Taller: Modelización de Energías Renovables
Despacho Eléctrico

(setiembre 2016 – Bs. Aires)

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA
y Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos del MINEM

Módulo 4.
Plan óptimo de inversiones en generación.
Uruguay 2016-2046

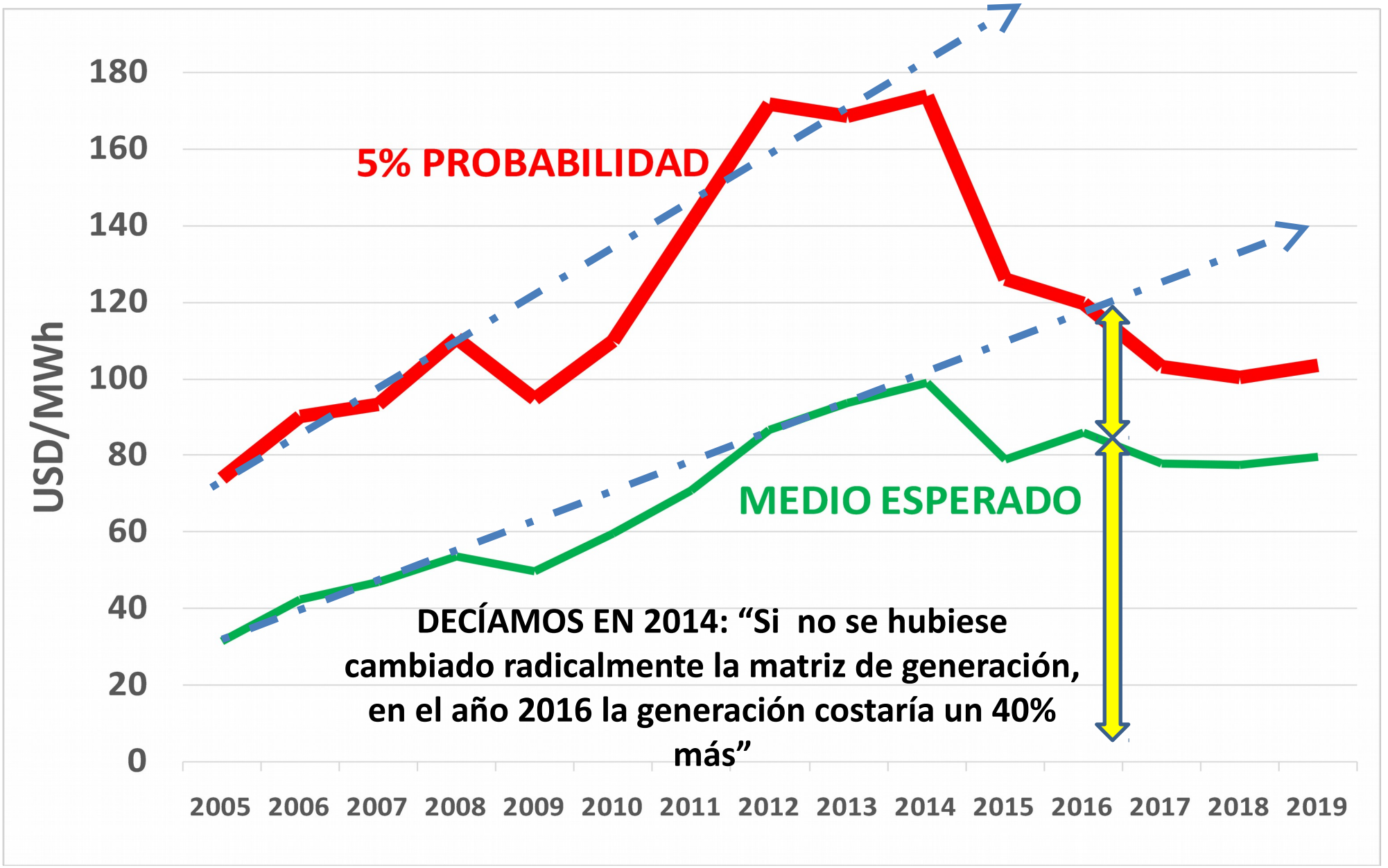
Resultados de trabajos realizados en el
Dpto. Potencia IIE-FING-UDELAR – enero 2016.

Ing. Ruben Chaer
rchaer@adme.com.uy

La política energética vigente de Uruguay hace hincapié en la diversificación de la matriz energética, procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular renovables.

En el año 2010 se diseñó un Plan Indicativo de Expansión de Generación cuyo resultado económico recomendó la instalación de un alto porcentaje de generación eólica y un ciclo combinado que se encuentra actualmente en construcción.

