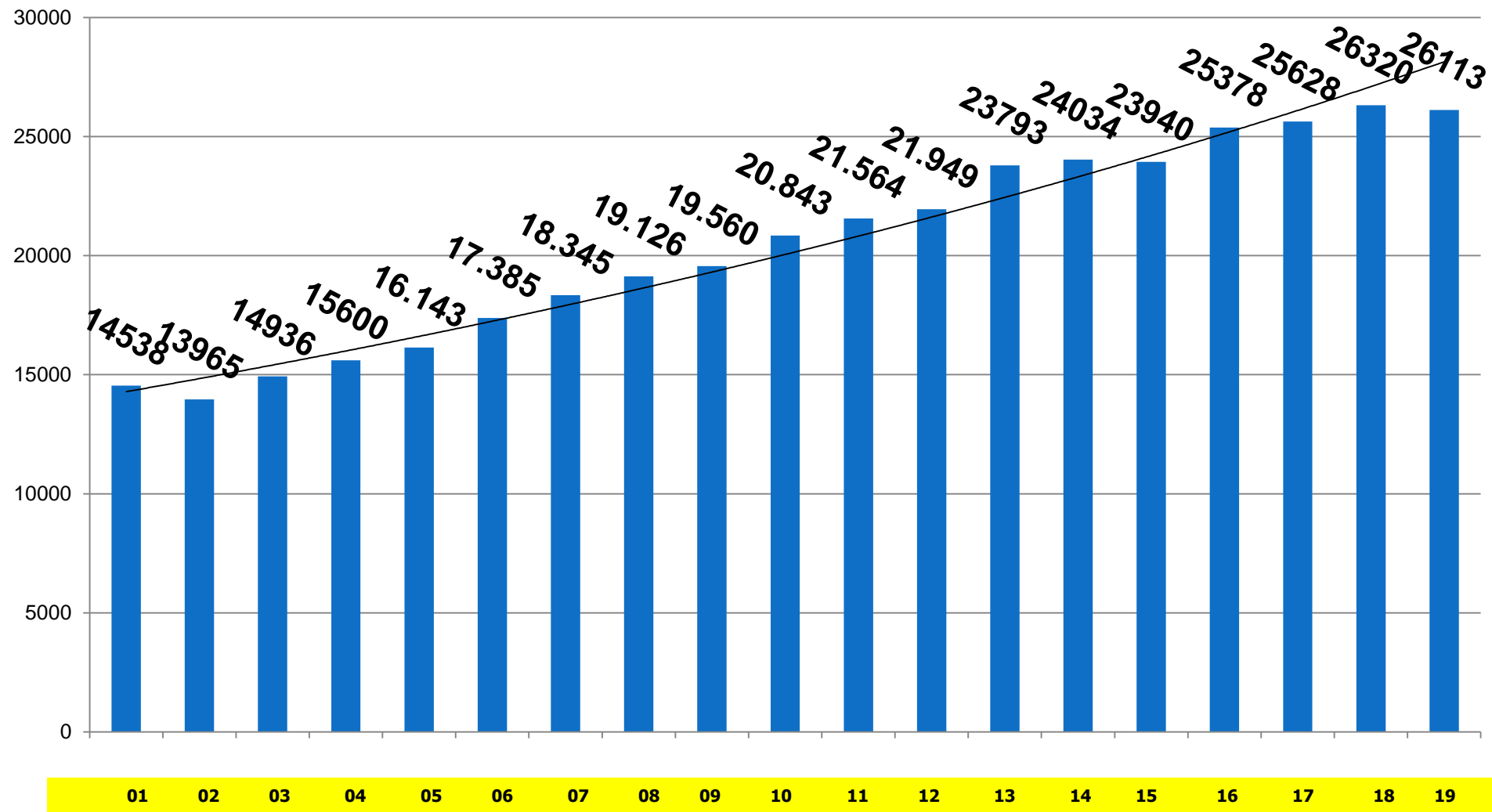
POTENCIA

ENERGÍA

PBI



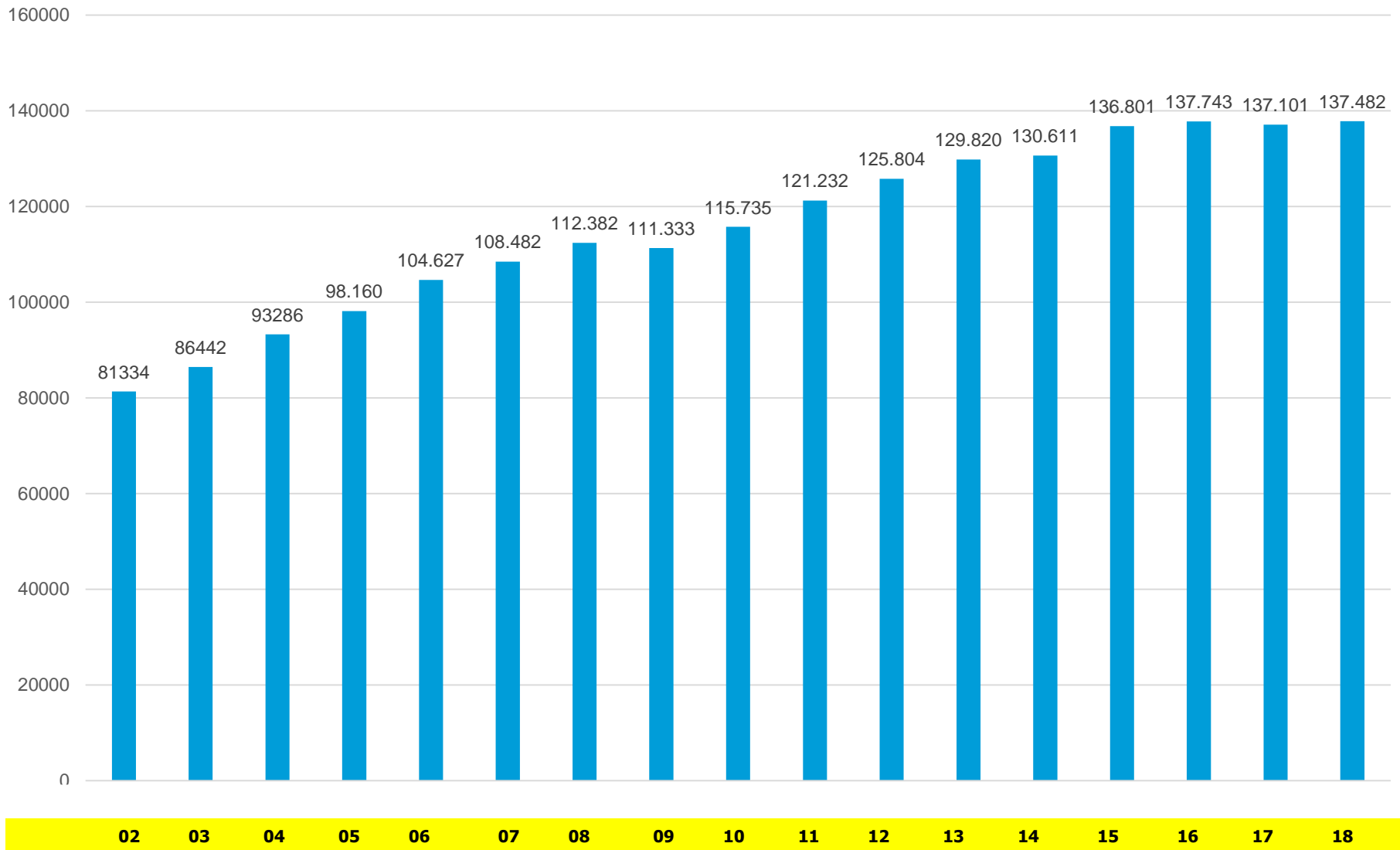
Evolución de la Potencia máxima en MW (azul)



Fuente CAMMESA



Evolución de la ENERGIA OPERADA ANUAL



Fuente CAMMESA



Por tipo de generación

GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	Part. %
CC	5,572	5,243	5,328	4,220	5,285	5,619	6,105	5,819	5,026	4,717	4,503	5,062	62,499	45.5%
TV	1,242	1,076	919	883	645	1,068	908	650	452	292	216	376	8,727	6.3%
TG	1,231	1,274	1,251	1,695	1,052	1,161	1,181	1,076	1,240	1,015	865	998	14,039	10.2%
DI	296	273	233	257	163	256	285	181	122	113	109	174	2,461	1.8%
Térmica	8,341	7,867	7,730	7,055	7,144	8,104	8,480	7,726	6,841	6,138	5,692	6,609	87,727	63.8%
Hidráulica	3,522	3,117	3,192	3,037	2,923	3,250	3,613	3,412	2,769	3,456	3,891	3,769	39,952	29.1%
Nuclear	639	572	505	575	753	741	706	665	312	396	376	213	6,453	4.7%
Renovables ^(*)	241	208	197	180	182	209	228	286	323	379	428	489	3,350	2.4%
Total Generación local	12,743	11,764	11,624	10,848	11,001	12,305	13,027	12,088	10,246	10,369	10,388	11,079	137,482	100.0%

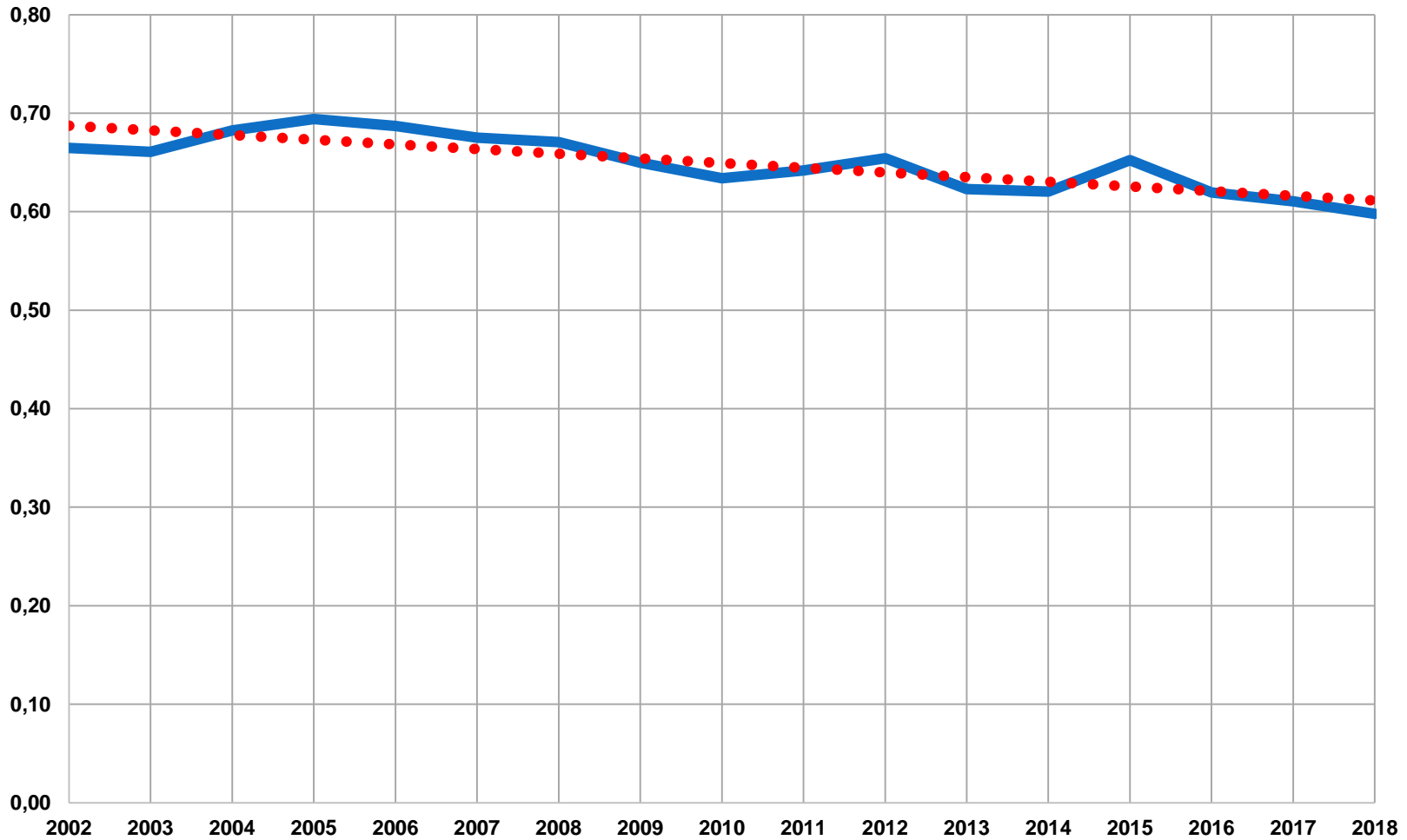
(*) Renovables: Biodiesel, Biomasa, Biogás, Eólico, Solar e Hidro renovable



FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018
Biodiesel	32	170	2	2	0	1	0	0
Biomasa	98	127	134	114	155	193	243	252
Eólica	16	348	447	613	593	547	616	1,413
Hidro Renovable	1,255	1,453	1,274	1,457	1,624	1,820	1,696	1,432
Solar	2	8	15	16	15	14	16	108
Biogas	0	36	108	103	84	58	64	145
Total GWh	1,403	2,142	1,981	2,304	2,470	2,633	2,635	3,350



Evolución del factor de Carga



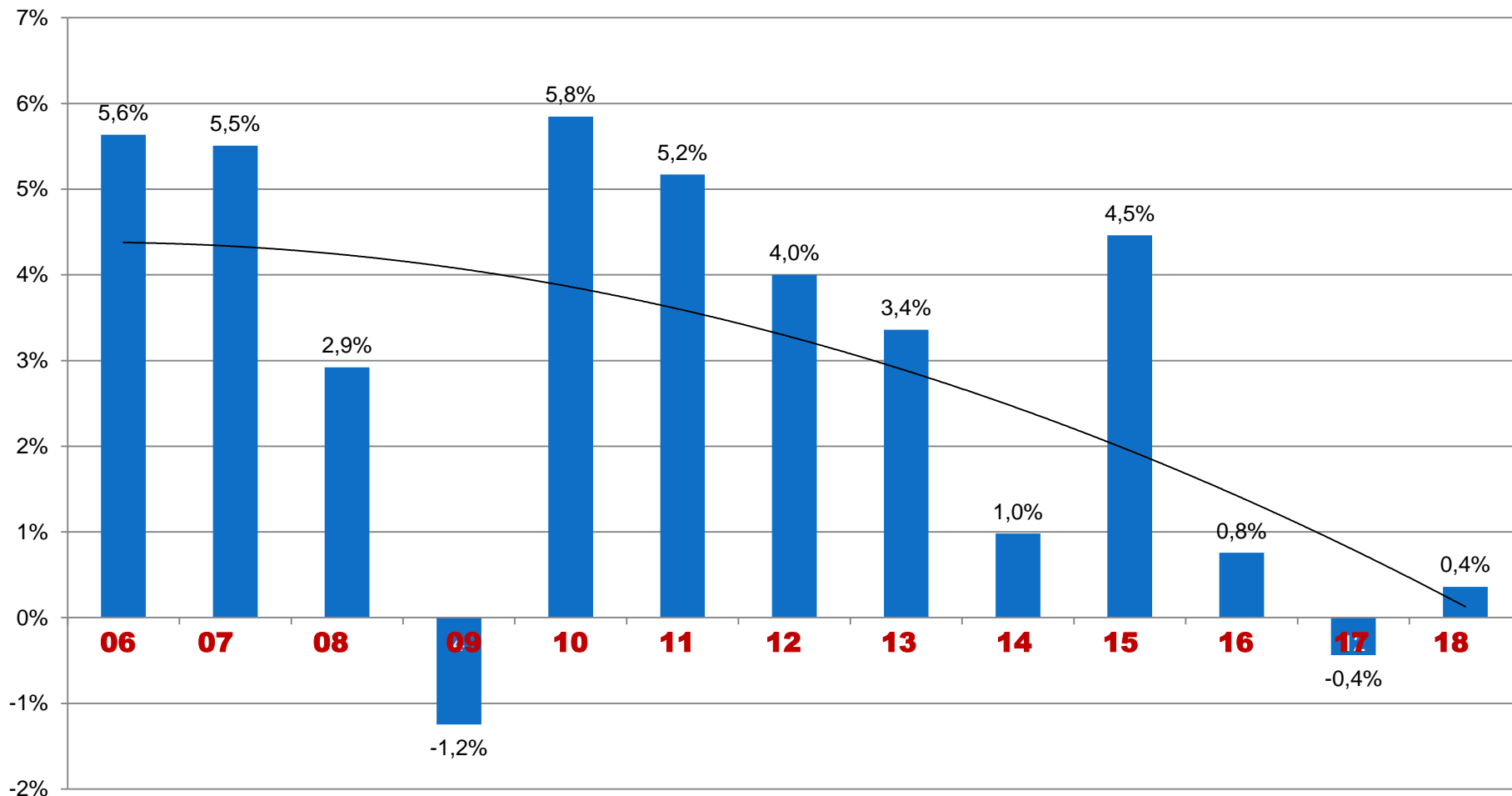
Fuente CAMMESA



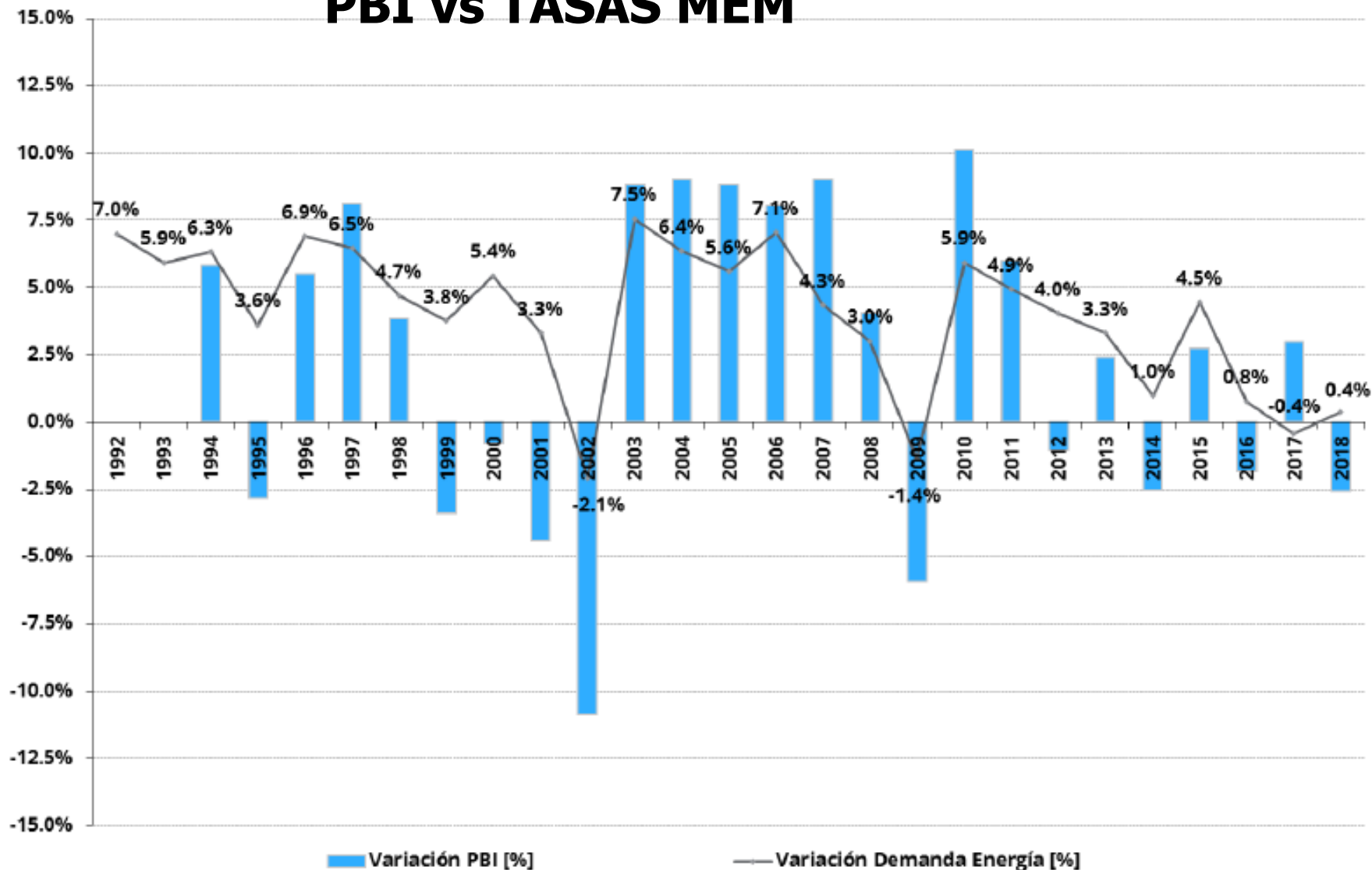
Gran parte de los Picos de potencia dependen de la demanda residencial que representaron en 2018 un consumo del 42,84% del total del consumo energetico nacional y es altamente influenciada por las temperaturas.



Evolución de la Tasa Interanual de la Demanda del Consumo Energético, Agentes MEM



PBI vs TASAS MEM



El incremento de la demanda interanual fue del +0,4% y la residencial fue del 1,9% que representa el 42,84% de la demanda total.



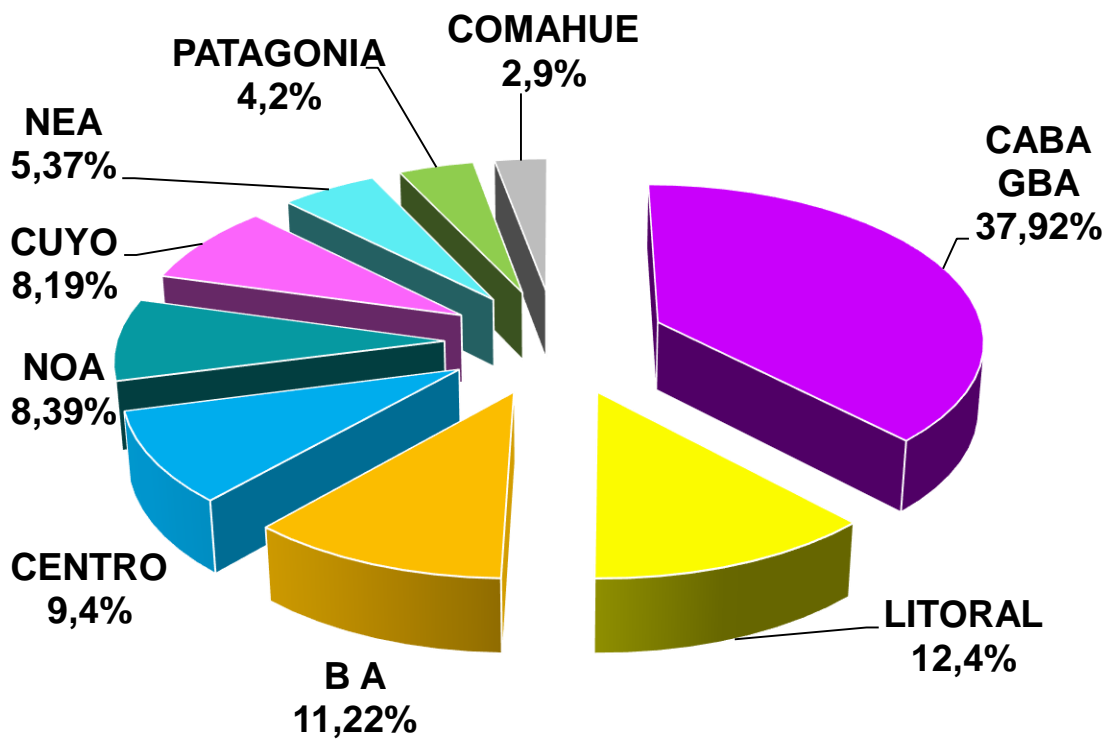
PROVINCIA	PARTICIPACIÓN Total Año 2018
Cap.Fed + GBA (Dist.Nac.)	37,92%
BUENOS AIRES	11,22%
SANTA FE	9,56%
CORDOBA	7,45%
MENDOZA	4,31%
CHUBUT	3,34%
ENTRE RIOS	2,84%
TUCUMAN	2,38%
CHACO	2,29%
CORRIENTES	2,25%
MISIONES	2,08%
SAN JUAN	1,63%
SALTA	1,57%
NEUQUEN	1,48%
RIO NEGRO	1,42%
CATAMARCA	1,31%
SANTIAGO DEL ESTERO	1,25%
SAN LUIS	1,16%
LA RIOJA	1,09%
FORMOSA	1,05%
SANTA CRUZ	0,86%
JUJUY	0,84%
LA PAMPA	0,69%
TOTAL DIST. PAIS	100,00%



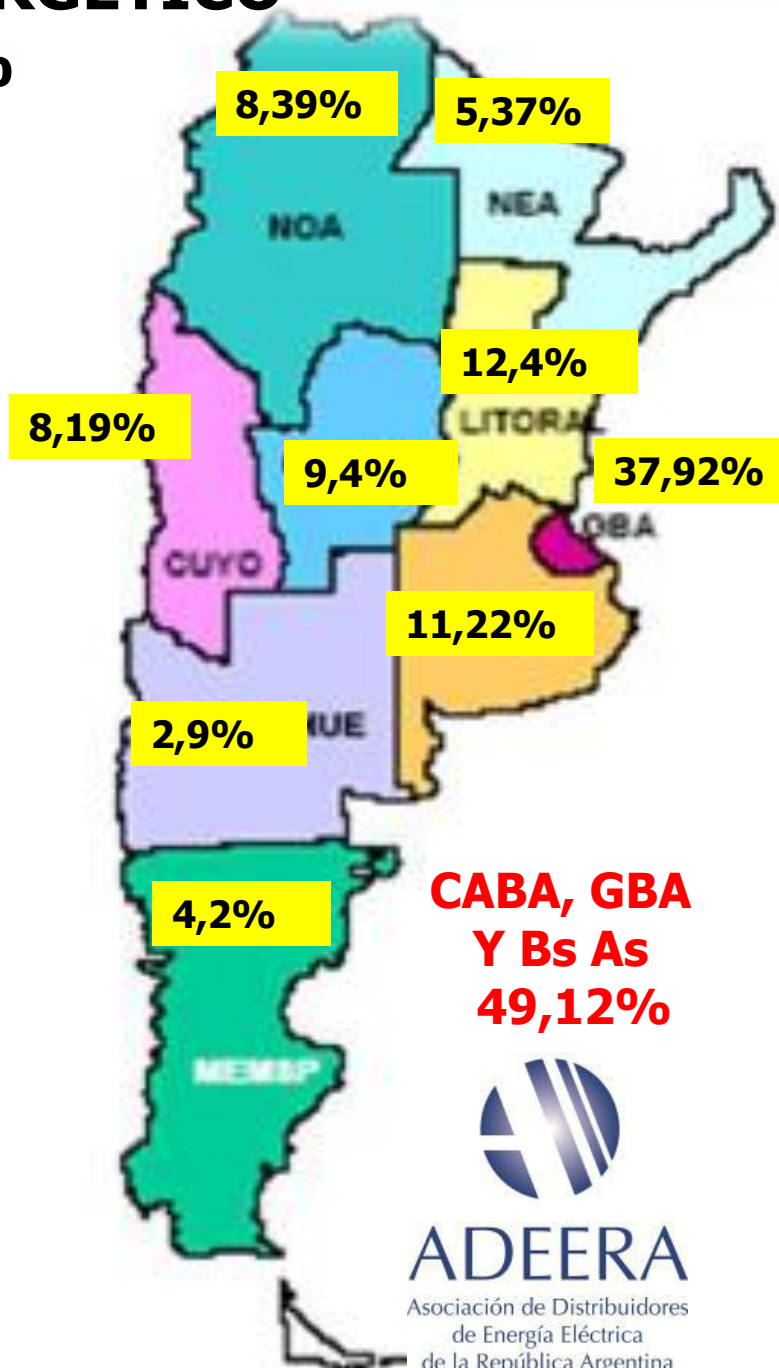
ADEERA

Asociación de Distribuidores
de Energía Eléctrica
de la República Argentina

PARTICIPACION CONSUMO ENERGETICO POR REGION 2018 en %



**CABA, GBA Y BA
49,14 %**



El Gran Buenos Aires (incluida la CABA) consume el 37,92 % de la demanda total cuando su población es un 30% y su territorio un 0,5% del total del país



Participación por tipo de usuario 2018 (total 100%)

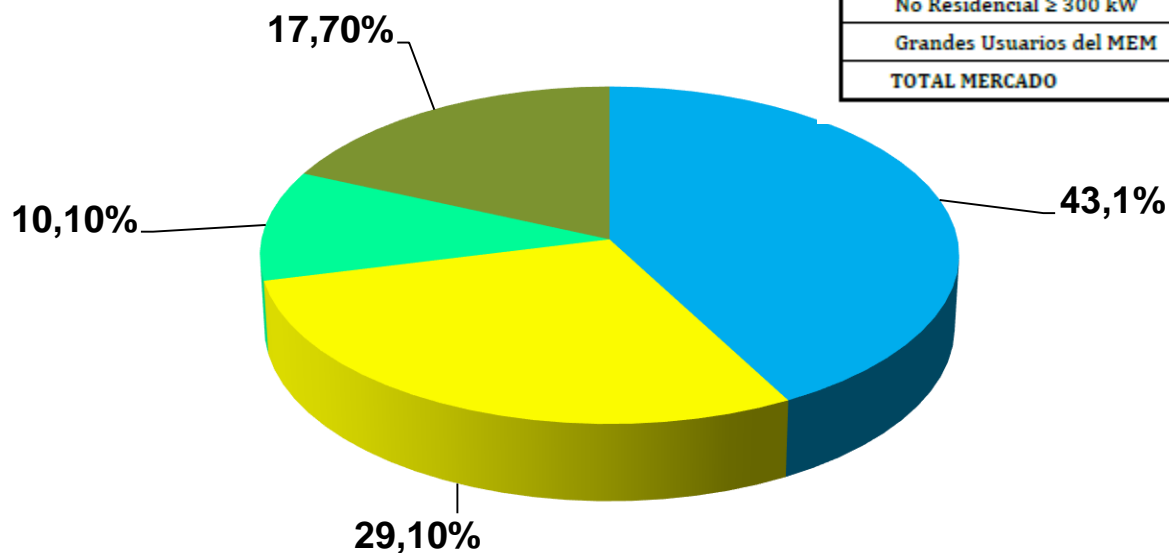


ADEERA

Asociación de Distribuidores
de Energía Eléctrica

TOTAL CONSUMIDO AGENTES DEL MEM %

Demanda por Categoría Tarifaria	Participación de la Demanda		Crecimiento
	MWh	%	%
Residencial < 10 kW	56 815 737	43,1%	2,22%
No Residencial < 300 kW	38 401 873	29,1%	0,84%
No Residencial ≥ 300 kW	13 390 310	10,1%	-3,96%
Grandes Usuarios del MEM	23 327 826	17,7%	-3,28%
TOTAL MERCADO	131 935 746	100%	0,16%



■ RESIDENCIAL <10 KW

■ NO RESIDENCIAL <300 KW

■ NO RESIDENCIAL ≥300 KW

■ GRANDES USUARIOS DEL MEM



AÑO 2018

SADI AÑO 2018

máximo de POTENCIA para día hábil del SADI,
correspondiendo al 8 DE FEBRERO DE 2018 15 Y 35 hs.

26.320 MW

TASA PUNTUAL 2018/2017 : 2,7%
MEDIA 2013 A 2017 (5 AÑOS): 2,53%
MEDIA 2009 A 2017 (10 AÑOS): 3,2%

Y ENERGIA OPERADA TOTAL 137.825 GWh

Incremento puntual 2018/2017	0,46	%
Incremento medio cuadrático 5 últimos años	1,01	%
Incremento medio cuadrático 10 últimos años	2.47	%

Factor de Carga 0,57

Agentes del MEM 131.935 GWh



CAMMESA

SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA

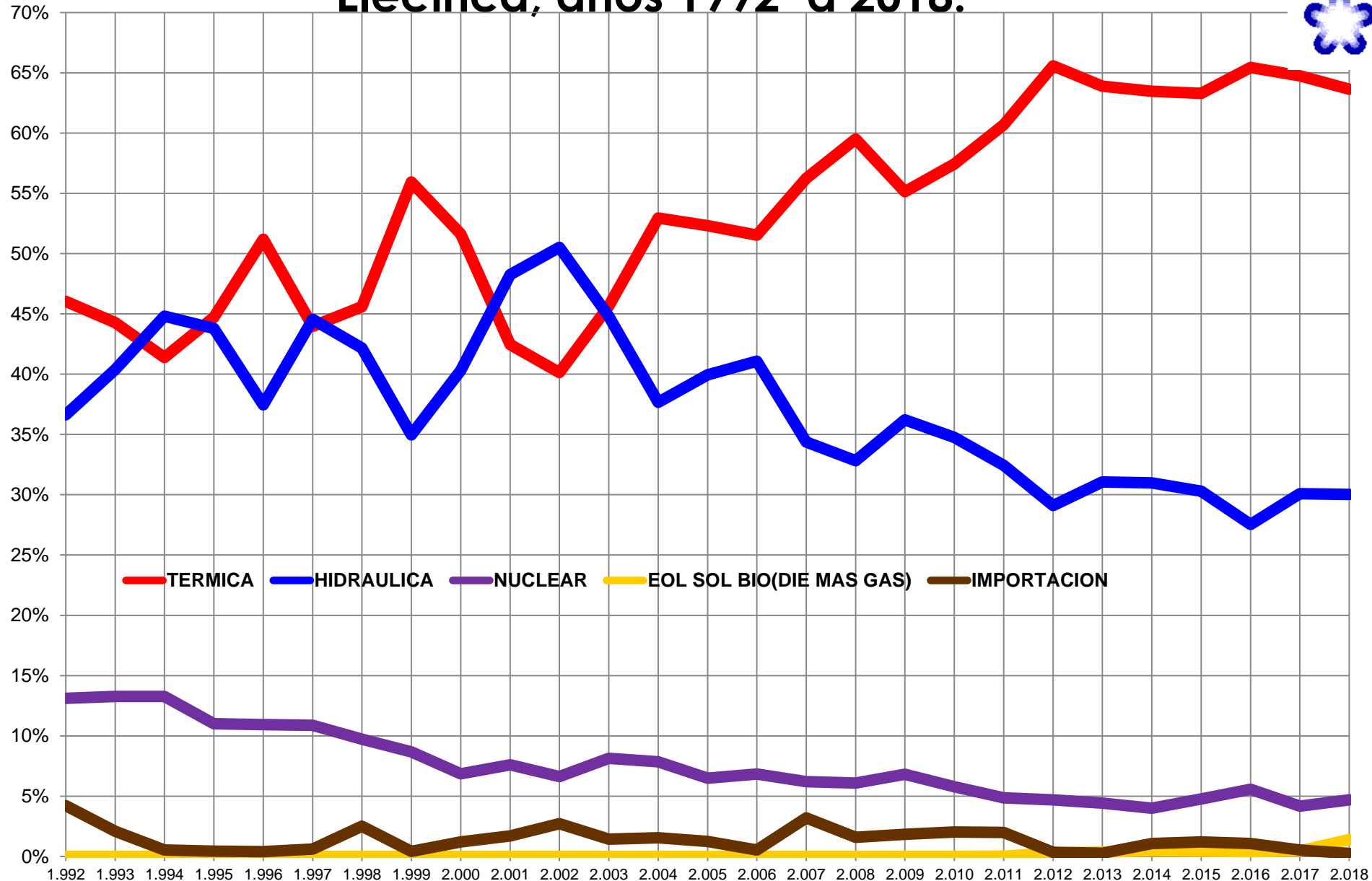
PROVINCIA DE MISIONES



Evolución de Energía Generada por Fuentes

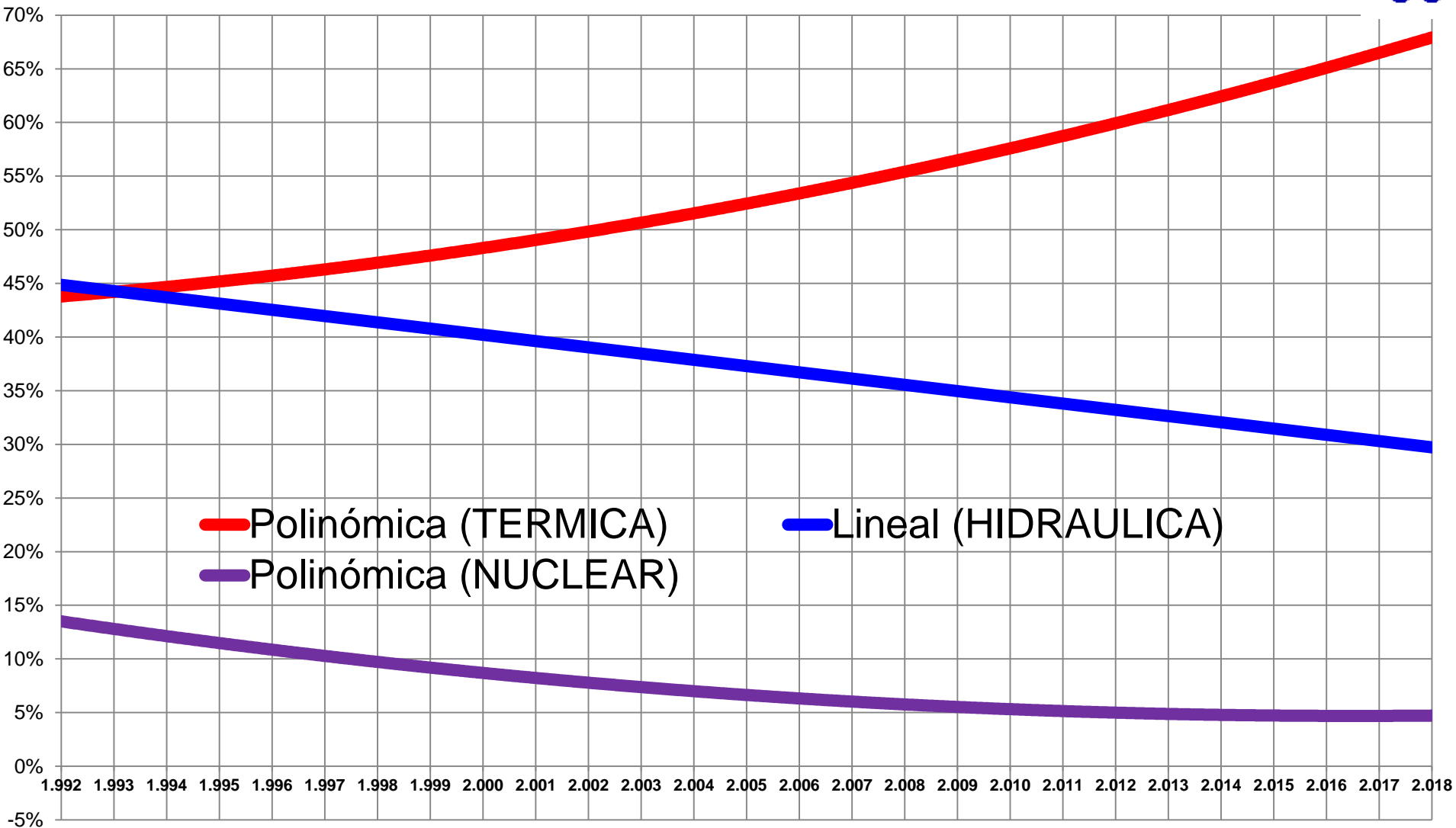


Participación de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica, años 1992 a 2018.



