



Garantía de Suministro

2016

Autores: Gabriela Batista, María Cristina Alvarez, Ruben Chaer.

Administración del Mercado Eléctrico - ADME
2016 – Montevideo – Uruguay.

1. Resumen Ejecutivo.

Aplicando la metodología prevista en el reglamento del Mercado Mayorista, existiría un faltante de Seguro de Garantía de Suministro (SGS) en 2016 y primer semestre de 2017 con un máximo de 223 MW en abril de 2017.

Al ser este faltante superior al 5% del Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro (RPGS) ADME debería enviar al Regulador la propuesta de Reserva a Anual (RA) a licitar.

El faltante identificado desaparece en 2017 con el ingreso de la primer turbina del ciclo combinado en construcción. El Cubrimiento Previsto proyectado siempre es mayor que el Requerimiento de Contratar, por lo que no hay contratos faltantes, excepto al comienzo del período.

Se realizó un análisis de la Falla observando la potencia en el poste 1 (horas de punta con paso semanal, ver Fig.6 sección 3.5), que muestra una probabilidad de falla no significativa y que no justificaría un proceso licitatorio, sobretodo en vista de la próxima incorporación de la central de ciclo combinado. Este resultado parece contradictorio con el faltante de 223 MW antes mencionado lo que dio lugar a la realización de un estudio adicional (ver sección 4.1 “Análisis de la influencia de las ERNC en la Potencia Firme Hidráulica”), del que surge claramente que la Potencia Firme reconocida al sistema hidráulico decrece con la incorporación de las ERNC mientras que la del conjunto Hidráulico+ERNC crece en una proporción mayor. Este resultado muestra la conveniencia de actualizar la metodología de cálculo de potencia firme planteada en el decreto 360.

2. Introducción.

Se presenta a continuación el informe de Garantía de Suministro correspondiente al año 2016.

La Garantía de Suministro tiene por objeto asegurar a los Participantes Consumidores la existencia de suficiente Potencia Firme con disponibilidad comprometida para cubrir su requerimiento de energía.



El Informe debe incluir para un período de 8 años los resultados mensuales y anuales de:

- Requerimiento previsto de Garantía de Suministro.
- Requerimiento de Contratar.
- Cubrimiento Previsto.
- Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir.
- Contratos Faltantes.

Las hipótesis consideradas son las correspondientes al informe de la PES Noviembre 2015 – Abril 2016, con las siguientes excepciones y/o modificaciones :

- No se considera la generación térmica con Gas Natural, dado que no influye para la potencia firme del SIN si la generación es a Gas Oil o Gas Natural.
- Comercio internacional modelado como sumidero de excedentes.
- Crecimiento para la proyección de la demanda a partir del 2021 de 2,5% anual.
- Porcentaje de pérdidas de energía por transmisión estimado en un 3% de la generación total.
- UTE considerado como el único Distribuidor que abastece Consumidores Cautivos.
- A los efectos de diferenciar entre Grandes Consumidores Potenciales y Consumidores Cautivos, se consideraron como Grandes Consumidores Potenciales todos aquellos titulares de un suministro con potencia contratada igual o superior a 250 kW.

El conjunto de hipótesis detalladas se encuentra en el capítulo 3 Hipótesis detalladas.

Todos los resultados fueron obtenidos con la versión v126_Sobre-Cincha de SimSEE, utilizando 1000 crónicas sintéticas en la simulación.

3. Resultados requeridos

Se presentan a continuación los resultados requeridos por el Decreto 360/002 Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME) en relación al Informe de Garantía de Suministro, según lo dispuesto en el Título VI. “Garantía de Suministro”, y en concordancia con lo dispuesto en el Título VII. “Reserva Anual y Reserva Nacional”.

Todos los resultados están calculados para un período de estudio de 8 años, según lo requerido en el RMME.

3.1. *Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro*

El Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro (RPGS) para el MMEE se calcula con el consumo previsto, más una estimación de pérdidas de energía por trasmisión. El consumo previsto de cada Participante Consumidor se calcula como la potencia media de su consumo en el Período Firme, el cual está definido por las horas fuera del Bloque de Valle.

Se presenta en la Fig. 1 el RPGS para el período de estudio:

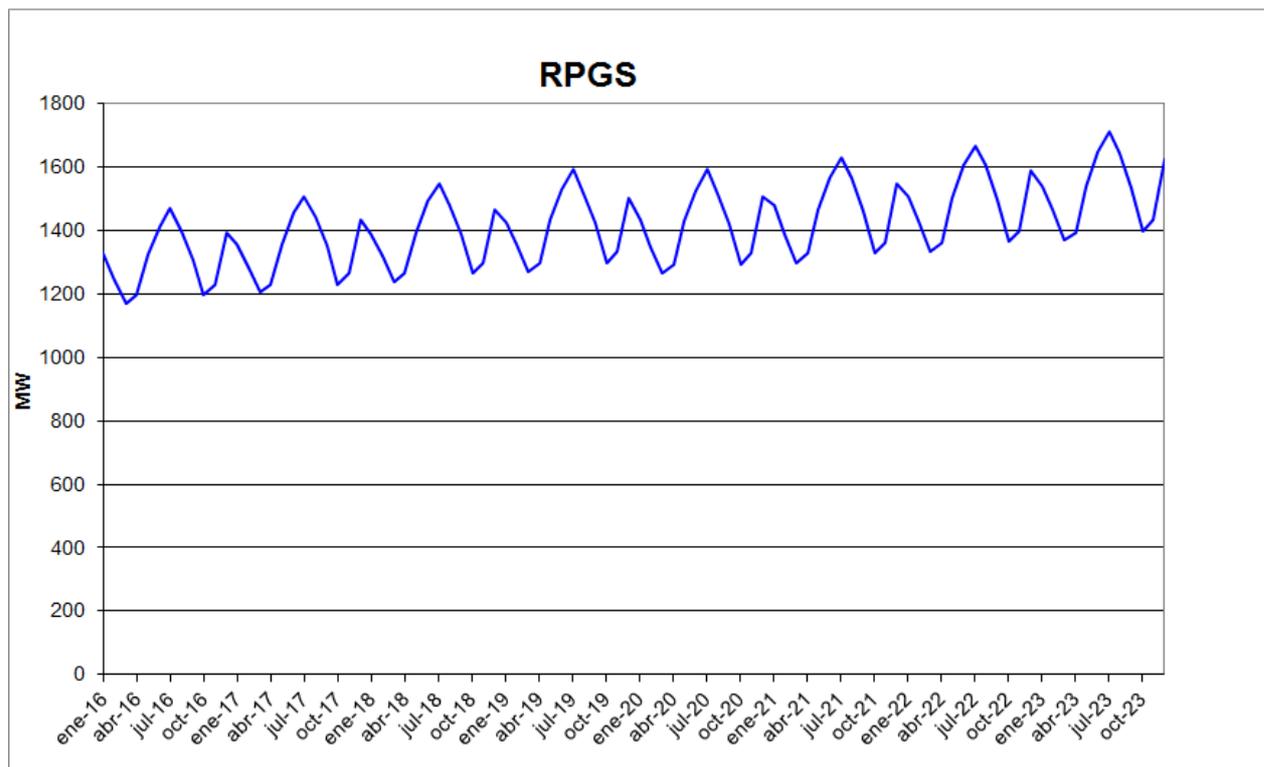


Fig. 1: *Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro.*

Para el cálculo del RPGS se utilizaron las proyecciones de demanda de generación consideradas en la Programación Estacional para el período Noviembre 2015-Abril 2016. Dichas proyecciones alcanzan hasta el año 2021, posteriormente se considera un crecimiento en el entorno de 2,5 % anual, siguiendo las proyecciones propuestas de largo plazo de la Dirección Nacional de Energía.

3.2. *Seguro para Garantía de Suministro*

Con el objetivo de contar con respaldo de Potencia Firme de Largo Plazo y proteger el sistema de riesgo de racionamiento, cada Distribuidor y Gran Consumidor, o su Comercializador deben aportar al Seguro para Garantía de Suministro (SGS), cubriendo un porcentaje de su requerimiento previsto de Garantía de Suministro mensual.

El SGS se define con los siguientes porcentajes y plazos:

1. Para Consumidores Cautivos, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 90% del RPGS, para los siguientes 5 años.
2. Para los Grandes Consumidores Potenciales, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 70% del RPGS, para el siguiente año.

En la situación actual no existen Grandes Consumidores constituidos en Participantes del MME. Este requerimiento se aplica al Distribuidor o Comercializador que prevea abastecerlos o bien directamente al Gran Consumidor, si éste es Participante del MME.

Se presenta en la Fig. 2 la SGS para el período de estudio:

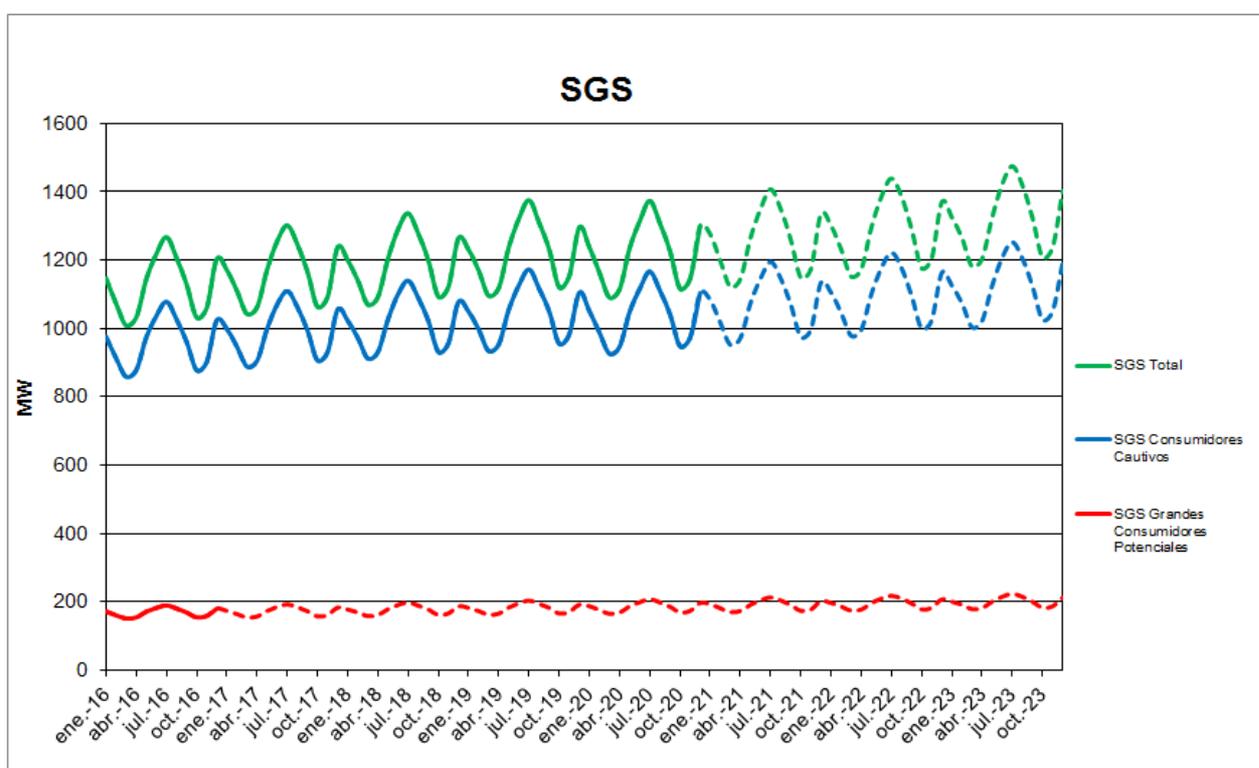


Fig. 2: Seguro de Garantía de Suministro.

En la las curvas de trazo continuo representan la SGS para el plazo establecido según el RM-MEE. Las curvas en trazo punteado representan la proyección de la SGS para el período de estudio.

3.3. Requerimiento de Contratar

Cada Participante Consumidor aportará a la Garantía de Suministro del sistema, cubriendo por lo menos una parte de su SGS con contratos. Del Requerimiento a Contratar (RC) se descontará la Potencia Firme de Largo Plazo que corresponde al Participante Consumidor en el Servicio de Reserva Nacional.

