



## **Potencia Firme, Eólica, Solar, Hidro y Filtrado.**

Ing. Ruben Chaer / Gerente de Técnica y Despacho Nacional de Cargas.  
17/11/2016 – Presentación para Participantes del Mercado Eléctrico.

## **Condiciones de esta presentación.**

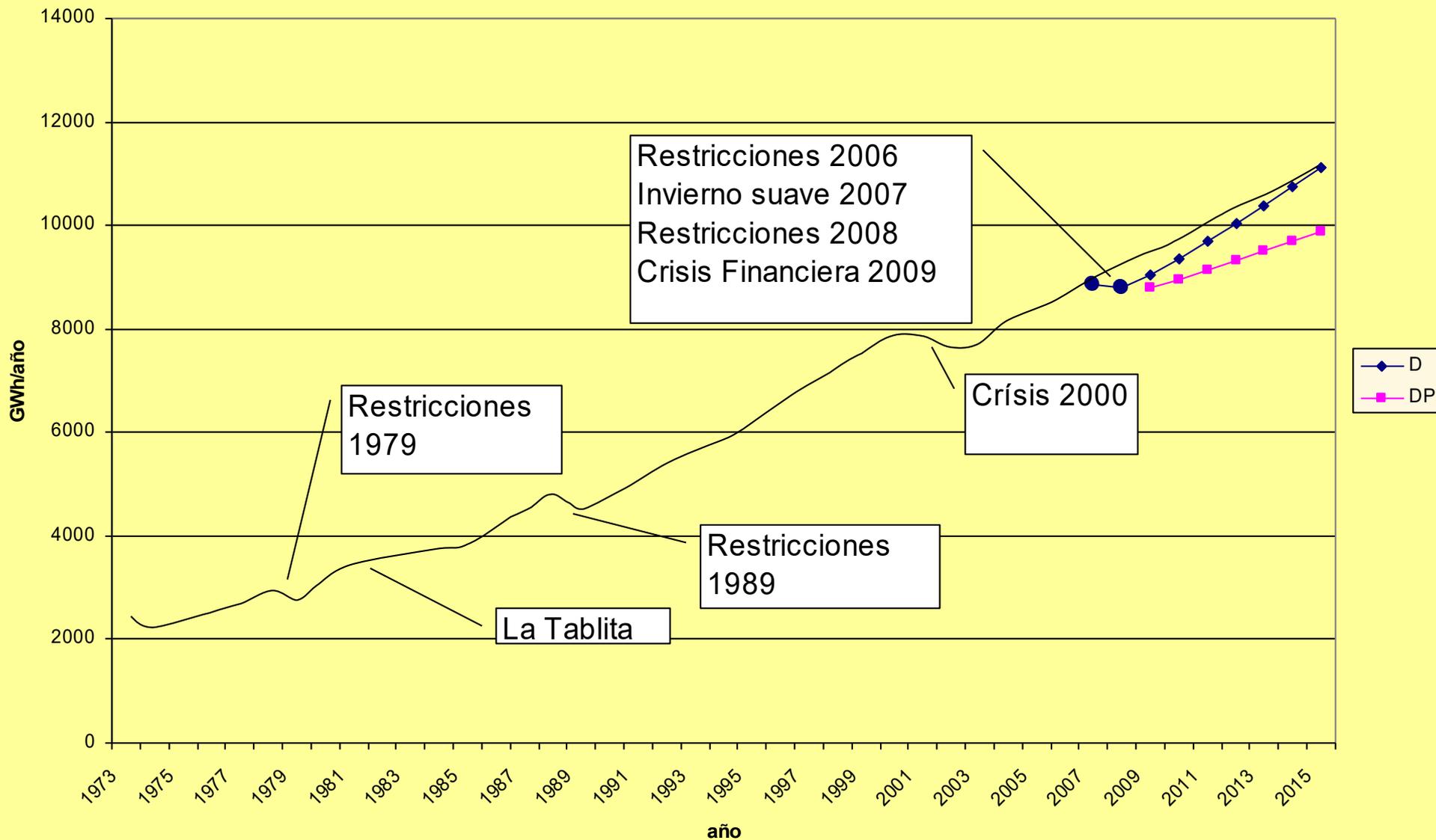
**Lo que aquí se presenta respecto de la Potencia Firme de Largo Plazo, es un análisis de las diferentes opciones que se han ido elaborando considerando insumos de diferentes fuentes por parte de los los técnicos de ADME y se presenta a los Participantes a solicitud de Directorio de ADME con el propósito aportar elementos de discusión sobre el tema a todos los Participantes.**

