



Mercado uruguayo con alta integración de energías renovables



Instituciones

Ministerio de Industria y Energía (MIE)

Dirección Nacional de Energía (DNE).



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería

Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)



Unidad Reguladora
de Servicios de Energía y Agua

Administración del Mercado Eléctrico (ADME)

Es una Persona Pública No Estatal, cuya dirección está a cargo de un Directorio integrado por cinco miembros: uno por el Poder Ejecutivo -que lo presidirá-, uno por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, uno por la Delegación Uruguaya de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande y los otros dos representarán a los demás agentes del mercado: Grandes Consumidores y Generadores Privados.



Bases de la organización del mercado eléctrico.

- **Mercado abierto a Generación y Consumidores. (Dos productos: Energía y Potencia)**
- **Monopolio regulado en Transmisión y Distribución.**

Se crea la ADME con las funciones:

- **Despacho óptimo centralizado.**
- **Liquidación del Mercado Spot de Energía.**
- **Liquidación del Mercado de contratos.**

Relación ADME - UTE

Las funciones de operación del SIN, despacho de mínimo costo, administración y liquidación del mercado son de ADME.

ADME arrienda a UTE los servicios de operación técnica del despacho aprovechando así la infraestructura y el equipo de profesionales ya existente en UTE.

Para hacer este funcionamiento posible, manteniendo la transparencia y trato no discriminatorio necesarios, se definió que ADME invirtiera en tener excelencia en los aspectos que tienen impacto sobre el despacho económico y en el registro de la pos-operación para la administración y liquidación de las transacciones del mercado.

- **ADME fija en todo momento el orden de mérito y consignas de operación.**
 - UTE: a) ejecuta operación de tiempo real de acuerdo al orden de mérito y criterios establecidos
 - b) recolecta la información resultante de la operación y la envía a las bases de datos de ADME
- **ADME realiza la liquidación comercial del mercado**

Principios básicos del Despacho Óptimo Centralizado.

- Despacho por Costos Variables.
- Valorización del agua en los embalses por su valor futuro.
- Sanción de Precio Spot como el Costo Marginal Operativo con techo de 250 US\$/MWh.
- Los Contratos funcionan como instrumentos de mitigación de riesgo y no tienen influencia sobre el despacho económico.
- Cuatro escalones de falla fijados por el poder ejecutivo.
 - 2%=CTR+10% , 5%=600 US\$/MWh, 7.5%=2400 US\$/MWh y 85.5%=4000 US\$/MWh

Participantes 1/8/2022

76 Participantes generadores.

1 Operador de la red de Transmisión.

1 Operador de la red de Distribución.

1 Comercializador de Distribución.

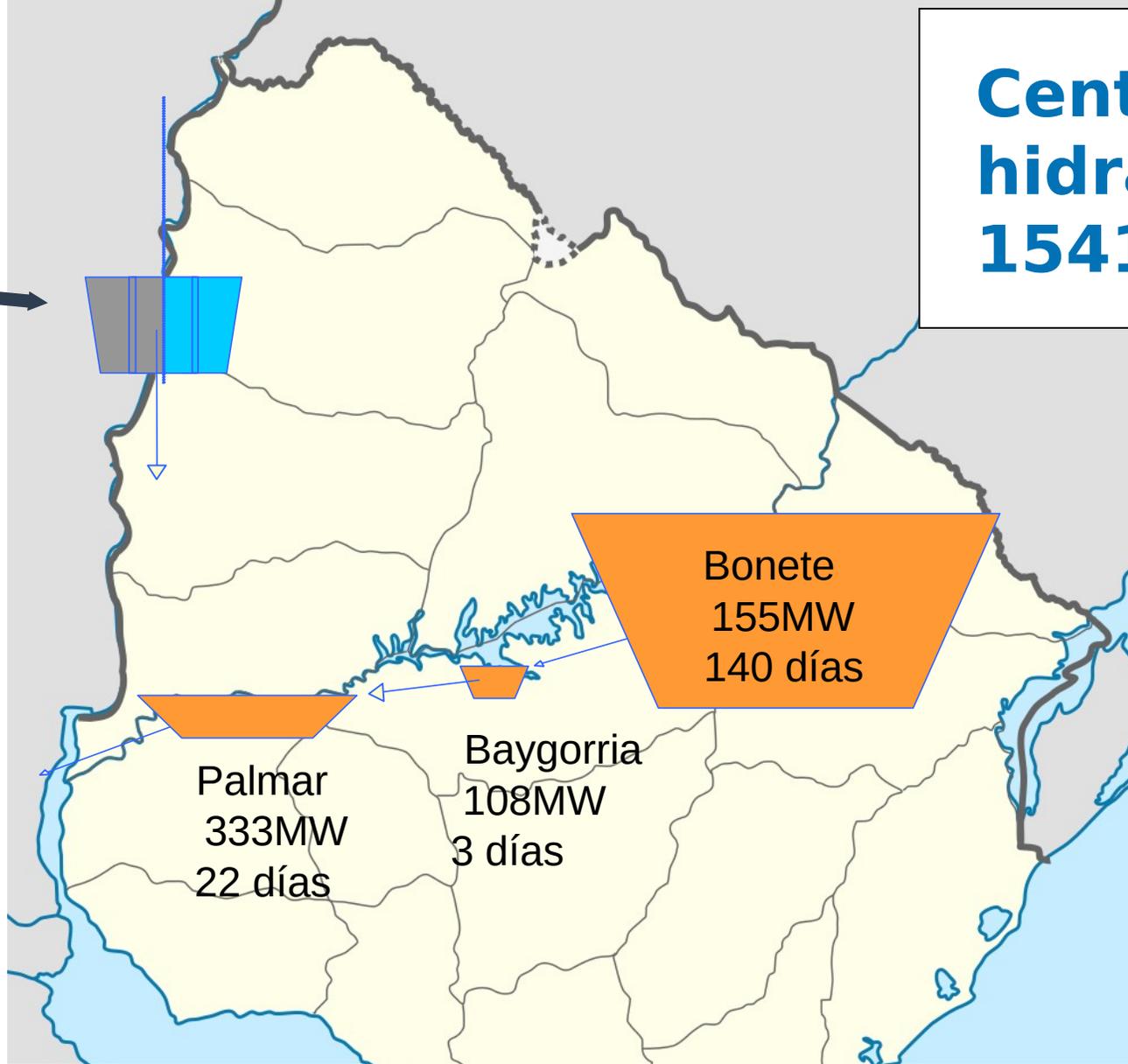
Los generadores son Grandes Consumidores por sus consumos propios (por decreto).

Si bien la ley lo permite desde 2002, recién este año (2023) se constituyeron cuatro consumidores industriales como Participantes Grandes Consumidores.



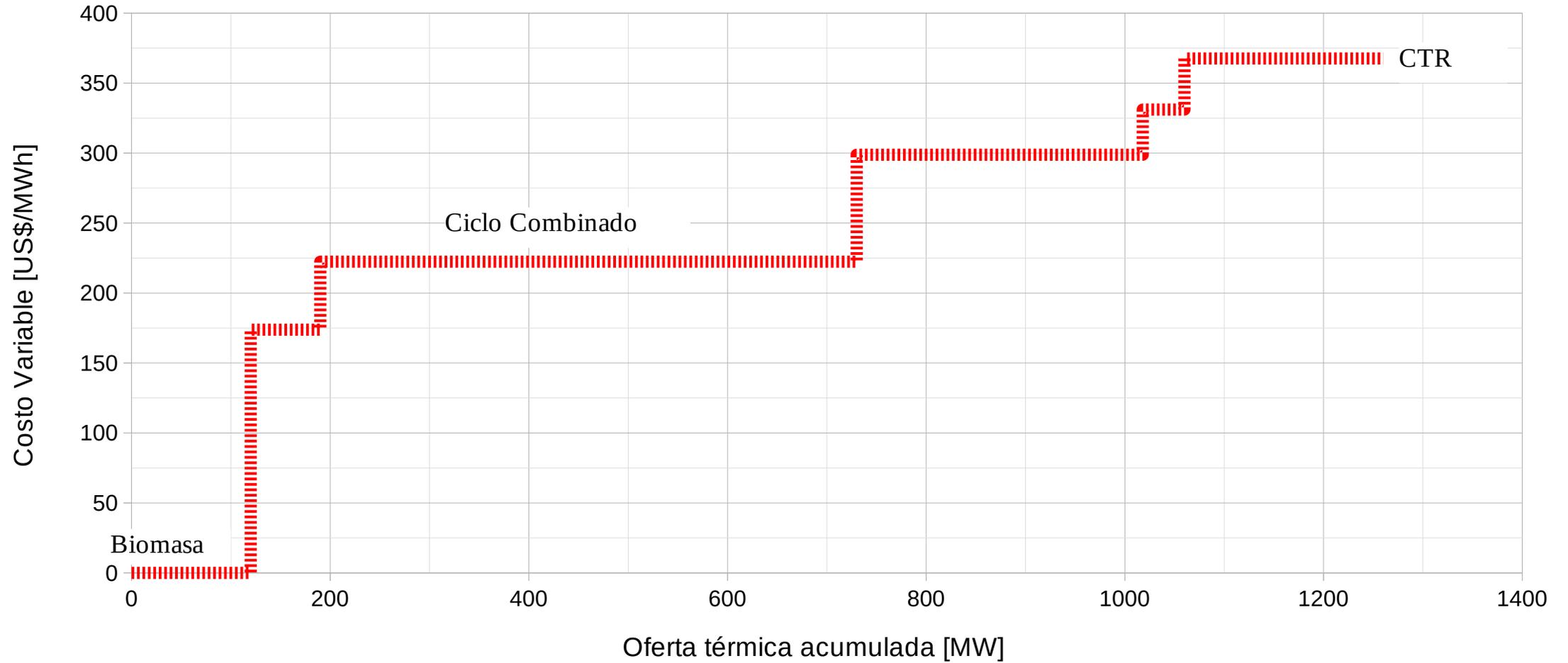
Centrales hidráulicas 1541 MW

Salto Grande
(50% UY)
945MW
8 días



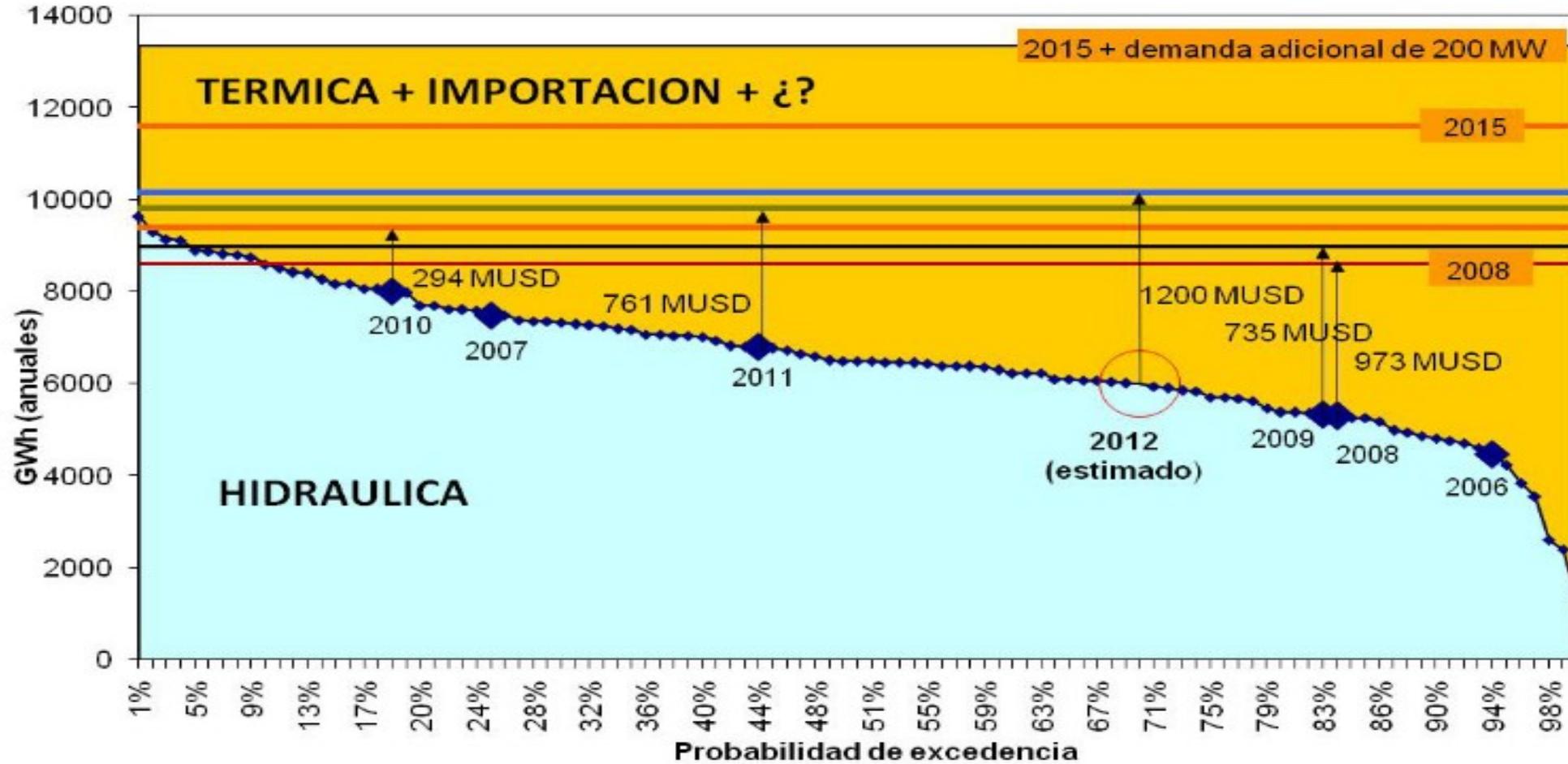
Expansión futura: No quedan grandes proyectos por realizar. Posibilidad de generación distribuida en mini y micro aprovechamientos 200 MW.
Centrales de bombeo distribuidas 300 – 1000 MW

