

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)**

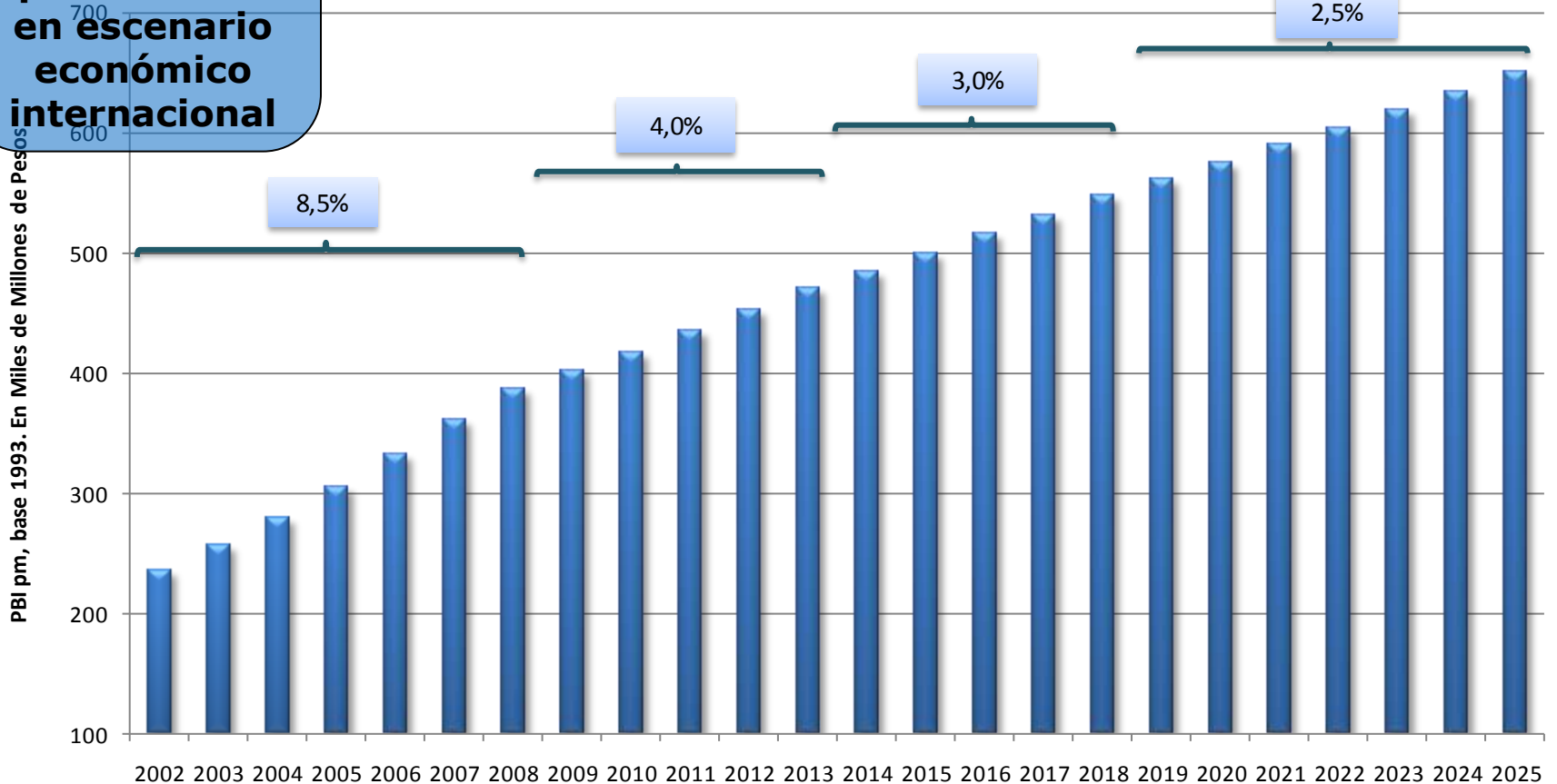
Secretaría de Energía BASE 2007

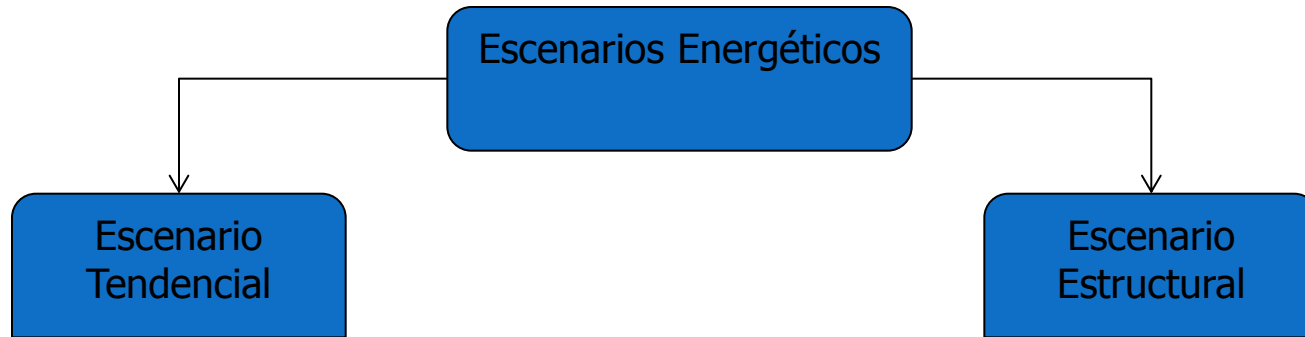


Escenario Socioeconómico Considerado

Evolución de la tasa del PBI (2002-2025)

En Revisión
por cambios
en escenario
económico
internacional





- 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

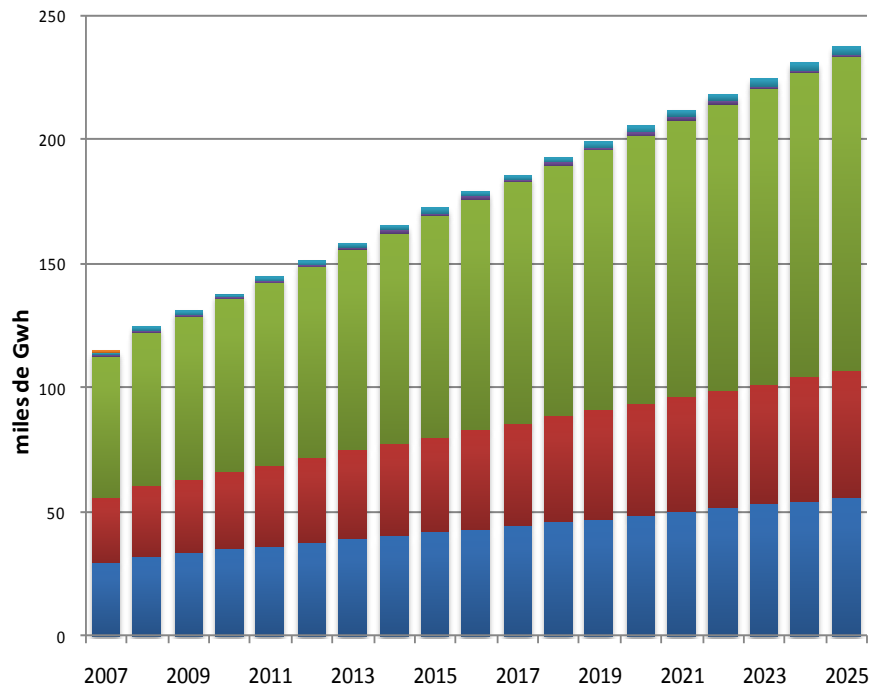
Fuente Secretaria de Energía de la Nación

Demanda Final de Energía Eléctrica

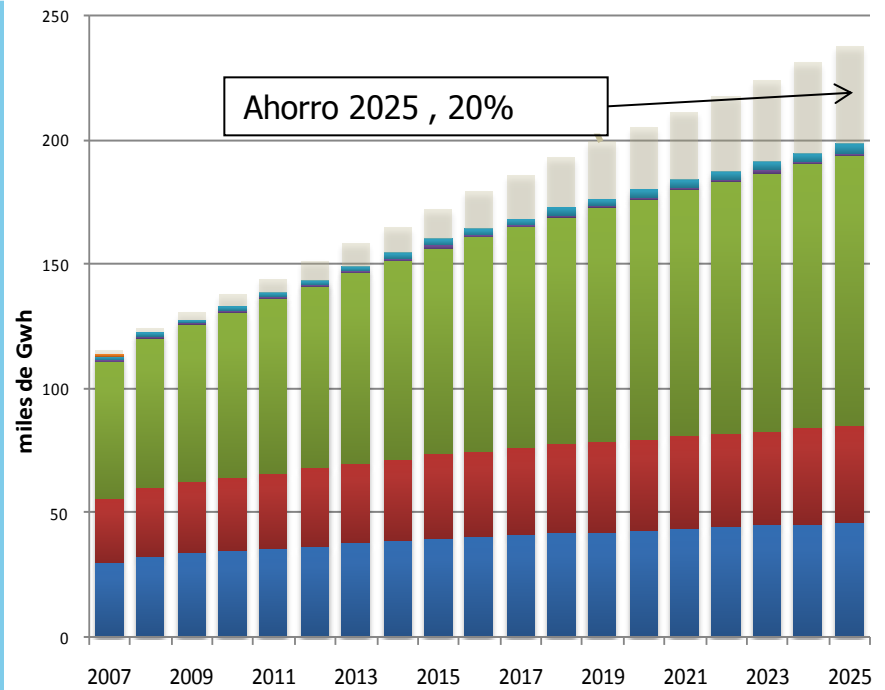
Por sectores



Escenario Tendencial

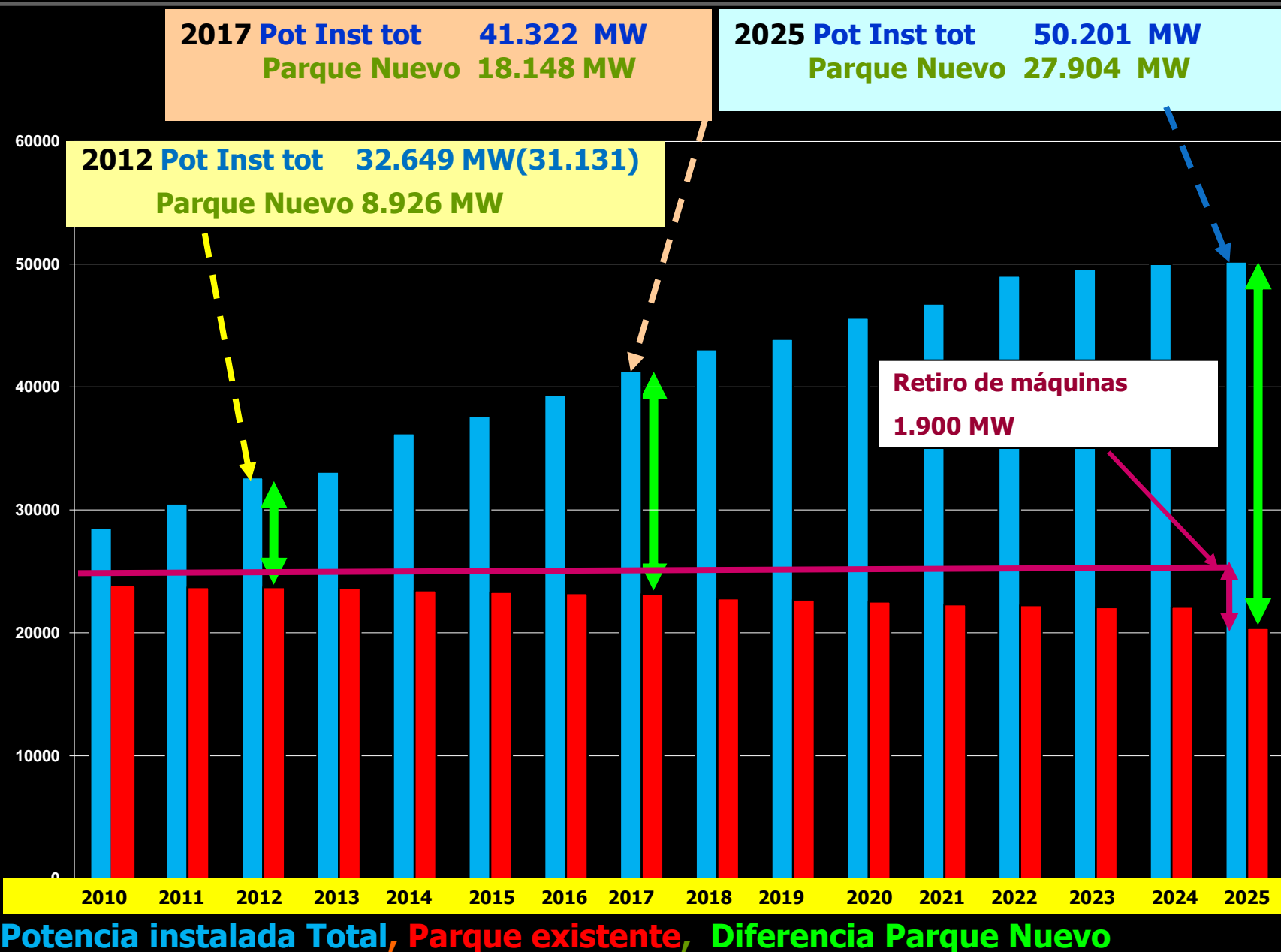


Escenario Estructural



Fuente Secretaria de Energía de la Nación

Evolución de la Potencia Instalada Total, Escenario Estructural



Potencia instalada Total, Parque existente, Diferencia Parque Nuevo

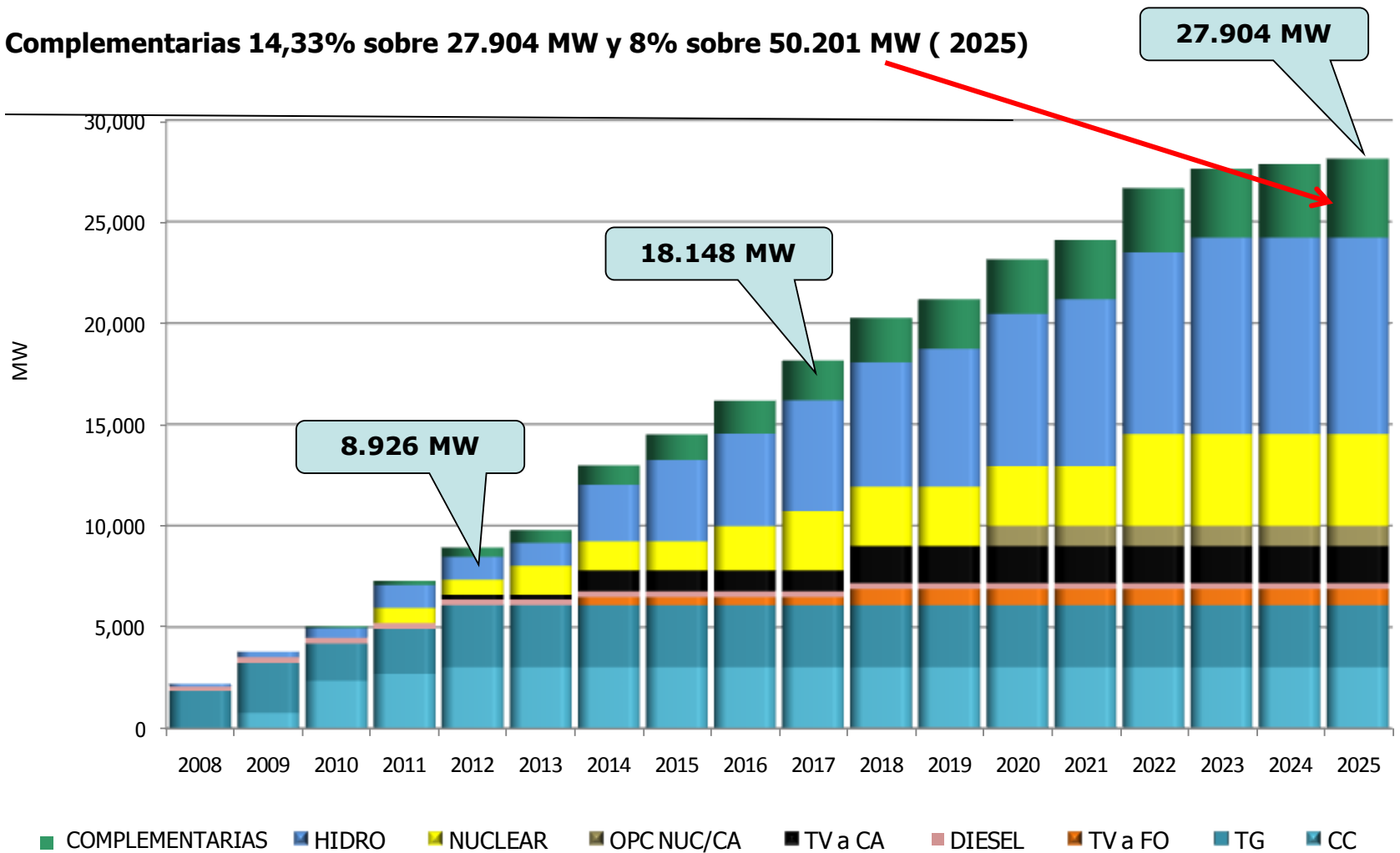
Evolución de la Potencia Instalada Total, Escenario Estructural