**Lo relevante de la información presentada es la metodología y no los números mostrados como ejemplos de resultados.**

# Uruguay 2016

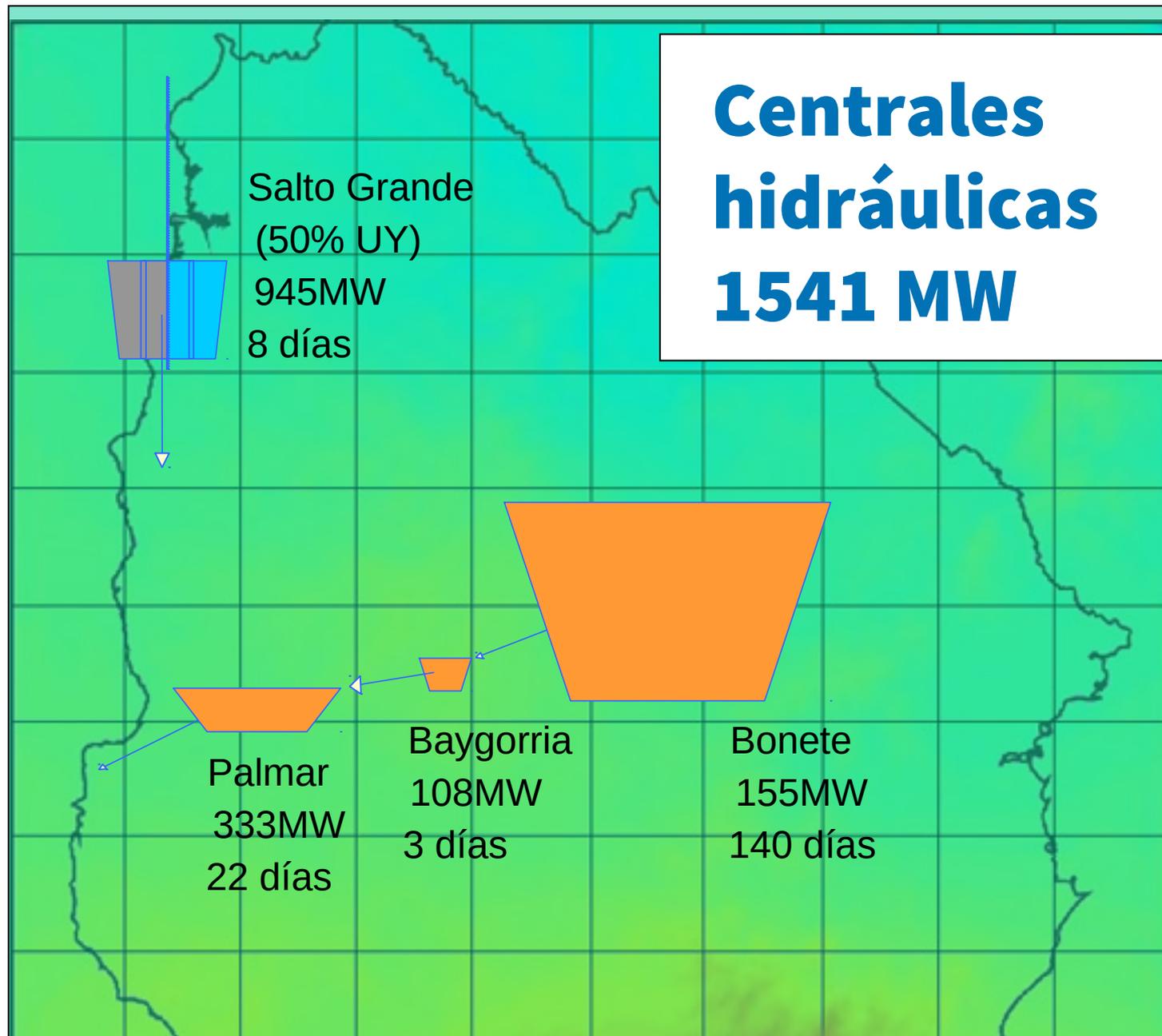


### Demanda de energía eléctrica Uruguay. Hasta el 2008 son datos reales





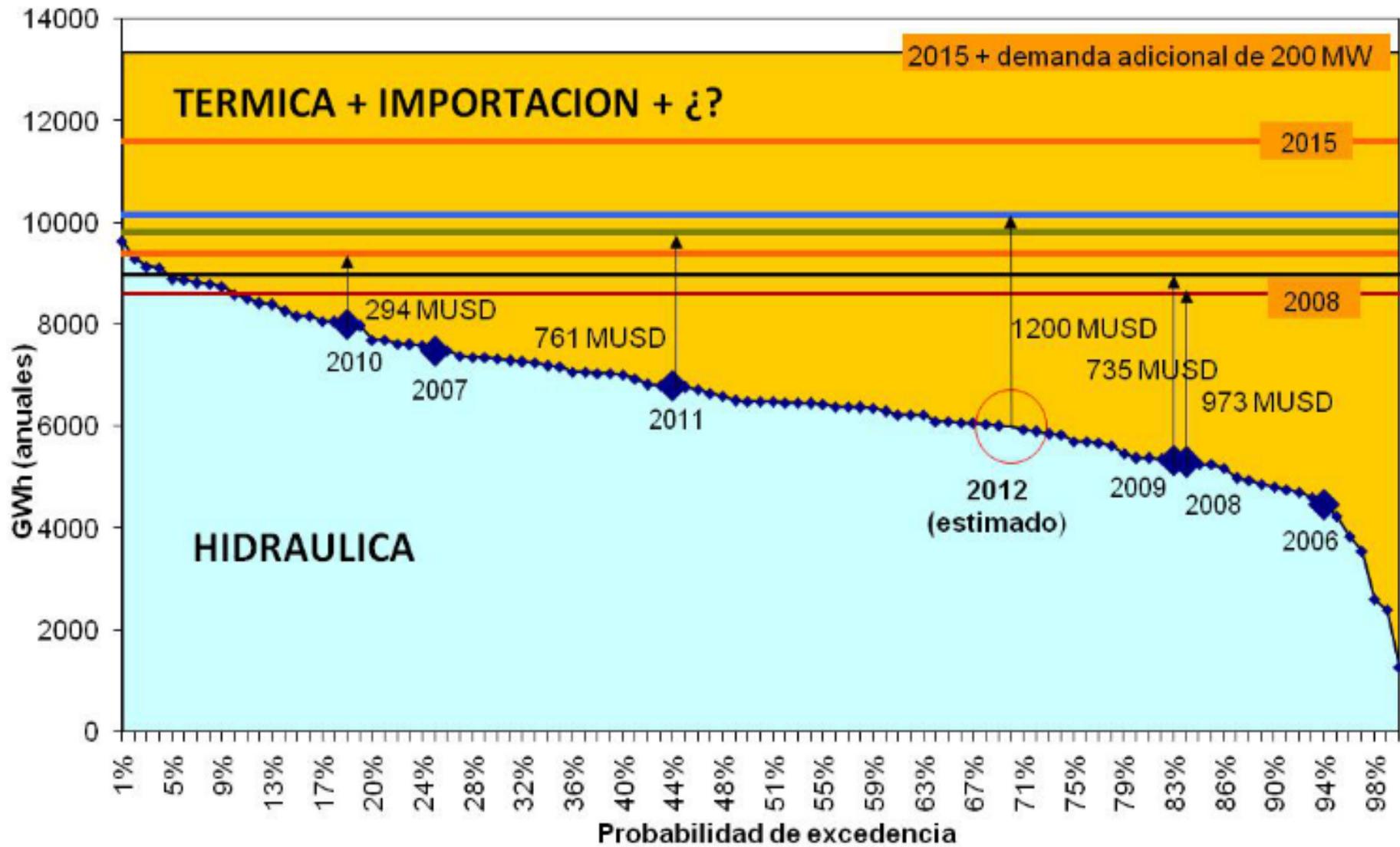
# Centrales hidráulicas 1541 MW



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



# Uruguay



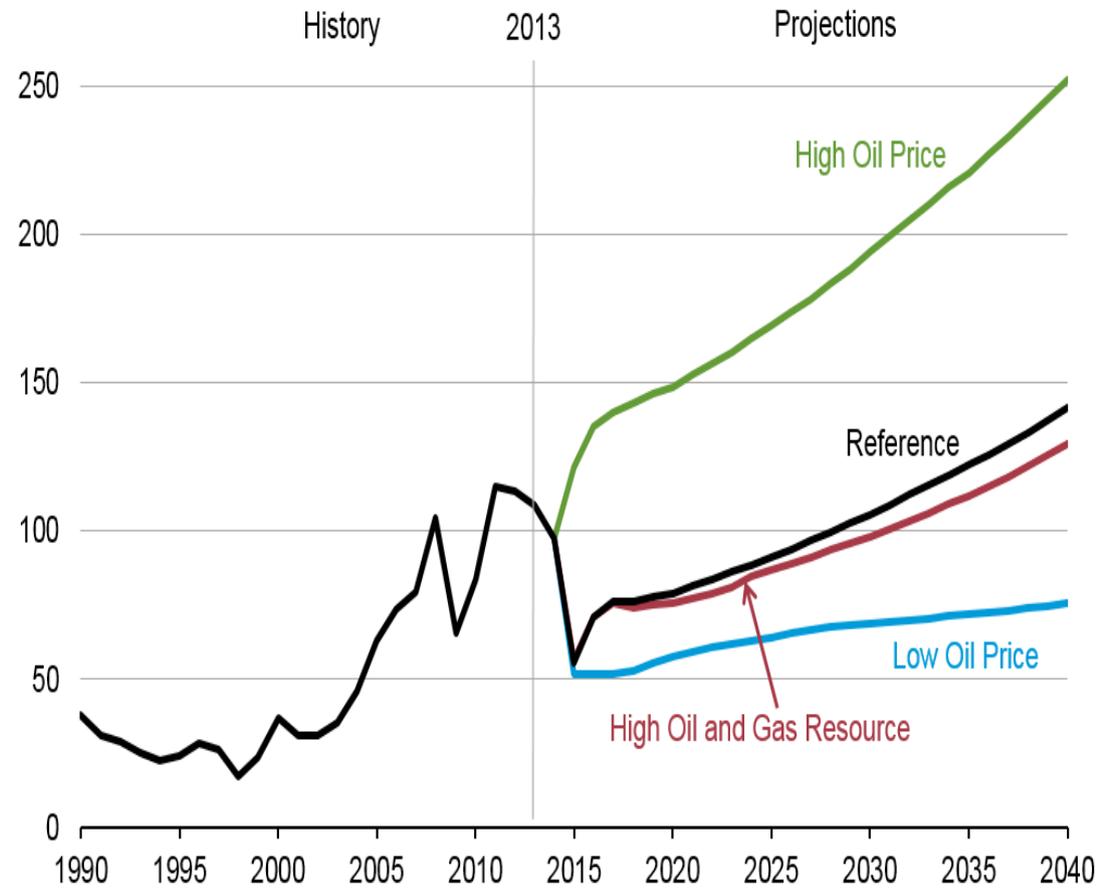
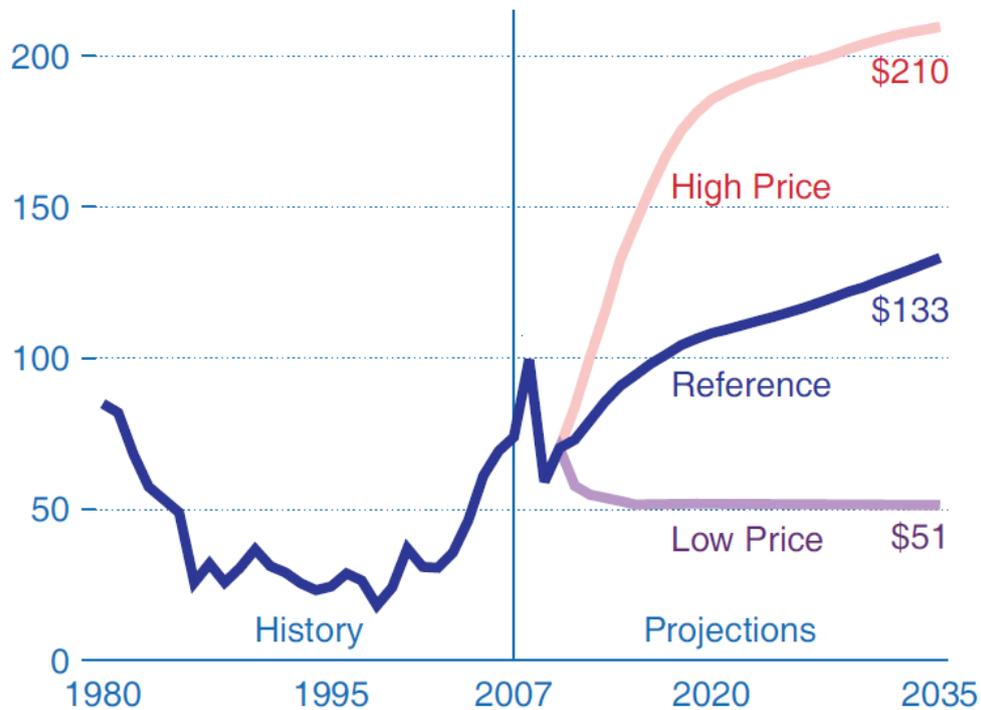
# Fósiles Brent/GNL (Largo Plazo)



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

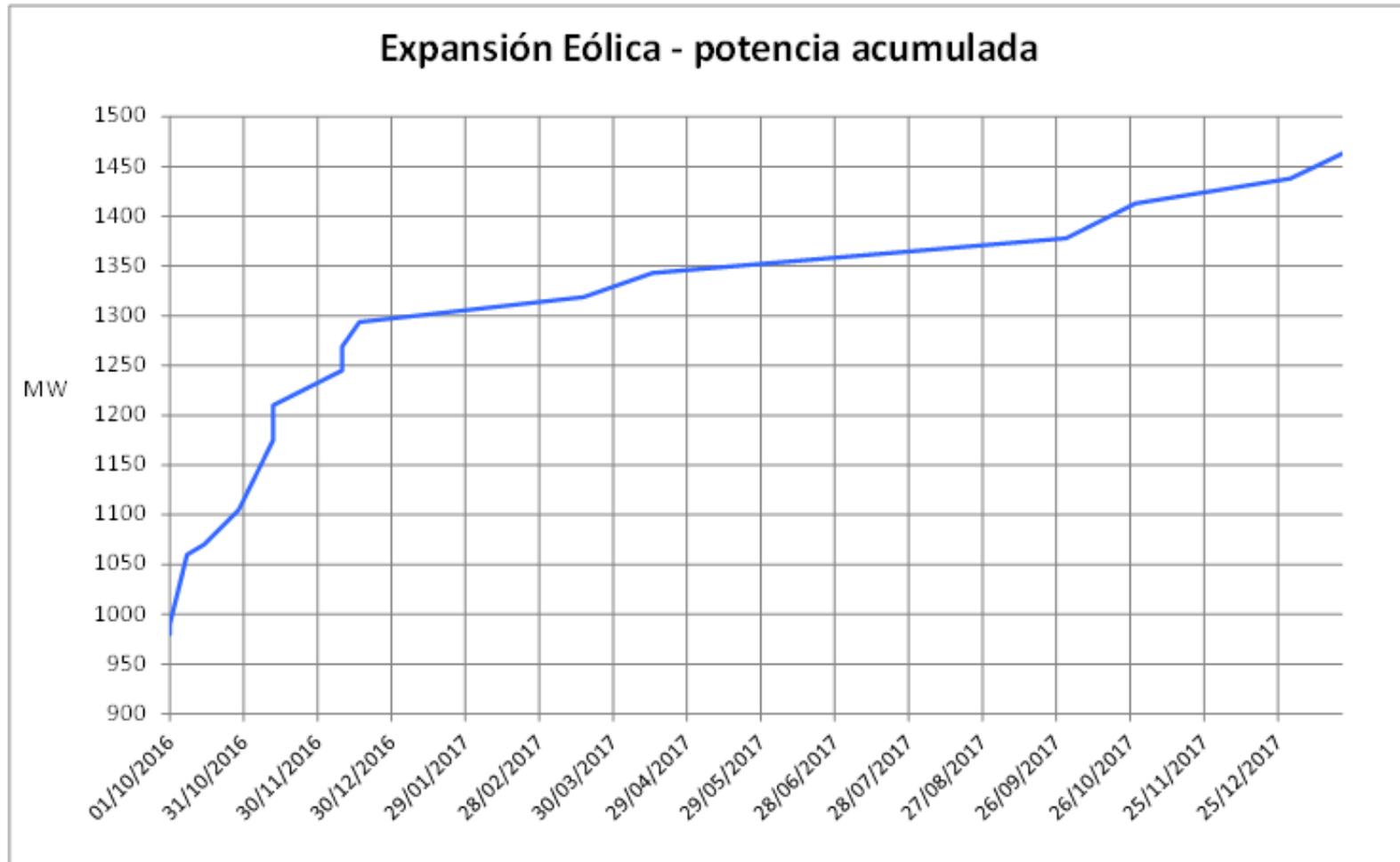
Brent crude oil spot price  
2013 dollars per barrel