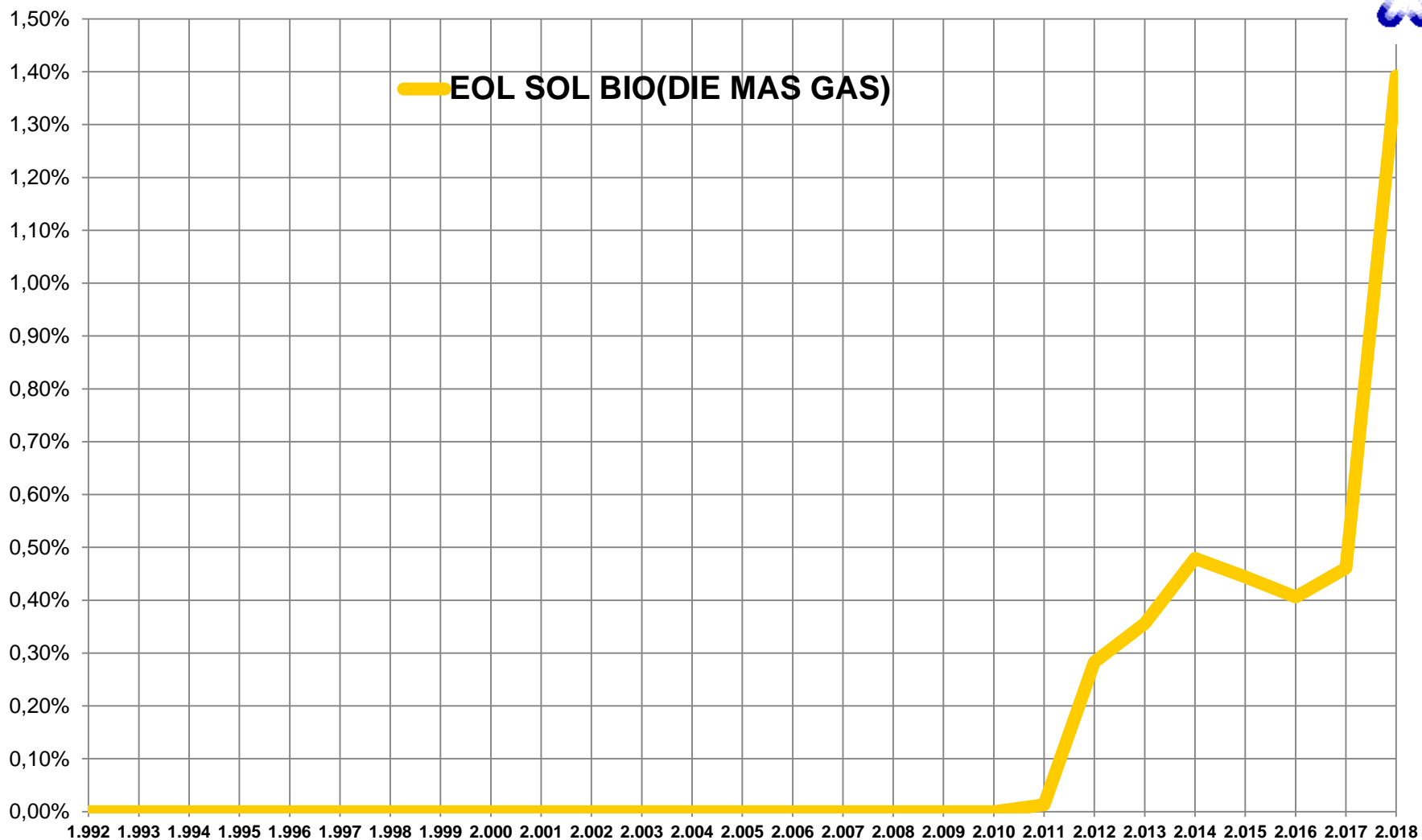
Participación de las Fuentes de Generación de Energía

Curvas Tendenciales Eléctrica, años 1992 a 2018.



Participación de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica, años 1992 a 2018. GWh

EOL SOL BIO(DIE MAS GAS)



IAE Instituto de Energia Gral Mosconi AÑO 2017

Practicamente el 67,6% del Gas Natural
que se utiliza para generacion electrica
es importado, consumo 17.227 MMm³
Importacion 11.669 MMm³



IAE Instituto de Energia Gral Mosconi AÑO 2018

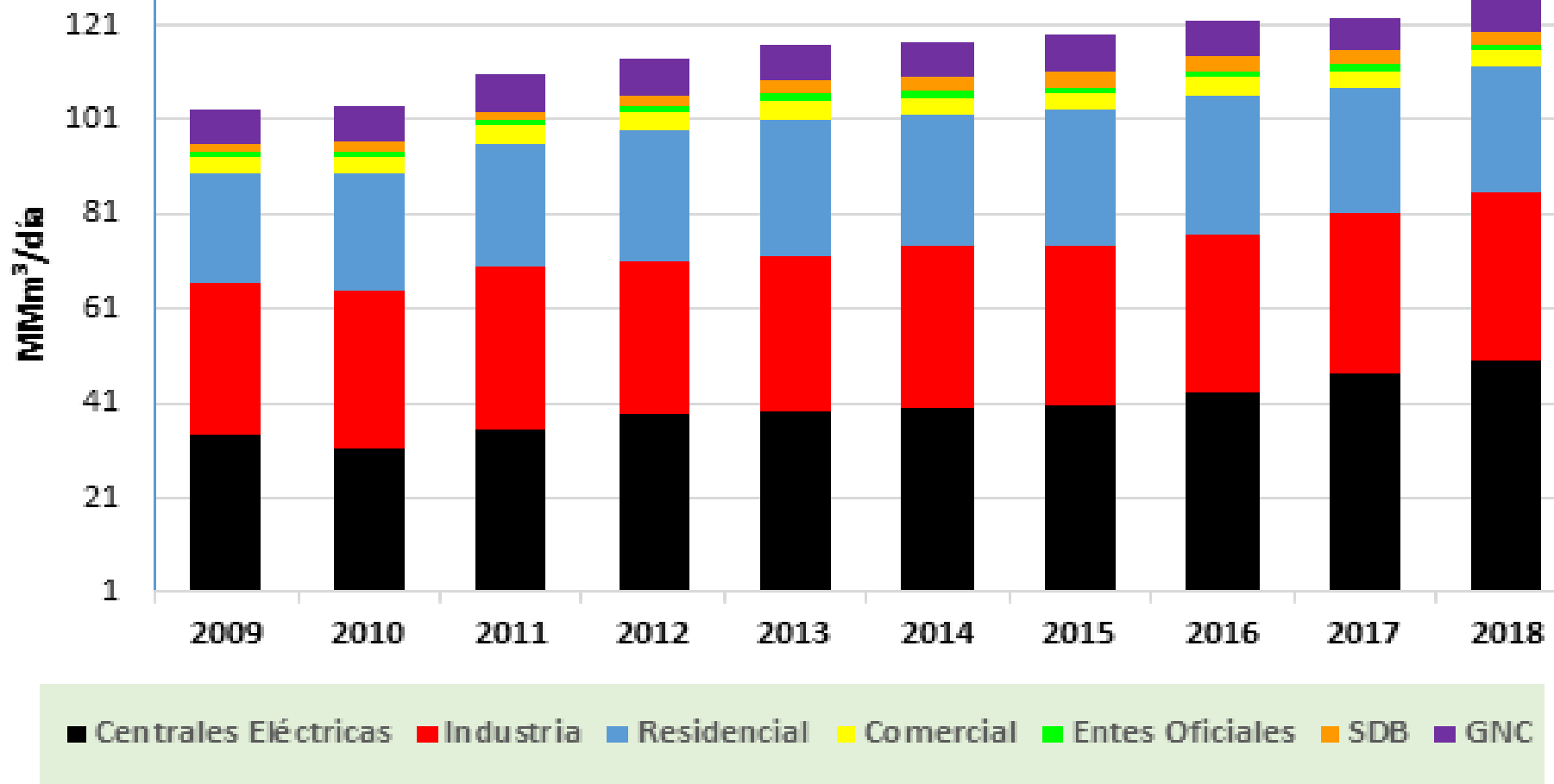
Practicamente el 20 % del Gas Natural
que se utiliza para generacion electrica
es importado, consumo 18.035.691
MMm3

Importacion 3.600 MMm3



EVOLUCION DEL CONSUMO GAS NATURAL

Participación por sector en la demanda de gas 2009-2018

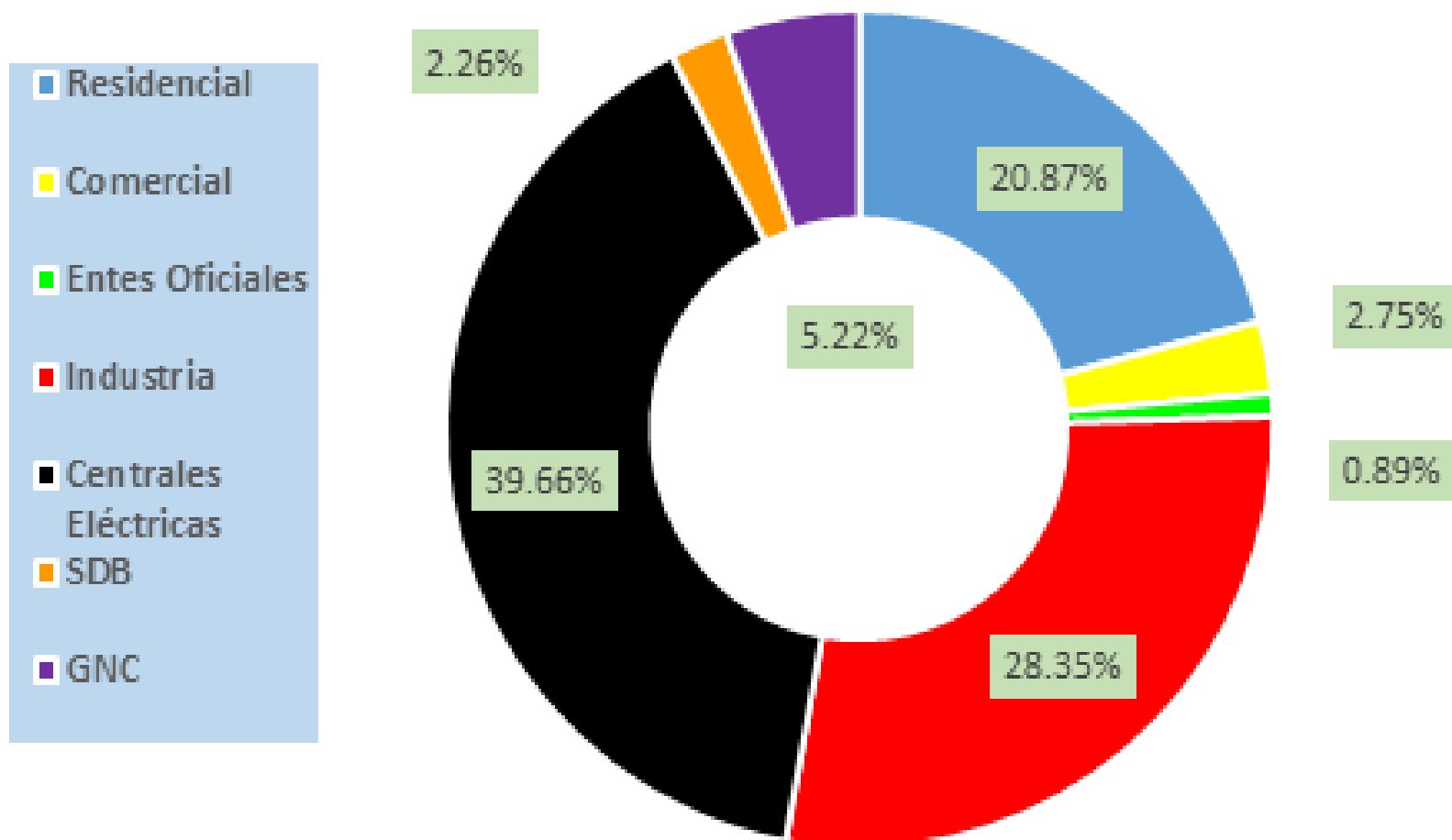


FUENTE ENARGAS

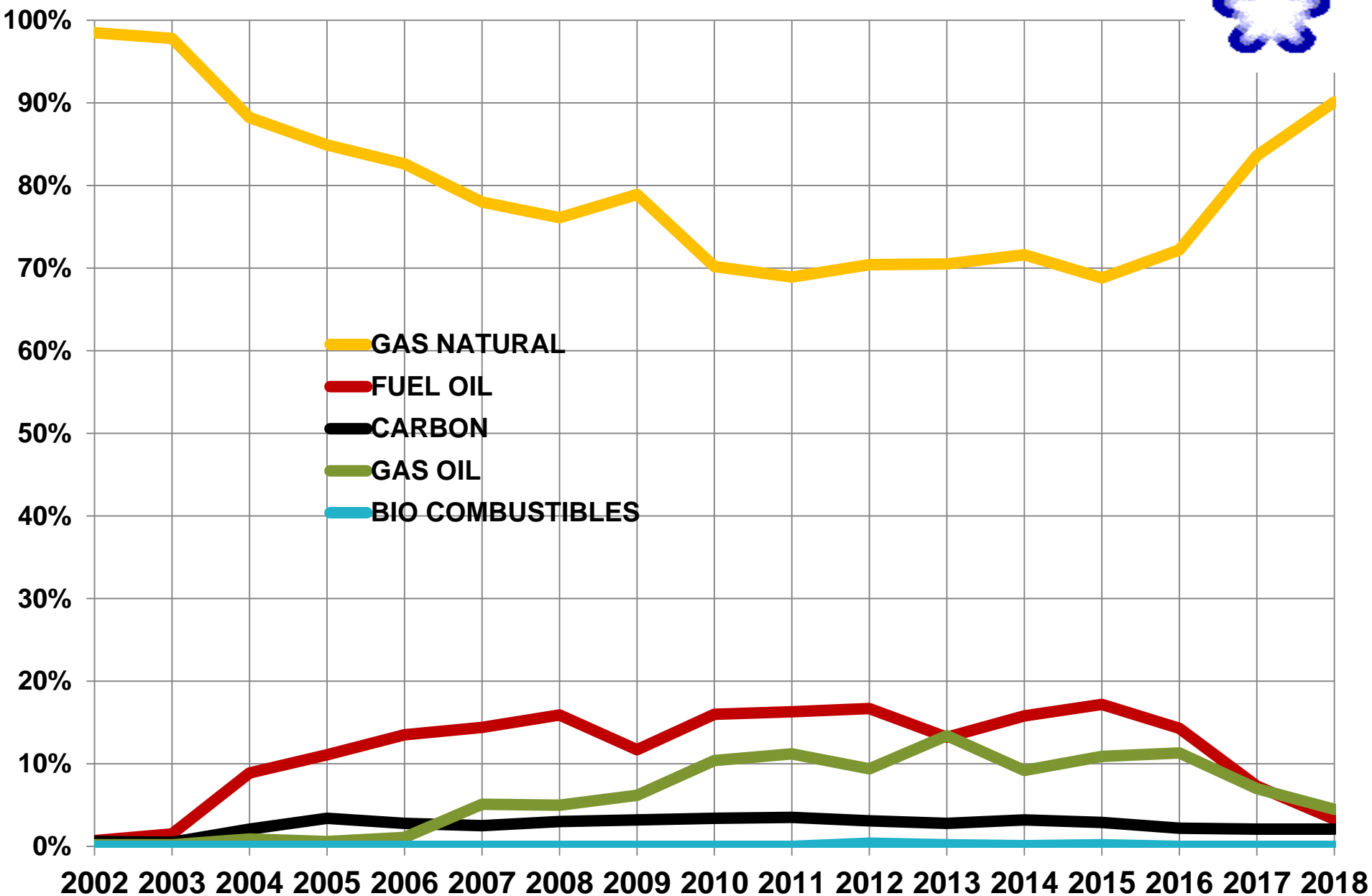
SDB gas del sur SA



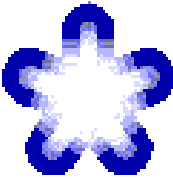
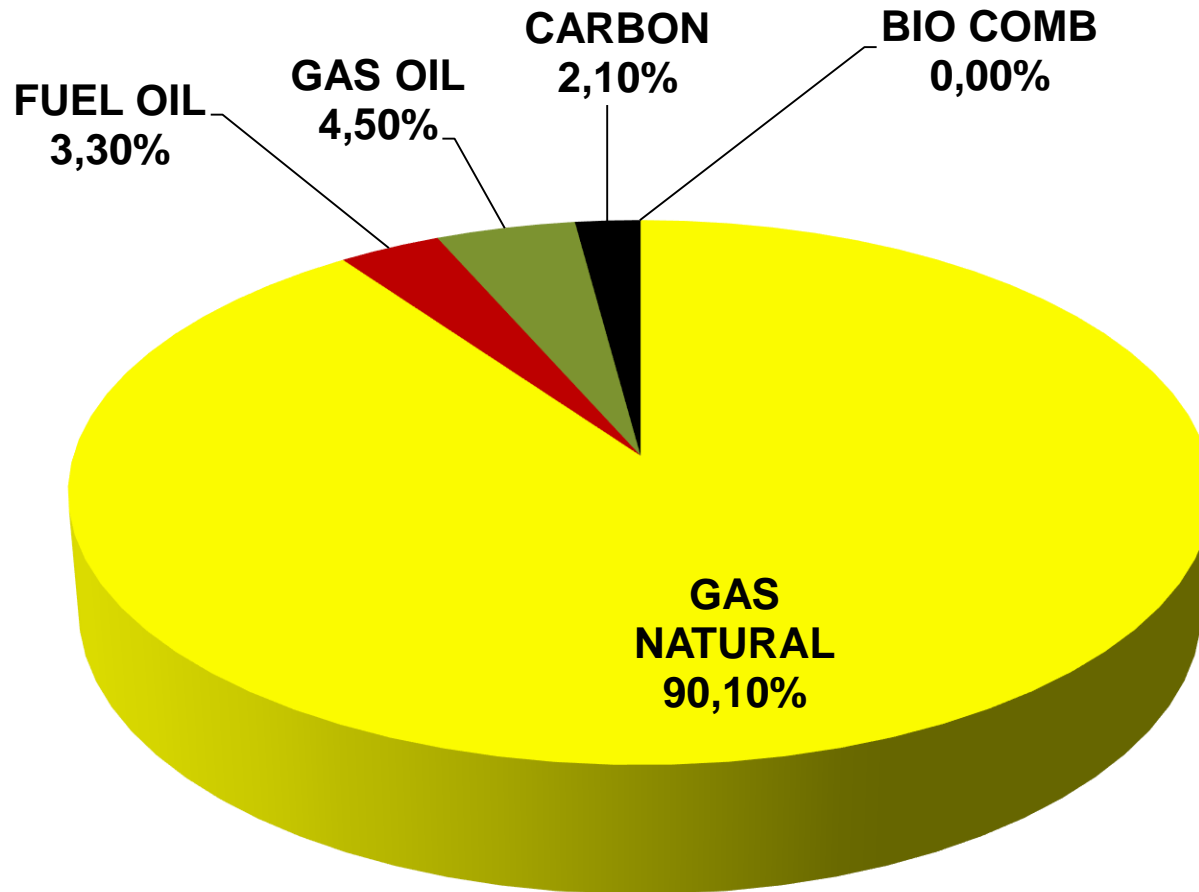
Participación por sector en la demanda de gas 2018



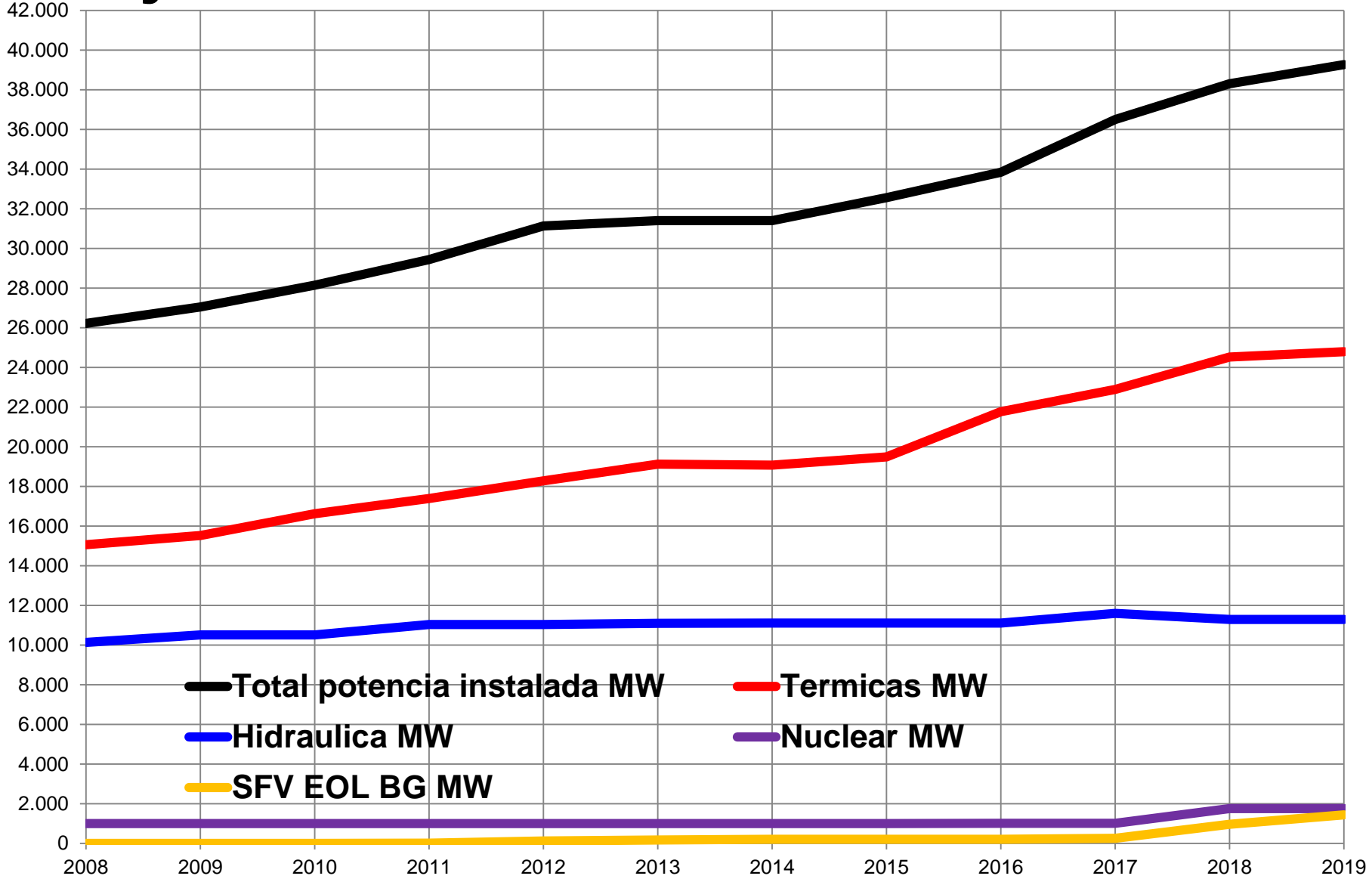
CONSUMO DE COMBUSTIBLES



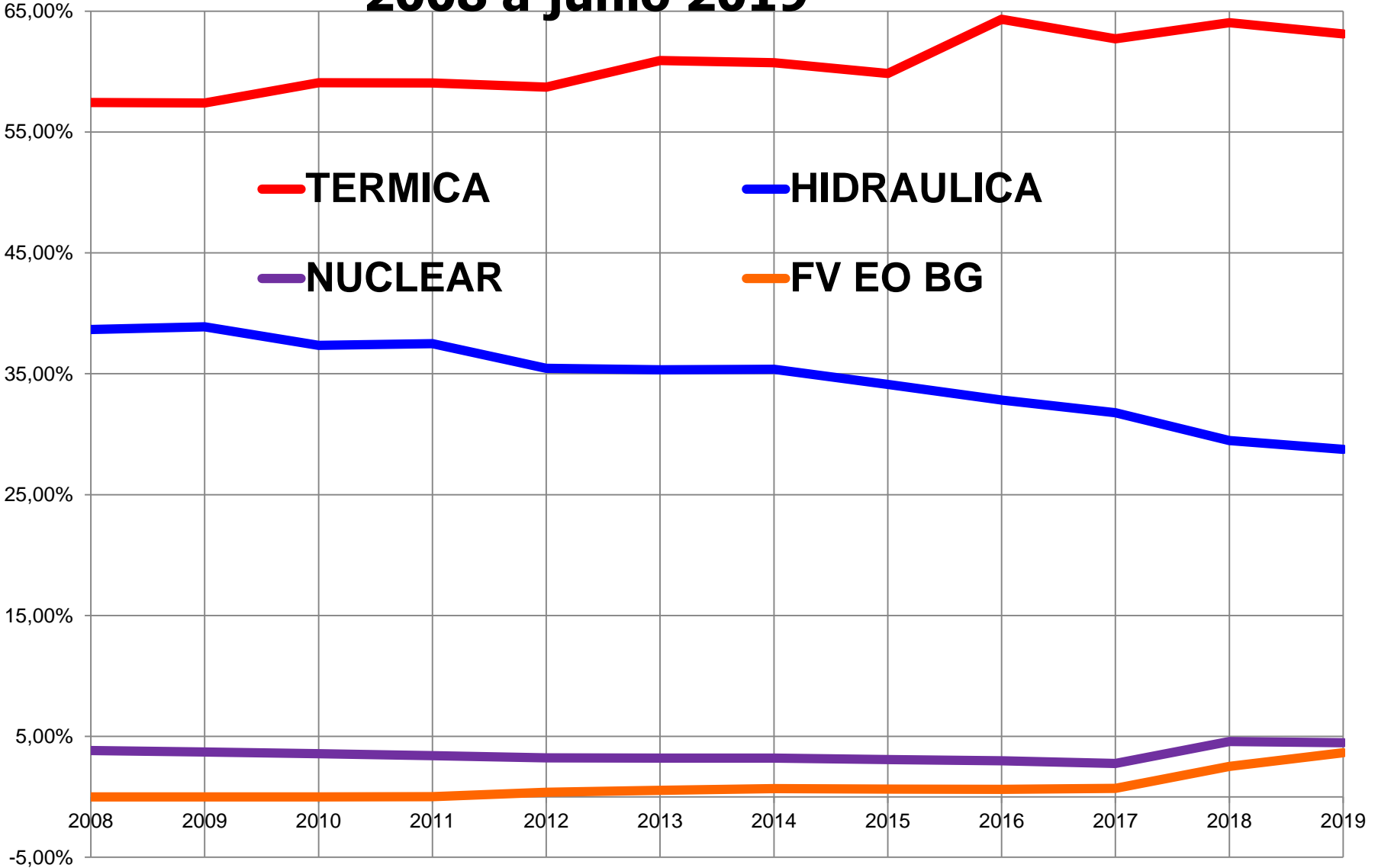
CONSUMO DE COMBUSTIBLES 2018



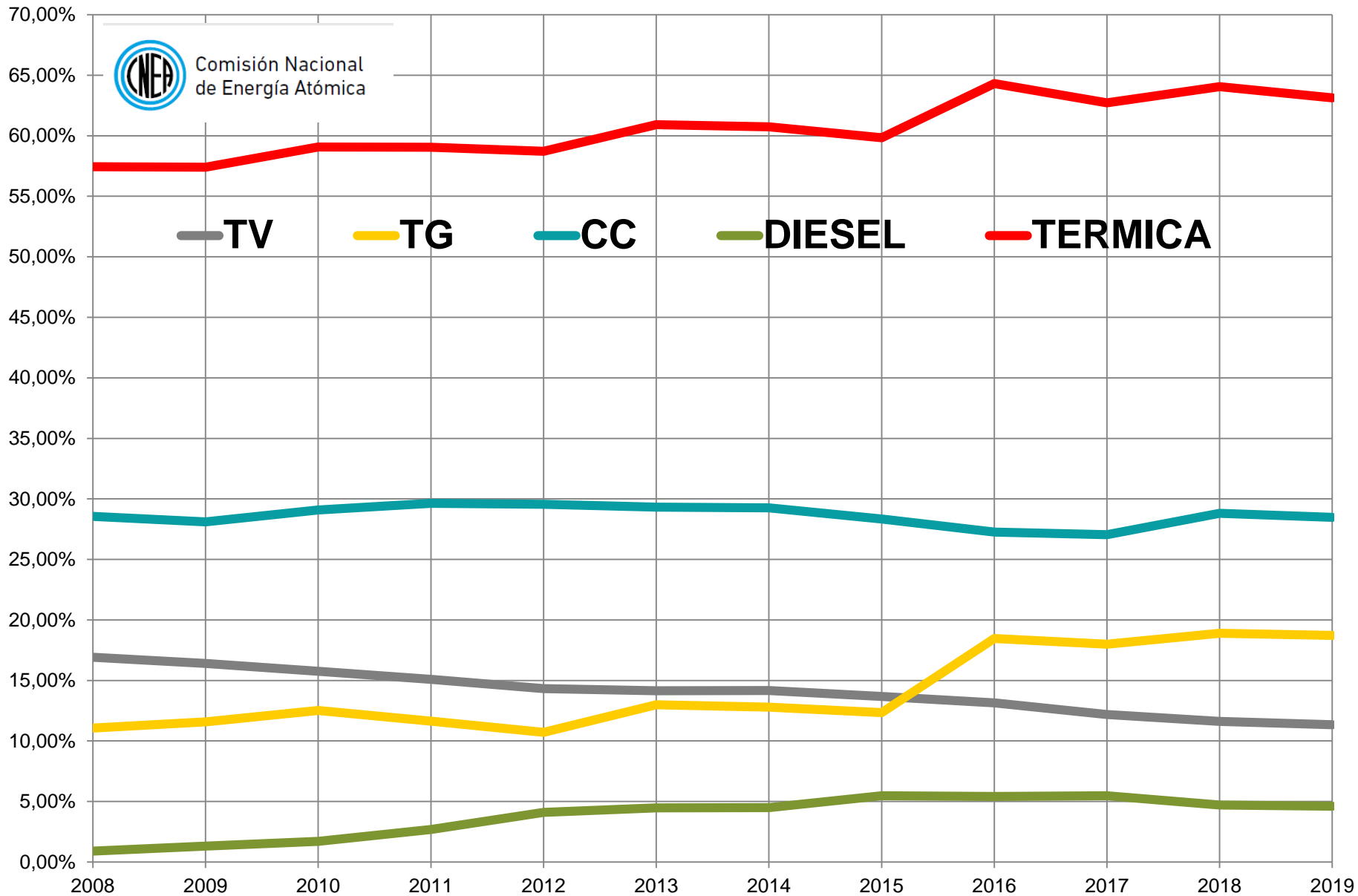
EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA MW 2008 a junio 2019