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



ANÁLISIS DE LA POTENCIA A INSTALAR AL AÑO 2025

Proyectos Previstos

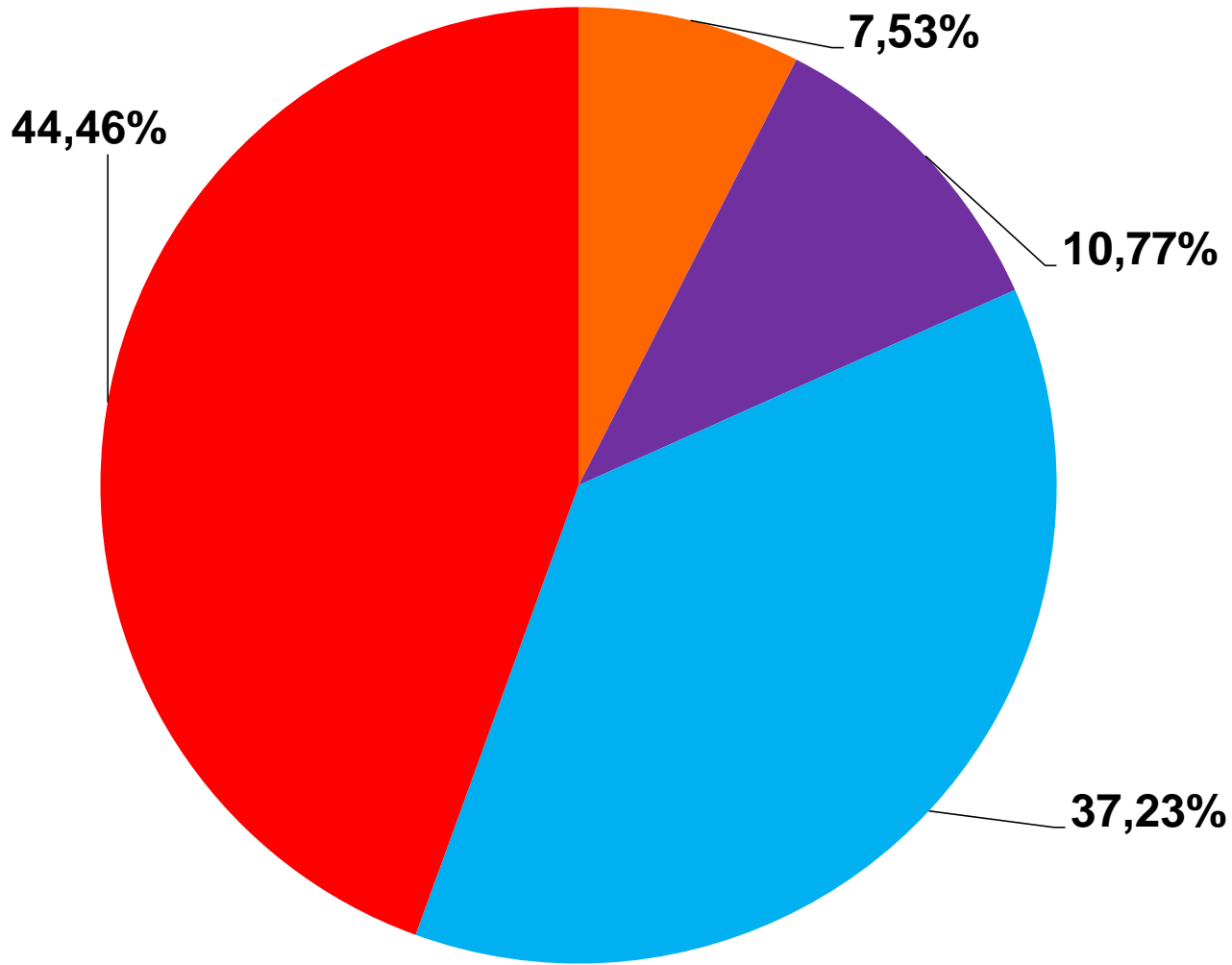
Según Gráficos Secretaría de Energía

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	Total 25.309 MW
CC	3.022 MW	
Total	27.904 MW	Diferencia sin definir 2.595 MW

Escenario estructural , ahorro 20%



ANALISIS DE LA POTENCIA INSTALADA AL AÑO 2025

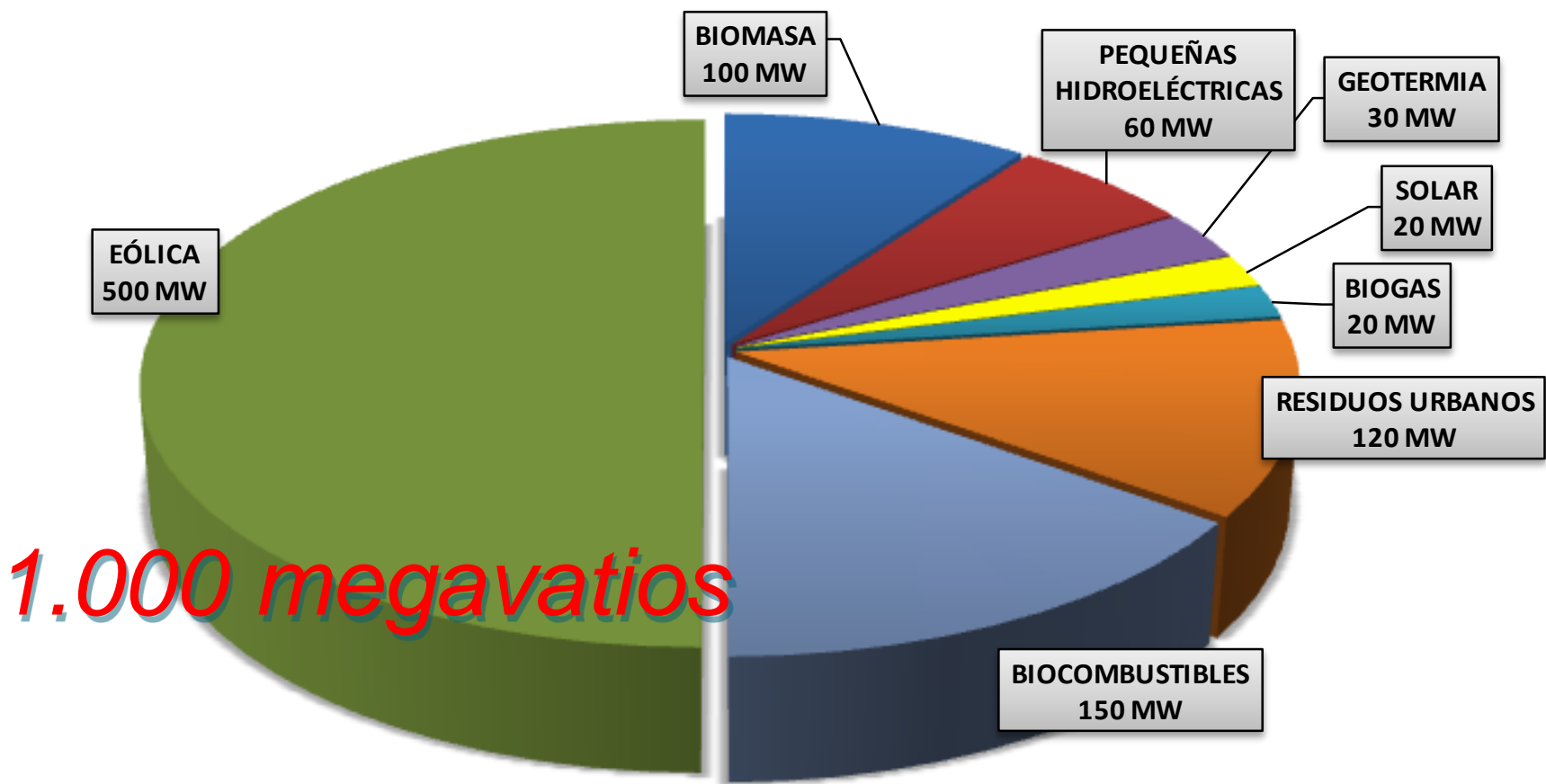


■ complementarias ■ nuclear ■ Hidro ■ Termica

Sec.Energ. Escenario estructural , ahorro 20%



GENREN (Complementarias)

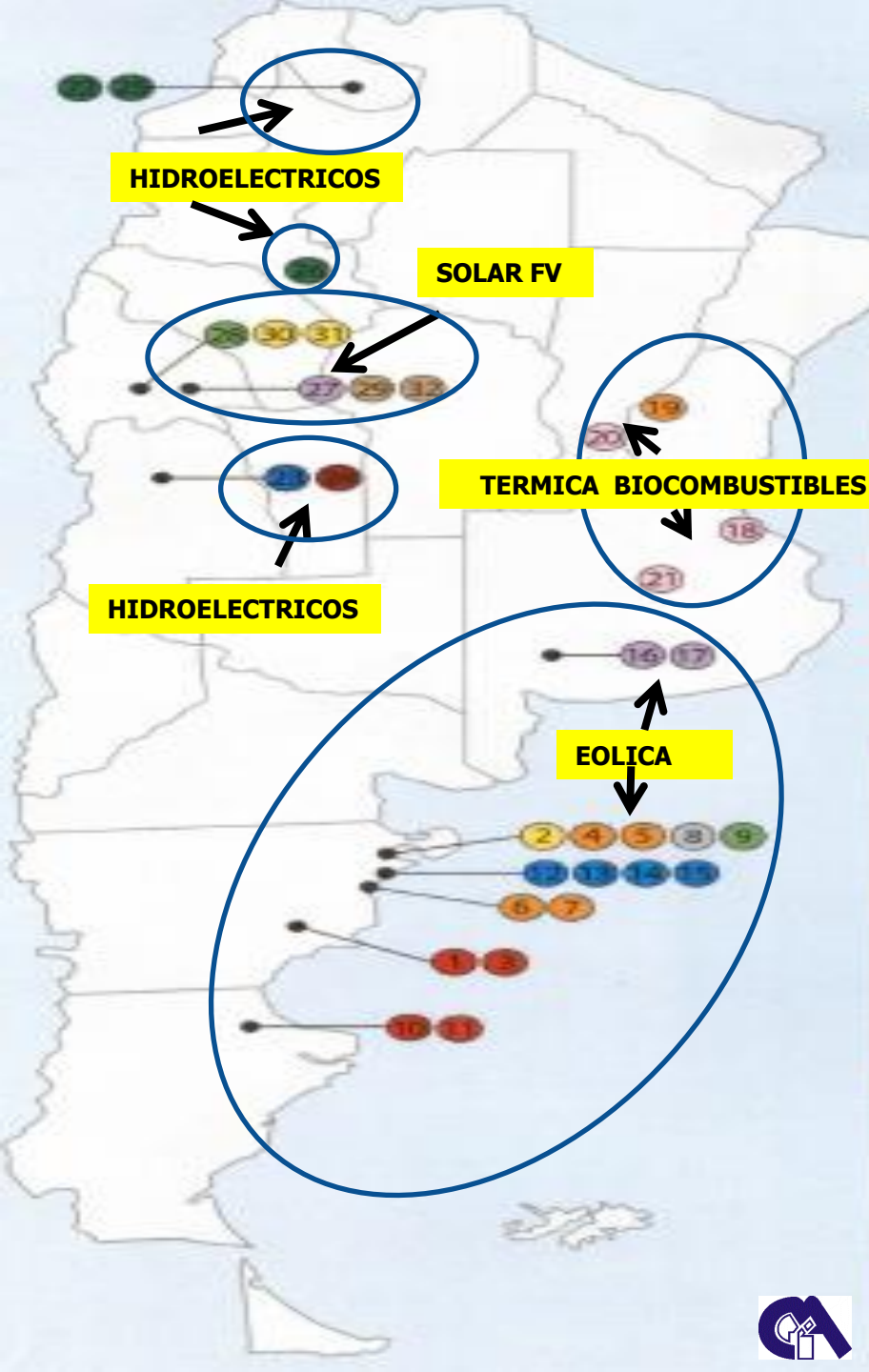


Fuente Secretaria de Energía de la Nación

Nota: la licitación fue cerrada por 895 MW, en Energía Renovable.

PROGRAMA DE PROVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTES RENOVABLES (GENREN)

POTENCIA TOTAL: 895 MW



Eólica - 754 MW		
Central	Proponente	Potencia MW
Melospina I	IMPISA	50,0
Poa. Madryn Oeste	Energías Sustentables S.A.	20,0
Melospina II	IMPISA	30,0
Poa. Madryn II	Engesud Renovables S.A.	50,0
Poa. Madryn I	Engesud Renovables S.A.	50,0
Rawson I	Engesud Renovables S.A.	50,0
Rawson II	Engesud Renovables S.A.	30,0
Poa. Madryn Sur	Patagonia Wind Energy S.A.	50,0
Poa. Madryn Norte	International New Energies S.A.	50,0
KOLUËL KAIKE I	IMPISA	50,0
KOLUËL KAIKE II	IMPISA	25,0
Loma Blanca I	Isolux S.A.	50,0
Loma Blanca II	Isolux S.A.	50,0
Loma Blanca III	Isolux S.A.	50,0
Loma Blanca IV	Isolux S.A.	50,0
Tres Picos I Bólica	Sogestic S.A.	49,5
Tres Picos II Bólica	Sogestic S.A.	49,5

Térmica con Biocombustibles - 110,4 MW		
Central	Proponente	Potencia MW
Bella Vista	Nor Aclay S.A.	8,4
Paraná	Engesud Renovables S.A.	34,0
San Lorenzo	Nor Aclay S.A.	34,0
Bragado	Nor Aclay S.A.	34,0

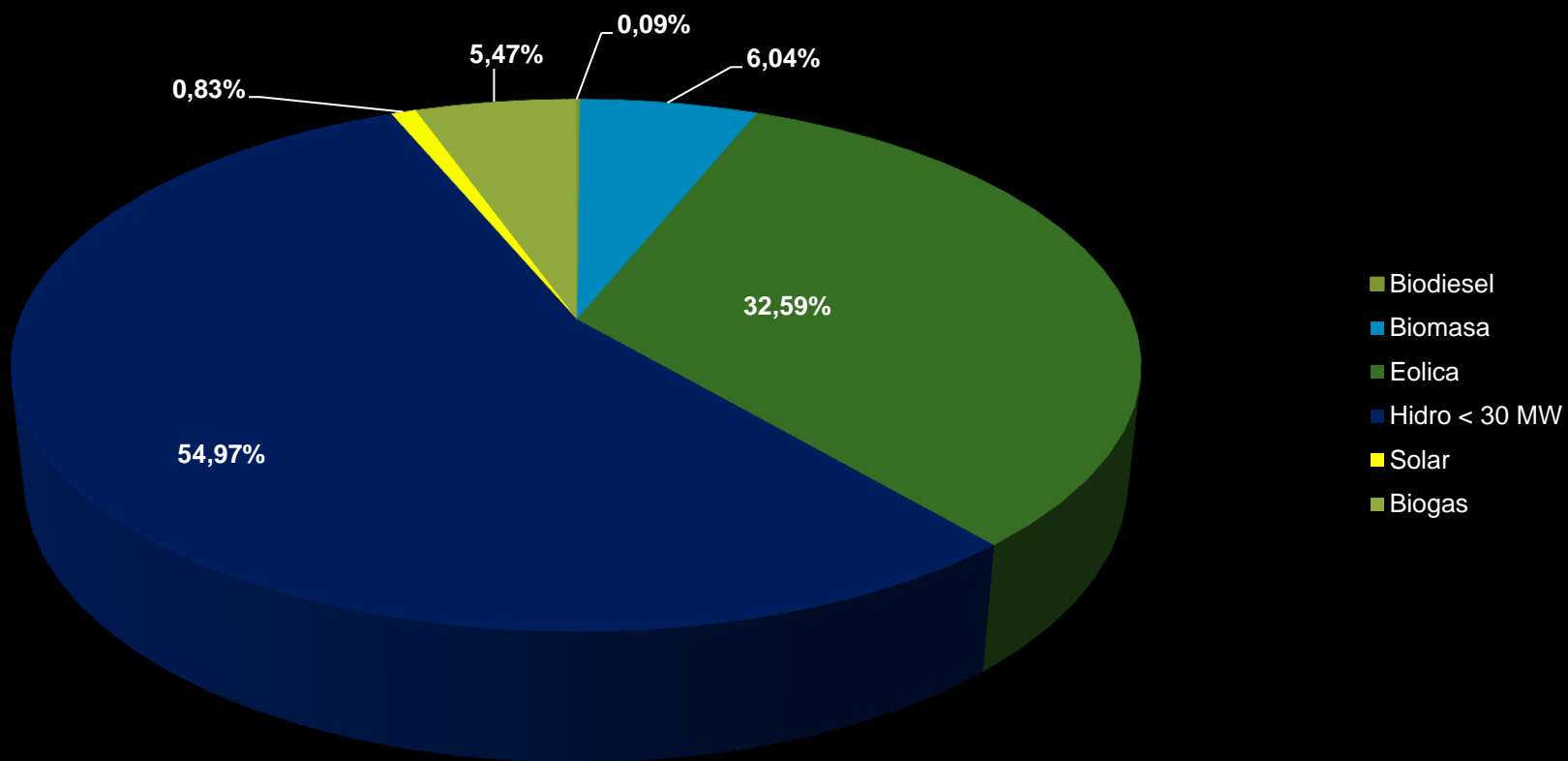
Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos - 10,6 MW		
Central	Proponente	Potencia MW
La Rápida	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	4,2
La Lujánica	SIRU S.R.L.	1,7
Lujan de Cuyo	Centrales Térmicas Mendoza S.A.	1,0
Los Algarrobos	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	2,3
Las Pirquitas	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	1,4

