



Programación Estacional Noviembre 2019 – Abril 2020

***ADME Octubre 2019
Montevideo - Uruguay.***

En la elaboración de esta Programación Estacional trabajaron:

*Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:
María Cristina Alvarez, Felipe Palacio y Ruben Chaer.*

*Por UTE, en el marco del Contrato de arrendamiento de Servicios:
Milena Gurin, Valentina Groposo, Gabriela Gaggero y Hernán Rodrigo de la unidad PEG de
UTE-Melilla.*

1 Resumen ejecutivo.

En el presente informe se analizan las hipótesis y principales resultados de la Programación Estacional (PES) Noviembre 2019 – Abril 2020 .

En cuanto a las previsiones climatológicas, IRI/Columbia prevé que el índice El Niño 3.4, actualmente en condiciones de neutralidad, se mantenga así hasta el próximo invierno. Sin embargo, CPTec indica que las lluvias en el tercil “por encima de lo normal” para el trimestre OND (Octubre, noviembre, diciembre) son las más probables.

Las principales hipótesis de esta PES se detallan a continuación:

- Se supone que la combinación del ciclo de la central PTB está en servicio desde el inicio de la simulación (12/10/2019) por ser la fecha estimada al inicio de la elaboración de este informe. En la fecha de finalización de este informe, se tiene nueva información por la cuál los ensayos de la central se extenderían por un mes adicional.
- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda: -1.23%, 2.68%, 2.08%, 2.55% y 2.63% para los años 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023 respectivamente.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo al PAM octubre 2019 - marzo 2020, con los ajustes surgidos posteriormente en trabajos a realizar en Bonete, CTR y PTB.
- Se actualizan precios de los combustibles según cambios vigentes a partir de la semana 42 de 2019.
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en la Programación Estacional anterior.
- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo y de largo plazo con datos a octubre de 2019.
- Se incorpora el siguiente modelado para representar el volumen máximo de Gas Natural que puede comprarse según la época del año, resultantes de los contratos vigentes hasta febrero de 2020 inclusive (se supone que esta modalidad contractual se renovará en los años siguientes):
 - No se puede adquirir Gas Natural (GN) en invierno, definido como el periodo comprendido entre el 01-06 y el 31-08;
 - El volumen diario es suficiente para generar con 1 unidad de PTA 1-6 a pleno en mayo y setiembre;
 - El volumen diario es suficiente para generar con 3 unidades de PTA 1-6 y una TG de PTB para el resto del año (unos 2.4 millones de m³ por día).
- A partir del mes de marzo de 2020, fecha en la que vencen los contratos de suministro de GN, se suponen condiciones estacionales similares en precio y volumen disponible, pero

con una disponibilidad del 70% (con paso de sorteo semanal). Al momento de realizar este informe no se han definido las nuevas condiciones para el transporte de GN, se decide suponer un costo de 2,7 USD/MMBTU para suministro ocasional e interrumpible de GN proveniente de Argentina.

- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustibles líquidos durante el período de tiempo a considerar.
- Se modela el sistema con baja disponibilidad de importación y costos a niveles de Falla.
- Sintetizador de aportes CEGH actualizado en el mes de octubre de 2019, manteniendo la señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan tres variables de estado hidrológico, una para el Río Negro, otra para el Río Uruguay y la restante para incorporar el iN3.4.

Los principales resultados para el semestre analizado son:

- **CAD:** El costo total de Abastecimiento de la Demanda en valor esperado es de 310,4 MUSD. Este valor corresponde con lo acumulado al 01/05/2020
- **CMG:** El valor esperado del Costo Marginal del Sistema es de 44,4 USD/MWh en el período estacional en estudio.
- **Cota de Bonete:** El valor esperado de la cota de Bonete 77,8 m. en el período estacional en estudio.
- **Despacho Térmico Acumulado:** El valor esperado de la generación térmica acumulada al 01/05/2020 es de 306,6 GWh.
- **Despacho de Falla Acumulada:** El valor esperado del despacho de Energía de Falla acumulada al 01/05/2020 es de 0,2 GWh.

En resumen, desde un punto de vista energético los estudios indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas.

2 Hipótesis

Se detallan a continuación las principales hipótesis consideradas para la realización de la Programación Estacional Noviembre 2019 – Abril 2020.

1. *Demanda y Falla*

Previsión de demanda

		Energías en GWh	
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%
2012	REAL	10,048	2.47%
2013	REAL	10,315	2.66%
2014	REAL	10,388	0.71%
2015	REAL	10,513	1.21%
2016	REAL	11,180	6.34%
2017	REAL	10,784	-3.54%
2018	REAL	11,182	3.69%
2019	PREVISIÓN	11,045	-1.23%
2020	PREVISIÓN	11,341	2.68%
2021	PREVISIÓN	11,576	2.08%
2022	PREVISIÓN	11,871	2.55%
2023	PREVISIÓN	12,183	2.63%

Tabla 1: Demanda real y previsión del año 2009 al 2023

Los datos presentados en la Tabla 1 coinciden con la proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en julio de 2019.

Para las salas de paso diario se modelan 4 postes como se muestra en la Tabla 2

Poste	Horas/día
1	1
2	4
3	13
4	6

Tabla 2: Duración en horas de los postes de la sala SimSEE de paso diario

Representación de la falla

Se muestra en la Tabla 3 la representación de la falla para las corridas de paso semanal.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	9217.0	249
Entre 2 y 7	22209.6	600
Entre 7 y 14.5	88838.4	2400
Entre 14.5 y 100	148064.0	4000

Tabla 3: Escalones y costo de Falla según reglamentación vigente; sala de paso semanal

Para las corridas de paso diario se modela la falla con dos escalones: el primero agrupa falla 1, 2 y 3 del caso semanal (de profundidad 14.5% con un costo de 2400 USD/MWh) y el segundo (de profundidad 85.5% con un costo de 4000 USD/MWh) que se reserva para falla 4. Esta agrupación de los primeros escalones se debe a que no es razonable que las restricciones energéticas voluntarias de la población, las primeras restricciones forzadas y los cortes rotativos, se apliquen o despachen con paso diario.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 14.5	88838.4	2400
Entre 14.5 y 100	148064.0	4000

Tabla 4: Escalones y costo de Falla según reglamentación vigente; sala de paso diario

Tipo de cambio: 37.016 \$/USD

BCU dólar billete al 01/10/2019

NOTA: coincide con el tipo de cambio usado para calcular el precio de los combustibles líquidos informado por ANCAP para el mes de octubre, ya que en la nueva modalidad ANCAP informa los precios en pesos uruguayos.

Modelado de la demanda

Para el modelado variable de la demanda se usa la CEGH (sintetizador CEGH “DP-DLDV”) que incorpora el efecto de la temperatura sobre cada uno de los bloques horarios de la demanda (Pico, Llano, Valle) presentada en la Programación Estacional Mayo – Octubre 2018. Este modelado de la demanda se puede consultar en detalle en los Anexos 4 y 5 de la Programación Estacional Mayo – Octubre del 2018¹.

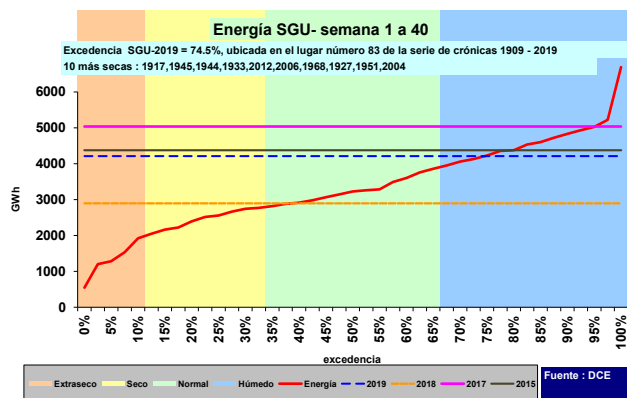
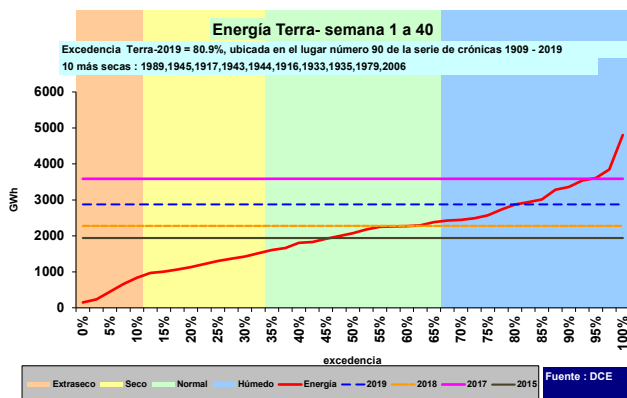
1 https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_975/PES_Mayo_Octubre_2018.pdf

2. Situación hidrológica y clima

Se presenta en este apartado la situación actual y proyecciones climáticas para los meses venideros.

El sistema se encontraba, a la fecha de fijación de estas hipótesis (semana 40 de 2019) en clase hidrológica 5. El sistema continúa en clase 5 al día de hoy.