El RC se establece con los siguientes plazos y porcentajes:

1. Para Consumidores Cautivos, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 80% del RPGS, para los siguientes 5 años.
2. Para los Grandes Consumidores Potenciales, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 50% del RPGS, para el siguiente año.

Se presenta en la Fig. 3 el RC para el período de estudio:

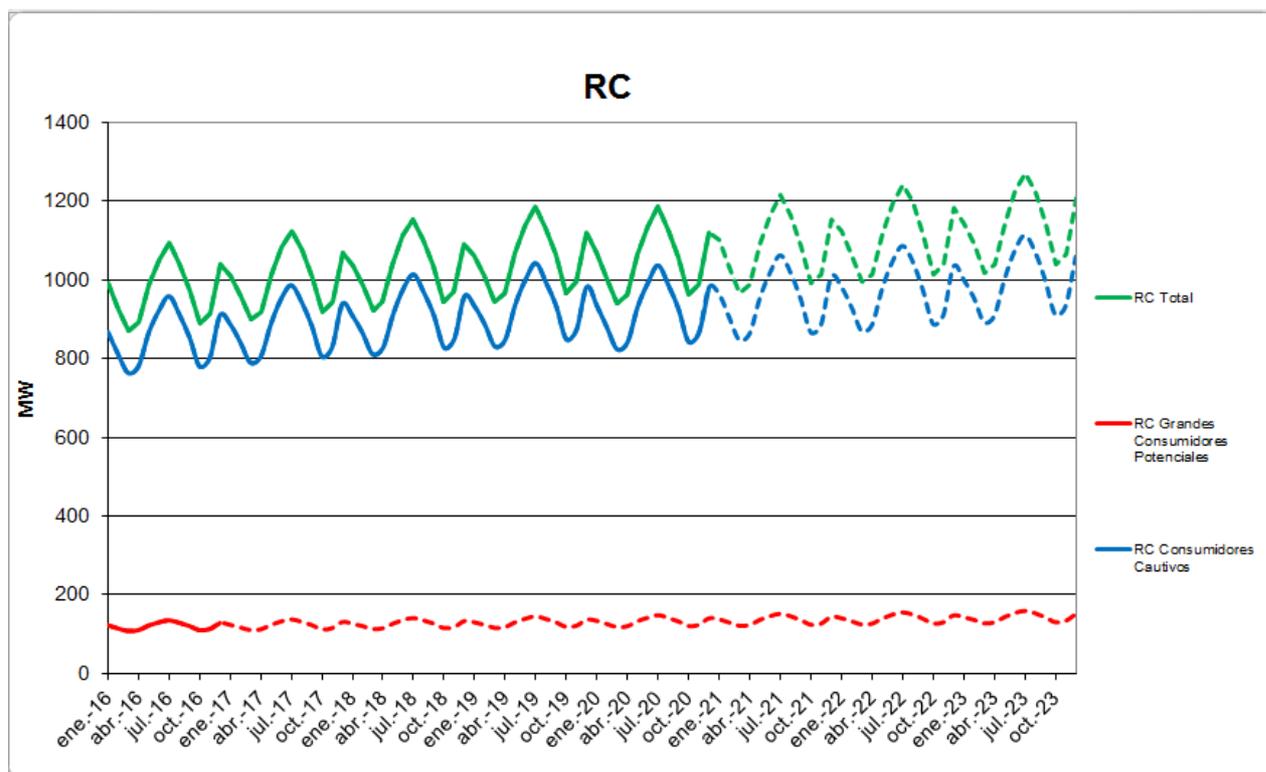


Fig. 3: Requerimiento de Contratar.

En la las curvas de trazo continuo representan la RC para el plazo establecido según el RM-MEE. Las curvas en trazo punteado representan la proyección de la RC para el período de estudio.

El valor máximo del RC para el SGS, considerando el requerimiento reglamentario de 5 años, es de 1.175 MW para el mes de julio de 2019.

3.4. Cubrimiento Previsto

El Cubrimiento Previsto (CP) está integrado por la compra de Potencia Firme en los contratos ya acordados y en el Servicio de Reserva Nacional. Se presenta en la Fig. 4 el CP para el período de estudio:

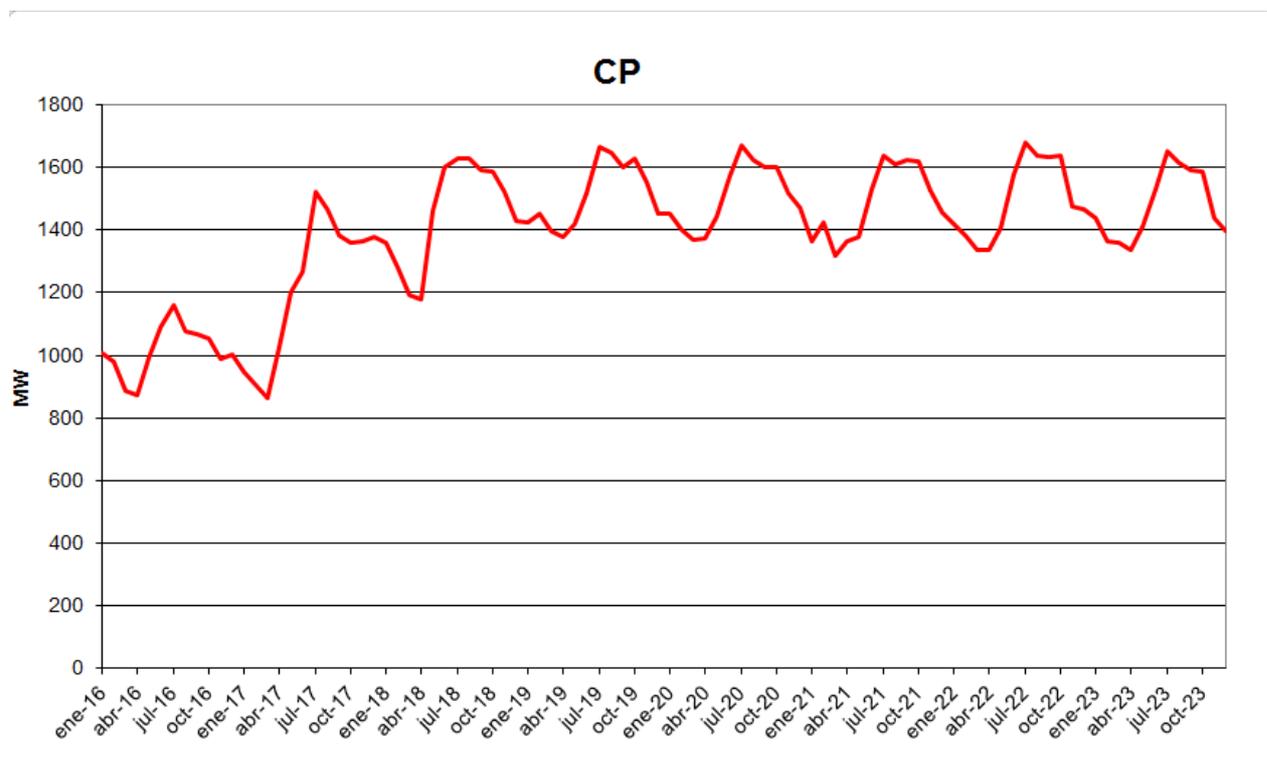


Fig. 4: Cubrimiento Previsto.

La curva muestra el CP teniendo en cuenta el parque generador existente (térmico e hidráulico) y próximo a entrar (incluyendo la ampliación de biomasa y ciclo combinado), sin considerar la potencia de origen eólico.

3.5. SGS sin cubrir o Requerimiento de Reserva Anual

El objetivo de la Reserva Anual (RA) del sistema es cubrir el SGS de cada Participante Consumidor para el año siguiente, cuando éste no lo haya cubierto con contratos. Un Participante Consumidor tiene un requerimiento de RA si existe un faltante para cubrir su SGS en ese período. El requerimiento de RA se calcula como la diferencia entre el SGS y el CP. Si la diferencia es negativa, el requerimiento de RA del Participante es cero.

En caso que exista faltante en el SGS, ADME deberá remitir al Regulador una propuesta de RA a licitar. Cuando el requerimiento de RA sea menor que el 5% del RPGS, el Regulador podrá disponer no realizar la licitación de RA correspondiente, y habilitar la compra del faltante mediante el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Se muestra en la Fig. 5 el SGS sin cubrir y el 5% del RPGS:

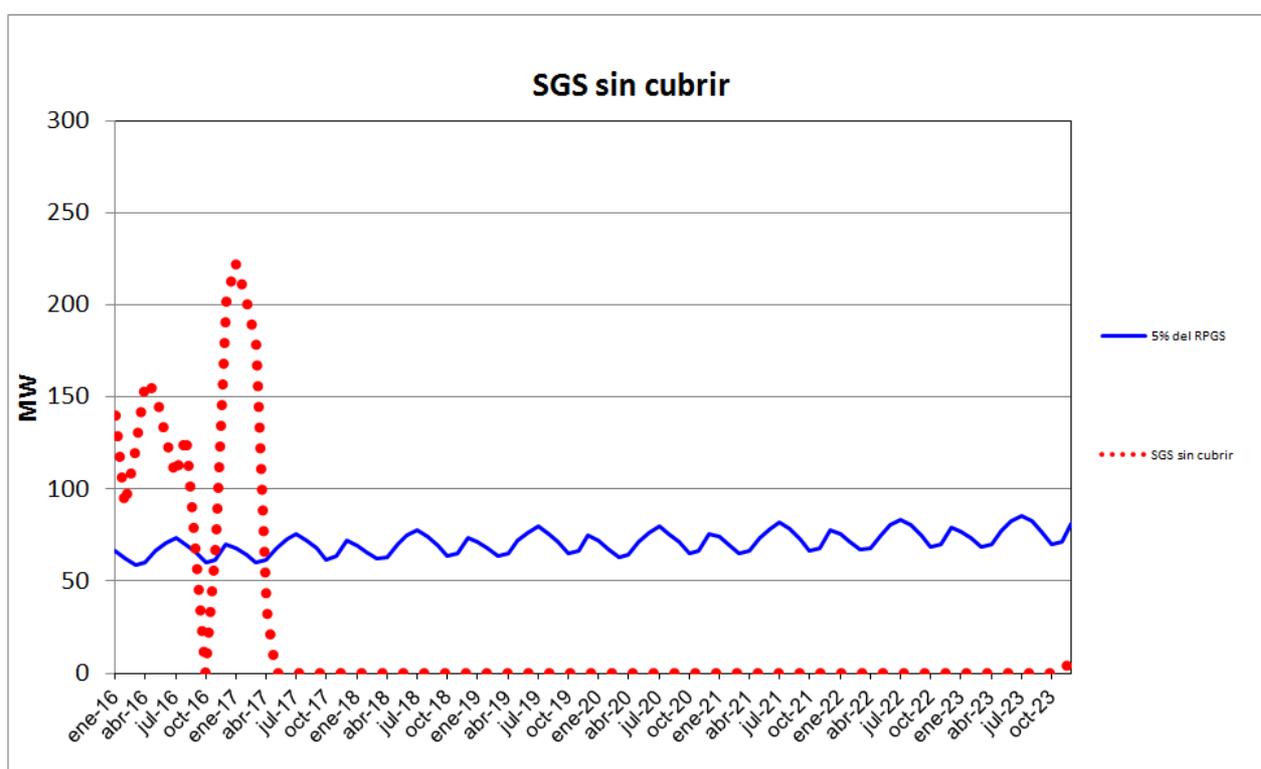


Fig. 5: SGS sin cubrir y límite de 5% de RPGS.

Se observa que existe SGS sin cubrir hasta abril del 2017. El requerimiento máximo de Reserva Anual se da para enero del 2017 y corresponde a un requerimiento de 223 MW.

Para complementar este análisis, se observa cual sería la Falla en el poste 1 en la Fig. 6 y la Falla semanal en la Fig. 7 considerada en el periodo firme, no observándose prácticamente Falla.