Solar Fotovoltaica - 20 MW		
Central	Proponente	Potencia MW
Chimbera II	Nor Aclay S.A.	5,0
Cañada Honda II	International New Energy S.A.	5,0
Chimbera I	Generación Eólica S.A.	3,0
Cañada Honda I	Energías Sustentables S.A.	3,0
Cañada Honda I	Energías Sustentables S.A.	2,0
Chimbera I	Generación Eólica S.A.	2,0



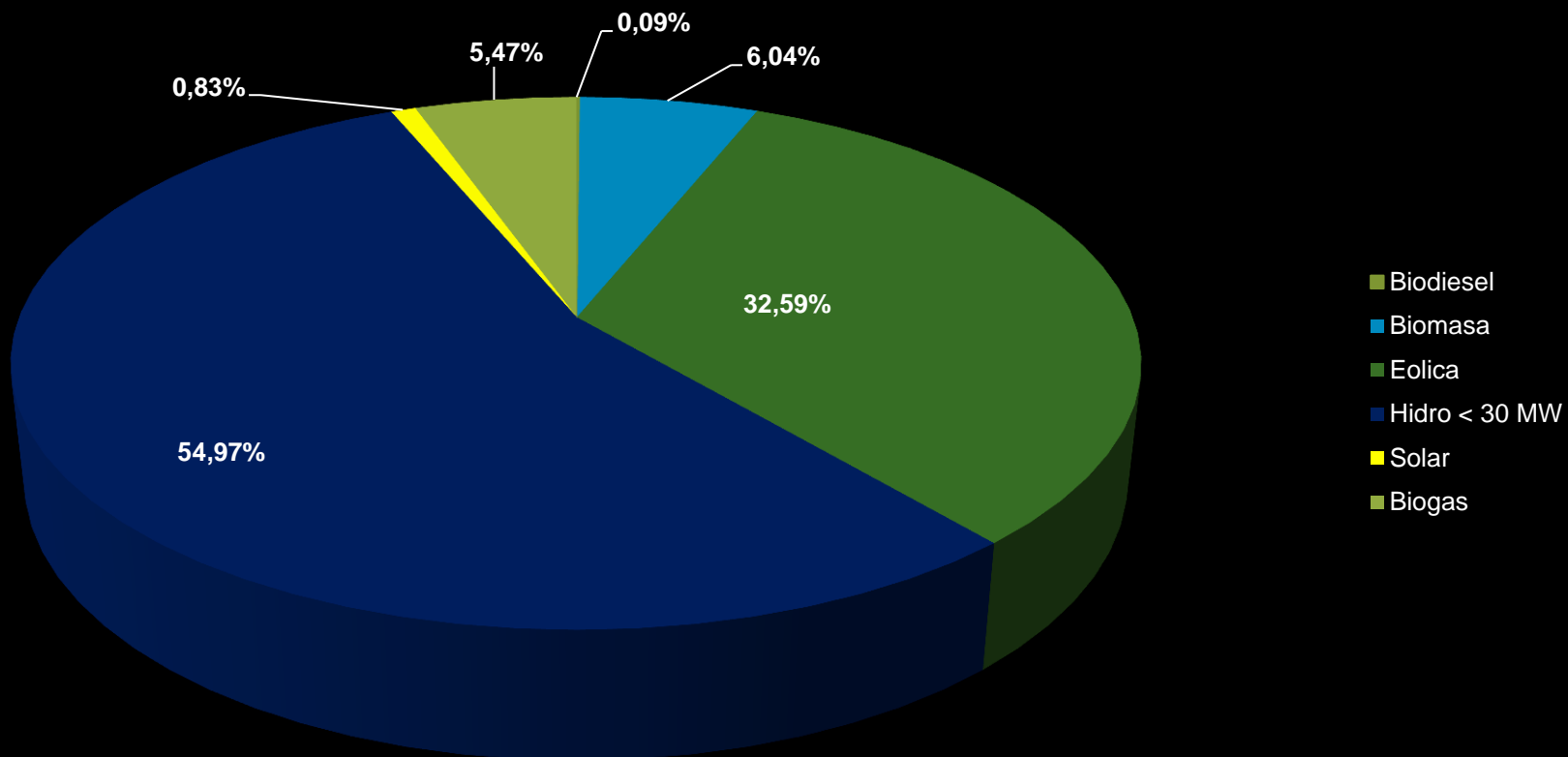
OCTUBRE 2015

GENREN 2014 RENOVABLES NO CONVENCIONALES



ENERGIA GWh	2011	2012	2013	2014
Biodiesel	32,5	170,2	2,2	1,6
Biomasa	97,6	127	133,9	113,7
Eolica	16	348,4	447	613,3
Hidro < 30 MW	876,6	1069,2	895,8	1034,5
Solar	1,76	8,1	15	15,7
Biogas	0	35,6	108,5	103
	1024,46	1758,5	1602,4	1881,8
SADI	121232	125804	129703	131138
REL SADI	2011 0,85%	2012 1,40%	2013 1,24%	2014 1,43%

GENREN 2014 RENOVABLES NO CONVENCIONALES

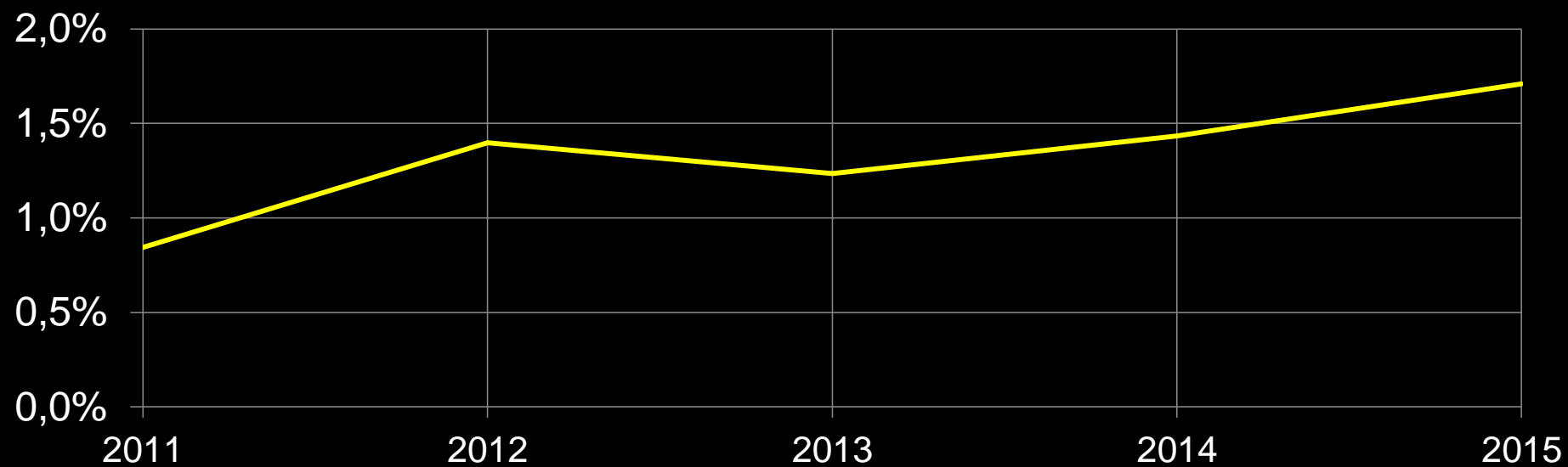
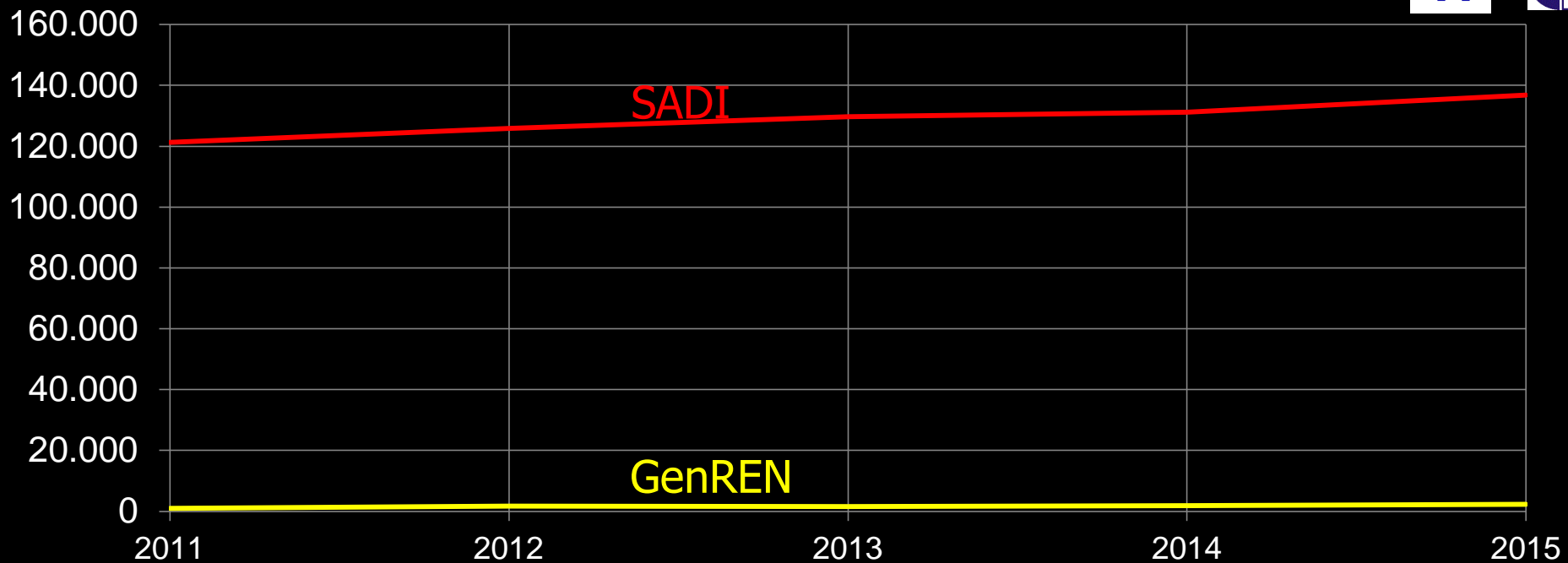


**ES POCO PROVABLE QUE PARA EL AÑO 2016 SE LLEGUE
AL 8% DE GENERACION RELATIVA A LA TOTAL**

GENREN 2015 RENOVABLES NO CONVENCIONALES



GWh



OCTUBRE 2015





GUÍA DE REFERENCIA 2013 - 2020



2. Principales Hipótesis

Tasa de crecimiento de Potencia

Últimas potencias pico del SADI

2009: 19566 MW - 23/07/2009 19:59 hs (2,3%)

2010: 20843 MW - 03/08/2010 19:45 hs (6,5%)

2011: 21564 MW - 1º/08/2011 20:18 hs (3,5%)

2012: 21949 MW - 16/02/2012 15:10 hs (1,8%)

2013: 22169 MW - 1º/02/2012 15:35 hs (1,0%)

Se adoptó una tasa de crecimiento anual del **4%**

3,91%

Proyección de la demanda del SADI

Valores en MW

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
23300	24232	25201	26209	27258	28348	29482	30661

Crecimiento 2013 - 2020: **8712 MW**

23.793 MW

24.034 MW



GUIA DE REFERENCIA DE TRANSENER 2013-2020

INCORPORACIONES PARQUE GENERADOR

		MW	ingreso			MW	ingreso
PE	LOMA BLANCA	200	13 -14-16	PE	MALAESPINA	80	2016
CN	ATUCHA II	745	Ingresada en 2014	PE	LA DESEADA	600	16-17-18
CT	RIO TURBIO	240	2014	CC	BRIGABIER LOPEZ	270	2017
PE	PUERTO MADRYN	220	15-15-16	PE	ARAUCO	25	2017
CT	MIRAMAR	42	14	PE	SARAÍ	300	17-18
CC	VUELTA DE OBLIGADO	810	15-16	CH	LOS BLANCOS	324	2019
CC	MANUEL BELGRANO II	810	15-17	CH	CHIUIDO I	640	2019
CC	GUILLERMO BROWN	900	15-20	PE	EL ANGELITO	200	2019
CC	GENELBA PLUS	80	15	CH	PTE N KICHNER GOB. JORGE	1140	2020
CC	ENSENADA BARRAGAN	270	2016	CH	CEPERNIC	600	2020
PE	KOLUEL KAIKE	75	2016	CC	LOS PERALES	37	2020



INCORPORACIONES POR TIPO DE CENTRAL

TIPO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL	
EOLICA	50	100	205	420	225	330	370	-----	1530	18,07%
HIDRAULICA	-----	-----	-----	-----	-----	-----	964	1740	2704	31,93%
NUCLEAR	-----	745	-----	-----	-----	-----	-----	-----	745	8,80%
TERMICA	240	392	1410	540	400	-----	-----	337	3319	39,19%
TOTAL	263	1237	1615	960	625	330	1334	2077	8468	



APUAYE : INCORPORACIONES POR TIPO DE CENTRAL



**Asociación de Profesionales Universitarios
del Agua y la Energía Eléctrica**

APUAYE : INCORPORACIONES POR TIPO DE CENTRAL

AÑO		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Vuelta de Obligado	CC	540	270							
Atucha II(Carga Completa)	NUC		745							
Rio Turbio	TV	120	120							
Guillermo Brown	CCA			290	290	290				
brigadier López	CCC	240								
Ensenada de Barragan	CCC	120								
Embalse Recuperacion	NUC R					648				
Enarsa Gen Dist Diesel	CCA	100	100							
Aña Cua	HI							90	180	
Belgrano II	CCA		540	270						
RAWSON II	EOLICA		75							
Chiuidos I								425	425	
Nestor Kischer Condor Cliff	HI								275	275
Jorge Cepernik Barrancosa	HI								200	
Garabí- Panambí 50% ARG.	HI								500	500
Portezuelo Viento	HI								210	
Atucha III	NUC									1200

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total	1120	1850	560	290	938	0	515	1790	1975
Termica	1120	1030	560	290	290	0	0	0	0
Hidraulica	0	0	0	0	0	0	515	1790	775
Nuclear	0	745	0	0	648	0	0	0	1200
Eolica	0	75	0	0	0	0	0	0	0
Termica	100%	55,68%	100%	100%	30,92%	0%	0%	0%	0,00%
Hidraulica	0%	0,00%	0%	0%	0,00%	0%	100%	100%	39,24%
Nuclear	0%	40,27%	0%	0%	69,08%	0%	0%	0%	60,76%
Eólica	0%	4,05%	0%	0%	0,00%	0%	0%	0%	0,00%





IAE GRAL.MOSCONI ING. SABINO MAESTRANGELO

INCORPORACIONES POR TIPO DE CENTRAL

AÑO		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Vuelta de Obligado	CC	300															
Atucha II(Carga Completa)	NUC	400															
Rio Turbio	TV	240															
Guillermo Brown brigadier Lopez	CCA		550														
	CCC		80														
Guillermo Brown Pluspetrol Norte	CCcierre			300													
	CCcierre			150													
Embalse Recuperacion	NUC R				600												
Loma de la Lata II	CCA					550											
Punta Negra	HI					50											
Belgrano II	CCA						550										
Loma de la Lata II	CCC						330										
Belgrano II	CCC							300									
Central Puerto	CCA								550								
Nestor Kischer	HI									1140							
Central Puerto	CCC									300							
Bahia Blanca	CCA										550						
Jorge Cepernik	HI											600					
Bahia Blanca	CCC											300					
Mar del Plata	CCA												550				
Mar del Plata	CCC													300			
Chihuidos	HI														600		
Termoandes II	CCA															550	
Termoandes II	CCC																300
Atucha III	NUC																850
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total		940	630	450	600	600	880	300	550	1440	550	900	550	300	600	550	1150
Termica		540	630	450	0	600	880	300	550	300	550	300	550	300	0	550	300
Hidraulica		0	0	0	0	0	0	0	0	1140	0	600	0	0	600	0	0
Nuclear		400	0	0	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	850
Termica		57,45%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	20,83%	100%	33,33%	100%	100%	0%	100%	26%
Hidraulica		0,00%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	79,17%	0%	66,67%	0%	0%	100%	0%	0%
Nuclear		42,55%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0,00%	0%	0,00%	0%	0%	0%	0%	74%

AÑO 2016



BOLETÍN OFICIAL
de la República Argentina

EMERGENCIA ENERGÉTICA

Decreto 134/2015

Declárase emergencia del Sector Eléctrico Nacional.