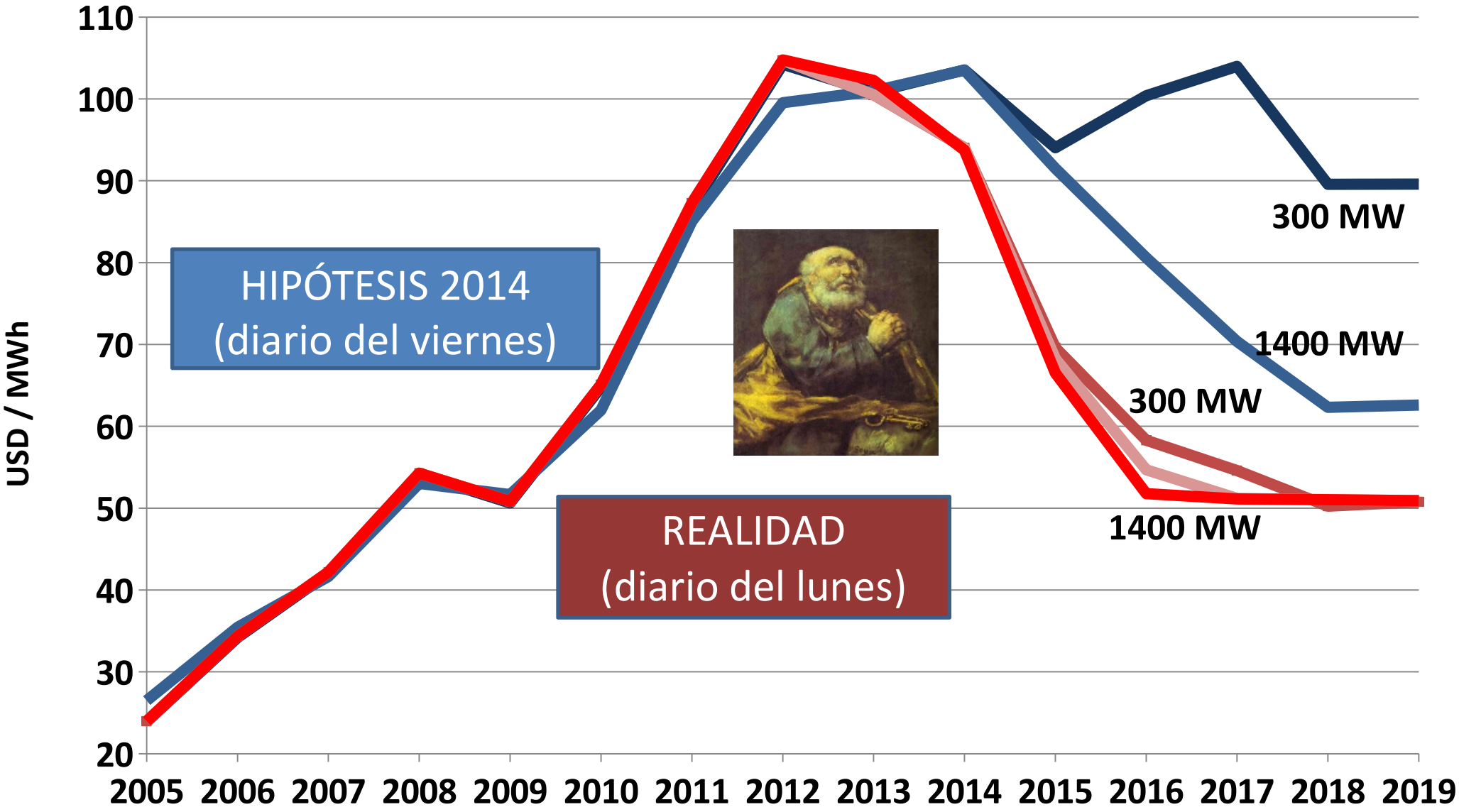
Pronósticos 2014: costos de generación

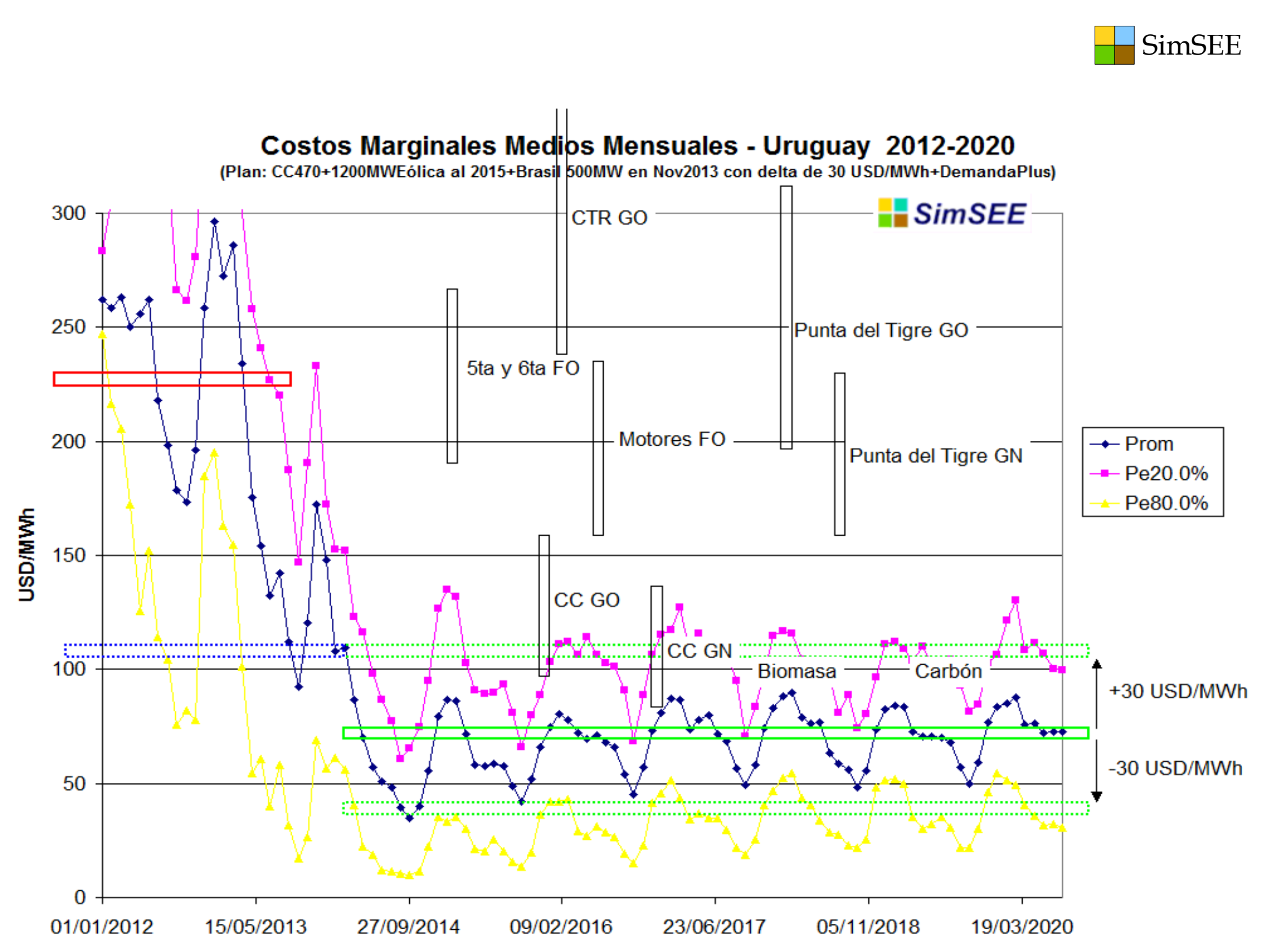


Ajuste de demanda, fósil y 300 MW

SimSEE

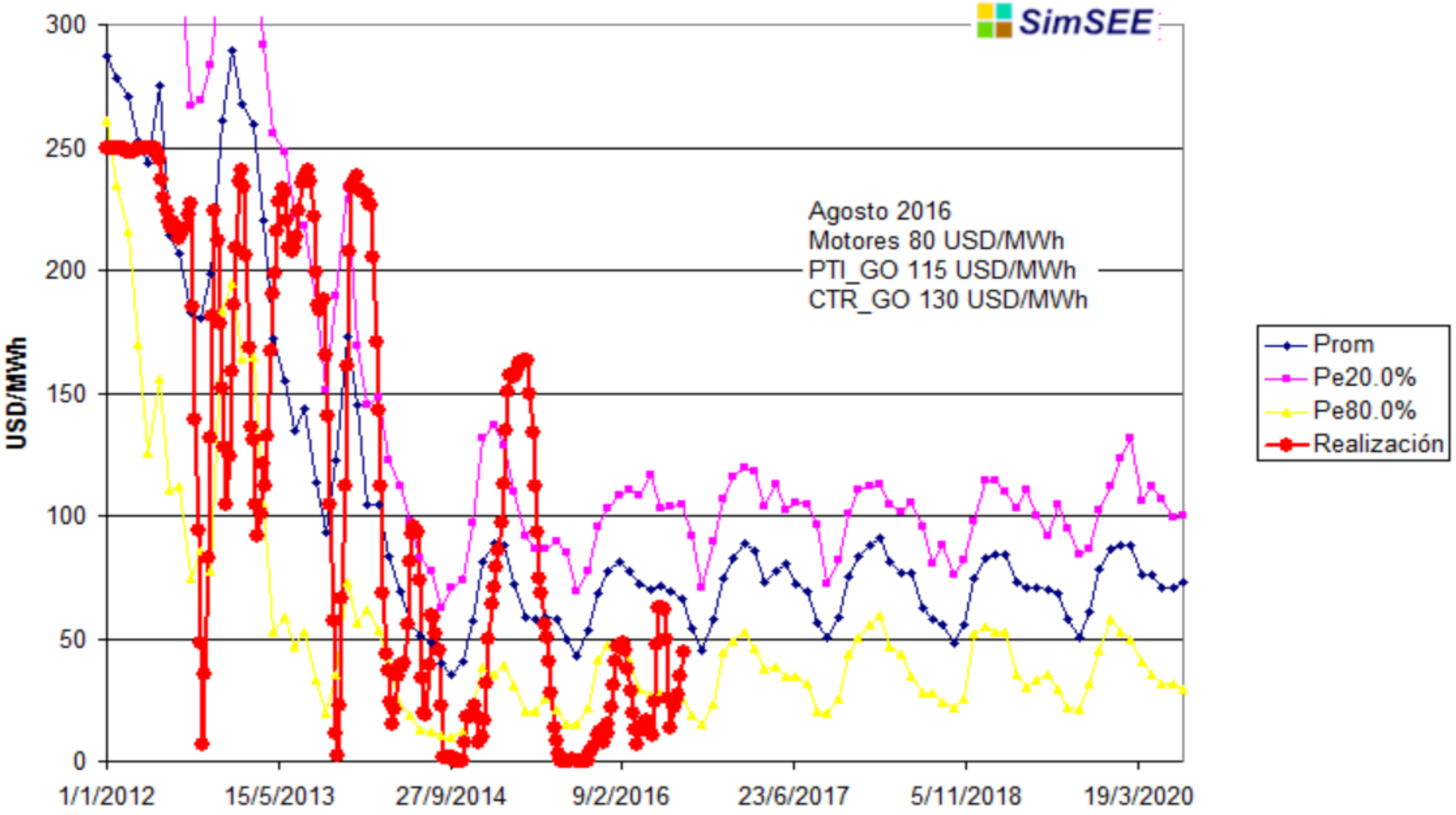
Costo unitario variable de generación




SimSEE
Costos Marginales Medios Mensuales - Uruguay 2012-2020
(Plan: CC470+1200MWEólica al 2015+Brasil 500MW en Nov2013 con delta de 30 USD/MWh+DemandaPlus)
SimSEE
CTR GO
Punta del Tigre GO
5ta y 6ta FO
Motores FO
Punta del Tigre GN
CC GO
CC GN
Biomasa
Carbón
+30 USD/MWh
-30 USD/MWh
Prom
Pe20.0%
Pe80.0%
USD/MWh
300
250
200
150
100
50
0
01/01/2012
15/05/2013
27/09/2014
09/02/2016
23/06/2017
05/11/2018
19/03/2020

SimSEE

Proyección de marginales según simulación realizada en Abril 2012 vs. Realización histórica hasta agosto 2016.



Como resultado de este plan, se han incorporado durante desde 2013, en forma progresiva parques eólicos pasando la capacidad instalada de 30 MW a 950 MW a setiembre 2016.

.

En la actualidad la participación de la generación eólica en la matriz de abastecimiento de la demanda es superior al 30% y a 2018 superará el 35%.

Horizonte mínimo 20 años

Los planes de inversión se hacen con proyecciones que necesariamente deben abarcar del orden de 20 años para considerar en las evaluaciones la vida útil de los proyectos de generación. Siempre que se realizan análisis a largo plazo en los que es necesario realizar estimaciones de los factores de mayor impacto (como el crecimiento de la Demanda y el precio de los combustibles) inevitablemente se cometen errores.

Horizonte mínimo 20 años

Parte del arte de una buena planificación de largo plazo es lograr identificar cuales son esos aspectos claves, cuales serán las variaciones previsibles de los mismos y lograr un Plan que sea robusto en el sentido de que no resulte nefasto cuando las principales hipótesis no se verifiquen.

Horizonte mínimo 20 años

La Realidad en 20 años casi con certeza será diferente a lo imaginado.

Como ejemplo de cómo La Realidad es caprichosa, el diseño de 2010 incluía escenarios de precio del barril del petróleo sensiblemente superiores al actual valor así como un escenario de crecimiento de la demanda de Uruguay que preveía la instalación de una industria electro-intensiva que aumentaría la demanda total del Uruguay en un 20% para el año 2015, proyecto que no se concretó.

Tomando en consideración la situación actual, este trabajo presenta una mirada hacia el futuro que intenta identificar las posibles opciones para la expansión de la generación eléctrica del Uruguay para los próximos 30 (treinta) años. Se escribe la metodología y resultados de la planificación de la expansión óptima de la generación eléctrica de Uruguay en el período 2016 a 2046 incorporando la nueva información disponible.

Los escenarios considerados tienen en cuenta las proyecciones del crecimiento acumulado de la demanda en el período, los costos de inversión de la energía eólica y fotovoltaica que se reflejan como un pago por la energía generada en 20 años, los costos de inversión de turbinas a ciclo abierto y ciclo combinado y diferentes escenarios del precio del barril de petróleo y disponibilidad de gas natural para generación eléctrica (de la mano de la realización o no del proyecto de planta Regasificadora).

En términos generales los resultados del plan de expansión óptima recomiendan la incorporación de un alto porcentaje de generación eólica y solar complementado con turbinas de ciclo abierto.

La energía eléctrica del Uruguay de los próximos 30 años será esencialmente de fuentes renovables autóctonas, con abundancia de excedentes exportables.

El consumo de combustibles en centrales térmicas se verá reducido a un porcentaje inferior al 20% y con una volatilidad importante dada más que nada por el régimen de lluvias tropical del país.

La generación del sistema hidroeléctrico puede variar desde los 4000 GWh en años secos a 10000 GWh en años lluviosos.

Esta característica explica el resultado de la optimización de inversiones en cuanto a que es preferible instalar energías renovables a un precio conocido y estable, de forma tal que existan excedentes exportables a depender de la importación de combustibles con alta variación en los volúmenes y en los precios a pesar de que en el presente el precio de dichos combustibles sea la mitad que el supuesto en años anteriores.

Criterios de planificación energética

El Plan Óptimo de expansión del sistema de generación eléctrica es el resultado de resolver un problema de optimización en que la función objetivo a **minimizar es el valor esperado del costo futuro del abastecimiento de la demanda**.

Este problema de optimización es complejo involucrando decisiones que afectan a su vez las posibles futuras decisiones e involucrando procesos estocásticos como pueden ser la producción hidroeléctrica, el atraso en la construcción de un proyecto, el precio de los combustibles, el crecimiento de la demanda, etc.

Integración y Seguridad Nacional

El nivel de integración entre los mercados energéticos regionales lleva a que la planificación se deba realizar sin considerar la posibilidad de que el suministro de energía de Uruguay dependa de la importación de energía de los países vecinos.

Esta condición podría ser revisada en el futuro si los países avanzaran en la integración energética regional, pero seguramente ese cambio llevará tiempo y estando la energía eléctrica en la base de la cadena productiva de los países, si este criterio es cambiado, lo será en forma gradual y sin comprometer la seguridad energética nacional.

De esta forma, se evalúa el abastecimiento de la demanda total considerando exclusivamente recursos de generación internos del país.

Este esquema de “frontera cerrada” es para el diseño de las inversiones en generación, pero por supuesto que durante la operación de los sistemas, los países intercambian energía en forma ocasional.

SimSEE

Crecimiento de la Demanda

Año	Energía. [GWh]	Tasa de crecimiento acumulativo anual [%]
2015	10495	1.03
2016	10699	1.94
2017	10981	2.64
2018	11282	2.74
2019	11576	2.6
2020	11863	2.48
2021 al 2046	----	2.5

Los proyectos de generación son intensivos en capital e involucran plazos de construcción que pueden ser de 1 a 1,5 año para la instalación de turbinas aeroderivativas, plantas solares fotovoltaicas o parques eólicos y de 2 a 3 años para la construcción de ciclos combinados.

Estos plazos pueden verse afectados por la obtención de los permisos ambientales correspondientes y de conexión al sistema eléctrico.

Por estos motivos es necesario tomar las decisiones de instalación de nueva generación con varios años de anticipación con el riesgo de que las hipótesis bajo las cuales se toma las decisiones seguramente tendrán cambios durante la propia construcción.

En este contexto de incertidumbre es importante identificar cuales son las variables que producen las principales variaciones en el costo de abastecimiento de la demanda y realizar las sensibilidades correspondientes.

En este caso, se identificaron como principales variables las siguientes:

- Disponibilidad de gas natural.
- El precio de los combustibles fósiles.
- Crecimiento de la demanda eléctrica.

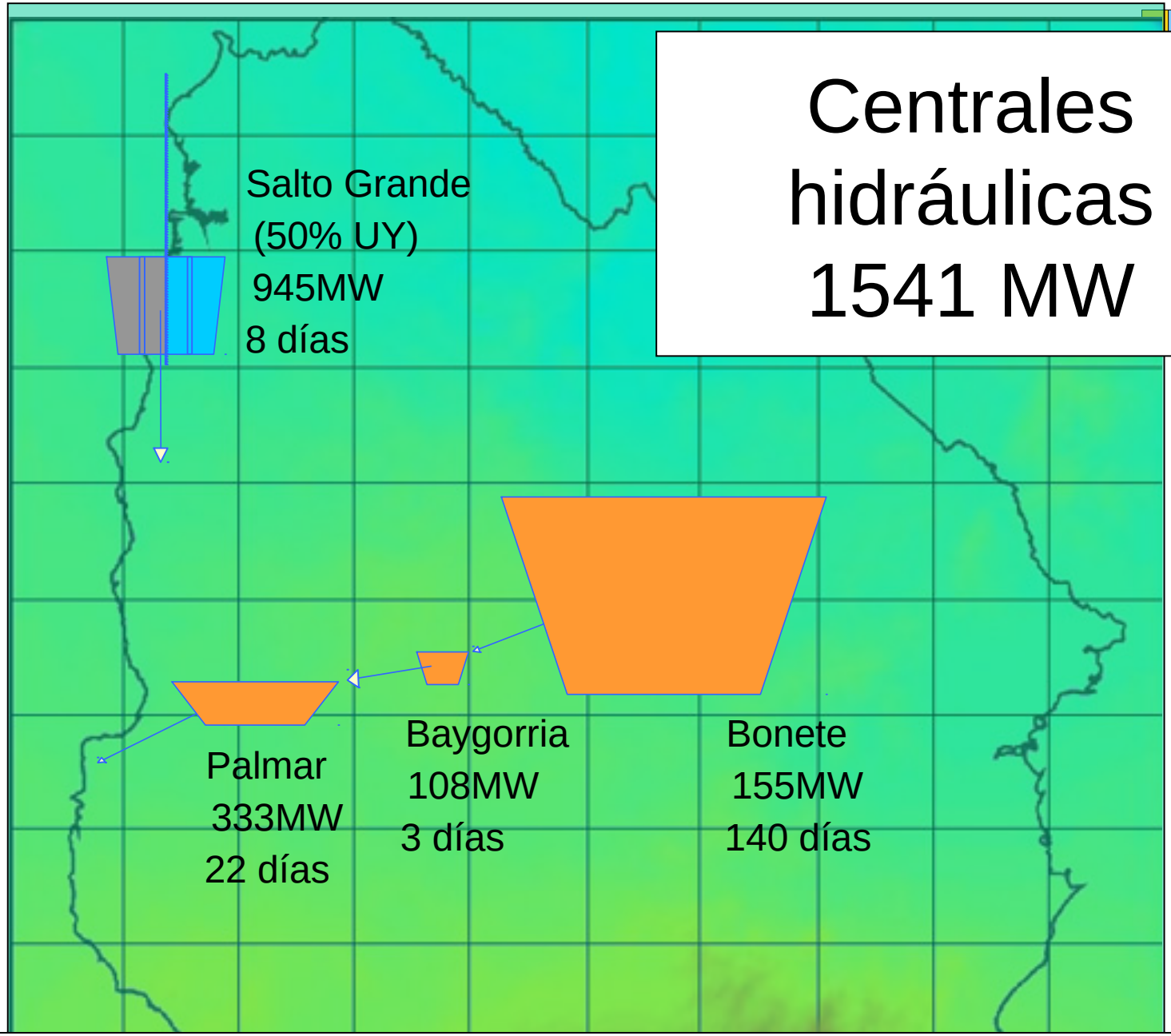
SimSEE

Tecnologías Disponibles

Central	Potencia [MW]	construcción [meses]	Vida útil [años]	Remuneración Costos Fijos [USD/MWh]	Recurso	Rendimiento
Eólica	50	18	20	69	Viento	FC: 40%
Solar PV	50	18	20	80	Sol	FC: 15%
Turbinas aeroderivativas	60	18	20	14	Gas Oil Gas Natural	Rend.: 40%
Ciclo Combinado	180	24	20	18	Gas Oil Gas Natural	Rend.: 52%

Para el caso de las turbinas y los ciclos combinados, la remuneración corresponde al pago por potencia puesta a disposición. Adicional a este pago hay que considerar los costos de combustibles (gasoil o gas natural según el caso) resultante del rendimiento correspondiente de la unidad y del precio efectivo del combustible según el índice de precio en cada momento.

La tasa de actualización utilizada para el cálculo del valor esperado del costo futuro de operación es de 10% anual sobre los precios en dólares de enero de 2016.