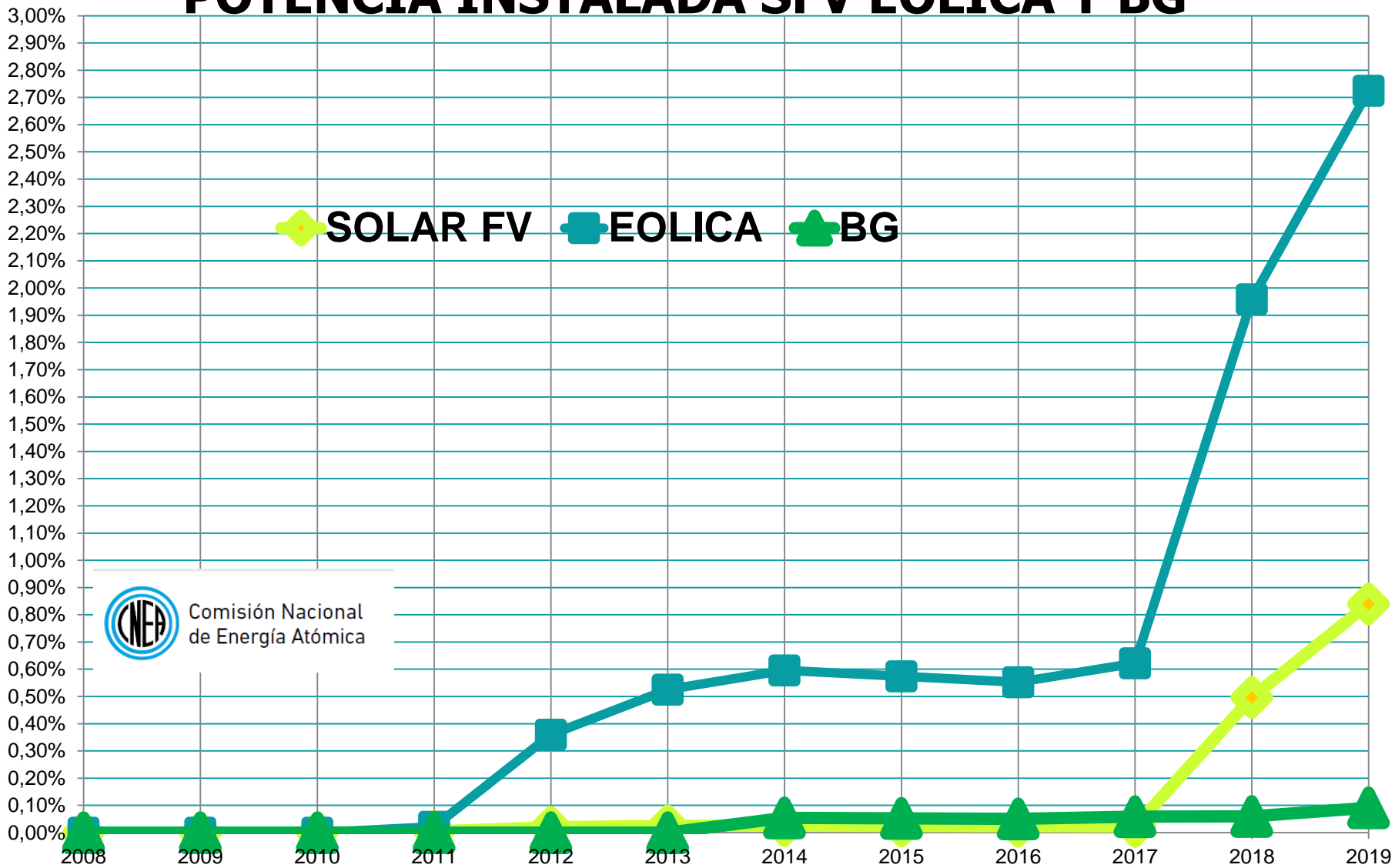
EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA % 2008 a junio 2019



Potencia TERMICA instalada 2008 a Junio 2019

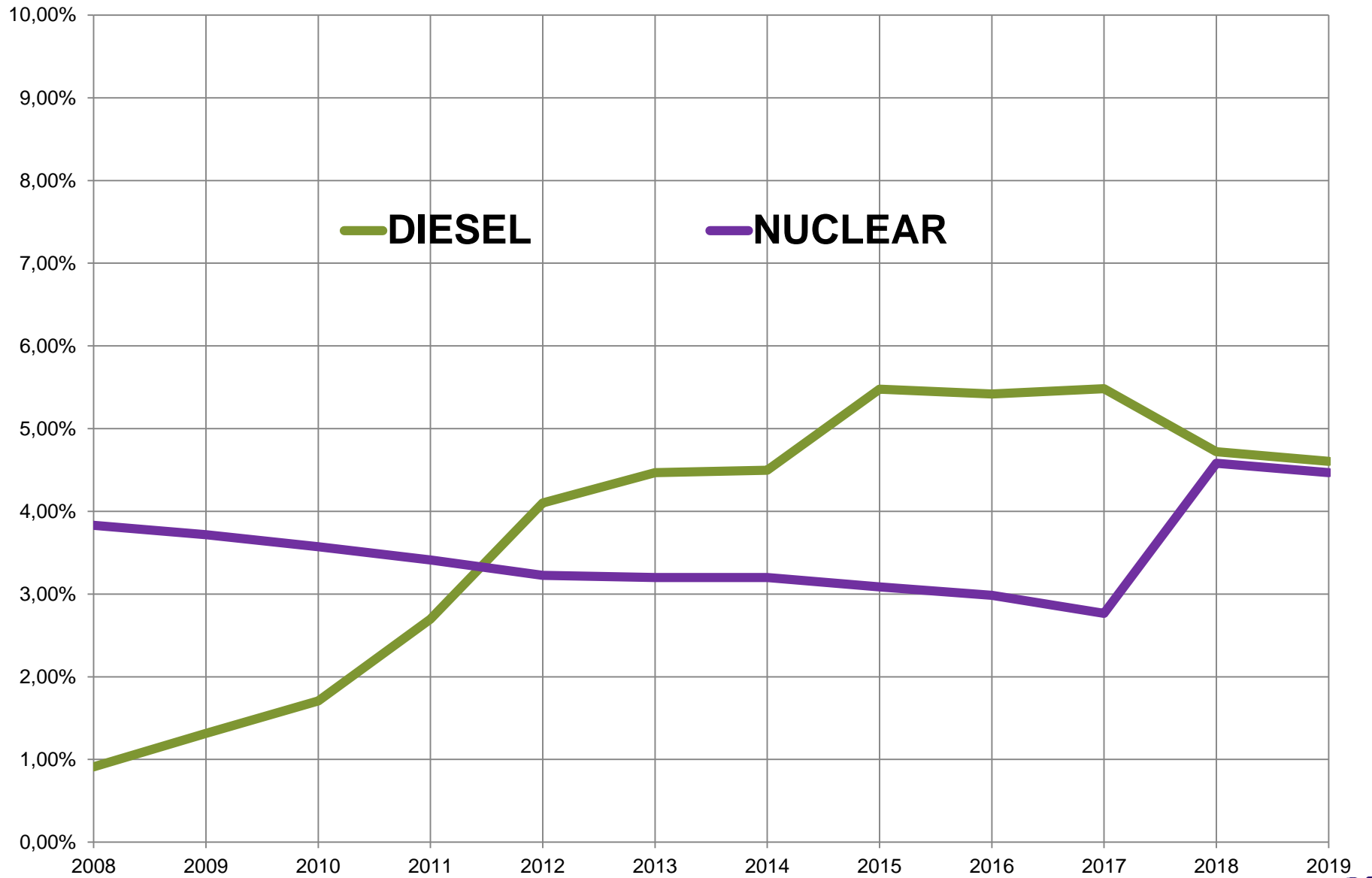


POTENCIA INSTALADA SFV EOLICA Y BG



Potencia instalada 2002 a Junio 2019

Nuclear vs Diesel



POTENCIA INSTALADA EN MW POR FUENTE Y REGION

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	TOTAL
CUYO	120,0	86,8	347,2	40,0	594,0	-	1.129,1	193,5	-	-	1.916,6
COM	-	500,9	1.486,5	92,3	2.079,7	-	4.768,7	-	152,7	-	7.001,1
NOA	263,0	991,2	1.471,7	365,1	3.091,0	-	219,7	184,5	58,4	3,0	3.556,6
CEN	200,0	857,6	534,0	46,8	1.638,4	683,0	918,0	55,8	48,0	5,9	3.349,1
GBA	2.110,0	1.975,8	3.441,7	254,0	7.781,5	-	-	-	-	21,9	7.803,4
BA	1.543,2	2.311,1	1.713,5	247,5	5.815,3	1.107,0	-	-	413,3	-	7.335,6
LIT	217,0	361,8	1.883,7	318,6	2.781,1	-	945,0	-	-	7,7	3.733,8
NEA	-	12,0	-	304,5	316,5	-	2.745,0	-	-	-	3.061,5
PAT	-	271,0	301,1	-	572,1	-	562,8	-	746,3	-	1.881,2
TOTAL SIN	4.453,2	7.368,2	11.179,4	1.668,8	24.669,6	1.790,0	11.288,3	433,8	1.418,7	38,5	39.638,9
Porcentaje					62,23	4,52	28,48	1,09	3,58	0,10	



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Septiembre 2019

SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA

PROVINCIA DE MISIONES



INGRESO DE GENERACION

INGRESO DE GENERACION	MW TV	MW TG	MW CC	MW DI	MW BG	MW NUC	MW FV	MW EOL
jun-19	0	113	145,4	0	12,8	0	140	179
dic-18	0	665	1165,4	-194,6	1,2	0	183	523
dic-17	0	1319	641	168,6	4,5	0	0,2	3,7
dic-16	0	1200	641	51	0,4	0	0	0
dic-15	0	0	37	370	0	745	0	0
dic-14	10	-10	0	10	0	0	0	22
TOTAL	10	3287	2629,8	405	18,9	745	322	728

6.332 MW
77,73%

745 MW **1069 MW**
9,14% **13,12%**

Potencia Instalada: La potencia instalada es la suma de las potencias nominales de las unidades de generación del Sistema Eléctrico. Este valor es considerado para el análisis de la evolución del parque generador

Potencia Efectiva: Es el rendimiento real al que operan las centrales. Esto se basa en pruebas de potencia efectiva realizado a ciertos estándares donde se le exige la maquina su máxima potencia. Este valor de potencia es considerado como insumo en los despacho diarios de energía como el valor máximo de la maquina.

Potencia Firme: Es la potencia máxima que podría generar una unidad de generación con un alto nivel de seguridad (dependiendo si es hidroeléctrico o térmico). Este valor es calculado de manera mensual, es la potencia efectiva afecta de una probabilidad de indisponibilidades de generación y es el valor bajo el cual se remunera la potencia del parque generador del



Evolución de la Potencia Máxima Vs la Potencia Instalada(no firme)





DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD ANUAL %



	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD
2012	79,00%	21,00%
2013	79,00%	21,00%
2014	70,00%	30,00%
2015	81,00%	19,00%
2016	80,70%	19,30%
2017	84,60%	15,40%
2018	80,80%	19,20%





DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD ANUAL %



	INDISP 2017	INDISP 2018
TURBINA GAS	26,40%	32,60%
TURBINA DE VAPOR	19,50%	18,70%
CICLOS CONBINADO	13,80%	16,00%
NUCLEAR	59,90%	58,20%
(F/S EMBALSE AVU)		
HIDRAULICA	5,00%	5,00%
DI EO FV BG	12,30%	31,40%
TOTAL	15,40%	19,20%

Estadísticamente la Indisponibilidad de la generación térmica ronda entre un 18 al 23% de la potencia instalada.

Sumadas a las restricciones del transporte, combustible y características de las CH con las restricciones en los años hidrológicos no favorables, CAMMESA estadísticamente indica hasta un 30 % de indisponibilidad vs la instalada.

Hay que considerar que además el sistema necesita entre la reserva rotante operativa (3%,) la reserva de 10 min (3%) y la reserva fría de 20 min (2%), un 8 % de respaldo sobre la máxima potencia prevista.

Hay que considerar que además el SADI necesita como consecuencia de la incorporación de la GRN Cel para atender la oscilación de las mismas y en relación a la regulación secundaria de frecuencia, incrementar la reserva rotante operativa.

Por lo tanto la reserva rotante operativa como mínimo debe incrementarse en mas de un 3% .

Lo cual CAMMESA considera aproximadamente un 7% de reserva rotante operativa.





PICOS DE POTENCIA DEL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION SADI

22 , 21 DE ENERO DE 2016
y 12 de FEBRERO DE 2016
PICO MAX SISTEMA

FUENTE CAMMESA

INDISPONIBILIDADES EN EL PICO DE POTENCIA



	12-feb-16	22-ene-16	21-ene-16
	MW	MW	MW
TERMICA	13.484	13.183	13192
RENOVABLE HIDRAULICA	8.855	8.424	8707
NUCLEAR	1.031	903	1000
RESTO RENOVABLES	<u>126</u>	<u>94</u>	<u>91</u>
GEN PROPIA	23.496	22.604	22.990
IMP BRASIL	1.567	1.421	979
IMP URUGUAY	<u>315</u>	<u>860</u>	<u>640</u>
IMPORTACION TOTAL	1.882	2.281	1619
DEMANDA TOTAL	25.378	24.885	24.609
RESERVA ROTANTE	100	500	1100
<u>RESERVA TERMICA FRIA</u>	<u>0</u>	<u>305</u>	<u>613</u>
	100	805	1.713
reserva total mínimo 8%	0,42%	3,44%	6,93%
INDISPONIBILIDAD TERMICA	5963	6.204	5.890
INDISPONIBILIDAD HIDRAULICA	757	382	537
INDISPONIBILIDAD NUCLEAR	<u>696</u>	<u>840</u>	<u>720</u>
INDISPONIBILIDAD TOTAL	7.416	7.426	7.147
INDISPONIBILIDAD TERMICA MAX ESTADISTICO 25%	30,51%	30,73%	28,32%
DISPONIBILIDAD TOTAL(generación +reserva total) sin importación MW	23.596	23.409	24.703
DEMANDA MW	<u>25.378</u>	<u>24.885</u>	<u>24.609</u>
diferencia	-1.782	-1.476	94
POTENCIA INSTALADA DIC 2015	33517,8	33.518	33.518
INDISPONIBILIDAD relativa a la pot inst (no efectiva) MAX EST 30%	29,60%	30,16%	26,30%
IMPORTACION TOTAL	1.882	2.281	1.619
RELATIVO A LA DEMANDA TOTAL	7,42%	9,17%	6,58%



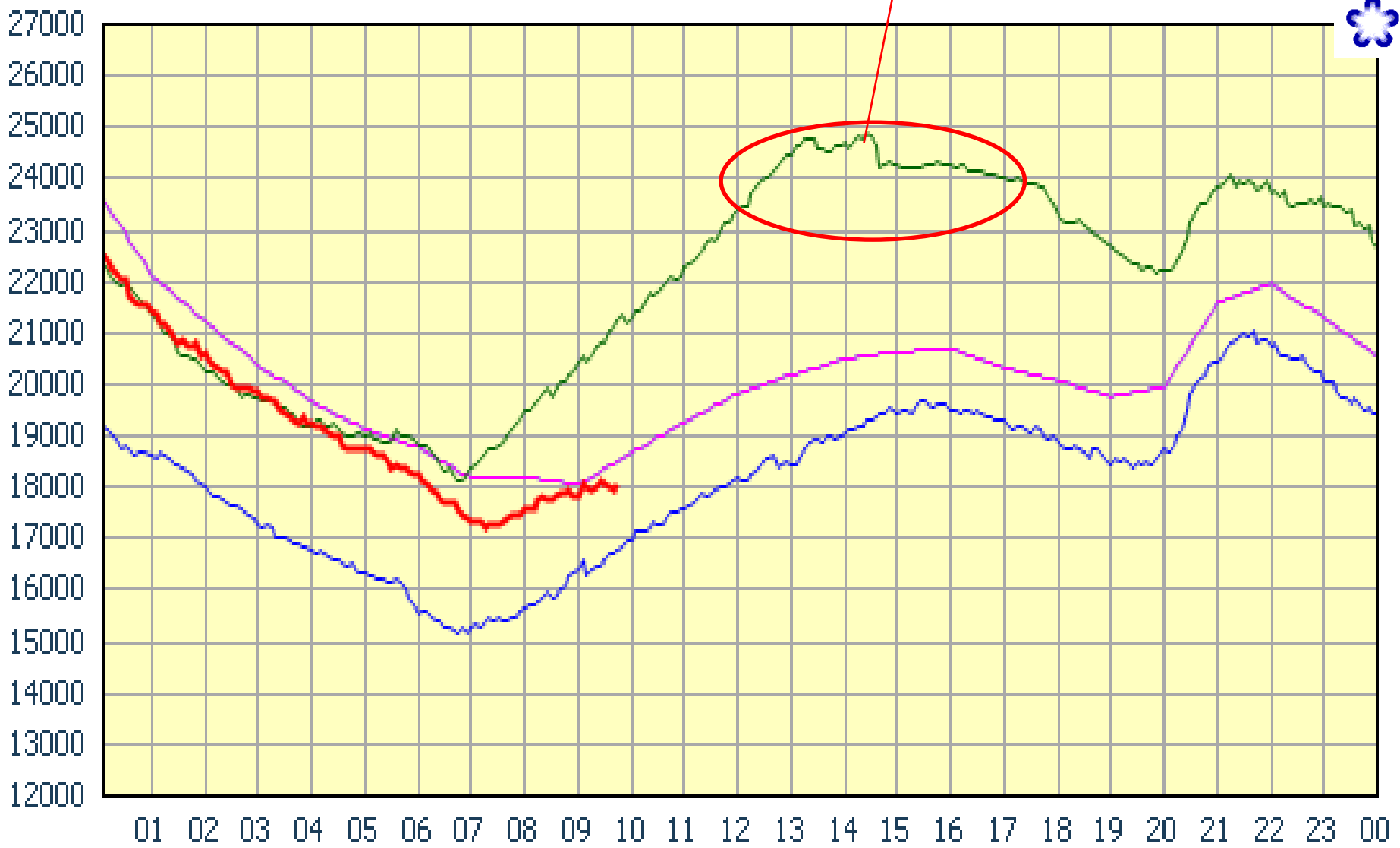
DIAGRAMA DIARIO DE CARGA 22 DE ENERO DE 2016

**DEMANDA CURVA VERDE
MAXIMA: 24.885 MW**



cortes a grandes usuarios y sectores urbanos para mantener la demanda en un máximo (no se podían abastecer como limite mas de 25.000 MW)

— Hoy — Ayer — Sem.Ant. — Predesp. — Redesp.





**ENTRE LAS 13 Y 24 HS HASTA LAS 15 HS DEL DIA 22 DE DE ENERO SE
REALIZARON CORTES
POR DÉFICIT DE GENERACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN**

**LÍNEA COSTANERA 220 KV 100 MW
DOBLE TERNA 220 KV HUDSON 100 MW
ET PERITO MORENO 400 MW
EDENOR 500 MW
EDESUR 500 MW
EDELAP 75 MW**

**GRANDES USUARIOS
ACINDAR 100 MW
SIDERAR 70 MW**

**800.000 USUARIOS SIN ENERGIA ELECTRICA
3.200.000 PERSONAS 8% DE LA POBLACIÓN NACIONAL**

TOTAL DE CORTES 1845 MW





TOTAL DE CORTES DE SUMINISTRO 1.845 MW

**ESTO SIGNIFICA QUE LA DEMANDA TEORICA HUBIESE SIDO DE
26.730 MW**

**CONSIDERANDO LA POTENCIA EFECTIVA SIN IMPORTACION
CON UNA RESERVA DEL 8%
1.220 DE MW**

**EL DEFICIT ESTIMADO TOTAL DE
GENERACION SERIA DE
3.065 MW**





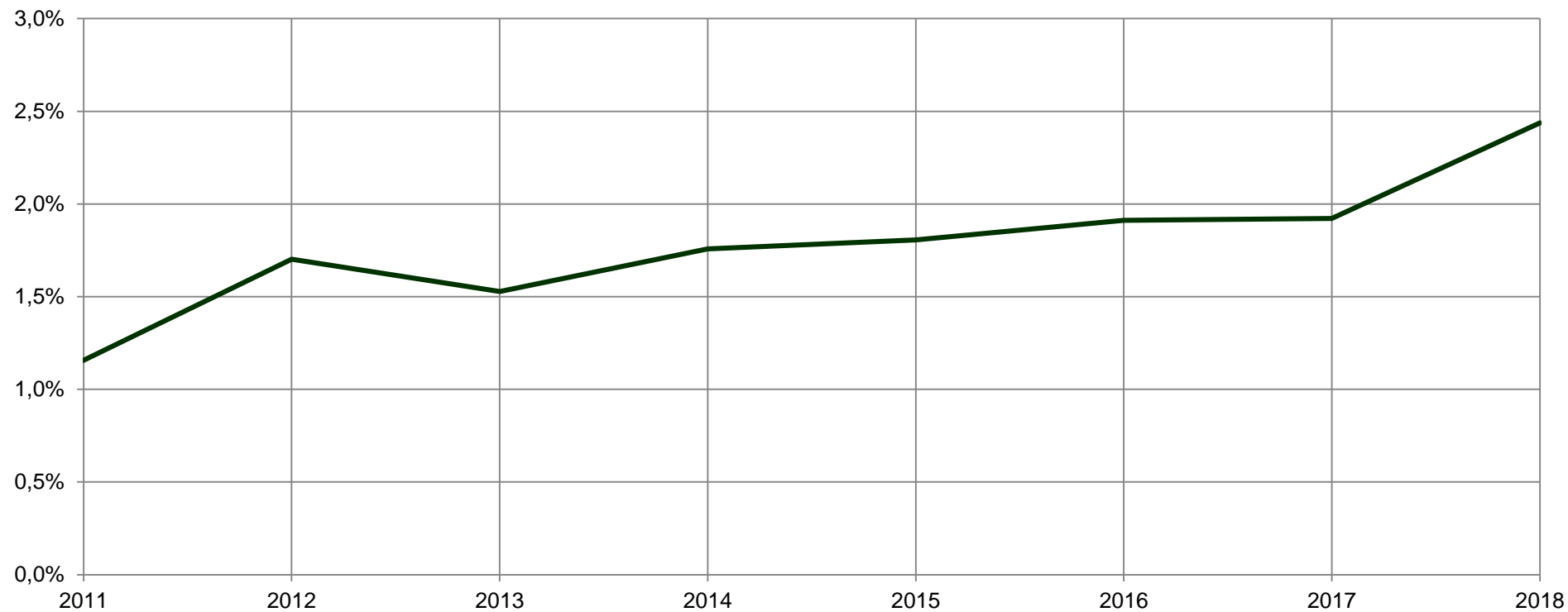
Renovable no Convencional



Renovable no Convencional GWh



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Biodiesel	32	170	2	2	0	1	0	0
Biomasa	98	127	134	114	155	193	243	252
Eolica	16	348	447	613	593	547	616	1413
Hidro Baja Potencia	1255	1453	1274	1457	1624	1820	1696	1432
Solar	2	8	15	16	15	14	16	108
Biogas	<u>0</u>	<u>35,6</u>	<u>108</u>	<u>103</u>	<u>84</u>	<u>58</u>	<u>64</u>	<u>145</u>
	1403	2142	1981	2305	2470	2633	2635	3350
REL SADI	1,16%	1,70%	1,53%	1,76%	1,81%	1,91%	1,92%	2,44%
REL MEM	1,20%	1,77%	1,58%	1,82%	1,87%	1,98%	1,99%	2,52%

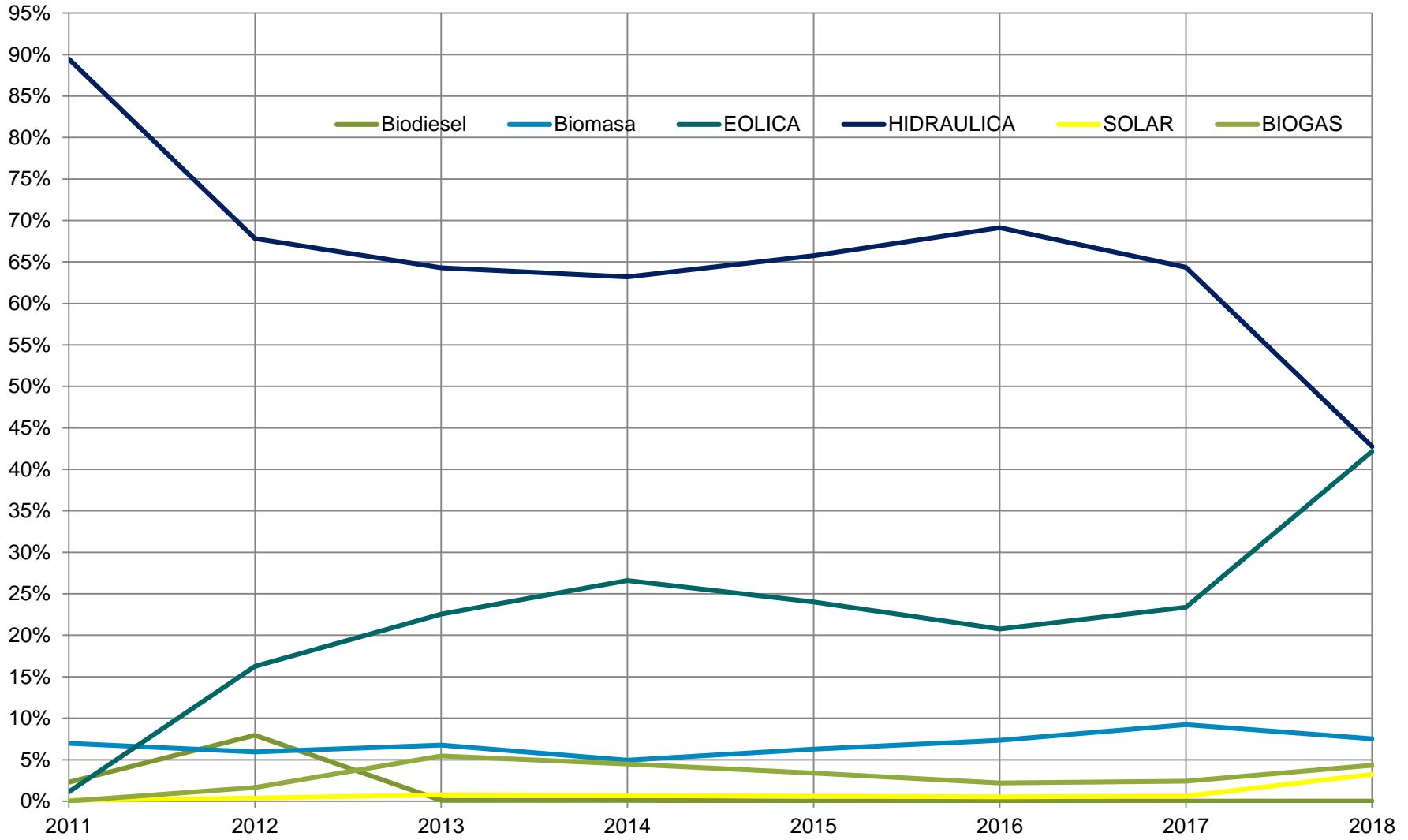


Se Preveia que al año
2016 llegaríamos con le
ERNC al 8% y llegamos al
1,91%





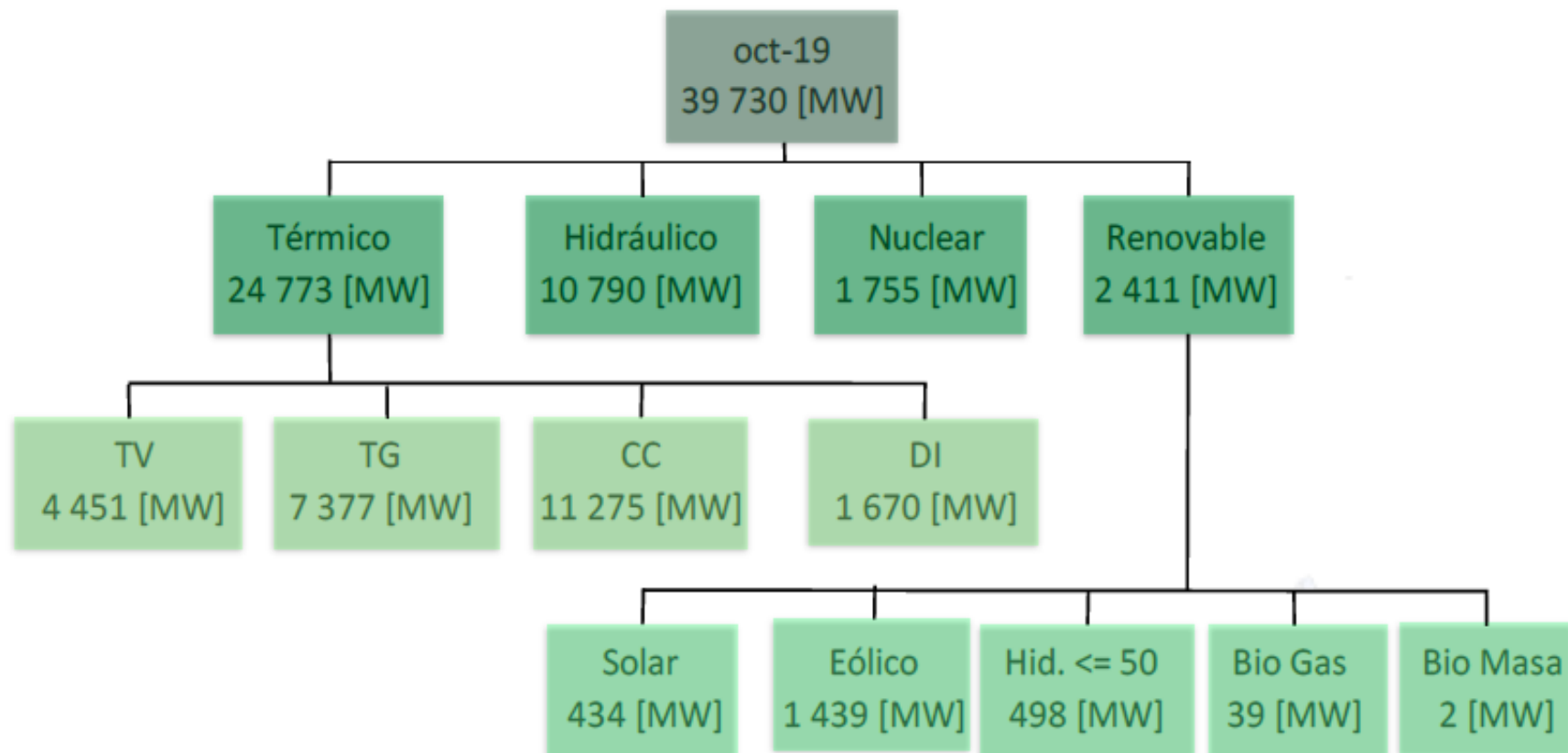
Renovable no Convencional % Rel Max ERNC





FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018
Biodiesel	32	170	2	2	0	1	0	0
Biomasa	98	127	134	114	155	193	243	252
Eólica	16	348	447	613	593	547	616	1,413
Hidro Renovable	1,255	1,453	1,274	1,457	1,624	1,820	1,696	1,432
Solar	2	8	15	16	15	14	16	108
Biogas	0	36	108	103	84	58	64	145
Total GWh	1,403	2,142	1,981	2,304	2,470	2,633	2,635	3,350

Potencia Instalada Distribución por Tecnología [MW]



Potencia Instalada Distribución por Tecnología/Región [MW]

REGION	TV	TG	CC	DI	Térmico Total	Hidráulica	Nuclear	Solar	Eólica	Hidro <= 50 MW	Biomasa	Biogas	Renovable Total	TOTAL
CUYO	120	87	443	40	689	957	0	194	0	172	0	0	366	2 012
COM	0	501	1 487	92	2 080	4 725	0	0	153	44	0	0	197	7 001
NOA	261	999	1 472	367	3 098	101	0	185	58	119	2	3	367	3 566
CENTRO	200	858	534	47	1 638	802	648	56	48	116	0	6	226	3 314
GBA-LIT-BAS	3 870	4 650	7 039	820	16 380	945	1 107	0	433	0	0	30	463	18 894
NEA	0	12	0	304	316	2 745	0	0	0	0	0	0	0	3 061
PATA	0	271	301	0	572	516	0	0	746	47	0	0	793	1 881
U. Móviles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	4 451	7 377	11 275	1 670	24 773	10 790	1 755	434	1 439	498	2	39	2 411	39 730
% TERMICO	18%	30%	46%	7%	100%									
% TOTAL					62%	27%	4%						6%	100%



(GWh)	Medio Año Móvil	oct-19	oct-18	oct-17
TÉRMICA	6 610	6 339	6 138	5 953
HIDRÁULICA	3 104	2 737	3 456	3 761
NUCLEAR	585	712	396	616
RENOVABLE	581	806	379	256
TOTAL	10 880	10 594	10 369	10 587

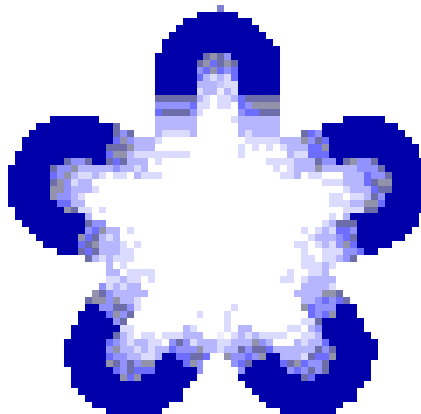


(GWh)	Medio Año Móvil	oct-19	oct-18	oct-17
Ciclos Combinados	5 022	4 182	4 717	4 542
Turbovapor	386	464	292	497
Turbina a gas	1 047	1 501	1 015	645
Motor Diesel	156	192	113	269
Total Térmico Conve	6 611	6 339	6 138	5 953
Hidráulica	3 104	2 737	3 456	3 761
Nuclear	585	712	396	616
Eólica	360	525	188	55
Solar	53	96	14	2
Hidráulica Renovable	124	128	139	165
Biomasa	23	34	24	27
Biogas	20	23	15	8
TOTAL	10 880	10 594	10 369	10 587





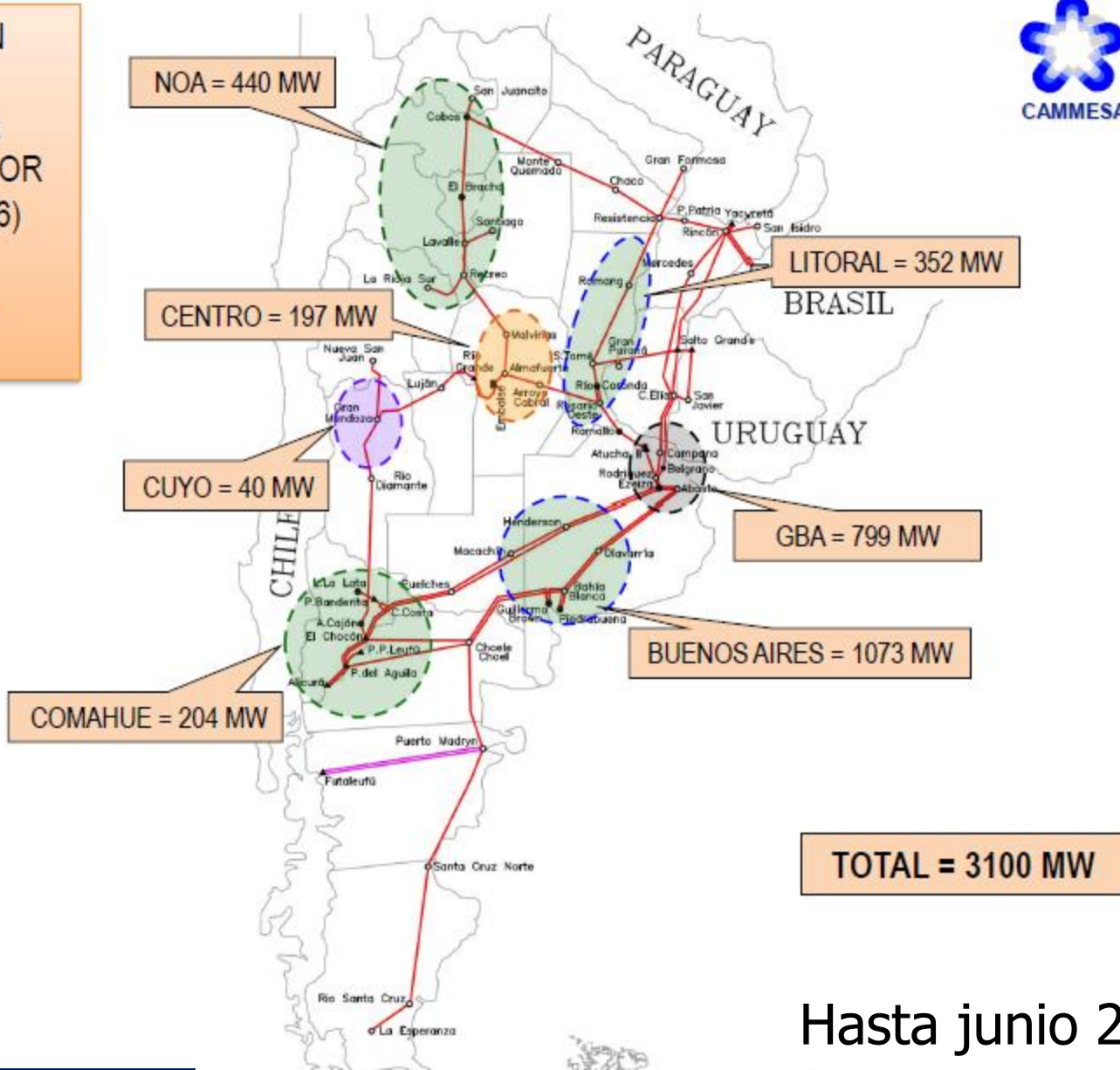
CONSIDERACIONES DE CAMMESA





GENERACIÓN
TÉRMICA
ADJUDICADA
(CONVOCADA POR
LA RES 21/2016)