Bs. As., 16/12/2015

Resolución SEE 21/2016 - Posibles ubicaciones de generación térmica en el SADI

La tabla incluida en el presente documento incluye información de carácter meramente indicativo y no limitativo, sin que afecte la libertad de elección de los oferentes, de los nodos del Sistema Argentino de Interconexión sugeridos, para la incorporación de potencias, en el marco de lo establecido en el punto 5), artículo 2° de la Resolución SEE 21/2016.

Se identifican en cada caso el área, la estación transformadora de 132 kV, los MW máximos aproximados y observaciones en relación al impacto de la inyección de potencia en ese nodo.

Cabe mencionar que la factibilidad de conexión en los nodos de 500 kV es de una potencia, en general, entre los 500 y 800 MW excepto en los nodos de las regiones Comahue y Patagonia en los cuales la potencia máxima posible (para poder sumar potencia en las horas pico) es menor. Asimismo, pueden existir nodos de distribución o en tensiones menores a 132 kV que podrían ser también ubicaciones posibles

**Potencia térmica a instalar en
estaciones transformadores 132 kV
4.535 MW TG**

AÑO 2016

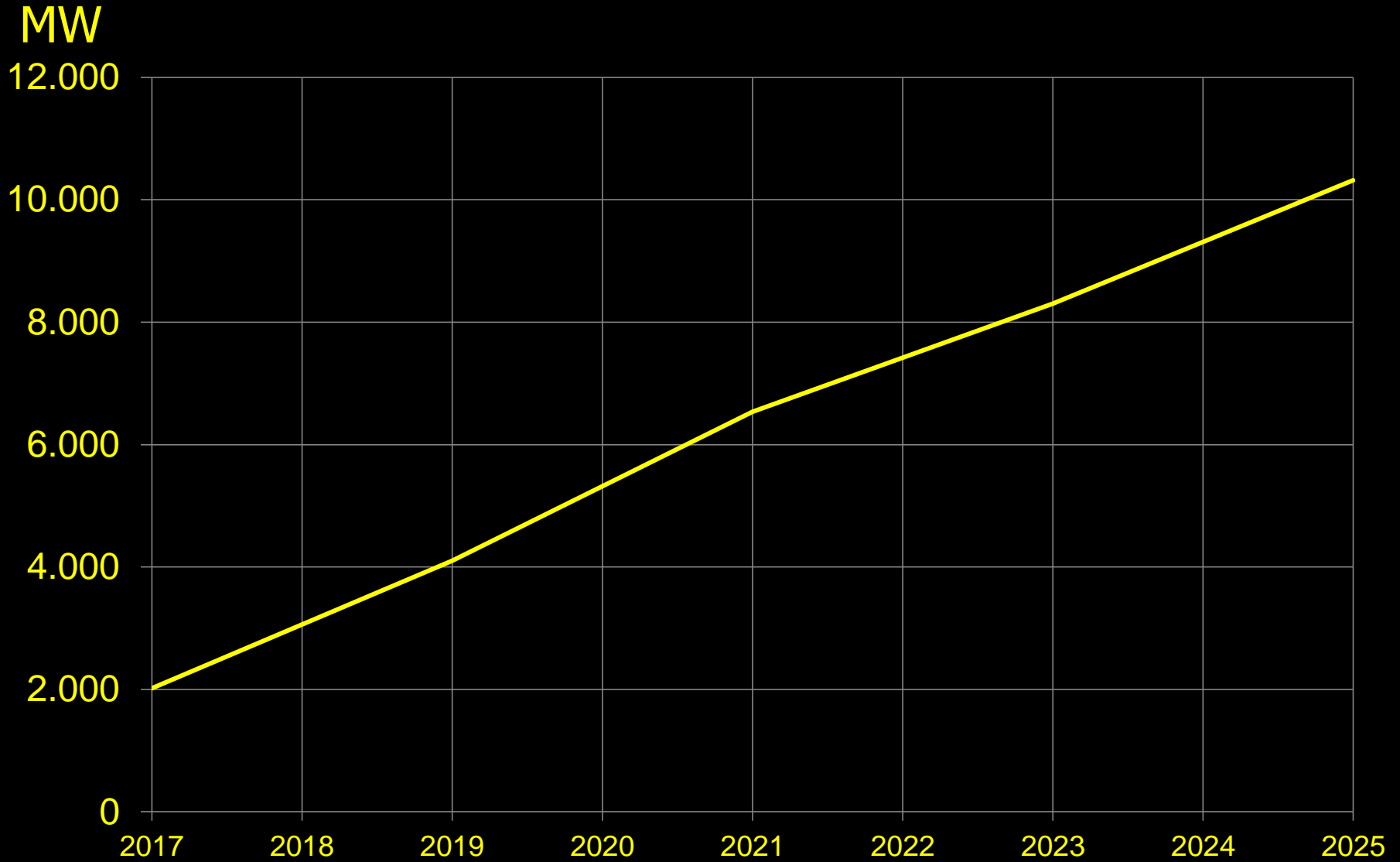
ENERGÍA ELÉCTRICA

Decreto 531/2016

**Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes
Renovables de Energía Destinada a la
Producción de Energía Eléctrica. Reglamentación.**

Bs. As., 30/03/2016

RAPIDO DESARROLLO DE ERNC EN ARGENTINA

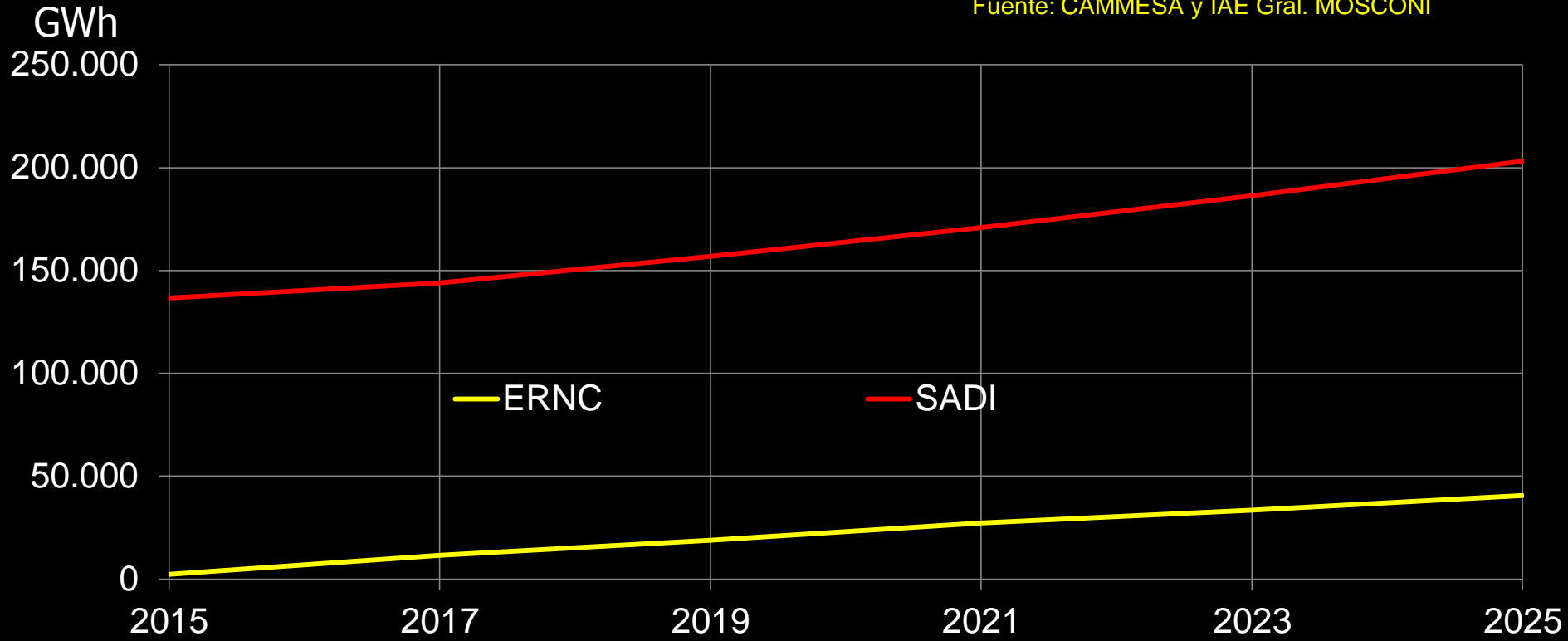


	2017	2019	2021	2023	2025
ERNC	2016	4102	6536	8301	10321

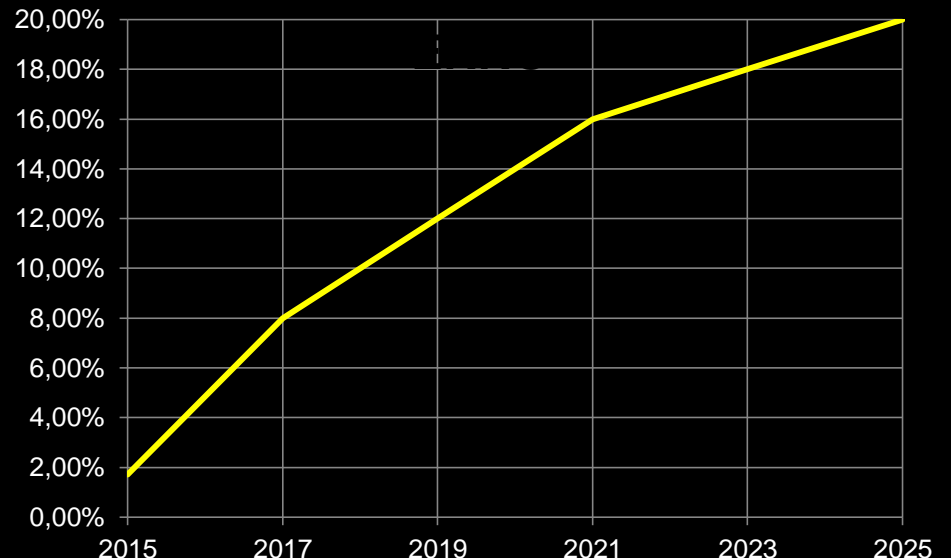
Fuente: CAMMESA y IAE Gral. MOSCONI

RAPIDO DESARROLLO DE ERNC EN ARGENTINA

Fuente: CAMMESA y IAE Gral. MOSCONI



	2015	2017	2019	2021	2023	2025
ERNC	2338	11512	18820	27351	33537	40614
SADI	136726	143894	156836	170941	186315	203071
	2015	2017	2019	2021	2023	2025
ERNC	1,71%	8,00%	12,00%	16,00%	18,00%	20,00%



Sistema Interconectado Argentino

500 KV

SADI

ANALISIS DE LA GENERACION



Proyección de la demanda de Potencia en MW.

El 12 de febrero de 2016 se produjo el pico máximo del SADI, anual con 25.380MW, 6,01% superior al del año 2015.

con una tasa media cuadrática de los últimos 5 años de 3,01 %.

Con una tasa media cuadrática de los últimos 10 años de 3,66 %.

Con una tasa media de 3,5% en el año 2025 alcanzaríamos una potencia máxima de 34.590 MW, 9.210 MW sobre la máxima del año 2016. aproximadamente 1000 MW/año (2,9 CE tipo Yacyreta, o casi 11,5 CE Nucleares de 800 MW; 11,5 Centrales de Ciclo Combinado de 800 MW)

Hay que considerar que al 2025 son 9 años.



La evolución promedio de la Tasa del PBI en los años 2002 a 2008 fué de 8,5 %, la proyección de la secretaria de energía de energía (2009 a 2013) del 4%; de(2014 a 2018) del 3% y del (2019 a 2025) del 2,5%.

IDICSO la USAL y UBA hablan de tasas de crecimiento, de 4,2% y 5,6%. Transener 4%, la tasa histórica de la secretaria de energía es del 3%

Nuestro análisis indica hasta el momento implica que al año horizonte tomaremos tasas del 3, 3,5 y 4 %

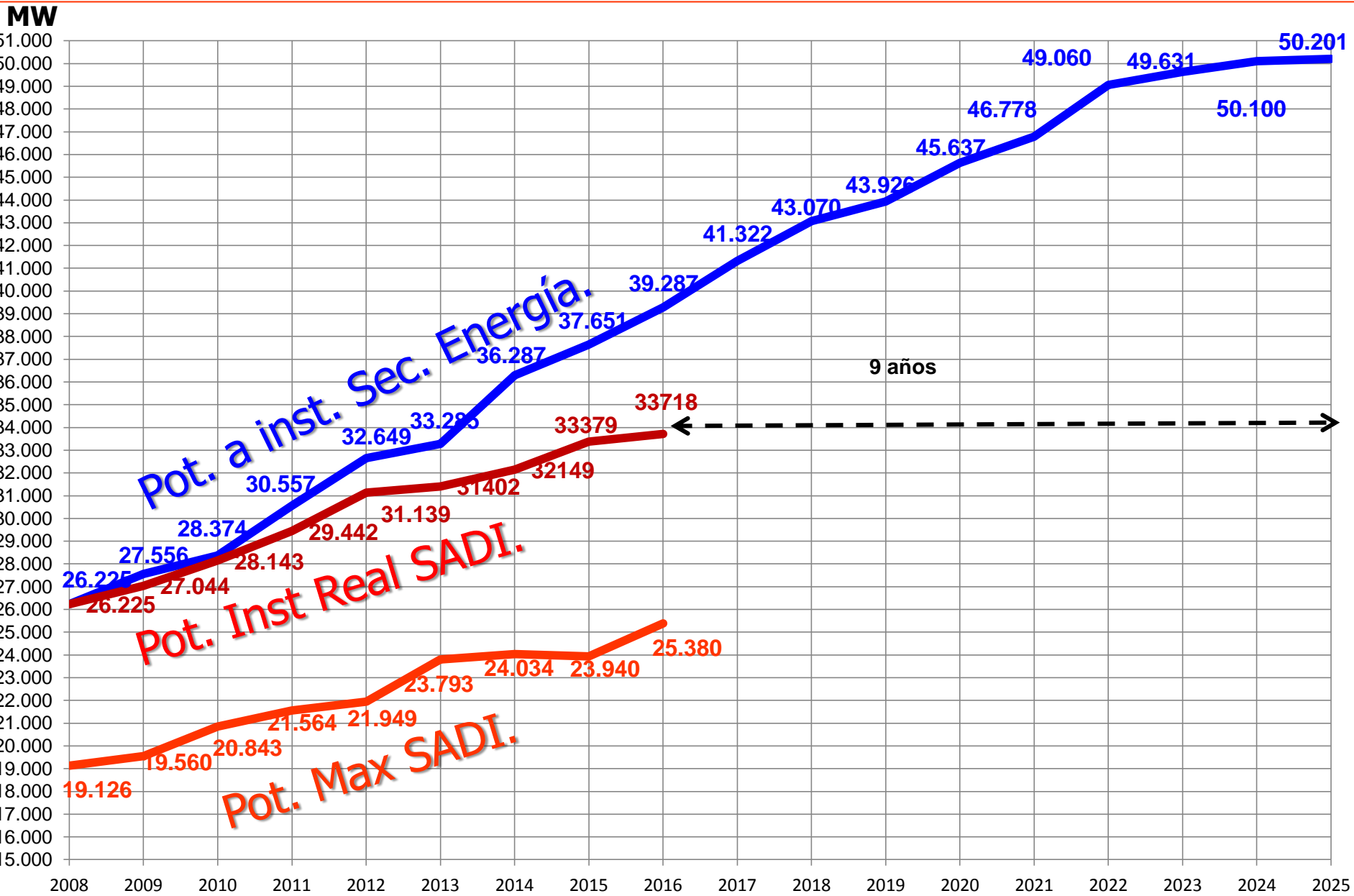




En base a lo analizado anteriormente y debido a la dispersión de opiniones existentes se desprende la necesidad de realizar un análisis de sensibilidad con variación de tasas medias desde la de 3 % 3,5 % hasta un 4%. Además de considerar la sensibilidad de indisponibilidad de generación del 20, 25 y 30%