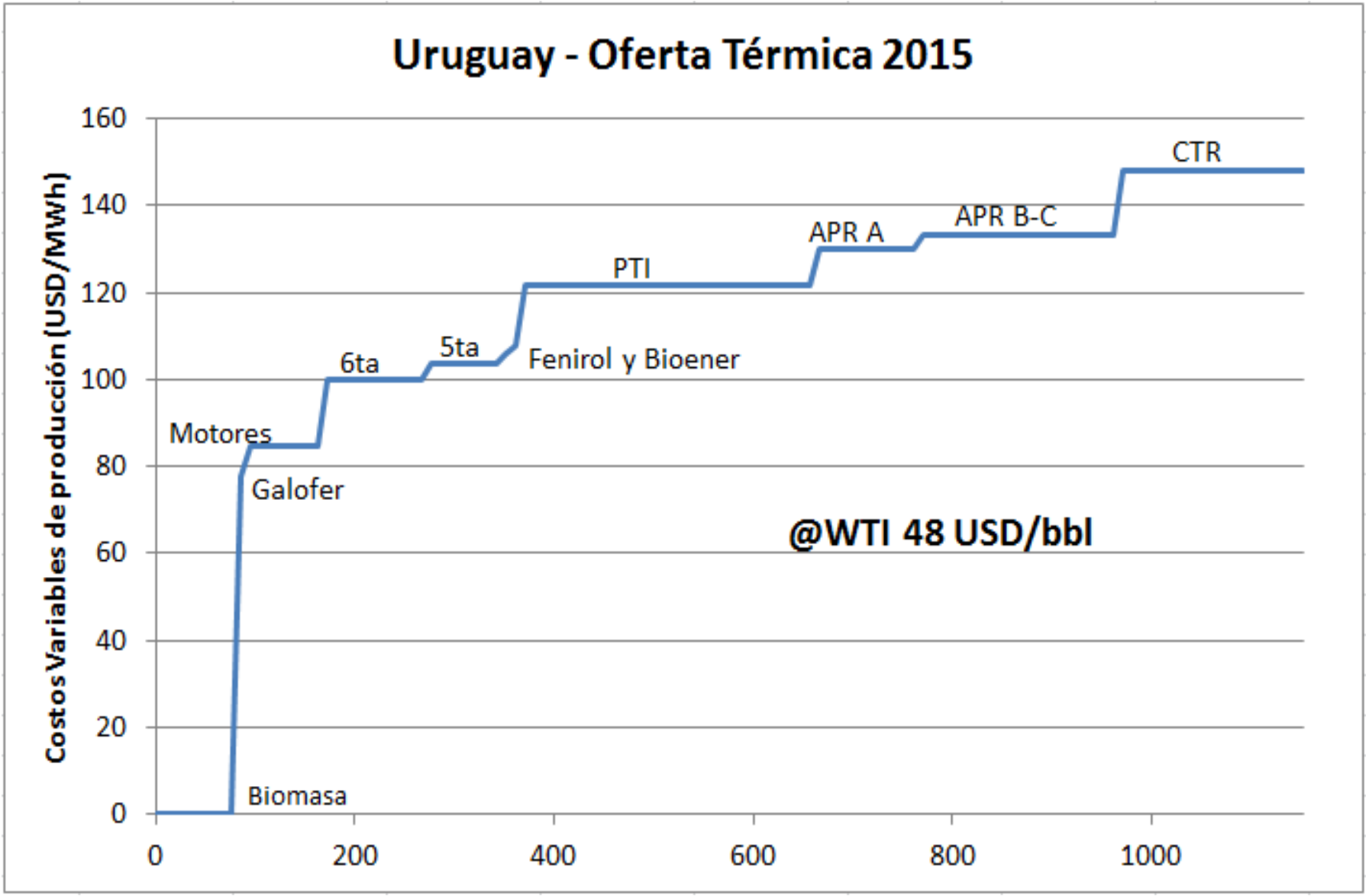


Centrales hidráulicas 1541 MW

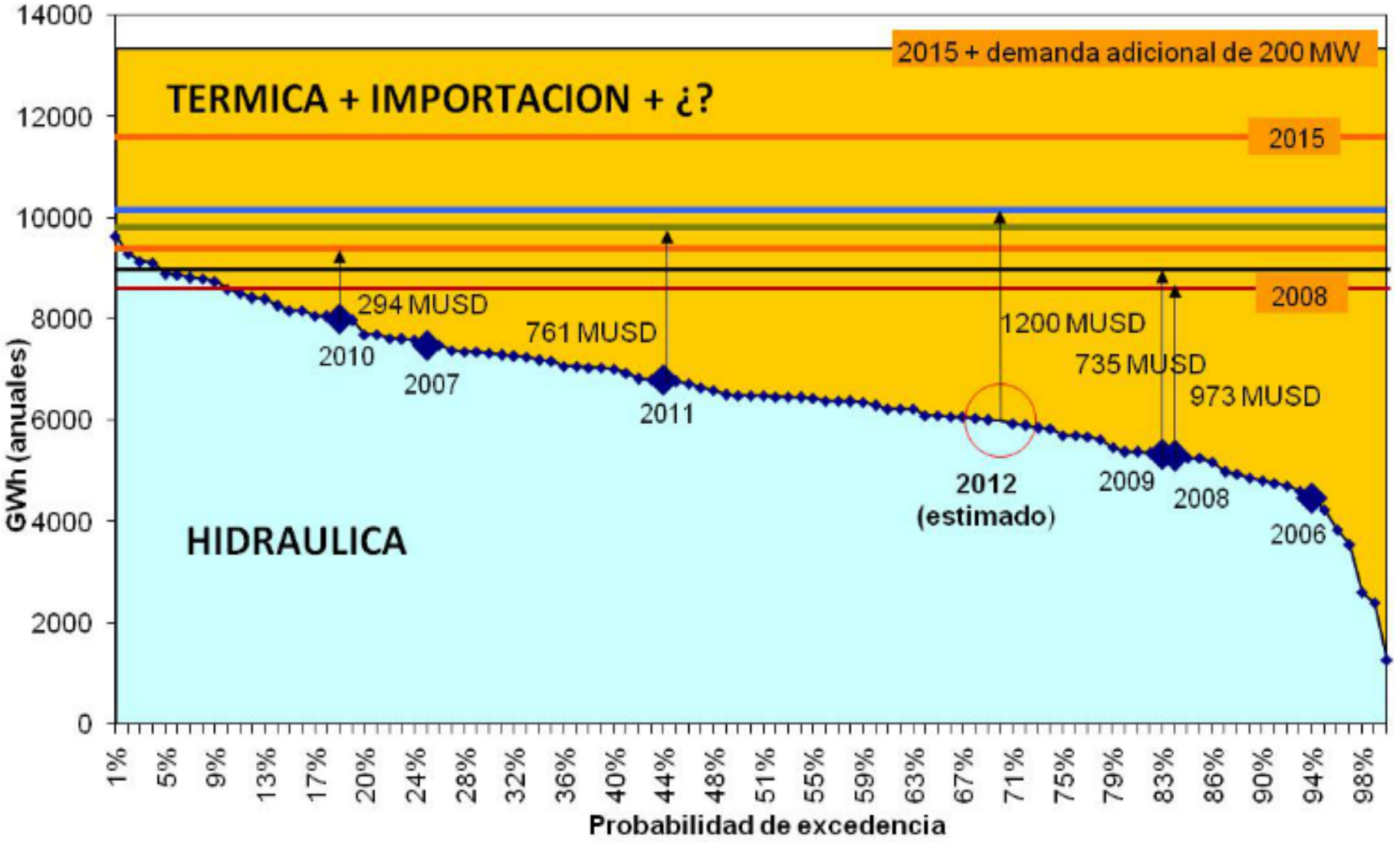
Expansión futura: No quedan grandes proyectos por realizar. Posibilidad de generación distribuida en mini y micro aprovechamientos 200 MW.
Centrales de bombeo distribuidas 300 – 1000 MW

SimSEE

Oferta térmica Uruguay - 2015

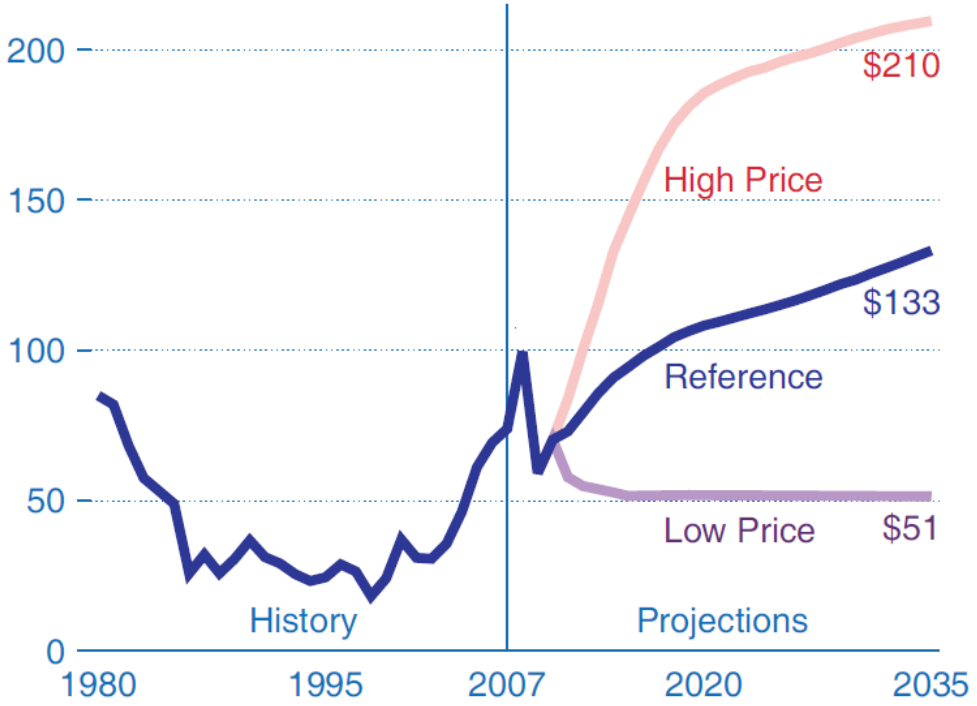


Uruguay

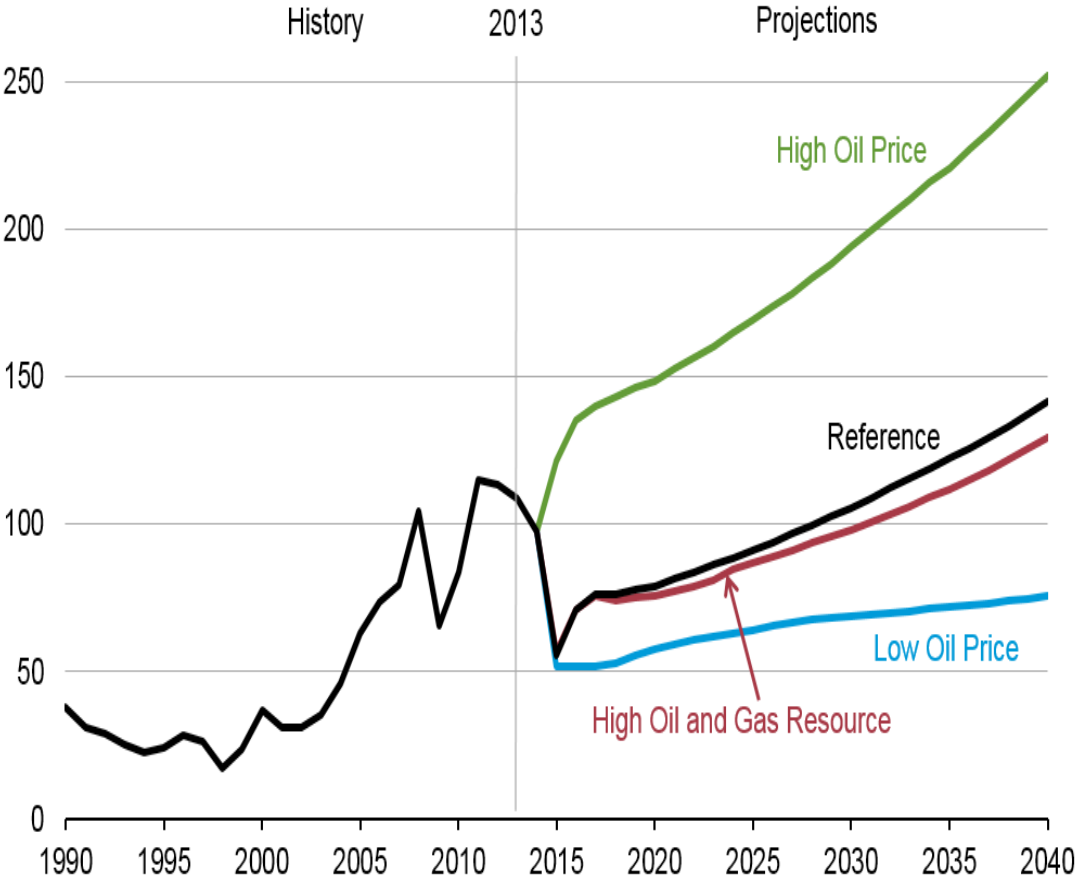

14000
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
GWh (anuales)
2015 + demanda adicional de 200 MW
TERMICA + IMPORTACION + ¿?
2015
2008
HIDRAULICA
294 MUSD
2010
2007
761 MUSD
2011
1200 MUSD
2012
(estimado)
735 MUSD
2009
973 MUSD
2008
2006
1%
5%
9%
13%
17%
20%
24%
28%
32%
36%
40%
44%
48%
51%
55%
59%
63%
67%
71%
75%
79%
83%
86%
90%
94%
98%
Probabilidad de excedencia

Fósiles Brent/GNL (Largo Plazo)

Figure 32. World oil prices in three cases, 1980-2035 (2008 dollars per barrel)



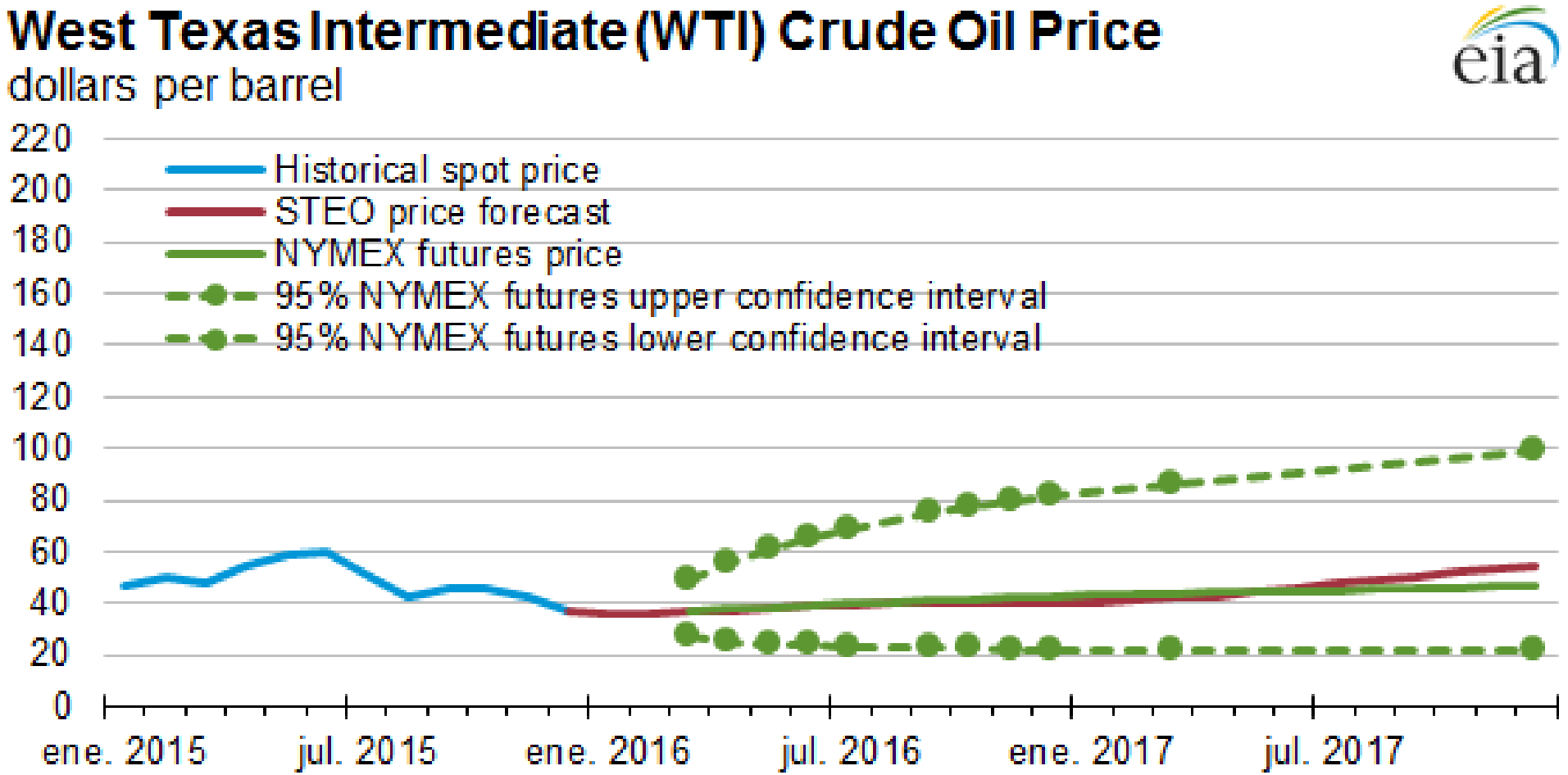
AEO2015 explores scenarios that encompass a wide range of future crude oil price paths