Oferta térmica (principalmente gasoil)



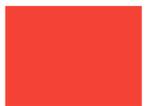
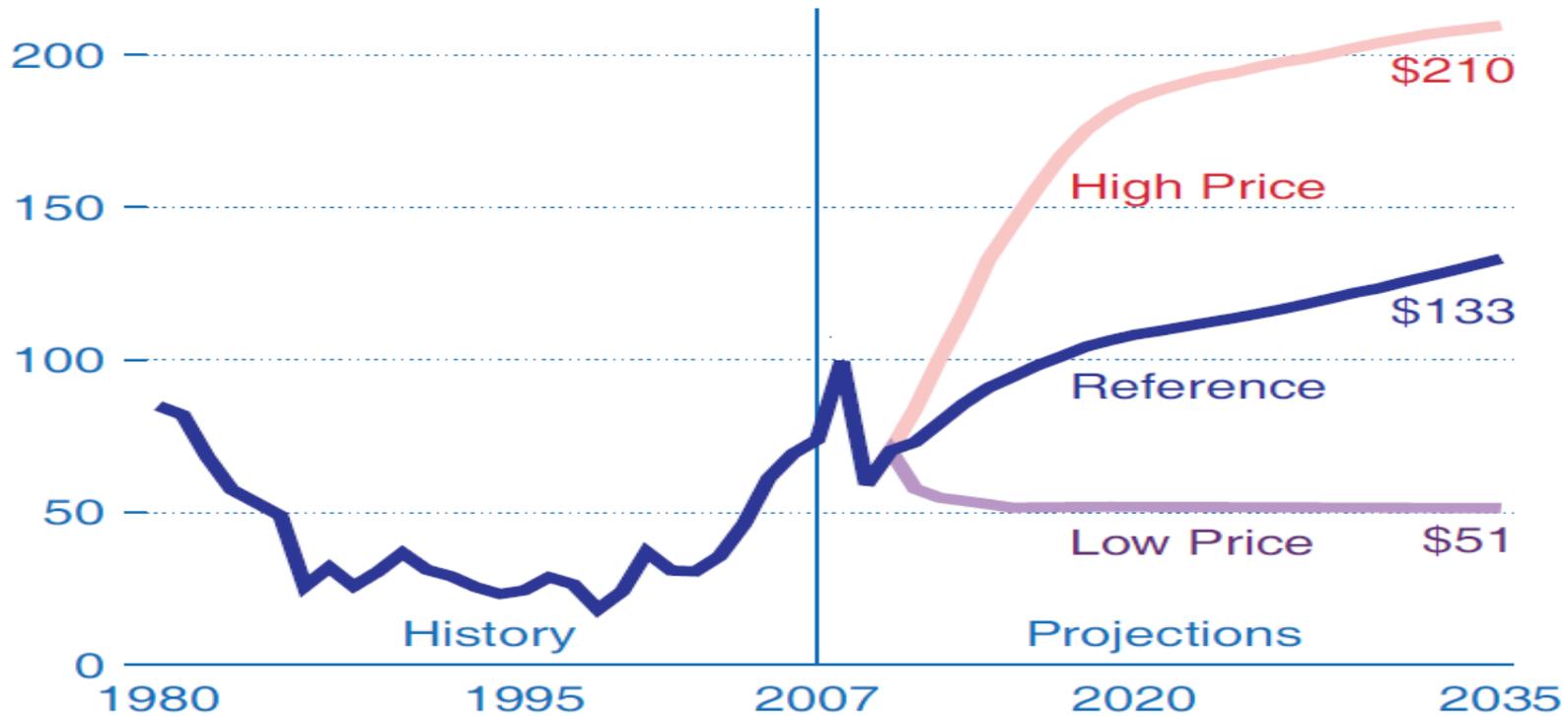
@13-junio-2022 @ WTI: 118 U\$/bbl

Uruguay 2010 -2011 en una imagen.



Riesgo de CAD

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

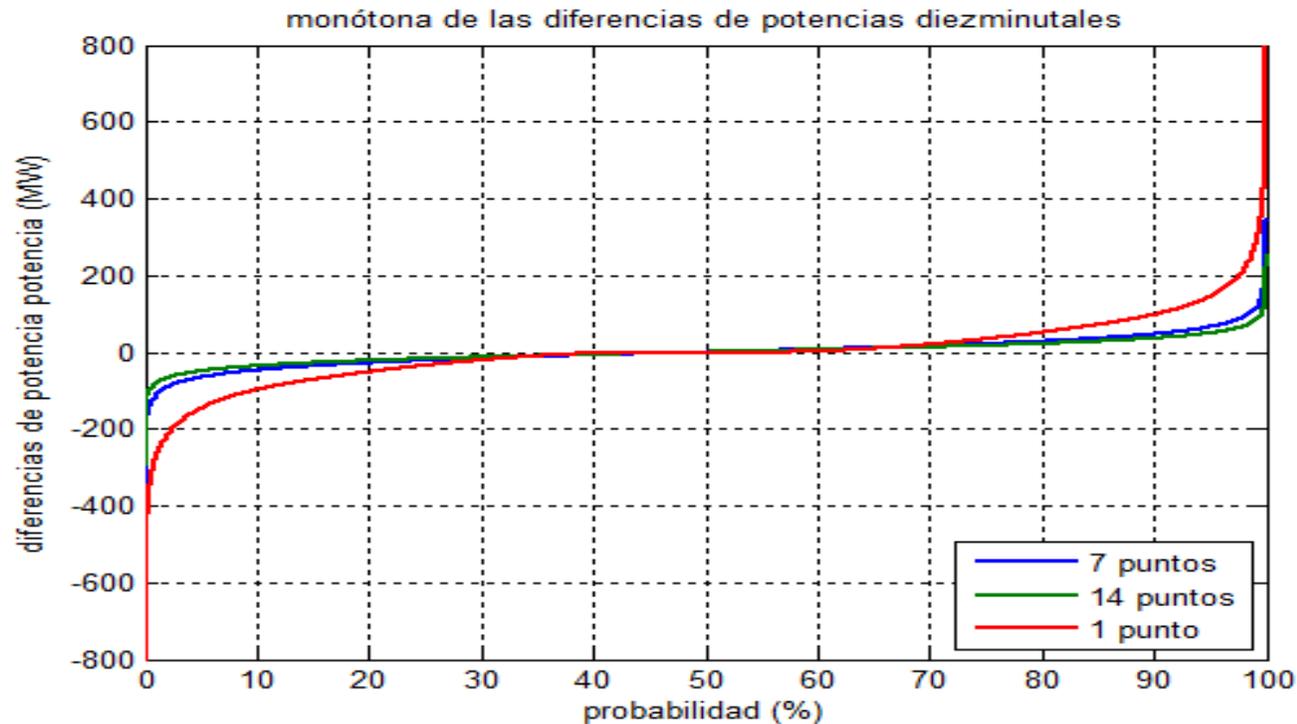


The background of the slide is a reproduction of the painting 'The Starry Night' by Vincent van Gogh. It depicts a night scene with a turbulent, swirling sky filled with bright, glowing stars and a crescent moon. In the foreground, a dark, jagged cypress tree stands on the left, and a small town with a prominent church spire is visible in the lower right. The overall style is characterized by visible, rhythmic brushstrokes.

Diseño 2010



VARIABILIDAD DE MUY CORTO PLAZO (10min-1 hora)



La variabilidad de la generación eólica en el cortísimo plazo (plazos de hasta 1 hora) no representa problemas de manejo para el sistema. Se observa que esta variabilidad es menor cuanto más cantidad de centrales y más distribuidas se encuentran.