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

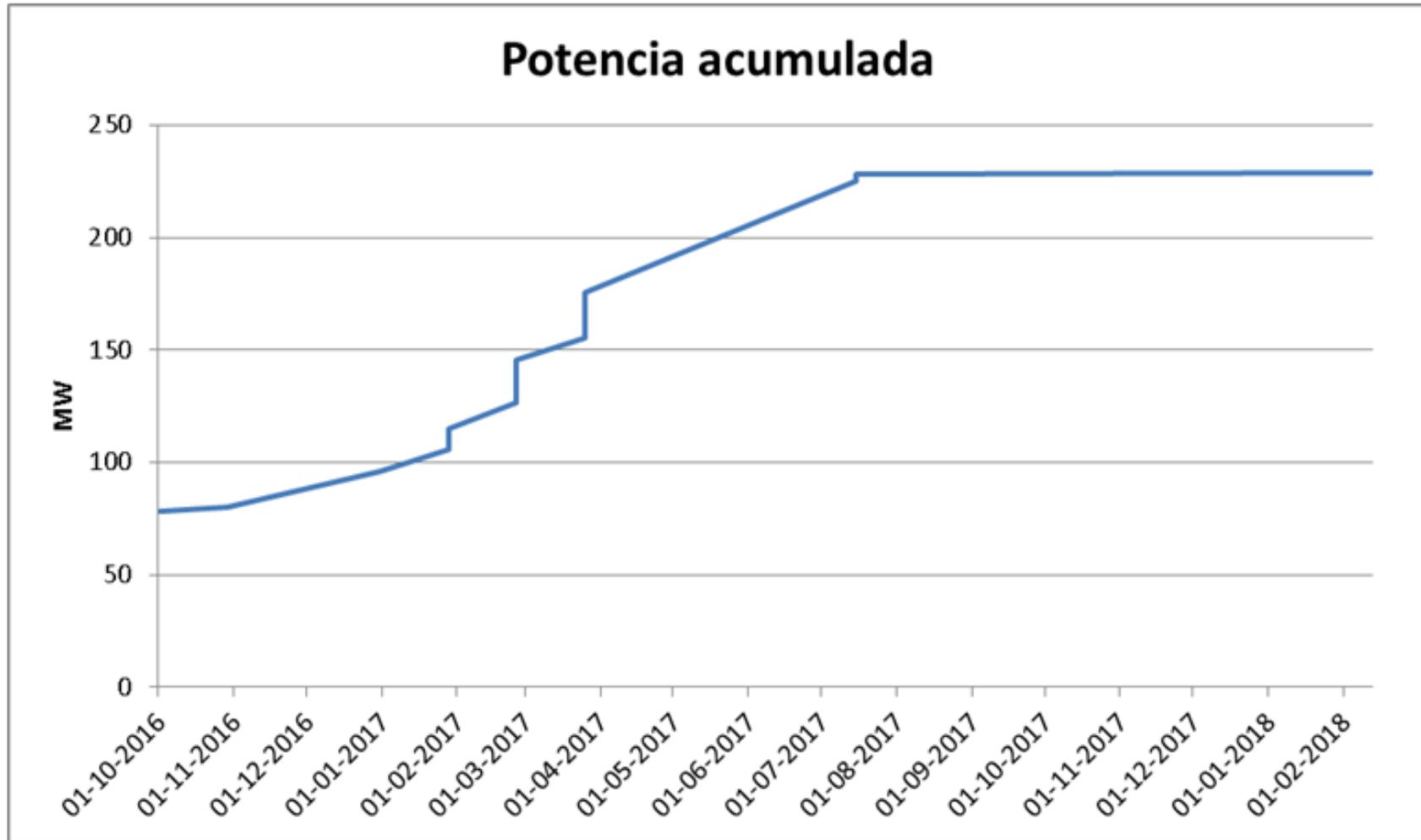


Source: EIA, Annual Energy Outlook 2015

# Expansión Eólica 2010-2016



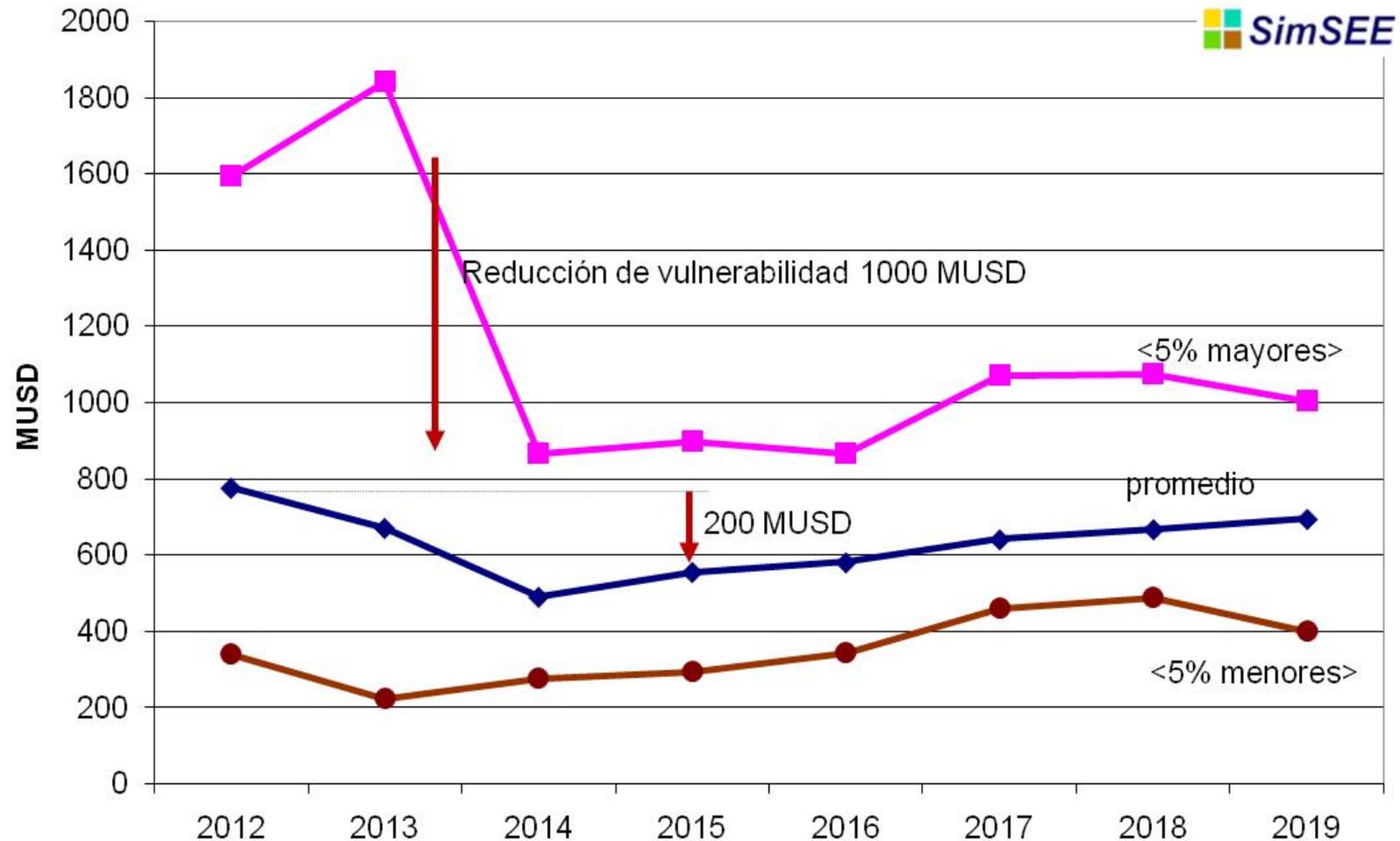
# Expansión Solar 2010 - 2046



# El diseño - 2010-2011

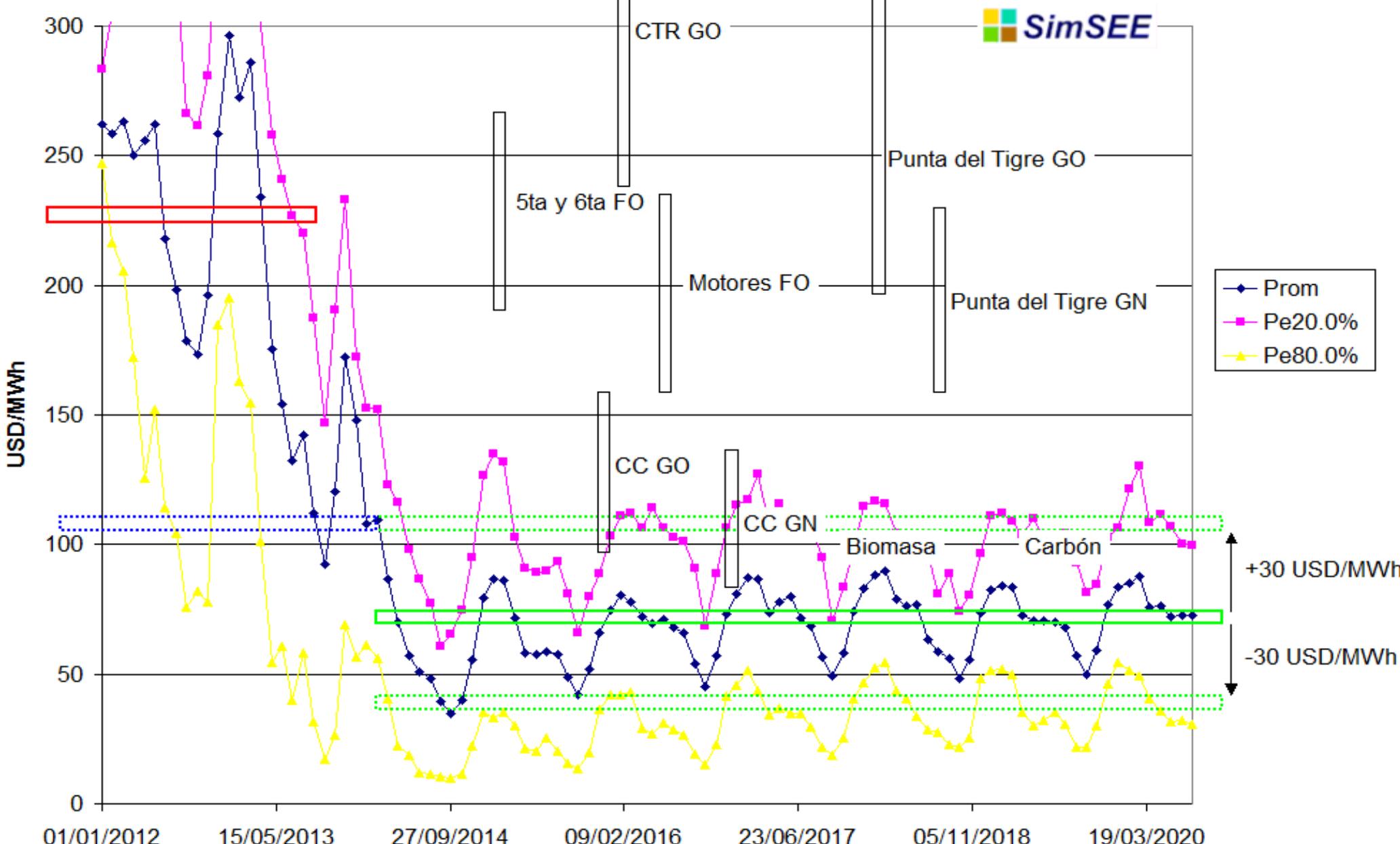


CAD = Combustibles + Compras a agentes nacionales + Importación  
(dólares 2011 sin IVA).