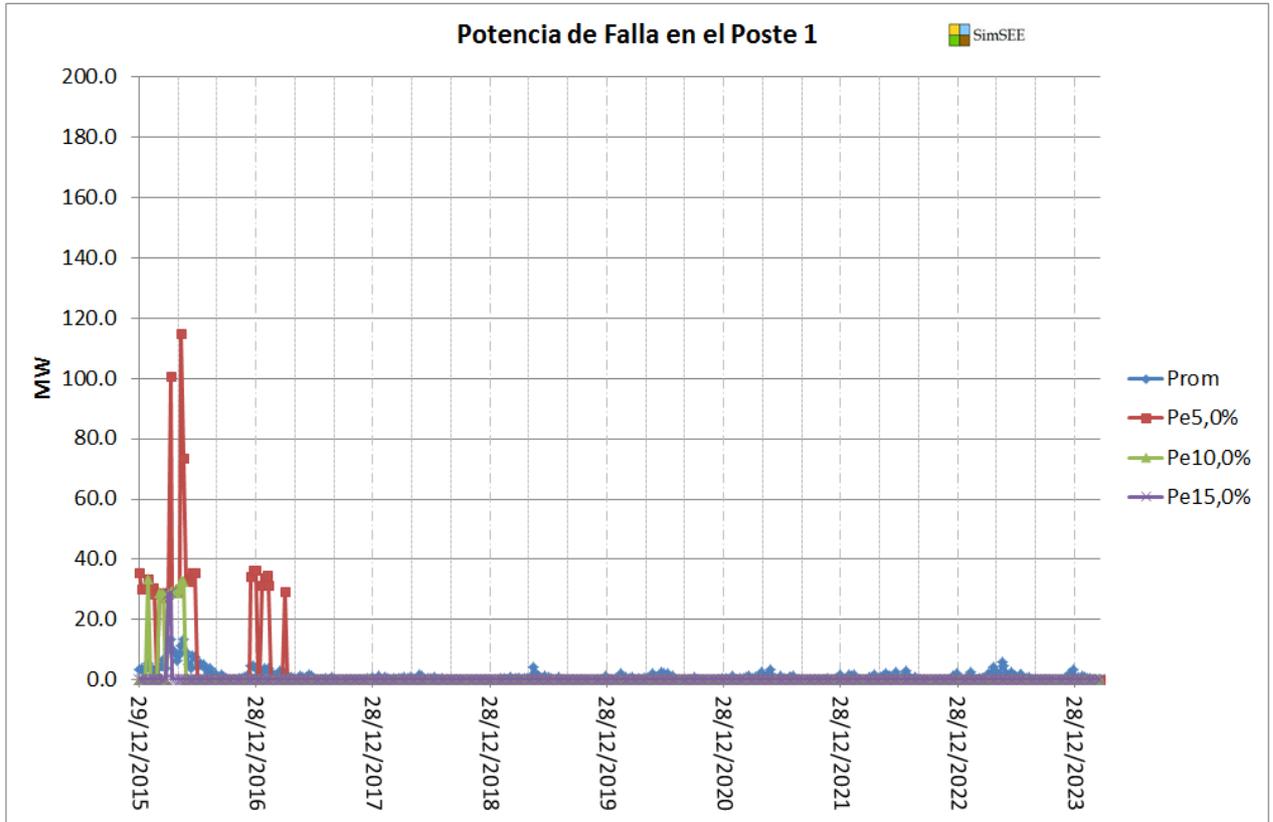


Fig. 6: Falla en el Poste 1

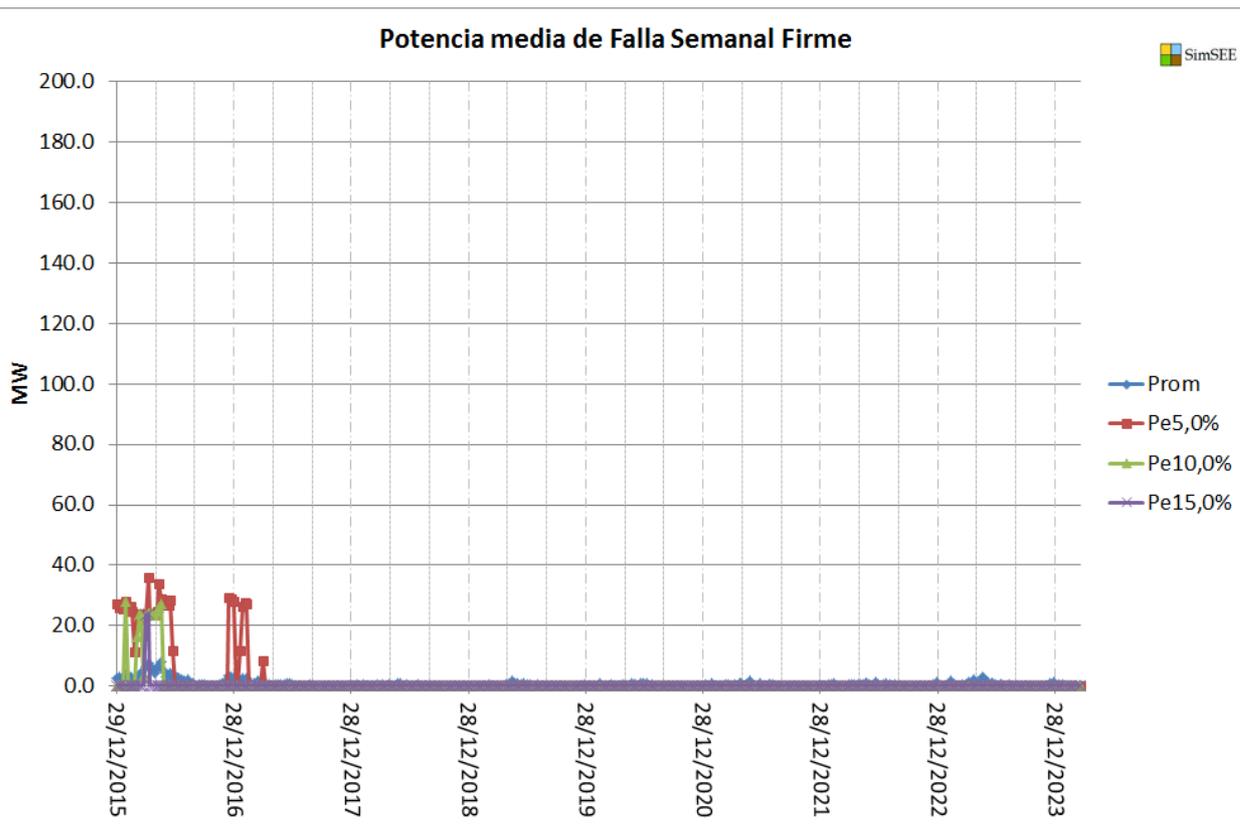


Fig. 7: Falla Media Semanal en el Periodo Firme

En conclusión, si bien existe un SGS sin cubrir al comienzo del período de estudio y hasta abril del año 2017, las posibilidades de déficit energético son casi nulas. El SGS sin cubrir desaparece con el ingreso del ciclo combinado y, además, hay que tener en cuenta las hipótesis restrictivas del cálculo de la potencia firme para la generación hidráulica establecidas en el art. 222 del decreto 360/002, el cual define que es la generación hidroeléctrica para el período firme con una probabilidad de excedencia del 95% calculada con el modelo de largo plazo. Por otra parte tampoco se considera potencia firme de la generación de origen eólica o solar ya que aún no están definidas en nuestra normativa, aunque sí se hace un análisis de sensibilidad en el Capítulo 4.

3.6. Contratos Faltantes

Los Contratos Faltantes (CF) representan el faltante de respaldo de Potencia Firme de Largo Plazo que no quedó cubierta con contratos. El CF se calcula como el RC menos el CP.

Se muestra en la Fig. 8 las curvas correspondientes a los Contratos Faltantes (CF) para el período de estudio. Se observa que existe contratos faltantes en abril del 2016 con 17 MW y en el período diciembre 2016 a marzo 2017 (inclusive), con un máximo de 63 MW para enero de 2017.

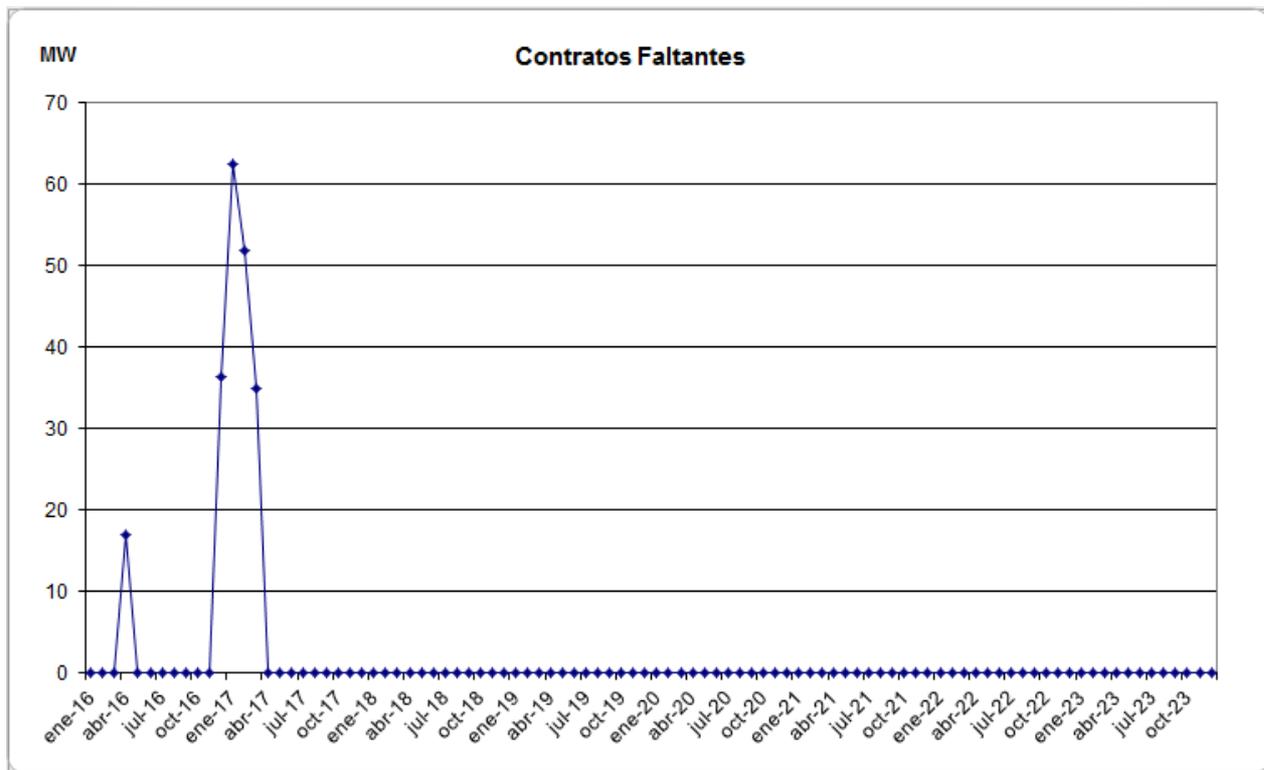


Fig. 8: Contratos Faltantes

3.7. Potencia Firme de Largo Plazo de cada Participante Productor y Comercializador

Se muestra en la Fig. 9 la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) de generación propia de cada Participante Productor para los 12 meses del siguiente año:

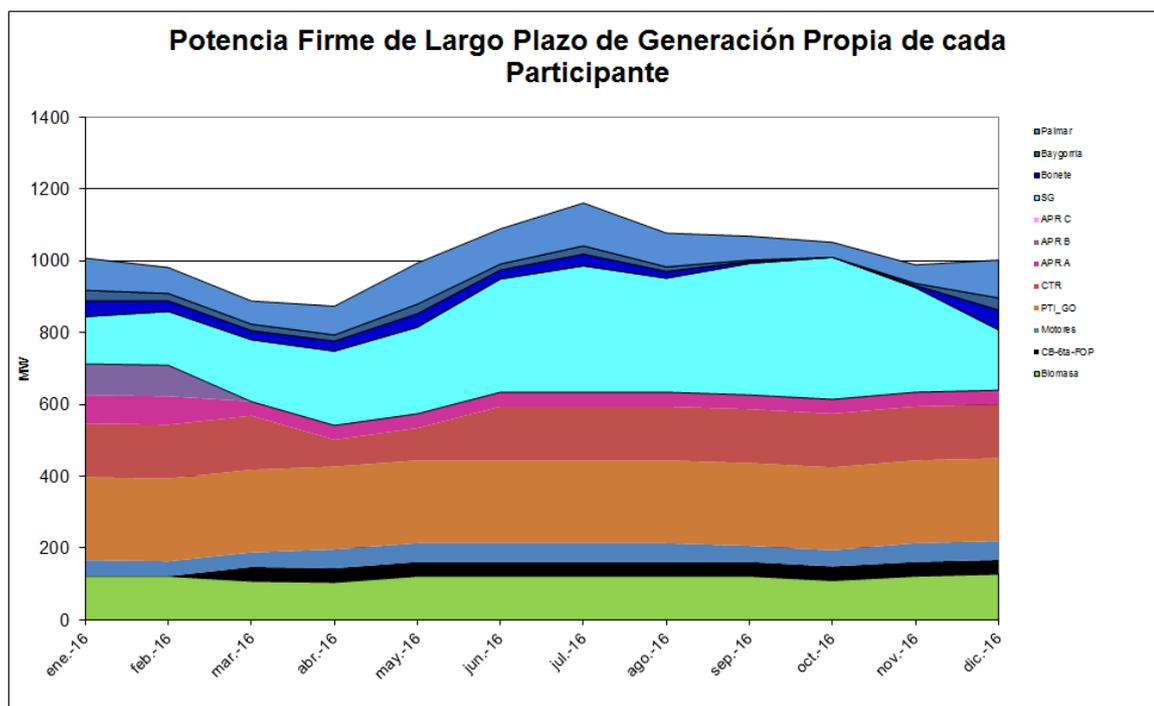


Fig. 9: Potencia Firme de Largo Plazo.

4. Resultados Complementarios

4.1. *Análisis de la influencia de las ERNC en la Potencia Firme Hidráulica*

En este capítulo se analiza la sensibilidad de la potencia firme de fuentes renovables del sistema uruguayo, a los efectos de continuar analizando el Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir que se observa en la Fig. 5.

Para el caso de la Fig. 5, como ya se dijo, se aplicó, para la potencia firme de la generación hidráulica instalada en el país, la metodología establecida en el art. 222 del decreto 360/002, el cual define que es la generación hidroeléctrica para el período firme con una probabilidad de excedencia del 95%. Adicionalmente, al no estar definida la normativa de potencia firme para la generación de origen eólica o solar, ambas se consideraron nulas.

Luego, se realizaron dos salas adicionales en SimSEE:

En una de las salas no se considera la energía renovable no convencional (ERNC), vale decir, no se considera la energía eólica ni la solar fotovoltaica de la sala, siendo sustituidos por Falla. Los resultados se observan en la Fig. 10 y ahí se puede ver que el faltante de Reserva Anual disminuye a 114 MW en el mes de Febrero de 2017. Esto se explica porque ante la ausencia de generación adicional, la energía hidráulica resulta despachada en más cantidad en las horas de período firme.

El tercer análisis que se realizó en este punto es darle a la Energía Eólica y Solar Fotovoltaica el mismo tratamiento en los cálculos que a la Generación Hidráulica, aplicando el criterio del art.222 del decreto 360/002. Se observa en la Fig 12 que en este caso no existe faltante de Seguro de Garantía de Suministro.

La conclusión de este análisis de sensibilidad es que es necesario actualizar las metodologías de potencia firme planteadas en el decreto 360/002 incorporando las energías renovables no convencionales ya que el despacho de la generación hidráulica no es independiente de la generación de las primeras. La generación con ERNC permiten un incremento de reservas en las centrales hidráulicas el cual debe formar parte de la estimación de potencia firme del grupo hidráulica-eólica-solar.

En la Fig. 10 se observa el Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir para el caso en que no se considera la energía eólica ni la solar en la sala.

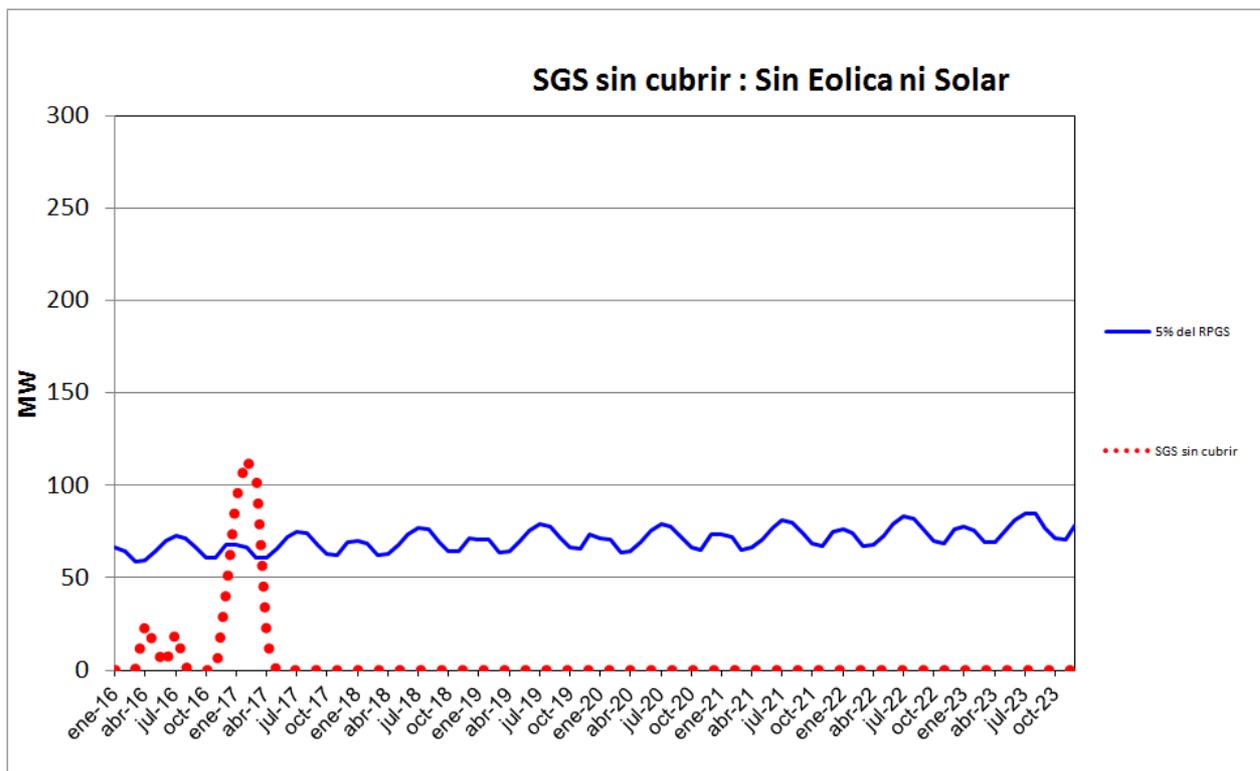


Fig. 10: Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir, no se considera la Eólica ni la Solar en la Sala SimSEE

Se observa en la Fig. 10 que el faltante de Reserva Anual disminuye a 114 MW en el mes de Febrero de 2017. Lo cual refuerza la hipótesis de que la generación eólica desplaza a la generación hidráulica.

El ultimo análisis que se realiza en este punto es darle a la Energía Eólica y Solar Fotovoltaica el mismo tratamiento en los cálculos a la Generación Hidráulica

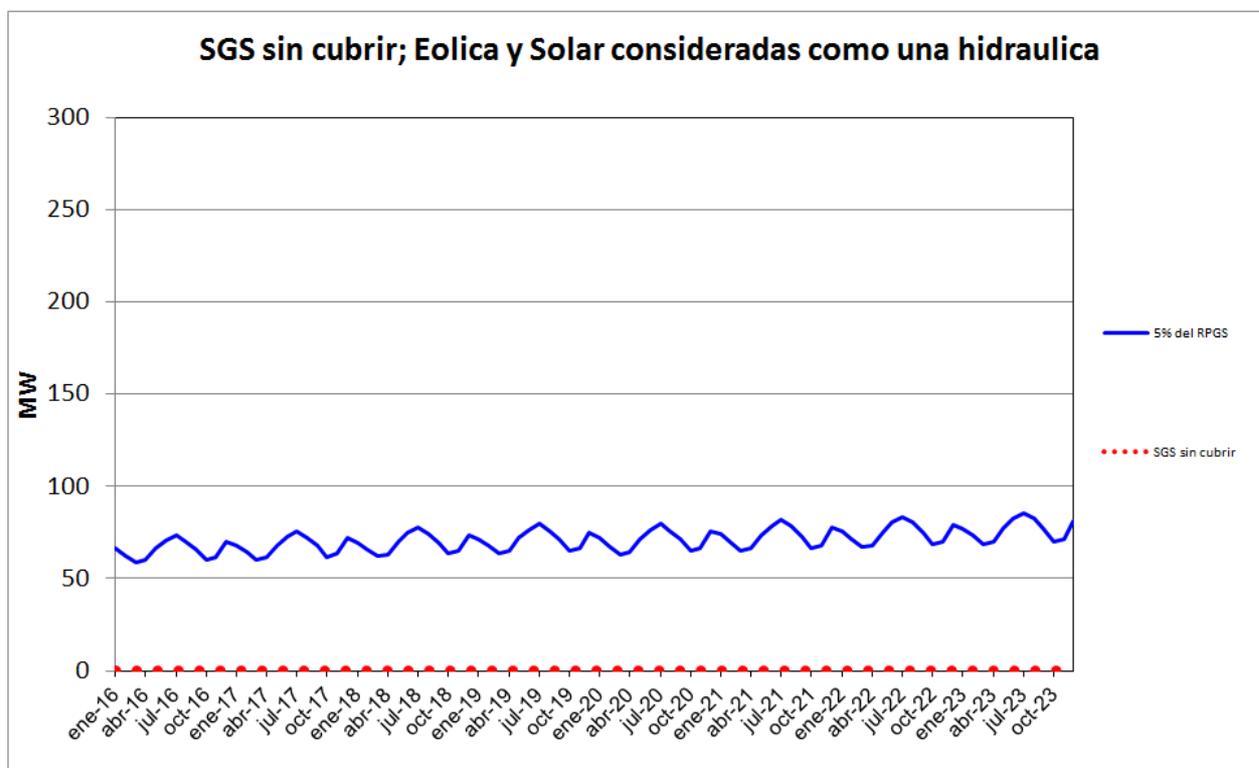


Fig. 11: Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir; eólica y solar consideradas como una hidráulica

Se observa en la Fig. 11 que en este caso no existe faltante de Seguro de Garantía de Suministro.

En la Fig. 12 se puede observar la Potencia Firme Hidráulica en el Caso Base, en el Caso Sin Eólica ni Solar y en el Caso Eólica y Solar consideradas como una hidráulica.