En las Fig. 1, Fig. 2 y Fig. 3 se observan los gráficos con las excedencias de la energía afluente al Río Negro y al Río Uruguay:



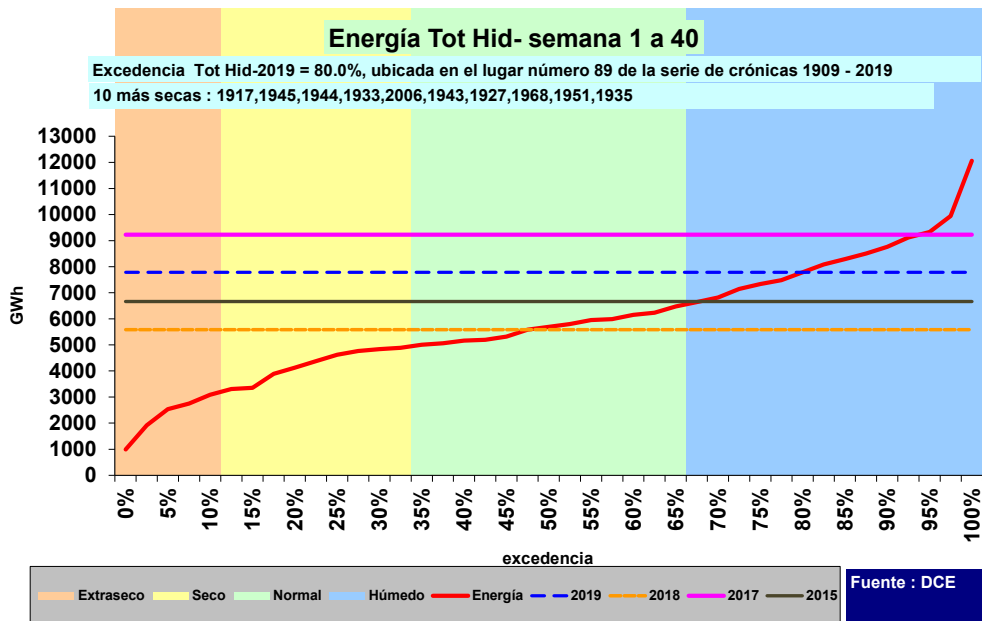
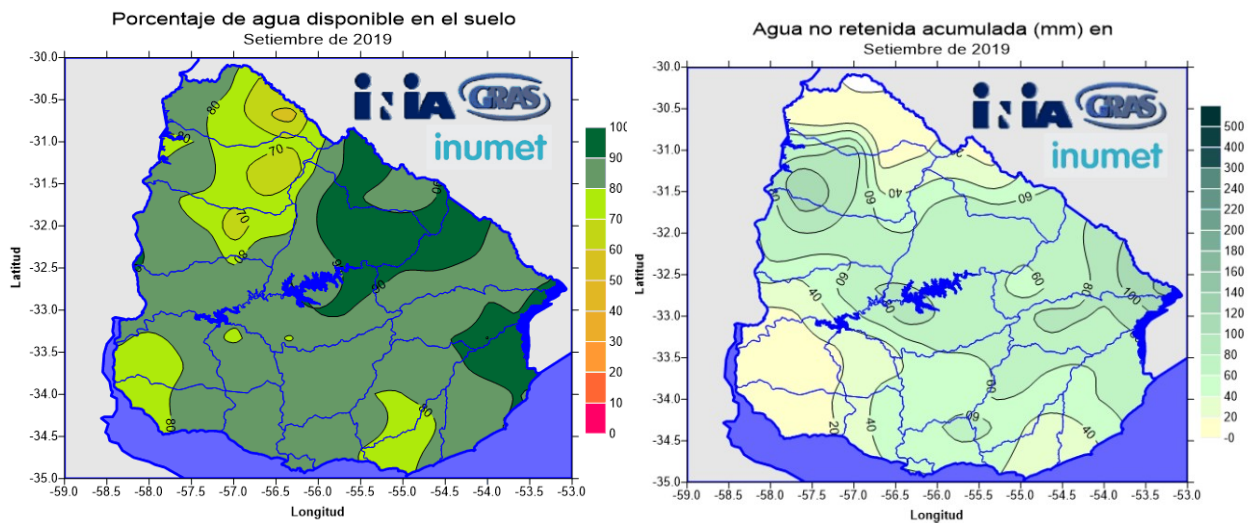


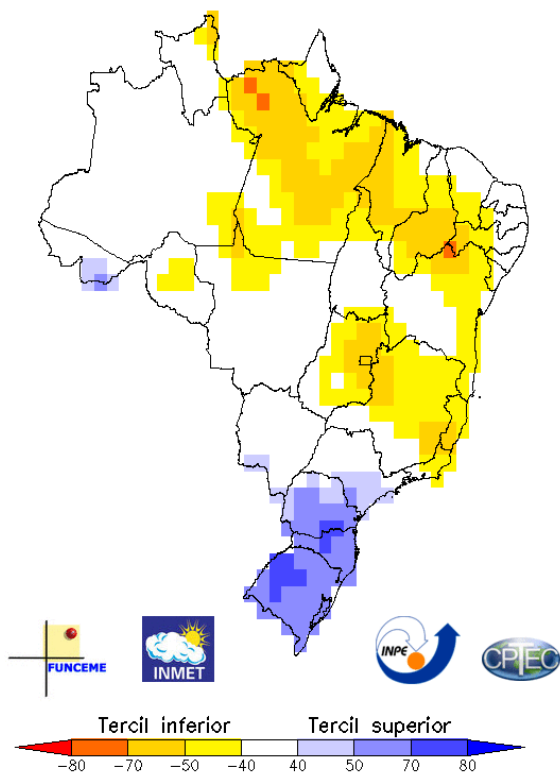
Fig. 3: Excedencia de energía afluente total hidráulico

Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente INIA, setiembre de 2019²)



2 <http://www.inia.uy/Publicaciones/Documentos%20compartidos/Informe0agroclimatico0INIA-GRAS0Setiembre0de02019.pdf>

CPTEC/INMET/FUNCEME multimodel
 Prob. tercil más provavel precip. (%)
 Produzida: Sep 2019 Valida para OND 2019



Previsión climática para el trimestre Octubre – Noviembre – Diciembre del 2019 (OND/2019) (Fuente CPTEC, setiembre de 2019³)

Para el trimestre en cuestión, el modelo indica para la región Sur que el tercil de precipitaciones por encima de lo normal es el más probable.

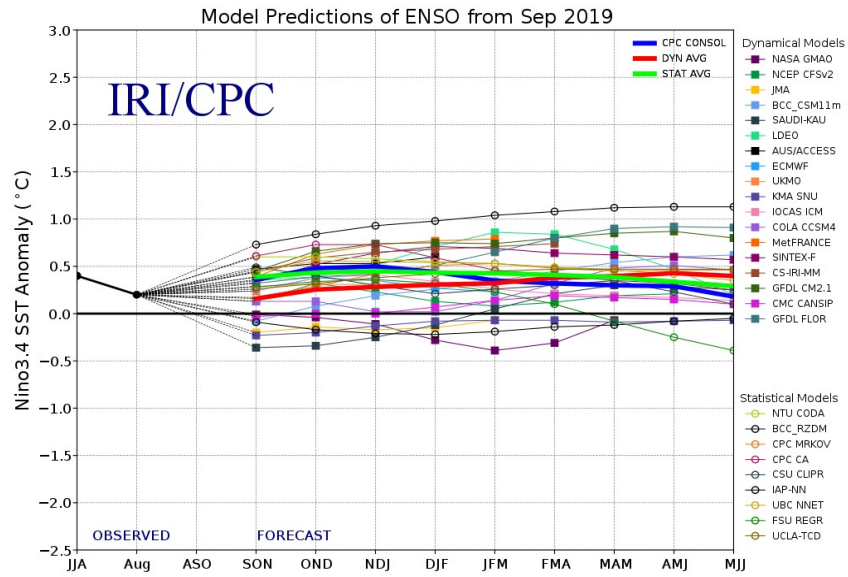
Fig. 4: Previsión Climática estacional por tercil

Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, setiembre de 2019⁴)

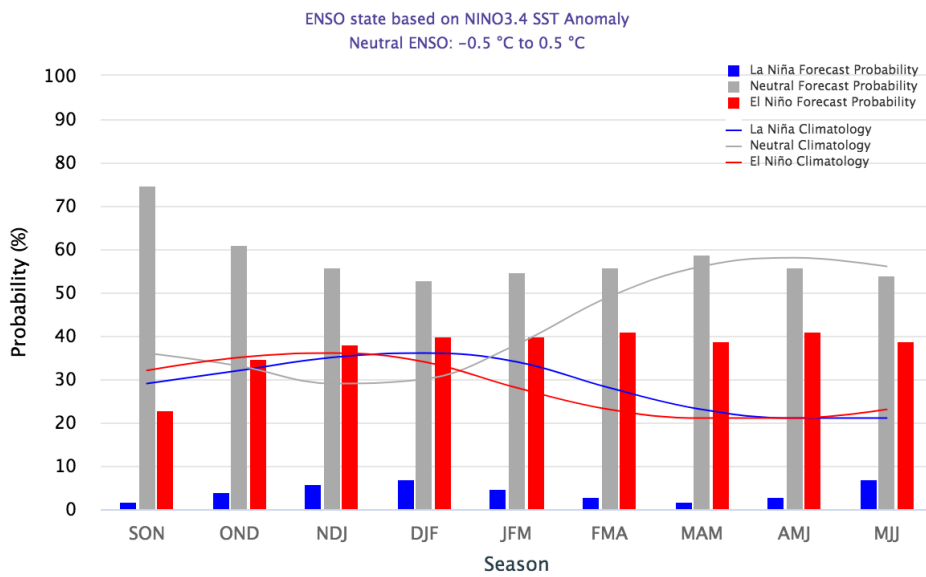
Los modelos muestran condiciones de neutralidad para los próximos meses, manteniéndose hasta el próximo invierno. Algunos modelos muestran un re-desarrollo del fenómeno de El Niño durante la primavera y extendiéndose en el verano. Ningún modelo predice el desarrollo del fenómeno de La Niña.