A ingresar en
2017/2018

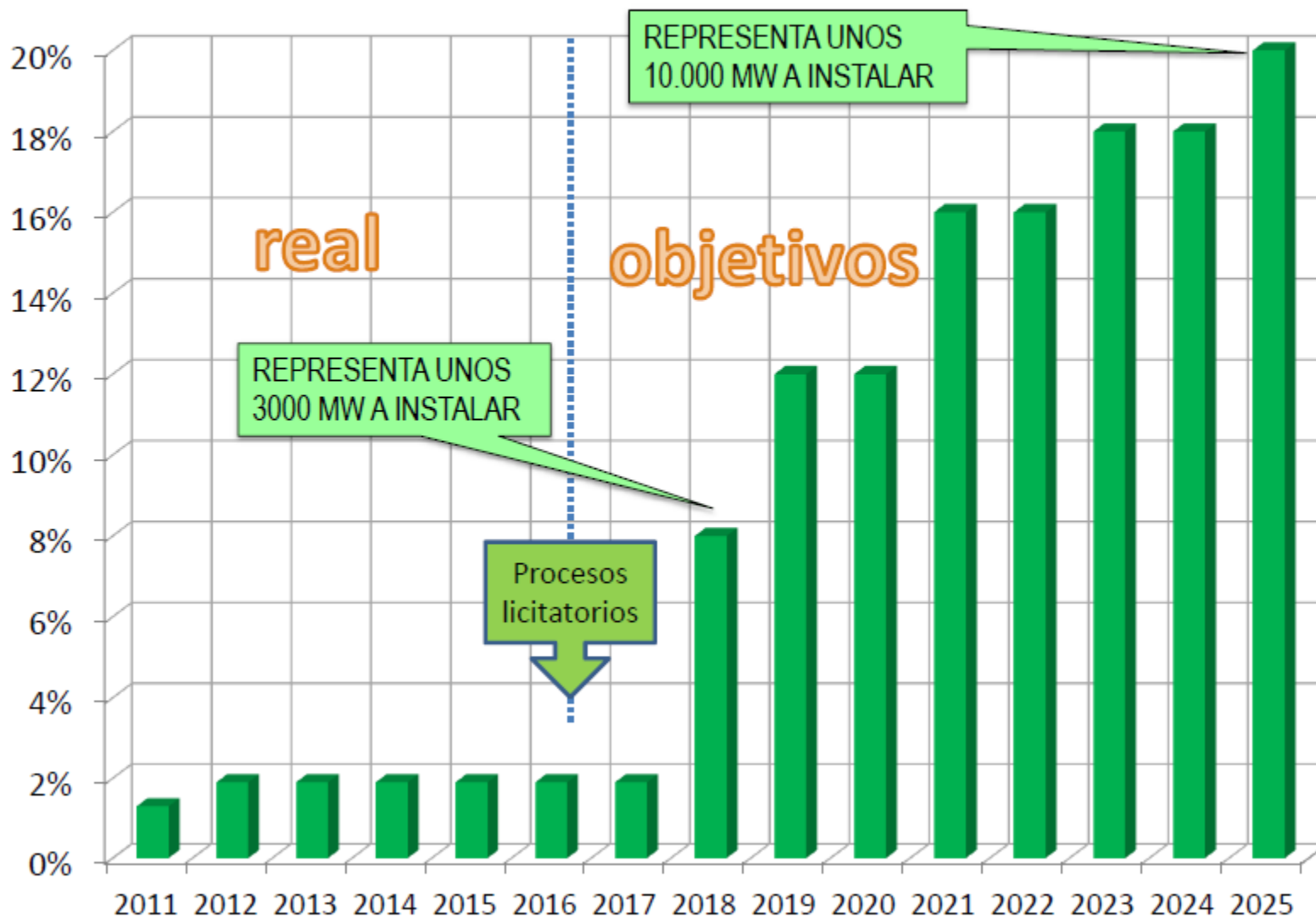


TOTAL = 3100 MW

Hasta junio 2018
2666 MW



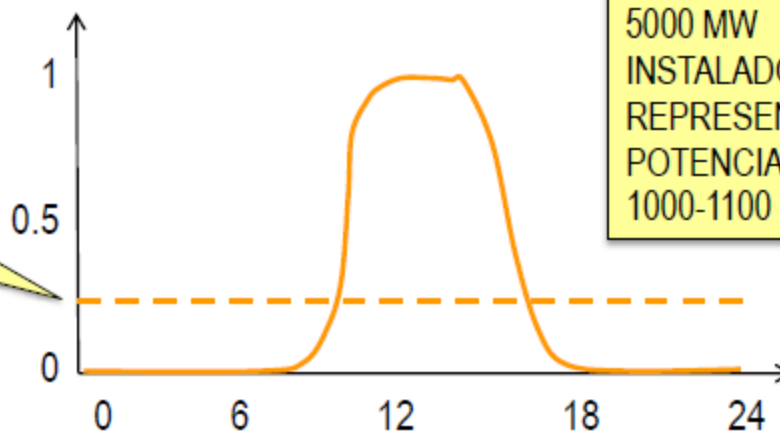
Ley N° 27.191 → 8% energía renovable en 2018 y 20% en 2025



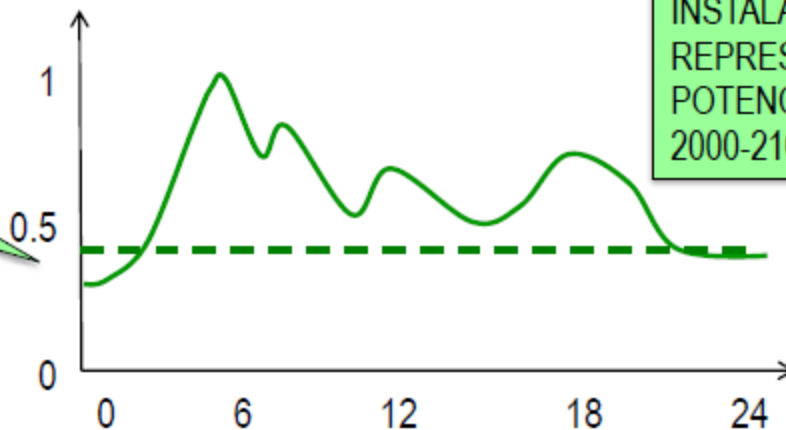
CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACION EÓLICA Y FOTOVOLTAICA



FACTOR DE EFICIENCIA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ACTUALMENTE INSTALADA ~ 20-22%



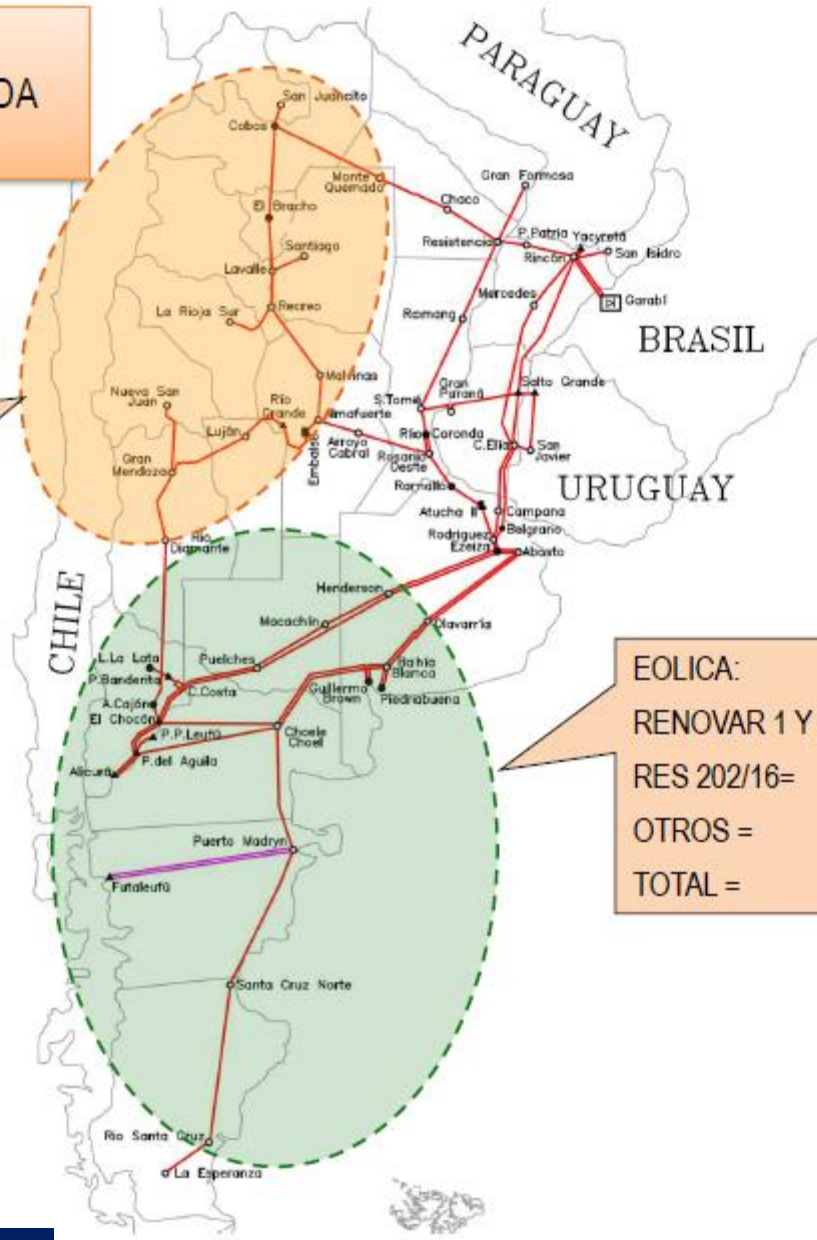
FACTOR DE EFICIENCIA DE GENERACIÓN EÓLICA ACTUALMENTE INSTALADA ~ 40-42%



RenovAr
GENERACION ADJUDICADA
 A ingresar en 2019/2020

SOLAR Y EOLICA :
 RENOVAR 1 Y 1.5= 1210 MW
 RES 202/16= 10 MW
TOTAL= 1220 MW

TOTAL= 2950 MW
 LA PARTICIPACIÓN
 DE RENOVABLES
 ALCANZARÍA ~ 7%
 DE LA ENERGÍA
 TOTAL DEL SADI



EOLICA:
 RENOVAR 1 Y 1.5= 1180 MW
 RES 202/16= 445 MW
 OTROS = 100 MW
TOTAL = 1725 MW

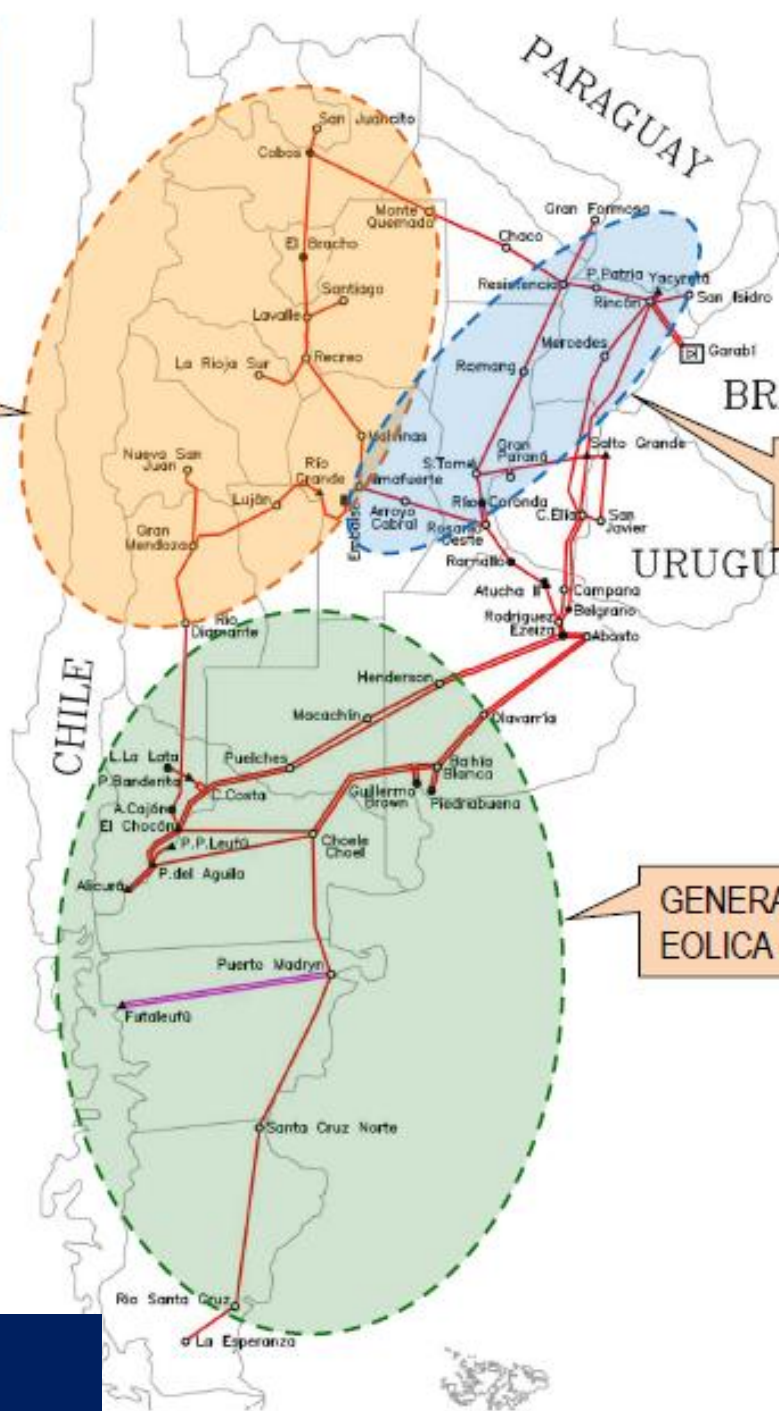
POSIBLE FUTURO DE INGRESO DE GENERACION RENOVABLE (10.000 MW)

GENERACION SOLAR ~ 5000 MW

GENERACION BIOMASA ~ 100 MW

PARA ALCANZAR LA PARTICIPACIÓN DE ~ 20% DE LA ENERGÍA CON RENOVABLES, SE REQUIERE LA INSTALACION DE ~ 10.000 MW

GENERACION EOLICA ~ 5000 MW



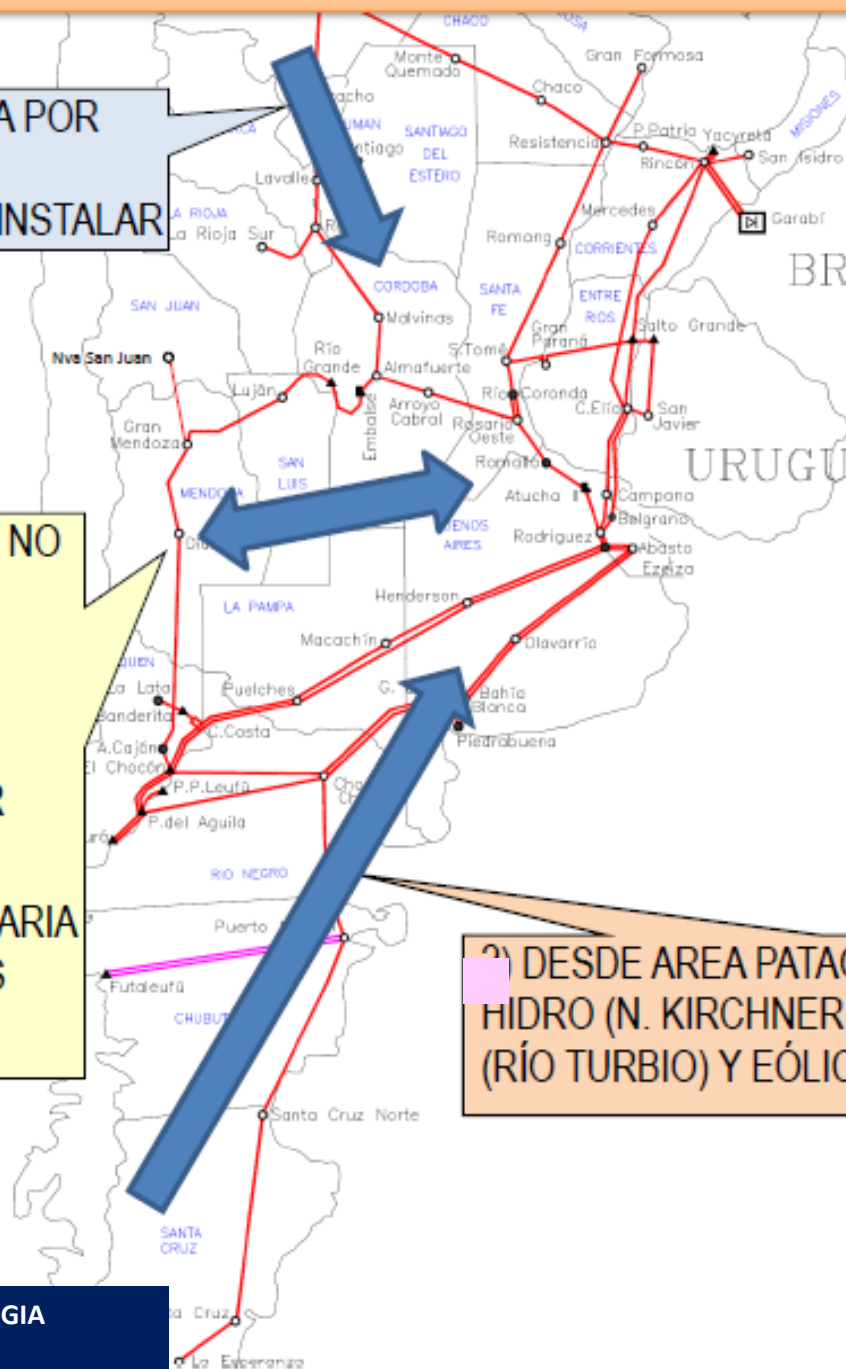
FUTURAS INTERCONEXIONES POR FUTURO INGRESOS DE RENOVABLES)



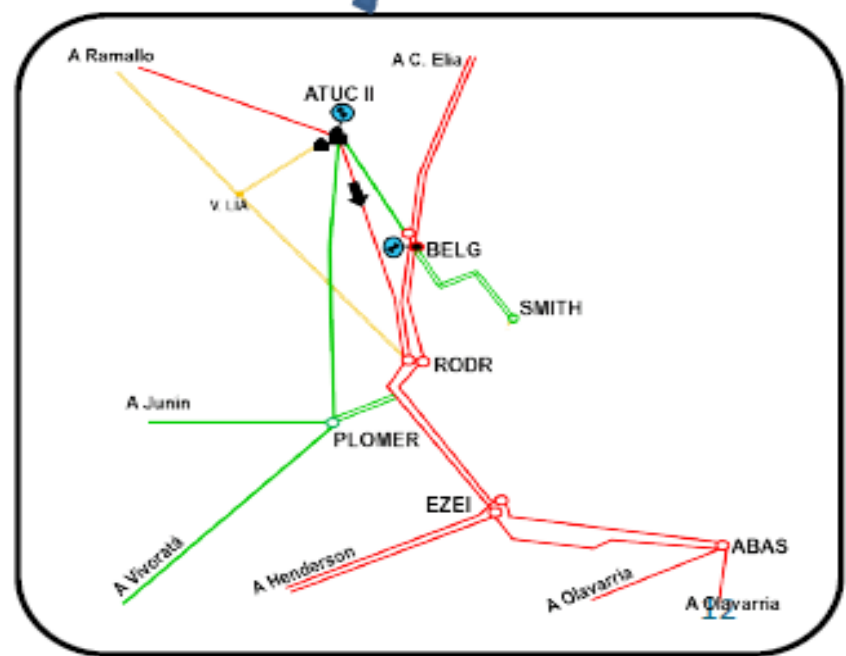
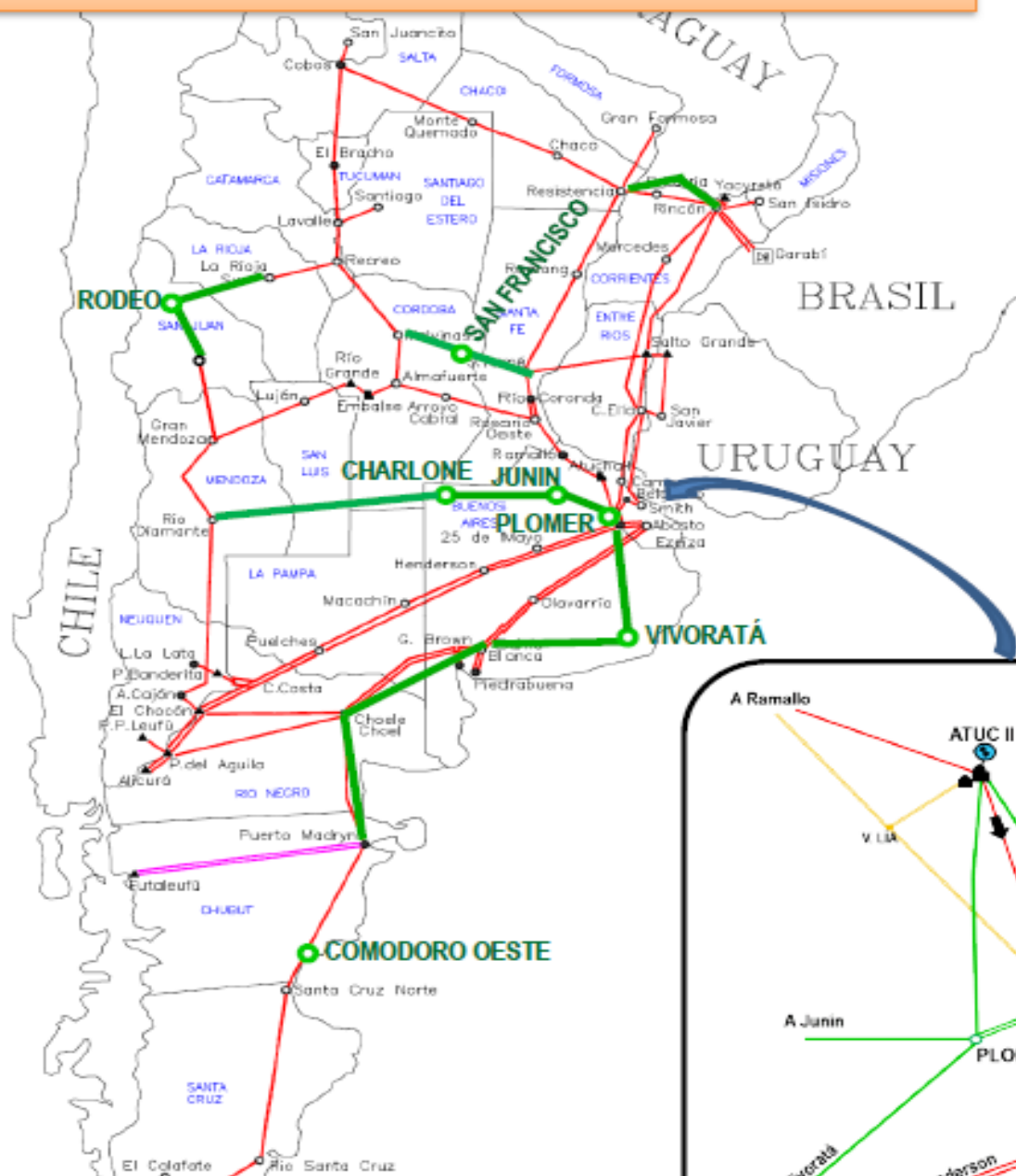
1) DESDE AREA NOA POR CENTRALES FOTOVOLTAICAS A INSTALAR

2) AREA CUYO Y COMAHUE NO SERAN INMEDIATAS LAS CENTRALES HIDROS EN MENDOZA, PERO HABRA GENERACION EOLICA Y FOTOVOLTAICA A INSTALAR LA INTERCONEXION IGUALMENTE SERA NECESARIA PERO OPERARA EN AMBOS SENTIDOS

3) DESDE AREA PATAGONICA POR CENTRALES HIDRO (N. KIRCHNER Y J.CEPERNIC), TÉRMICA (RÍO TURBIO) Y EÓLICAS A INSTALAR

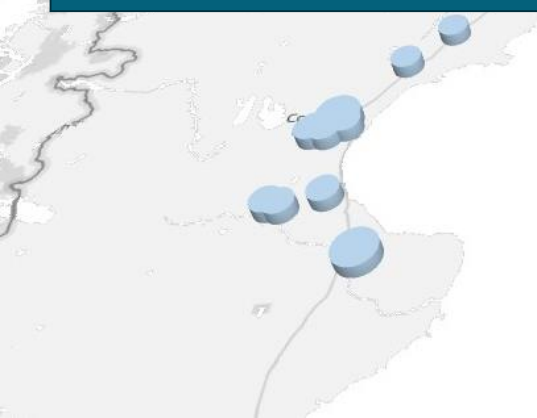


AMPLIACIONES NECESARIAS EN EL CORTO PLAZO





ACTERÍSTICAS PARTICULARES DE LA GENERACION VARIABLE O INTERMITENTE



CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE LA GENERACIÓN VARIABLE O INTERMITENTE



VARIABLE

no puede adecuarse siguiendo la curva de demanda

AUTODESPACHABLE



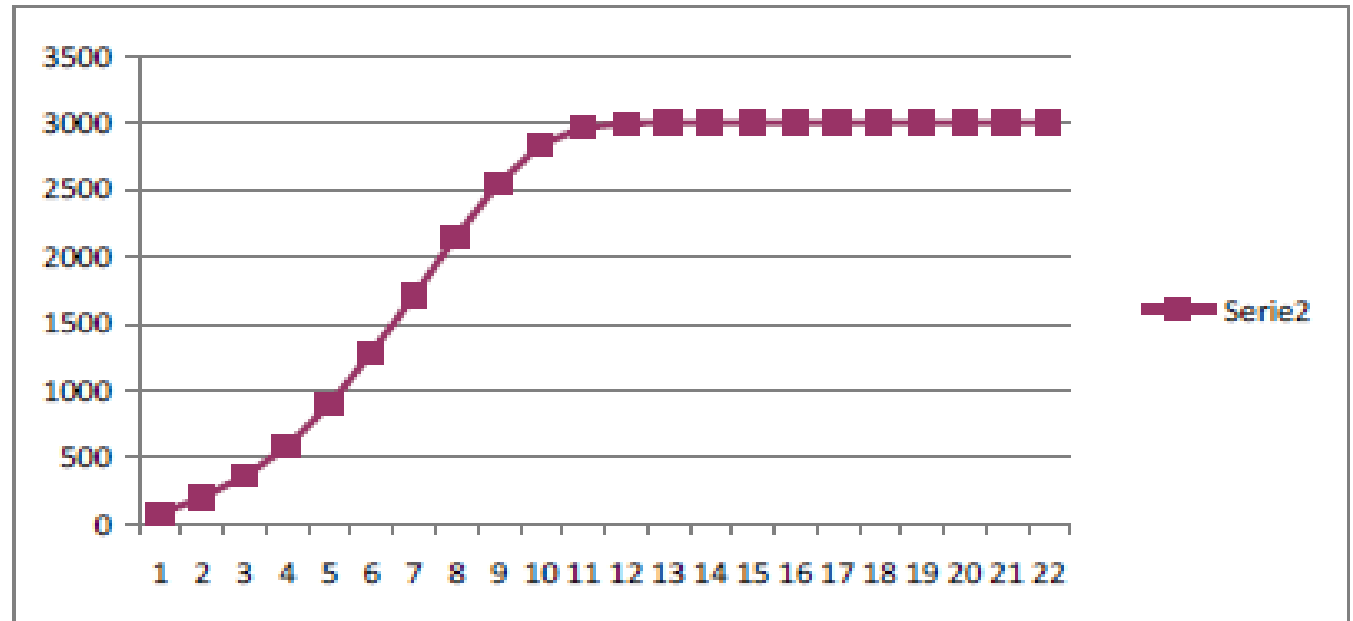
NO GESTIONABLE

se utiliza o se pierde



Vestas 3 MW Turbine

Power output kW



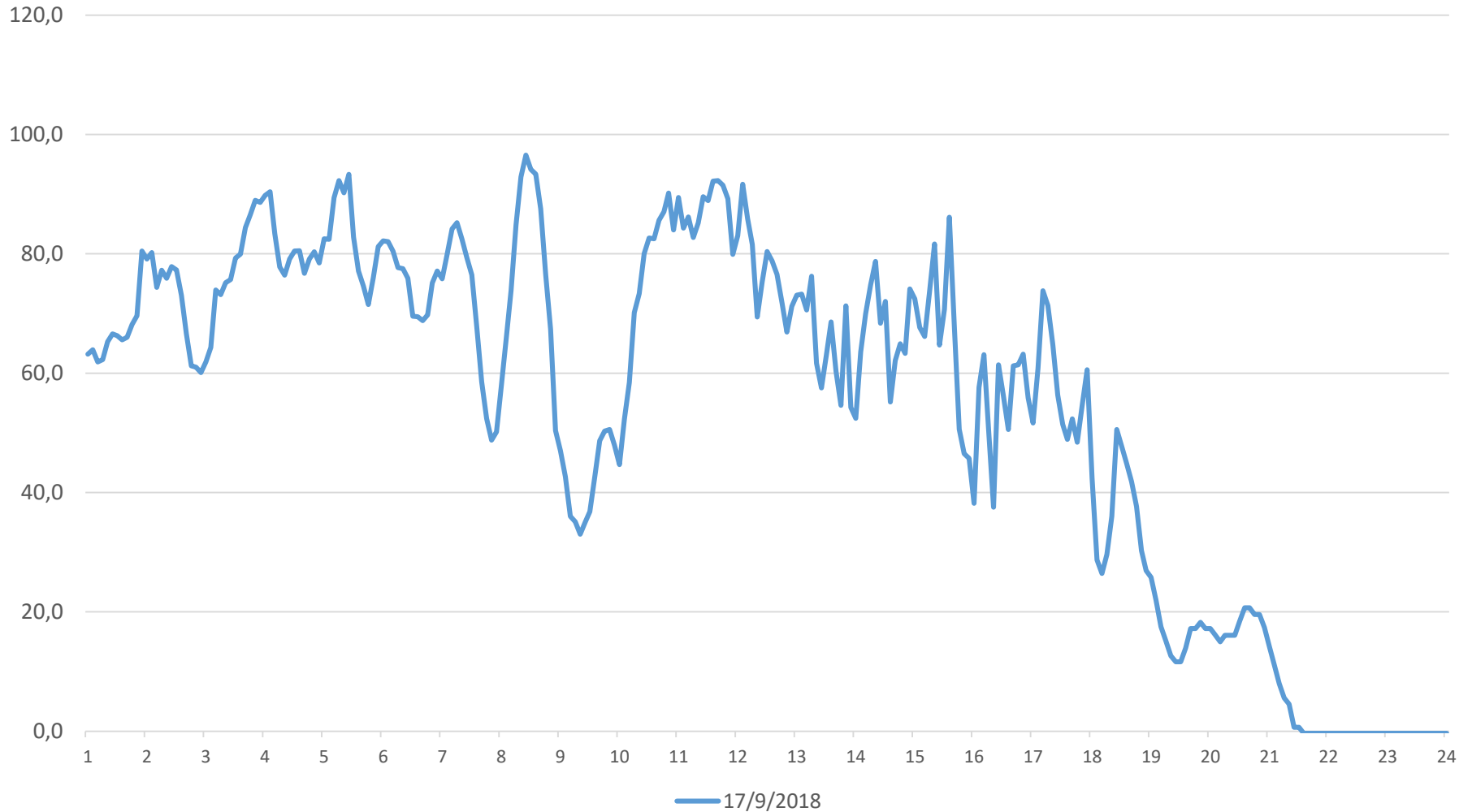
V90 3.0MW	
m/s	kW
4	77
5	190
6	353
7	581
8	886
9	1273
10	1710
11	2145
12	2544
13	2837
14	2965
15	2995
16	3000
17	3000
18	3000
19	3000
20	3000
21	3000
22	3000
23	3000
24	3000
25	3000

Wind velocity [m/s]



INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARQUE EÓLICO RAWSON

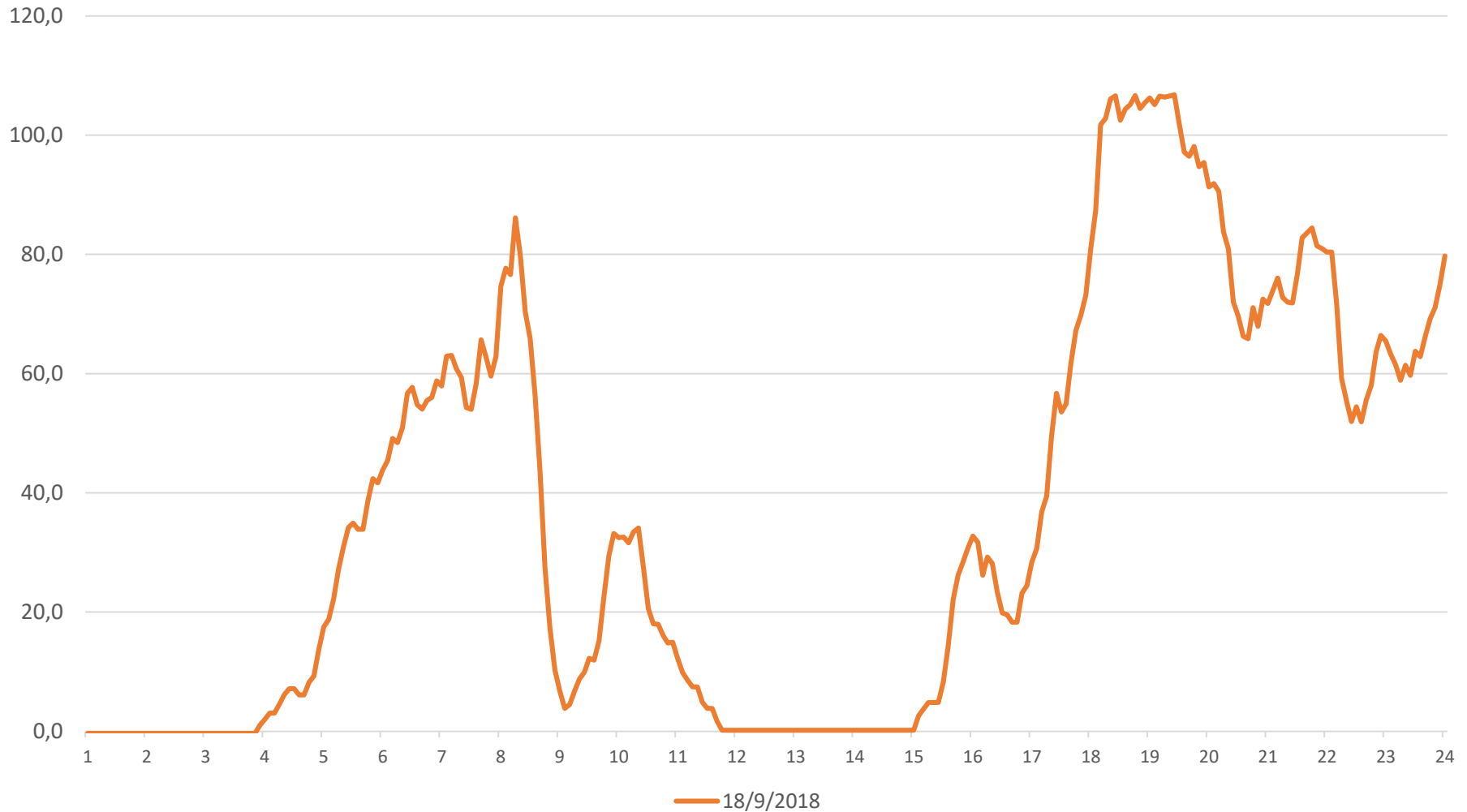
Generación Rawson - 17/09/2018 -> 23/09/2018





INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARQUE EÓLICO RAWSON

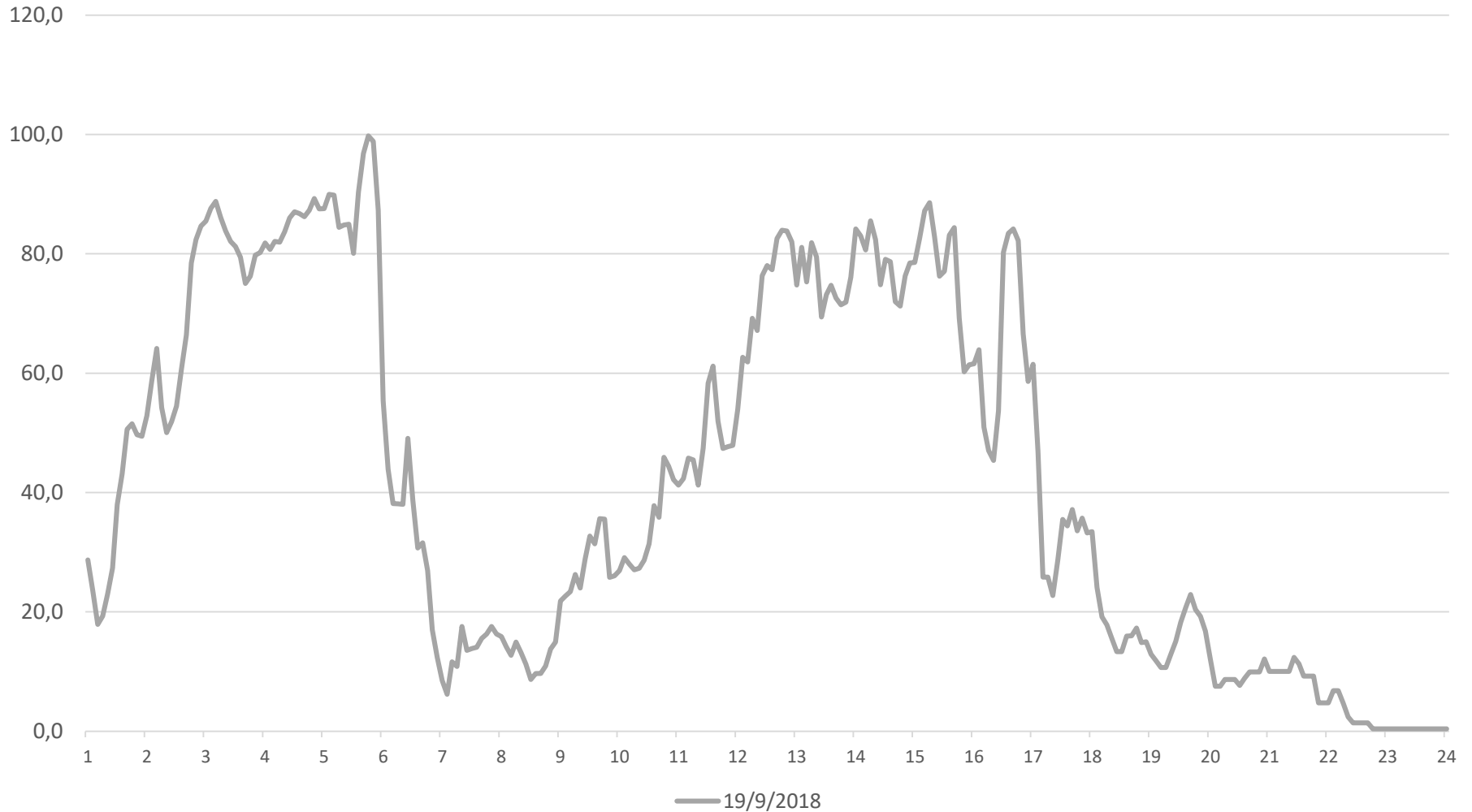
Generación Rawson - 17/09/2018 -> 23/09/2018





INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARQUE EÓLICO RAWSON

Generación Rawson - 17/09/2018 -> 23/09/2018





INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARQUE EÓLICO RAWSON

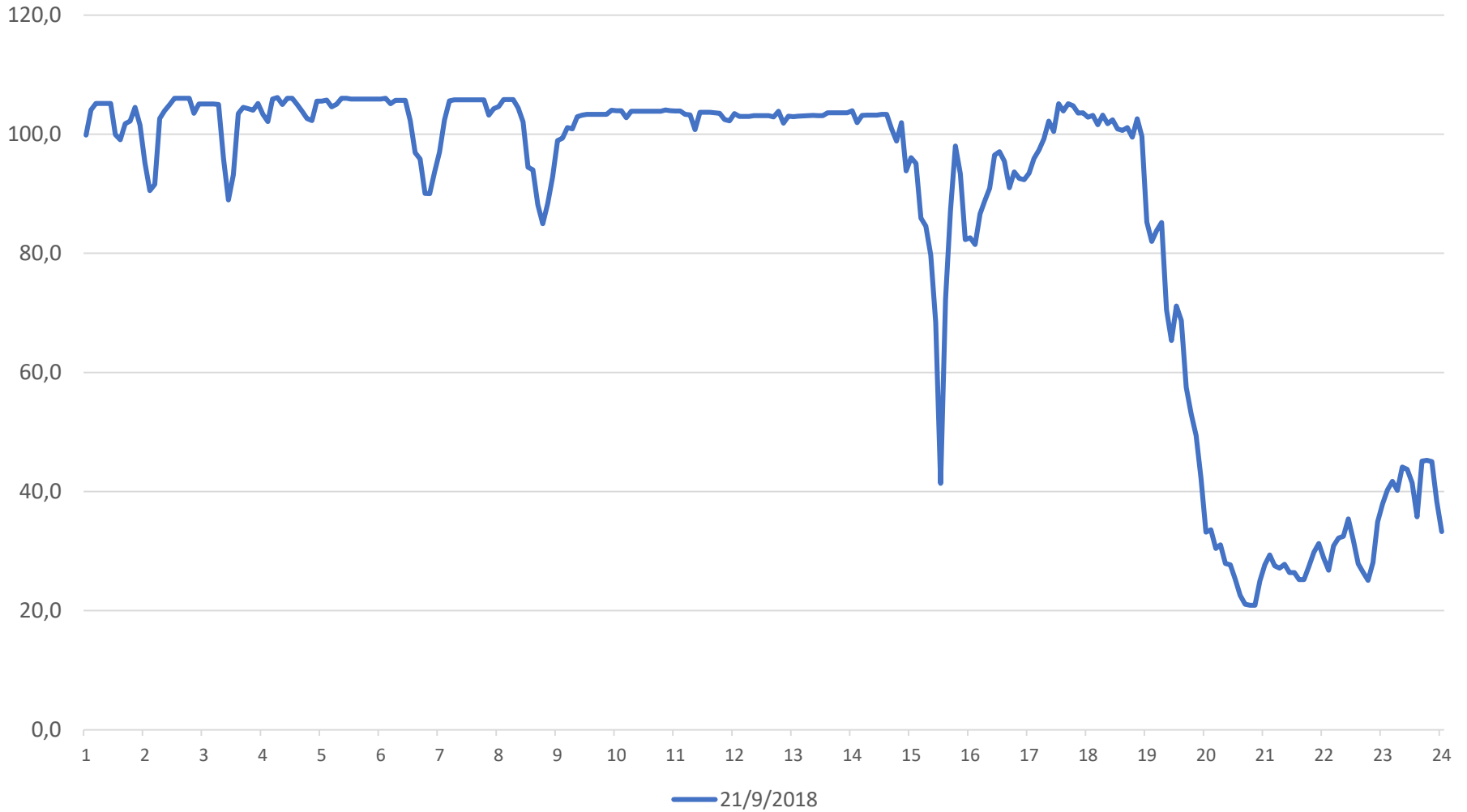
Generación Rawson - 17/09/2018 -> 23/09/2018





INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARQUE EÓLICO RAWSON

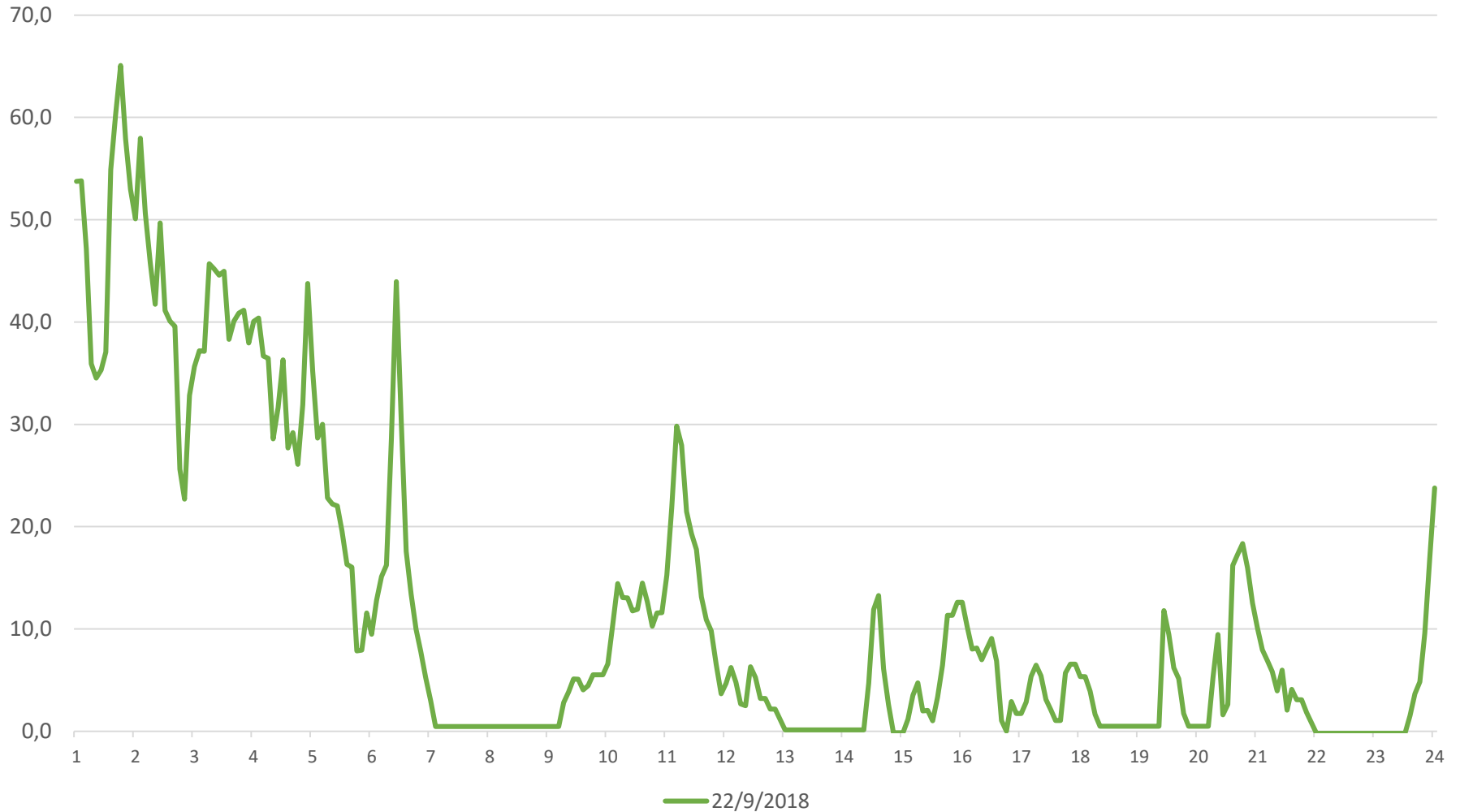
Generación Rawson - 17/09/2018 -> 23/09/2018





INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARQUE EÓLICO RAWSON

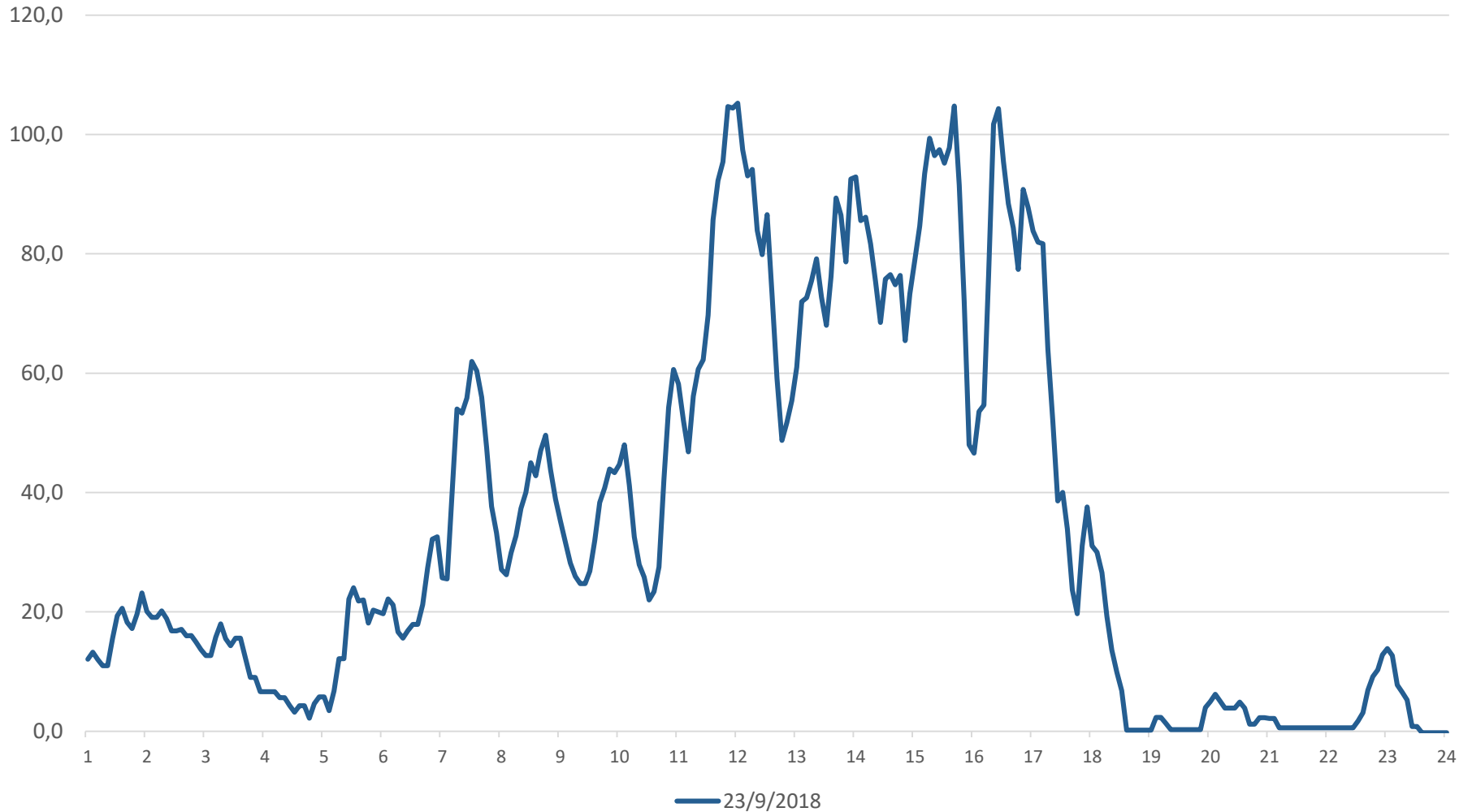
Generación Rawson - 17/09/2018 -> 23/09/2018





INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARQUE EÓLICO RAWSON

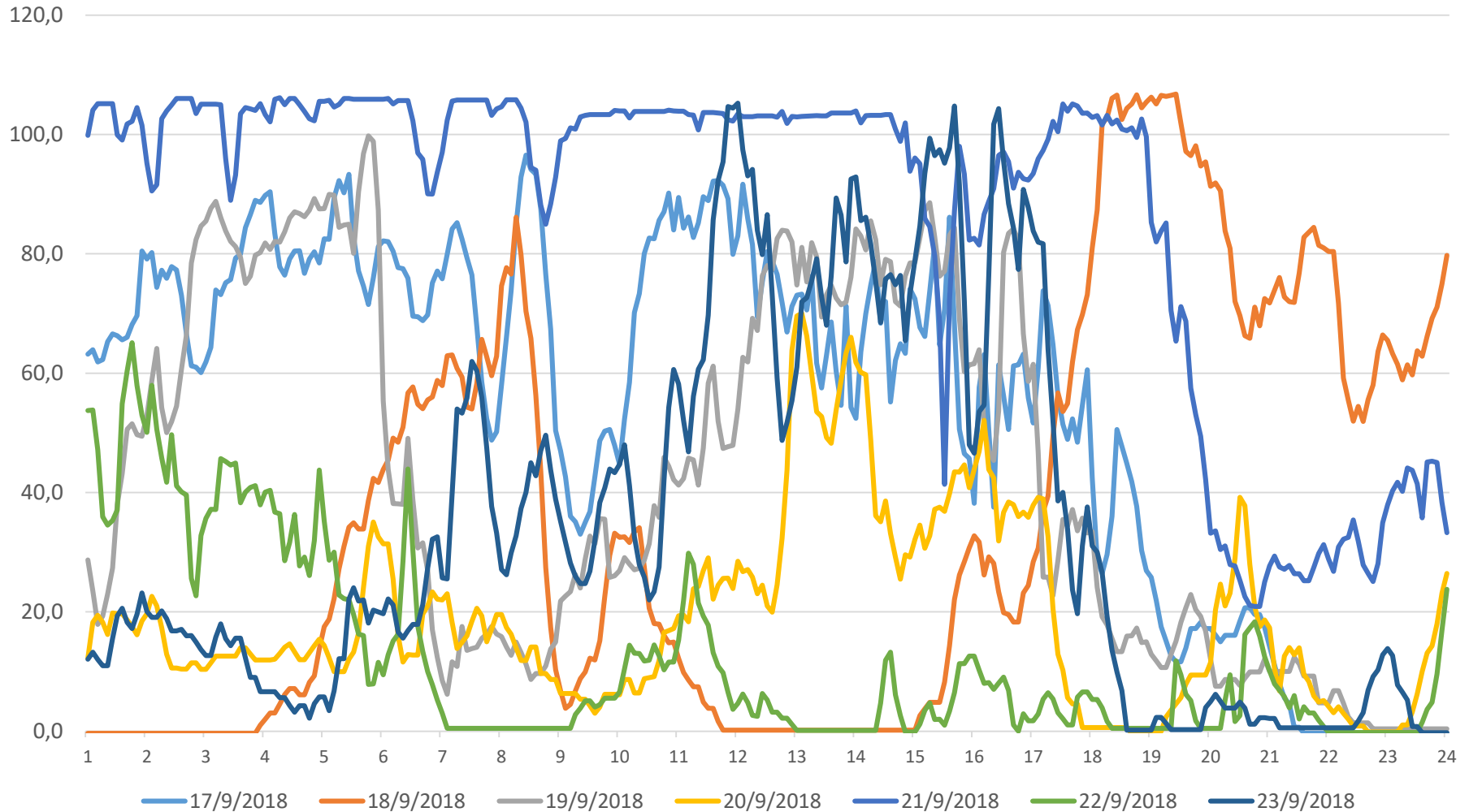
Generación Rawson - 17/09/2018 -> 23/09/2018





INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN EÓLICA PARQUE EÓLICO RAWSON

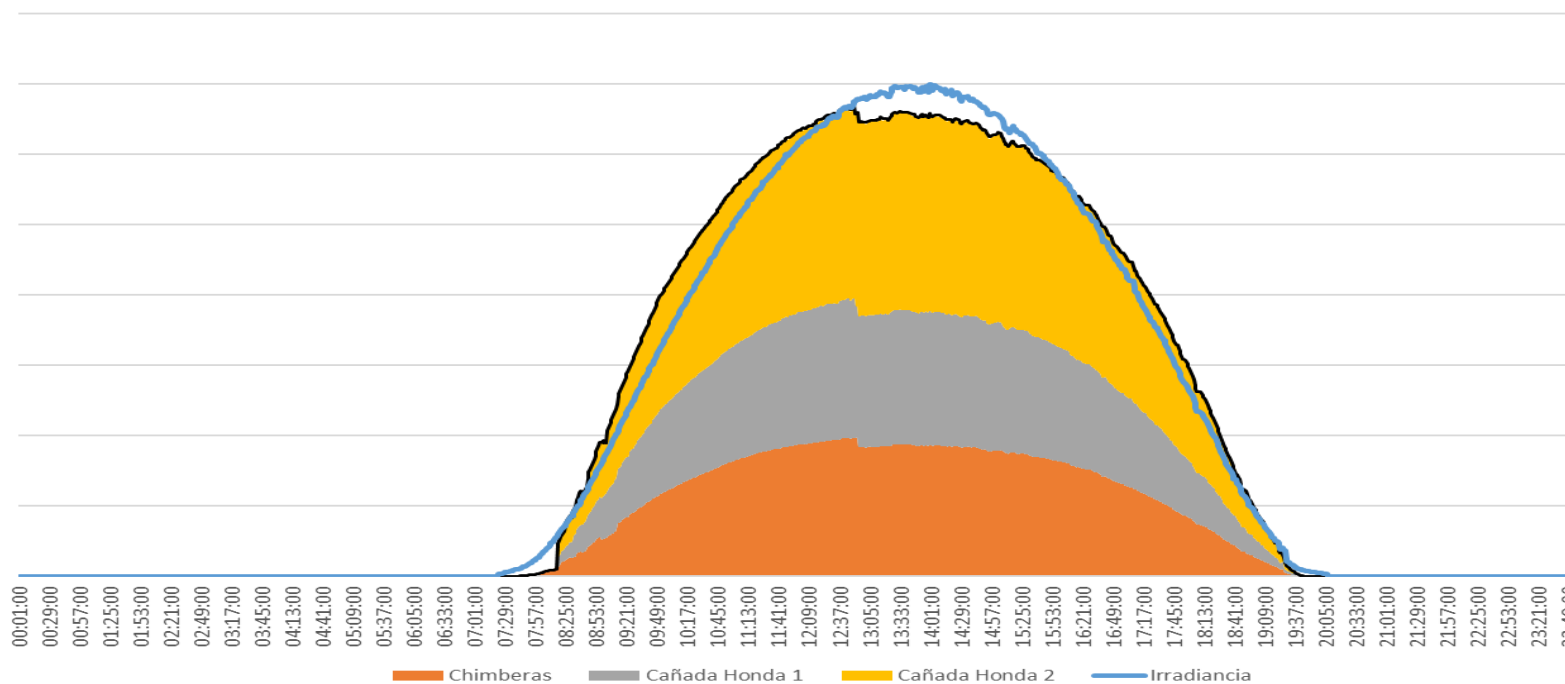
Generación Rawson - 17/09/2018 -> 23/09/2018





INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN SOLAR

P.S.F.V. Cañada Honda



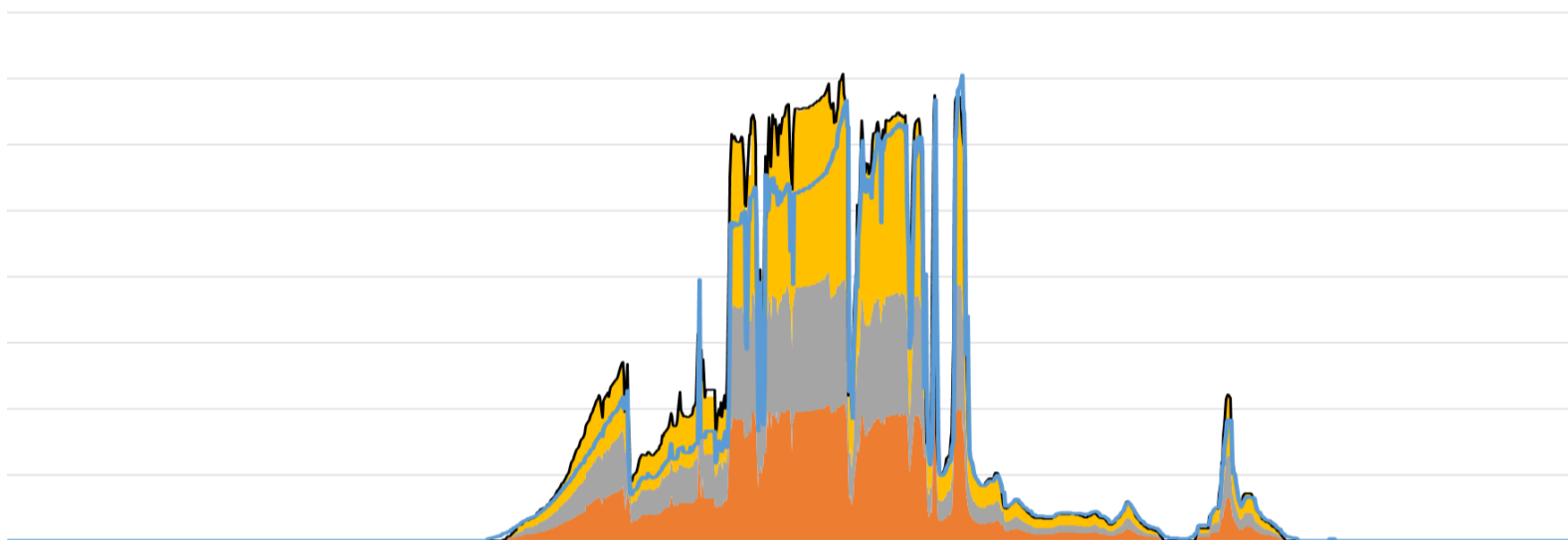
A diferencia de la generación eólica, la generación solar tiene un **patrón diario** claramente definido





INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN SOLAR

P.S.F.V. Cañada Honda

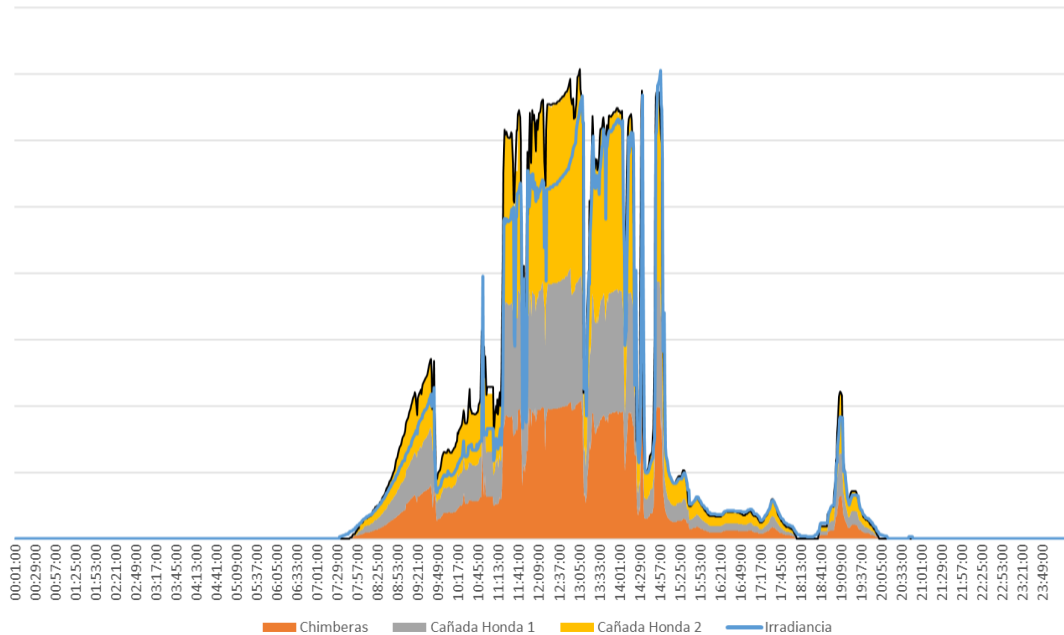


Sin embargo, dependiendo de las **condiciones de nubosidad** existentes, también pueden presentarse **diferencias significativas** dentro de un mismo día, o entre un día y otro



INTERMITENCIA DE LA GENERACIÓN SOLAR

P.S.F.V. Cañada Honda



A diferencia de la generación eólica, la generación solar tiene un **patrón diario claramente definido**

Sin embargo, dependiendo de las **condiciones de nubosidad existentes**, también pueden presentarse **diferencias significativas** dentro de un mismo día, o entre un día y otro

AUMENTO DE GENERACION "NO FIRME" (Autodespachable)

**DESPLAZA del DESPACHO a la GENERACION "FIRME"
aumento de incertidumbre**



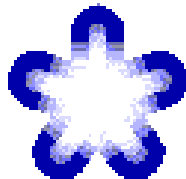
FLUCTUACIONES DE POTENCIA

- ▶ Aumento de variaciones de los flujos de potencia.
- ▶ Variaciones de tensión en nodos débiles (reducida Scc Potencia de Cortocircuito).
- ▶ Mayor frecuencia de maniobras de Tap's de transformadores y equipos de compensación shunt (reactores y capacitores)
- ▶ Efecto adverso sobre la regulación de frecuencia

**OBLIGACIÓN DE TODA NUEVA GENERACIÓN QUE SE
CONECTA AL SADI**

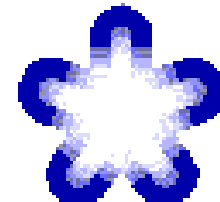


**PRESERVAR LA CALIDAD y SEGURIDAD DEL
SERVICIO**



GENERACION "FIRME" vs GRNCeI

IMPACTO EN EL SADI	GEN "FIRME"	GRI
Aumento de Potencia de Cortocircuito	SI	NO
Control de tensión	SI	SI
Previsibilidad	ALTA	BAJA
Regula frecuencia	SI	NO
Requiere aumento porcentual de reservas	NO	SI
Introducen armónicos o flicker	NO	SI
Generación "despachable"	SI	NO

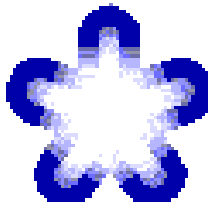


CONEXIÓN AL SADI de GRI → REQUISITOS TECNICOS

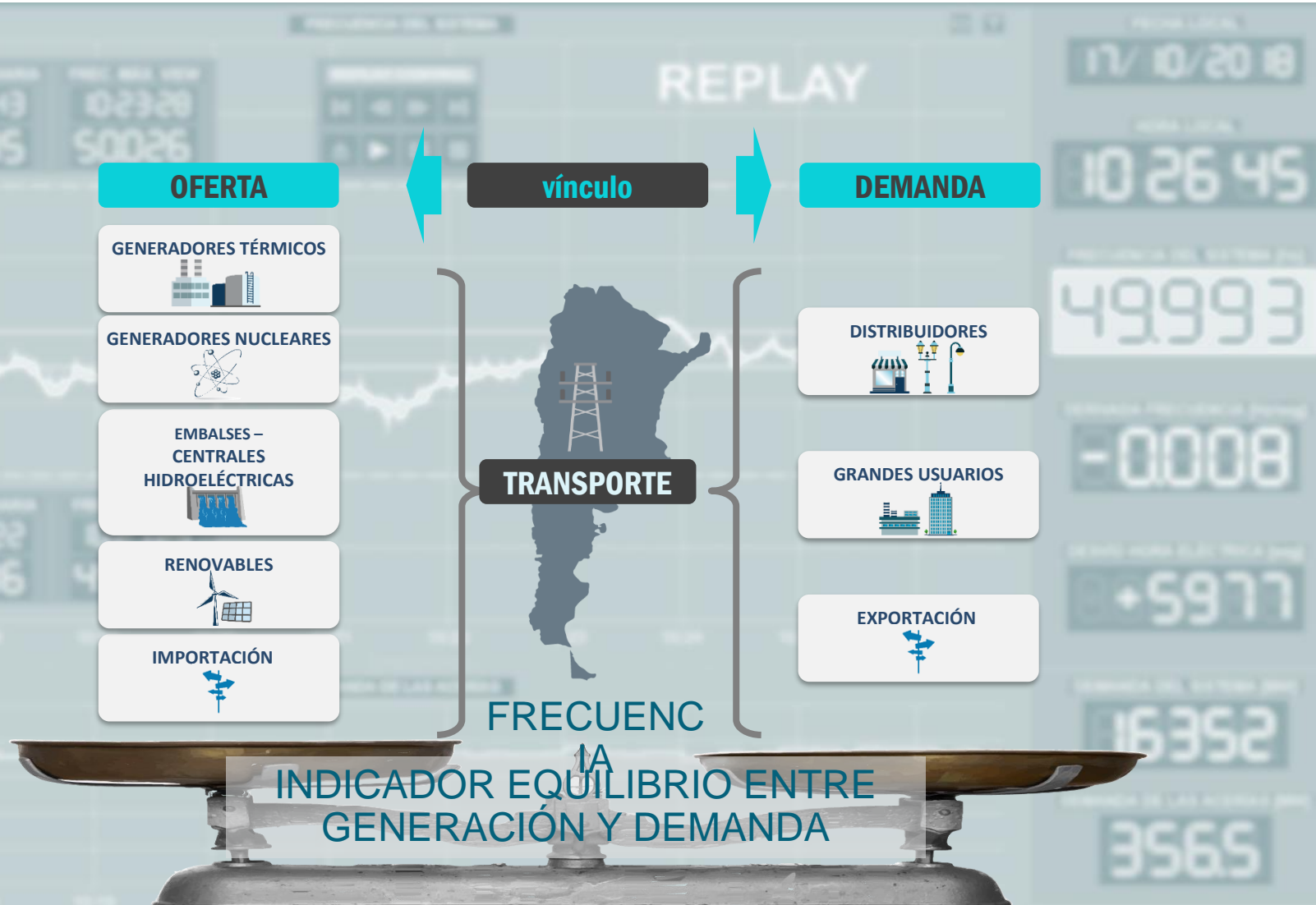


PARA LIMITAR / MINIMIZAR:

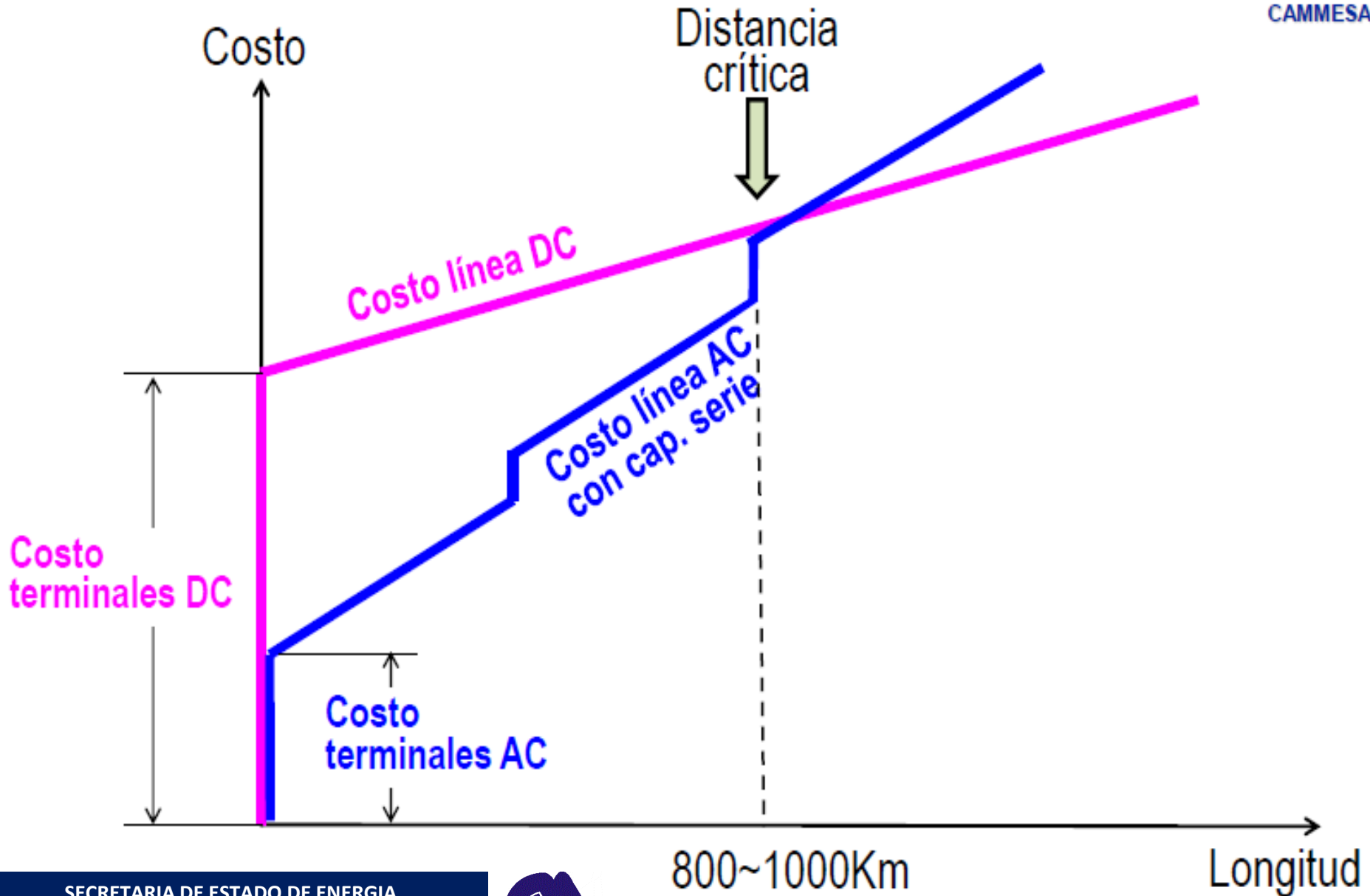
- ✓ **EFFECTOS ADVERSOS SOBRE LA CALIDAD DEL SERVICIO**
- ✓ **EL IMPACTO EN LA TENSION DEBIDO A LAS VARIACIONES FRECUENTES DE POTENCIA**
- ✓ **LA OPERACIÓN DE EQUIPOS DE LA RED**
- ✓ **EL AUMENTO DE LAS RESERVAS DE POTENCIA**



Funcionamiento Básico del Sistema Eléctrico Argentino

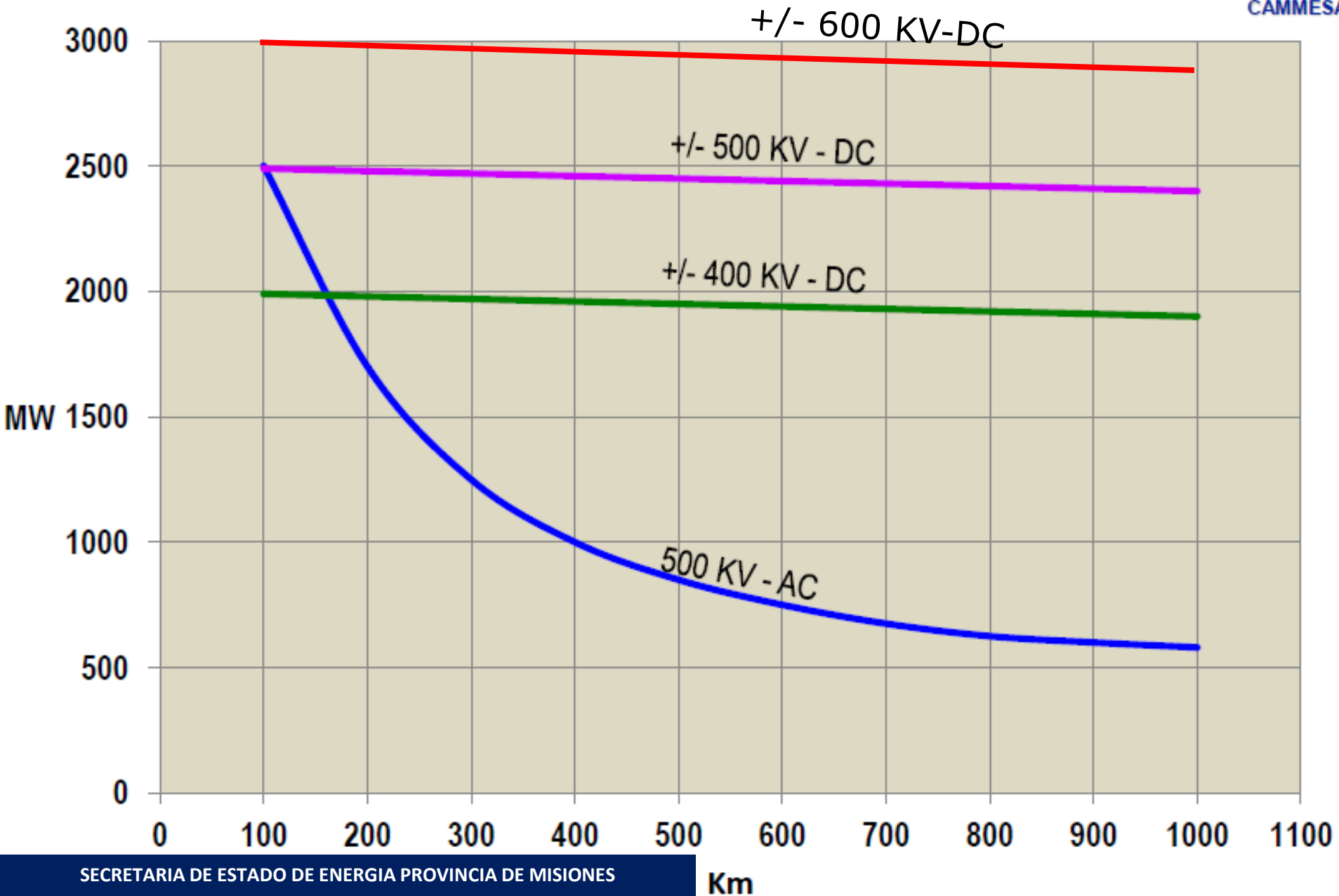


COSTOS COMPARATIVOS AC VS. DC EN FUNCION DE LA DISTANCIA

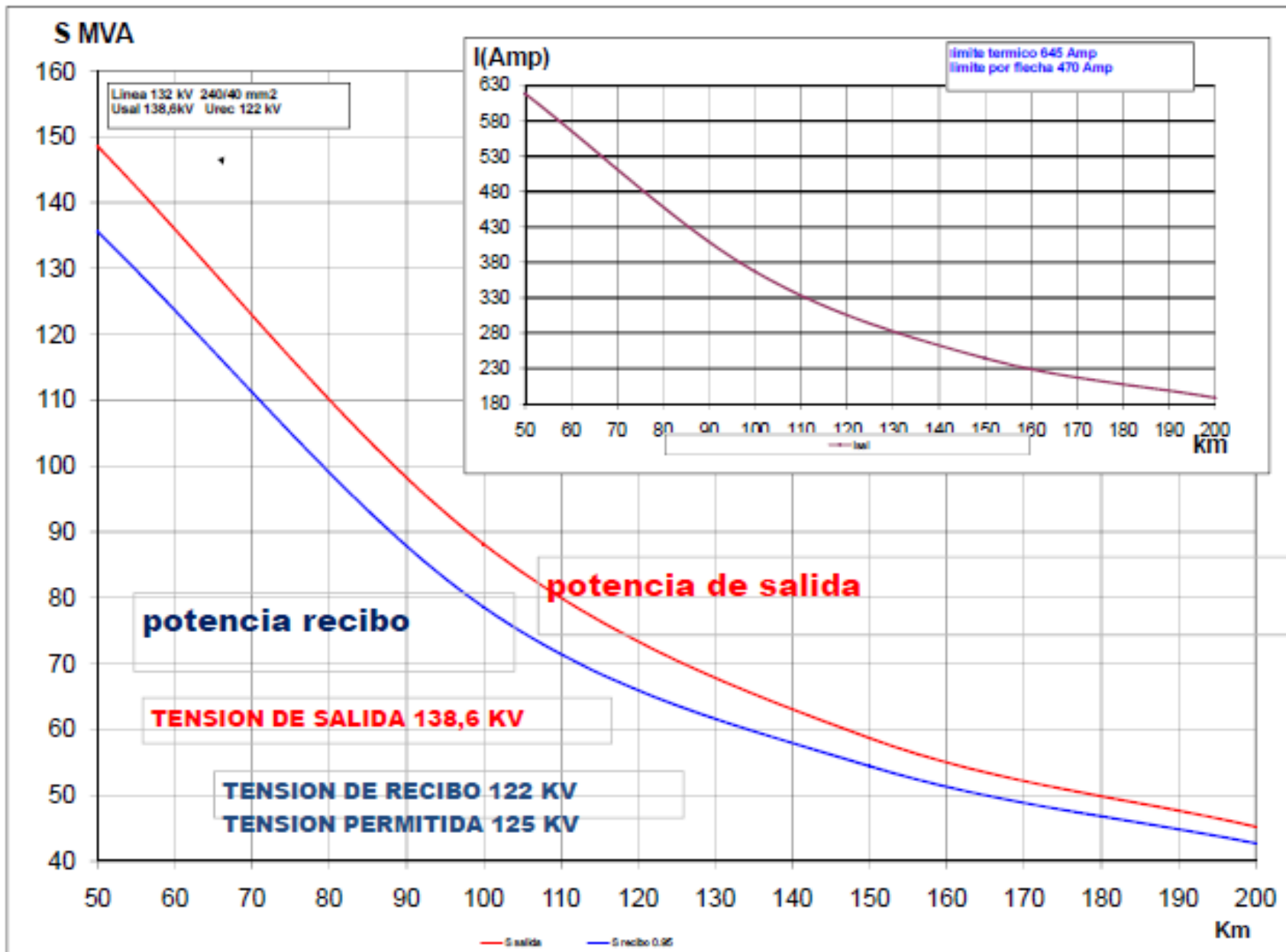




POTENCIAS POSIBLES DE TRANSMITIR EN LÍNEA DE 500 KV DE AC VS DC



Capacidad de transmisión de una línea de 132 KV rural 240/40 mm²



INCIDENCIA DE LA GENERACION RENOVABLE NO CONVENCIONAL E INTERMITENTE EN EL SADI. GRNCeI

CONSIDERACIONES

Ante la decisión de potenciar el Sistema Argentino de Interconexión SADI, con una gran componente de generación renovable no convencional y fundamentalmente de característica intermitente, como la Solar Foto Voltaica y la Eólica, en la cual se prevé el 20% de potencia total instalada al año 2025 y el 25% al año 2030, (que serán de esa característica), debemos poner especial atención a los eventos que se van a enumerar a continuación para poder evaluar el grado de inconvenientes y eventuales problemas en su implementación.



En primer lugar, sobre la base informes realizados por la Compañía Argentina del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA) ya que todo lo que se está implementado, implica un cambio importante en la Matriz energética Nacional , lo cual por lo que se deduce de toda la bibliografía consultada dichas modificaciones aparentemente no están respaldadas por una planificación de largo plazo y los por estudios eléctricos correspondientes que se deben realizar con la suficiente antelación antes de tomar una decisión de esa envergadura; por esa razón CAMMESA está tratando de adaptarse, adquiriendo equipamiento, formación de recursos humanos y generando normativas mucho más estrictas.

Unas de las modificaciones que esta realizando CAMMESA es el reemplazo del Sistema de operación en tiempo Real SOTR ya que la generación Eólica como Solar tiene comportamientos inesperados y es solo relativamente pronosticable.

Para optimizar la utilización del SOTR se requiere la utilización del control automático de generación , AGC, aplicación que CAMMESA no poseía.

La implicancia es para aquellos generadores que participen en la regulación secundaria de frecuencia RSF (que son los generadores convencionales tanto Térmicos como Hidráulicos) para poder tener respuesta rápida ante las oscilaciones de potencia de la GRNCeI.

Se prevé que el nuevo sistema estará operativo en el 2020



En segundo lugar el sistema eléctrico Argentino por su topología, grandes distancias, generaciones muy alejadas de los centros de consumo no es comparable con el sistema eléctrico de Europa occidental, que presenta mucha generación de potencia firme, energía de base y reguladoras de frecuencia, por lo tanto lo que se deduce que no esta claro ni especificado en Argentina el grado de inserción de la GRNCeI (por lo general se lo toma como el gran ejemplo a Europa en relación a la EOLICA y a la SFV) .

Al respecto no es válida la comparación de la inserción de eólica en Dinamarca o la Eólica y la Solar Foto Voltaica en España ya que el sistema europeo occidental está totalmente mallado en extra alta tensión con muchísimas centrales convencionales (Térmicas, Nucleares, Hidráulicas) que son reguladoras de frecuencia y las que apuntalan y sostienen el grado de inserción de las GRNCeI.

Además la GRNCeI es autodespachable ya que nosotros no manejamos ni el viento y sol



En tercer lugar el hecho de ser una generación intermitente la GRNCeI, y a pesar de los pronósticos meteorológicos de corto plazo y excelente precisión, la generación convencional que es la que realiza el seguimiento de la demanda manteniendo el equilibrio entre Oferta y Demanda en tiempo real (considerando actualmente que se necesita un 3% de reserva rotante, 3% de reserva fría de 10 minutos y 2% de reserva fría de 20 Minutos , o sea un total de un 8 %), ahora también tiene que sumar reserva rotante para contemplar las variaciones de generación de la GRNCeI que pueden llegar a ser algo severas.

En cuarto lugar, la lógica es instalar la GRNCeI en los nodos energéticos por ejemplo Hidráulicos de tal manera de sostener los niveles de los embalses en momentos de pico o de baja hidraulicidad, constituyéndose en una energía complementaria y no como una generación alternativa.

En quinto lugar CAMMESA está abocado en adaptar la generación convencional (tanto existente como a ingresar) para tener respuestas rápidas ante las variaciones de la potencia intermitente y tanto de la SFV como de la EOLICA.



En sexto lugar en el NOA que tiene una presencia muy elevada de Generación térmica 3090 MW de las cuales 263 MW son TV y 1472 MW son CC y 992 MW TG, 220 MW Hidráulica , SFV 173 MW y EOLICA 58 MW con una participación en pico del SADI del 8% unos 2000 MW; por lo tanto no está bien determinado como van a operar las GRNCeI especialmente con el concepto de ser una alternativa, respecto a las turbinas de vapor con sus calderas que no pueden ser puestas en servicio con la celeridad que se necesita ante las variaciones de la generación intermitente, y ante el reemplazo de dicha generación convencional por la generación SFV; lo cual la dependencia será exclusivamente de las turbinas de gas y las TG de las centrales de los Ciclos combinados para compensar las variaciones de carga y de la GRNCeI.

Hay que considerar que el Pico de potencia por lo general se origina en horas de la noche y cuando los parques SFV no están en servicio.

También hay que recordar que una CC tiene un rendimiento mayor al 60% pero cuando las TG están a ciclo abierto su rendimiento es muy bajo.



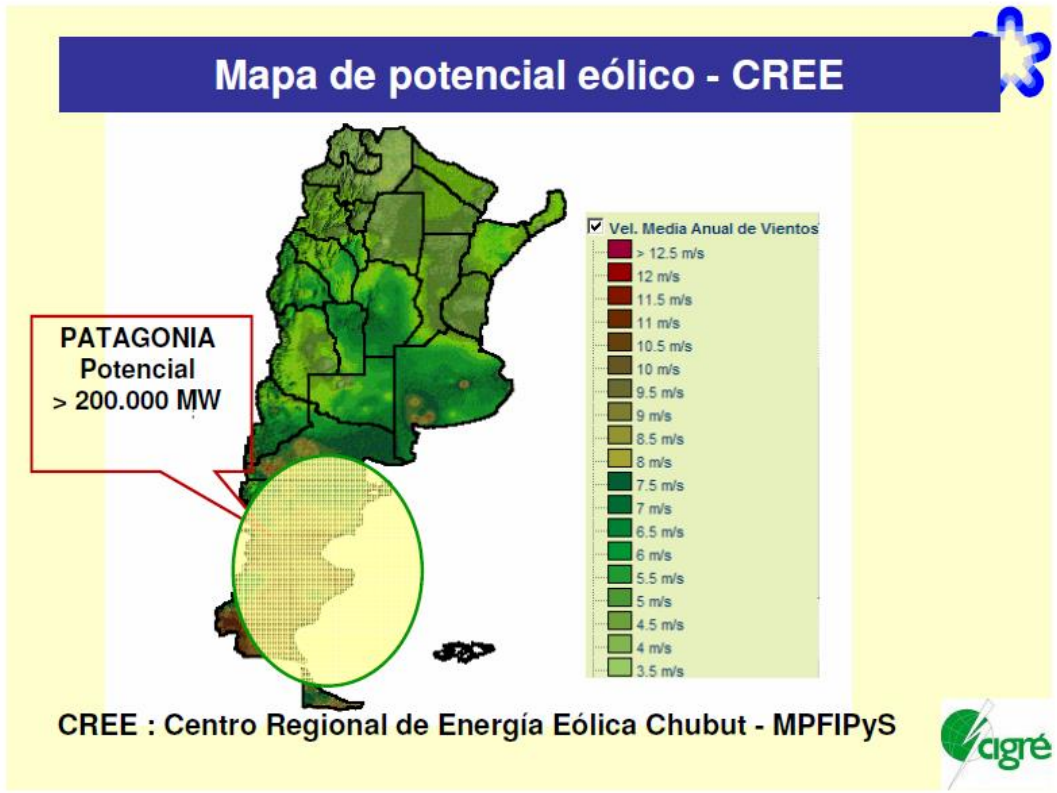
En séptimo lugar y es una advertencia de la empresa ICONO que tiene amplia experiencia en el Nodo energético de Bahía Blanca (Parques Eólicos) relativo a la electrónica de potencia puesta en juego y que debe ser muy bien estudiada y analizada antes de ingresar en servicio los campos eólicos (valido el tema para la SFV) y a que pueden generar serios problemas como la introducción de corrientes y tensiones sub-armónicas, Inter-armónicas y armónicas, generando distorsiones inadmisibles en el sistema de transporte, de control y protecciones.

En octavo lugar CAMMESA esta generando normativas muy estrictas ante el advenimiento de la GRNCeI en gran escala.

En noveno hay que considerar que hay que seguir instalando generación convencional de gran porte con respuesta rápida para compensar las variaciones de GRNCeI y adaptando la existente para tener potencia de reserva y respuesta inmediata también para poder compensar las variaciones de la generación renovable no convencional e intermitente. Además cuanto mas generación Hidráulica de porte se inserte, debido a su flexibilidad y rápida respuesta mas generación GRNReI se puede insertar.



En decimo lugar hay que considerar que la región Patagónica representa en los picos de potencia un 4% del pico total del SADI, unos 1.050 MW con una capacidad instalada de 271 MW de TG 301 MW de CC 562 MW de Hidráulica 567 MW de Eólica , haciendo un total de potencia instalada de 1.700 MW , hay que destacar que la incorporación masiva de eólica en su mayoría deberá ser transportada a los centros de mayor consumo del país que son la CABA y el GBA y por los niveles de potencia a transmitir tenemos que hablar en redes de EAT en Corriente Continua y ahí también entran a jugar los grados de inserción de la EOLICA.



En décimo primer lugar hay que considerar que solo la energía convencional presenta un grado de inercia para sostener la frecuencia del SADI ya que si la GRNCeI es muy elevada frente a la convencional ante cualquier problema de fuera de servicio de un corredor que está conectada con una central convencional gran porte o algún problema en dicha central que la deje fuera de servicio, la frecuencia no se puede sostener y por supuesto actuaran los DAG de los generadores y los DAC de las transportistas y los distribuidores produciéndose colapso energético. Este es un punto extremadamente importante para tener en cuenta y no pasarlo por alto.



La GRNCeI no debe y no puede ser considerada como una energía alternativa y debe ser considerada como una energía complementaria de las centrales convencionales. (Térmicas, Hidráulicas y Nucleares), conociendo de manera primordial con qué grados de penetración de GRNCeI nos estamos manejando

La consideración se basa en que no constituyen centrales de potencia firme, de energía de base ,reguladoras de frecuencia y despachables de acuerdo a la demanda instantánea.

Hay que tener en cuenta que en la medida que se incremente la GRNCeI se deberá incrementar la generación convencional para compensar las oscilaciones de potencia y sostener la frecuencia del SADI



**¿CUAL ES LA PLANIFICACION DE
LAS DISTINTAS LAS SECRETARIAS
DE ENERGIA EN ARGENTINA, EN
LOS ULTIMOS TIEMPOS?**

SECRETARIA DE ENERGIA RA

ELEMENTOS PARA EL DIAGNÓSTICO Y DESARROLLO DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA NACIONAL

Grupo de Planeamiento Energético

2007-2025



Planificación Estratégica de Largo Plazo

- I. Integración Energética Regional**
- II. Avanzar en Proyectos Binacionales en conjunto con países vecinos en materia hidroeléctrica y nuclear**
- III. Relanzamiento del Plan Nuclear Argentino**
- IV. Relanzamiento del Plan Hidroeléctrico Nacional**
- V. Políticas de Uso Eficiente de Energía**
- VI. Plan en Energías Renovables (complementarias)**

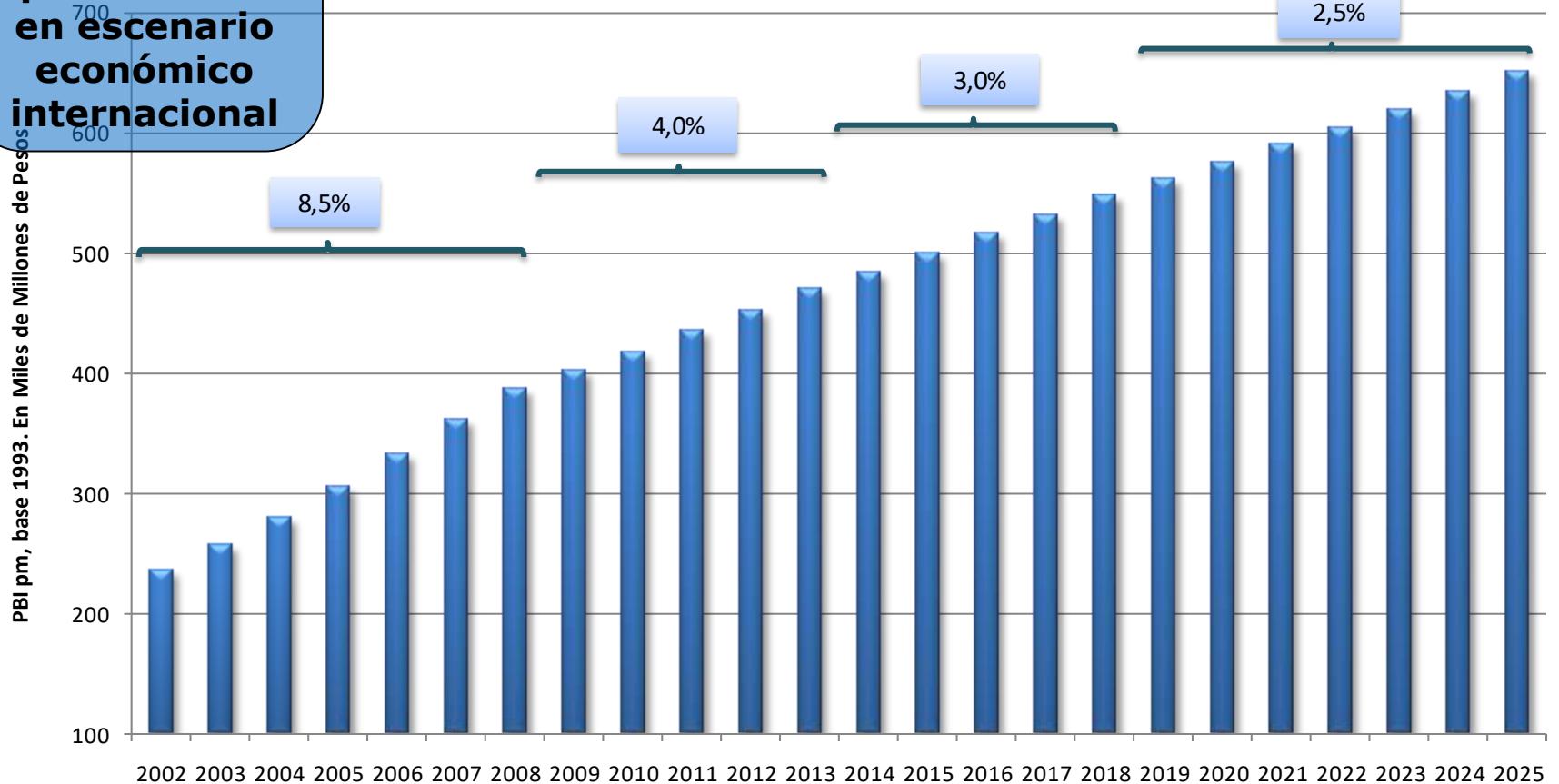
Secretaría de Energía BASE 2007



Escenario Socioeconómico Considerado

Evolución de la tasa del PBI (2002-2025)

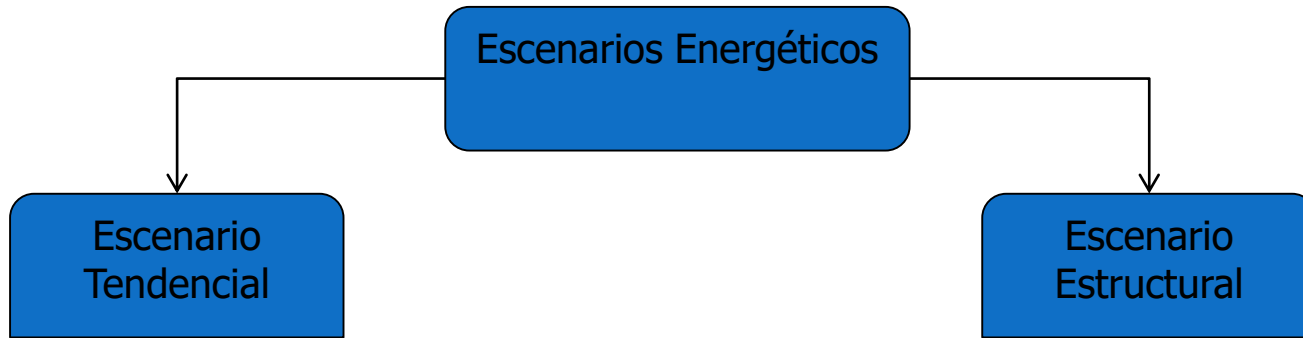
En Revisión
por cambios
en escenario
económico
internacional



Fuente: INDEC – Dirección Nacional de Política Económica

SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA PROVINCIA DE MISIONES





- Mantiene tendencias históricas en la participación de los distintos energéticos
- Incorpora innovaciones tecnológicas y mejoras en la eficiencia productiva como un proceso propio de mercado
- Cumplimiento de la normativa

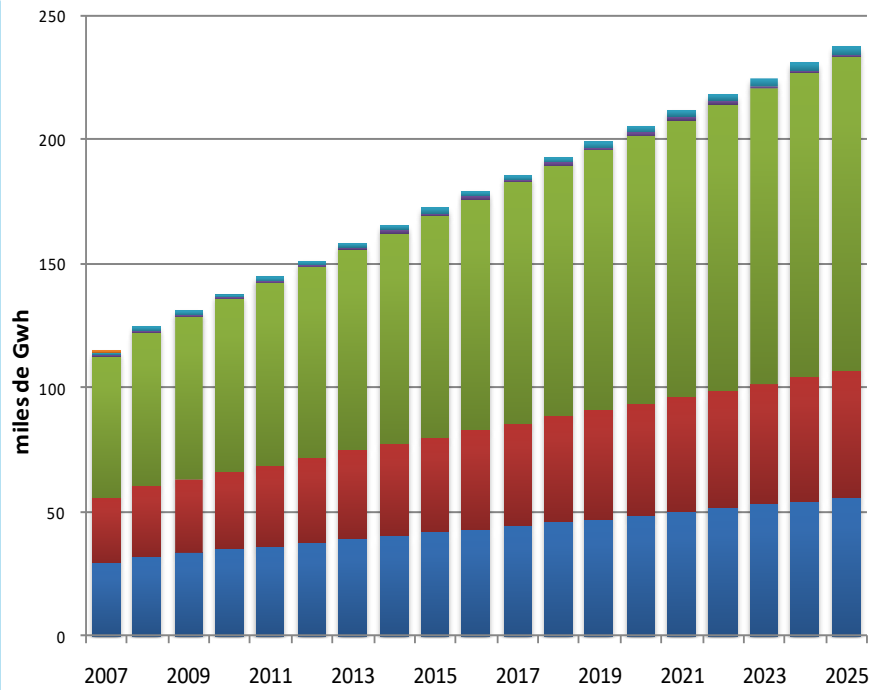
- Fuerte aplicación de políticas de uso eficiente de la energía
- Políticas de sustitución de energéticos.
- Mayor penetración de energías renovables

Fuente Secretaria de Energía de la Nación

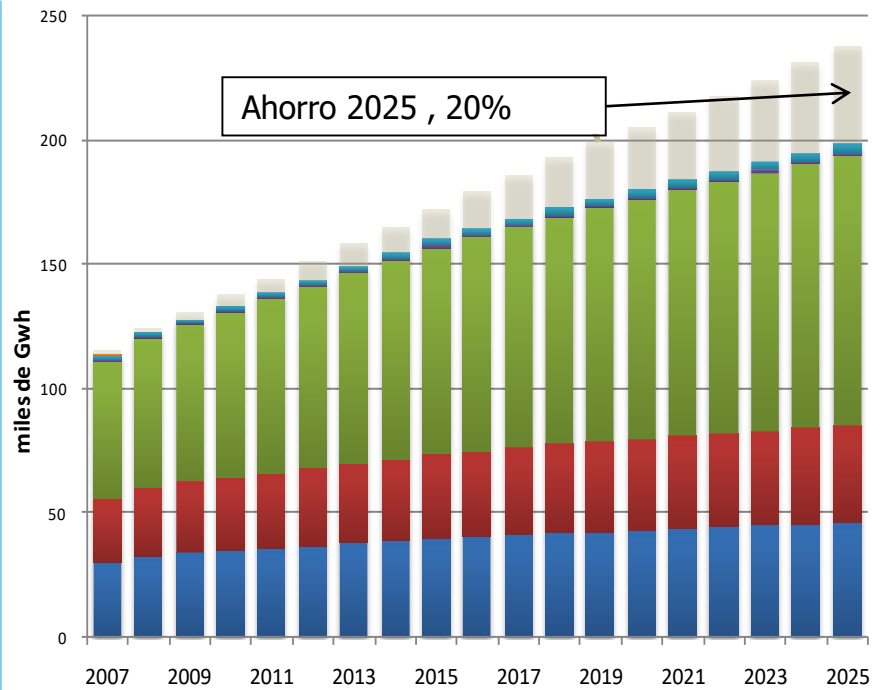
Demanda Final de Energía Eléctrica

Por sectores

Escenario Tendencial



Escenario Estructural



■ Agropecuario
 ■ Transporte
 ■ Industria
 ■ Comercial y Público
 ■ Residencial

Fuente Secretaría de Energía de la Nación



Evolución de la Potencia Instalada Total, Escenario Estructural

2017 Pot Inst tot 41.322 MW
Parque Nuevo 18.148 MW

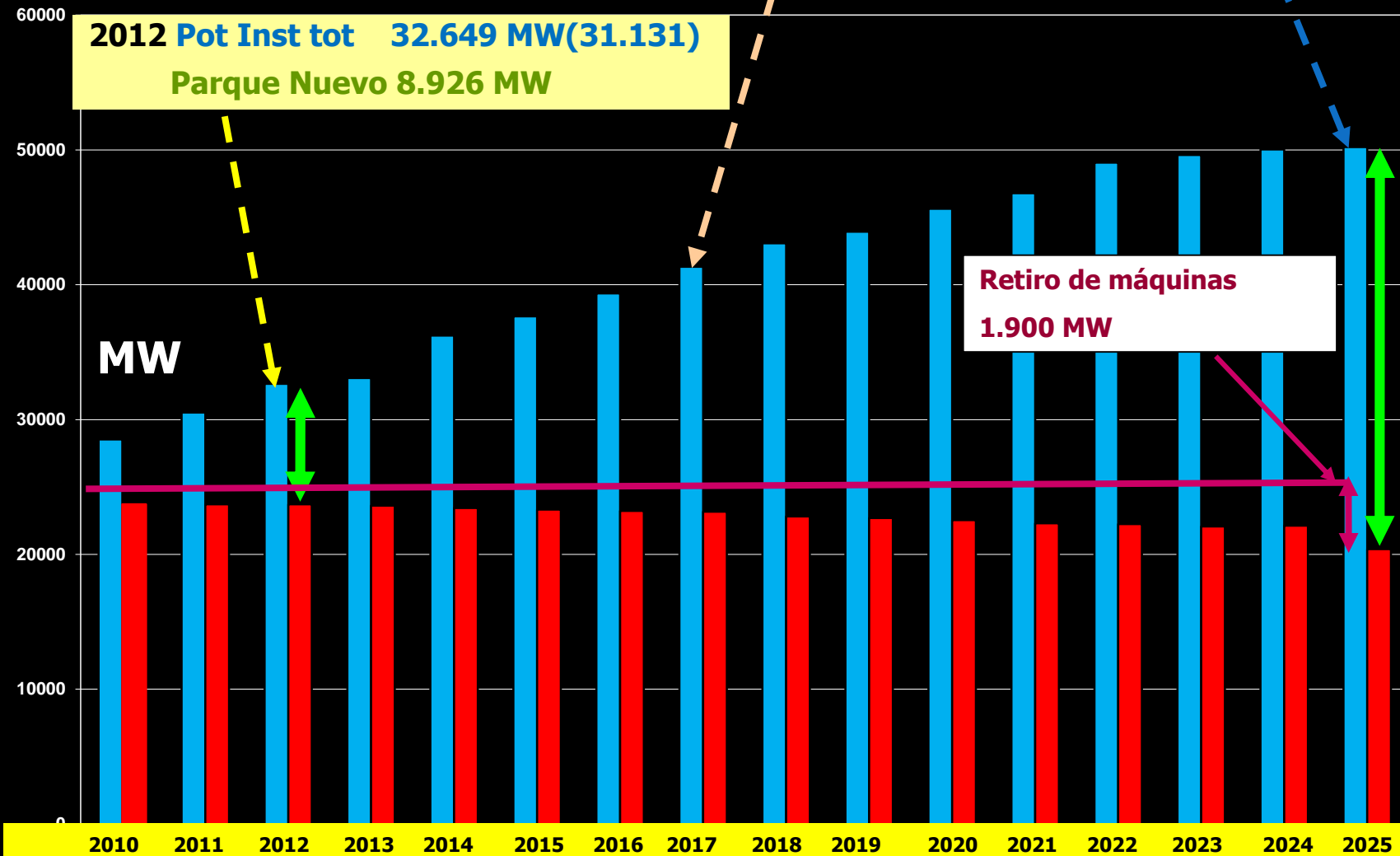
2025 Pot Inst tot 50.201 MW
Parque Nuevo 27.904 MW