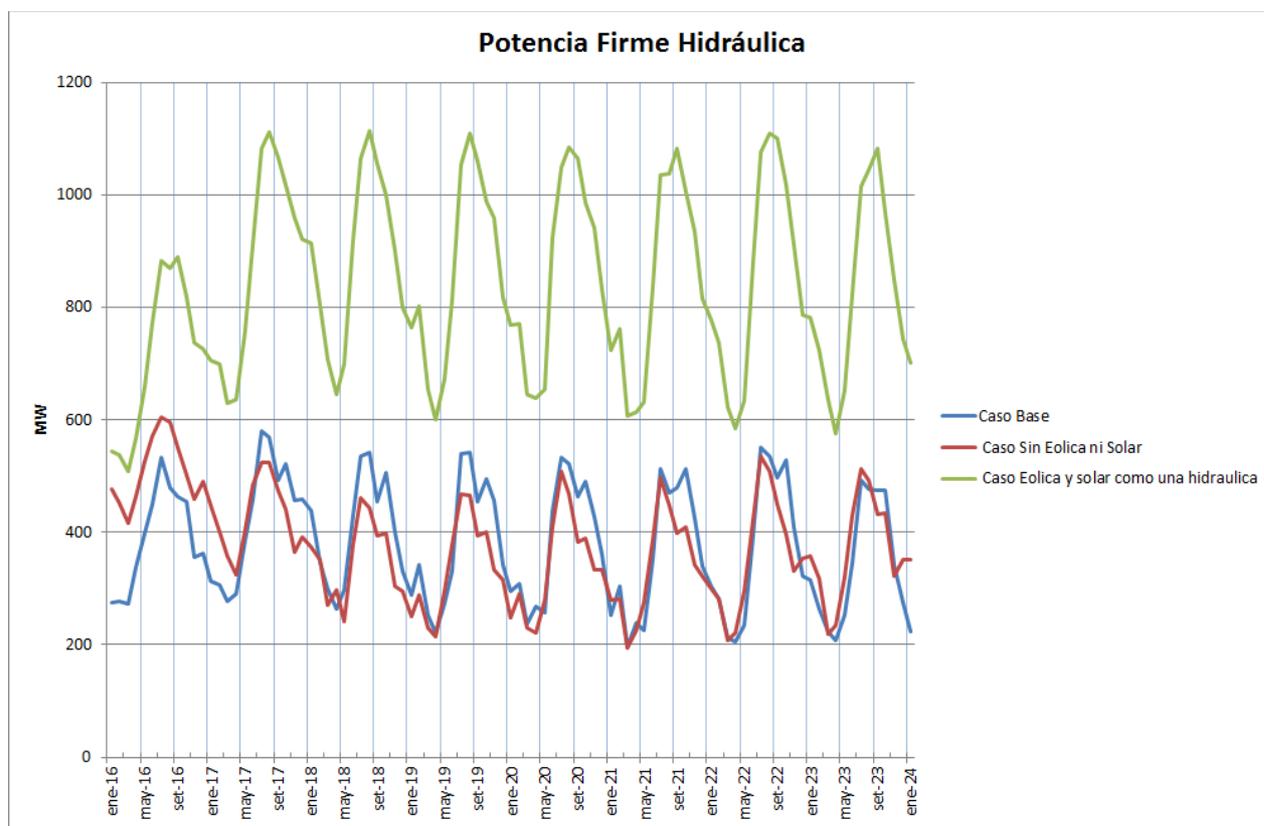


Fig. 12: Potencia Firme Hidraulica en los tres casos analizados

4.2. Análisis de la influencia de El Niño en los Resultados

El Caso Base de este estudio se realizó partiendo de la sala de Programación Estacional Noviembre 2015 – Abril 2016. En la misma se consideraba un índice iN34 de 2,3.

Se realizaron dos corridas adicionales en donde en una de ellas se considera un iN34 de Cero y en la otra un iN34 de -2,3.

La idea era mostrar la influencia de El Niño en los resultados obtenidos de Generación Hidráulica y Energía Afluente Semanal.

La corrida de Garantía de Suministro tiene dos años de guarda para independizarse de la condición inicial.

Lo que se verifica al hacer las corridas variando el iN34 es que, al dejar los dos años de guarda, la condición inicial de El Niño no influye en los resultados.

En la Fig. 5 se observa el Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir para el Caso Base.

En la Fig. 13 se puede ver el Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir para el Caso iN34 = Cero

En la Fig. 14 se puede observar el Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir para el Caso iN34= -2,3

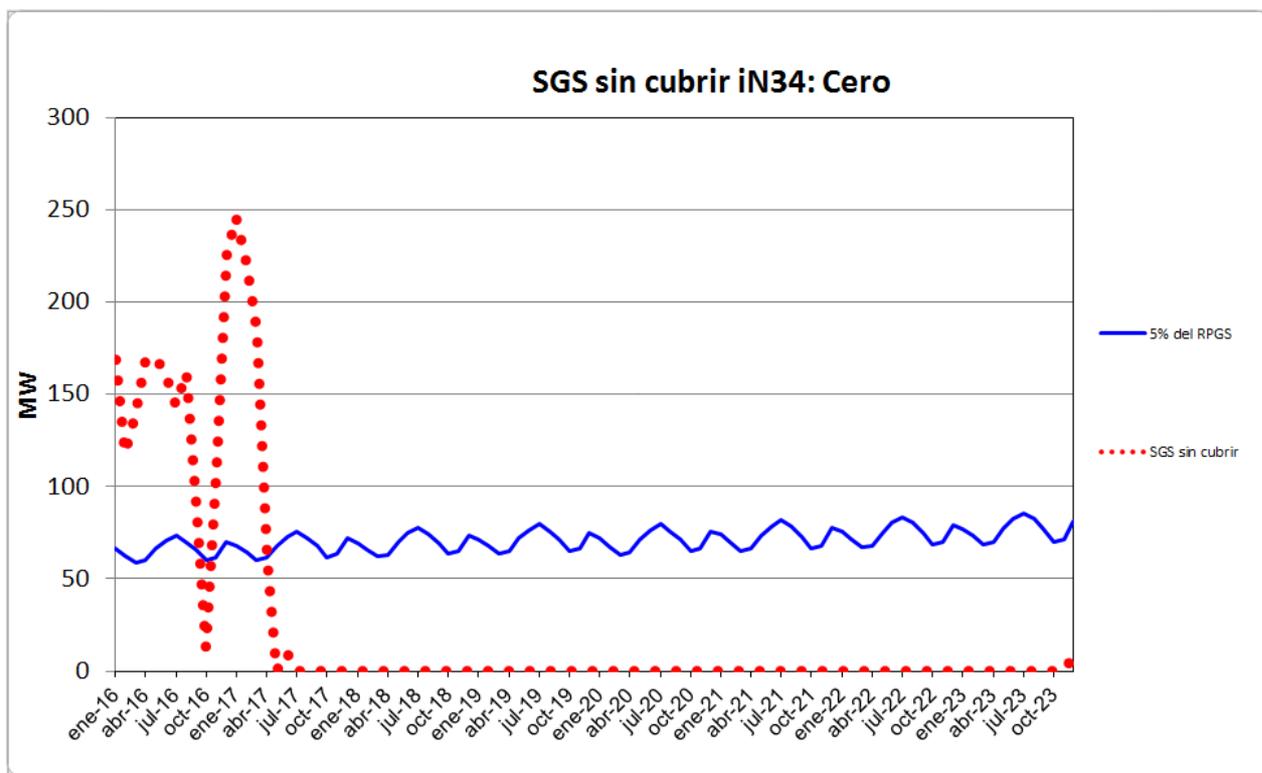


Fig. 13: Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir Caso iN34 = Cero

El máximo de requerimiento de Reserva Anual en el Caso iN34 = Cero es de 245,6 MW para enero de 2017.

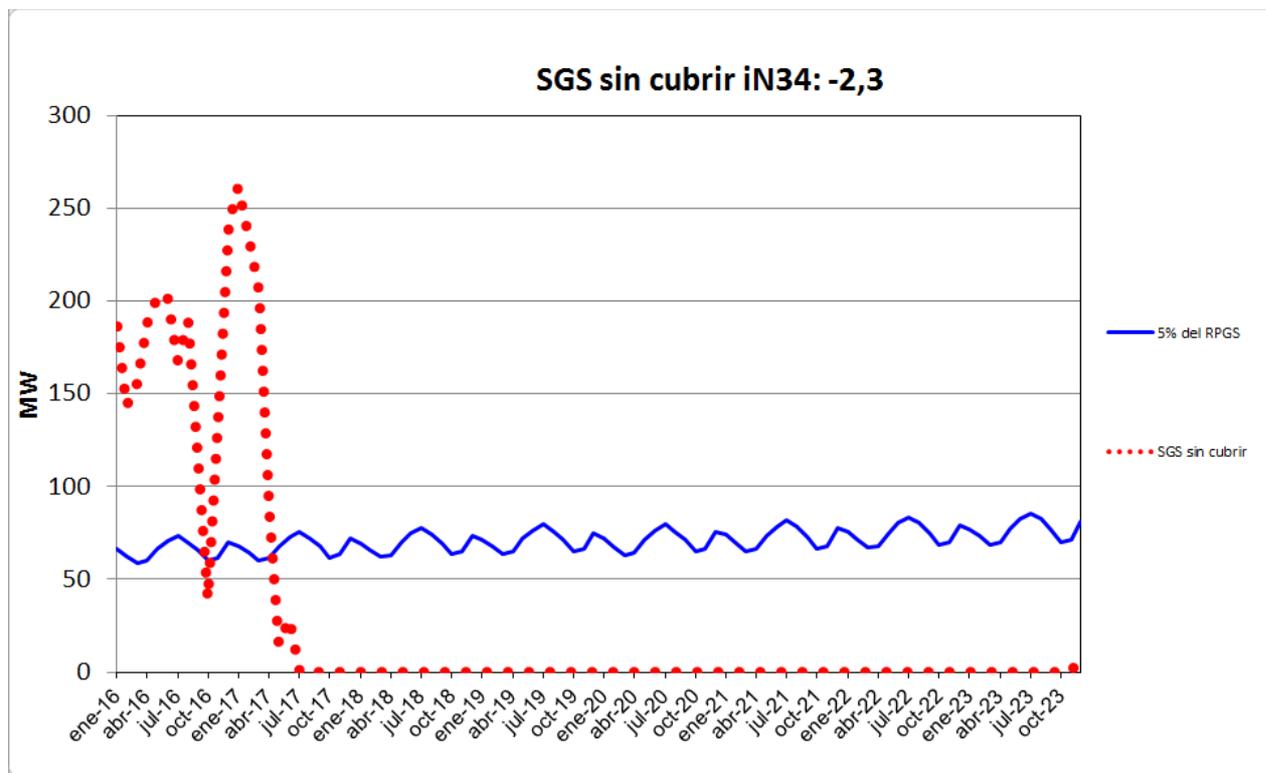


Fig. 14: Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir Caso iN34 = -2,3

El máximo de requerimiento de Reserva Anual en el Caso iN34 = -2,3 es de 261,6 MW para enero de 2017.

En la Fig. 15 se puede observar la Energía Afluente Semanal en el caso Base(iN34=2,3), Caso In34 = Cero y el Caso iN34= -2,3.

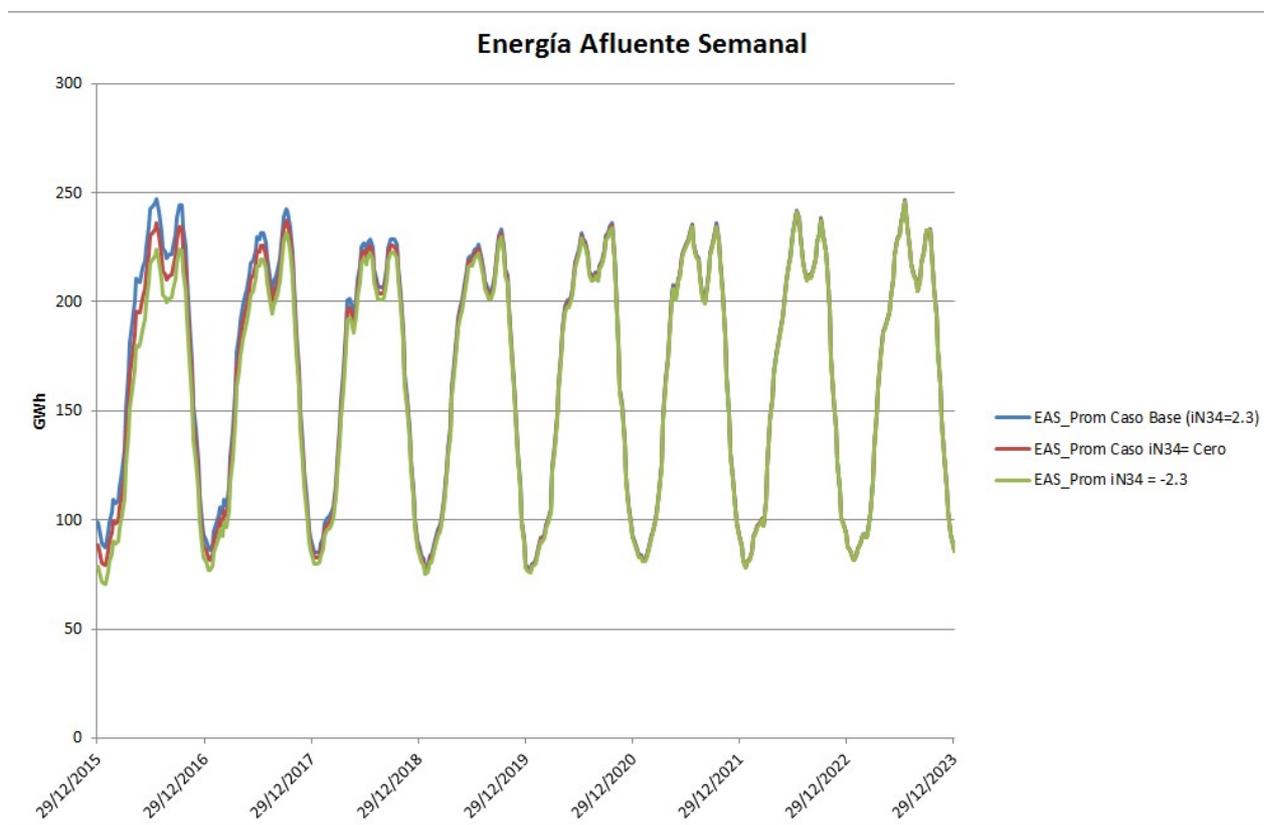


Fig. 15: Energía Afluyente Semanal en los tres casos analizados

Se puede observar como los dos años de guarda al inicio de la corrida hace que los resultados se independicen de la condición inicial y no se aprecian diferencias significativas en la Energía Afluyente Semanal en los tres casos analizados.