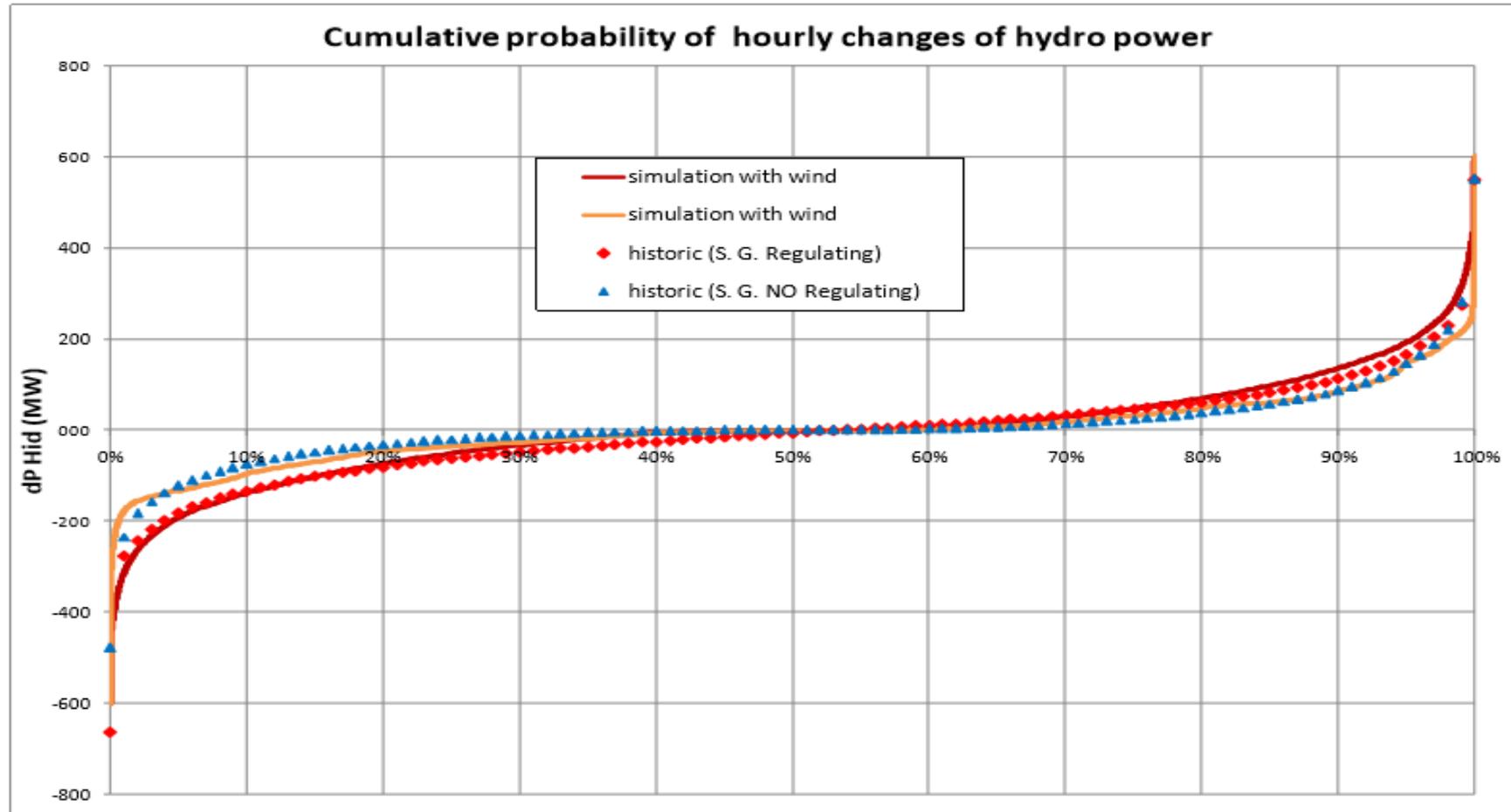
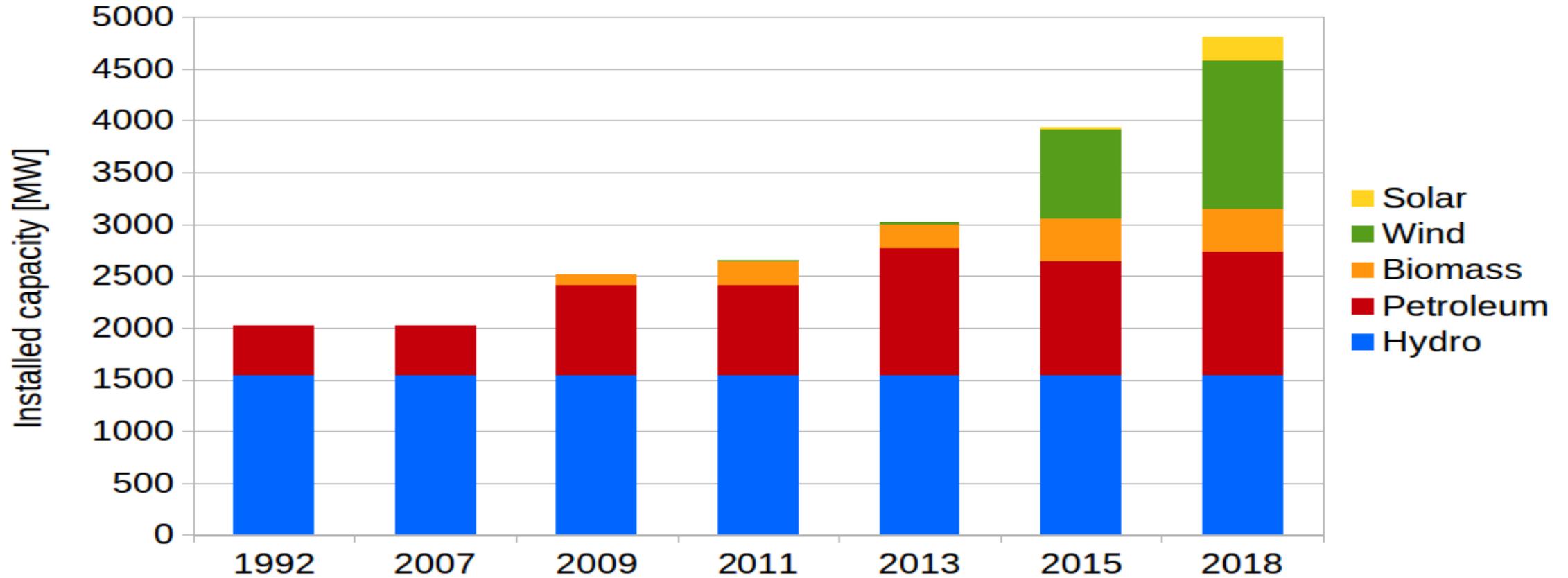
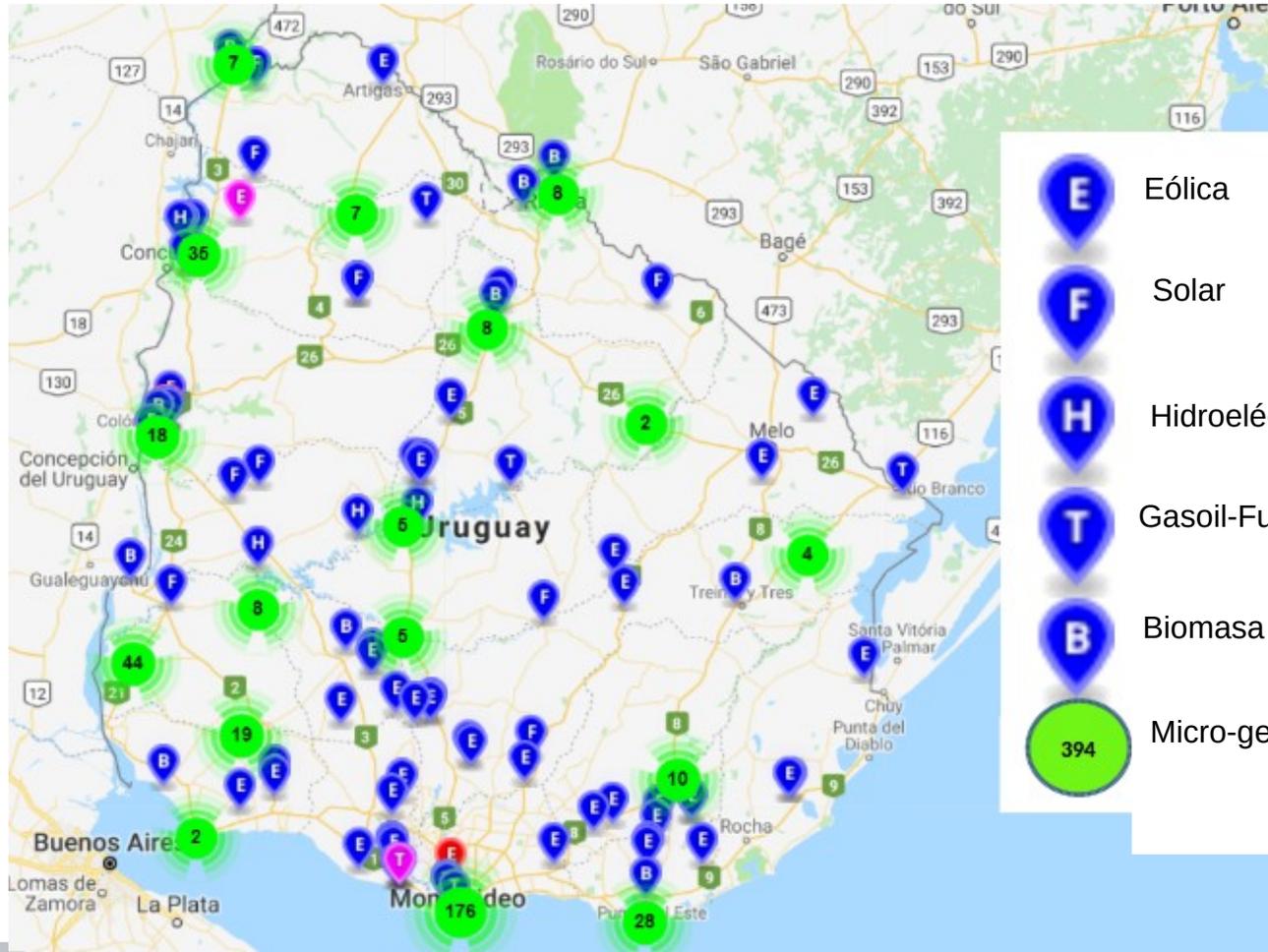


Fig.5: Cumulative probability of hydraulic power changes from one hour to the next, simulation with wind, simulation without wind, historic data with Salto Grande regulating and historic data with Salto Grande no regulating.

Capacidad instalada



Demanda 2021 pico 2200 MW, energía: 11200 GWh



- E** Eólica
- F** Solar
- H** Hidroeléctrica
- T** Gasoil-Fueloil
- B** Biomasa
- 394** Micro-generador