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

Proyección Pot. a inst. Sec. Energ. Pot Instalada real SADI. Potencia Max demanda SADI

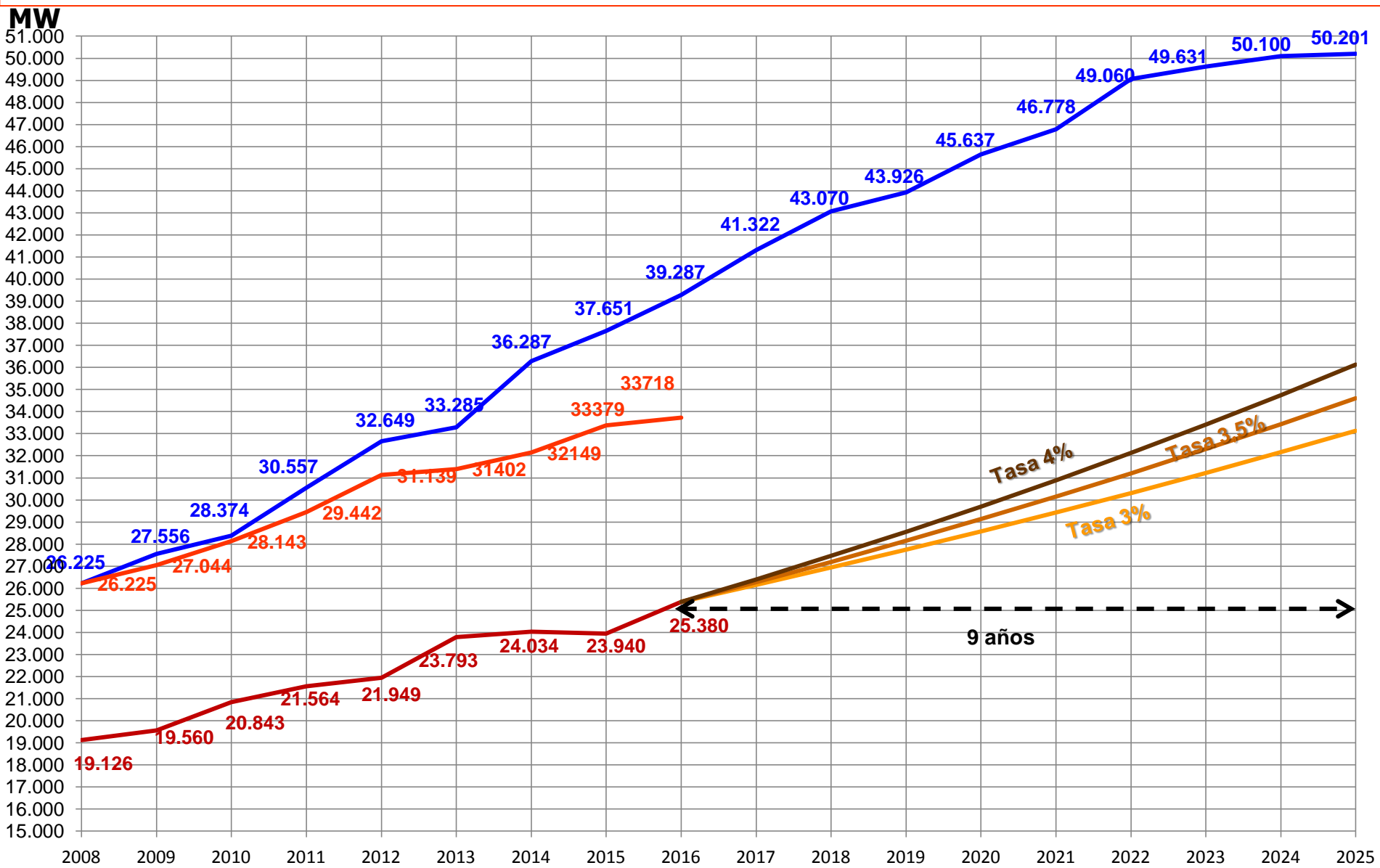


Potencia Instalada real SADI. Potencia Max demandada

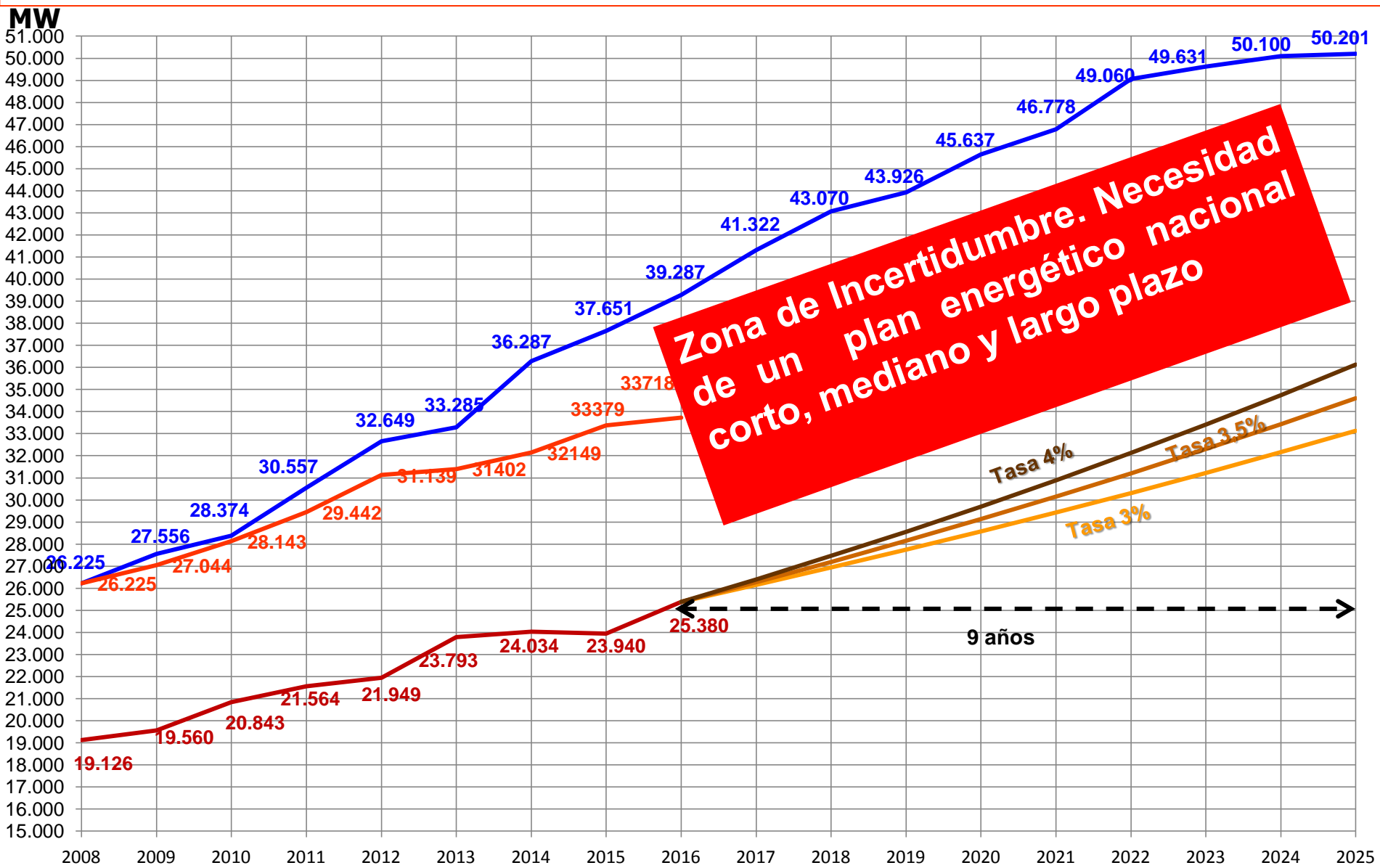
Sensibilidad dela potencia indisponibilidad del 25 y 30%

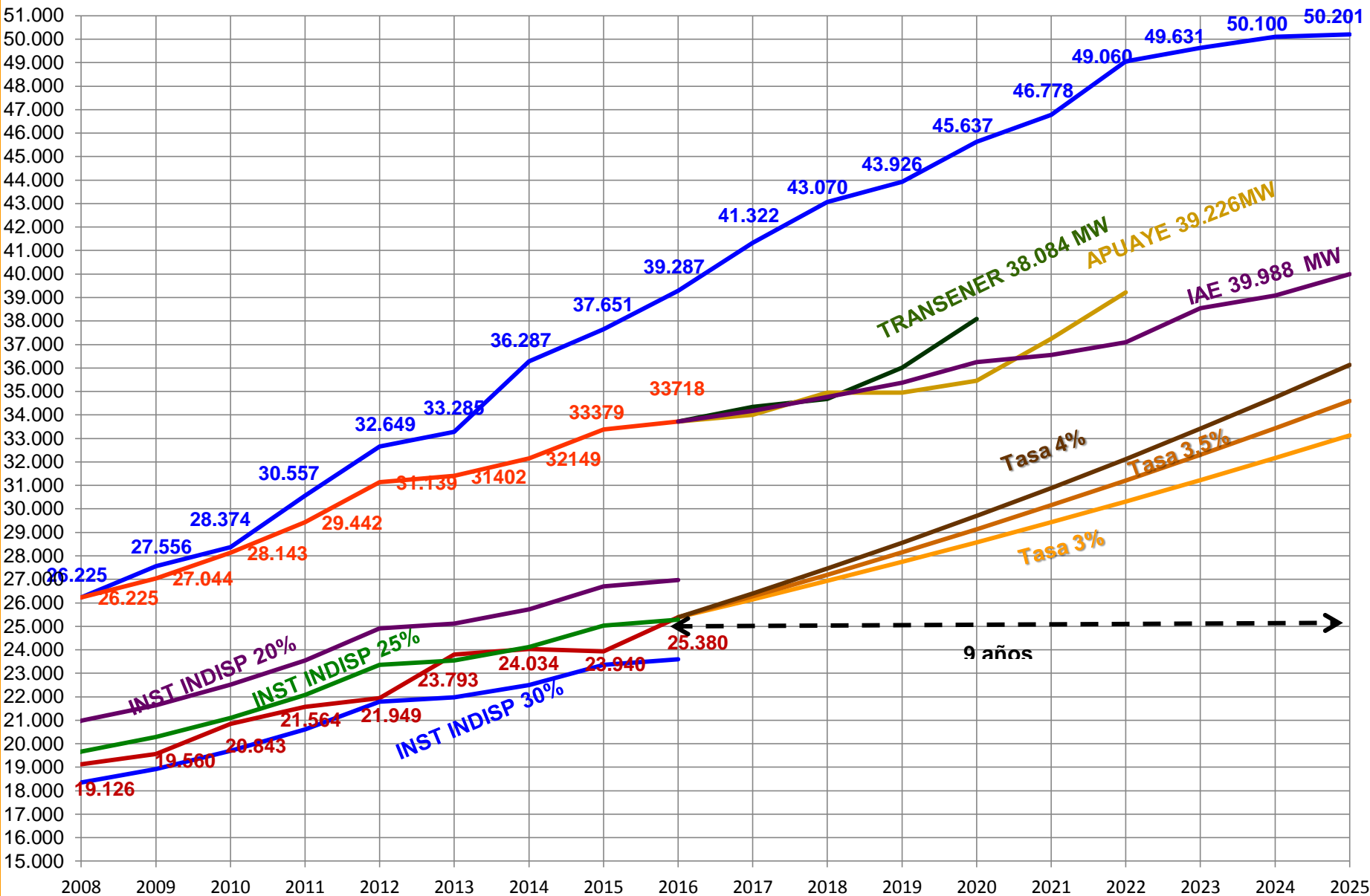


Proyección Pot. a inst. Sec. Energ. Pot Instalada real SADI. Potencia Max demanda SADI. Evolución de la demanda con tasas de 3%, 3,5% y 4%



Proyección Pot. a inst. Sec. Energ. Pot Instalada real SADI. Potencia Max demanda SADI. Evolución de la demanda con tasas de 3%, 3,5% y 4%