# Costos Marginales Medios Mensuales - Uruguay 2012-2020

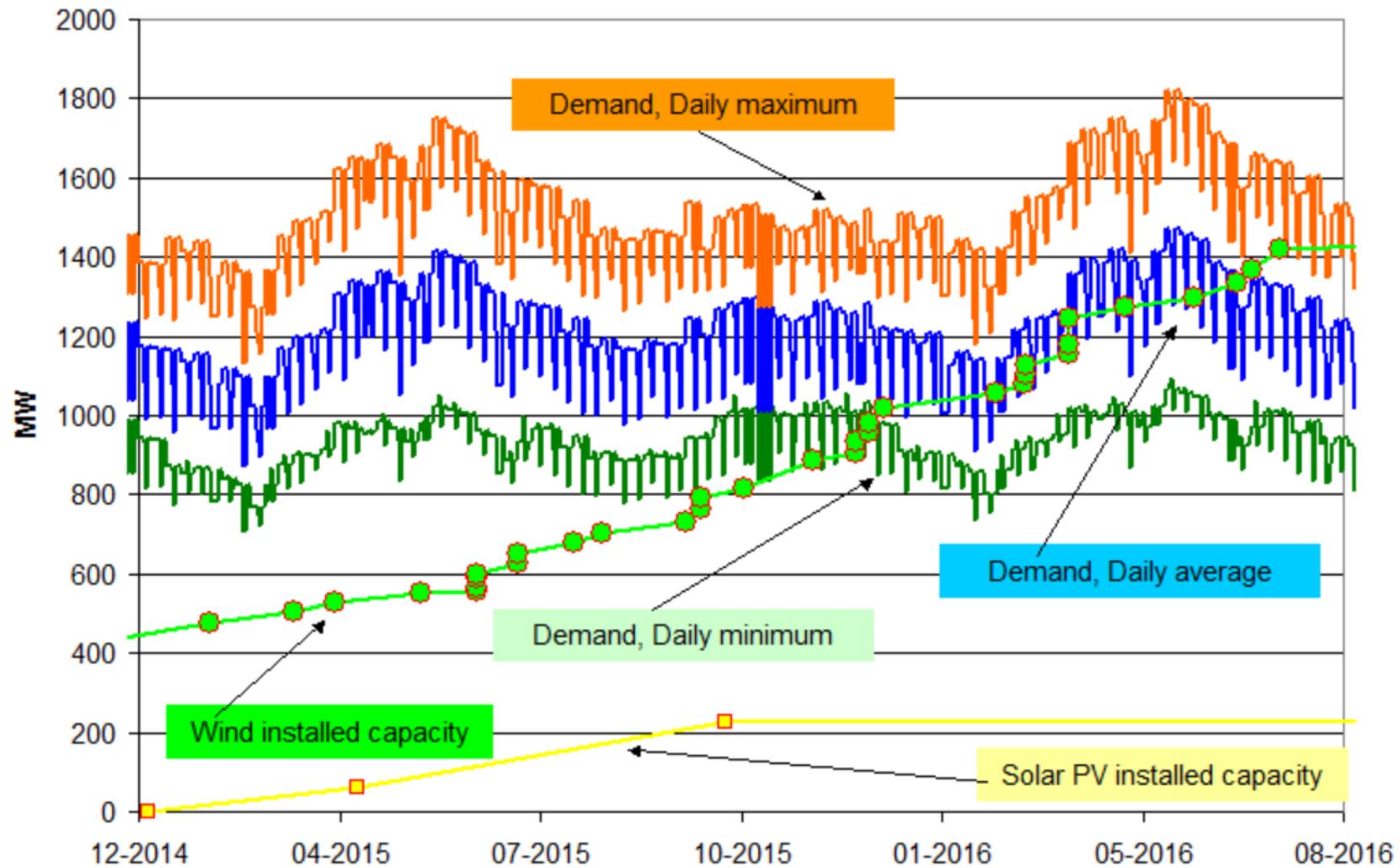
(Plan: CC470+1200MWEólica al 2015+Brasil 500MW en Nov2013 con delta de 30 USD/MWh+DemandaPlus)



- ◆ Prom
- Pe20.0%
- ▲ Pe80.0%

+30 USD/MWh  
-30 USD/MWh

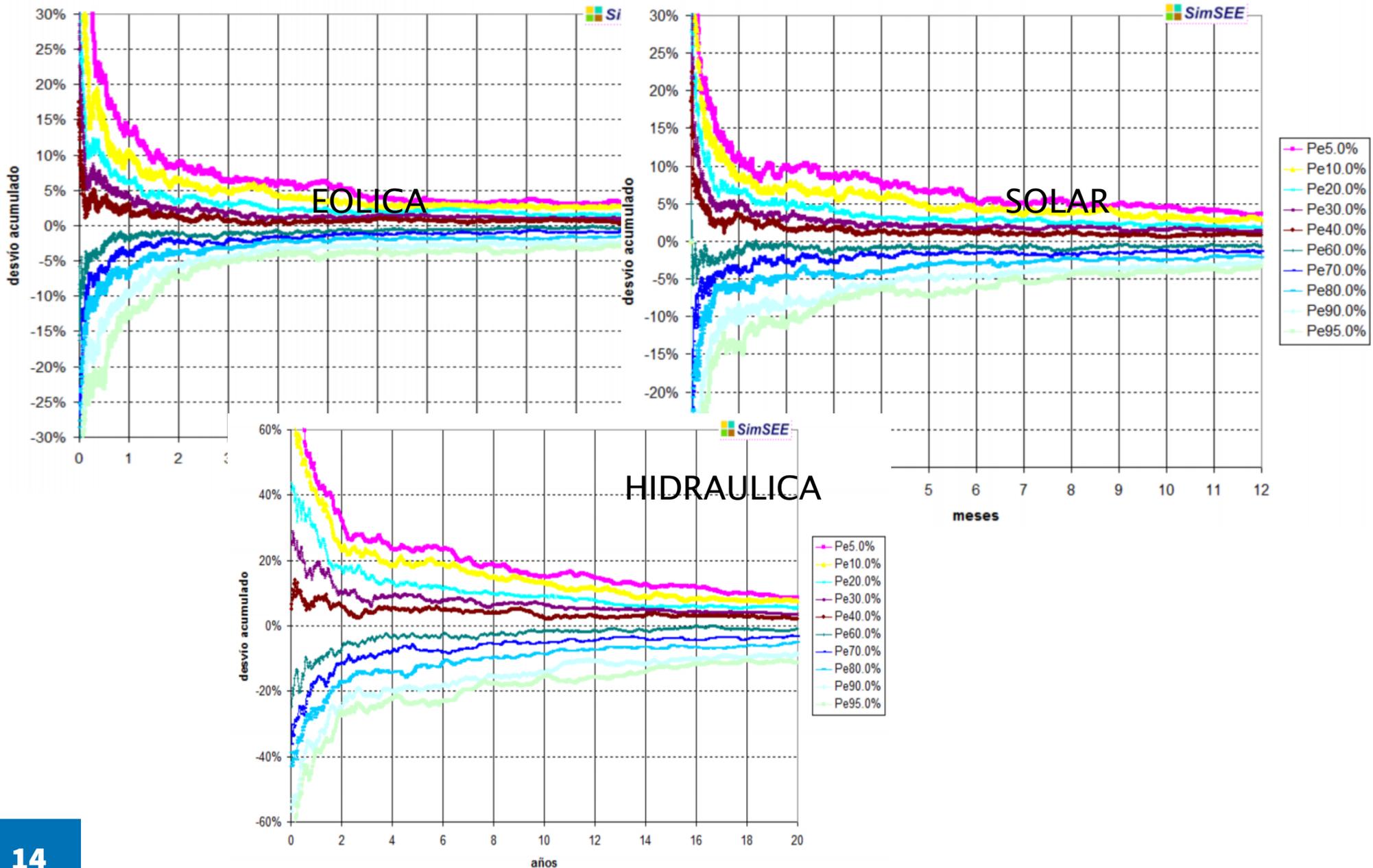
# Eólica y Solar vs. Demanda

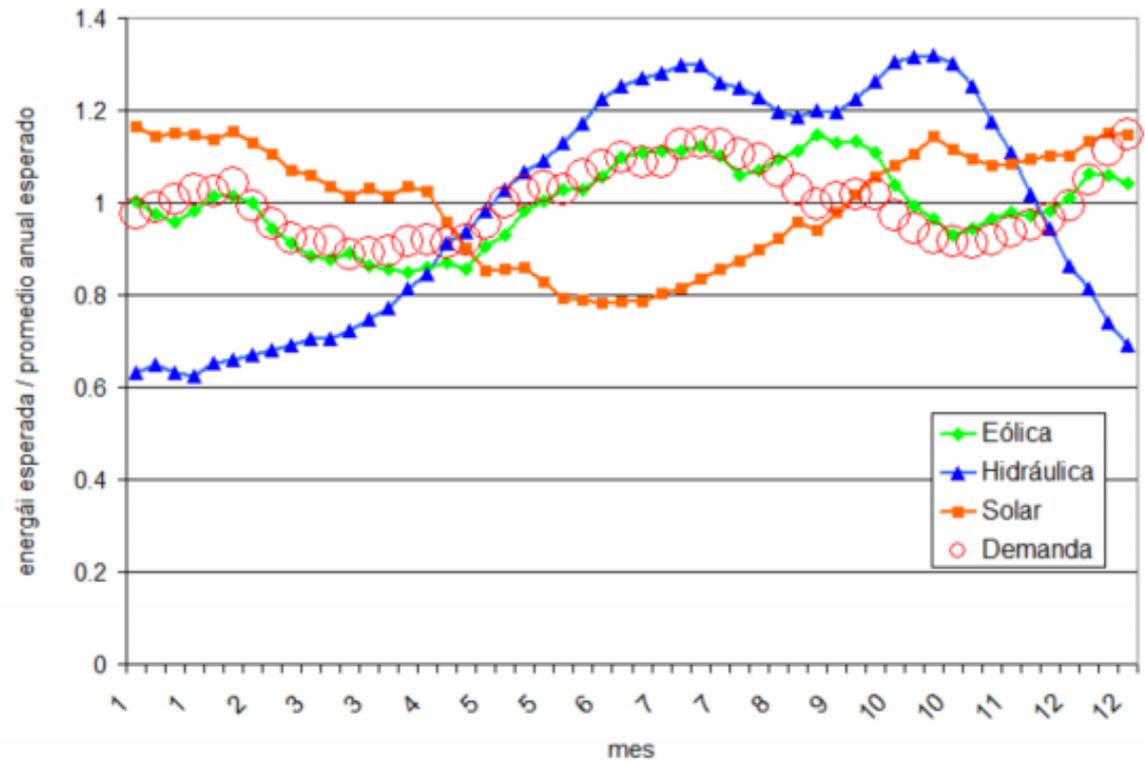
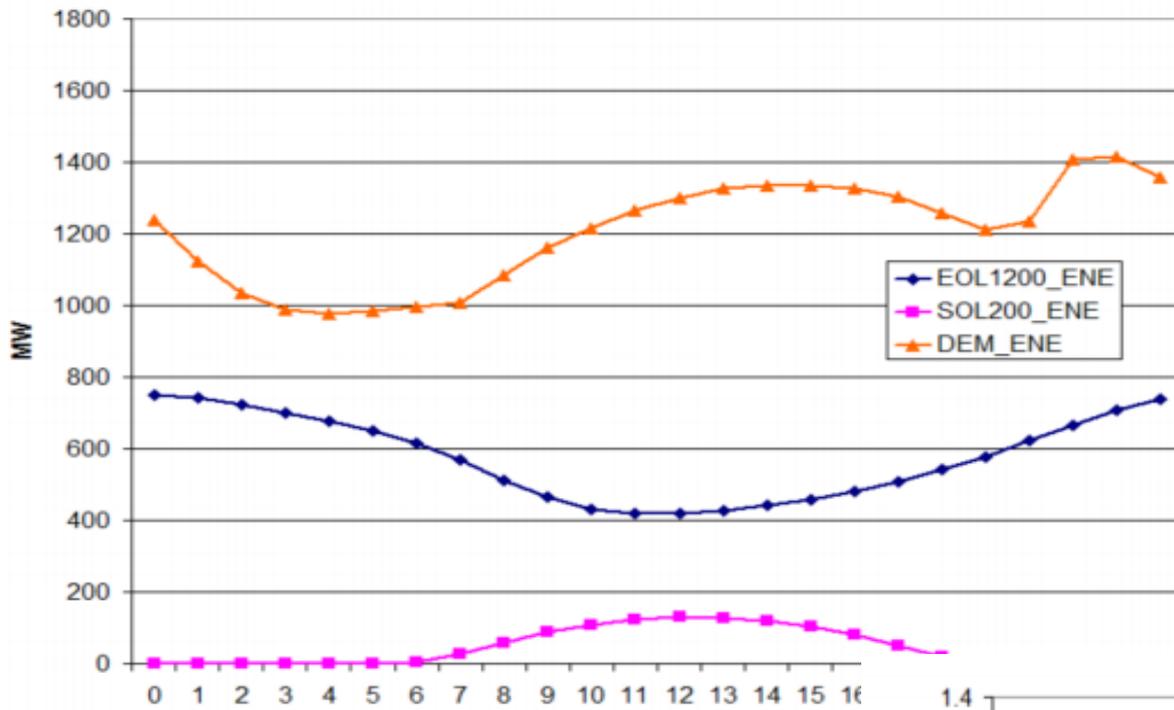