4812 MW
1432
226
1538
1191
413
12

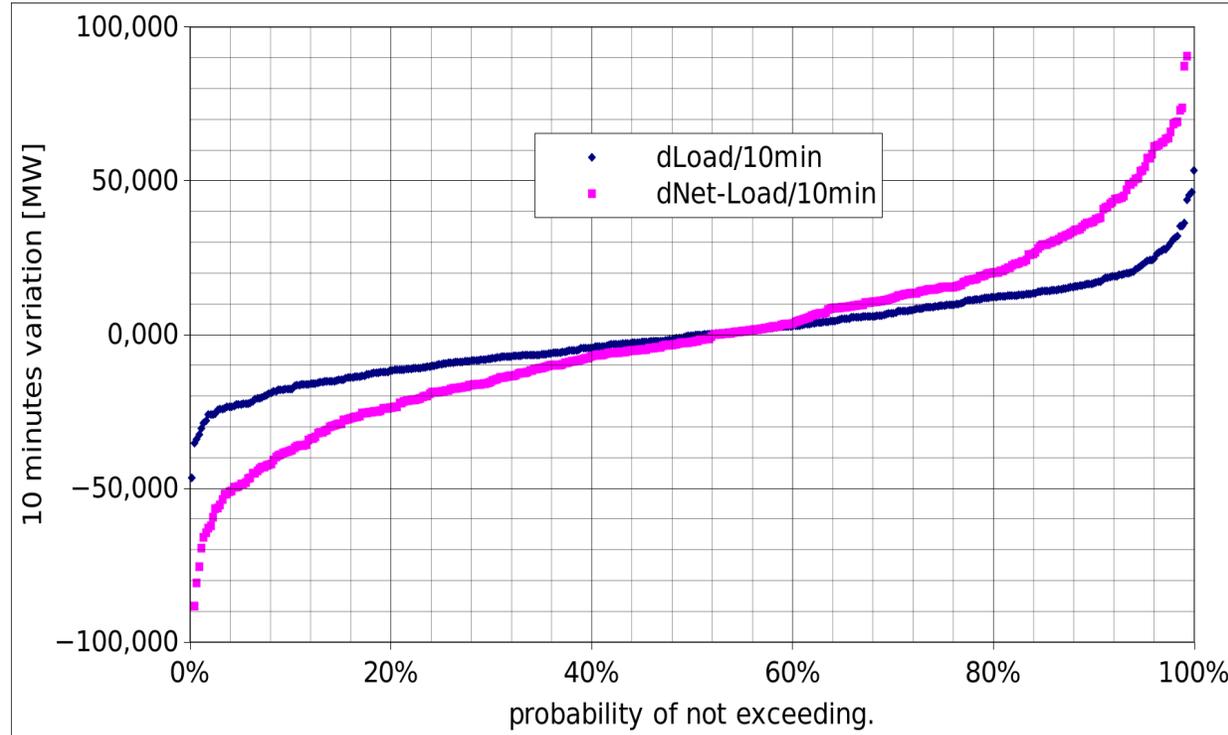


Realidad 2016

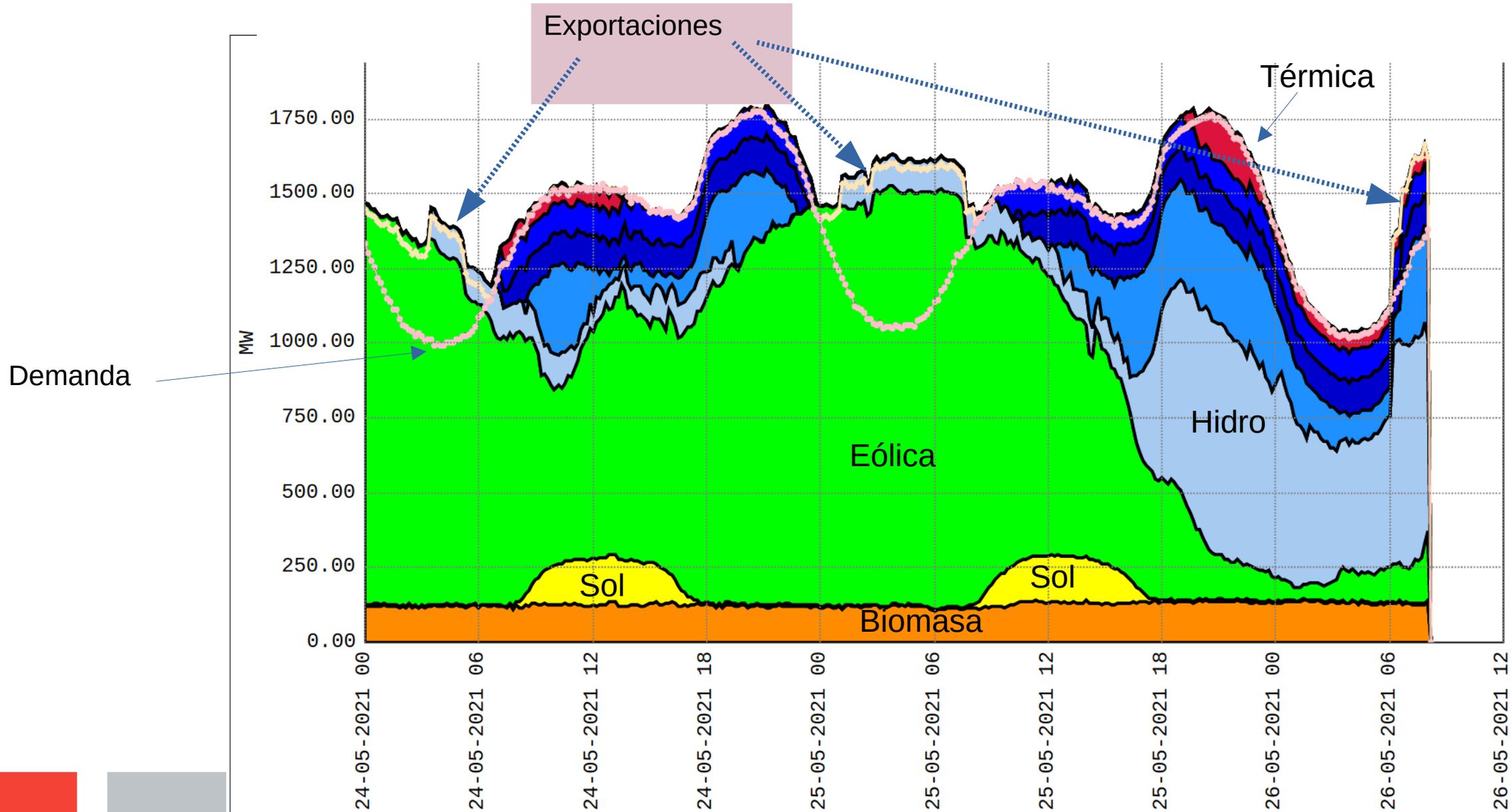




Al final las variaciones reales resultaron menores a las estimadas en 2011.
 La Demanda Neta requiere solo 25MW adicionales de reserva rotante.



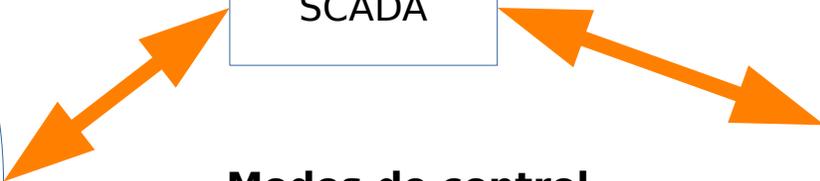
48 horas de operación, mayo 2021 solo de ejemplo.



Control sobre la Potencia Activa y Reactiva de todos los generadores



SCADA



Modos de control

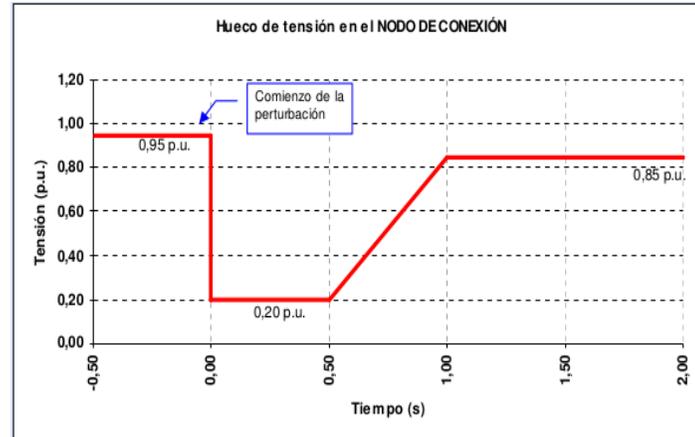
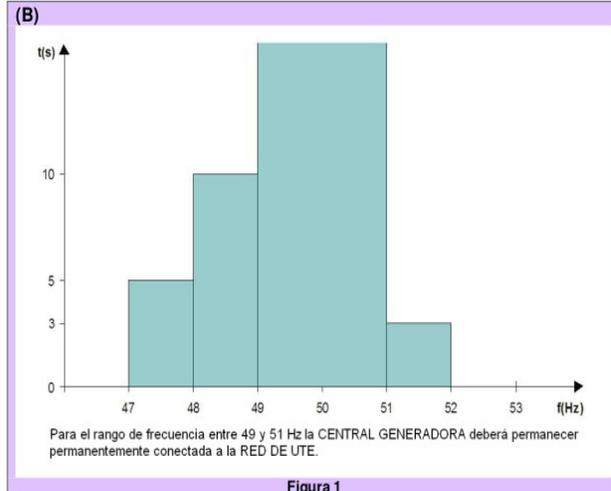
- Potencia Activa
- Potencia Reactiva
- Tensión

Herramientas adicionales

- Authomatic Generation Control (AGC)**
- Dynamic Line Rating (DLR)**
- Remedial Action Scheme (RAS)**



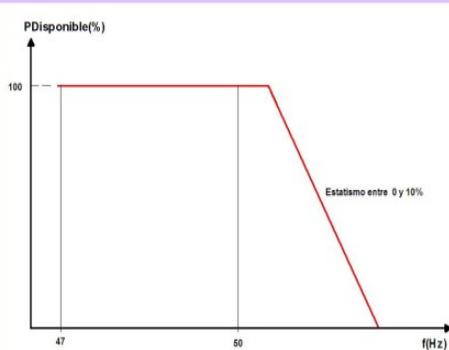
Códigos de red



Los controles de potencia activa de las unidades generadoras deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Estatismos con valores entre 0 y 10 % para frecuencias entre 47 y 52 Hz, cambiables bajo carga.
- La velocidad de respuesta debe poder ajustarse entre 1 y 10 % de la potencia nominal de la unidad generadora por segundo.

El ajuste del control de potencia activa – frecuencia se aplica para el rango entre 50 y 52 Hz, tal como se muestra en la Figura 2, y el mismo es definido por el DNC.



(A)

Cada unidad generadora de energía eléctrica debe como mínimo poder absorber o inyectar en barras de máquina una potencia reactiva de $\pm 15\%$ de su potencia activa nominal, a tensión nominal en dichas barras.

(B)

Las unidades generadoras deben como mínimo poder absorber o inyectar potencia reactiva en función de la potencia activa generada de acuerdo a la curva P,Q de la Figura 3.

Cuando la potencia activa generada sea menor al 10 % de la potencia nominal de la unidad generadora, no se exige una capacidad mínima de absorción o inyección de reactiva.

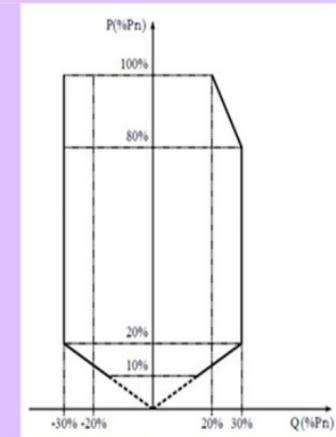
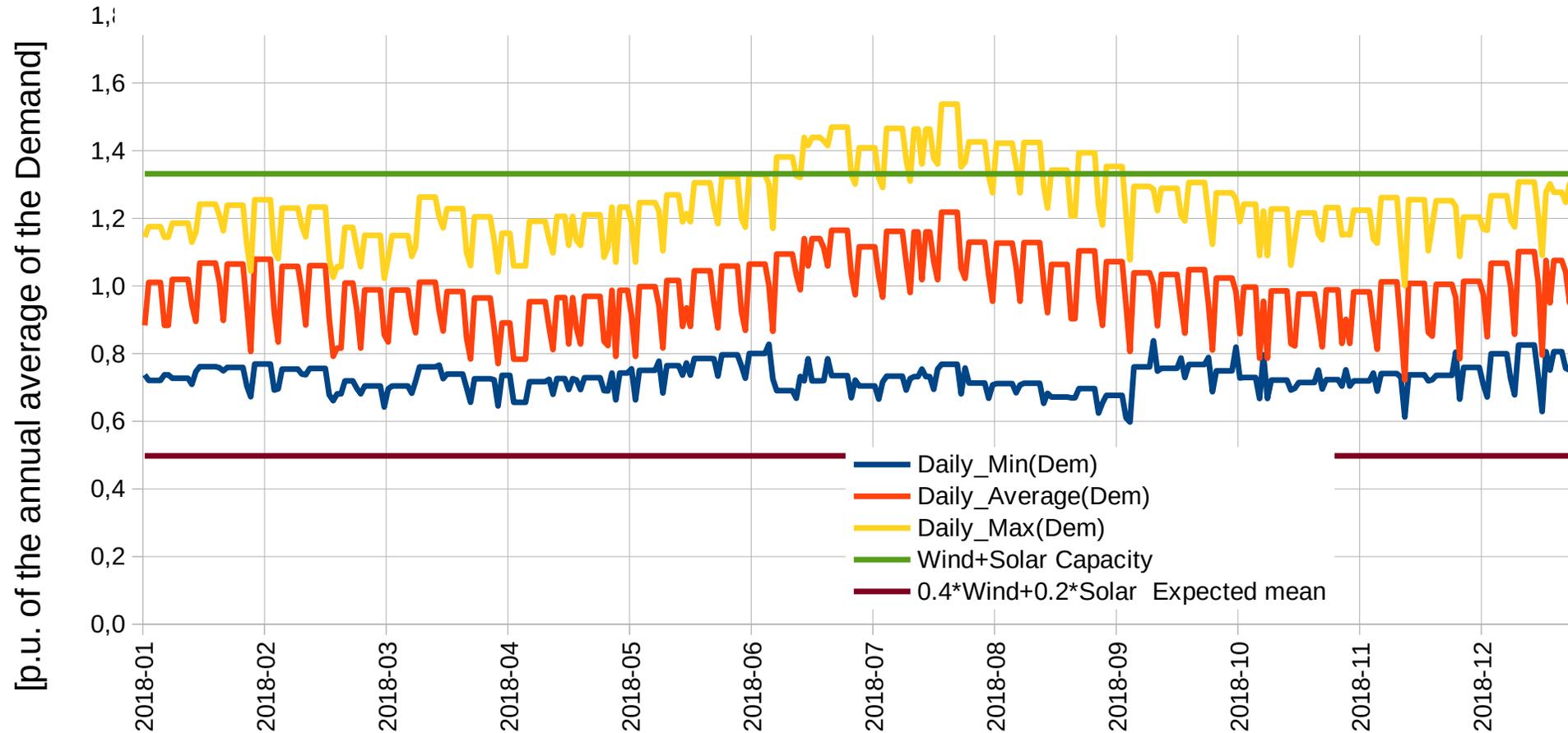