5. Hipótesis detalladas

5.1. Grandes Consumidores Potenciales

A los efectos de diferenciar entre Grandes Consumidores Potenciales y Consumidores Cautivos, se consideraron como Grandes Consumidores Potenciales todos aquellos titulares de un suministro con potencia contratada igual o superior a 250 kW.

Si bien actualmente no existen Grandes Consumidores constituidos como Participantes en el MMEE, se solicitó a UTE la información relativa a los clientes titulares de uno o más suministros con dichas características, que constituyen los Grandes Consumidores Potenciales. A noviembre 2015 la cantidad de clientes que pueden ser considerados como Grandes Consumidores Potenciales asciende a 997.

En la Tabla 1 se muestra la información histórica a noviembre del 2015 y la proyección al 2024 del porcentaje de Grandes Consumidores Potenciales en el total de Consumidores Cautivos de UTE.

Datos UTE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
% GC	18.30%	19.40%	19.30%	19.40%	19.60%	19.50%	19.00%	19.20%		
Proyeccion	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
% GC	19.10%	18.40%	18.20%	18.20%	18.20%	18.60%	18.60%	18.60%	18.60%	18.60%

Tabla 1: Proyección de % GC del MMEE.

5.2. Demanda y Falla

5.2.1) Previsión de demanda

Los datos presentados en la Tabla 2 corresponden a la proyección de Octubre de 2015 del grupo de demanda de UTE.

		Energías en GWh					
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
2009	REAL	8.995	2.45%	8.995	2.45%	8.995	2.45%
2010	REAL	9.394	4.43%	9.394	4.43%	9.394	4.43%
2011	REAL	9.805	4.38%	9.805	4.38%	9.805	4.38%
2012	REAL	10.048	2.47%	10.048	2.47%	10.048	2.47%
2013	REAL	10.315	2.66%	10.315	2.66%	10.315	2.66%
2014	REAL	10.388	0.71%	10.388	0.71%	10.388	0.71%
2015	PREVISIÓN	10.495	1.03%	10.466	0.75%	10.523	1.30%
2016	PREVISIÓN	10.699	1.94%	10.533	0.64%	10.864	3.24%
2017	PREVISIÓN	10.981	2.64%	10.757	2.13%	11.205	3.14%
2018	PREVISIÓN	11.282	2.74%	11.005	2.30%	11.559	3.16%
2019	PREVISIÓN	11.576	2.60%	11.252	2.24%	11.899	2.94%
2020	PREVISIÓN	11.577	2.48%	11.495	2.16%	12.230	2.78%

Tabla 2: Demanda real y prevista 2009 - 2020.

Para el resto del período se asume como proyección de la demanda la propuesta por la Dirección Nacional de Energía, en el entorno de 2,5 %.

Se presenta en la Tabla 3 la duración de los postes, donde los postes 1 y 2 corresponden al pico, el 3 al resto, 4 y 5 al valle.

Poste	Horas/semana
1	5
2	30
3	91
4	28
5	14

Tabla 3: Distribución de horas semanales por poste horario.

Se presenta en la Fig. 16 la curva de energía anual consumida real hasta el 2014 y luego la proyección a futuro con 3 escenarios representando la tendencia, un escenario de consumo alto y uno bajo, determinados en una banda de confianza del 70% de probabilidad.

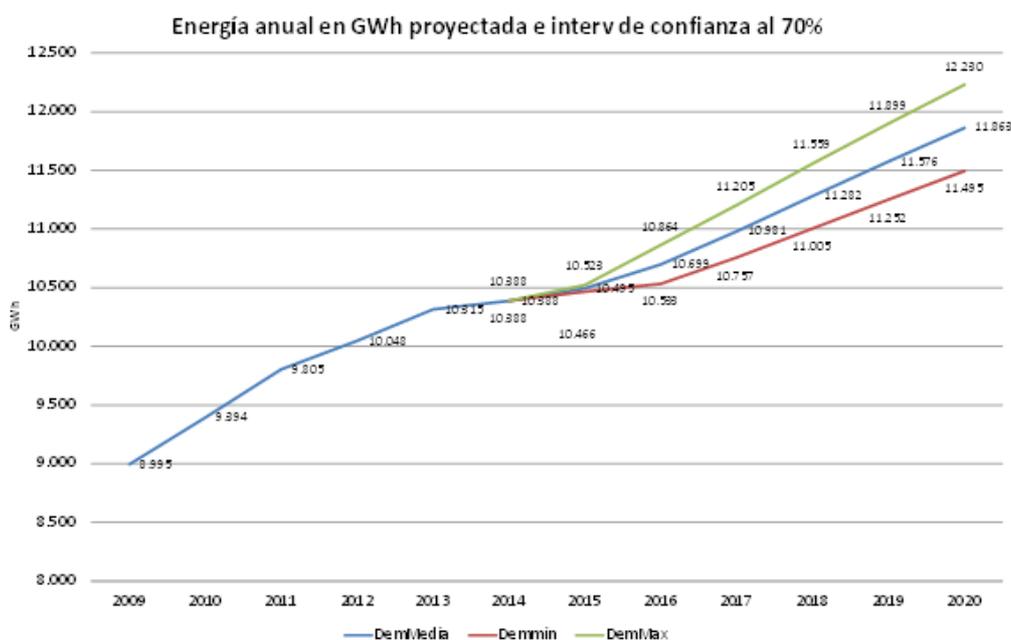


Fig. 16: Proyección de demanda anual para escenarios de consumo Alto y Bajo.

5.2.2) Representación de la falla

Se muestra en la Tabla 4 a continuación la representación de la falla (el valor de Falla 1 se ajustará un 10% superior al costo de generación de CTR). Los cálculos están realizados con un tipo de cambio de 29,395 \$/USD corresponde con lo publicado en el BCU, dólar interbancario, billete vendedor de fecha 16/10/2015.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	4909	167
Entre 2 y 7	17637	600
Entre 7 y 14.5	70548	2400
Entre 14.5 y 100	117580	4000

Tabla 4: Escalones de Falla.

5.3. Combustibles.

5.3.1) Proyección de precios.

El pronóstico de precio del barril de petróleo se obtiene de la página de la EIA (US Energy Information Administration). Para enero 2016 la proyección indica un barril de crudo WTI aproximadamente a 50 USD/barril. Se resuelve considerar un valor central de 50 USD/barril y una banda de apertura de 95 % de confianza.

A partir de este valor se estima un diferencial por tipo de combustible derivado y se incorporan los costos de internación proporcionados por ANCAP.

Los valores resultantes se muestran en la Tabla 5:

Precio de combustible derivado	Referencia de Barril WTI (USD/barril)		
	50	30	70
Fuel Oil (USD/Ton)	327	196	458
Gas Oil (USD/m3)	436	262	611
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	356	213	498

Densidad de FO 1.03 Kg/l
 Densidad de FOM 1.01 Kg/l
 1 Barril=158.9872949 litros

Tabla 5: Precios de combustible por tipo de derivado.

Se muestra en la Fig. 17 el precio del barril de petróleo WTI y una proyección con intervalos de confianza de 95% al 2016. La referencia para el valor del crudo Brent se estima en el entorno de 2 U\$S/barril por encima del WTI, según valores actuales.

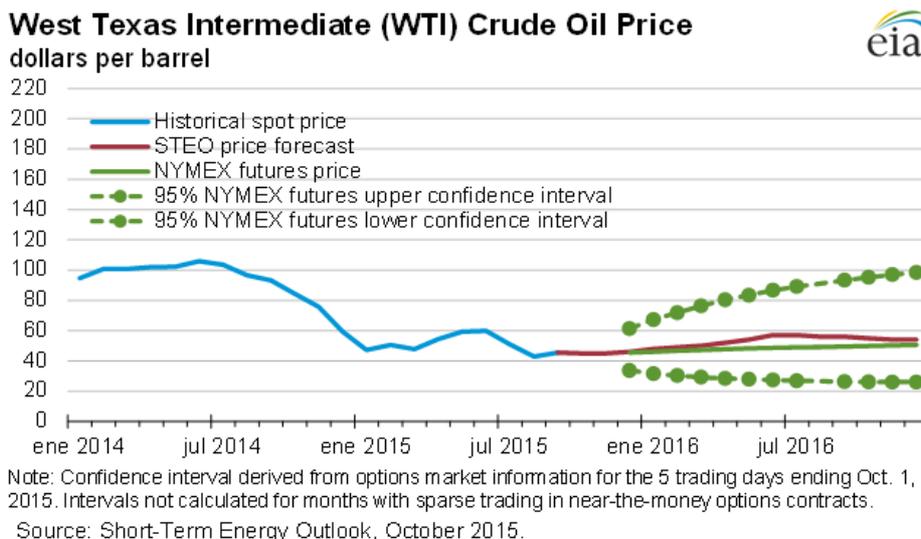


Fig. 17: Precio del barril de petróleo WTI.

5.3.2) Gas Natural.

No se considera disponibilidad de Gas Natural para el presente estudio, por considerar que el objeto del mismo es el análisis de potencia firme del SIN. Dicha potencia firme no cambia dependiendo del combustible utilizado (Gas Oil o Gas Natural).

5.4. Parque térmico

5.4.1) Datos técnicos.

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

6ta Unidad de Central Batlle: Se considera en servicio a partir del 01/03/2016 con un factor de disponibilidad de 35 %.

Ciclo Combinado: Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre según datos proporcionados en octubre por UTE :en la semana 14 de 2017 se espera la entrada en servicio de la primera turbina(177 MW), quedando para la semana 27 de 2017 el ingreso al sistema de la segunda turbina (177MW) y la combinación del ciclo para la semana 18 de 2018,- incrementándose la potencia a 532 MW, con una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años.

Unidades APR: Se modelan 300 MW hasta el 31/12/2015, 200 MW a partir del 01/01/2016 y 50 MW a partir del 01/03/2016.

Se muestra en la Tabla 6 información de potencia, consumo y costo variable para las centrales térmicas consideradas.

Valores a ingresar en el modelo, WT 50 U\$/bbl							
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (U\$/MWh)	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	92.2	92.2
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	106.8	134.7
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	124.6	188.4
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	151.7	306.5
APR A	22.0	0.3	237.90	5412.23	10.00	132.8	2802.6
APR B y C	24.0	0.3	244.40	6048.90	10.00	136.1	3131.1
PTB - ciclo combinado	177.0	30.0	241.10	241.10	5.00	129.4	129.4

Tabla 6: Potencia y Costo Variable para Generadores Térmicos.