INST INDISP 20%

INST INDISP 25%

INST INDISP 30%

TRANSENER 38.084 MW

APUAYE 39.226 MW

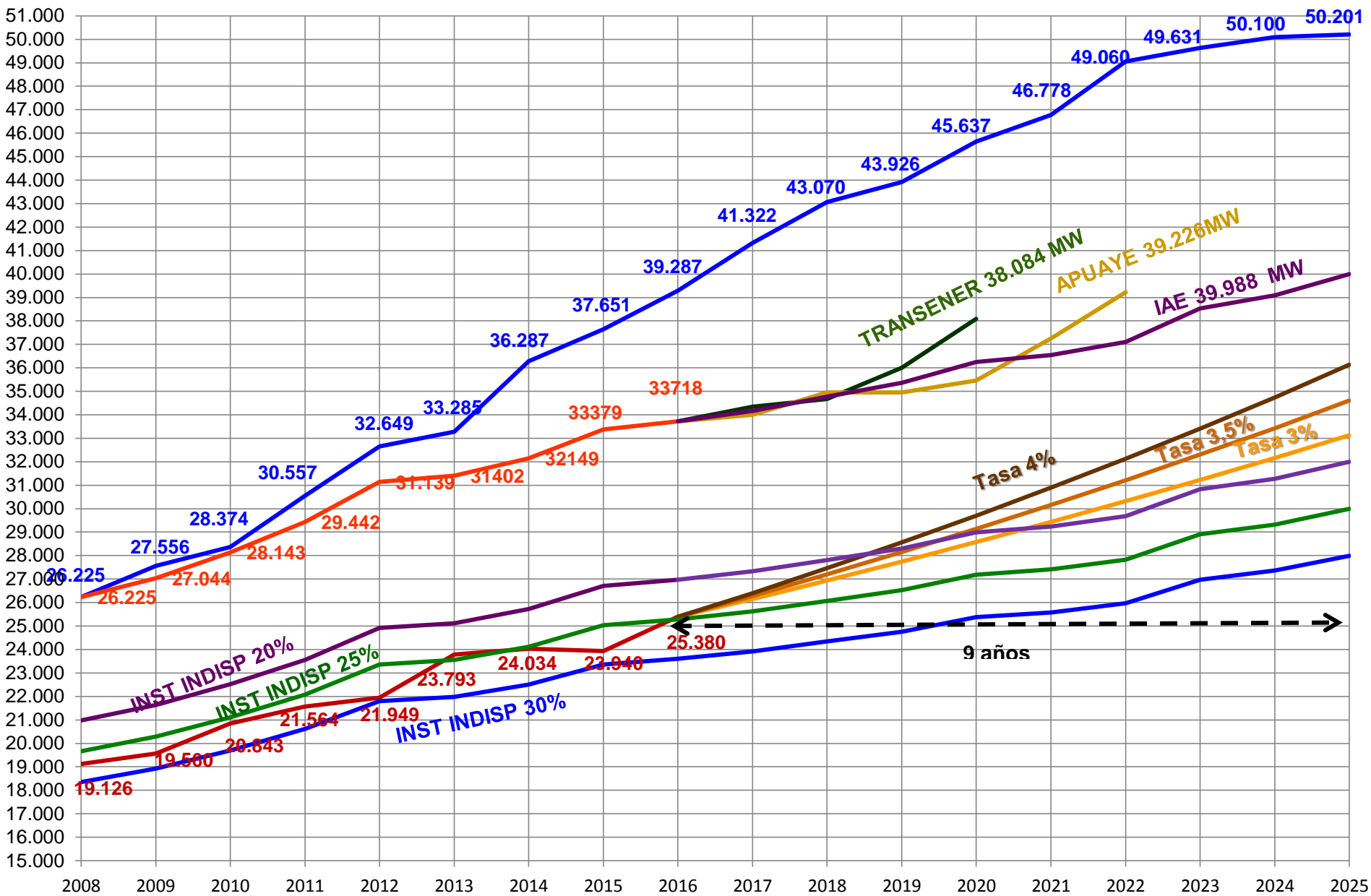
IAE 39.988 MW

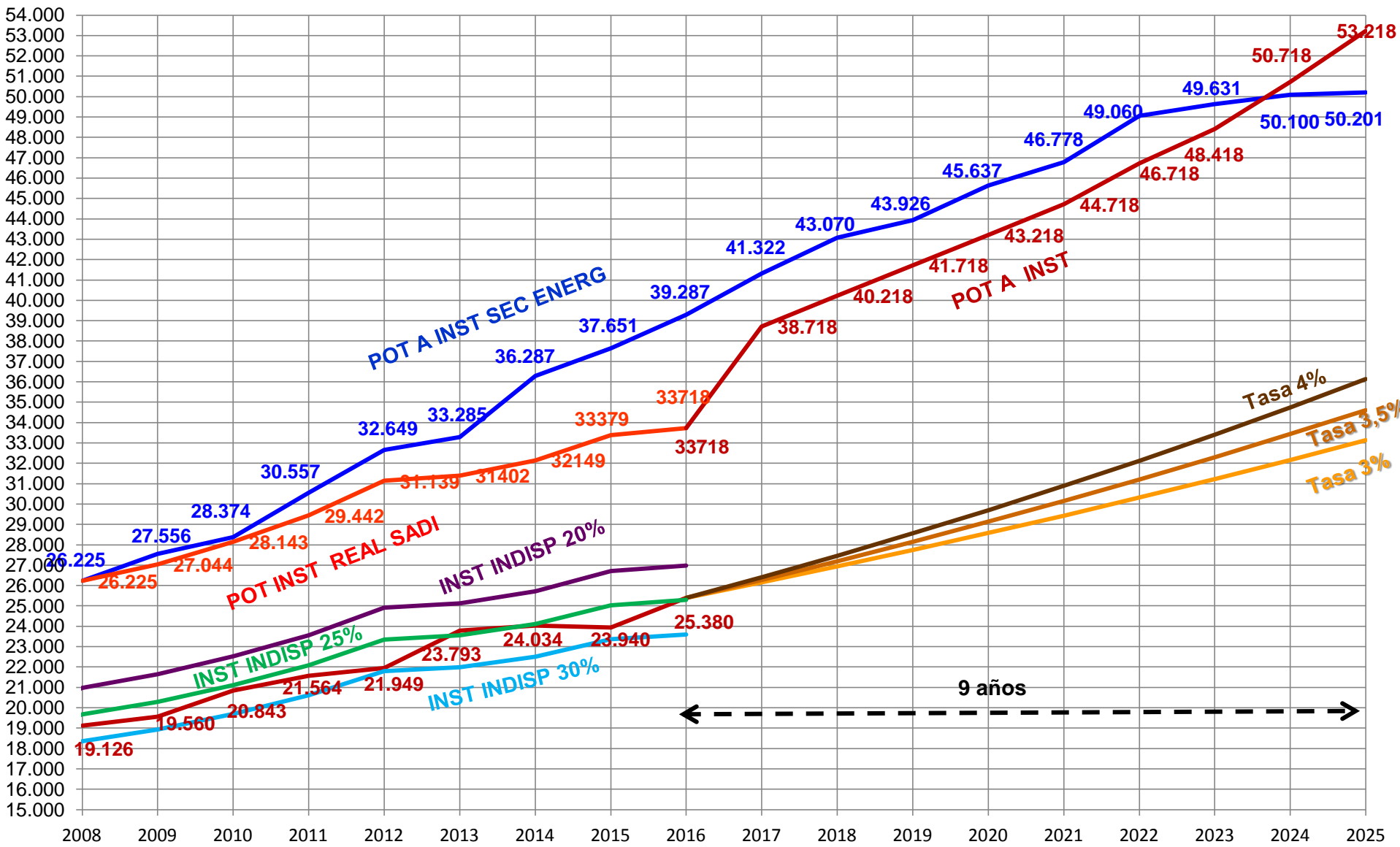
Tasa 4%

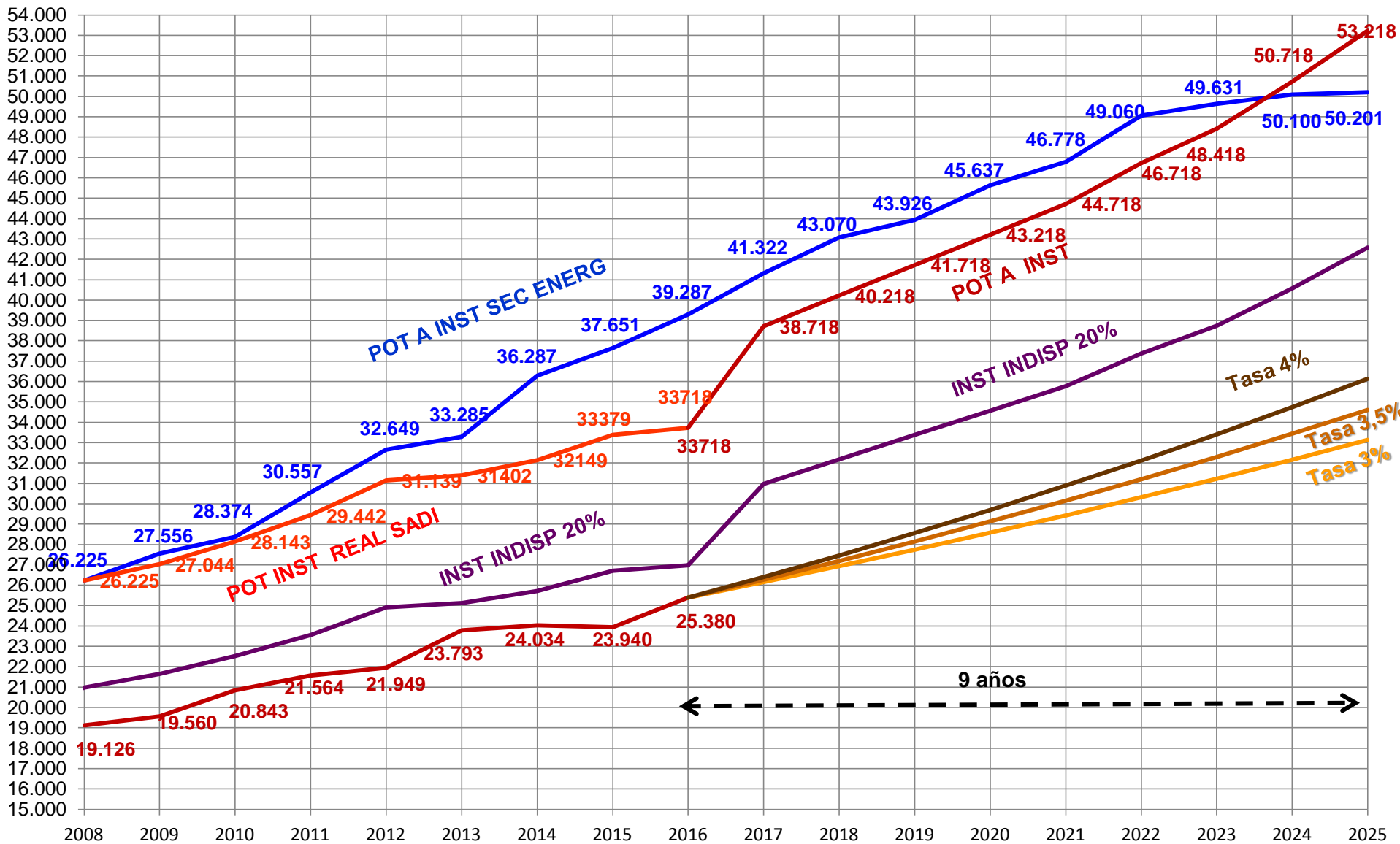
Tasa 3.5%

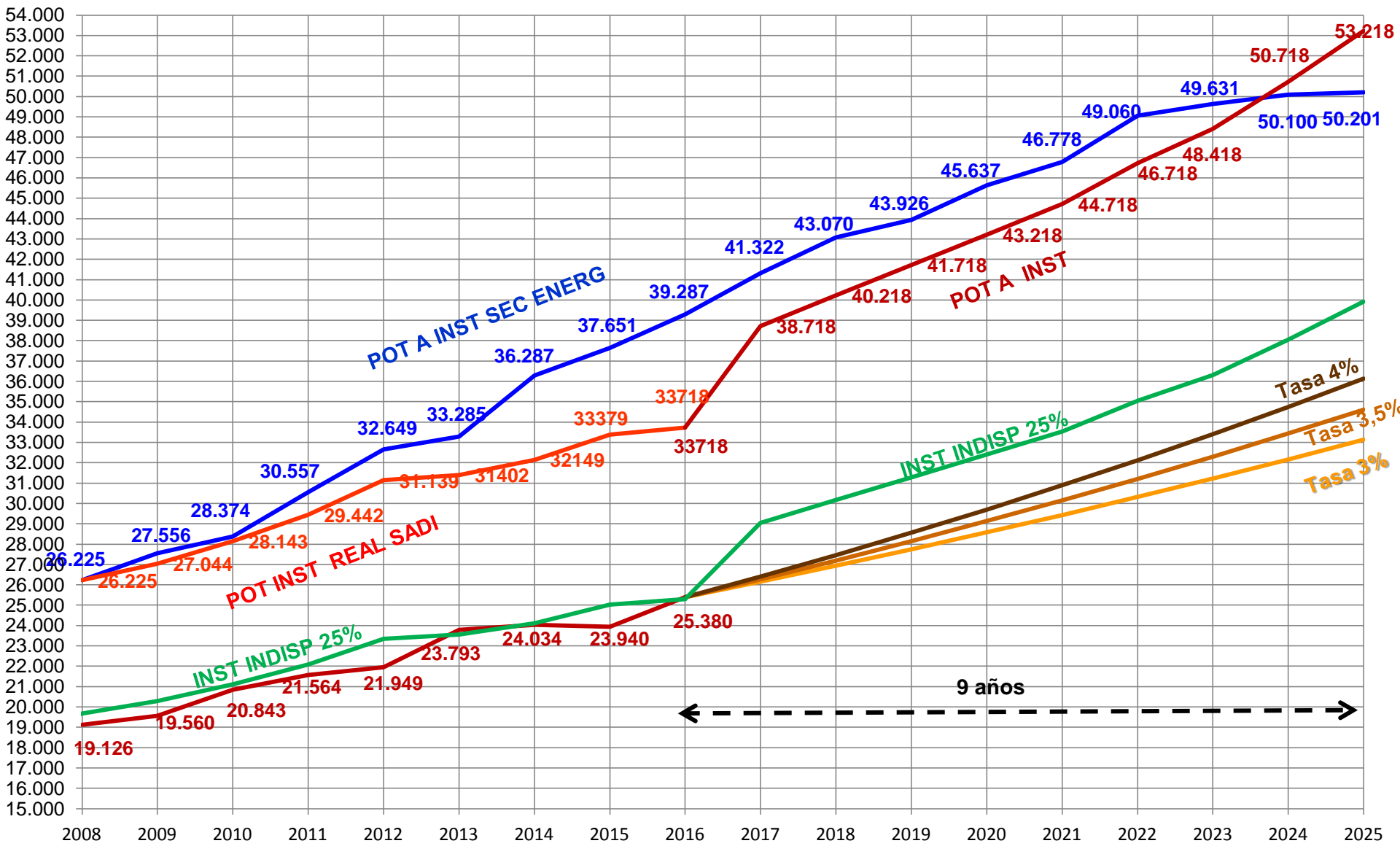
Tasa 3%

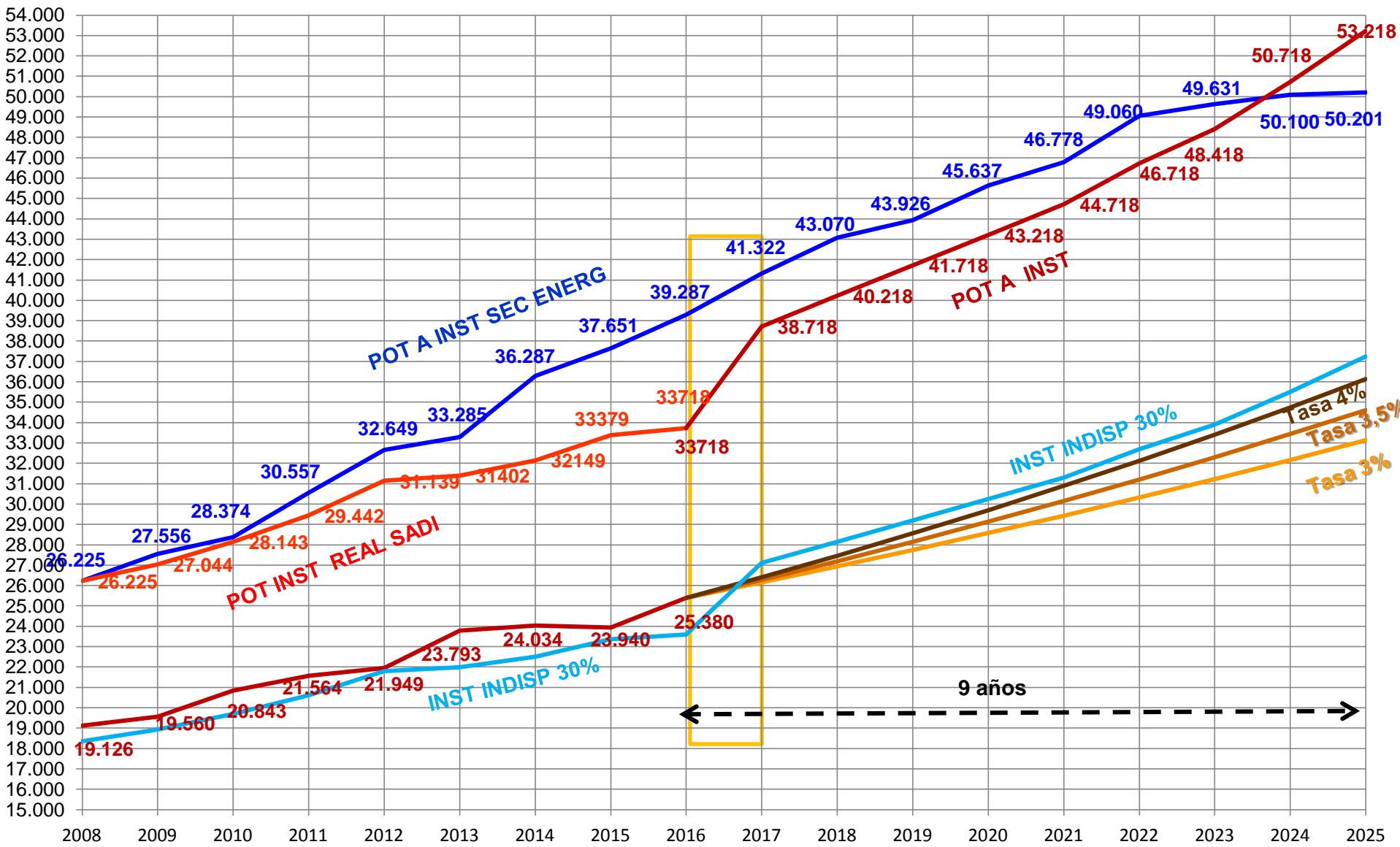
9 años











Análisis de los gráficos anteriores

En un año hay que instalar 5.000 MW para superar la demanda 2017 con 30 % de indisponibilidad y 8% de reserva , y sin importación ¿ Es posible?

Para el año horizonte 2025, deberán estar instalados 53.218 MW, 19.000 MW mas relativo a 2016. para poder cubrir el pico de potencia con 30 de indisponibilidad , 8% de reserva y si importación. Eso equivalen a 6 CH de Yacyreta para cubrir el pico de potencia ¿ Es posible?

Para el año horizonte 2025, relativo a la energía a operar estimada en 181.805GWh , 48.408 GWh relativo a la estimada en 2016. Eso implican 2,6 CH de Yacyreta en lo relativo a energía. ¿ Es posible?

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.