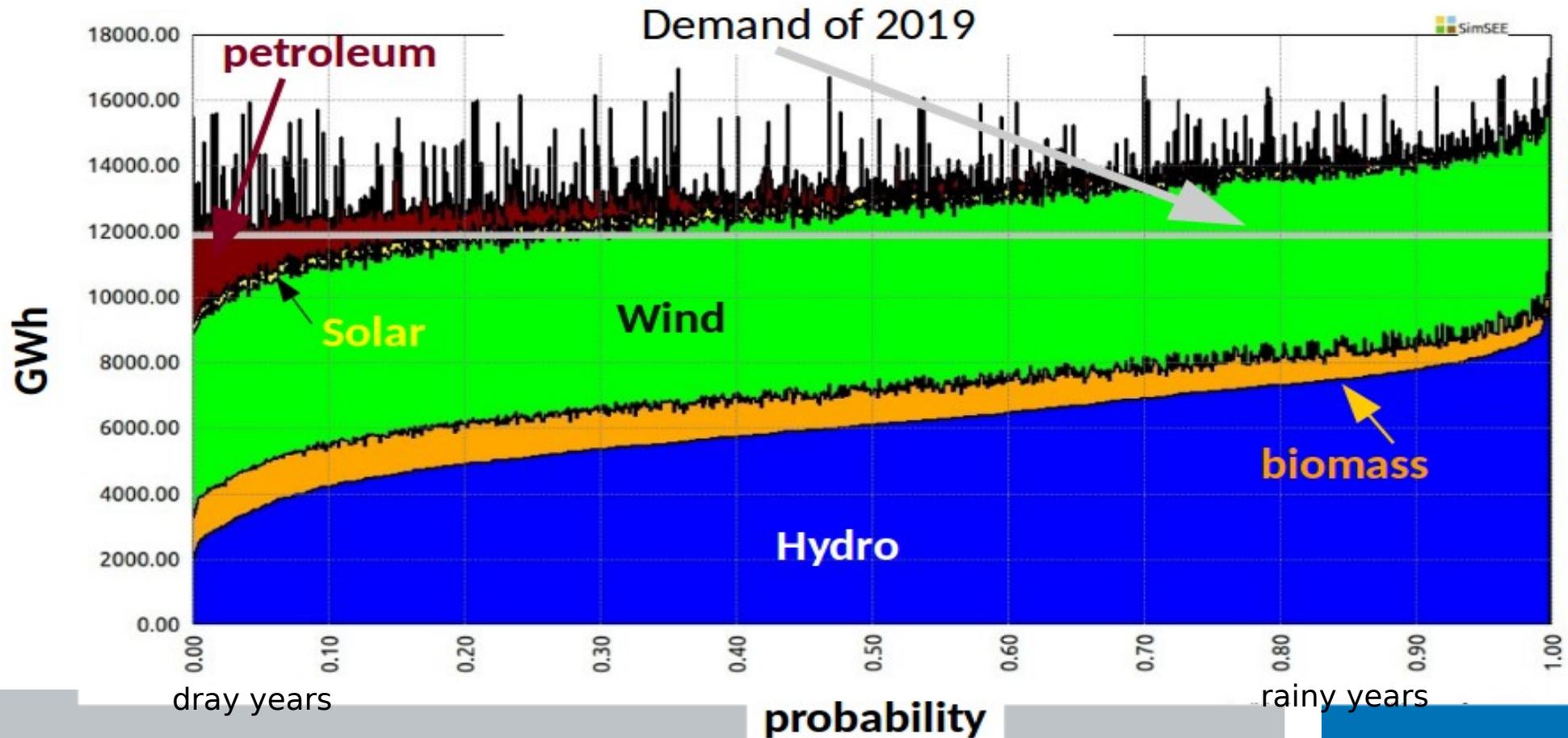
Figura 3

Uruguay 2018.

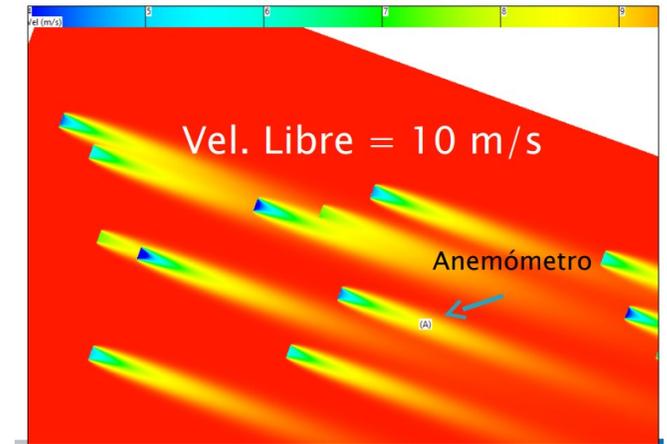
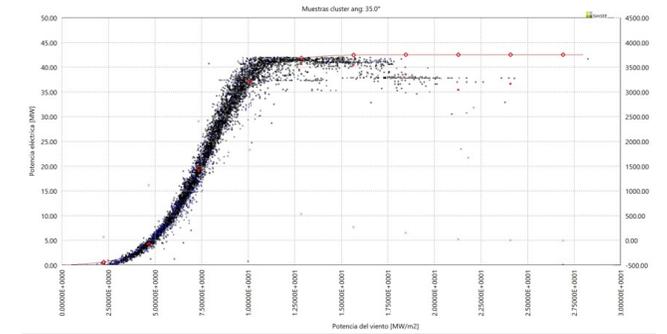
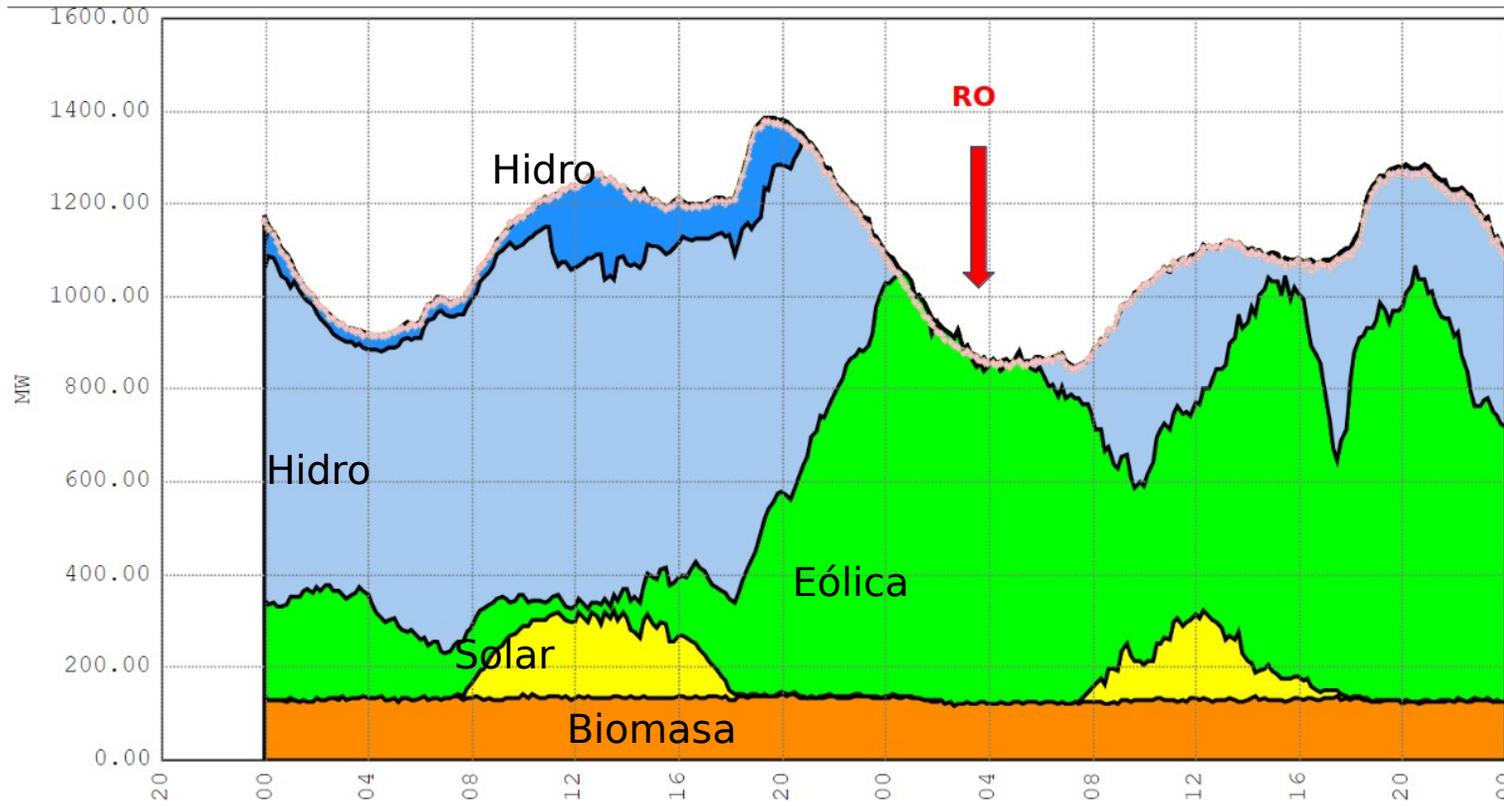
La capacidad instalada de energía solar más eólica supera el pico diario de La Demanda en el 70% de los días del año.



Variabilidad del suministro de energía anual Uruguay 2019.



Restricciones Operativas: Decreto 59/015



Exportación SPOT: Decreto N° 217/015

- La SPOT (ocasiona, interrumpible) no forma precio SPOT. Se ordenan los recursos por orden de mérito, se corta con la demanda y se sanciona el precio SPOT del mercado sin considerar la Exportación SPOT.
- El que exporta es EL MERCADO, no se identifican generadores que exportan. Se calcula el BENEFICIO DE LA EXPORTACION como $(\text{Precio-Costos}) \times \text{Energía}$ y se distribuye a prorrata de la energía inyectada por cada generador en la hora.
- ADME calcula los BLOQUES DE ENERGIA EXPORTABLE y el PRECIO MINIMO A RECIBIR con diferentes niveles de riesgo de cumplimiento.
- Designa a UTE como comercializador SPOT. Con la información generada por ADME UTE realiza las ofertas de exportación a los países vecinos.



Potencia Firme de Largo Plazo: Decreto N° 457/023 (reconocimiento de Capacidad Firme a las ERNC)

- La Capacidad Firme es una propiedad de Sistema y no de un agente en particular. Se calcula la contribución marginal (la del último MW instalado) de cada tecnología en base a simulaciones de 1000 crónicas. El valor asignado de PFLP es el promedio ponderado por el CMG de la potencia inyectada/extraída en cada hora del (Conjunto de Horas Críticas) CHC de cada mes. El CHC es el 1% de las horas de mayor CMG de las simuladas del mes.
- Al cerrar cada mes, se calcula la disponibilidad/requerimientos reales ocurridos de los valores asignados y se liquidan las diferencias en en base a un mercado de ofertas siendo el precio de liquidación el de la oferta de mayor precio despachada con el techo de 8.2 US\$/ (kW-mes) fijado por URSEA

Potencia Firme de Largo Plazo: Decreto N° 457/023
 (reconocimiento de Capacidad Firme a las ERNC)
 Ejemplo de cálculo de la asignación de PFLP