5.4.2) Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

En cuanto a las unidades de generación hidráulicas se propone mantener los valores estándar utilizados en programaciones anteriores, 99%.

Se presenta en la Tabla 7 los valores base para la indisponibilidad fortuita considerados.

	CBO Motores	Punta del Tigre	CTR La Tablada	APR A	APR B y C	CBO 6TA
Coef de Disponibilidad (%)	75%	80%	75%	90%	90%	35%

Tabla 7: Coeficiente de Disponibilidad para Generadores Térmicos.

5.4.3) Mantenimiento programado

Se utiliza el PAM de octubre 2015, representando el mantenimiento programado de los generadores tanto para optimización como para simulación.

5.5. Generación Distribuida

En las Tablas 8 y 9 se presentan los valores de potencia equivalente utilizados. Se representó la generación prevista descontados los consumos propios. Al considerar las ampliaciones del parque generador, se toma como criterio incluir únicamente proyectos con una intención clara de ejecución.

5.5.1) Biomasa

Biomasa (instalada)											
Nombre	Las Rosas	Liderdat	Fenirol	Bioener	Alur	Wayerhaeuser	Galofer	Ponlar	UPM	Arboreto (Lanas Trinidad)	Montes del Plata
Ubicación	Maldonado	Paysandú	Tacuarembó	Rivera	Bella Unión	Tacuarembó	Treinta y Tres	Rivera	Río Negro	Flores	Colonia
Tipo de fuente primaria	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa
Potencia disponible final [MW]	1	4.9	8.8	11.5	5	5	12.5	7	20	0.6	70
Factor de Utilización	15%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	80%	70%	100%
Potencia media efectiva [MW]	0.15	3.43	6.16	8.05	3.5	3.5	8.75	4.9	16	0.42	70

Tabla 8: Detalle de Generadores de fuente biomasa en servicio.

Biomasa (por entrar)		
Nombre	Lumiganor	Bioenergy
Ubicación	Treinta y Tres	Tacuarembó
Tipo de fuente primaria	Biomasa	Biomasa
Fecha entrada parcial.	26/11/2016	01/11/2017
Potencia entrada parcial [MW]	11.4	45
Factor de uso entrada parcial	50%	50%
Potencia media efectiva [MW]	5.7	22.5
Fecha de ingreso total al sistema	26/11/2017	01/11/2018
Potencia disponible final (MW)	11.4	45
Factor de uso entrada final	70%	70%
Potencia media efectiva [MW]	7.98	31.5

Tabla 9: Detalle de Generadores de fuente biomasa por entrar en servicio.

5.6. Eólica.

5.6.1) Potencia eólica en operación.

Se muestra en la Tabla 10 las centrales de generación eólica consideradas actualmente en servicio.

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Año de Inicio de la	SEMANA INICIO
AGROLAND	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0.25	2008	18
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7.80	2008	29
CARACOLES 1	UTE	MALDONADO	10.00	2009	6
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4.00	2009	48
CARACOLES 2	UTE	MALDONADO	10.00	2010	25
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17.20	2011	17
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	FLORIDA	3.60	2012	43
SANTA FE	LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	SAN JOSÉ	0.90	2013	30
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50.00	2014	14
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	2014	19
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7.70	2014	29
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	FLORIDA	50.00	2014	30
JUAN PABLO TERRA	UTE	ARTIGAS	67.20	2014	31
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18.00	2014	34
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20.00	2014	34
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	LAVALLEJA	42.00	2014	37
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	FLORIDA	50.00	2014	38
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50.00	2015	1
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUAR S.A.	COLONIA	65.10	2015	17
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	FLORES	50.00	2015	23
PERALTA 1 GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	2015	28
PERALTA 2 GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	2015	31
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	MALDONADO	50.00	2015	35
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50.00	2015	35
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	MALDONADO	40.00	2015	37

Tabla 10: Generadores eólicos en servicio.

5.6.2) Potencia eólica en proceso de incorporación.

Se muestra en la Tabla 11 las centrales de generación eólica que todavía no están en servicio.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)	Año inicio 1	Semana inicio 1	Potencia inicio 1	Año inicio 2	Semana inicio 2	Potencia inicio 2
PARQUE EÓLICO VENTUS I	RAFISA	9.00	2015	44	9			
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	9.00	2015	44	9			
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	3.60	2015	50	3.6			
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	50.00	2016	15	25	2016	28	25
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.00	2016	13	10			
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.00	2016	22	10			
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.00	2016	22	10			
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	50.00	2016	22	25	2016	34	25
PARQUE EÓLICO KIYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.60	2016	3	24	2016	15	24.6
PAMPA	UTE + Accionistas	140.00	2016	40	70	2017	1	70
PALOMAS	UTE	71.00	2017	1	35	2017	13	36
VALENTINES	UTE + Accionistas	70.00	2017	1	35	2017	13	35
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.00	2017	10	25	2017	14	25
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.20	2017	18	25	2017	27	24.2
ARIAS	UTE + Accionistas	70.00	2017	37	35	2017	41	36

Tabla 11: Generación eólica por entrar en servicio.

5.6.3) Potencia Eólica acumulada:

Se presenta en la Fig. 18 la proyección de crecimiento de la potencia eólica total al 2017.

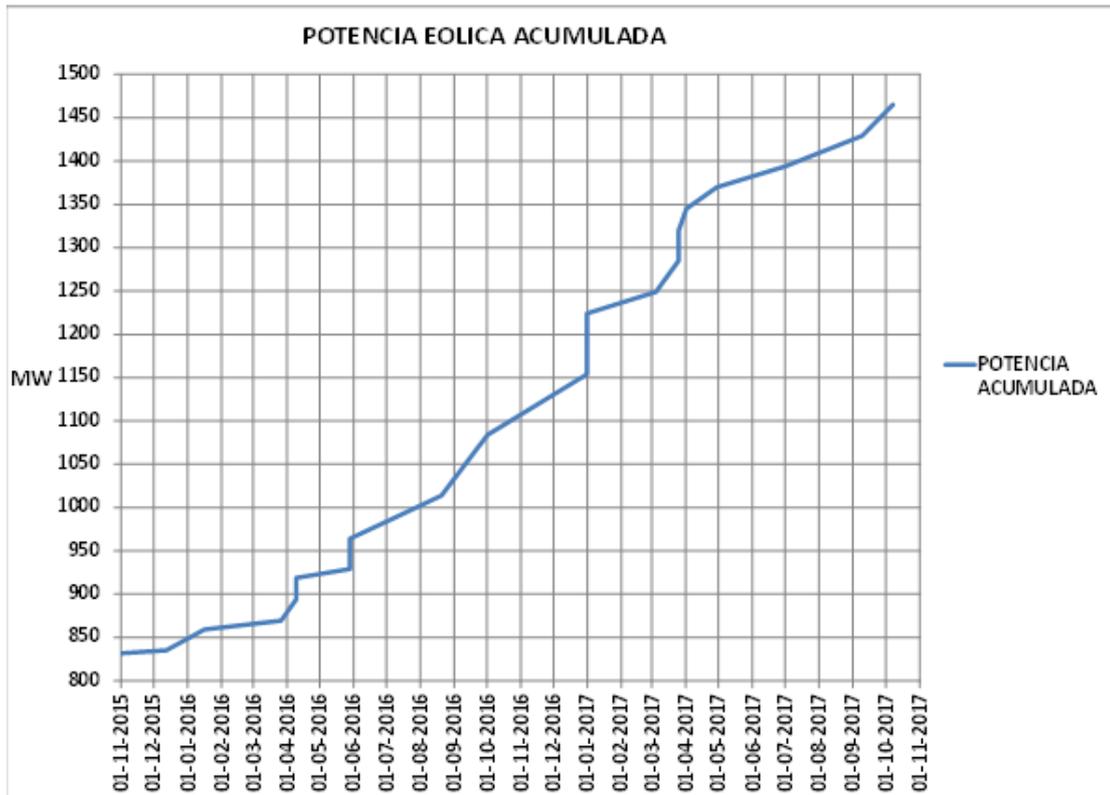


Fig. 18: Proyección de potencia eólica total al 2017.

5.7. Solar fotovoltaica.

Se espera tener 50 MW disponibles a partir del 15/06/2015, representados como los proyectos en fondo oscuro, 60MW a partir del 15/07/2015 y luego aumentarían a 225 MW el 15/10/2015. Se presentan en la Tabla 12 los proyectos considerados.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)	Estado Actual	Fecha Estimada E/S Temprana
ASAHI	MIEM-UTE	0.5	En servicio	
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50	En servicio (Habilitación Final)	
RADITON	RADITON S.A. de TECNOVA RENOVABLES	8	Permiso para pruebas y ensayos	
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20	Convenio suscripto	15/11/2015
CASALCO	CASALCO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	1.75	Convenio suscripto	15/11/2015
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16	Convenio suscripto	15/12/2015
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50	Convenio suscripto	15/03/2016
NATELU	NATELU S.A.	9.5	Convenio suscripto	15/04/2016
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5	Convenio suscripto	15/04/2016
TS	TESFERY S.A.	1	Convenio suscripto	15/07/2016
ABRIL	ACCONSTRUCTORA S.A.	1	Convenio suscripto	15/07/2016
DICANO	DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	11.25	Convenio suscripto	15/07/2016
FENIMA	FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	Convenio suscripto	15/07/2016
PETILCORAN	PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	Convenio suscripto	15/07/2016
VINGANO	VINGANO S.A.	1	Convenio suscripto	15/07/2016
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10	Convenio suscripto	15/09/2016
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20	Convenio suscripto	15/09/2016
	MIEM-UTE	0.48		15/02/2017

Tabla 12: Generadores fotovoltaicos a entrar en servicio.

5.8. Comercio internacional.

- No se considera importación.
- Se permite sólo la exportación de excedentes de energía hidráulica no embalsable y eólica en las siguientes condiciones:
 1. Potencia máxima de exportación, 2500 MW en todos los postes.
 2. Precio 0,01 US\$/MWh.
 3. Se modela con factor de disponibilidad 1 para evitar recortes en la generación no gestionable.

6. Tablas de resultados

Se presentan en las Tablas 13, 14 los resultados principales obtenidos, los cuales están presentados gráficamente en el Capítulo 3. En la Tabla 15 se muestra la PFLP por Central Generadora para el 2016 y 2017.