3 http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf

4 https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/#ENSO_Forecasts



Mid-September 2019 IRI/CPC Model-Based Probabilistic ENSO Forecasts



3. Combustibles

Se resuelve considerar un valor base de 59.3 USD/barril, evolucionando con tendencia según proyecciones de EIA.

Los precios de los combustibles provienen de distintas fuentes.

GO y FOM: provistos por ANCAP, teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta de Gasoil y Fuel Oil a UTE para generación térmica a partir de la resolución de directorio de ANCAP N°667/9/2019.

GN: existen contratos con empresas proveedoras de GN desde Argentina a precios diferenciales según la época del año vigentes hasta febrero de 2020. Se asume que contratos similares se celebrarán en años siguientes, hasta el fin del periodo de optimización. El contrato de transporte de GN ha vencido, encontrándose en etapa de negociación. Los costos de transporte se estimaron en 2.7 USD/MMBTU.

Valores resultantes:

REF WTI (US\$/Barril):		59,4	
Combustibles	U\$/m ³	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	621,3	0,845	735,2
Fueloil Motores	453,2	0,985	460,1
Gas Natural (may - set)	0,4618	0,0006	793,7
Gas Natural (oct19 - feb20)	0,3083	0,0006	529,8
Gas Natural (mar20 - abr20)	0,2805	0,0006	482,1

Tabla 5: Precio de combustibles derivados

Observaciones:

- Los costos variables identificados "(may-set)" son válidos entre dichos meses hasta el fin de la optimización.
- Los costos variables "(oct19-feb20)" sólo son válidos en dicho periodo especificado.
- Los costos variables "(mar20-abr20)" son válidos en dicho periodo, y fuera del invierno hasta el fin de la optimización (entre octubre y abril de cada año).

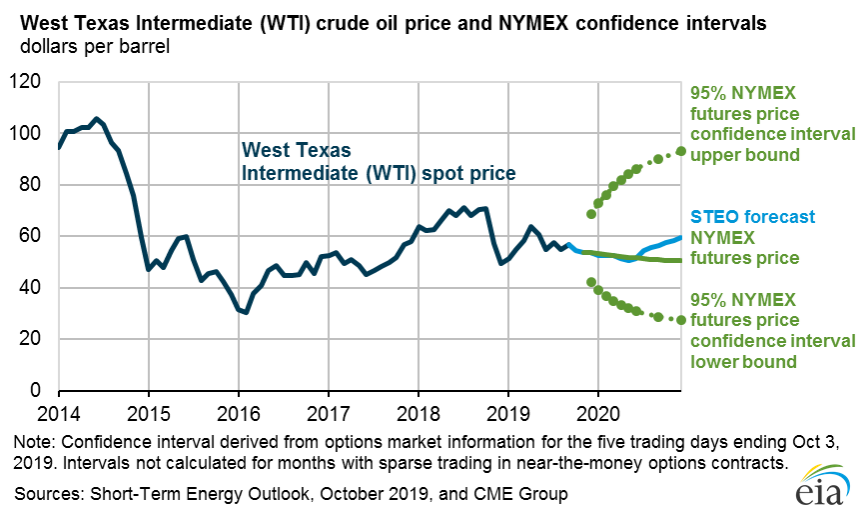


Fig. 5: Proyección precio WTI (Fuente: EIA)

4. Parque térmico

Datos técnicos

La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios.

En la Tabla 6 se muestran los costos variables considerados para el despacho de la generación en base a Gas Oil, Fuel Oil y Gas Natural.

Unidad	Pot. Pleno MW	Pot. Mínima MW	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	10	1	256,0	256,0	117,8	14,9	132,7	132,7
PTA 1-6	48	15	252,0	390,6	185,3	11,8	197,1	299,0
PTA 1-6 - GN (may-set)	48	15	139,5	216,2	110,7	11,8	122,5	183,4
PTA 1-6 - GN (oct19 - feb20)	48	15	139,5	216,2	73,9	11,8	85,7	126,4
PTA 1-6 - GN (mar20 - abr20)	48	15	139,5	216,2	67,2	11,8	79,1	116,1
CTR	104	20	298,5	611,9	219,5	7,2	226,7	457,1
PTA 7 y 8	24	10	247,0	333,5	181,6	10,1	191,7	255,3
PTB - CA - GO	176	60	250,3	353,4	184,0	8,5	192,5	268,3
PTB - CC - GO	270	83	167,0	314,0	122,8	8,5	131,3	239,4
PTB - CA - GN (oct19 - feb20)	171	60	184,0	251,2	97,5	8,5	106,0	141,6
PTB - CC - GN (oct19 - feb20)	270	83	106,2	224,6	56,2	8,5	64,7	127,5
PTB - CA - GN (mar20 - abr20)	171	60	184,0	251,2	88,7	8,5	97,2	129,6
PTB - CC - GN (mar20 - abr20)	270	83	106,2	224,6	51,2	8,5	59,7	116,8

Tabla 6: Costos variables para el despacho

Dado que el volumen máximo de GN a importar en los meses de invierno no es suficiente para generar a pleno con ninguna unidad de PTB, no se muestra el costo variable que resultaría para esta central generadora entre los meses de mayo y setiembre.

Ciclo Combinado: Se considera la planta de ciclo combinado de Punta del Tigre según el siguiente cronograma de incorporación y disponibilidad.

- Ya se encuentran entregadas a la explotación las dos turbinas de gas que pueden operar en ciclo abierto (CA); se modelan con un 85% de disponibilidad.
- Se modeló la entrada en servicio de las calderas de recuperación y la turbina de vapor que permiten la operación en ciclo combinado (CC) el 05-10-2019 con una disponibilidad de la totalidad de la central de 70%. (*)
- Se modela un aumento de la disponibilidad de la totalidad de la central al 85% a partir del 09-11-2019. (*)

Se considera una vida útil del CC de 20 años, costos de operación y mantenimiento aproximadamente 8.49 US\$/MWh operando con GO. El cronograma podría sufrir cambios que modifiquen las fechas propuestas, pero las mismas son la mejor estimación disponible al día de hoy.

(*) Las fechas consideradas para la entrada en producción de la turbina de vapor son las estimadas para la finalización de los ensayos a la fecha de inicio de la elaboración de este informe. A la fecha de cierre de este informe, se dispone de nueva información por la cuál, los ensayos de recepción se extenderían por un mes adicional. Dado que la necesidad de despacho térmico, en el período estacional considerado, es muy baja, las consecuencias de este ajuste en las hipótesis se estiman dentro del margen de error de los resultados. El caso extremo de suponer que no se cuenta con la central hasta la finalización de los ensayos no refleja la situación más probable en



cuanto a la disponibilidad del recurso, dado que la propia energía de los ensayos supone un despacho forzado de volúmenes importantes de energía durante el período y que en el peor de los casos, en que se instalara una sequía extrema a partir de noviembre 2019 (evento de muy baja probabilidad), que exigiera un despacho permanente de las centrales térmicas, se entiende que aunque no estén finalizados los ensayos de rendimiento, la central podrá entregar energía adicional a la de los propios ensayos programados.

Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

Dado que durante 2019 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidráulicidad, se usan valores similares a los considerados en programaciones anteriores.

La Tabla 7 muestra los valores de disponibilidad fortuita (dichos valores se van reduciendo porque no se dispone de planes de mantenimiento programado ajustados más allá de 2022)

	C. Battle Motores	PTA 1-6	PTI 7-8	CTR
Coef de Disponibilidad	75%	80%	80%	75%
Desde el 1/1/2022	70%	75%	80%	70%

Tabla 7: Coeficientes de disponibilidad de unidades térmicas

5. Mantenimiento programado

Se utiliza un cronograma de mantenimientos que difiere del PAM vigente debido a la actualización de un mantenimiento de CTR Unidad 1 y Bonete Unidad 1. Ambos mantenimientos a ejecutarse originalmente en el segundo semestre de 2019.