Mes	Eol		Sol		RN		SG		DL1		DL2		DP		DV	
	VE	DE	VE	DE	VE	DE	VE	DE	VE	DE	VE	DE	VE	DE	VE	DE
1	18.84%	1.18%	21.09%	0.57%	55.76%	10.97%	16.25%	2.08%	26.23%	0.58%	32.26%	0.75%	26.15%	0.85%	15.36%	0.44%
2	18.64%	0.96%	19.65%	0.83%	55.48%	4.86%	16.56%	1.28%	24.61%	0.29%	29.73%	0.37%	27.74%	0.45%	17.92%	0.54%
3	17.28%	0.75%	18.16%	0.69%	43.89%	3.86%	16.09%	2.15%	25.32%	0.31%	28.61%	0.50%	27.19%	0.55%	18.88%	0.48%
4	16.53%	0.51%	16.53%	0.54%	38.73%	6.45%	15.94%	2.31%	24.56%	0.32%	29.04%	0.62%	28.32%	0.53%	18.09%	0.71%
5	16.92%	0.58%	13.75%	0.50%	46.66%	8.04%	19.09%	2.74%	22.86%	0.84%	27.95%	0.48%	32.36%	1.58%	16.83%	0.70%
6	19.29%	1.39%	12.94%	0.78%	46.73%	3.75%	25.45%	2.65%	23.22%	0.58%	27.32%	0.42%	32.78%	0.86%	16.68%	0.79%
7	20.31%	1.07%	13.35%	0.72%	50.41%	6.23%	31.02%	3.30%	23.46%	0.34%	26.23%	0.48%	32.32%	0.81%	17.99%	0.82%
8	21.58%	1.36%	14.20%	1.18%	47.97%	6.31%	29.99%	4.24%	23.56%	0.85%	26.38%	0.56%	32.12%	1.48%	17.94%	0.60%
9	24.48%	1.23%	16.12%	0.58%	43.11%	4.95%	34.16%	2.75%	22.82%	0.34%	25.63%	0.26%	33.33%	0.67%	18.22%	0.57%
10	21.90%	0.76%	18.25%	0.54%	32.29%	6.45%	29.09%	2.12%	24.68%	0.31%	26.51%	0.44%	29.35%	0.94%	19.46%	0.56%
11	21.57%	1.43%	19.64%	0.49%	37.17%	5.61%	21.44%	2.07%	25.18%	0.52%	29.00%	0.37%	27.77%	0.55%	18.05%	0.44%
12	20.18%	0.88%	20.85%	0.63%	53.38%	7.44%	18.53%	1.43%	25.48%	0.45%	30.47%	0.47%	27.78%	0.91%	16.27%	1.03%

INTERMITENCIA

Diferentes fuentes de variabilidad requieren diferentes capacidades de filtrado



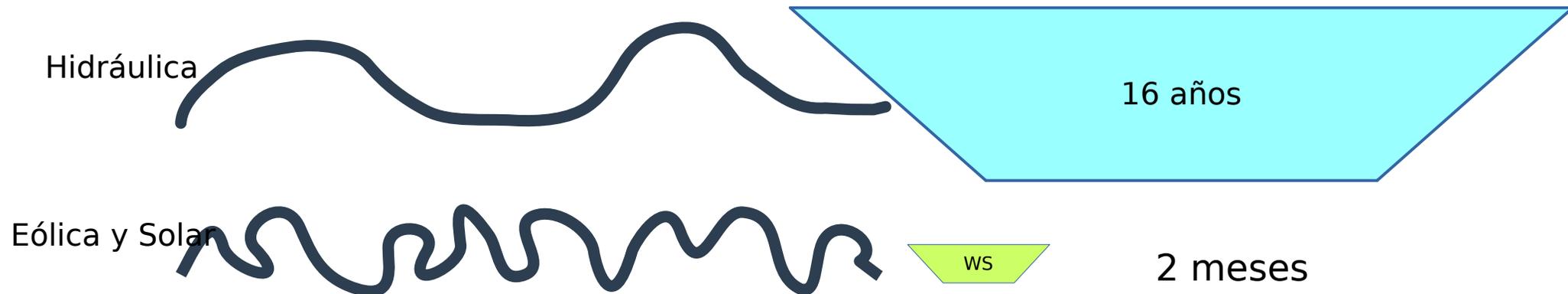
Hidráulica

Eólica

Solar

Variabilidad de los recursos en Uruguay.

Una medida de la dificultad para manejar un recurso variable es el tiempo que hay que promediar la energía para obtener el valor esperado con un 10% de error con una confianza de 90%. Esto da una medida del volumen del almacén de energía necesario para filtrar las variabilidades.



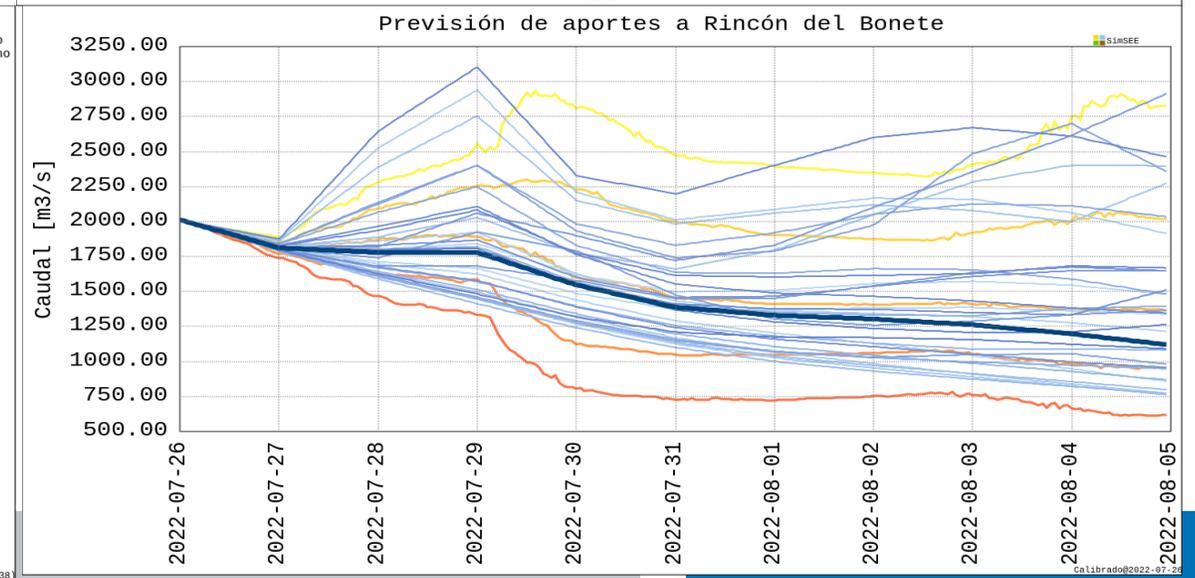
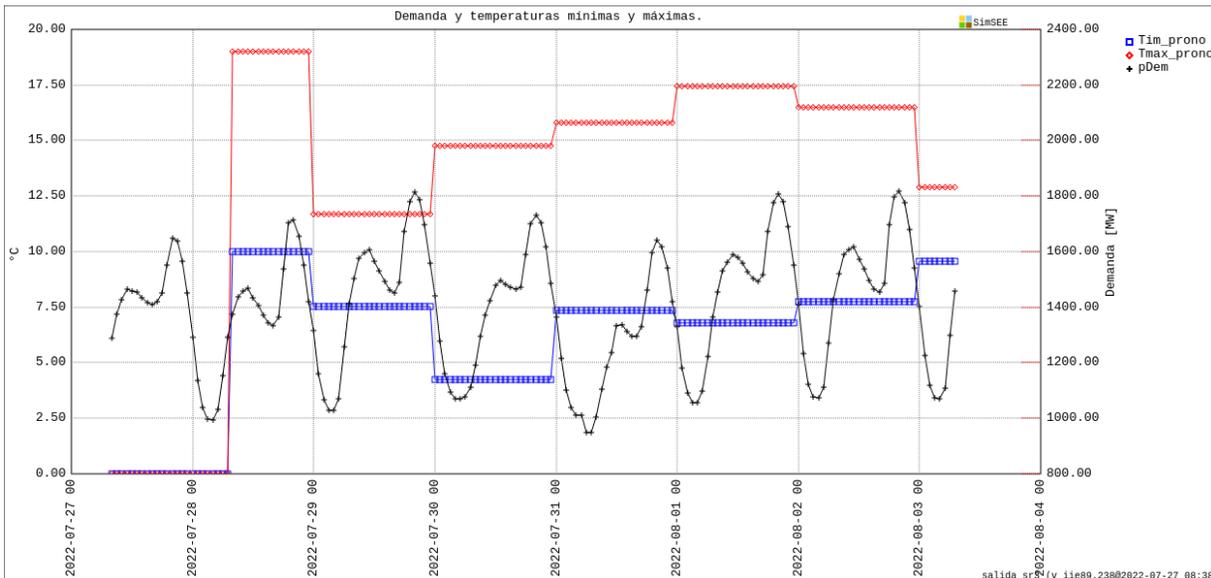
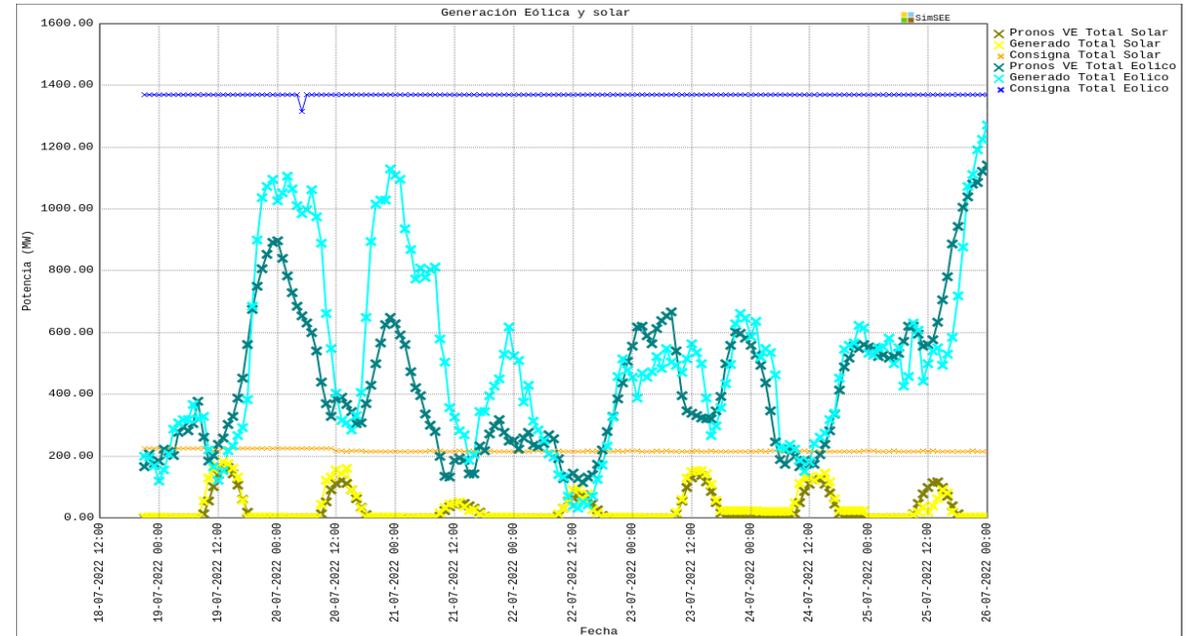
Generación de pronósticos:

Demanda: Meteoblue + Modelo ADME.