2012 Pot Inst tot 32.649 MW(31.131)
Parque Nuevo 8.926 MW

Retiro de máquinas
1.900 MW



SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA PROVINCIA DE MISIONES



Potencia instalada Total, Parque existente, Diferencia Parque Nuevo

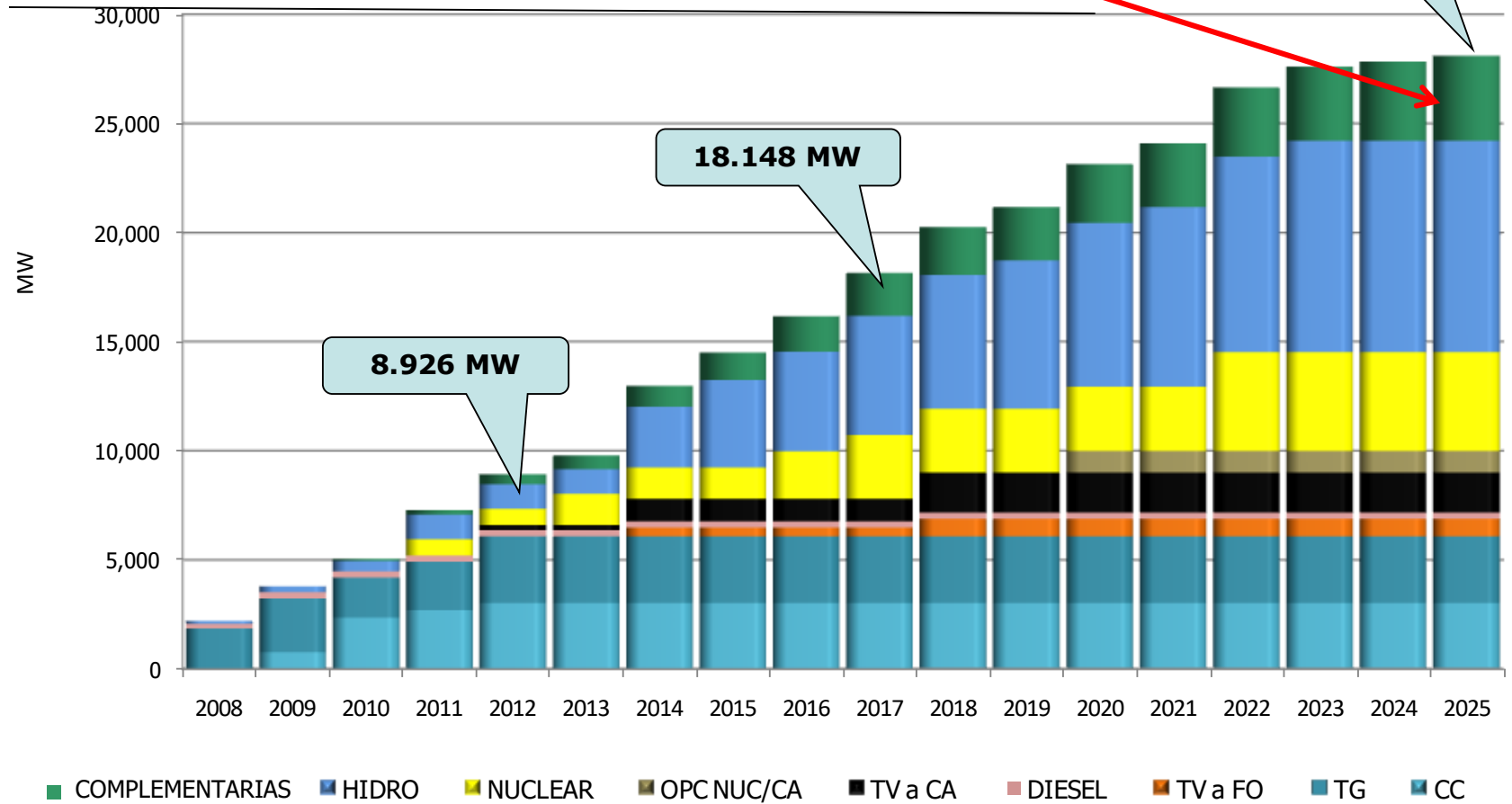
Evolución de la Potencia Instalada Total, Escenario Estructural



Evolución de la Nueva Potencia a Instalar

Escenario Estructural

Complementarias 14,33% sobre 27.904 MW y 8% sobre 50.201 MW (2025)



✓ Fuente: Secretaría de Energía base 2007



ANALISIS DE LA POTENCIA A INSTALAR AL AÑO 2025

Proyectos Previstos

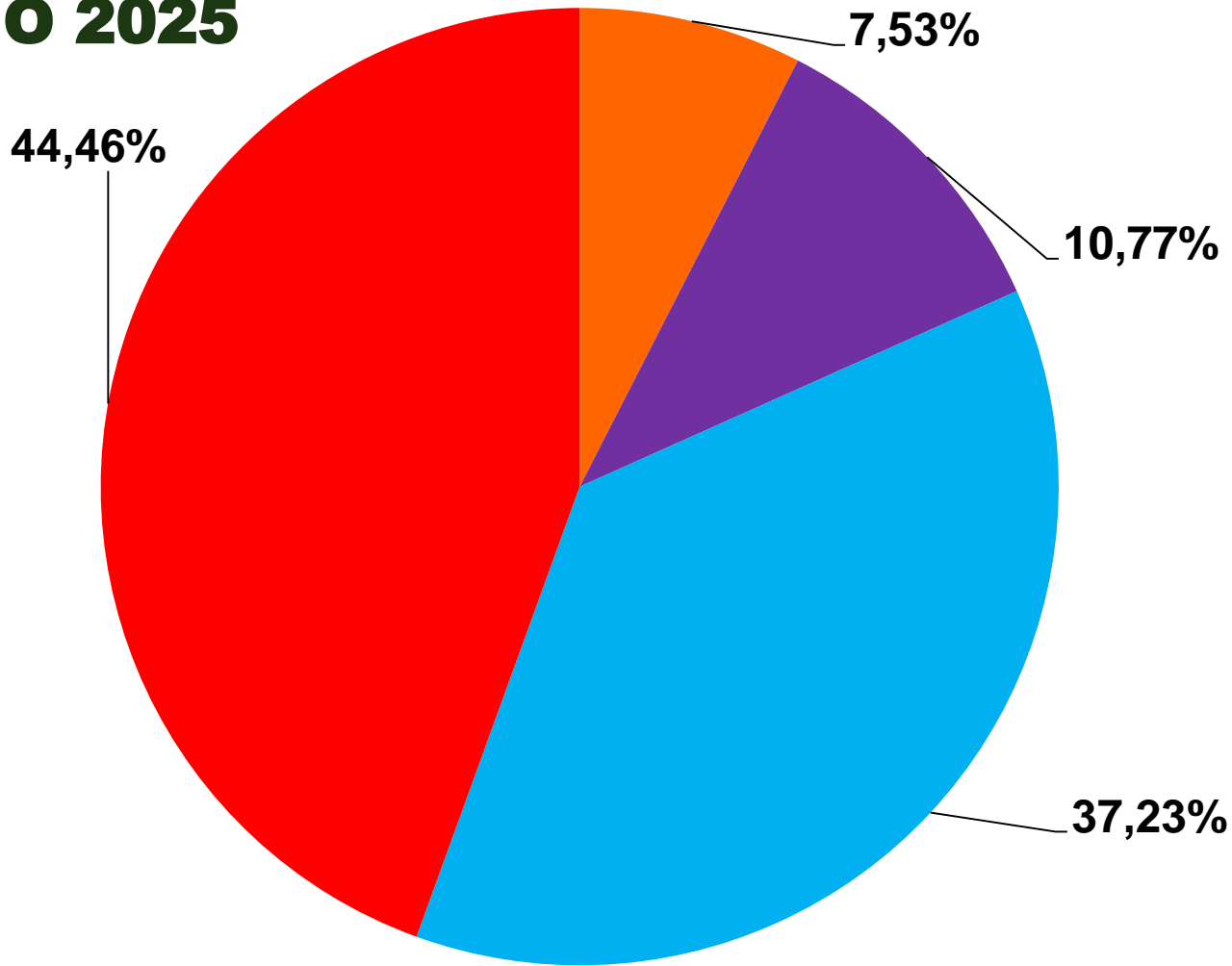
Según Gráficos Secretaria de Energía

Complementarias	3.780 MW	1.900 MW
Hidráulica	9.773 MW	Complementarias
Nuclear	4.560 MW	9.773 MW Hidráulica
TV NU o CA	944 MW	3.845 MW Nuclear
TV CA	1.860 MW	9.791 MW Hidrocarburos (sin datos)
Diesel	943 MW	
TG	3.022 MW	
CC	3.022 MW	
Total	27.904 MW	Total 25.309 MW
		Diferencia sin definir 2.595 MW

Escenario estructural , ahorro 20%



ANALISIS DE LA POTENCIA INSTALADA AL AÑO 2025

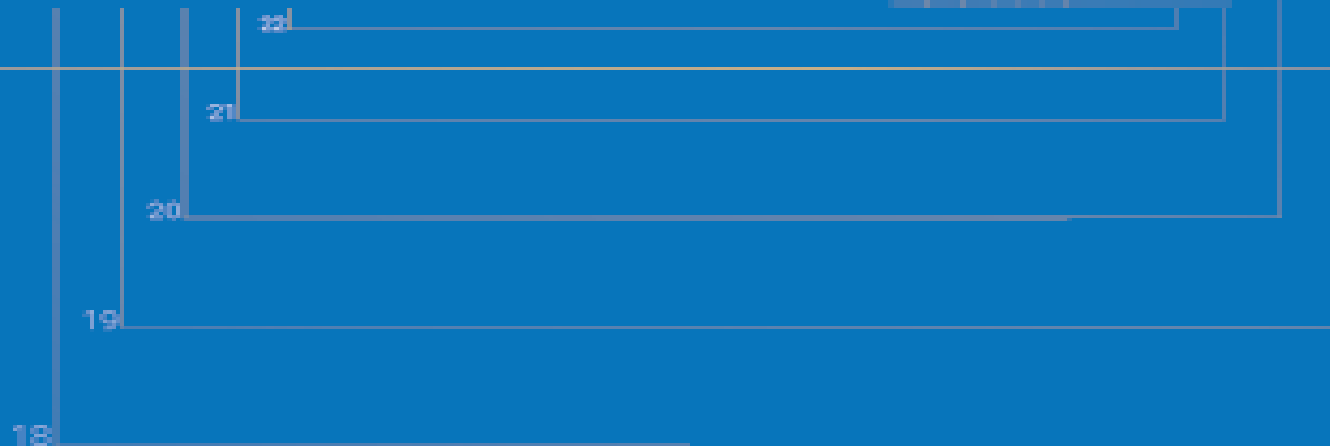


■ complementarias ■ nuclear ■ Hidro ■ Termica

Sec.Energ. Escenario estructural , ahorro 20%



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación



Escenarios Energéticos 2030

Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos
Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos
Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico

Diciembre 2017

Pot instalada 36.505 MW dic 2017



Respecto al sector eléctrico, se prevé una importante incorporación de potencia procurando una mayor diversificación de la matriz de oferta con énfasis en la incorporación de fuentes de baja emisiones, principalmente de energías renovables no convencionales.

	Tendencial	Eficiente
Nueva Potencia (GW)	Acumulada al 2030	Acumulada al 2030
Térmica	11,2	7,2
Hidroeléctrica	3,0	3,0
Nuclear	2,0	2,0
Renovable	18,2	14,3
Nueva potencia total	34,4	26,5
Generación	Participación en 2030	Participación en 2030
Térmica	38%	31%
Hidroeléctrica	24%	29%
Nuclear	13%	15%
Renovable	25%	25%
Generación total	214 TWh	179 TWh

Escenario de incorporación hidroeléctrica		MW	Año de Ingreso
El Tambolar	San Juan	70	2022
Aña Cuá	Argentina	270	2022
Ampliación Yacyretá	Paraguay	465	2023
Cóndor Cliff	Santa Cruz	950	2024
La Barrancosa	Santa Cruz	360	2025
Chihuido I	Neuquen	637	2026
Portezuelo del Viento	Mendoza	216	2028
Total hidroeléctrica		2.968	

Escenario de incorporación nuclear	MW	Año de Ingreso
Repotenciación Embalse ²⁶	+35	2018
CAREM 25	27	2023
IV Central Nuclear	750	2025
V Central Nuclear	1.150	2027
Total nuclear	1.962	

ANALISIS DE LA GENERACION ESTADO DE PICO DEL SADI

El 25 de febrero de 2018 se produjo el pico máximo del SADI, anual con 26.320 MW, 2,7% superior al del año 2017. Con una tasa media cuadrática de los últimos 5 años de 2,53 %. Con una tasa media cuadrática de los últimos 10 años de 3,2%.

En base a lo analizado anteriormente y debido a la dispersión de posibilidades factibles se desprende la necesidad de realizar un análisis de sensibilidad con variación de tasas medias desde la de 2,5 % 3 % hasta un 3,5%. Además de considerar la sensibilidad de indisponibilidad de generación del 20, 25 y 30% y considerar el 8 % de reserva en la potencia efectiva para el cubrimiento de la demanda.

De esta manera tendremos plasmado un escenario probable ante tantas alternativas posibles.

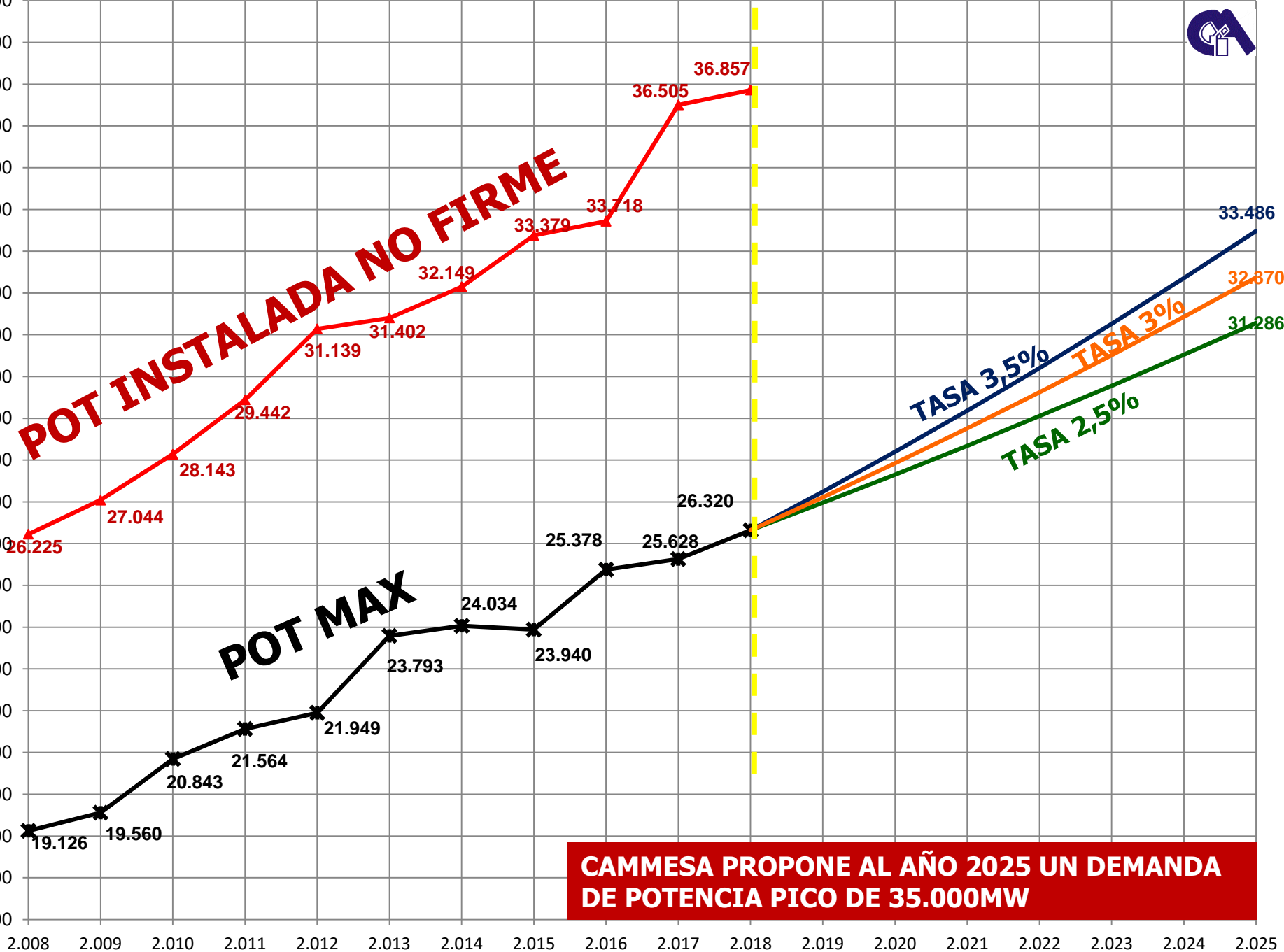




POT INSTALADA NO FIRME

POT MAX

CAMMESA PROPONE AL AÑO 2025 UN DEMANDA DE POTENCIA PICO DE 35.000MW



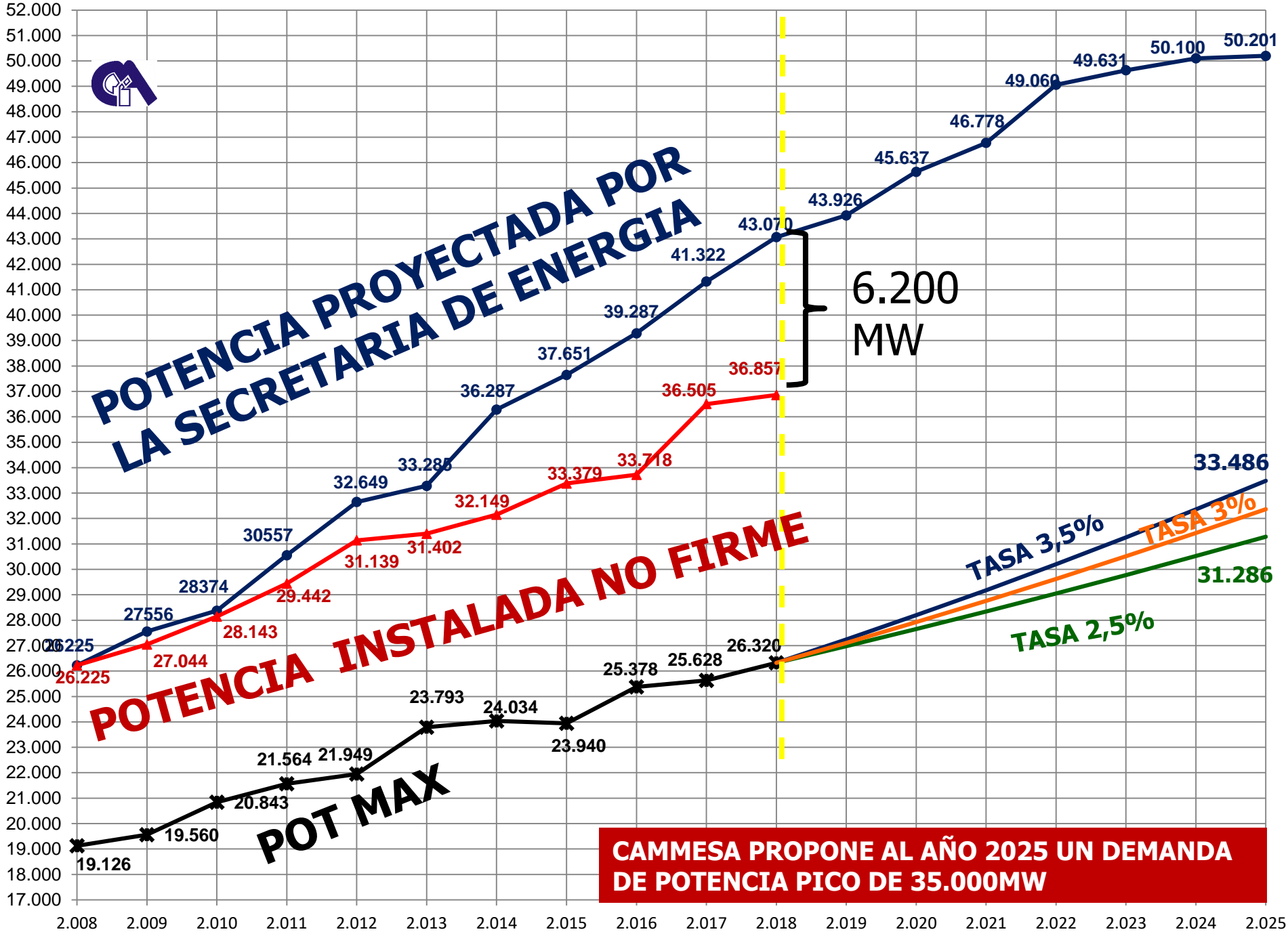


POTENCIA PROYECTADA POR LA SECRETARIA DE ENERGIA

POTENCIA INSTALADA NO FIRME

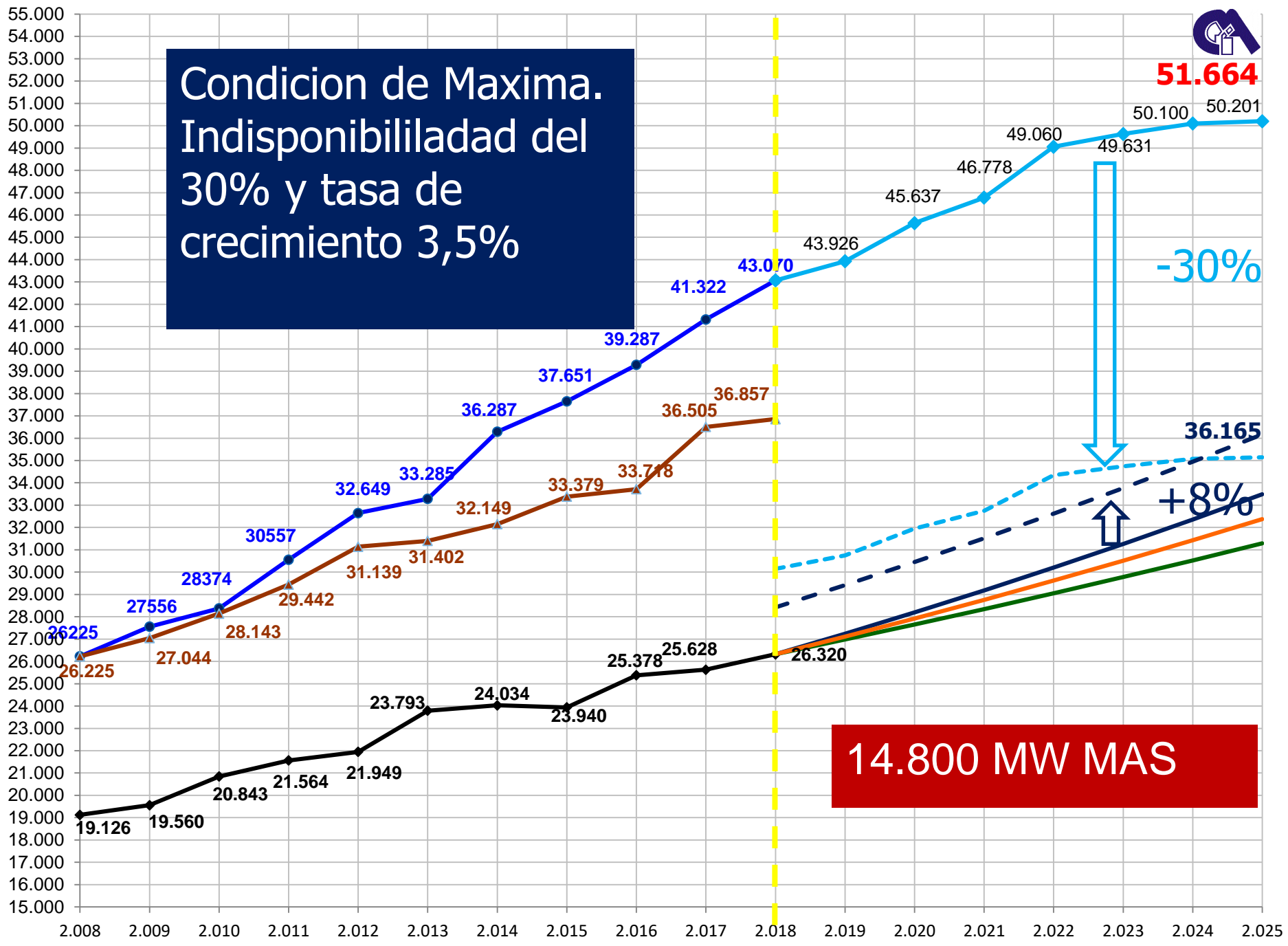
POT MAX

CAMMESA PROPONE AL AÑO 2025 UN DEMANDA DE POTENCIA PICO DE 35.000MW





Condicion de Maxima.
Indisponibilidad del
30% y tasa de
crecimiento 3,5%



51.664

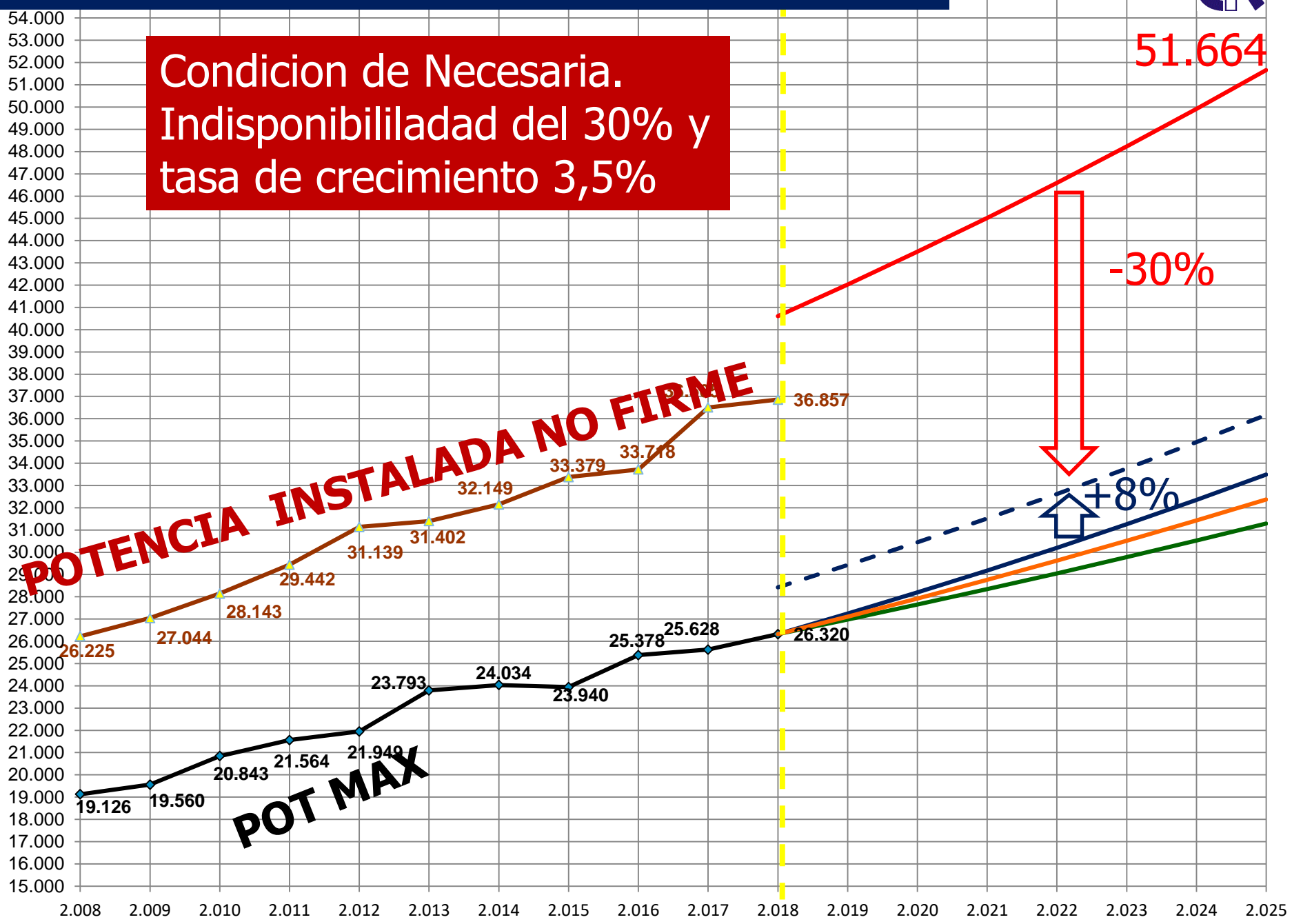
-30%

+8%

14.800 MW MAS



Condicion de Necesaria.
Indisponibililadad del 30% y
tasa de crecimiento 3,5%



POTENCIA INSTALADA NO FIRME

POT MAX

-30%

+8%

Análisis de los gráficos anteriores



Si elegimos una tasa media de 3,5% (como condición mas desfavorable) en el año 2025 alcanzaríamos una potencia máxima de 33.486 MW (CAMMESA considera que será de 35.000MW), considerando 8 % de reserva y colocándonos en una situación desfavorable relativo a la indisponibilidad puntual en Pico de Potencia del 30% tendríamos que tener instalados 51.664 MW (muy parecido a lo proyectado por la secretaria de energía en el año 2007) 14.800 MW mas relativo a lo instalados (base junio 2018 , 36.857 MW), y en 7 años (2100 MW/año).

Siguiendo con la tasa de crecimiento del 3,5% por supuesto si la indisponibilidad puntual es del 20% se necesitan 45.206 MW 8.349 mas que lo actual (1200 MW/año).

RESUMIENDO

Ampliando nuestro análisis al año 2030 (36.505 MW base Dic 2017)

	Demanda de Potencia Pico con Reserva en MW	Pot a inst MW
	3,5% + 8%	3,5% + 8%+30%
2,019	29,420	42,029 (39.638 MW Sep 19)
2,020	30,450	43,500
2,021	31,516	45,023
2,022	32,619	46,599
2,023	33,761	48,230
2,024	34,942	49,918
2,025	36,165	51,665
2,026	37,431	53,473
2,027	38,741	55,345
2,028	40,097	57,282
2,029	41,501	59,286
2,030	42,953	61,361

De acuerdo a la secretaria de energia. Base dic 2017
Tendencial +36.505 MW+**34.400** MW =70.905 MW
Eficiente +36.505 MW+**26.500** MW =63.005 MW
en 13 años???????????? (Base dic 2017) al 2030



CONSIDERACIONES DEL INSTITUTO IAE GRAL MOSCONI



La incorporación masiva de centrales eléctricas que generen a partir de fuentes renovables no convencionales, la reanudación en la Argentina de la antigua tradición de construcción de grandes obras hidroeléctricas y la consolidación de la energía nuclear al servicio del sector eléctrico, constituyen conjuntamente con las políticas de eficiencia energética la columna vertebral de las nuevas políticas hacia el sector eléctrico. De ello se habla cuando nos referimos a la diversificación de la matriz eléctrica.



SITUACION NEA



Adecuación de EBY reabre puertas para vender energía a otros países . Asunción del Paraguay 01 de septiembre de 2019

Desde diciembre, ANDE podrá retirar toda su energía de Yacyretá y además encara la interconexión del sistema. Con esto, la posibilidad de lograr un mejor precio por su excedente se tornaría viable. La construcción de la línea de 500 kilovoltios de Yacyretá (kV) y la adecuación de las barras de la central, permitirán que Paraguay ya retire el 100% de la energía que le corresponde en la mencionada hidroeléctrica, aunque hoy el consumo del sistema paraguayo no necesita usar toda la generación de sus binacionales.



PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DE PARAGUAY

Año	Potencia utilizada (MW)	Potencia excedente (MW)	Energía utilizada (GWh)	Energía excedente (GWh)
2019	3.484	4.209	17.903	40.097
2020	3.763	3.930	19.335	38.668
2021	4.064	3.629	20.882	37.118
2022	4.389	3.304	22.553	35.447
2023	4.740	2.953	24.357	33.643
2024	5.119	2.574	26.306	31.694
2025	5.529	2.164	28.410	29.590
2026	5.971	1.722	30.683	27.317
2027	6.449	1.244	33.137	24.863
2028	6.965	728	35.788	22.212
2029	7.522	171	38.652	19.348
2030	8.124	0	41.744	16.256

Obs.: En el 2030, ya no habrá excedentes de potencia y energía de binacionales. Restarán solo las fuentes locales.

Fuente: Ippse

Diario Última Hora



Energía

<https://www.lapoliticaonline.com/>

5 de Septiembre, 2019

Pelagra el abastecimiento energético de Misiones por el crecimiento económico de Paraguay

El país vecino comenzó a usar el excedente de Yacyretá que antes vendía a la Argentina. La provincia debate reimpulsar el mega proyecto hidroeléctrico Corpus para compensar esta pérdida.