Unidades de Generación Térmica de UTE y centrales hidráulicas del SIN

En las Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10 se muestra los diagramas de Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas en el período octubre 2019 - diciembre de 2021.

Versión 7
09-10-2019

		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2019													
		28-set	05-oct	12-oct	19-oct	26-oct	02-nov	09-nov	16-nov	23-nov	30-nov	07-dic	14-dic	21-dic	28-dic
		40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
CBM															
CTR1	x														
CTR2															
PTA1															
PTA2															
PTA3															
PTA4	x														
PTA5	x	x	x												
PTA6			x	x											
PTA 7y8-U7					x	x									
PTA 7y8-U8						x	x								
CC TG1											x				
CC TG2															

Tabla 8: Mantenimientos de generadores térmicos - Año 2019



**Versión 7
09-10-2019**

		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2019													
		28-set	05-oct	12-oct	19-oct	26-oct	02-nov	09-nov	16-nov	23-nov	30-nov	07-dic	14-dic	21-dic	28-dic
		40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
BAY1				X	X	X									
BAY2															
BAY3															
PAL1															
PAL2															
PAL3															
BON1															
BON2															
BON3															
BON4															
CTM1															
CTM2															
CTM3															
CTM4															
CTM5															
CTM6															
CTM7															
CTM8															
CTM9								X	X	X	X	X	X	X	X
CTM10															
CTM11															
CTM12															
CTM13															
CTM14															

Tabla 11: Mantenimientos de generadores hidráulicos - Año 2019

6. Generación Renovable No Convencional

A continuación se muestran los valores de potencia equivalentes utilizados en este estudio, los cuales no son válidos como determinantes de la disponibilidad real de las respectivas centrales de generación.

BIOMASA:

Generador	Potencia Efectiva(MW)	f.d. (p.u.) fortuita	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Weyerhaeuser	1.2	1	0	0
UPM	25	0.5	72	0
Fenirol	8.93	1	72	30
Bioener	10	0.9	72	30
Montes del Plata	80	0.85	72	0
Galofer	8.9	1	0	0
Ponlar	4.4	0.95	72	0
Alur	3.1	1	0	0
Lanas Trinidad	0.3	1	0	0
Las Rosas	0.2	1	0	0
Liderdat	2.45	0.82	0	203.4

Tabla 14: Parámetros considerados para los generadores en base a biomasa

En la Tabla 15 se muestra el cronograma de incorporación, mantenimientos y disponibilidades de UPM2.

			días	días mant.	días neto	MW	fd
2022	01/07/2022	31/12/2022	184		184	190	0,65
2023	01/01/2023	31/12/2023	355	10	345	190	0,75
2024	01/01/2024	31/12/2024	366		366	200	0,75
2025	01/01/2025	31/12/2025	355	10	345	200	0,90
2026	01/01/2026	31/12/2026	355	10	345	200	0,90

Tabla 15: Modelado de UPM2

Los mantenimientos del año 2023 y 2026 se modelaron en el mes de octubre correspondiente; el mantenimiento del año 2025 en el mes de abril de dicho año. La penalización modelada por incumplir con el erogado mínimo de 80 m³/s es de 11 MUSD/Hm³ con lo que se logra una operación en la que el incumplimiento de la exigencia del erogado mínimo, en valor esperado, es inferior a 2,5 horas en el semestre (o equivalentemente a operar con una probabilidad de incumplimiento inferior al 0,06 %).

FOTOVOLTAICA:
En servicio:

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1.00
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20.00
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10.00
ASAHI	MIEM-UTE	0.50
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75
CERROS DE VERA SOLAR	UTE	0.05
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16.00
DICANO	DICANO S.A.	11.25
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50.00
FENIMA	FENIMA S.A.	9.50
HIKARI	MIEM-UTE	0.25
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50.00
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20.00
NATELU	NATELU S.A.	9.50
PETILCORAN	PETILCORAN S. A.	9.50
RADITON	RADITON S.A.	8.00
TS	CERNERAL S.A.	1.00
VINGANO	VINGANO S.A.	1.00
YARNEL	YARNEL S.A.	9.50
TOTAL		228.80

Se destaca la incorporación de la Planta Solar Fotovoltaica *Hikari* desde mayo de 2019.

Expansión:

En cuanto a la expansión prevista, UTE estima tener disponibles 10 MW de Fotovoltaica para el primer trimestre de 2020.

**EÓLICA:**

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Fecha inicio
ARIAS	UTE + Accionistas	FLORES	70.0	17-04-2017
CARACOLES 1	UTE	MALDONADO	10.0	10-02-2009
CARACOLES 2	UTE	MALDONADO	10.0	23-06-2010
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	TACUAREMBÓ	50.0	13-05-2014
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	FLORIDA	3.6	25-10-2012
JUAN PABLO TERRA	UTE	ARTIGAS	67.2	13-04-2015
LA BETTINA	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0.3	30-04-2008
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20.0	07-11-2014
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18.0	27-08-2014
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	FLORIDA	50.0	01-08-2014
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	SAN JOSÉ	2.5	20-06-2017
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50.0	10-11-2015
MINAS I	GEMSA	LAVALLEJA	42.0	15-09-2014
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4.0	01-12-2009
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	SALTO	70.0	07-02-2017
PAMPA	UTE + Accionistas	TACUAREMBÓ	141.6	13-12-2016
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	CERRO LARGO	50.0	17-01-2018
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	ROCHA	10.0	02-02-2017
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Eletrobras	COLONIA	65.1	24-12-2014
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	MALDONADO	50.0	23-09-2015
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	MALDONADO	40.0	04-12-2015
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	FLORIDA	50.0	23-09-2014
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	FLORIDA	49.5	11-08-2016
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	DURAZNO	3.6	22-02-2016
PARQUE EÓLICO KIYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	SAN JOSÉ	48.6	20-01-2017
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7.7	22-07-2014
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7.8	25-06-2008
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17.2	02-01-2013
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50.0	10-04-2014
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	MALDONADO	50.0	16-06-2016
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	9.8	11-05-2016
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	FLORES	49.2	24-05-2017
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9.0	29-12-2015
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAOJO	POSADAS & VECINO S.A.	CANELONES	10.0	09-11-2016
PARQUE EÓLICO VENTUS I	Rep. Admin. Fondos de Inversión S.A.	COLONIA	9.0	15-10-2015
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	10.0	10-02-2017
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.0	01-10-2015
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.0	01-10-2015
SANTA FE	LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	SAN JOSÉ	0.9	24-07-2013
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	FLORES	50.0	07-12-2015
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50.0	12-02-2015
VALENTINES	UTE + Accionistas	FLORIDA	70.0	05-01-2017

TOTAL 1476.5 MW**MOTOGENERADORES:**

Según la información de indisponibilidad hasta nuevo aviso provista por el generador Zenda, se modela con 0 unidades disponibles para todo el periodo de optimización.



7. Red de Trasmisión

No se recibió información sobre trabajos en la red de trasmisión que afecten la disponibilidad de generación. Se asume que no se darán situaciones de este tipo o que las mismas podrán coordinarse de modo que coincidan con las salidas programadas para mantenimiento de las unidades generadoras afectadas.

8. Conversoras de Frecuencia

Existen mantenimientos previstos para la Conversora de Melo que indisponen el intercambio con Brasil por más de cinco días en las fechas detalladas a continuación:

- Semanas 47 y 48 de 2019
- Semanas 3 y 4 de 2020
- Semana 11 de 2020 (estimación)
- Semanas 29 y 30 de 2020



9. Intercambios de Energía

Importación

Con Argentina

Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno).
200 MW a Costo Variable como falla1 – 1 USD/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%). Con 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

Con Brasil

A través de Melo una potencia máxima de 300 MW. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema Brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobre costo de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

Exportación

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección futura, se decide modelar la exportación con cada uno de la siguiente manera:

Con Argentina

Las compras de Argentina al sistema uruguayo se modelan mediante un actor Spot de Mercado a un precio de 12 USD/MWh, con una potencia de 800 MW y 70% de disponibilidad.

Con Brasil

El intercambio con Brasil se modela mediante un actor Spot de Mercado Postizado, que oferta cuando el marginal nacional está por debajo de 30 USD/MWh y recibe un neto de 30 USD/MWh por la energía vendida. En comparación con años anteriores, las exigencias de firmeza sobre las ofertas son más estrictas. Esto reduce las oportunidades de ofertar a precios sensiblemente inferiores al despacho térmico. Atendiendo a esta situación se modela, representando 150 MW con 80% de disponibilidad en las condiciones de precio ya mencionadas⁵. No se modelan ventas de excedentes térmicos.

Excedentes

Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/MWh.

5 En cuando a los detalles de los parámetros del actor Spot de Mercado Postizado, atendiendo al comportamiento observado del comercializador en Brasil, se crea un índice para el Costo Variable de Importación (CVI) como: $CVI = \max(0; (CMO_Br - 12 \text{ USD/MWh}) / 1.12$.



10. Modelo

Se utiliza la versión iee20_197 de SimSEE.