# Intermitencia .... ¿un problema?



## ► Convergencia a valores medios





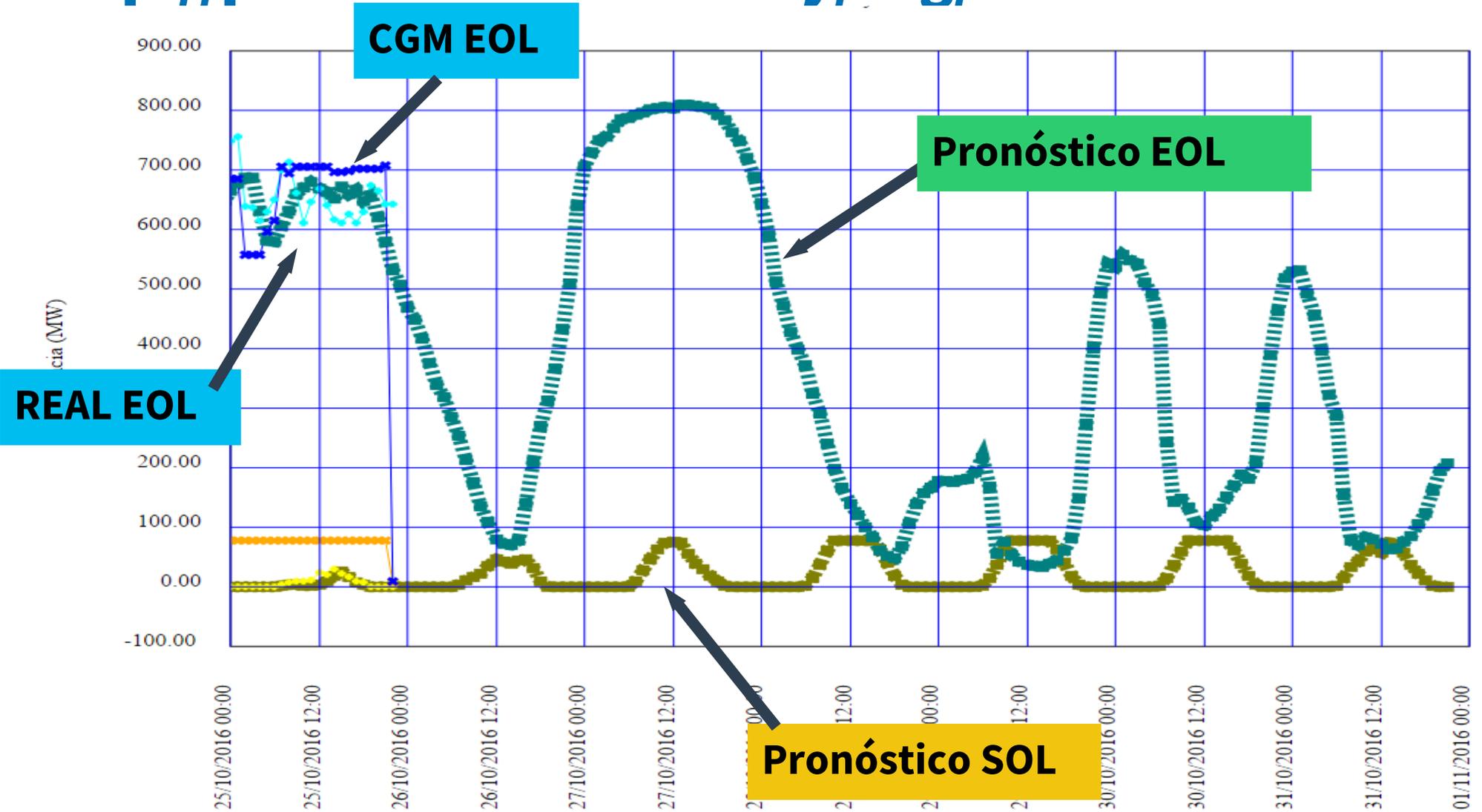
# Restricciones Operativas, Consigna de Generación Máxima y Pronósticos.



# Tiempo real y pronóstico



<http://pronos.adme.com.uy/svg/>



## **Actualidad de Uruguay y sus vecinos.**

**Exigencias a nivel de OPERACION para estabilidad del sistema.**

**Control de Potencia Activa y Reactiva.**

**Filtrado de las intermitencias a nivel país.**

**AGC + Centrales Hidroeléctricas.**

**Restricciones Operativas.**

**Link UY – BR es Conversora de Frecuencia.**

**Link UY – AG es Duro --- un solo sistema --- REG. FRECUENCIA.**

# DEMANDA NETA



Generación  
Transmisión  
Distribución

Generación Distribuída

# Opciones de tecnologías para expansión.

- Turbinas aeroderivadas Gasoil  
( PP: 12, cv: 110 USD/MWh)
- Ciclos combinados Gasoil  
(PP: 18, cv: 90 USD/MWh)
- Eólica: 65 USD/MWh  
(inc, 9 USD/MWh expansión de la red)
- Solar: 80 USD/MWh  
(inc. 14 USD/MWh expansión de la red)
- Central de Bombeo y Acumulación o Banco Bat  
( valorización)
- Demanda Con Respuesta.

# Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP)



## – FUNDAMENTOS.

En teoría, no sería necesario la definición de Potencia Firme de Largo Plazo, si simplemente se instalaran en todo momento las inversiones que resultan justificables por el valor esperado del beneficio que producen sobre el sistema y si los Costos De Falla estuvieran siempre en su valor verdadero (valor de muy difícil determinación).

Esta aseveración es teórica y en la práctica en casi todas las implementaciones de regulación en los diferentes países cuentan con definiciones sobre la “Capacidad Firme” reconocida a los distintos generadores y sobre los requerimientos de contratación de dicha capacidad como una forma de asegurar la capacidad del sistema de suministrar la demanda.

**En la actualidad con la alta incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) las diferentes regulaciones están comenzando a considerar el tema y de diferentes formas.**

**La más común pasa por hacer una curva de requerimientos de potencia del sistema y simplemente verificar la participación de los generadores en las horas de mayor requerimiento.**

**En la medida en que las ERNC sean un % bajo de la demanda, la forma más o menos aproximada en que se haga el reconocimiento de su PFLP no tiene grandes consecuencias.**

**En el caso de Uruguay hay dos características que hacen que se deba tener un cuidado especial en la determinación de la PFLP de las ERNC y estas son:**

- 1) A fin de 2017 habrá en el sistema 1500 MW de eólica y 230 MW de solar, capacidades que sumadas superan en buena parte del año el Pico de la Demanda prevista.**
- 2) Hay 1500 MW de potencia instalada en centrales hidráulicas capaces de desplazar la energía entre las horas del día y dentro de la semana.**

**De las simulaciones realizadas surge que la combinación de los 1500 MW eólicos + 230 MW solares + 1500 MW hidráulicos evitan la instalación de nueva generación térmica que en caso de no contar con las ERNC sería necesario incorporar (ver informe de Garantía de Suministro ADME Dic.2015).**

## PFLP en el RMMEE vigente.

Respecto a la definición de PFLP lo primero que se observa es que el término no tiene una definición precisa de por sí y que por lo tanto su definición está dada por la forma de cálculo que se elija.

En el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMMEE) (Decreto 360/02) en su Artículo 207 establece que en el Mercado Mayorista de la Energía Eléctrica (MMEE) se comercializa Energía y Potencia Firme para la Garantía de Suministro.

En el Artículo 209 se precisa mejor el significado de Potencia Firme estableciendo: *La Potencia Firme es el respaldo para la Garantía de Suministro y tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda con la confiabilidad pretendida. Corresponde a Potencia Firme de los Participantes Productores para la Garantía de Suministro requerida por los Participantes Consumidores, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento.*

En el Artículo 219 se especifica que hay dos tipos de Potencia Firme, de Largo Plazo y de Corto Plazo y en los sucesivos artículos se establece que ambas son determinadas en base mensual por el DNC. La PFLP reconocida a los Participantes Productores les permite realizar contratos para cubrir los requerimientos calculados para los Participantes Consumidores.

En Título IV (Disponibilidad y Potencia Firme de Corto Plazo), Artículo 226 se establece:

*La Potencia Firme de Corto Plazo se calculará mensualmente como la Potencia Disponible promedio durante el Período Firme. Se entiende por Potencia Disponible a la potencia máxima que puede entregar un Grupo a Despachar en su nodo de venta. Para el caso de generación nacional, no incluye restricciones de transmisión. En el caso de generación térmica incluye restricciones de combustible.*

*El DNC tendrá la responsabilidad del cálculo y seguimiento de la disponibilidad y Potencia Firme de Corto Plazo, y de informarla a los Participantes en los correspondientes informes.*

**En el RMMEE vigente, en los artículos 222 y 223 se establece la forma de cálculo de la PFLP para las centrales hidráulicas y térmicas respectivamente. Esta forma de cálculo se mostró no-consistente con el objetivo buscado dada la alta incorporación de ERNC en el sistema.**

**De continuar con estas definiciones, el sistema estaría necesitando incorporación de nuevas centrales de generación térmica lo que desde el punto de vista técnico se ha determinado que no es necesario, siendo por tanto necesario cambiar las definiciones de forma de reconocer el aumento de PFLP logrado con la incorporación de las ERNC en el sistema actual.**

## **... una propuesta de cálculo para la PFLP ...**

En base a la interpretación del objetivo buscado en la reglamentación en cuanto a asegurar la disponibilidad de los recursos para el cubrimiento de la Demanda tanto en energía como en Potencia, se buscó una definición de PFLP consistente.