6.1. Resultados Principales

Tabla 13: Resultados principales 2016-2023

Fecha	RPGS(MW)	SGS(MW)	Cubrimien to Previsto	5 % de RPGS (MW)	Faltante RA (MW)	CF (MW)	Fecha	RPGS(MW)	SGS(MW)	Cubrimien to Previsto	5 % de RPGS (MW)	Faltante RA (MW)	CF (MW)
ene.-16	1329	1147	1007	66	140	0	ene.-20	1435	1238	1454	72	0	0
feb.-16	1242	1072	981	62	91	0	feb.-20	1348	1163	1401	67	0	0
mar.-16	1168	1009	888	58	120	0	mar.-20	1263	1090	1368	63	0	0
abr.-16	1196	1032	874	60	159	17	abr.-20	1292	1114	1375	65	0	0
may.-16	1327	1145	994	66	151	0	may.-20	1431	1235	1444	72	0	0
jun.-16	1411	1218	1089	71	129	0	jun.-20	1523	1314	1573	76	0	0
jul.-16	1468	1268	1161	73	107	0	jul.-20	1592	1374	1671	80	0	0
ago.-16	1398	1207	1077	70	129	0	ago.-20	1516	1308	1623	76	0	0
sep.-16	1308	1129	1069	65	61	0	sep.-20	1422	1227	1603	71	0	0
oct.-16	1195	1031	1051	60	0	0	oct.-20	1294	1116	1602	65	0	0
nov.-16	1228	1060	989	61	71	0	nov.-20	1327	1145	1519	66	0	0
dic.-16	1394	1204	1002	70	202	37	dic.-20	1507	1300	1471	75	0	0
ene.-17	1355	1171	948	68	223	63	ene.-21	1479	1276	1364	74	0	0
feb.-17	1285	1110	906	64	204	52	feb.-21	1388	1198	1424	69	0	0
mar.-17	1206	1042	864	60	178	35	mar.-21	1299	1121	1319	65	0	0
abr.-17	1230	1062	1028	61	34	0	abr.-21	1327	1145	1365	66	0	0
may.-17	1357	1172	1203	68	0	0	may.-21	1466	1265	1380	73	0	0
jun.-17	1454	1256	1267	73	0	0	jun.-21	1565	1350	1532	78	0	0
jul.-17	1507	1301	1520	75	0	0	jul.-21	1631	1408	1639	82	0	0
ago.-17	1443	1246	1466	72	0	0	ago.-21	1564	1350	1609	78	0	0
sep.-17	1350	1166	1385	68	0	0	sep.-21	1461	1260	1625	73	0	0
oct.-17	1230	1063	1360	62	0	0	oct.-21	1330	1148	1621	67	0	0
nov.-17	1265	1092	1362	63	0	0	nov.-21	1360	1173	1528	68	0	0
dic.-17	1434	1238	1380	72	0	0	dic.-21	1548	1335	1458	77	0	0
ene.-18	1389	1200	1359	69	0	0	ene.-22	1508	1301	1418	75	0	0
feb.-18	1321	1141	1281	66	0	0	feb.-22	1427	1232	1385	71	0	0
mar.-18	1239	1070	1193	62	0	0	mar.-22	1335	1152	1337	67	0	0
abr.-18	1264	1092	1178	63	0	0	abr.-22	1359	1173	1338	68	0	0
may.-18	1395	1205	1462	70	0	0	may.-22	1501	1295	1405	75	0	0
jun.-18	1494	1290	1603	75	0	0	jun.-22	1606	1386	1576	80	0	0
jul.-18	1549	1337	1627	77	0	0	jul.-22	1668	1439	1678	83	0	0
ago.-18	1480	1278	1630	74	0	0	ago.-22	1607	1386	1637	80	0	0
sep.-18	1389	1200	1593	69	0	0	sep.-22	1496	1290	1633	75	0	0
oct.-18	1265	1092	1585	63	0	0	oct.-22	1363	1176	1637	68	0	0
nov.-18	1299	1122	1524	65	0	0	nov.-22	1397	1205	1476	70	0	0
dic.-18	1464	1264	1430	73	0	0	dic.-22	1588	1370	1466	79	0	0
ene.-19	1425	1230	1425	71	0	0	ene.-23	1536	1326	1437	77	0	0
feb.-19	1354	1170	1454	68	0	0	feb.-23	1466	1265	1365	73	0	0
mar.-19	1268	1095	1397	63	0	0	mar.-23	1369	1181	1357	68	0	0
abr.-19	1295	1119	1379	65	0	0	abr.-23	1395	1203	1337	70	0	0
may.-19	1434	1238	1420	72	0	0	may.-23	1536	1326	1410	77	0	0
jun.-19	1530	1321	1516	76	0	0	jun.-23	1648	1422	1530	82	0	0
jul.-19	1593	1376	1665	80	0	0	jul.-23	1710	1475	1651	85	0	0
ago.-19	1517	1310	1648	76	0	0	ago.-23	1645	1419	1613	82	0	0
sep.-19	1427	1232	1601	71	0	0	sep.-23	1535	1324	1590	77	0	0
oct.-19	1297	1120	1629	65	0	0	oct.-23	1399	1207	1585	70	0	0
nov.-19	1334	1152	1556	67	0	0	nov.-23	1433	1236	1439	72	0	0
dic.-19	1501	1296	1454	75	0	0	dic.-23	1626	1403	1395	81	8	0

6.1.1) Potencia Firme de Largo Plazo por Generador

Tabla 15: PFLP por Generador

Fecha	SG (MWF)	Bonete (MWF)	Baygorria (MWF)	Palmar (MWF)	APR A	APR B	APR C	Alur	Bioenergy	Arboreto	Bioener
ene.-16	132.0	43.7	29.2	89.5	79.2	86.4	0	3.5	0	0.315	8.05
feb.-16	149.9	29.6	20.4	72.2	79.2	86.4	0	3.5	0	0.42	8.05
mar.-16	172.3	25.4	18.0	64.4	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
abr.-16	207.1	27.7	17.2	80.2	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
may.-16	241.3	37.6	26.5	114.2	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
jun.-16	315.5	25.0	16.6	97.9	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
jul.-16	352.2	32.7	22.6	119.5	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
ago.-16	317.8	18.6	12.8	94.0	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
sep.-16	366.2	5.6	3.8	66.5	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
oct.-16	395.8	0.0	0.0	41.4	39.6	0	0	3.5	0	0.42	4.025
nov.-16	291.4	6.4	5.4	51.4	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
dic.-16	168.2	55.4	33.4	105.3	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
ene.-17	142.6	46.8	30.9	94.9	39.6	0	0	3.5	0	0.252	8.05
feb.-17	160.5	28.2	18.9	65.8	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
mar.-17	158.0	26.1	19.8	74.0	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
abr.-17	195.6	23.7	17.7	79.8	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
may.-17	232.3	44.4	35.1	129.5	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
jun.-17	347.5	23.7	19.2	94.7	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
jul.-17	421.6	32.7	25.9	116.7	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
ago.-17	376.4	28.9	20.3	117.0	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
sep.-17	398.1	13.7	9.3	83.8	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
oct.-17	440.3	0.8	0.6	52.0	39.6	0	0	3.5	0	0.42	8.05
nov.-17	335.7	24.7	17.3	77.0	39.6	0	0	3.5	22.5	0.42	8.05
dic.-17	206.9	73.6	45.5	144.6	39.6	0	0	3.5	22.5	0.42	8.05

Fecha	CB-6ta-FOP	CTR	CC	Fenirol	Galofer	Las_Rosas	Líderdat	Lumiganor	M. del Plata	Motores	PTL_GO	Ponlar	UPM	Weyerhaeuser	Zenda_GN
ene.-16	0	150	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	70	45	230.4	4.9	13	3.5	0
feb.-16	0	150	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	70	41.25	230.4	4.9	13	3.5	0
mar.-16	39.55	150	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	56	40.5	230.4	4.9	13	3.5	0
abr.-16	39.55	75	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	52.5	52.5	230.4	4.9	13	3.5	0
may.-16	39.55	90	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	70	52.5	230.4	4.9	13	3.5	0
jun.-16	39.55	150	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	70	52.5	230.4	4.9	13	3.5	0
jul.-16	39.55	150	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	70	52.5	230.4	4.9	13	3.5	0
ago.-16	39.55	150	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	70	52.5	230.4	4.9	13	3.5	0
sep.-16	39.55	150	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	70	45	230.4	4.9	13	3.5	0
oct.-16	39.55	150	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	70	45	230.4	4.9	6.5	1.75	0
nov.-16	39.55	150	0	6.16	8.75	0.15	3.43	0	70	52.5	230.4	4.9	13	3.5	0
dic.-16	39.55	150	0	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	70	52.5	230.4	4.9	13	3.5	0
ene.-17	39.55	140	0	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	70	52.5	230.4	4.9	16	3.5	0
feb.-17	39.55	140	0	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	70	52.5	230.4	4.9	16	3.5	0
mar.-17	39.55	140	0	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	52.5	52.5	201.6	4.9	16	3.5	0
abr.-17	39.55	140	141.6	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	52.5	45	192	4.9	16	3.5	0
may.-17	39.55	140	141.6	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	70	48	222.72	4.9	16	3.5	0
jun.-17	39.55	140	141.6	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	70	60	230.4	4.9	16	3.5	0
jul.-17	39.55	140	283.2	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	70	60	230.4	4.9	16	3.5	0
ago.-17	39.55	140	283.2	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	70	60	230.4	4.9	16	3.5	0
sep.-17	39.55	140	283.2	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	70	45	201.6	4.9	16	3.5	0
oct.-17	39.55	140	283.2	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	70	48	192	4.9	9.6	3.5	0
nov.-17	39.55	140	283.2	6.16	8.75	0.15	3.43	5.7	70	60	192	4.9	16	3.5	0
dic.-17	39.55	140	283.2	6.16	8.75	0.15	3.43	7.98	70	60	192	4.9	16	3.5	0



Índice de contenido

1.Resumen Ejecutivo.....	1
2.Introducción.....	1
3.Resultados requeridos.....	2
3.1.Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro.....	3
3.2.Seguro para Garantía de Suministro.....	3
3.3.Requerimiento de Contratar.....	4
3.4.Cubrimiento Previsto.....	6
3.5.SGS sin cubrir o Requerimiento de Reserva Anual.....	6
3.6.Contratos Faltantes.....	9
3.7.Potencia Firme de Largo Plazo de cada Participante Productor y Comercializador.....	10
4.Resultados Complementarios.....	11
4.1.Análisis de la influencia de las ERNC en la Potencia Firme Hidráulica.....	11
4.2.Análisis de la influencia de El Niño en los Resultados.....	14
5.Hipótesis detalladas.....	17
5.1.Grandes Consumidores Potenciales.....	17
5.2.Demanda y Falla.....	18
5.2.1)Previsión de demanda.....	18
5.2.2)Representación de la falla.....	19
5.3.Combustibles.....	20
5.3.1)Proyección de precios.....	20
5.3.2)Gas Natural.....	21
5.4.Parque térmico.....	21
5.4.1)Datos técnicos.....	21
5.4.2)Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:.....	22
5.4.3)Mantenimiento programado.....	22
5.5.Generación Distribuida.....	22
5.5.1)Biomasa.....	22
5.6.Eólica.....	23
5.6.1)Potencia eólica en operación.....	23
5.6.2)Potencia eólica en proceso de incorporación.....	23
5.6.3)Potencia Eólica acumulada:.....	24



5.7.Solar fotovoltaica.....	25
5.8.Comercio internacional.....	26
6.Tablas de resultados.....	27
6.1.Resultados Principales.....	27
6.1.1)Potencia Firme de Largo Plazo por Generador.....	28

Índice de figuras

Fig. 1: Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro.....	3
Fig. 2: Seguro de Garantía de Suministro.....	4
Fig. 3: Requerimiento de Contratar.....	5
Fig. 4: Cubrimiento Previsto.....	6
Fig. 5: SGS sin cubrir y límite de 5% de RPGS.....	7
Fig. 6: Falla en el Poste 1.....	8
Fig. 7: Falla Media Semanal en el Periodo Firme.....	9
Fig. 8: Contratos Faltantes.....	10
Fig. 9: Potencia Firme de Largo Plazo.....	10
Fig. 10: Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir, no se considera la Eólica ni la Solar en la Sala SimSEE.....	12
Fig. 11: Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir; eólica y solar consideradas como una hidráulica.....	13
Fig. 12: Potencia Firme Hidraulica en los tres casos analizados.....	14
Fig. 13: Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir Caso iN34 = Cero.....	15
Fig. 14: Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir Caso iN34 = -2,3.....	16
Fig. 15: Energía Afluente Semanal en los tres casos analizados.....	17
Fig. 16: Proyección de demanda anual para escenarios de consumo Alto y Bajo.....	19
Fig. 17: Precio del barril de petróleo WTI.....	20
Fig. 18: Proyección de potencia eólica total al 2017.....	25

Índice de tablas

Tabla 1: Proyección de % GC del MMEE.....	18
Tabla 2: Demanda real y prevista 2009 - 2020.....	18
Tabla 3: Distribución de horas semanales por poste horario.....	18
Tabla 4: Escalones de Falla.....	19
Tabla 5: Precios de combustible por tipo de derivado.....	20
Tabla 6: Potencia y Costo Variable para Generadores Térmicos.....	21
Tabla 7: Coeficiente de Disponibilidad para Generadores Térmicos.....	22
Tabla 8: Detalle de Generadores de fuente biomasa en servicio.....	22
Tabla 9: Detalle de Generadores de fuente biomasa por entrar en servicio.....	23
Tabla 10: Generadores eólicos en servicio.....	23
Tabla 11: Generación eólica por entrar en servicio.....	24
Tabla 12: Generadores fotovoltaicos a entrar en servicio.....	26
Tabla 13: Resultados principales 2016-2019.....	27



Tabla 14: Resultados principales 2020 - 2024.....	28
Tabla 15: PFLP por Generador.....	29