Fecha de optimización: 12/10/2019 – 03/04/2021 (engancha con CF de paso semanal optimizado desde la misma fecha hasta el 05/04/2025)

Fecha de la simulación: 02/11/2019 – 02/05/2020 (semana 45 de 2019 a semana 17 de 2020)

La cota inicial del lago Bonete se estima en 80,04 m.

Aportes al inicio, Bonete= 1393 m³/s, Palmar= 588 m³/s, Salto/2= 1702 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre OND): 0,26; 0,28; 0,31; 0,32; 0,38; 0,4; 0,43; 0,4.

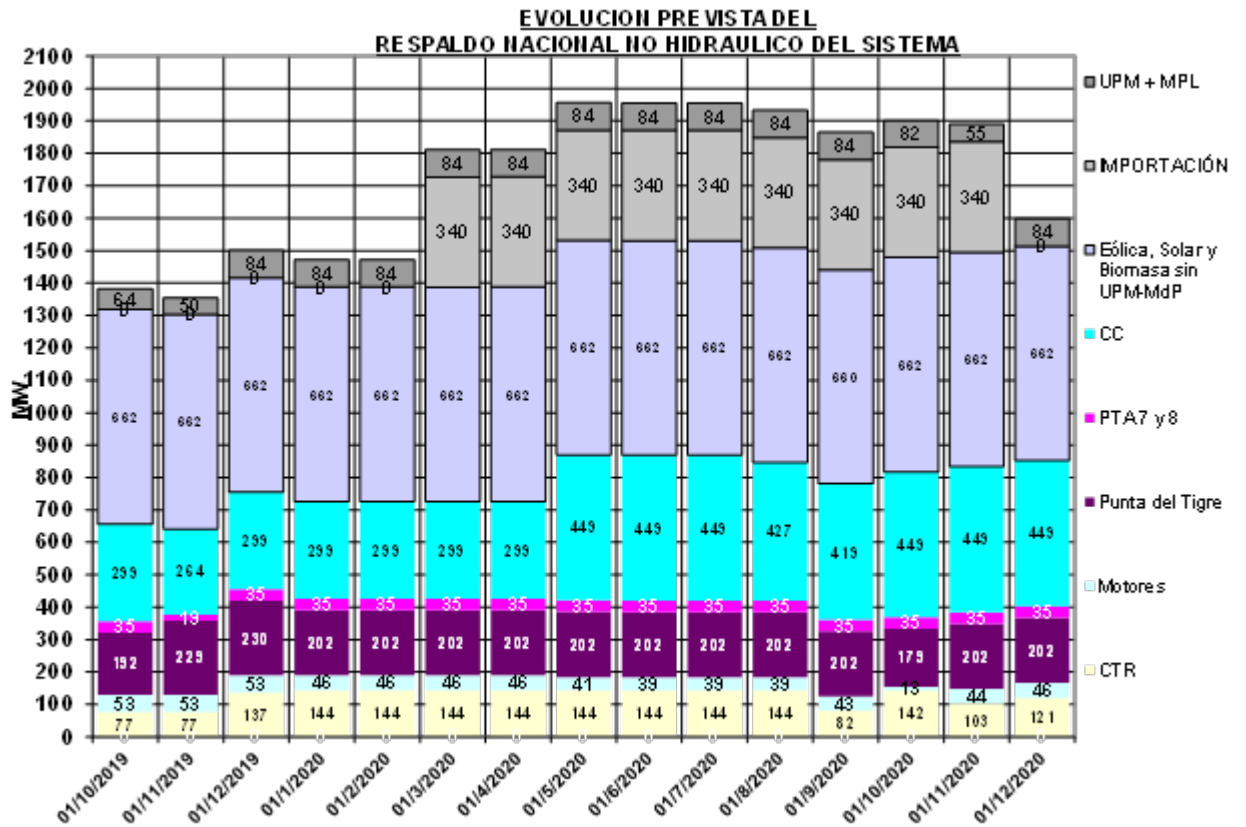
Al igual que en PES anteriores, se considera una restricción a la cota mínima de operación del lago de Bonete, mediante una penalización económica de 300 USD/MWh para aquellas situaciones en las que la cota del lago esté por debajo de los 72.3 m.

Se usa el sintetizador de aportes CEGH actualizado a octubre de 2019. Incorpora una señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan dos variables de estado hidrológico, una para el Río Negro y otra para el Río Uruguay.

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.

11. Respaldo no hidráulico del Sistema

Se muestra a continuación un gráfico con la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas).



3 Principales resultados

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación en el Período de la Programación Estacional Noviembre 2019 – Abril 2020, con paso de tiempo diario.

1. *Balance energético del semestre*

La demanda estimada en el periodo estacional con confianza 90 % es de 5464 GWh \pm 2,1 %.

En la Tabla 16 se muestra el balance energético en el periodo 02/11/2019 al 01/05/2020.

	Generación (GWh)	% de la Generación total
Hidráulica	2,829.9	45.9%
Térmica	306.6	5.0%
Biomasa	436.1	7.1%
Eólica	2,396.2	38.8%
Solar	198.1	3.2%
Falla	0.2	0.0%
Importacion Contingente	0.0	0.0%
Importacion Rivera	0.0	0.0%
Importacion Melo	0.7	0.0%
Generacion Total	6,167.9	
Exp. Excedentes	225.0	
Exp Argentina	471.9	
Exp Brasil	6.9	
Gen Total - Exportaciones	5,464.0	

Tabla 16: Balance energético en el semestre

2. *Evolución de la cota de Bonete*

En la Fig. 6 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta fin del año 2020. Se observa que en promedio la cota no desciende de los 75,9 metros y el valor esperado en el periodo estacional es de 77,8 metros.

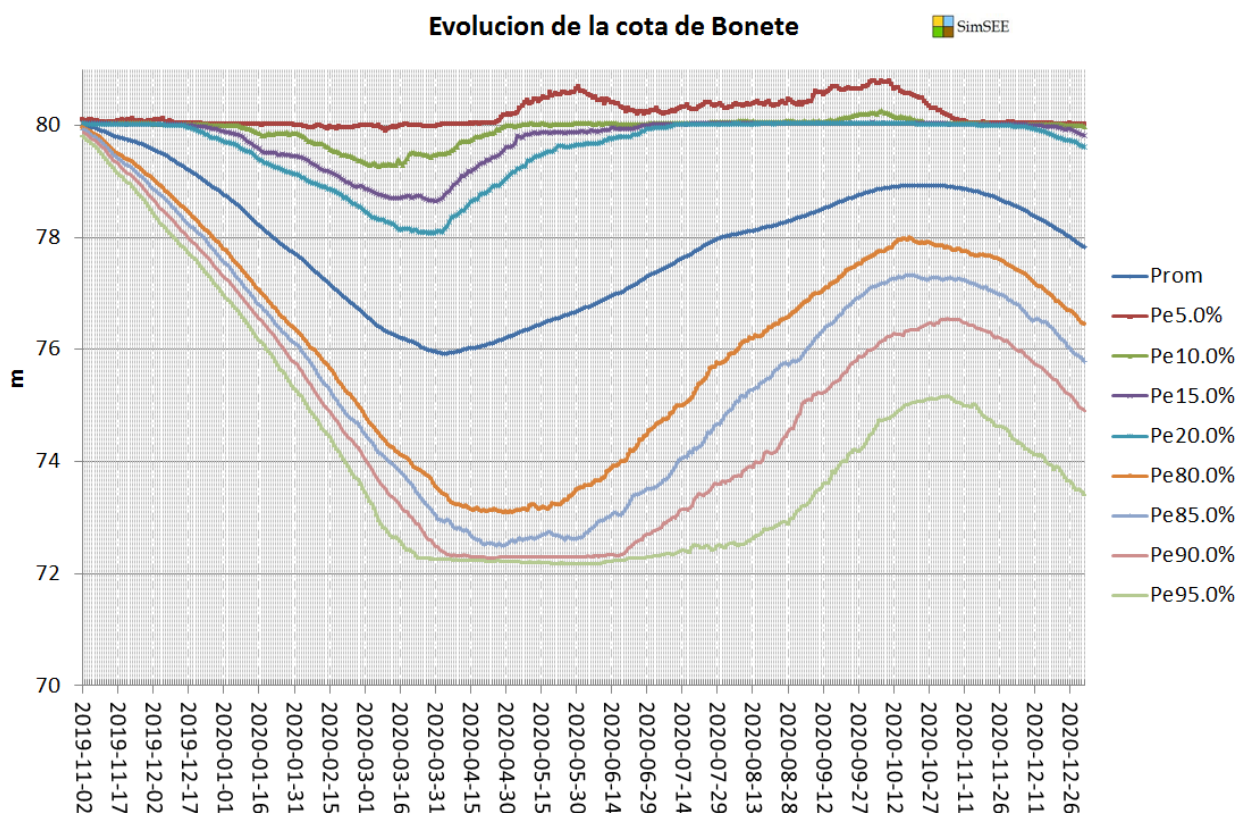


Fig. 6: Evolución de la cota de Bonete hasta fines del año 2020

3. Costo Marginal del Sistema

En la Fig. 7 se muestra la evolución del costo marginal del Sistema hasta fin del año 2020. En el periodo estacional el Costo Marginal del Sistema en promedio no supera los 73,4 USD/MWh y el valor esperado es de 44,4 USD/MWh.