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2015

Fósiles (Volatilidad de Corto Plazo)

SimSEE

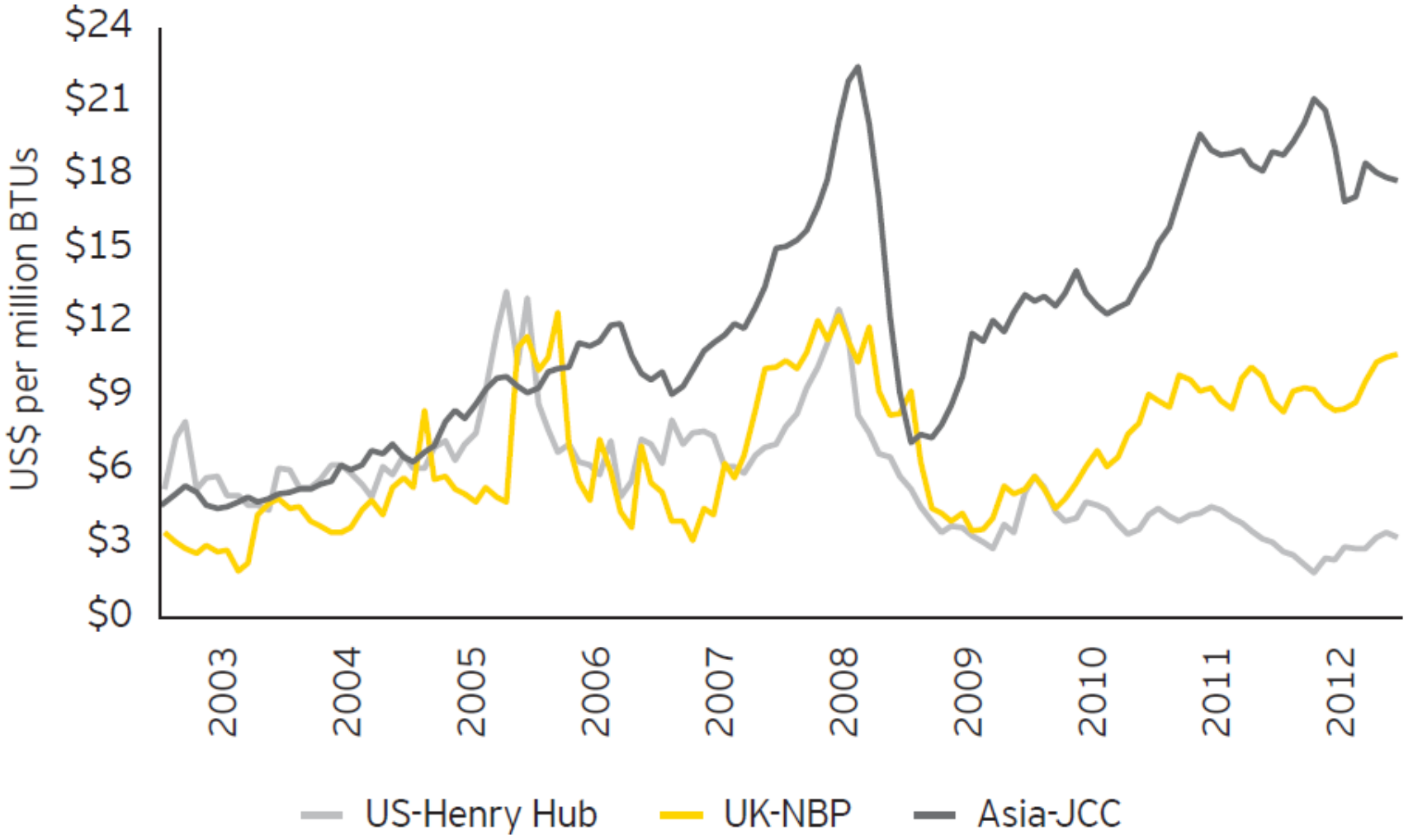


Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending Jan. 7, 2016. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

Source: Short-Term Energy Outlook, January 2016.

eia Independent Statistics & Analysis U.S. Energy Information Administration

Proyección del GNL



SimSEE

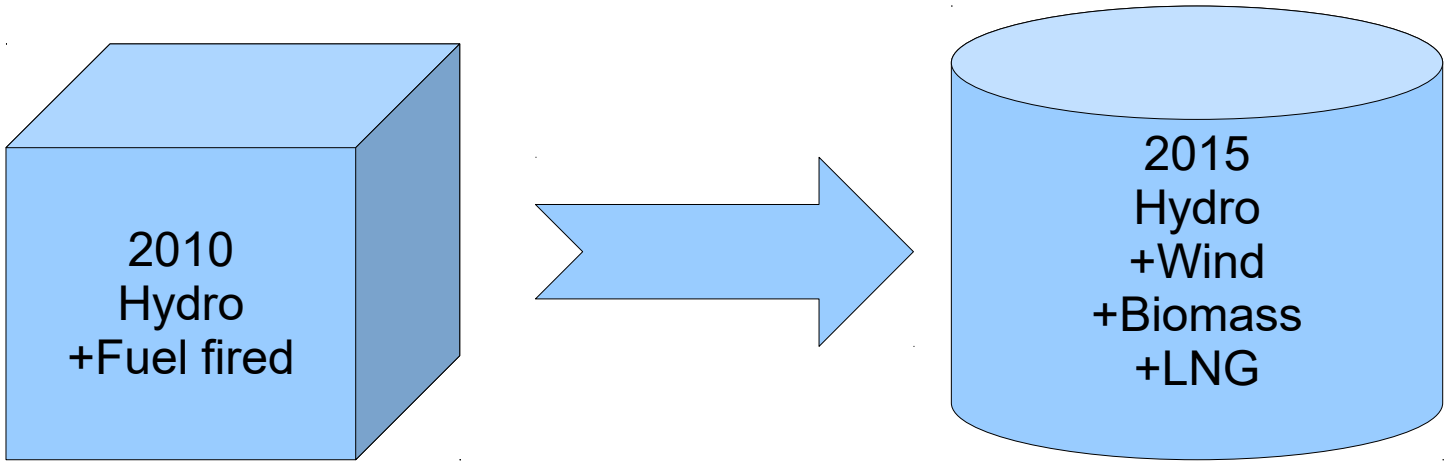
Integración regional

Primeros pasos hacia el sistema óptimo para Uruguay

- ✓ Rápida incorporación de Eólica y luego Solar
  - 1400 MW a fines de 2017
- ✓ Respaldo con Turbinas (CC y CA)
  - CC en constr. 2TG 185 MW +TG 170 MW = 540 MW
- ✓ Fuerte Interconexión Alternativa con Brasil
  - 500 MW en 500 kV
- ✓ Potenciar el Sistema de Transmisión
  - Subestaciones y Redes

SimSEE

Uruguay 2010
Changing the power generation matrix



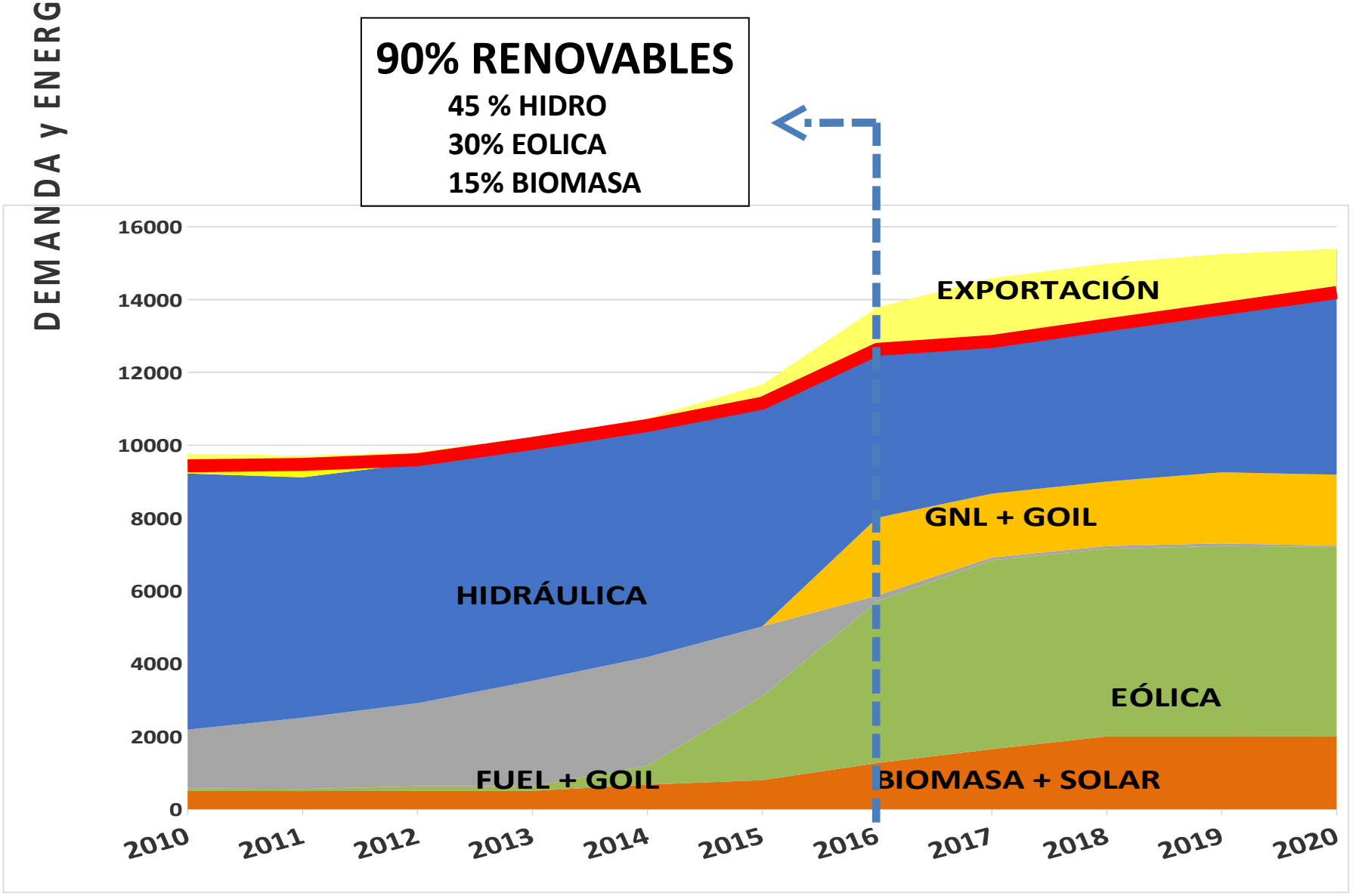
Investment planning optimization minimizing the expected future cost & risk