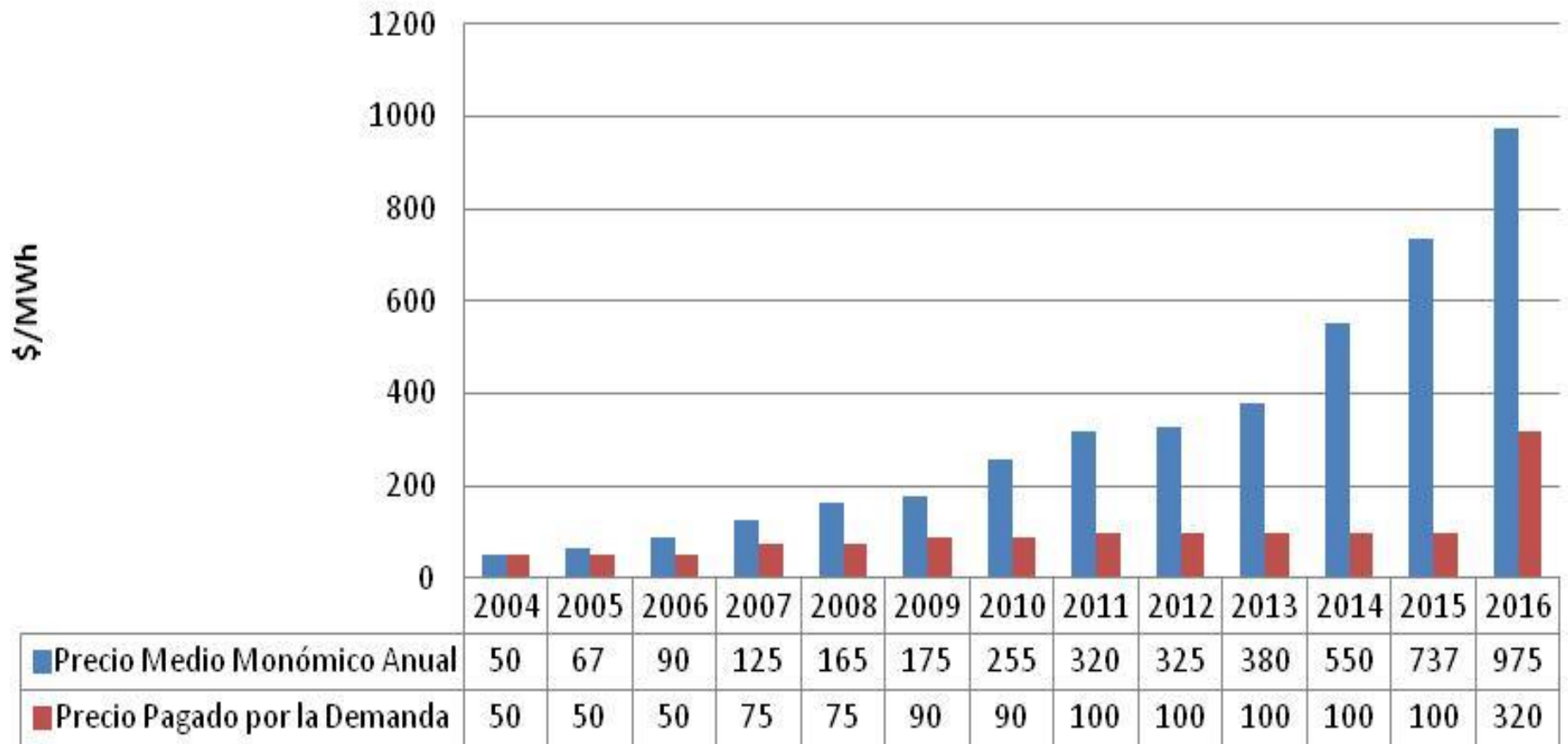


BREVE RESEÑA DE SUBSIDIOS ENERGETICOS Y COSTOS DE GENERACION



Subsidios y Modificaciones Tarifa Eléctrica 2016

Costos de Producción de la Energía Eléctrica vs. Precios que paga la Demanda



Subsidios

2014 – 7.400 millones de u\$;

2015 – 8.700 millones de u\$

Reducción estimada en 2016 5.970 millones de u\$ (estimado)

Subsidios Económicos

En Millones de Pesos Constantes de 2014

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014e
Sector Energético	22.195	40.491	60.956	51.411	70.987	92.807	96.413	121.504	162.949
Sector Transporte	10.326	20.078	32.340	37.537	44.691	61.846	55.565	48.892	55.799
Resto de Sectores	3.229	9.797	22.033	19.405	23.883	20.735	21.507	24.183	18.063
Total	35.750	70.366	115.329	108.353	139.560	175.388	173.484	194.579	236.811

Fuente: IERAL de Fundación Mediterránea en base a ASAP e IPC Congreso.

Subsidios Económicos

En % del PIB

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014e
Sector Energético	0,5%	0,8%	1,3%	1,1%	1,5%	1,9%	2,0%	2,6%	3,8%
Sector Transporte	0,2%	0,4%	0,7%	0,8%	0,9%	1,2%	1,2%	1,1%	1,3%
Resto de Sectores	0,1%	0,2%	0,5%	0,4%	0,5%	0,4%	0,5%	0,5%	0,4%
Total	0,8%	1,5%	2,4%	2,4%	2,9%	3,5%	3,6%	4,2%	5,5%

Fuente: IERAL de Fundación Mediterránea en base a ASAP y MECON.

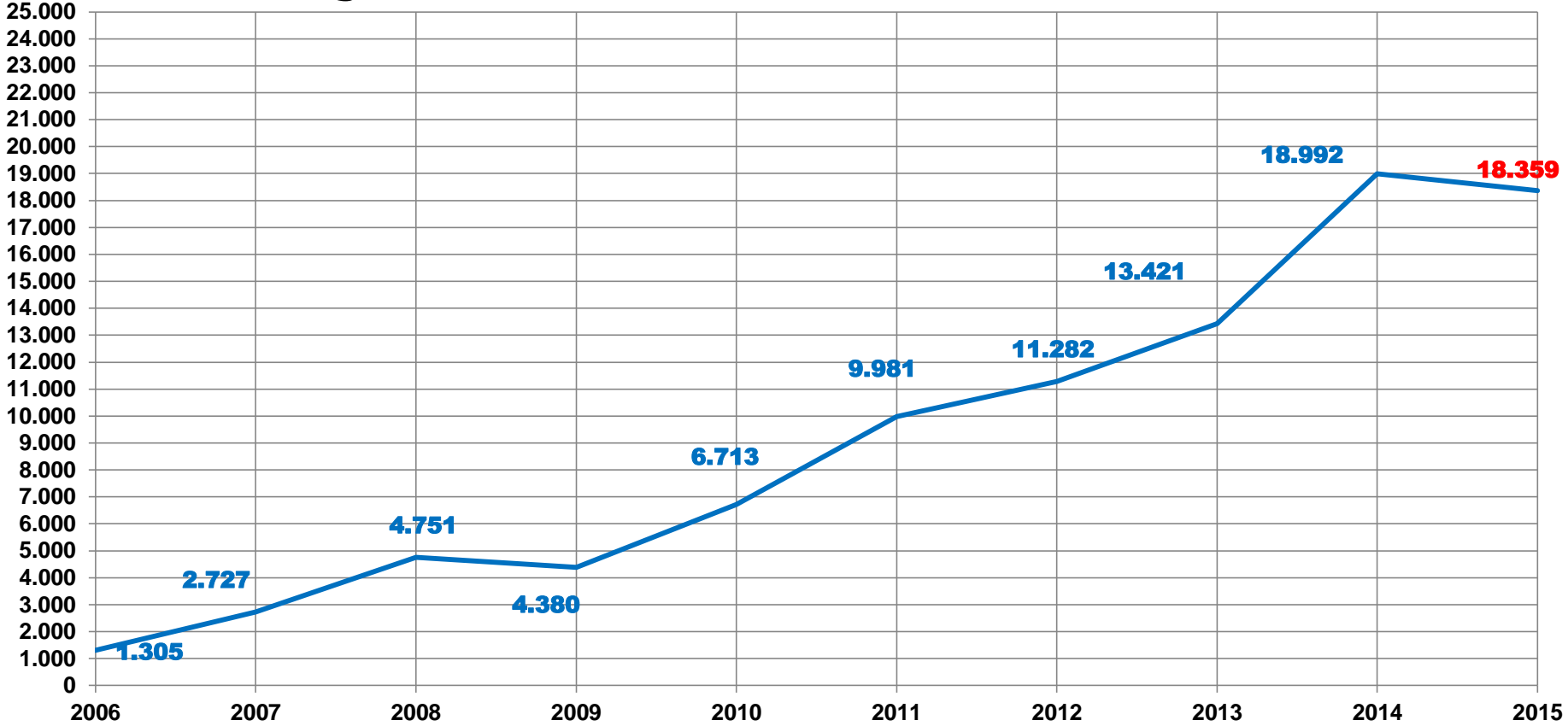
En Millones de Pesos Corrientes

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014e
Sector Energético	4.032	8.646	16.486	16.177	26.920	43.118	55.506	87.641	162.949
Sector Transporte	1.876	4.287	8.747	11.811	16.948	28.734	31.989	35.266	55.799
Resto de Sectores	587	2.092	5.959	6.106	9.057	9.633	12.382	17.443	18.063
Total	6.494	15.024	31.191	34.094	52.925	81.485	99.877	140.350	236.811

Fuente: IERAL de Fundación Mediterránea en base a ASAP.

Nota: (1) En 2014 se proyecta diciembre. Se incluyen transferencias corrientes y de capital.

Subsidios Energéticos en millones de U\$S (Bienes de capital y Combustibles)



SE val corr en \$
millones de
pesos

prec dol

SE en U\$S

millones de dolares

2006	4.032	3,09
2007	8.646	3,17
2008	16.486	3,47
2009	16.777	3,83
2010	26.920	4,01
2011	43.118	4,32
2012	55.506	4,92
2013	87.641	6,53
2014	162.949	8,58
2015	170.000	9,26

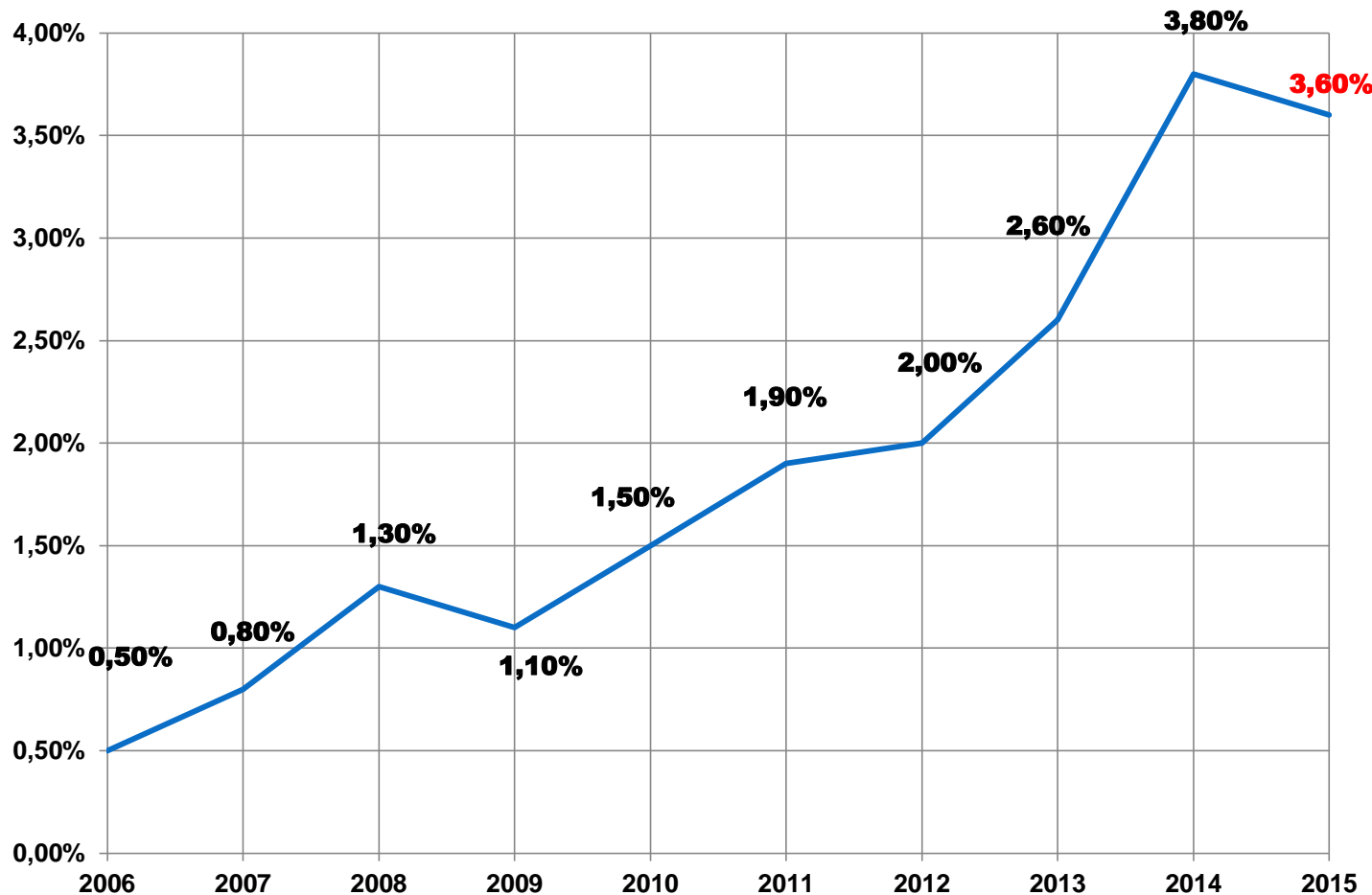
2006	1.305
2007	2.727
2008	4.751
2009	4.380
2010	6.713
2011	9.981
2012	11.282
2013	13.421
2014	18.992
2015	18.359



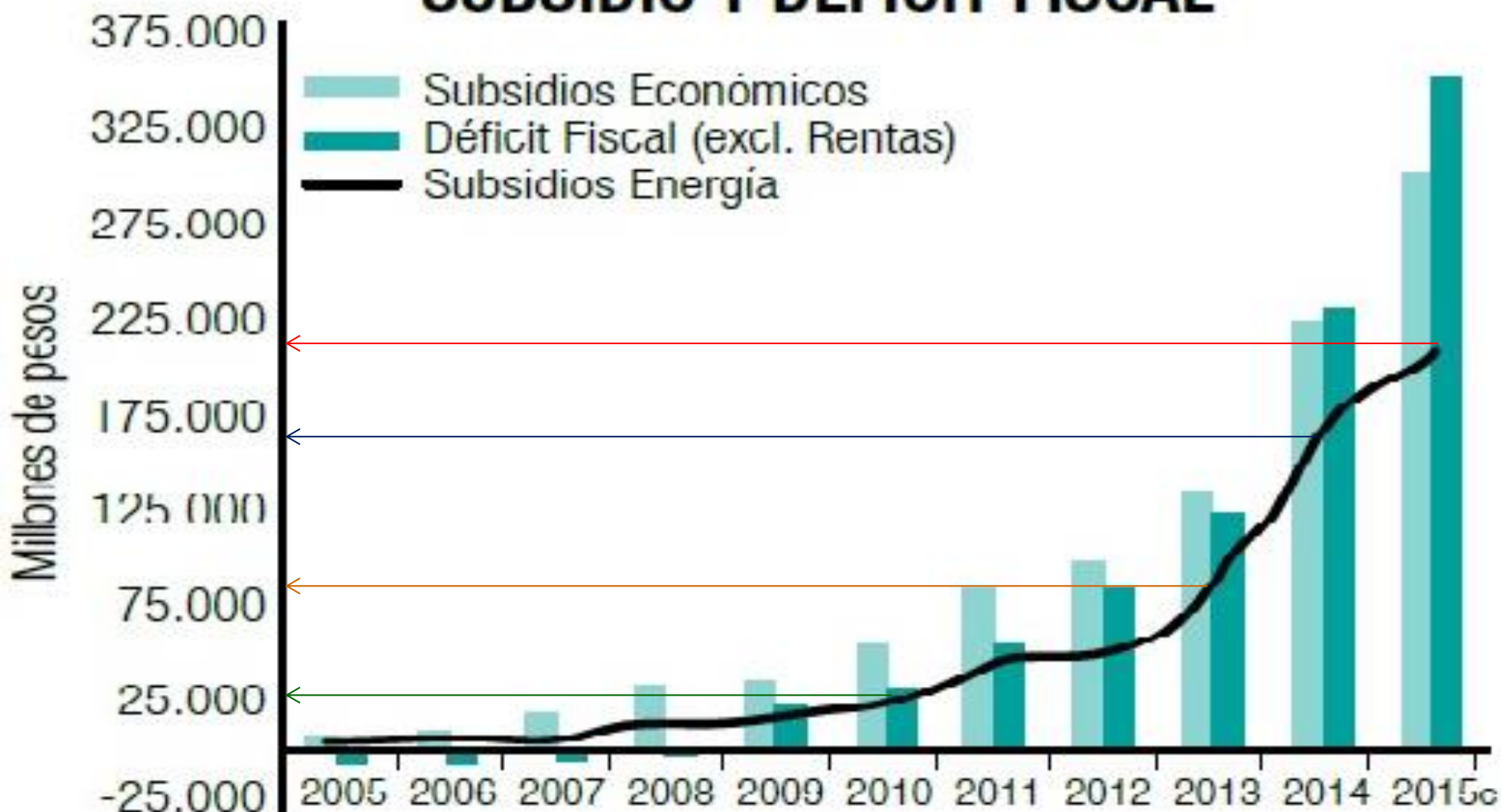
Subsidios Energéticos en % relativo al PBI