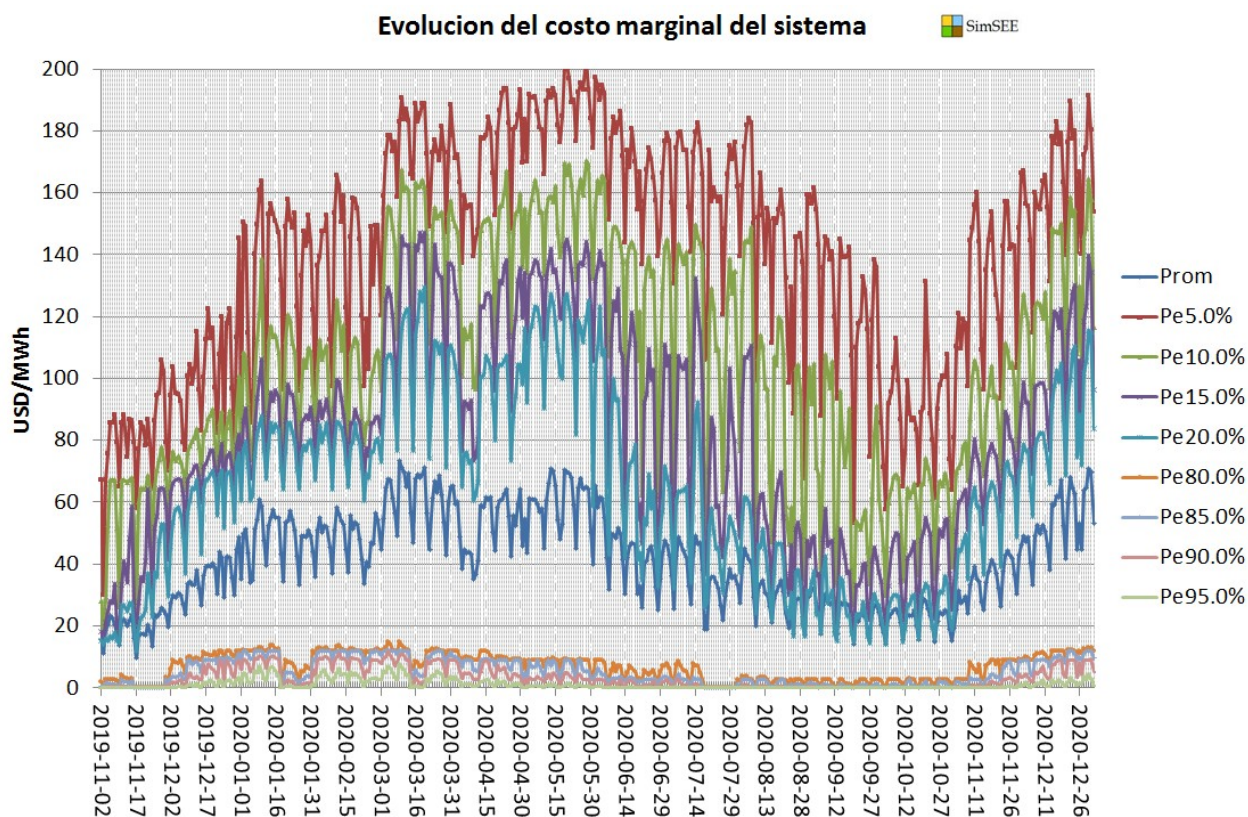


Fig. 7: Evolución del Costo Marginal del Sistema hasta fines del año 2020

4. Despacho promedio

En la Fig. 8 se muestra la generación por fuente hasta fines del año 2020.

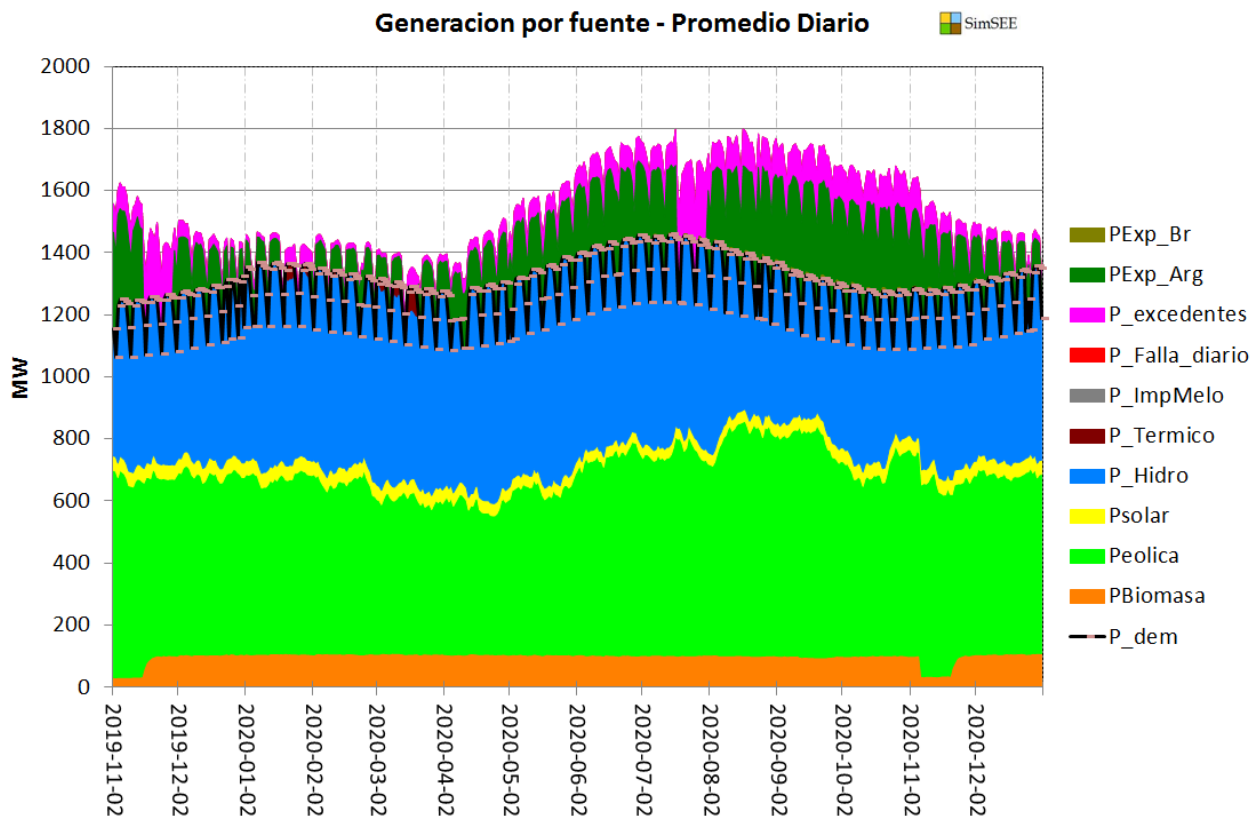


Fig. 8: Despacho promedio diario

5. Despacho térmico acumulado

El despacho térmico acumulado se muestra en la Fig. 9, En el periodo estacional el despacho esperado de generación térmica es de 307 GWh.