1200 MW of wind
200 MW of BIomass + Solar
540 MW of Combined Cicle (Natural Gas)
A regasification plant of LNG

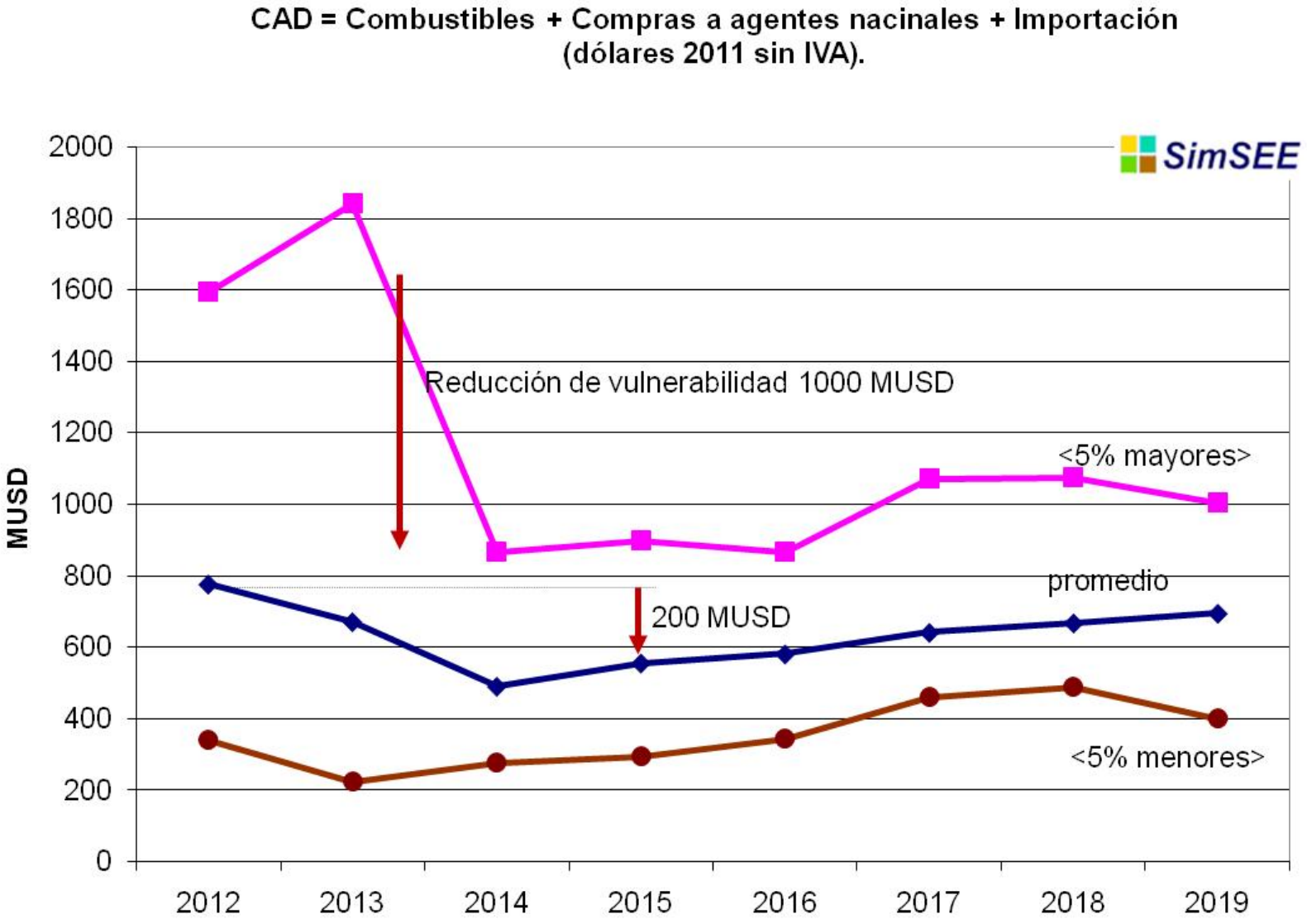
Cambios de la matriz proyectados

Cuentas de 2010-2011…

SimSEE

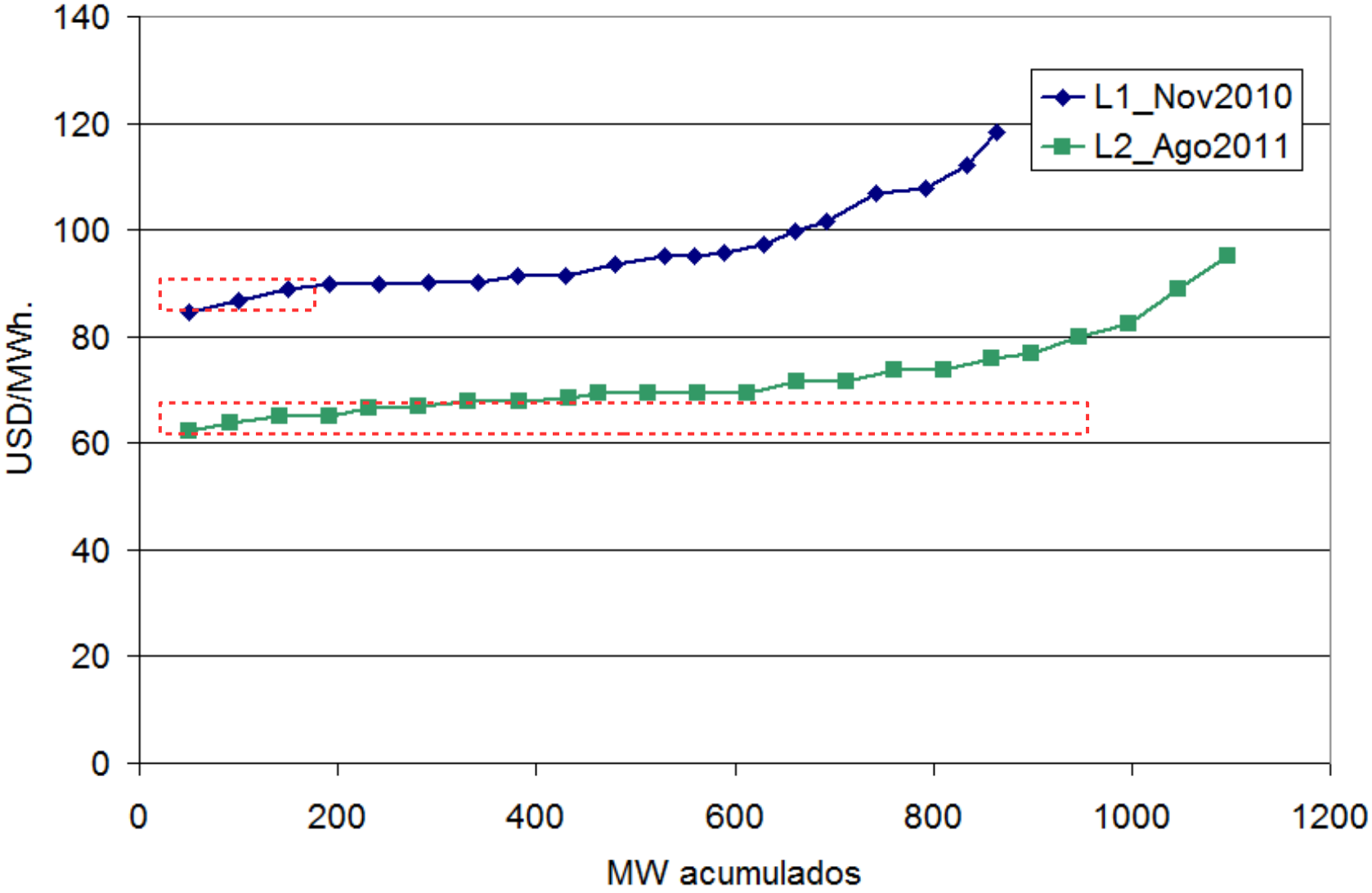


The design – 2010-2011



SimSEE

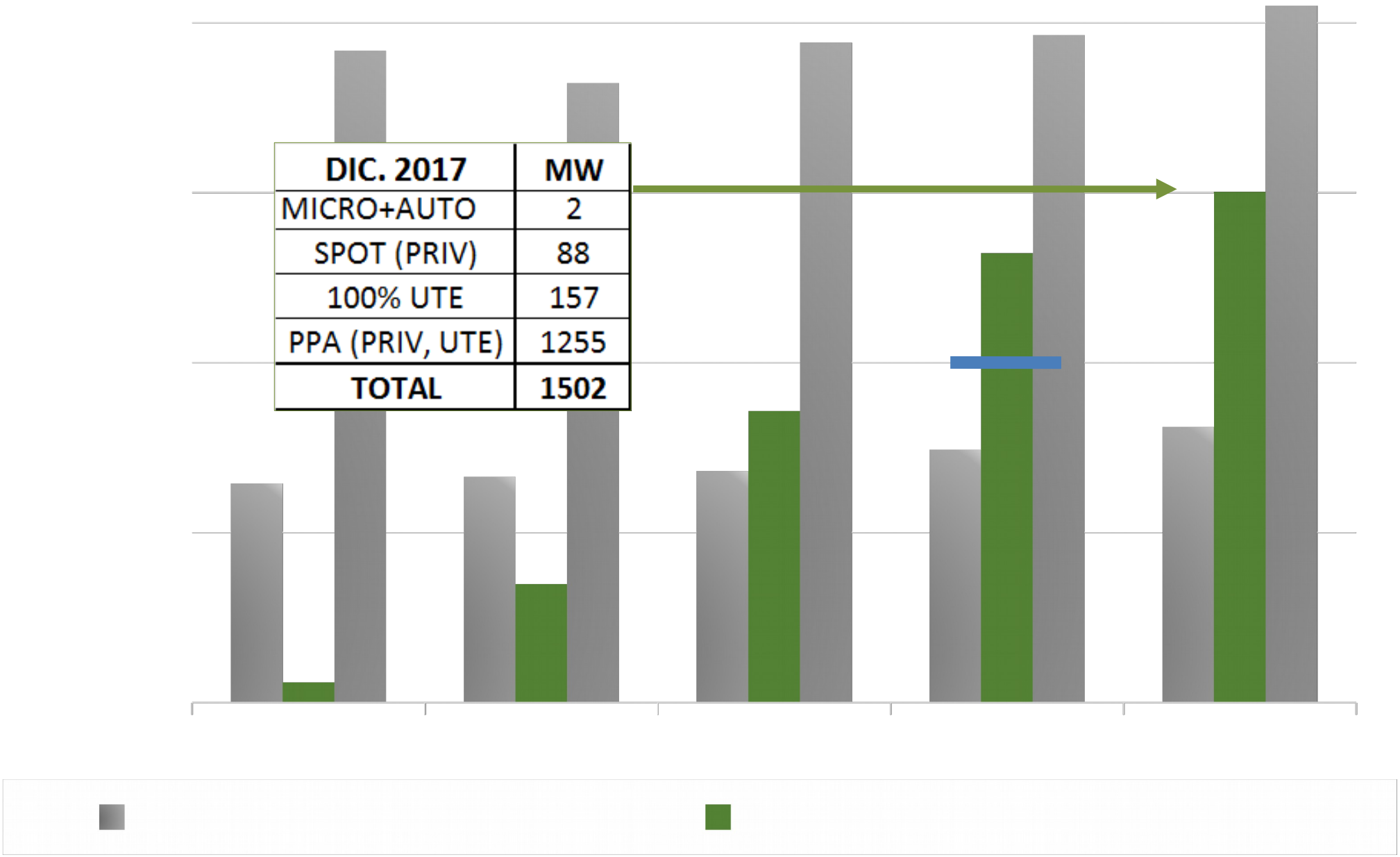
Wind power biddings
20 years PPA, each offer is for 50 MW.