Pelagra el abastecimiento energético de Misiones por el crecimiento económico de Paraguay

Por Fernando Heredia

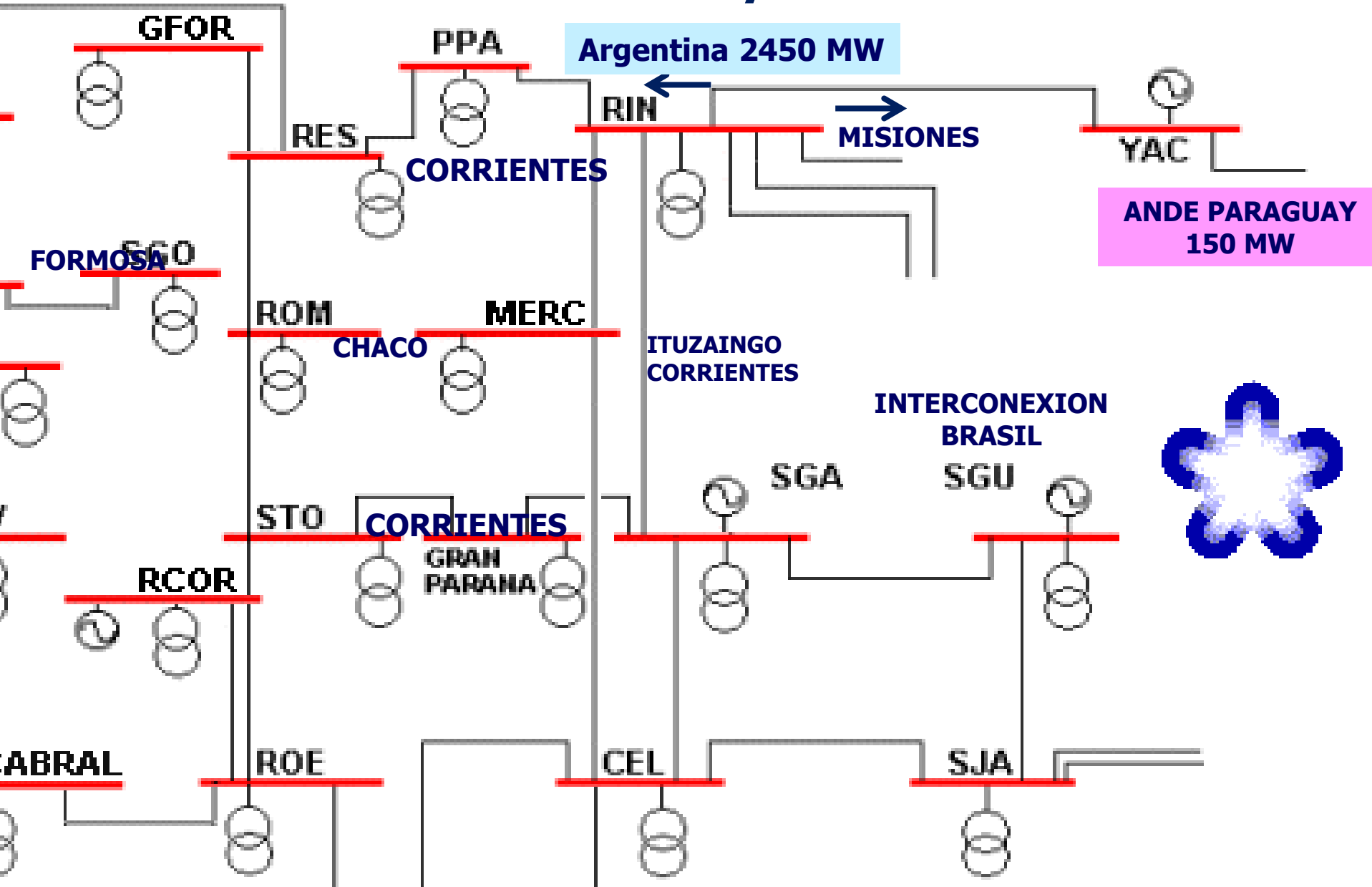
El país vecino comenzó a usar el excedente de Yacyretá que antes vendía a la Argentina. La provincia debate reimpulsar el mega proyecto hidroeléctrico Corpus para compensar esta pérdida.



SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA

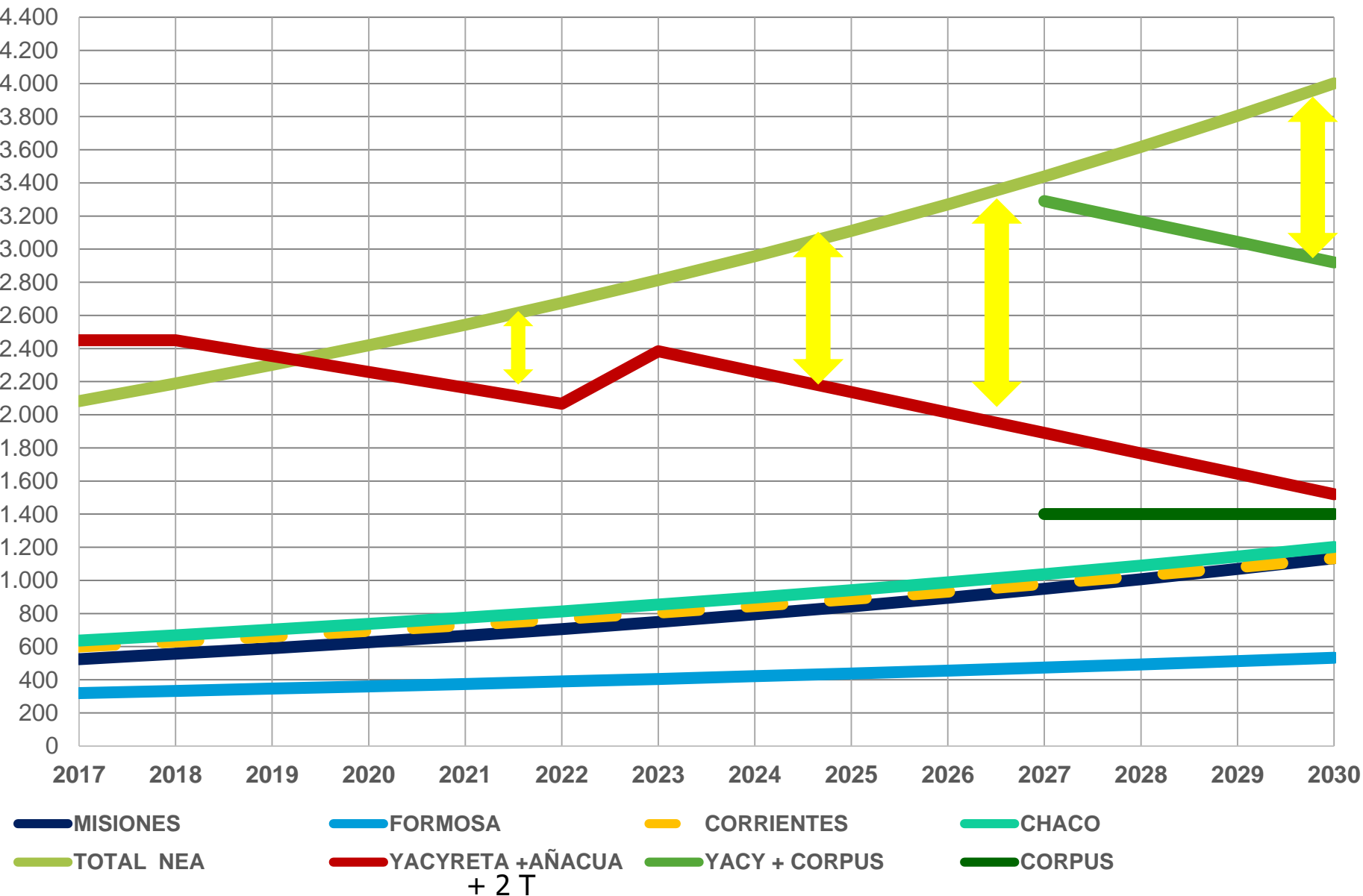
PROVINCIA DE MISIONES

Yacyreta Pmed Max 2600 MW



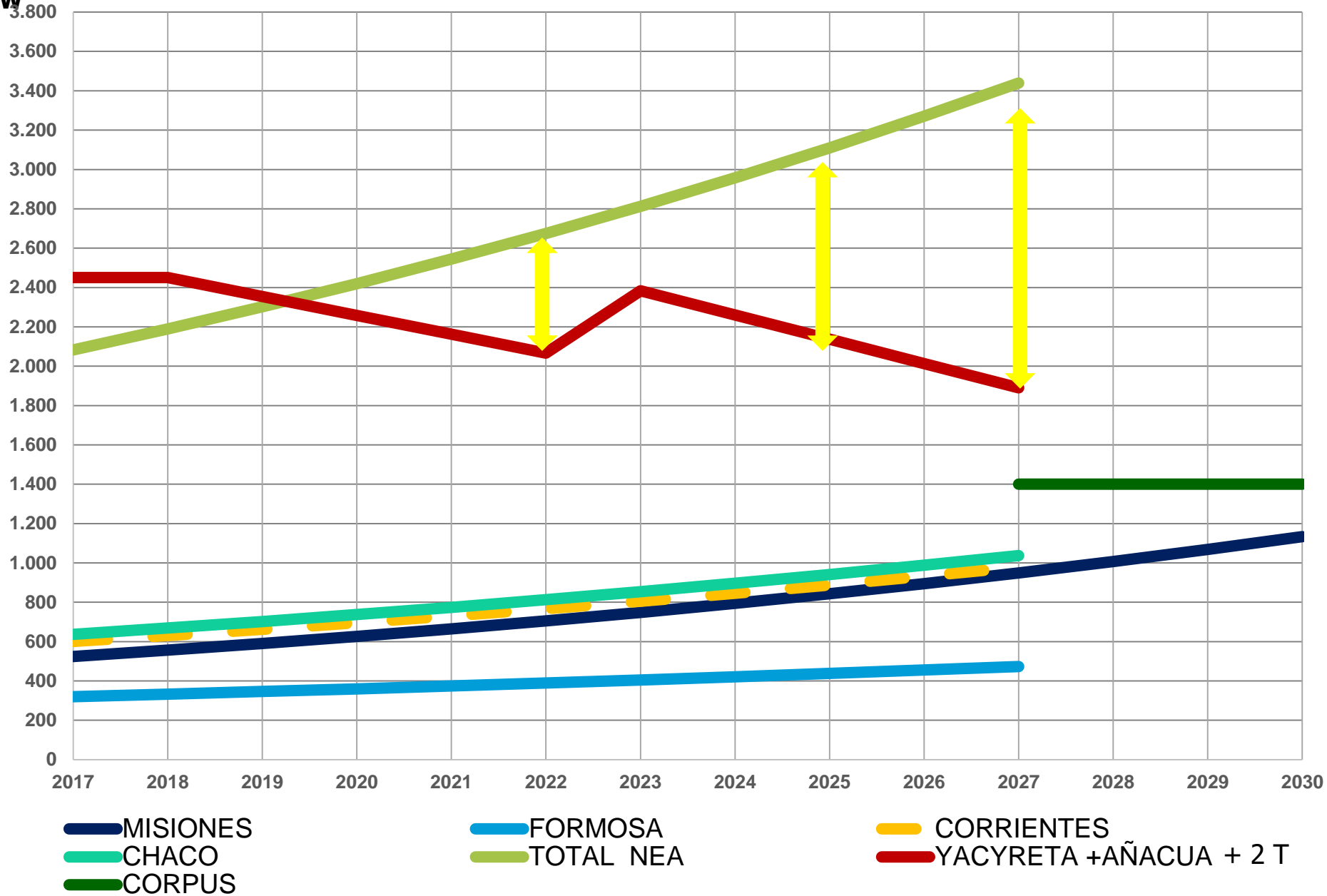
Análisis crecimiento del NEA 1

MW

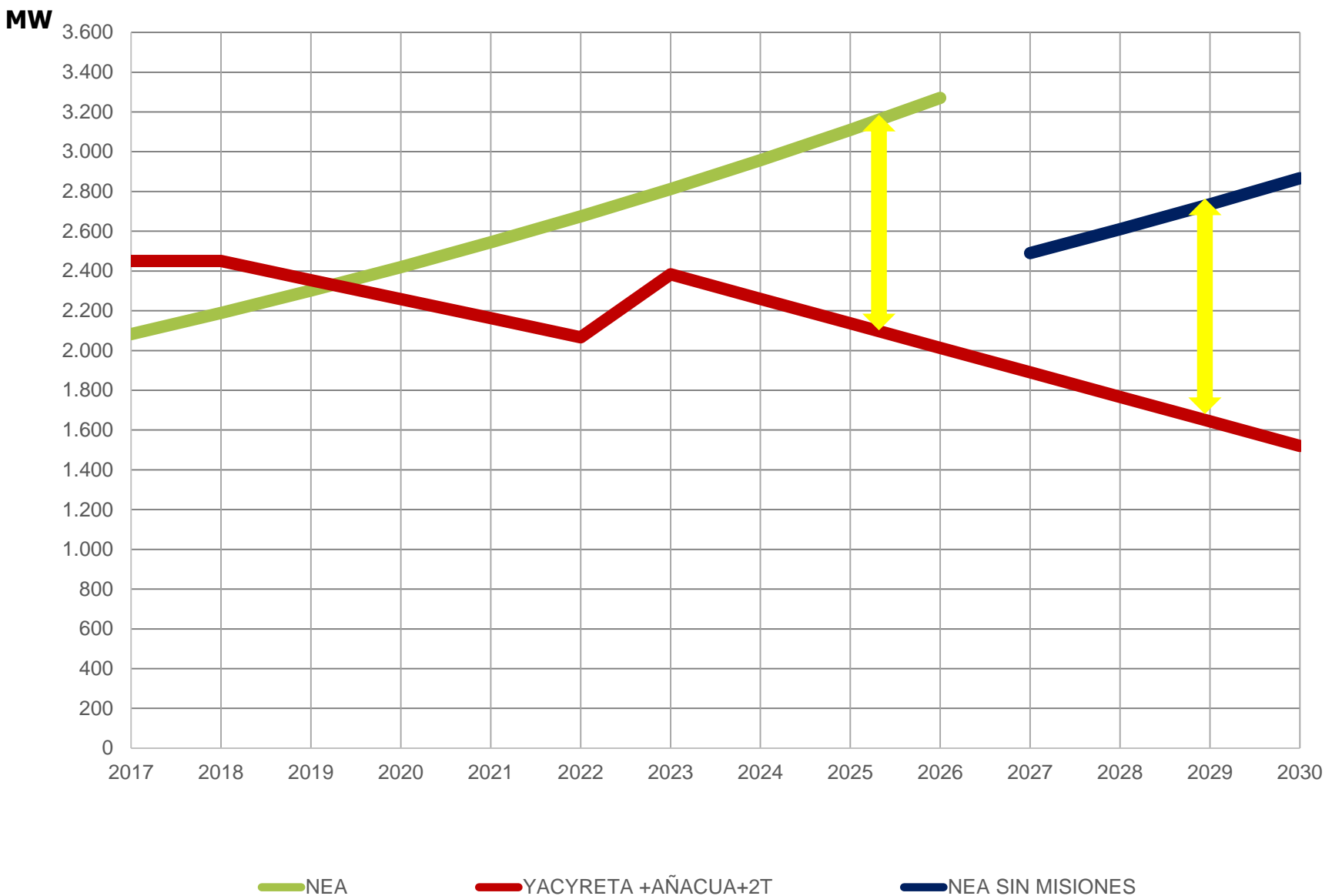


Análisis crecimiento del NEA 2

MW



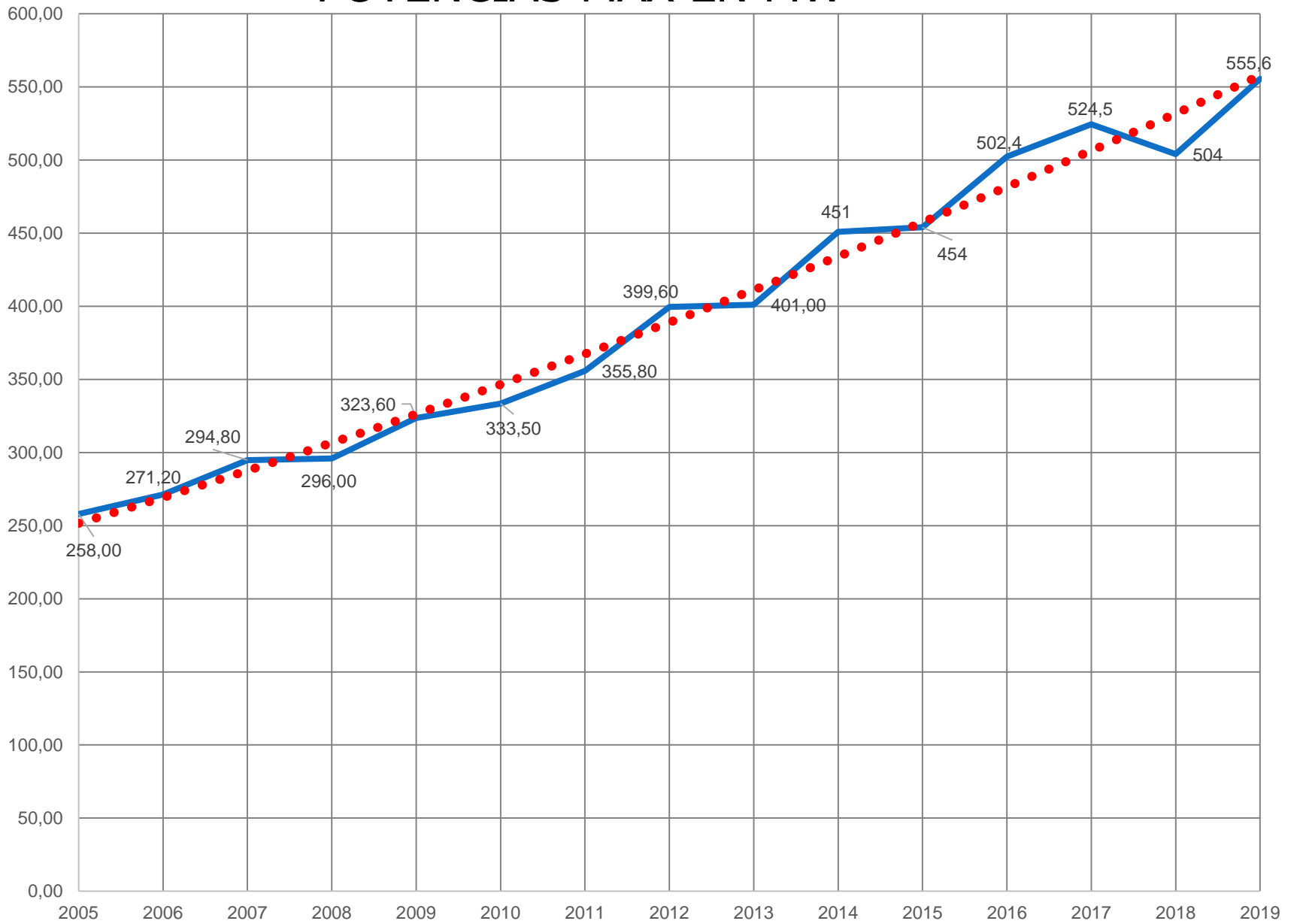
Análisis crecimiento del NEA 3



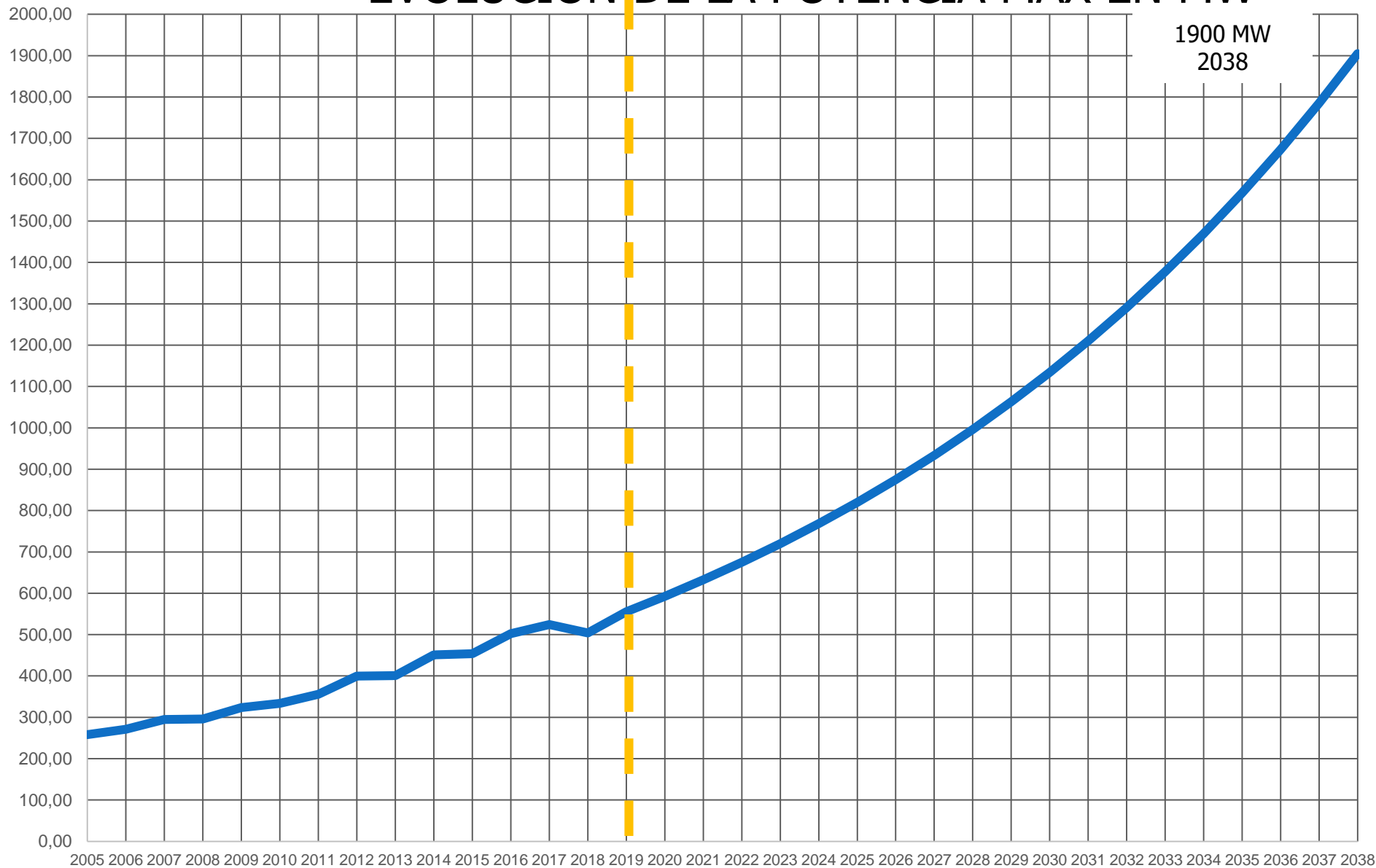
SITUACION MISIONES



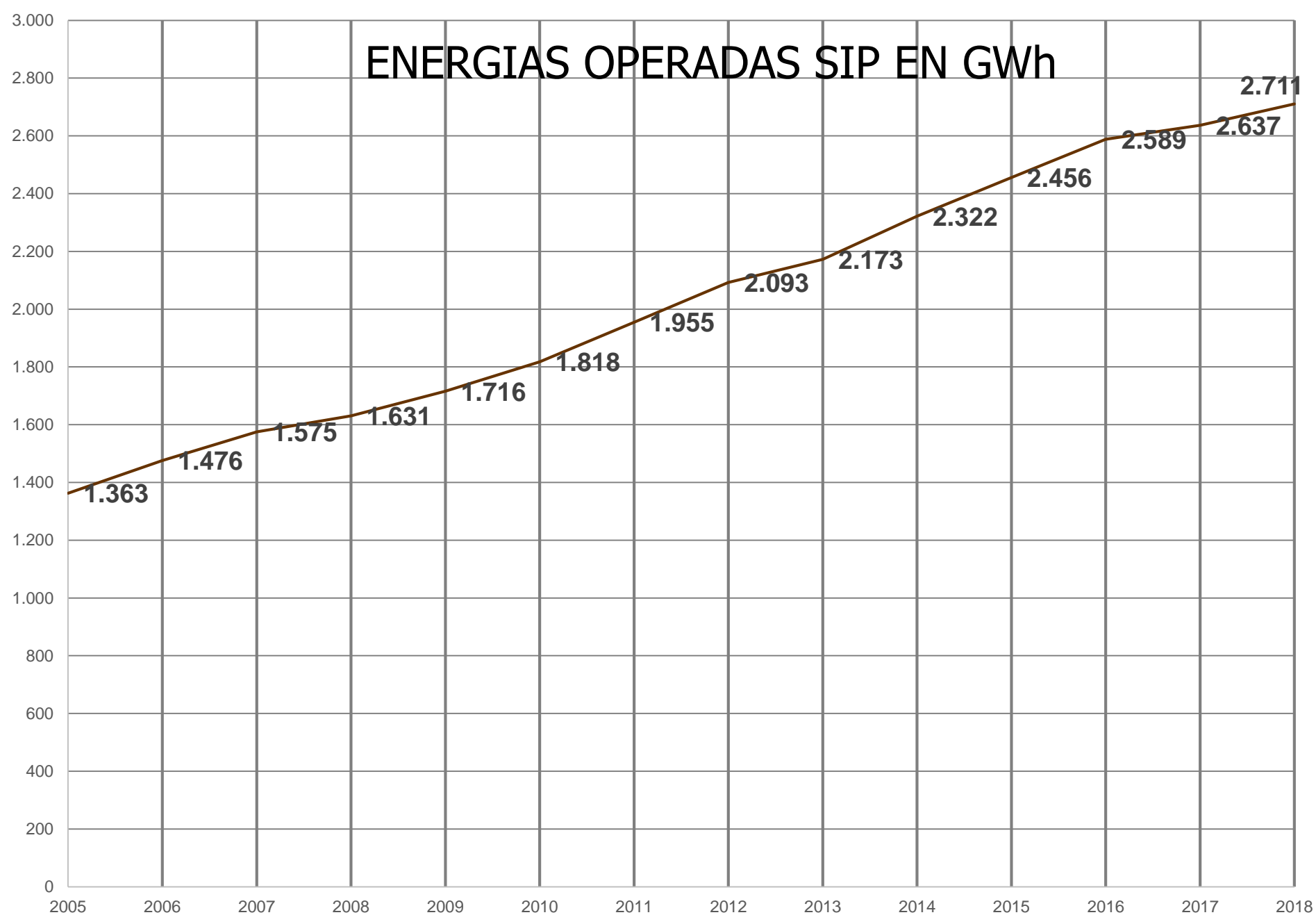
POTENCIAS MAX EN MW



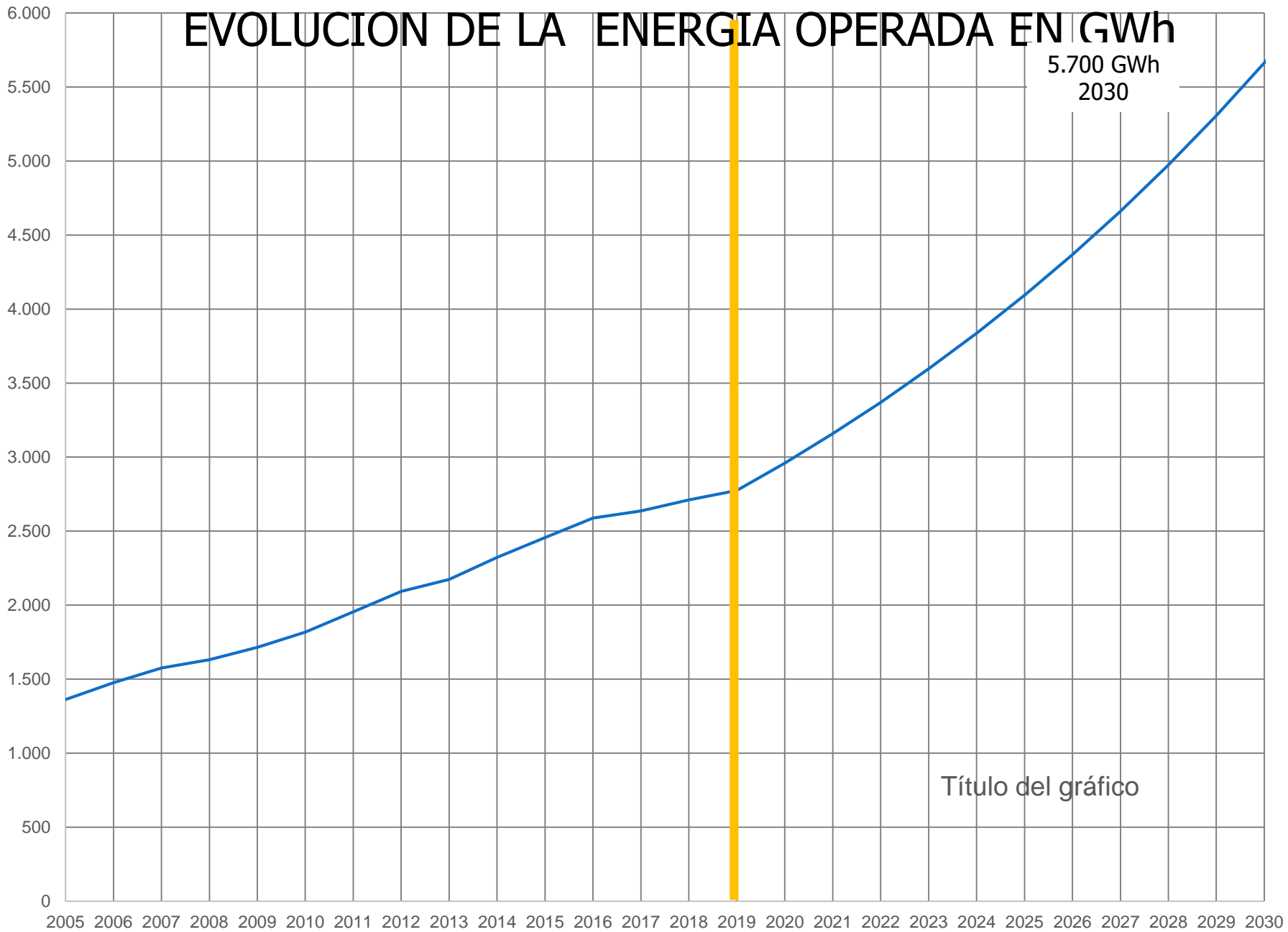
EVOLUCION DE LA POTENCIA MAX EN MW



ENERGIAS OPERADAS SIP EN GWh



EVOLUCION DE LA ENERGIA OPERADA EN GWh



5.700 GWh
2030

Título del gráfico



Con respecto a la **Generación por Biomasa** también en algún momento se planteó el tema de que Misiones podría ser sustentada solo por esta fuente. Hace unos pocos años había llegado a la Secretaría y al CPAIM un proyecto de biomasa muy ambicioso, que promovía un nivel de generación para sustentar todo el consumo de toda la provincia de Misiones. En consecuencia de acuerdo a los cálculos realizados por el grupo de profesionales de la Secretaría y del CPAIM daban las siguientes consideraciones:



La biomasa es rentable cuando el objetivo primario del proceso de la madera es la generación de productos de los mismos para exportación y generación como planas tirantes, machimbres, aglomerados etc. etc y todos los productos de la madera, y que el sobrante que no se puede utilizar lo utilizan para generación mediante una caldera. Que es rentable en los grandes acopios y eso solo se da en los grandes procesos industriales como papeleras y fabricas de placas para exportación etc. etc



Finalmente el resultado del análisis realizado estudio, surgió un numero interesante que fue el traslado de las miles de toneladas de material para las plantas de biomasa y ese número “hipotético” nos había dado que se debían mover más de 2800 camiones simultáneamente 24hs/7días todo el año para mantener las calderas funcionando y generando la potencia requerida de toda la provincia de Misiones,. Con este ejemplo queda en claro que deja de ser rentable por costos de fletes y por destrucción de la infraestructura vial provincial y por la contaminación que generarían el numero de camiones utilizados para el traslado del material.



“Las decisiones en el sector eléctrico, en general se han tomado en base a urgencias de corto plazo (situaciones conyunturales) que dejaban de lado la planificación energética a mediano y largo término”.

La Planificación Energetica debe ser una politica de Estado

**SIN ENERGIA NO
HAY DESARROLLO**

PBI <-> Tasa (energía)

**COMO CONCLUSION EN ABSOLUTAMENTE
NECESARIO REALIZAR LAS
PLANIFICACIONES ENERGETICAS Y LOS
ESTUDIOS ELECTRICOS
CORRESPONDIENTES ANTES DE TOMAR
DECISIONES POLITICAS AL RESPECTO.**

**TAMBIEN HAY QUE CONSIDERAR QUE HAY
QUE GENERAR UNA MATRIZ DE ENERGIA
ELECTRICA SUSTENTABLE QUE POSEA
UNA GRAN COMPONENTE DE GENERACION
DE BASE Y COMPLEMENTADA POR LA
GENERACION RENOVABLE NO
CONVENCIONAL**

SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA

PROVINCIA DE MISIONES



SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA



**Consejo Profesional de Ingeniería
de Misiones (CPAIM)**

AGRADECEN SU ATENCION

**Ingeniero Eduardo Antonio Soracco
MP CPAIM Numero 2330.**

**REALIDAD ENERGÉTICA
NACIONAL Y PERSPECTIVAS
REGIONAL**



F.E.B.A.P.

Federación Económica
Brasil, Argentina y Paraguay
Posadas 11 de abril de 2008

**Segundas Jornadas regionales de Ingeniería 2008
27 y 28 de Junio -Oberá Misiones**



Consejo Profesional de
Arquitectura
e Ingeniería de Misiones



Facultad de Ingeniería
de Oberá
Universidad Nacional
de Misiones

FUNDACION PLACIDO NOSIGLIA

**Seminario
Energía, Ambiente y Sociedad**
Posadas – Jueves 26 de Junio de 2008

Consejo Profesional de Arquitectura e Ingeniería de Misiones

**IV JORNADAS
REGIONALES
DE INGENIERIA DEL NEA
CORRIENTES 10 y 11 DE JUNIO DE 2010**

PONIENDO EN CONTACTO A LOS INGENIEROS EN TODO EL PAIS

Fadie
Federación Argentina de la Ingeniería Especializada

Posadas Misiones 23 de Abril de 2010

**Federación Argentina de la Ingeniería
Especializada**

"El Conocimiento Técnico al alcance de la Sociedad"

VII Jornadas Regionales de Ingeniería
FORMOSA 2013

**VII Jornadas regionales de Ingeniería 2013
27 y 28 de septiembre-Formosa**

UNIVERSIDAD DE LA CUENCA DEL PLATA
sede Posadas 8 de octubre 2013

**MIRADAS SOBRE
EL DESARROLLO
ENERGÉTICO Y REPRESAS**

**"ENERGÍA ELÉCTRICA, FUENTES DE
GENERACIÓN: HIDRÁULICA,
TÉRMICA, NUCLEAR Y
COMPLEMENTARIAS"**



**FEDERACIÓN DE COLEGIOS Y CONSEJOS
PROFESIONALES DE LA PROVINCIA DE
MISIONES**

semana del Profesional Universitario

11 de Septiembre de 2014

II Congreso Nacional de Ingeniería
VIII Jornadas Regionales de Ingeniería del NEA
I Jornada de Extensión y Vinculación Tecnológica

"Extensibilismo, Innovación y Transferencia Tecnológica. Claves para el Desarrollo"

**Viernes 10 - Sábado 11
Octubre de 2014**



XIXO Jornadas Regionales
de Ingeniería Interprofesionales
y Multidisciplinarias

24 y 25 de septiembre de 2015

Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional del Nordeste
Av. las Heras 727, Resistencia - Chaco



PONIENDO EN CONTACTO A LOS INGENIEROS EN TODO EL PAIS



XII JORNADAS REGIONALES DE INGENIERÍA
III CONGRESO NACIONAL DE INGENIERÍA
CORRIENTES ARGENTINA 2018

**LA INNOVACIÓN TECNOLÓGICA
EN LA INGENIERÍA: GENERADORA
DEL DESARROLLO TERRITORIAL**

ADHIEREN

XIII Jornadas Regionales
de Ingeniería
Universidad y Empresa

Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional del Nordeste
Av. Las Heras 727 | Rocía - Chaco.

6 y 7 de septiembre.



Participación libre y gratuita previa inscripción. Solicitar por E-mail el link de inscripción on line.
 Secretaría de Extensión y Transferencia | Facultad de Ingeniería (UNNE) | extensión@ing.unne.edu.ar
 Av. Las Heras 727, Resistencia - Chaco. | (0362) 4420076 Int: 118



II CONGRESO NACIONAL DE ESTUDIANTES
DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA
Y CARRERAS AFINES
9 al 12 de Octubre 2019 - Oberá - Misiones



**JORNADA DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA E INDUSTRIA,
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, QUÍMICAS Y NATURALES
UBICADA EN EL CAMPUS DE LA UNAM. POSADAS MISIONES
13 DE DICIEMBRE DE 20129**