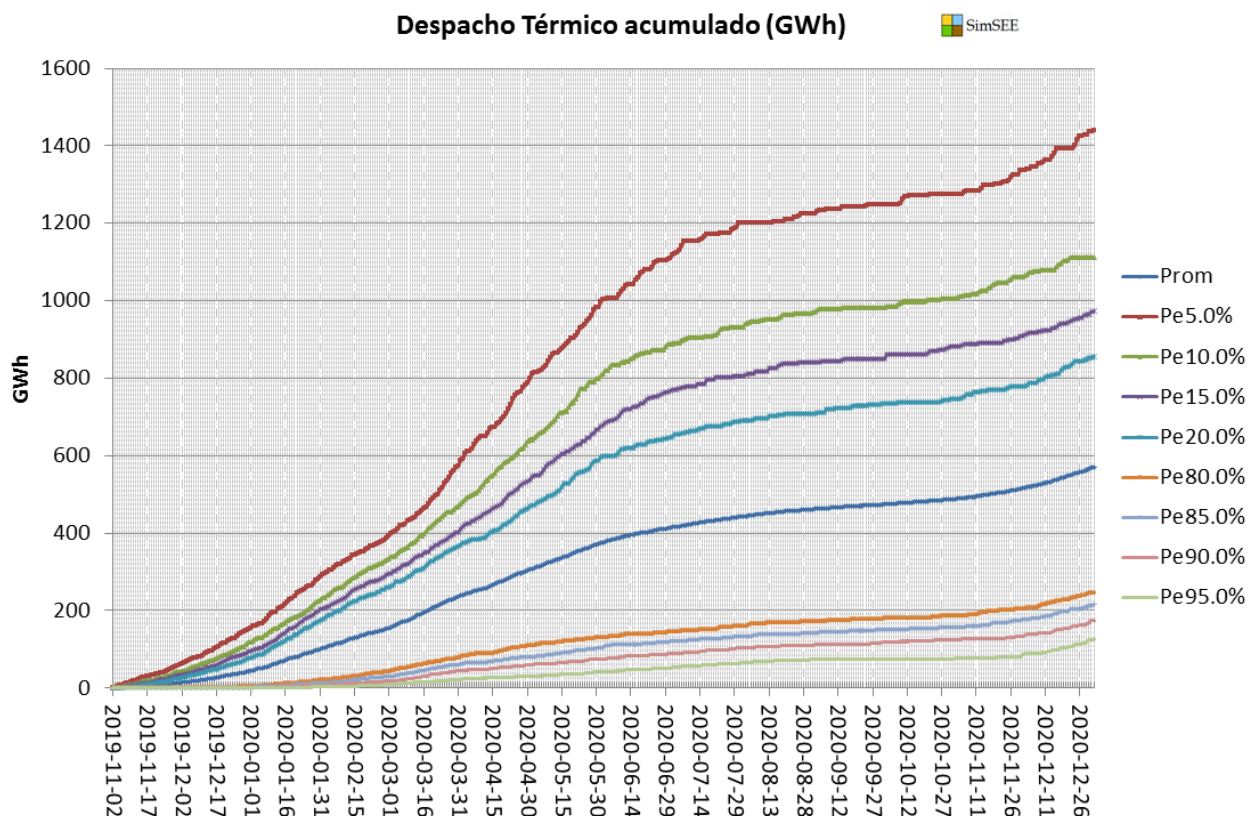


Fig. 9: Despacho térmico acumulado hasta finales del año 2020

6. Despacho de Falla Acumulado

En la Fig. 10 se muestra el despacho de Falla acumulado en el periodo estacional. En el periodo estacional el despacho esperado de Falla es de 0,2 GWh.

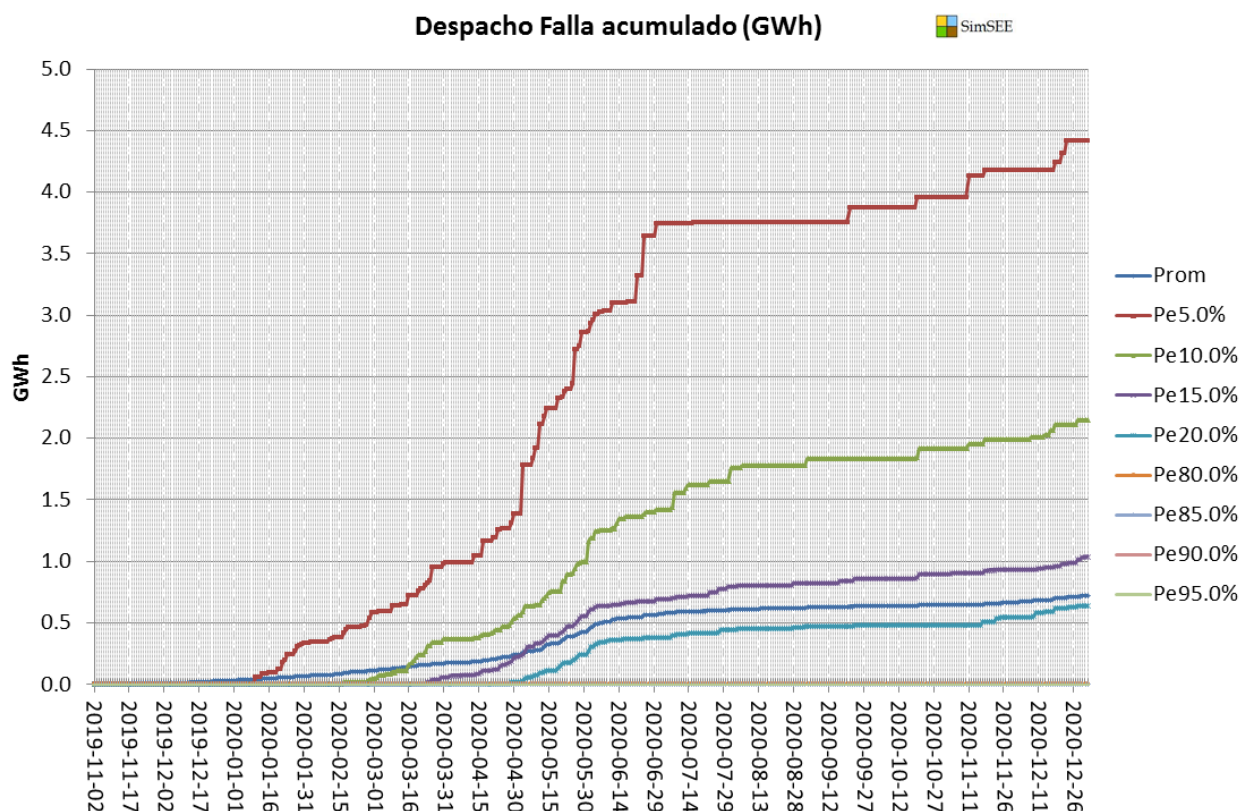


Fig. 10: Despacho de Falla acumulado hasta fines del año 2020

7. Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD)

El objetivo principal de la Programación Estacional es dar una valorización al agua del lago de Rincón de Bonete y disponer de una estimación de los costos operativos y consecuentemente una proyección del costo marginal de generación. En forma adicional, se incluye una estimación de los costos no considerados para el despacho a los efectos de disponer de una referencia del CAD.

Se asumen los siguientes costos operativos no considerados para el despacho:

- Generación de biomasa salvo Liderdat: Pago por energía 90USD/MWh.
- Generación eólica, salvo la generación asociada a ex-VECODESA: Pago por energía 67USD/MWh
- Generación eólica ex Vecodesa: Pago por energía a 45 USD/MWh.
- Generación solar: Pago por energía 93 USD/MWh.
- Generación hidroeléctrica: Pago por disponibilidad 5 USD/MWh.
- Pago por potencia puesta a disposición de la generación térmica de 12 USD/MWh.
- Exportación hacia Argentina a un precio de 28 USD/MWh.

Con las hipótesis descritas anteriormente, en la Fig. 11 se muestra el CAD acumulado hasta fines del año 2020.

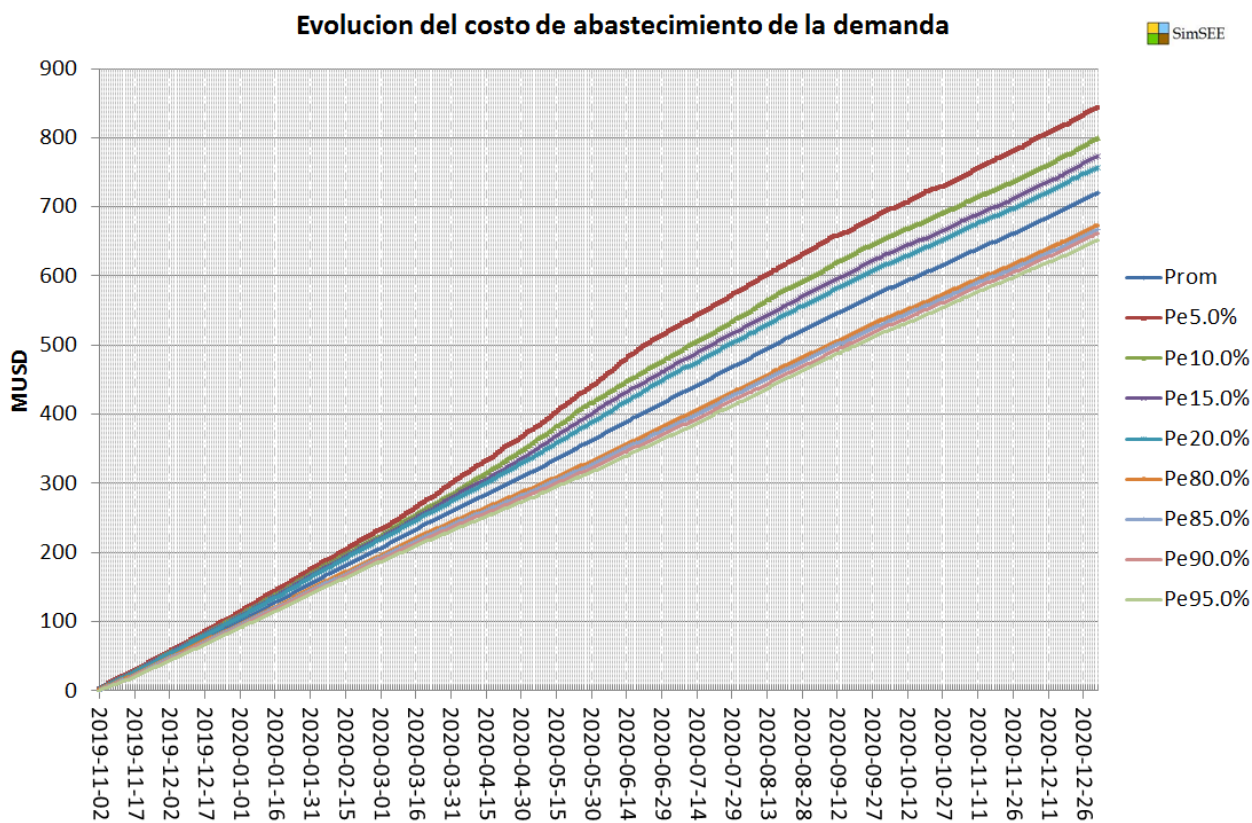


Fig. 11: Costo de Abastecimiento de la Demanda Acumulado hasta finales del año 2020

El CAD en valor esperado en el periodo estacional es de 310,4 MUSD.