S E rel PBI

2006	0,50%
2007	0,80%
2008	1,30%
2009	1,10%
2010	1,50%
2011	1,90%
2012	2,00%
2013	2,60%
2014	3,80%
2015	3,60%



SUBSIDIO Y DÉFICIT FISCAL



RICARDO DELGADO

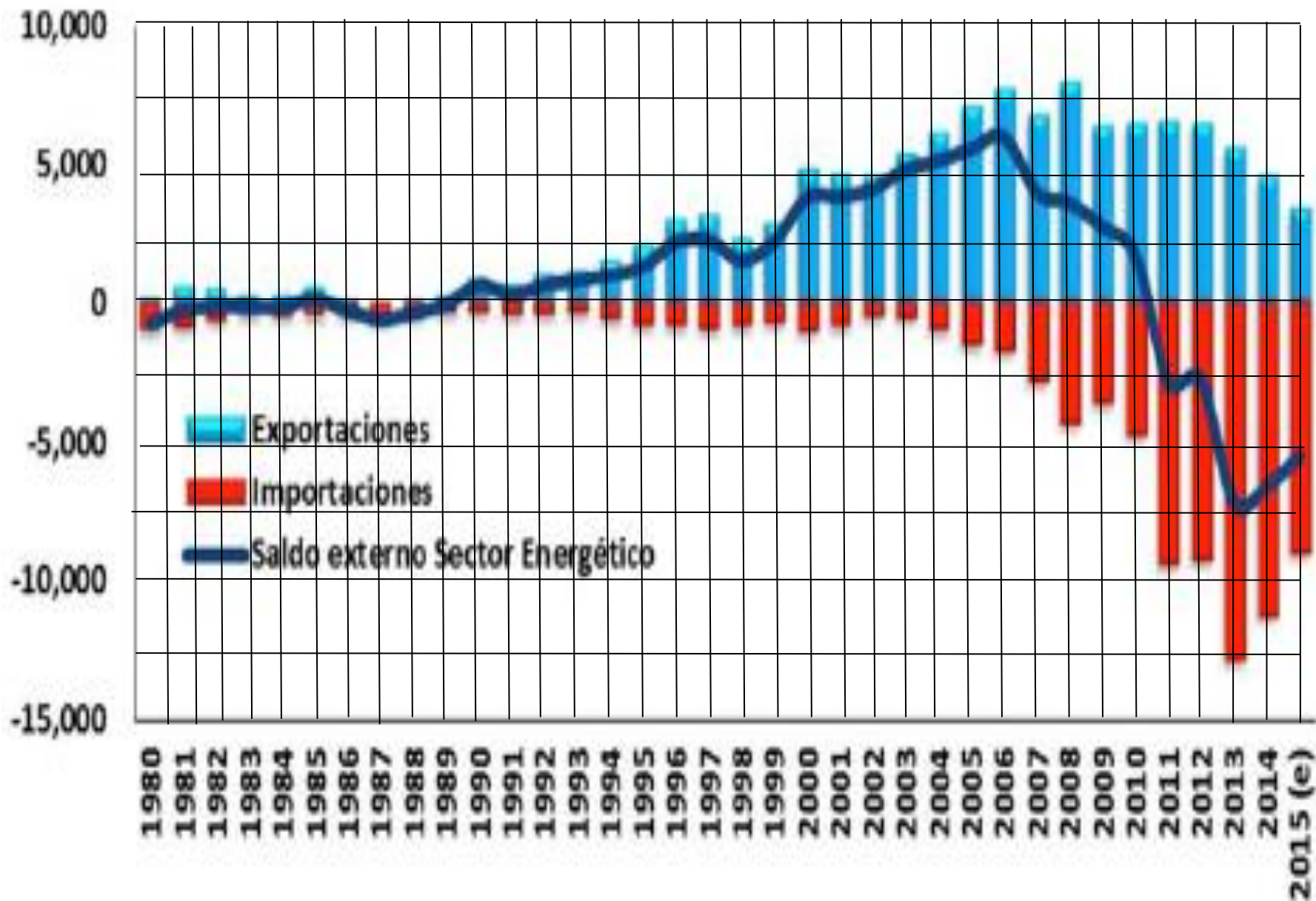
Lic. Economía (UBA) Director
Consultora Analytica . Consultor

FLORENCIA AGATIELLO

es economista (UBA), con un
posgrado en Relaciones Económicas
Internacionales (UBA) y estudios de
especialización en energía (ITBA).

BALANCE COMERCIAL ENERGÉTICO combustibles

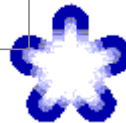
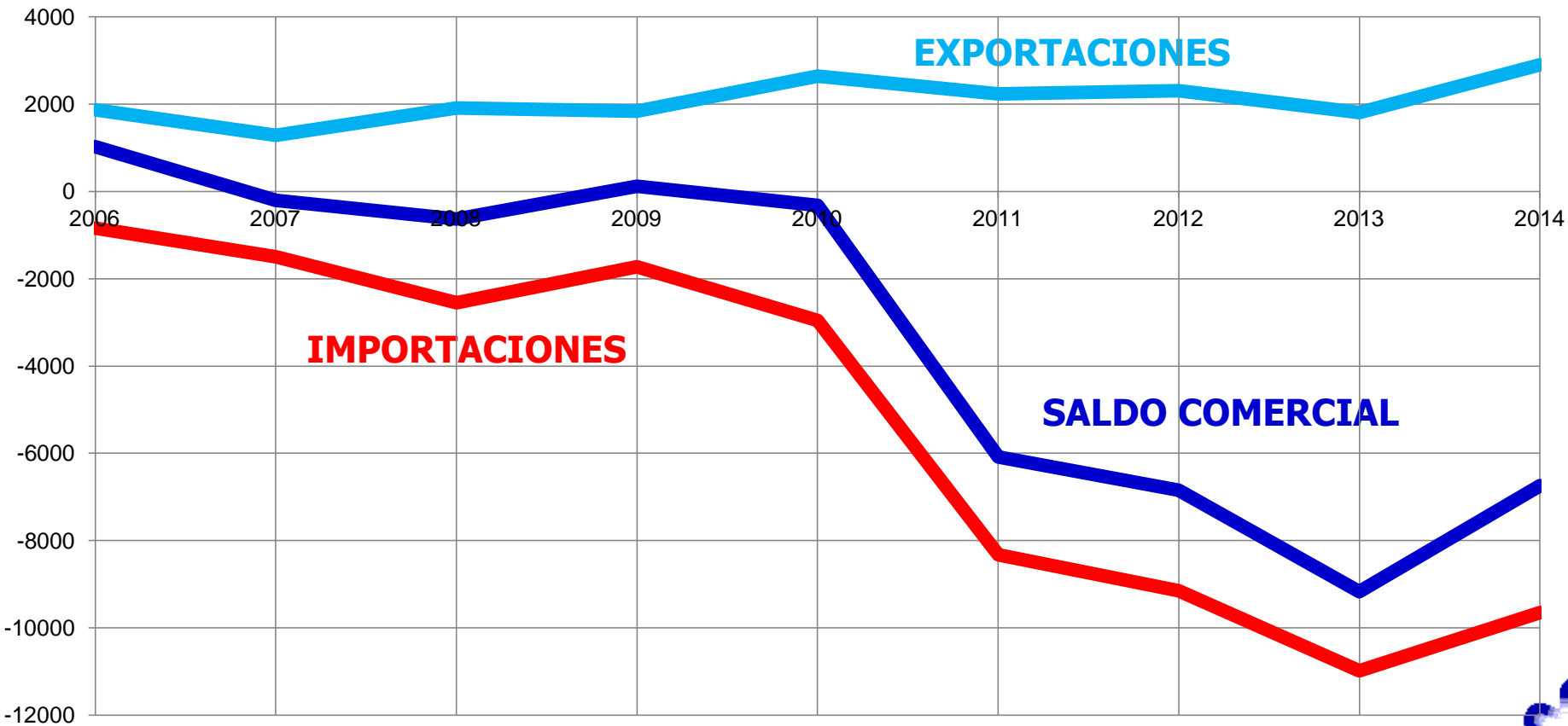
US\$ Millones



Fuente: Daniel Gerold en base a datos oficiales

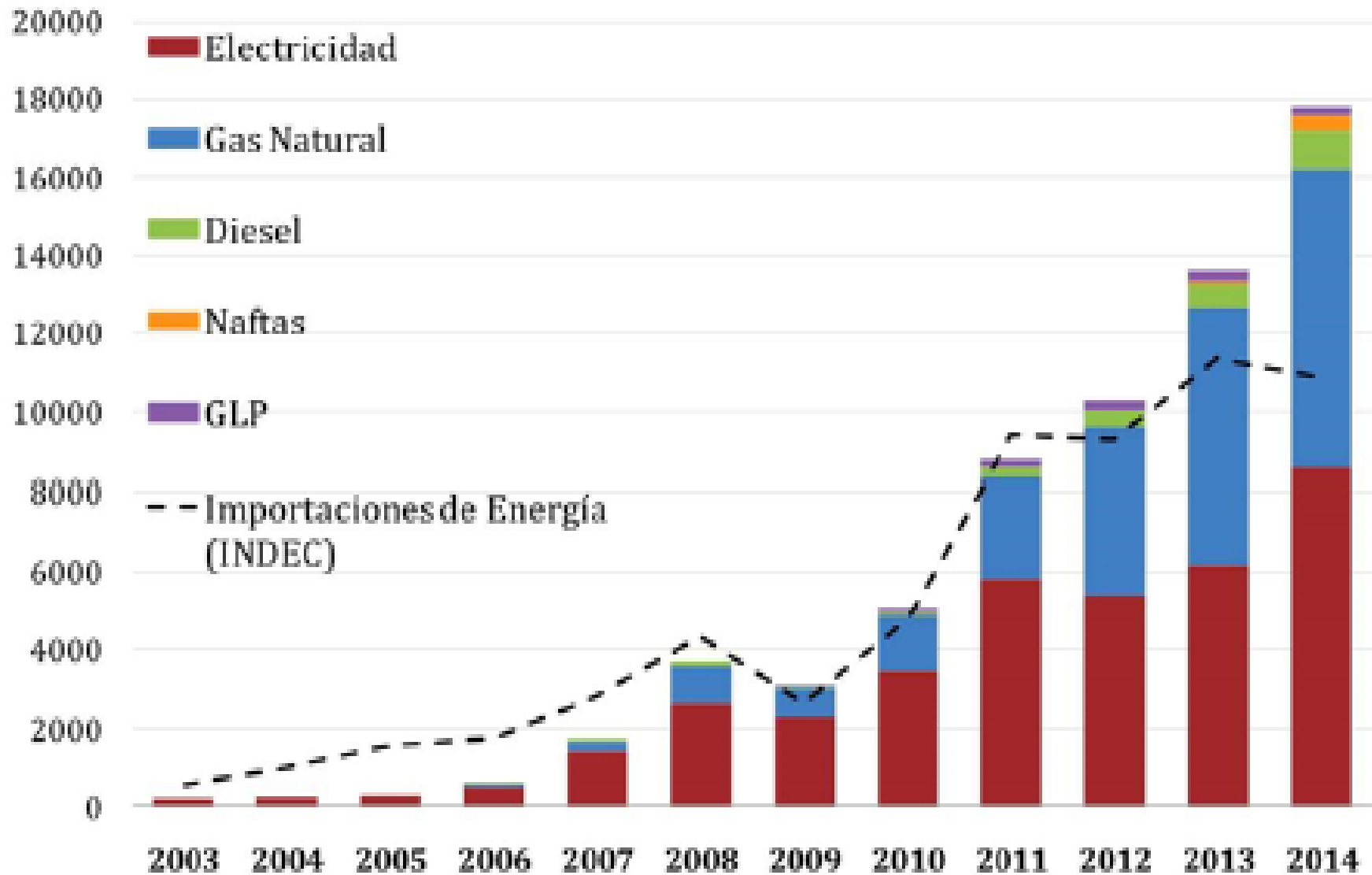
Importación y Exportación combustibles

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Exportación crudo	Mill U\$\$	1868	1287	1917	1843	2645	2235	2308	1811	2906
Importación Gas Oil	Mill U\$\$	270	923	1727	842	1832	3732	2603	3822	2945
Importación Fuel Oil + naftas	Mill U\$\$	372	341	527	283	311	1665	1856	1451	812
Importac. Gas Nat Bolivia	Mill U\$\$	198	229	45	355	398	1107	2032	2184	2336
Importac. Gas Nat GNL	Mill U\$\$	0	0	253	246	418	1820	2665	3528	3554
Saldo comercial	Mill U\$\$	1028	-206	-635	118	-314	-6089	-6848	-9174	-6740
exportaciones		1868	1287	1917	1843	2645	2235	2308	1811	2906
importaciones		-840	-1493	-2552	-1725	-2959	-8324	-9156	-10985	-9646
saldo comercial		1028	-206	-635	118	-314	-6089	-6848	-9174	-6740



Subsidios fiscales a la energía 2003-2014

en millones de dólares corrientes



Fuente: Fernando Navajas en base a datos oficiales



REFLEXIONES AÑO 2013

Contabilizando la importación para el 2013 en el orden de unos 12 mil millones de U\$ (hay que ver números mas detallados pues además de combustibles principales hay en energía temas como, uranio, aceites etc) y el PBI en el orden de 480 a 490 mil millones de U\$ según fuentes 480 es lo mas aceptado

La relación importación de energía/PBI es decir $12/480 * 100 = 2,5\%$

SECTOR AGROPECUARIO

POR CADA U\$S 100 EXPORTADOS DE LA AGROINDUSTRIA, SE IMPORTARON U\$S 49,2 DE ENERGIA Y COMBUSTIBLES.

CONSTANZA PEREZ AQUINO
ECONOMISTA DE LA FUNDACION MEDITERRANEA



COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO COSTOS DE INSTALACION EN ARGENTINA

		Fuente CAMMESA				
	Maquina	Combustible	Costo variable de producción *			Fuente IEA marzo 2010 y NREL 2010
			Rango		Promedio	
San Nicolás	TV	CM	360	400	380 \$/MWh	Costo de construcción de 900-2800 USD/kWe
	TV	FO	198	679	462 \$/MWh	Costo de construcción de 900-2800 USD/kWe
	TV	GN	74	216	138 \$/MWh	
	TG	GO	628	1200	965,4 \$/MWh	Costo de construcción de 520-1800 USD/kWe
	TG	GN	68,3	237,7	165 \$/MWh	
	CC	GO	327	1278	560 \$/MWh	Costo de construcción de 700 USD/kWe
	CC	GN	84	132	99 \$/MWh	
	Motor Die.	GO			834,3 \$/MWh	
	Motor Die.	GN			132,7 \$/MWh	
Atucha I	Nuclear	UA			145,6 \$/MWh	Costo de construcción 1600 a 5900 USD/kw **
Embalse	Nuclear	UE			115,9 \$/MWh	
Eólica						Costo de construcción 1900-3700 USD/kWe Onshore y USD 4.000/kWe Offshore
Solar						Costo de construcción USD 10.000/kWe
Geotérmica						Costo de construcción entre 1756 USD/kWe en EE.UU y 12887 USD/kWe en República checa
Biomasa						Costo de construcción entre \$2.000/kW and \$4.000/kW

* Nota : El costo variable de producción es la suma de el costo de operación de mantenimiento y del combustible utilizado

** Nota: En base a la experiencia con proveedores el valor mínimo que da IEA es muy bajo y se estima que esta en un piso 4500 USD/kWe

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MUNDO