## Los Embalses como **FILTROS** de variabilidad.

Una primer observación, es que el aumento de PFLP por las ERNC está asociado a la capacidad del sistema de centrales hidroeléctricas de mover la energía entre las horas del día y de la semana. Dado que las ERNC representan energías firmes a esa escalas temporales, la energía firme del conjunto Hidráulicas + ERNC es superior a la PF que inicialmente se le reconocía al sistema hidráulico. Es entonces la PF una propiedad del Sistema más que una propiedad de un Generador aislado.

## **Situaciones de requerimiento de potencia.**

Las alternativas de definición de PF (o Capacidad Firme o Firm Capacity por su término en inglés) se basan en determinar un conjunto de situaciones en las que el aporte de Potencia es requerido en el sistema y que de no ser cubierto por los recursos existentes deberían ser cubiertos por una Central Térmica de Pico (Turbina aeroderivada a gasoil).

Este conjunto de situaciones críticas debe ser de probabilidad reducida para que se diga que el sistema está bien respaldado.

En el caso de Uruguay esas situaciones estarán dada por años de baja hidraulicidad, con baja generación de eólica y solar y rotura de máquinas térmicas.

## **Medida en el Equilibrio Oferta – Demanda.**

**El sistema actual está sobre-ofertado por lo que la PFLP disponible es superior a la estrictamente necesaria para abastecer la demanda actual.**

**Para el reconocimiento de PFLP se propone llevar el sistema al equilibrio de forma de realizar los reconocimientos de PFLP acorde con los requerimiento de la Demanda que logran abastecer.**

**Escalar la demanda hasta que sea económicamente justificable instalar el siguiente MW de alguna de las teconologías de expansión disponibles.**

## **Horas Críticas.**

**Como forma de definición y cálculo, se optó por realizar simulaciones horarias de 1000 crónicas (realizaciones o historias posibles) y en cada mes, se clasificaron las horas del mes (de las 1000 crónicas) de acuerdo a un criterio que permite seleccionar las situaciones críticas.**

**Es así que se logra definir el conjunto de Horas Críticas en las que se realiza la medida.**

## **Criterios para definición de Horas críticas**

**En el RMMEE vigente, define el Período Firme (del mes) como las horas del mes que sacando las horas del Valle (horas de baja demanda). Este concepto de Período Firme sería sustituido por el de Horas Críticas.**

**La primer objeción al criterio vigente, es que las energías eólica y solar desplazan a la hidráulica de su producción en el Período Firme simplemente por su aleatoriedad no-gestionable y por tanto baja el reconocimiento de firmeza de la generación hidráulica. Es decir que de mantener el criterio de Período Firme definido en base a la curva de demanda, se penaliza en la firmeza a las energía gestionables contra aquellas que no lo son.**

## Opción 1 HC)

### por Período Firme en Demanda Neta.

La primer alternativa de esta definición es cambiar la definición por las horas del mes de mayor Demanda Neta (Demanda - Potencia de fuentes no-gestionables). Se realizaron simulaciones con esta definición y se observó, que en situaciones de baja demanda Neta, el requerimiento de potencia en el sistema podía ser importante por rotura de las máquinas térmicas.

## Opción 2 HC)

### Por CMG > Falla\_1

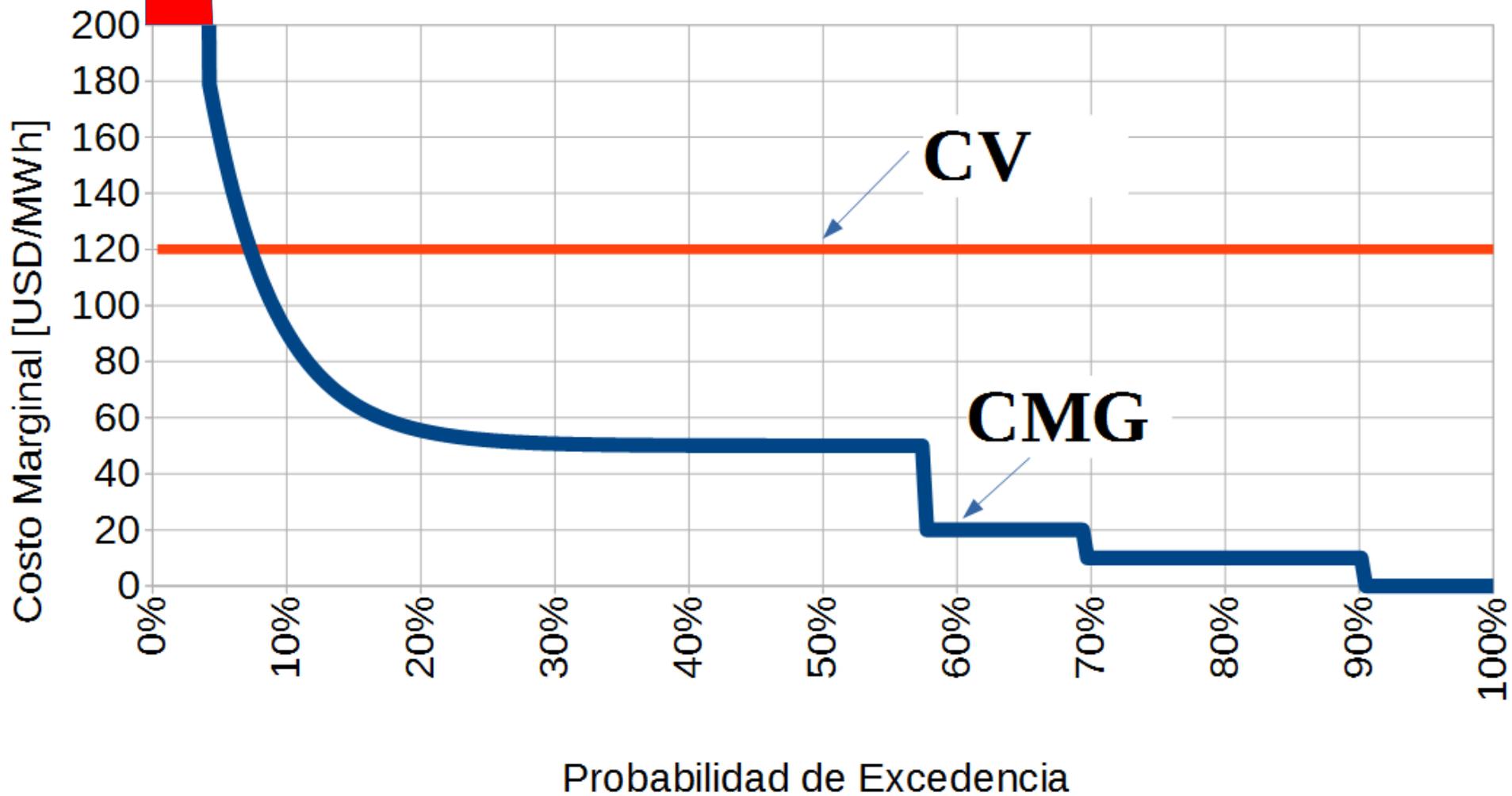


Una segunda, sería definir como Horas Críticas aquellas en que el Costo Marginal del sistema es superior al del primer escalón de falla (por decreto fijado al costo variable de CTR + 10%).

Se hicieron simulaciones con este criterio.

Se observa que la probabilidad de falla es diferente en cada mes y por lo tanto, si bien el criterio refleja en qué horas hay faltante de potencia, resulta poco robusto como método de medición en aquellos meses en que la probabilidad de falla es muy baja.

### Costo Marginal y Beneficio por sustitución.



## **Opción 3 HC) – RECOMENDADA - Por mayor CMG para una PE dada.**

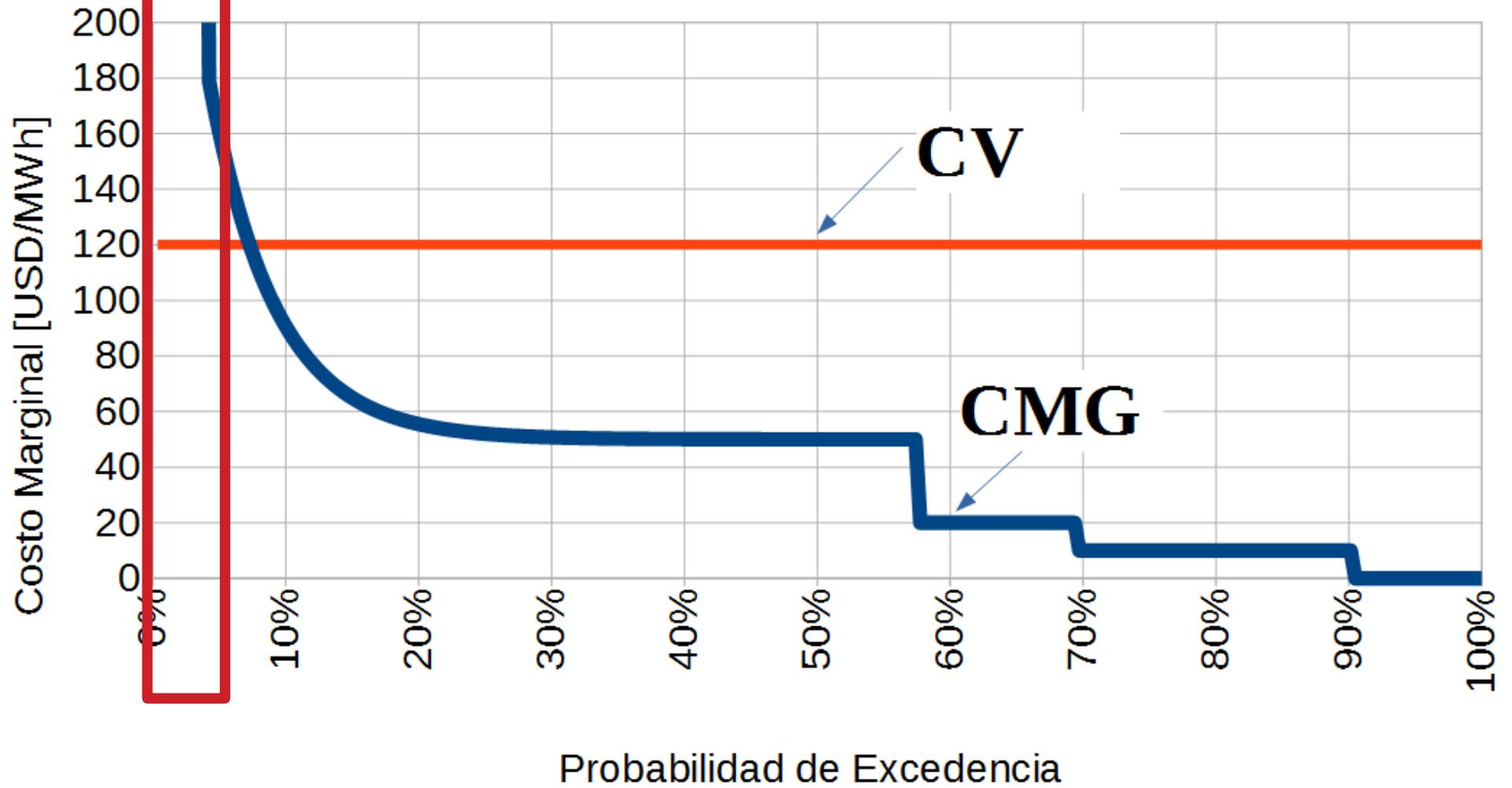


Un tercer criterio, es simplemente ordenar todas las horas de cada mes y de todas las crónicas simuladas por orden decreciente de costo marginal de generación y tomar como Horas Críticas un porcentaje pre-establecido de las mismas.