8. Valorización recursos al costo marginal

En la Tabla 17 se muestra la valorización al costo marginal de los distintos recursos de generación y/o demanda según la siguiente ecuación:

$$Val_{Cmg} = \frac{\sum_{k=1}^{NHoras\ Año} P_k \cdot cmg_k}{\sum_{k=1}^{NHoras\ Año} P_k}$$



Recurso	Val_cmg (USD/MWh)
Demanda	43.3
Eólica	25.7
Solar FV	41.9
Hidraulica	38.6
Termico	153.7
Biomasa	43.3

Tabla 17: Valorización de los recursos al costo marginal

El periodo considerado para el calculo de la valorización de los recursos es de aproximadamente 1 año (del 02/11/2019 al 30/10/2020)

4 ANEXO I: Modelado de la disponibilidad de Gas Natural

Se modeló la disponibilidad de Gas Natural mediante la duplicación de los actores correspondientes a las turbinas de Punta del Tigre y la Central de Ciclo Combinado identificados como PTI_1-6 y Ciclo (centrales con gasoil) y PTI_1-6_GN y CicloGN para representar el funcionamiento con Gas Natural.

En ambos actores, durante los períodos que se supone habrá GN se quitaron las unidades que podrían funcionar con GN del actor con gasoil (PTI_1-6 y Ciclo según corresponda) y se incorporaron en los actores que consumirán GN (PTI_1-6_GN y CicloGN, respectivamente).

Como inclusive en los períodos en que se supone disponibilidad de GN, no hay abastecimiento asegurado de dicho combustible, se supuso una probabilidad de disponibilidad de 70%. En el 30% no-disponible, las centrales PTI_1-6GN y CicloGN pueden operar con gasoil. Para tener en cuenta este cambio de combustible se optó por poner un costo variable combustible de 1 USD/MWh en las centrales e indexar dicho costo con respectivas fuentes de precios construidas para reflejar con probabilidad 70% el variable correspondiente al GN y con un 30% de probabilidad el correspondiente al GO.

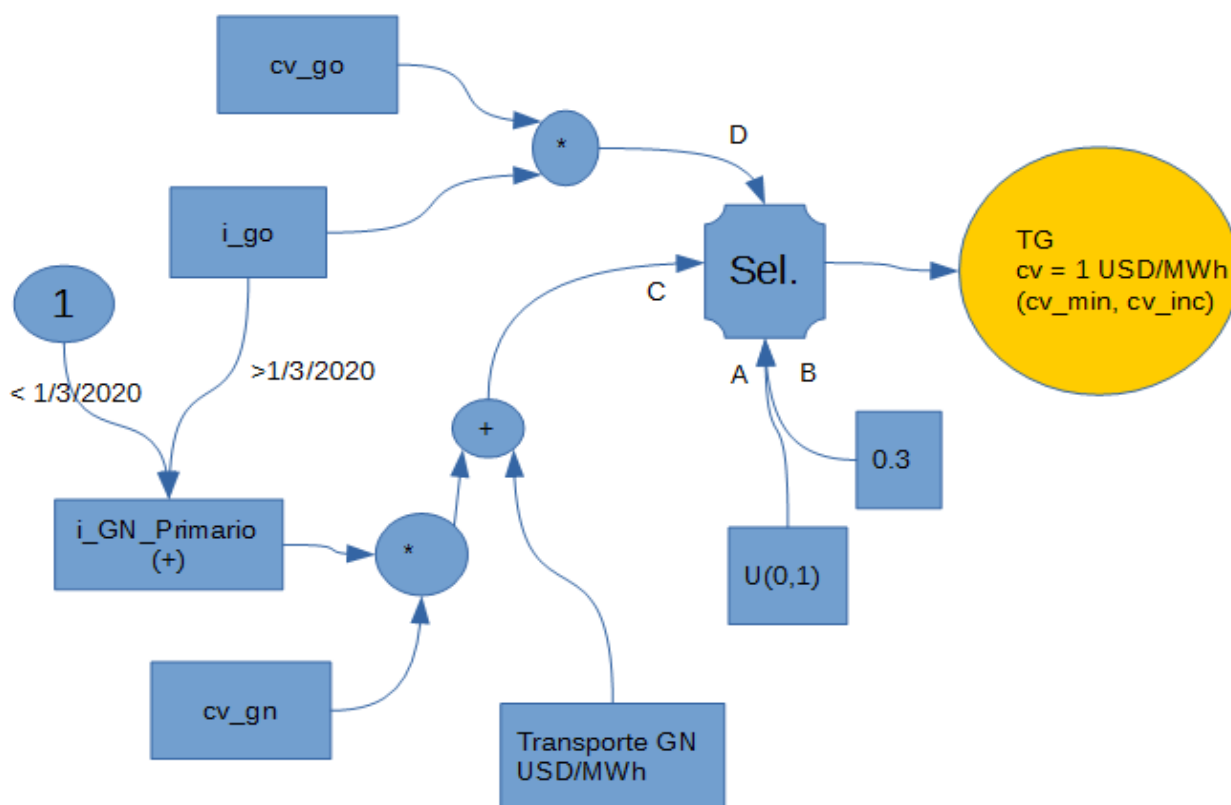


Fig. 12: Fuente Índice de precio para PTI y Ciclo Combinado funcionado a Gas Natural.



En la Fig. 12 el círculo naranja representa al generador, la fuente "Sel" es del tipo Selector y presenta a su salida (para multiplicar el cv de la central) el valor de su entrada "C" si $A > B$ y el valor de su entrada "D" en caso contrario.

Las entradas "A" y "B" del Selector son una fuente Uniforme que genera números aleatorios entre 0.0 y 1.0 y una fuente constante de valor 0.3 ("03_dispoGN" en la Sala). La fuente $U(0, 1)$ ("Unif_DispoGN" en la Sala) es una uniforme en $[0, 1]$ para lograr en la comparación con la fuente constante 0.3 que con probabilidad 70% la salida sea C (precio GN) y con probabilidad 30% sea D (precio gasoil). Se considera un paso de sorteo de 168h para la fuente $U(0,1)$, para reflejar que las nominaciones de GN se realizan con frecuencia semanal.

La entrada "D" de "Sel" es la salida de una fuente Producto que multiplica los valores de la fuente "i_go" (que es el índice de variación de precios del gasoil respecto de los valores al inicio de la Sala) y la fuente "cv_go" que representa el costo variable de producción de la central con GO.

La entrada "C" de "Sel" se forma con la suma de costo de transporte del GN más el costo variable de producción de la central funcionando con GN multiplicado por el índice "i_GN_Primary". $i_GN_Primario$ vale 1 antes del 01/03/2020 y el índice iGO luego del 01/03/2020. Dónde se está asumiendo que la variación del precio del GN será la misma que la del GO a partir del 01/03/2020.

Para el caso del Ciclo combinado se realiza una configuración similar a la de la Fig. 12. Como el ciclo, está modelado con mínimo técnico, en la central se fijan los costos variables operando en mínimo técnico e incremental como los valores iniciales divididos el costo variable medio de plena carga. De esta forma, los valores cv_go y cv_gn a utilizar en las fuentes serán los correspondientes a los valores medios de producción a plena carga.

**Contenido**

1	Resumen ejecutivo.	2
2	Hipótesis	4
	1. Demanda y Falla.....	4
	2. Situación hidrológica y clima.....	6
	3. Combustibles.....	10
	4. Parque térmico.....	11
	5. Mantenimiento programado.....	14
	6. Generación Renovable No Convencional.....	20
	7. Red de Trasmisión.....	23
	8. Conversoras de Frecuencia.....	23
	9. Intercambios de Energía.....	24
	10. Modelo.....	25
	11. Respaldo no hidráulico del Sistema.....	26
3	Principales resultados	27
	1. Balance energético del semestre.....	27
	2. Evolución de la cota de Bonete.....	27
	3. Costo Marginal del Sistema.....	28
	4. Despacho promedio.....	30
	5. Despacho térmico acumulado.....	30
	6. Despacho de Falla Acumulado.....	31
	7. Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).....	32
	8. Valorización recursos al costo marginal.....	33
4	ANEXO I: Modelado de la disponibilidad de Gas Natural	35
	Contenido	37