Evolución de la Penetración Eólica

SimSEE

DIC. 2017	MW
MICRO+AUTO	2
SPOT (PRIV)	88
100% UTE	157
PPA (PRIV, UTE)	1255
TOTAL	**1502**

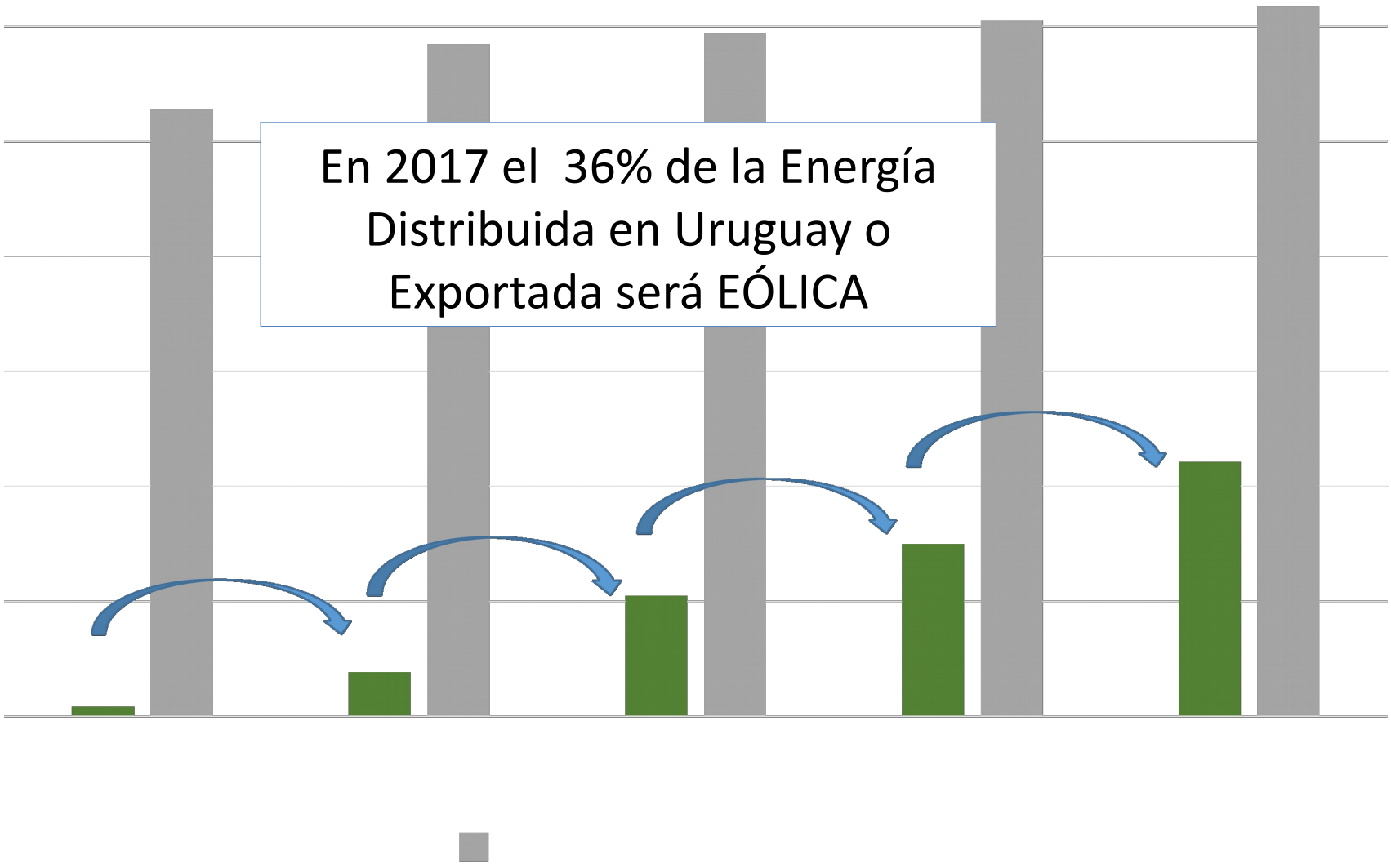


UTE DESARROLLÓ el 34% DE LA EÓLICA

UTE TIENE LOS DERECHOS del 94% DE LA EÓLICA

Evolución de la Generación Eólica

SimSEE

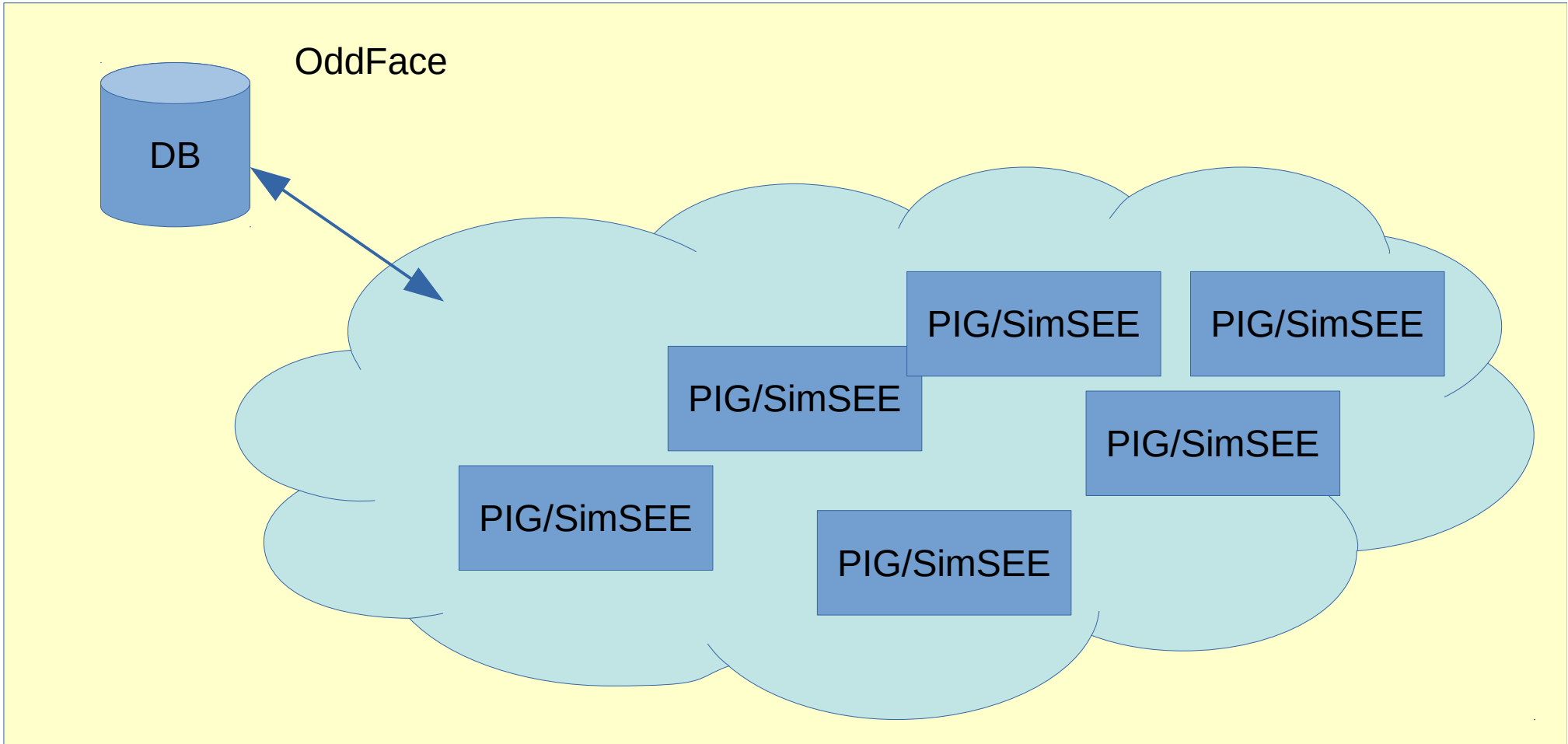


Escenarios principales.

- Las dos variables más relevantes en el estudio de expansión del sistema de generación es la disponibilidad del gas natural y el precio del petróleo. Por este motivo, se consideran los siguientes escenarios:
- Escenario 1 con Gas Oil Base: Precio del petróleo de referencia y no hay disponibilidad de Gas Natural.
- Escenario 2 con Gas Natural Base: Precio del petróleo de referencia y hay disponibilidad de Gas Natural.
- Escenario 3 con Gas Oil Alto: Precio del petróleo alto y no hay disponibilidad de Gas Natural.
- Escenario 4 con Gas Natural Alto: Precio del petróleo alto y hay disponibilidad de Gas Natural.

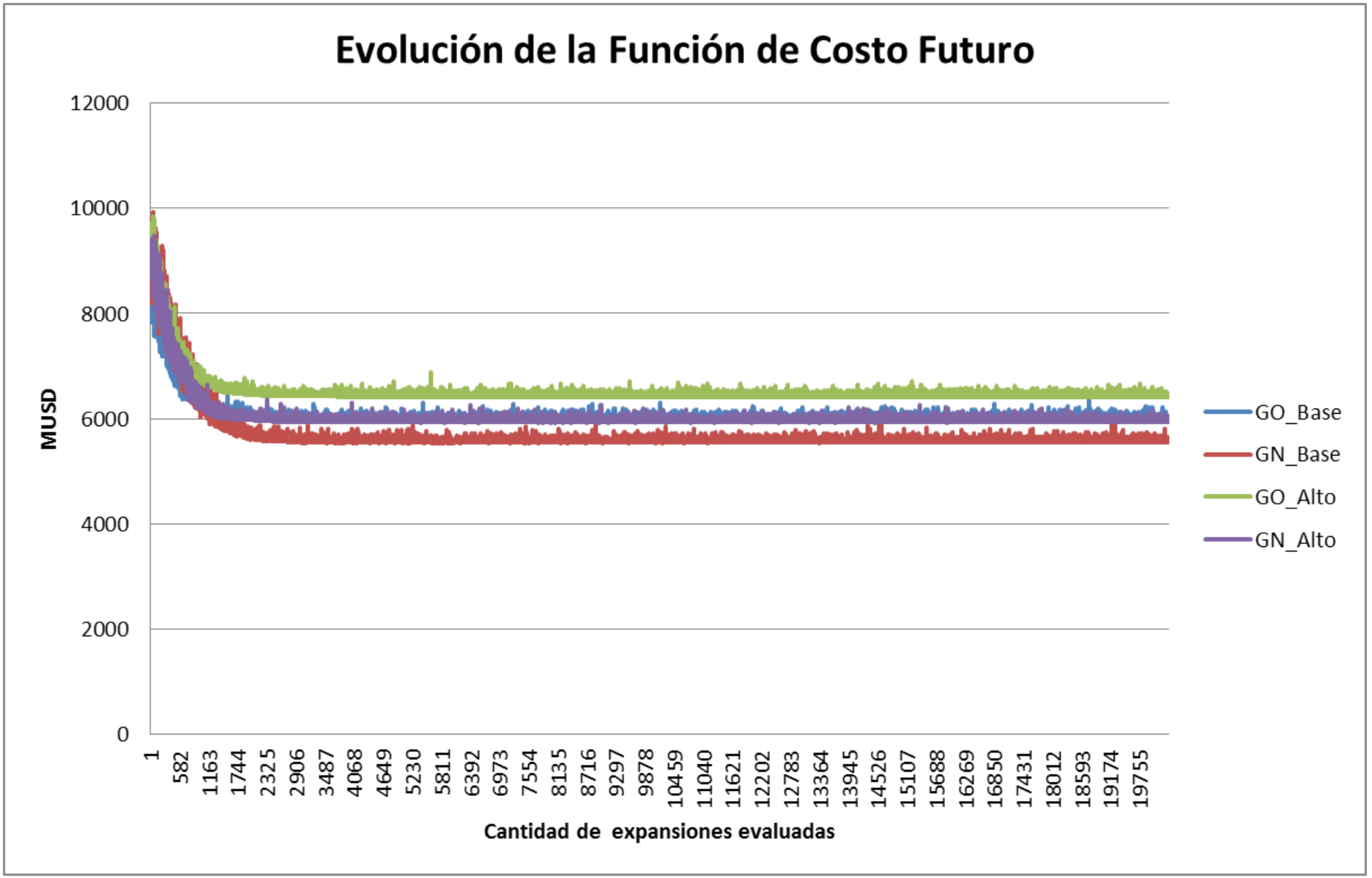
OddFace + PIG + SimSEE

- Optimizador distribuido de funciones de alto costo de evaluación.
- Planificación de Inversines de Generación.