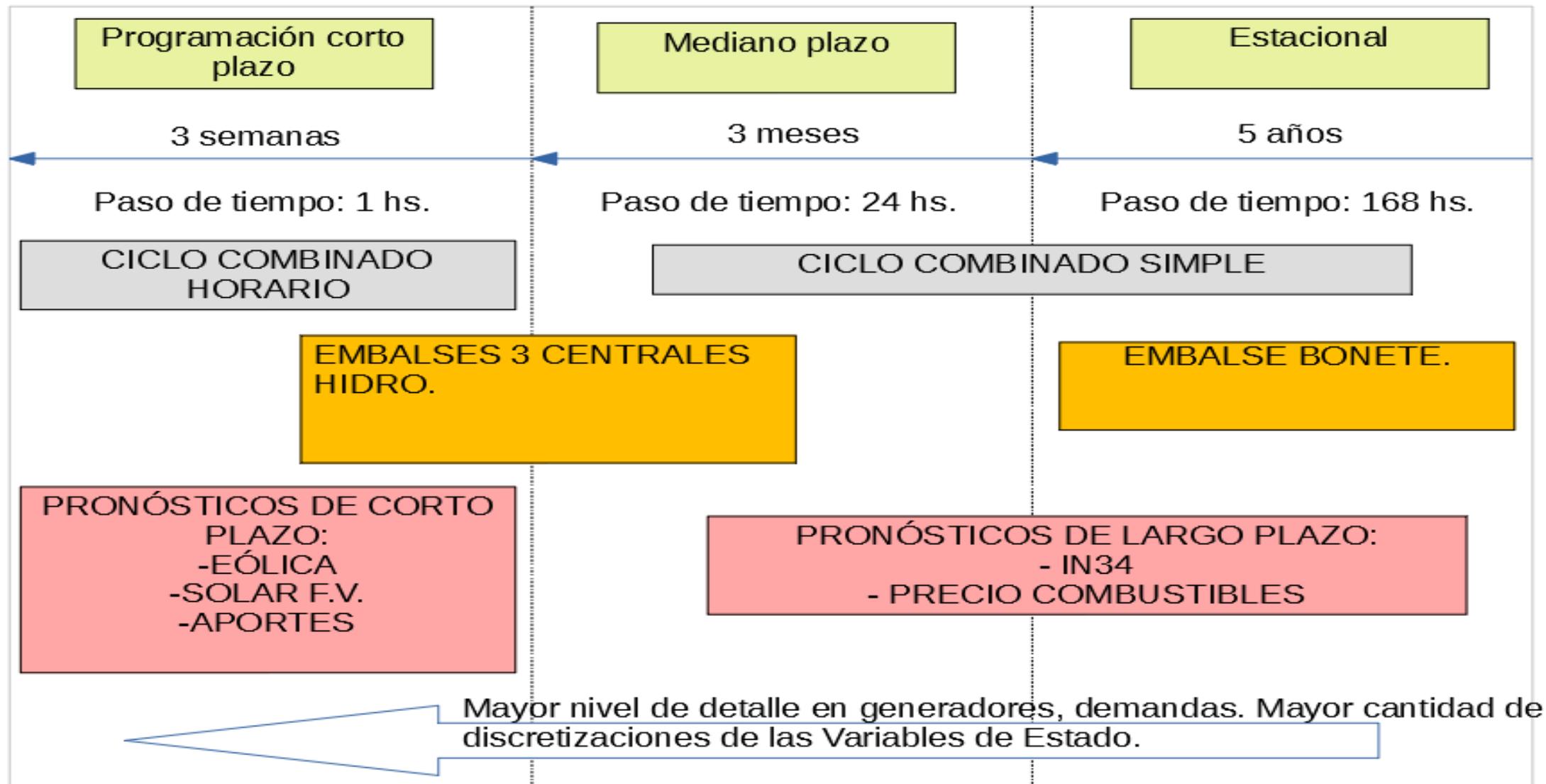
Eólica y Solar: Meteoblue + Modelos ADME.

Caudales Río Negro: Ensamblados Meteoblue + Modelo ADME-IMFIA

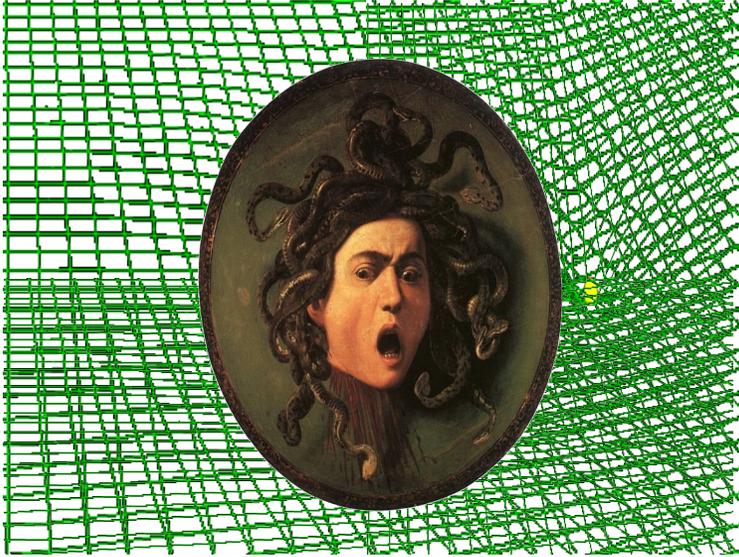
Caudales Salto: Ensamblados generados por CTM



Etapas de la programación



Maldición de Bellman

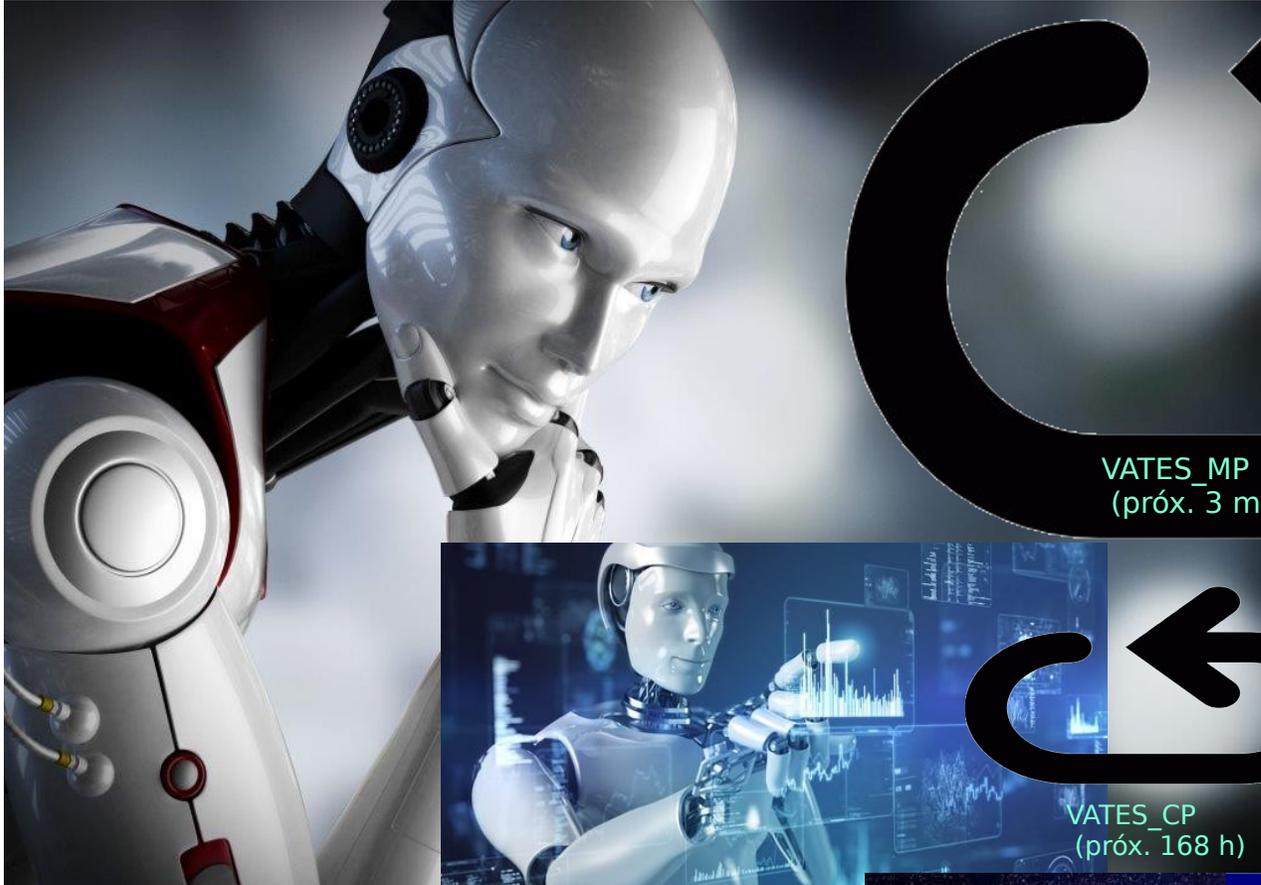


SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming. Es un arma elegante para la lucha contra la maldición de Bellman. Pero al tener que representar lo estocástico pierde el poderío.

Plexos: Rolling Horizons. Resuelve bien la operación de sistemas con constantes de tiempo similares a la de los pronósticos, pero no es bueno obteniendo política de operación de sistemas con grandes lagos.

SimSEE: Destaca por la representación de lo estocástico con capacidad de aplicar reducciones de estado en los CEGH manteniendo capacidad de incorporación de Pronósticos. Con la versión "**Tractorcito(2022)**" ha mostrado poder simular la operación conjunta de

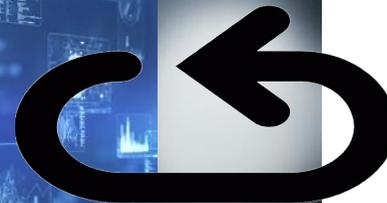
Brasil+Uruguay+Paraguay+Argentina con 76 lagos representados



VATES_MP
(próx. 3 meses con paso diario)

MP = 3 meses
El Niño, caudales

Valores del agua
Consumos GO
Despacho del CC



VATES_CP
(próx. 168 h)

CP = 1 semana
caudales, Demanda, Solar,
Eólica.

Valores del agua
Consumos GO
Bloques Exportables



VATES_OI
(próx. 24 h
diezminutal)

OI = 24 horas (EN DESARROLLO, LES)
Demanda, Solar, Eólica.

Restricciones de red.
Reserva Rotante.
Despacho para seguimiento de la Demanda





<https://adme.com.uy>

Pronósticos de operación: Vates(CP | MP | Salas CP | Salas MP)

Pronósticos de eólica y solar: PRONOS.

Pronósticos de aportes hidráulicos: PRONOS_HIDRO

Pronósticos de Demanda: <https://demanda.adme.com.uy>

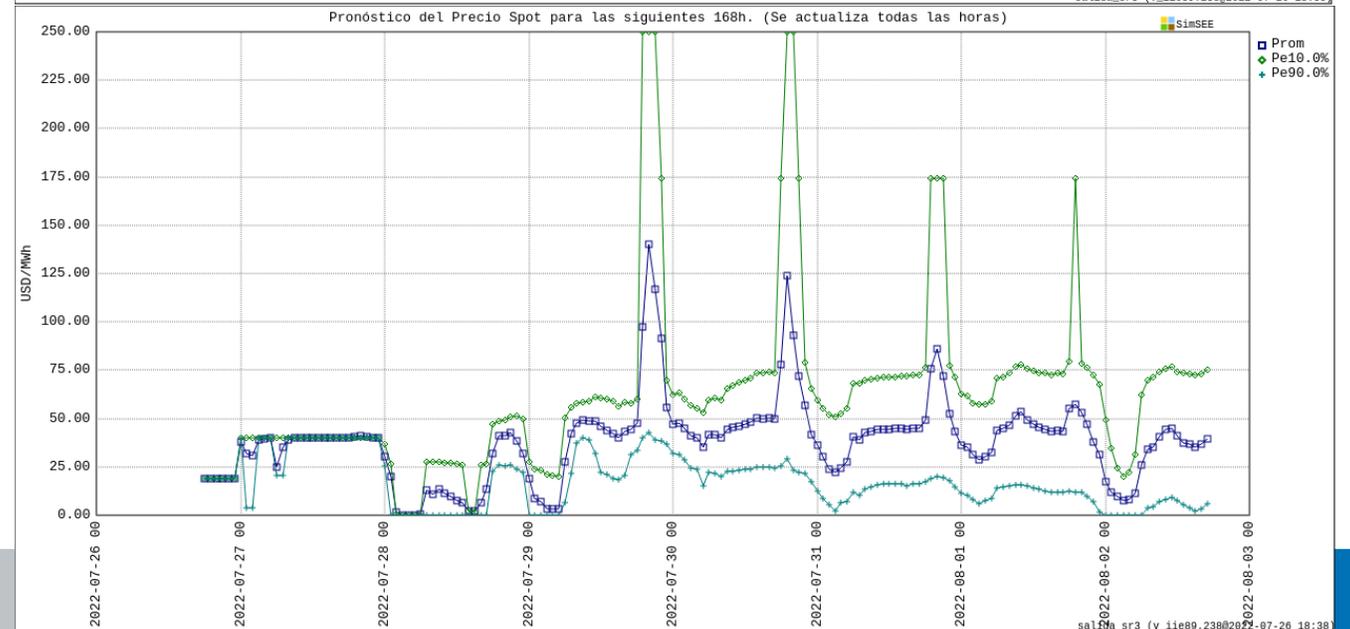
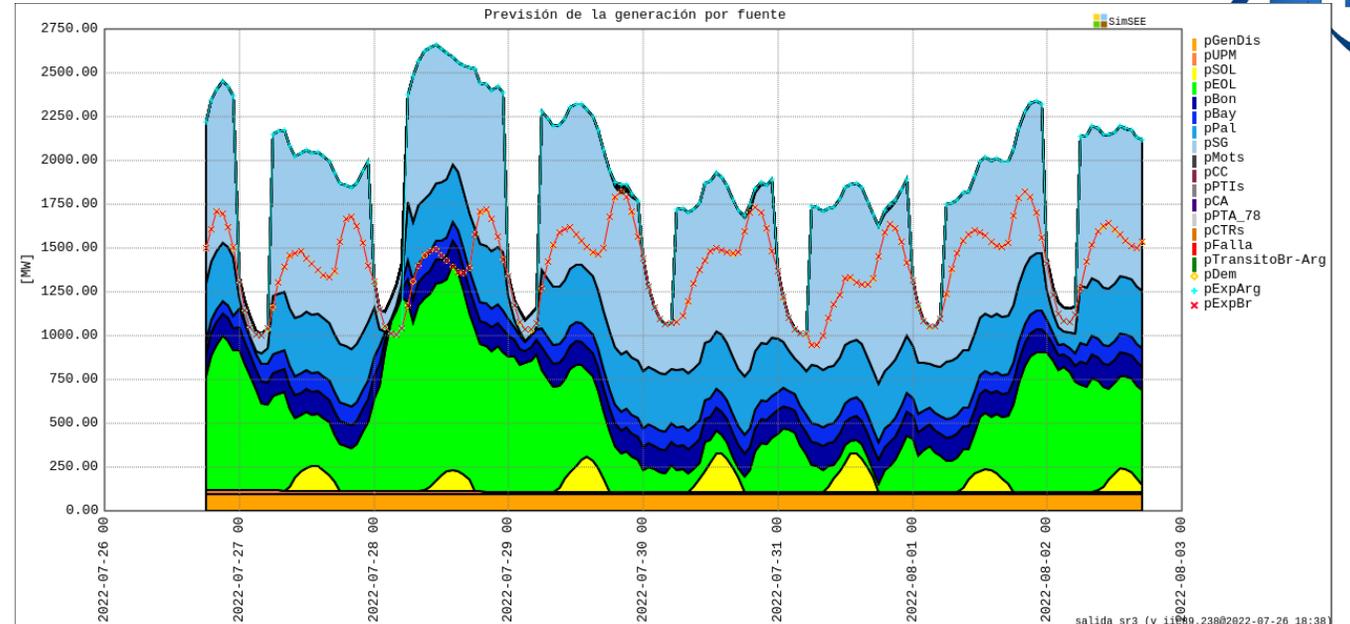
Valorización del agua.