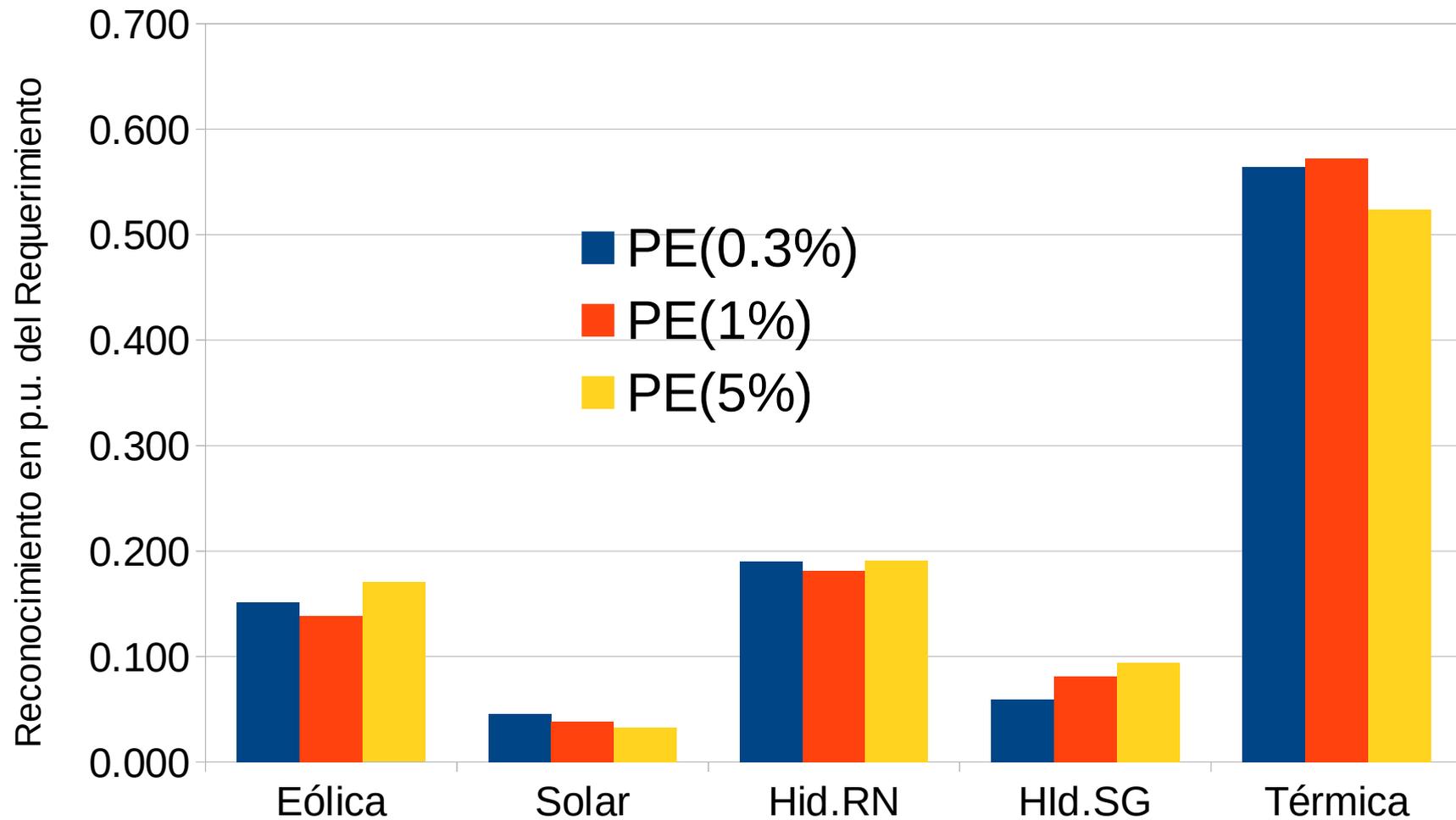
Este método tiene la ventaja de que el número de horas críticas es siempre el mismo y por tanto es más robusto como método de medida.

Como defecto del método, en los meses de muy baja probabilidad de falla, las horas críticas no estarían asociadas a un faltante de potencia en el sistema.

### Costo Marginal y Beneficio por sustitución.



# Selección del corte de probabilidad.



## **Criterios para el Reconocimiento de la PFLP.**

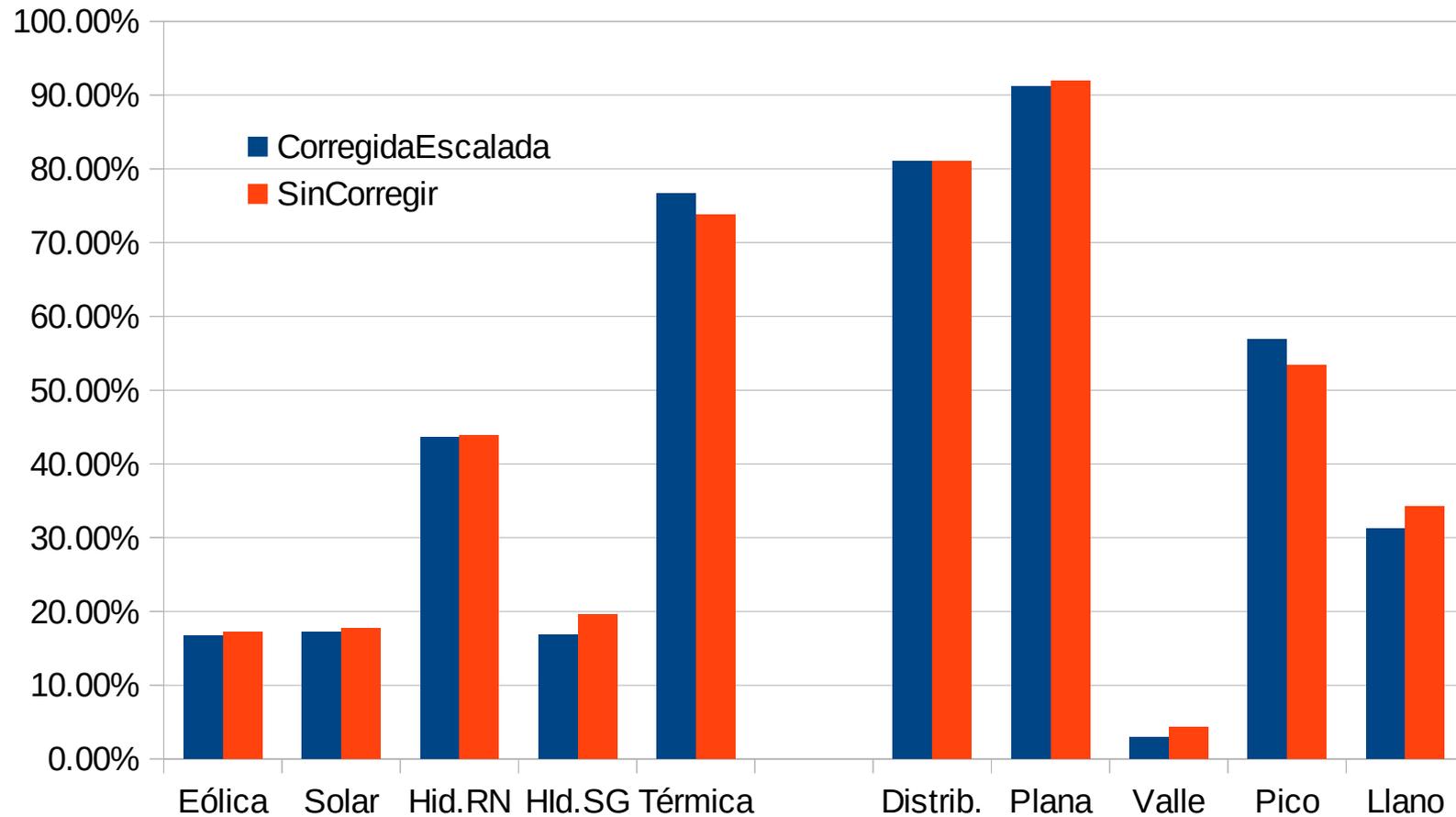
Una vez determinadas las Horas Críticas, para el cálculo de la PFLP se consideraron dos posibles criterios.

El primero consiste en simplemente considerar el valor esperado de la Potencia Inyectada o Retirada por cada Participante en el conjunto de HC.

El segundo consiste en ponderar la Potencia Inyectada o Retirada por cada participante dentro del conjunto de horas críticas por el Costo Marginal verificado en cada Hora.

Este criterio sería técnicamente más preciso en el sentido de que permite valorar en cuanto cada inyección de Potencia evita la instalación de un nuevo MW de Turbina Gas.

# Comparación de criterios de asignación.



## **Situación actual. (Mercado Sobre-Ofertado)**

Al escalar los Requerimientos sobre la Demanda actual (inferior a la usada para lograr el equilibrio) resultará en que los Requerimientos son inferiores a los Reconocimientos quedando por tanto una sobre-oferta de PFLP.

En la práctica esto tendrá como consecuencia que no toda la PFLP Reconocida logrará ser vendida en contratos hasta que la demanda crezca y la requiera.

Una situación similar pero a la inversa se dará en situaciones en que la demanda crezca más de lo previsto.

# Ejemplo de resultados. (OJO Es solo un ejemplo.)



	MW	MW	MW	MW	MW		MW	MW	MW	MW		
	1500	229	596	945	1237	(*)	10	10	10	10	MW (*)	
	Ofertas						Demandas					
PF	Eólica	Solar	Hid.RN	Hid.SG	Térmica		Distrib.	Plana	Valle	Pico	Llano	DPicoD
Enero	16.3%	29.3%	44.8%	14.7%	71.7%		79.4%	91.0%	4.9%	40.1%	46.0%	1998
Febrero	14.6%	26.5%	48.4%	13.6%	73.5%		79.4%	91.1%	4.1%	40.7%	46.3%	1998
Marzo	15.3%	18.6%	45.3%	15.2%	73.0%		82.2%	92.5%	2.8%	56.3%	33.4%	1909
Abril	13.4%	14.3%	41.4%	15.7%	75.2%		82.6%	93.2%	2.4%	61.4%	29.5%	1864
Mayo	14.7%	12.9%	34.3%	18.3%	77.4%		78.3%	90.3%	4.0%	56.6%	29.6%	2001
Junio	16.7%	10.4%	47.4%	23.2%	73.6%		75.1%	86.4%	3.6%	58.0%	24.8%	2222
Julio	19.9%	11.0%	50.4%	26.6%	75.7%		77.2%	87.8%	3.2%	59.7%	24.9%	2325
Agosto	19.8%	13.2%	44.8%	23.8%	75.7%		80.6%	89.4%	2.7%	59.5%	27.2%	2155
Septiembre	18.9%	14.3%	40.9%	22.3%	78.5%		84.2%	93.6%	2.9%	59.7%	31.1%	2045
Octubre	19.1%	16.7%	48.5%	24.4%	66.7%		85.6%	98.0%	6.5%	55.5%	36.0%	1927
Noviembre	19.6%	20.4%	40.9%	21.2%	68.3%		84.5%	97.0%	8.1%	50.4%	38.6%	1906
Diciembre	18.6%	25.0%	38.7%	16.3%	75.9%		83.0%	93.3%	6.4%	42.8%	44.0%	1977
PROMEDIO	17.2%	17.7%	43.8%	19.6%	73.8%		81.0%	92.0%	4.3%	53.4%	34.3%	

## **Estabilidad de los Reconocimientos.**

Se propone que los valores de Reconocimientos y Requerimientos sean calculados anualmente e incorporados en el Informe de Garantía de Suministro.