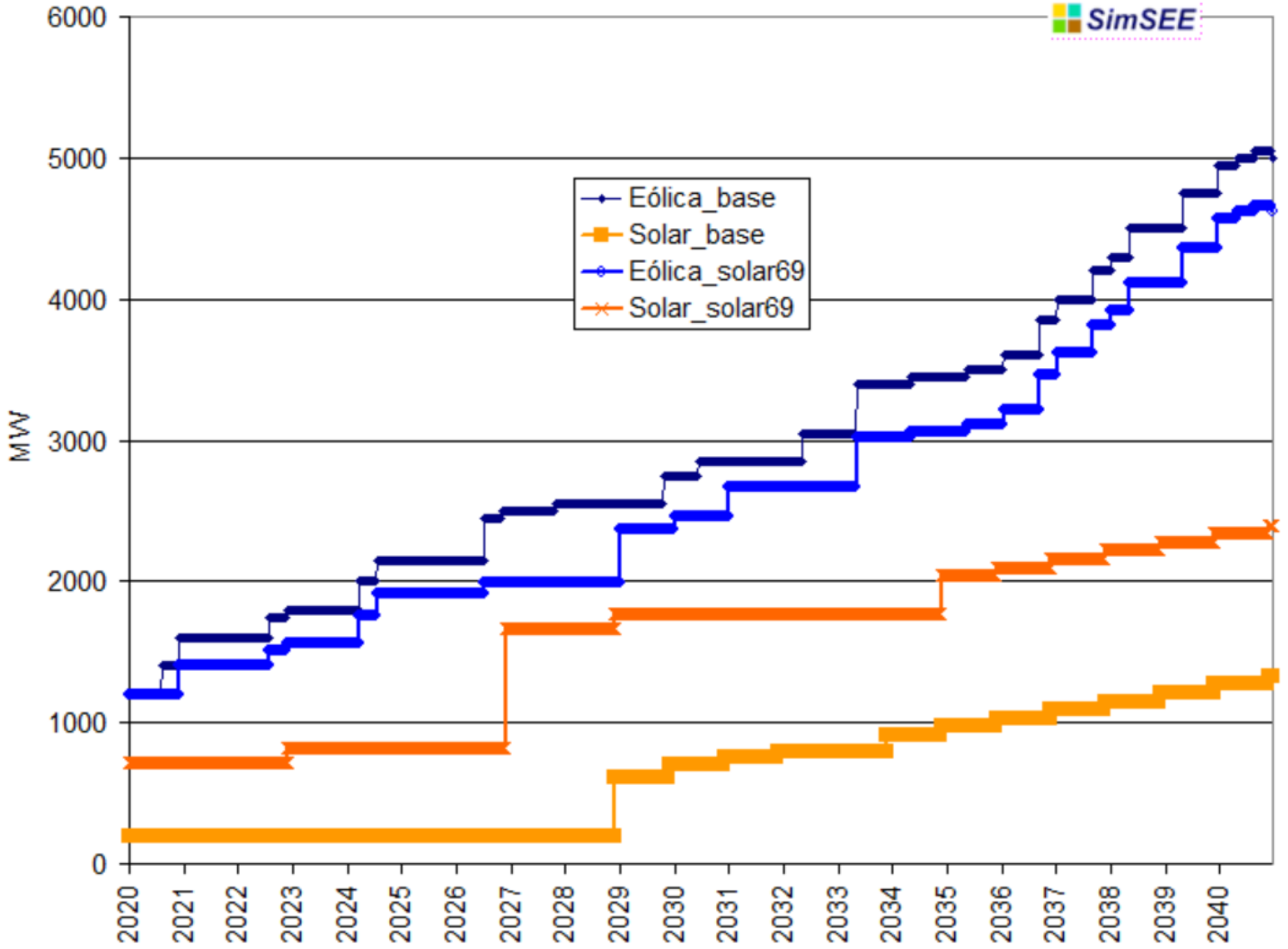


SimSEE

OddFace + PIG + SimSEE

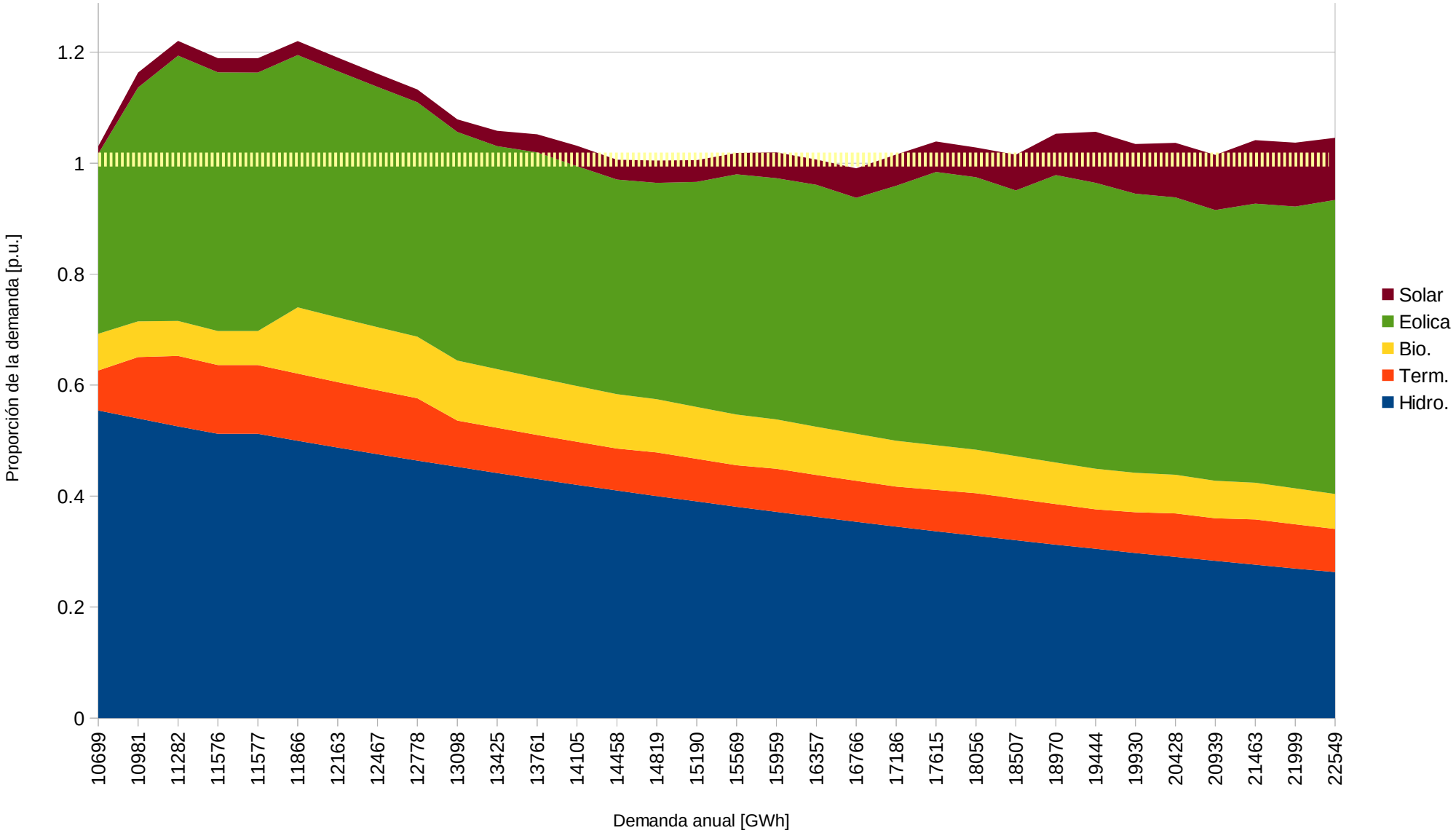


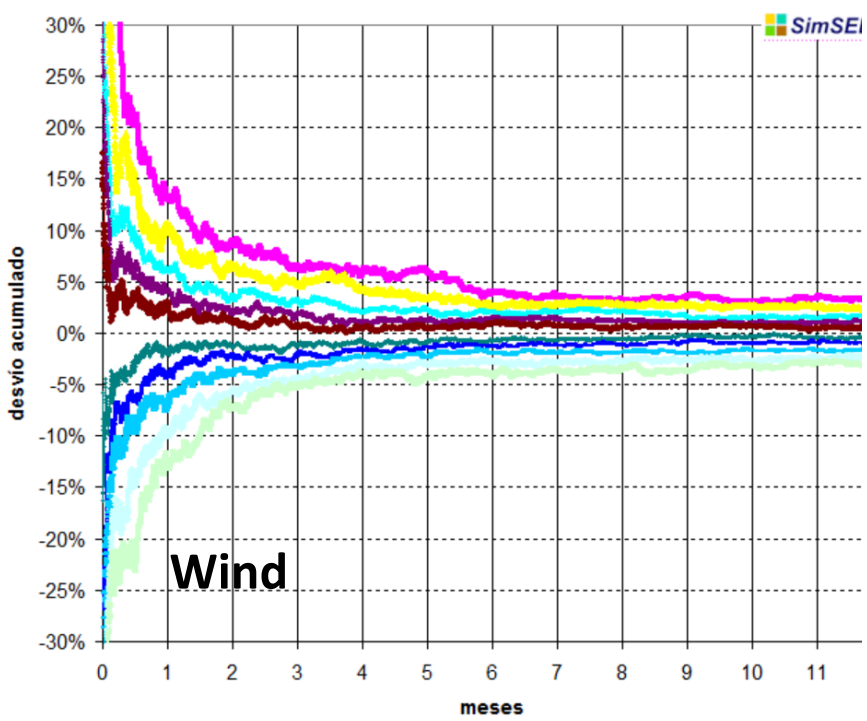
Sensibilidad al costo

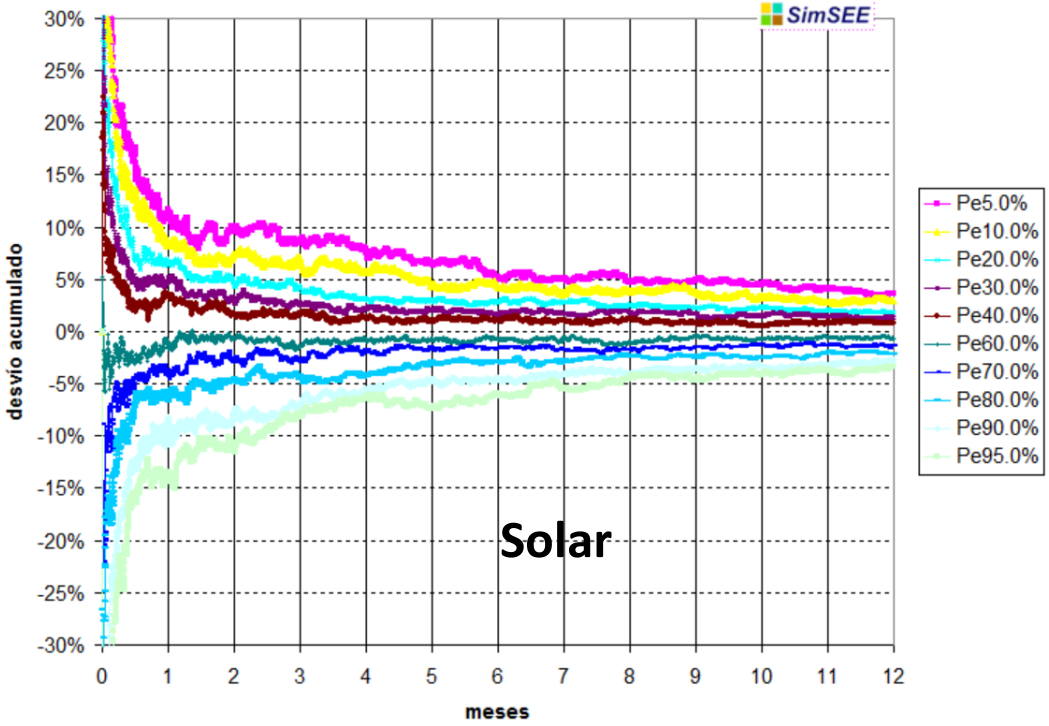


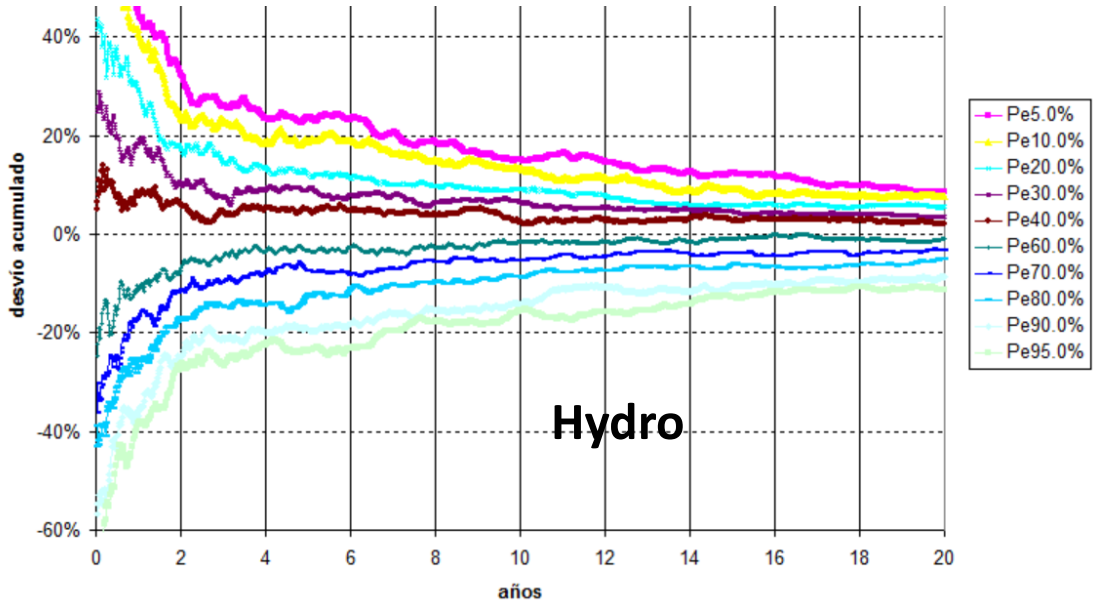
SimSEE

Criterio de equilibrio con la Demanda.



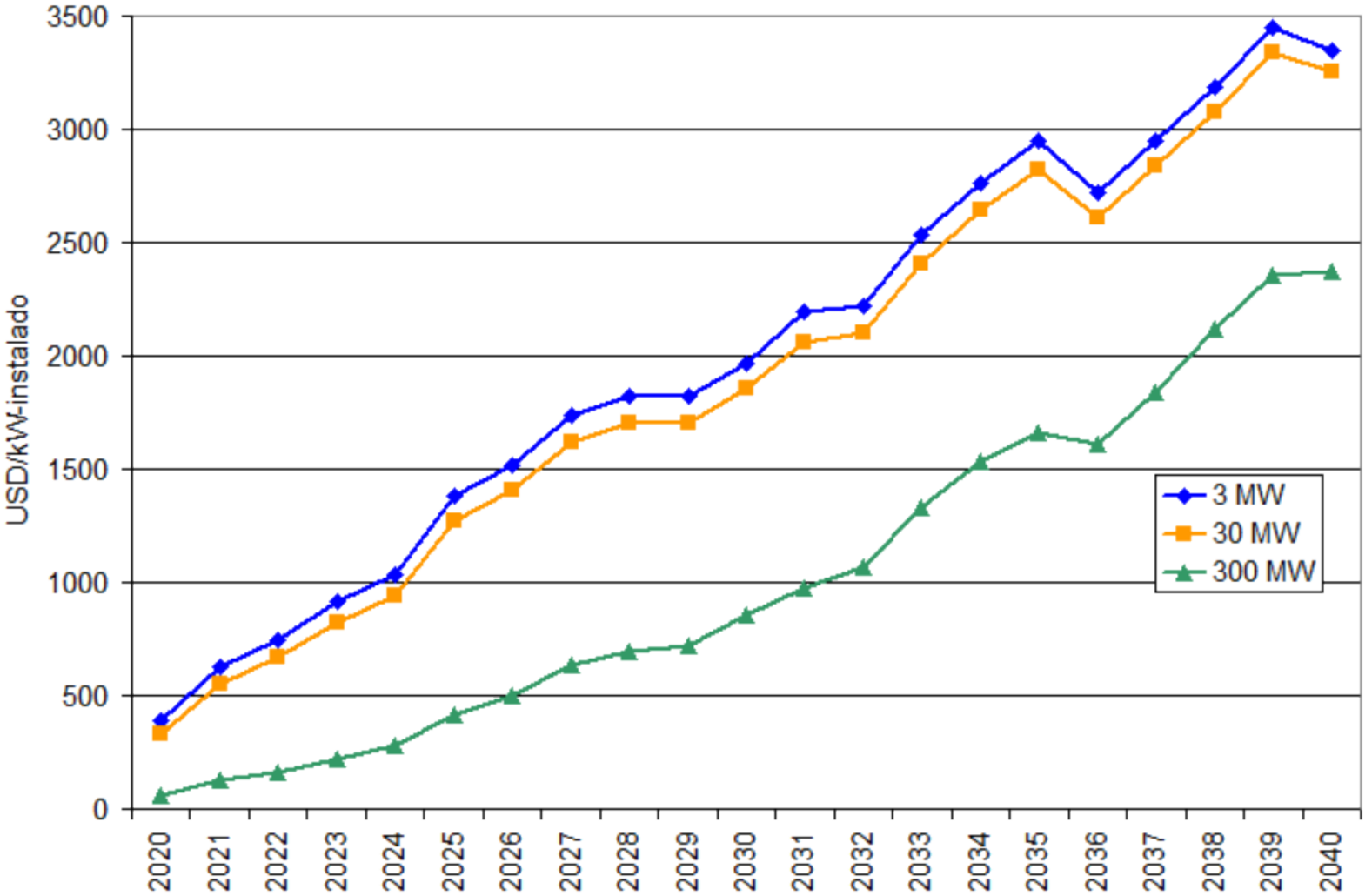

SimSEE
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
-20%
-25%
-30%
desvío acumulado
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11
meses
Wind


SimSEE
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
-20%
-25%
-30%
desvío acumulado
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
meses
Solar
Pe5.0%
Pe10.0%
Pe20.0%
Pe30.0%
Pe40.0%
Pe60.0%
Pe70.0%
Pe80.0%
Pe90.0%
Pe95.0%


40%
20%
0%
-20%
-40%
-60%
desvío acumulado
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20
años
Hydro
Pe5.0%
Pe10.0%
Pe20.0%
Pe30.0%
Pe40.0%
Pe60.0%
Pe70.0%
Pe80.0%
Pe90.0%
Pe95.0%

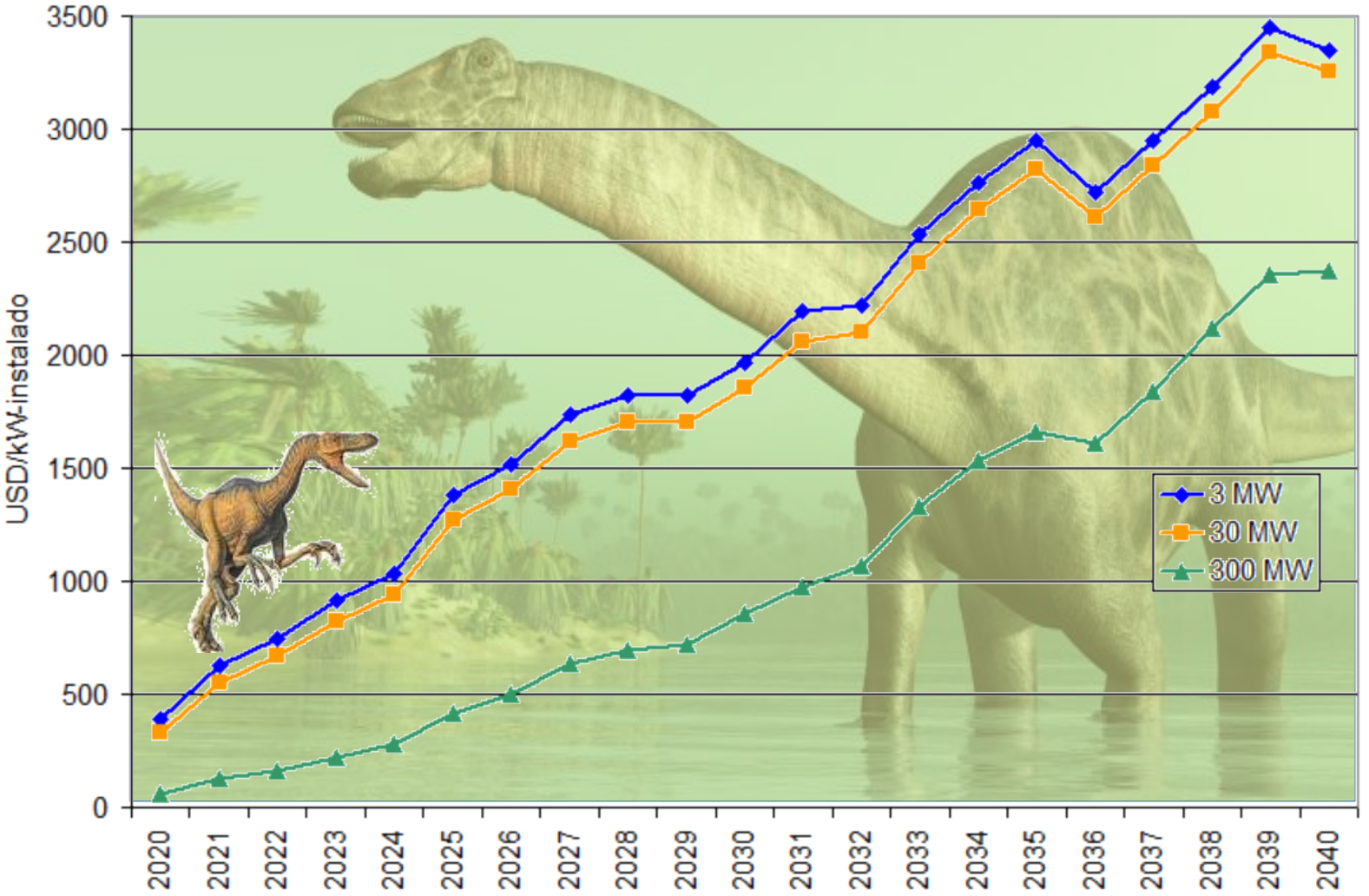
SimSEE

Valor de la capacidad de filtrado.