Día	Valores en USD/MWh					
	Valor Bonete	Valor Palmar	Valor Salto	Control Bonete	Control Palmar	Control Salto
2022-07-26	3.8	21.9	18.9	-2.0	3.0	11.7
2022-07-27	3.8	20.5	40.3	-3.7	7.3	-3.8
2022-07-28	0.4	25.2	39.3	-	-	-
2022-07-29	1.0	20.6	46.6	-	-	-
2022-07-30	1.8	15.8	45.3	-	-	-
2022-07-31	1.8	14.5	42.9	-	-	-
2022-08-01	1.7	14.2	43.0	-	-	-

- Valores confirmados para ejecución
- Valores calculados por Vates
- Control: Confirmando > Calculado Vates.
- Control: Indiferente.
- Control: Confirmando < Calculado Vates.
- No aplica sistema de control

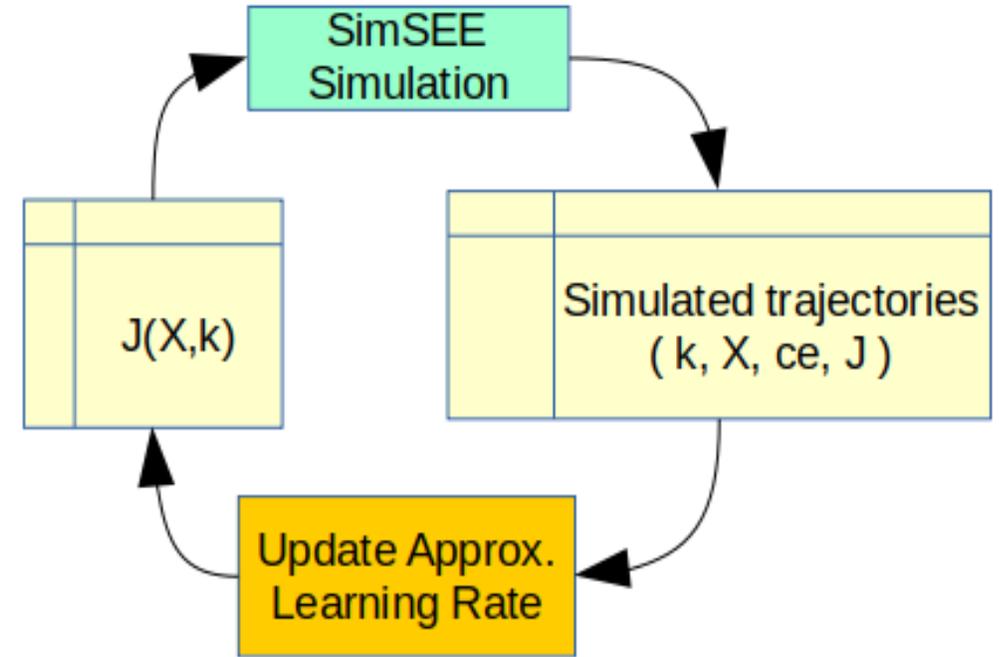
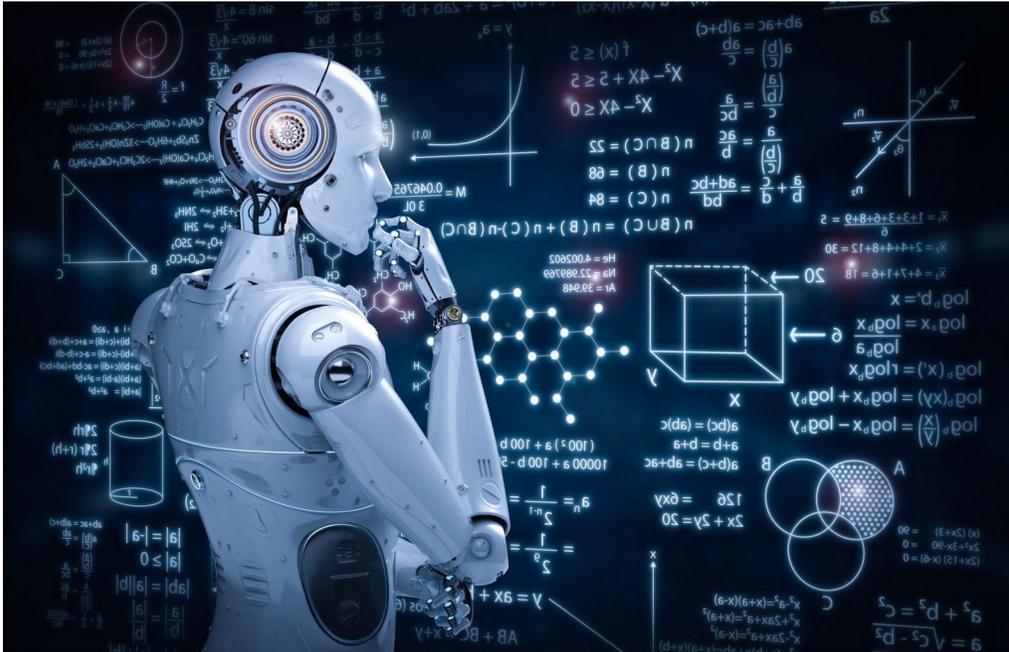


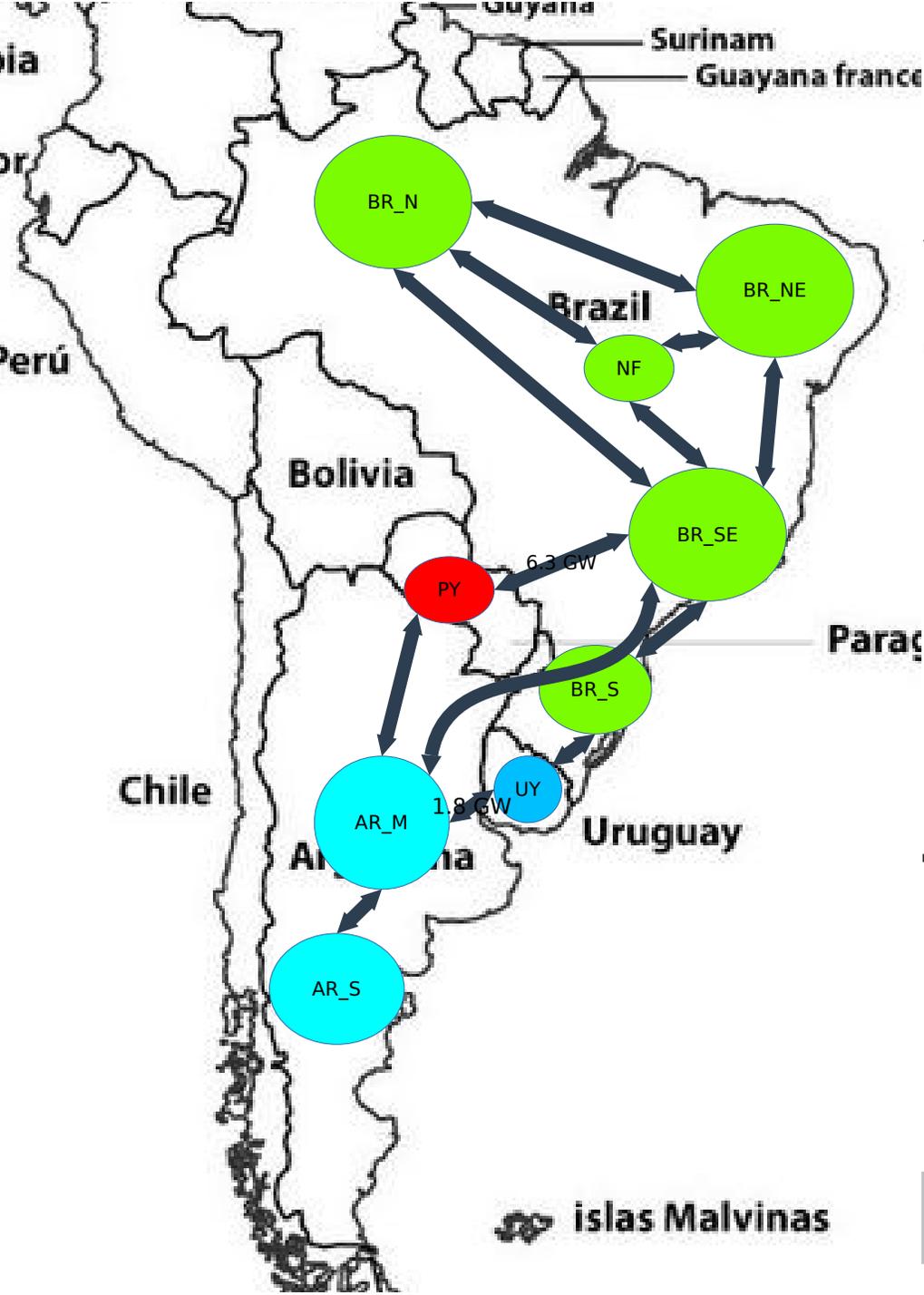
Bajar archivos de pronóstico: ([Precio Spot](#) | [Valores del agua.](#))



Puesta en operación de los VatesIA_MP y VatesIA_CP

- Modelo regional
- Incorporación del modelo del Ciclo Combinado horario





Simulación UY+BR+PY+AG

variables de estado: 76

discretización del espacio de estado:

$$52 * 3 * 5^{76} = 2 \times 10^{55}$$

Recursión de Bellman memoria:

$$2 * 10^{55} * 10 / 1E9 = 2 * 10^{47} \text{GB}$$

Dimensión Simplex sobre: 5000x2000

Tiempo de resolución Simplex: 64 ms

hora de resolver la recursión de Bellman:

$$2 * 10^{55} *$$

$$64/1000/3600/24/365/1000$$

$$= 4 * 10^{43} \text{ milenios!!!}$$



**Gracias por
vuestra atención.**