Los Reconocimientos dados a cada generador la primera vez por cinco años acorde con el cálculo vigente en el último Informe Emitido por ADME pasado los primeros 5 años, la PFLP sería reconocida en base anual.

## Seguimiento mensual.

Respecto al seguimiento mensual, ADME afectará la PFLP reconocida para cada participante de acuerdo a su desempeño. Los cálculos se realizaron con parques eólicos y solares con un factor de capacidad anuales de 45% y 17% respectivamente.

Esto implica unos factores de capacidades mensuales en base a los cuales es válido el reconocimiento calculado. Mes a mes, la PF reconocida de cada parque eólico o solar, será ajustada de acuerdo a su factor de capacidad efectivo, teniendo en cuenta así posibles variaciones debidas a rendimientos de las máquinas e indisponibilidades de los equipos.

Para las centrales hidráulicas y térmicas se ajustará la PFLP reconocida en base a la disponibilidad declarada y verificada de acuerdo a lo ya previsto en el reglamento

# Qué debe considerar una propuesta de cálculo de PFLP.



Dinámica del sistema --- sobre todo de corto plazo.

Dinámica de Rotura/Reparación de las máquinas.

Intermitencia de las Renovables.

Años Lluviosos/Secos.

Filtrar variabilidades de CORTO PLAZO es más sencillo que filtrar variabilidades de LARGO PLAZO.

La propuesta de cálculo debe cubrir Reconocimientos y Requerimientos y asegurar que el equilibrio lleve a la instalación de los FIERROS necesarios para la seguridad requerida de abastecimiento.

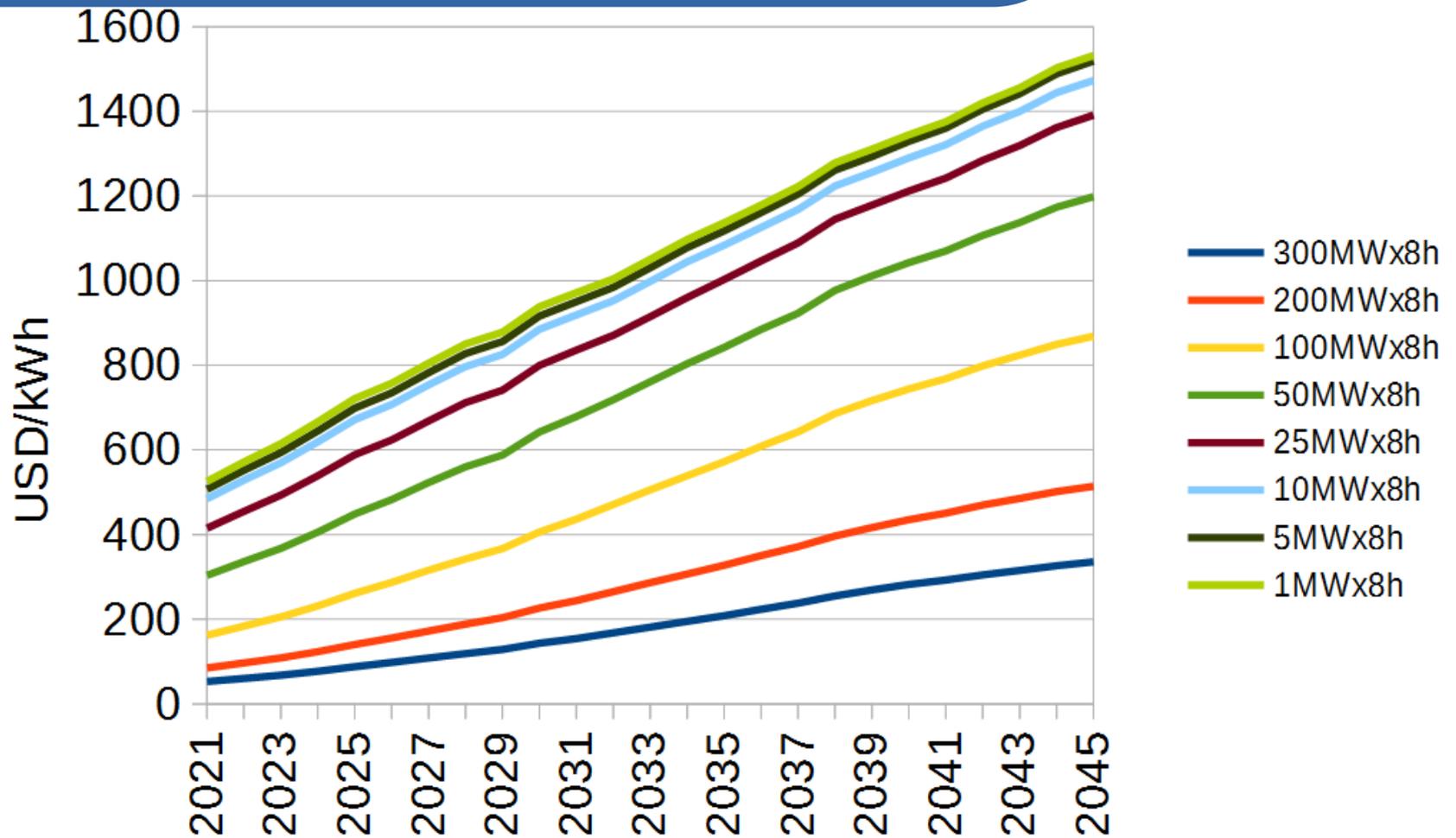
## Como se logra.

**Simulaciones HORARIAS detalladas del sistema.**

**Hay que MEDIR el valor de todos los recursos en la misma simulación. A modo de ejemplo un Banco de Baterias, se valoriza en la medida en que se lo “enfrenta” a un recurso con variabilidad de corto plazo a filtrar ... poco valor tendrá si se lo mide sobre un parque térmico.**

# Valorización del ALMACENAMIENTO.

( 8 horas rend: 0.81 )

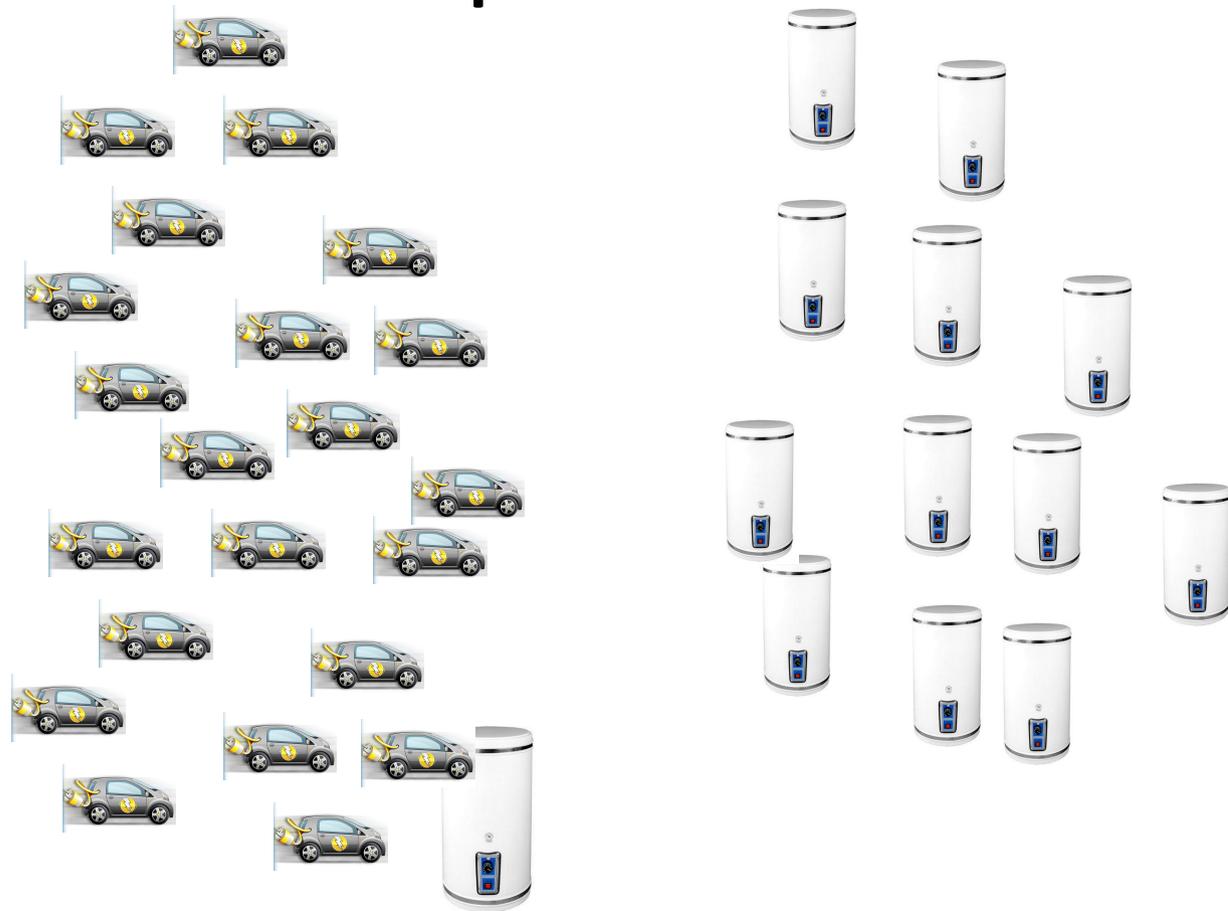


# Rango de costos de ALMACENAMIENTO.

	<u>USD/kWh</u>	<u>USD/kWh</u>
Aire Comprimido	192	192
<u>Bat. FLUIDA</u>	290	892
<u>Bat. PLOMO ACIDO</u>	461	1429
<u>Bat. ION-LITIO</u>	347	739
<u>Bombeo HIDRO</u>	188	274
<u>Bat. SODIO</u>	396	1079
<u>Bat. ZINC</u>	230	276

# VATES

## Señal de Precio en Tiempo Real y Demanda con Respuesta..



Debemos ser ágiles para no perder el tren  
... y estar atentos de no subirnos al equivocado.



**Eso es todo amigos,  
gracias por vuestra atención!**