SimSEE

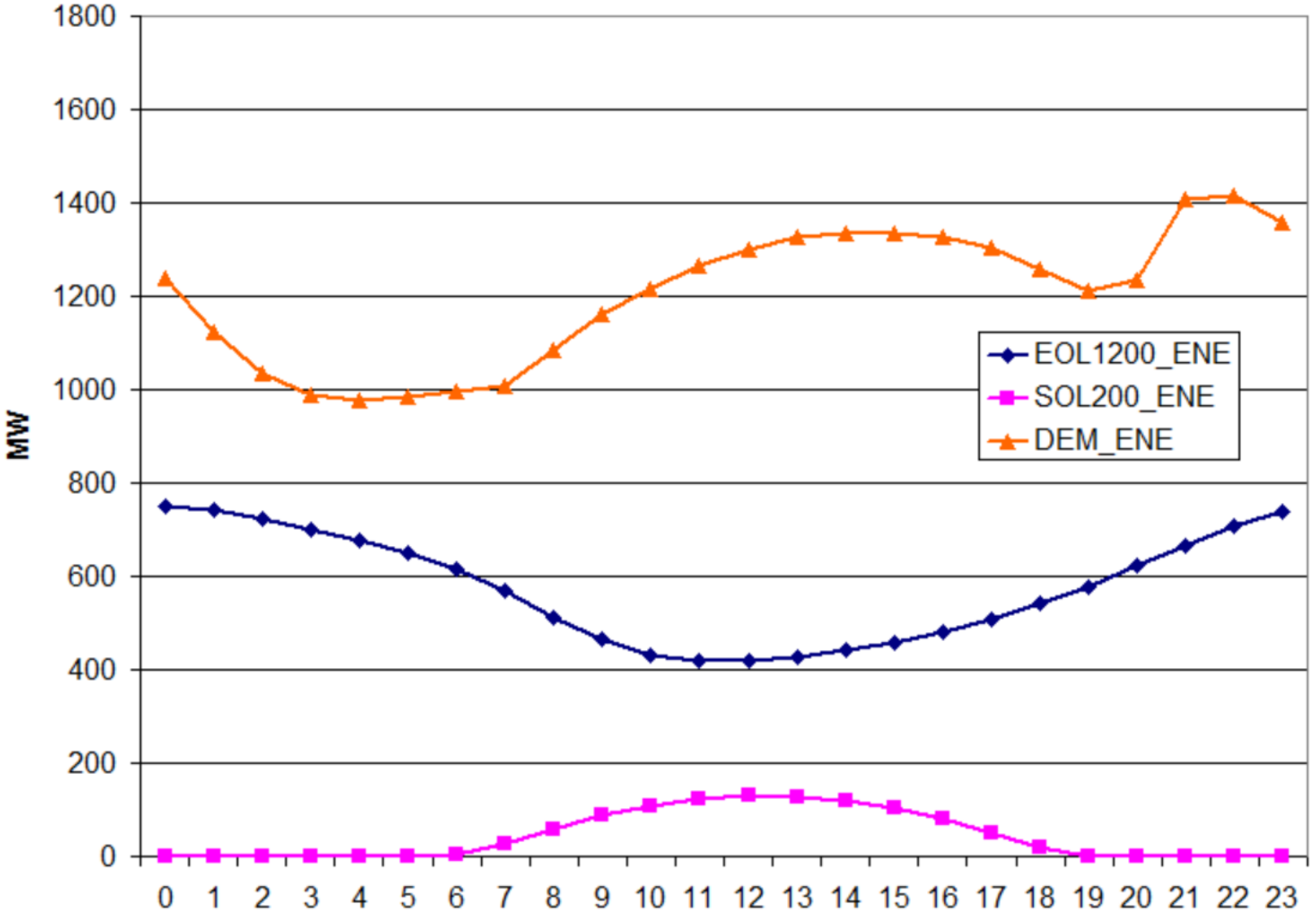
Valor de la capacidad de filtrado. Velocidad vs Escala.



•Verificación adicional sobre la viabilidad de los planes

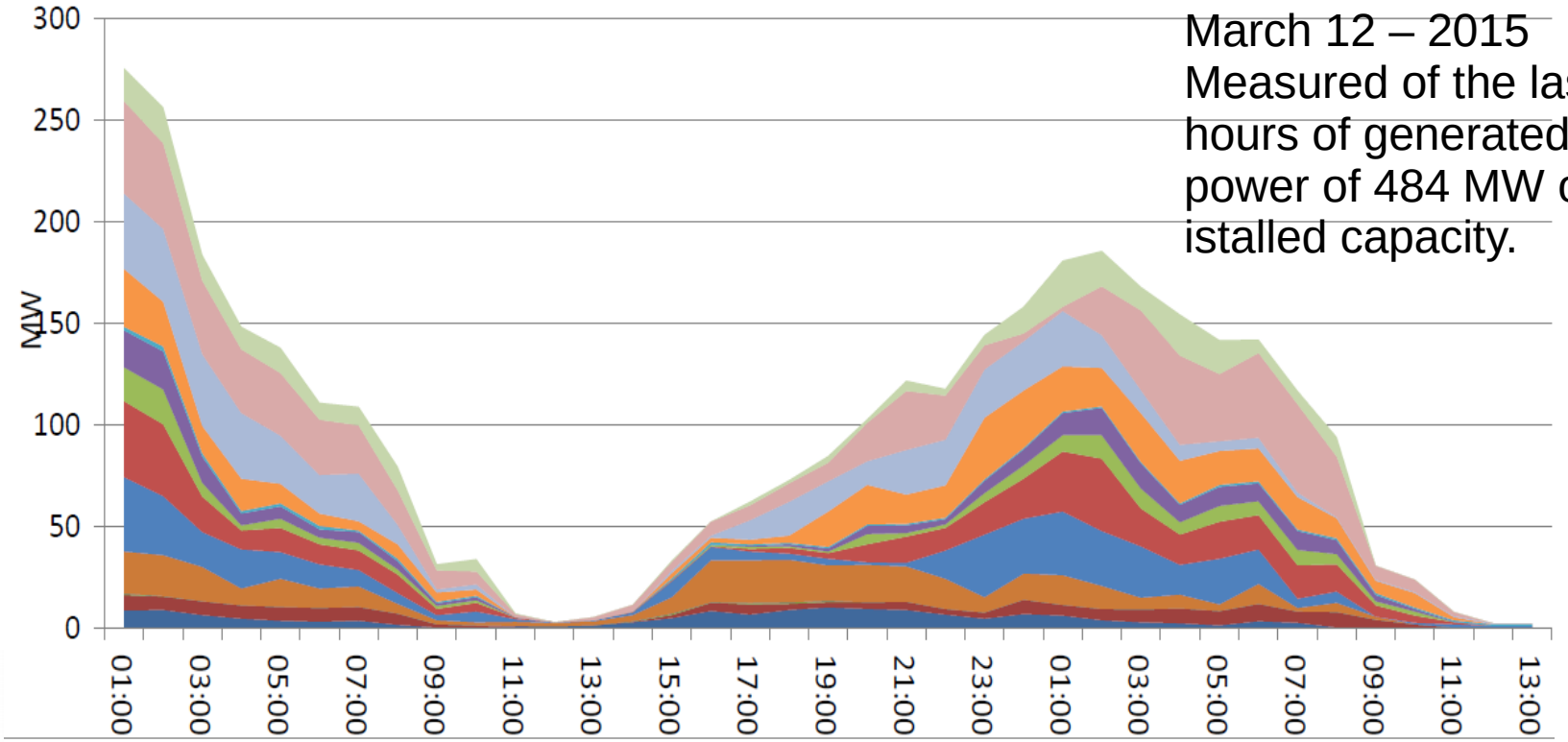
- Se realizaron las simulaciones de 1000 crónicas sintéticas para controlar el riesgo de racionamiento de los planes propuestos y se verificó que:
- a) que el volumen de energía racionada con probabilidad 5% de ser excedido no supere al 2% de la demanda anual y b) que el volumen de energía racionada a nivel semanal con probabilidad 5% de ser excedida no supere en ninguna semana el 7% de la Demanda semanal.
- Ambos criterios se cumplen en forma holgada en los 4 planes propuestos.

Summer daily profile.

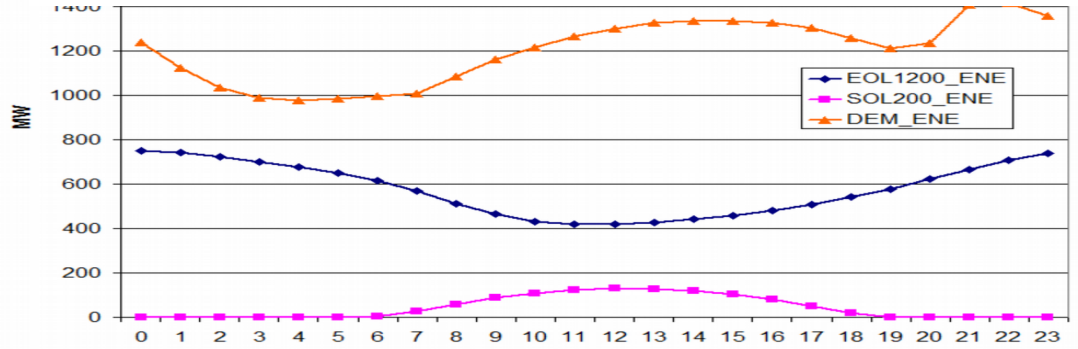
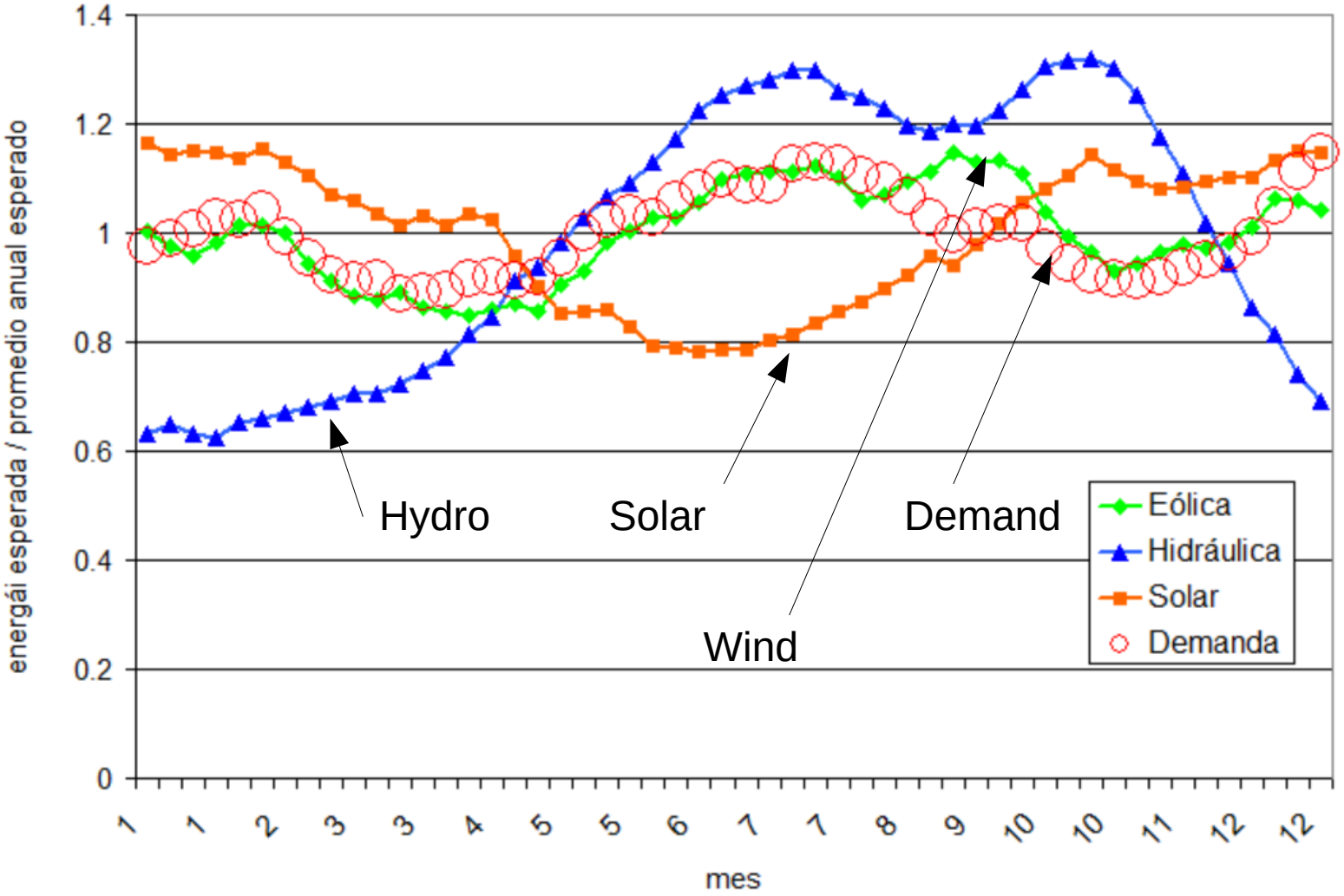


An example of real time profile.

SimSEE



March 12 – 2015
Measured of the last 36 hours of generated wind power of 484 MW of istalled capacity.



Annual profiles in per unit of the expected daily generation.