



Garantía de Suministro

2015

Autores: Pablo Soubes, Felipe Palacio, María Cristina Alvarez, Lorena Dichiará, Ruben Chaer.

Administración del Mercado Eléctrico - ADME
2015 – Montevideo – Uruguay.

1. Resumen Ejecutivo

Se presenta a continuación el informe de Garantía de Suministro correspondiente al año 2015.

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.

Se incluye, para los siguientes 8 años los resultados mensuales y anuales de las siguientes magnitudes:

- 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 Mayo-Octubre 2015, con las siguientes excepciones y/o modificaciones :

- Disponibilidad de gas natural y cierre del ciclo combinado en 2 escenarios de entrada.
- Continuación de los arrendamientos de turbinas de gasoil (APR) escalonándose su salida según entrada en servicio del ciclo combinado.
- Comercio internacional modelado como sumidero de excedentes.
- Precio de petróleo fijo a 56 USD/bbl.
- Crecimiento para la proyección de la demanda a partir del 2020 de 2,7% 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.

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



Todos los resultados fueron obtenidos con la versión v113_Carqueja de SimSEE, utilizando 1000 crónicas sintéticas en la simulación.

Los resultados obtenidos para el Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir muestran que existe requerimiento de Reserva Anual en 4 ocasiones dentro del período de estudio. Los requerimientos mayores se dan en el mes de abril de 2015 con una potencia de 59 MW, y en el mes de enero de 2016 con una potencia de 18 MW. Todos los requerimientos de Reserva Anual obtenidos se encuentran por debajo del límite del 5% del Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro, por lo que se puede habilitar la compra de la potencia firme faltante mediante el Servicio Mensual de Garantía de Suministro, sin necesidad de realizar un proceso licitatorio.

Adicionalmente, se observa que el Cubrimiento Previsto proyectado siempre es mayor que el Requerimiento de Contratar por lo que no hay Contratos Faltantes en el período de estudio.

Se concluye a partir de los resultados anteriores que, bajo las hipótesis establecidas, no existiría un faltante de potencia firme de largo plazo superior al 5 % del Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro para el Seguro de Garantía de Suministro.

2. 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.

2.1. *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 transmisión. 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:

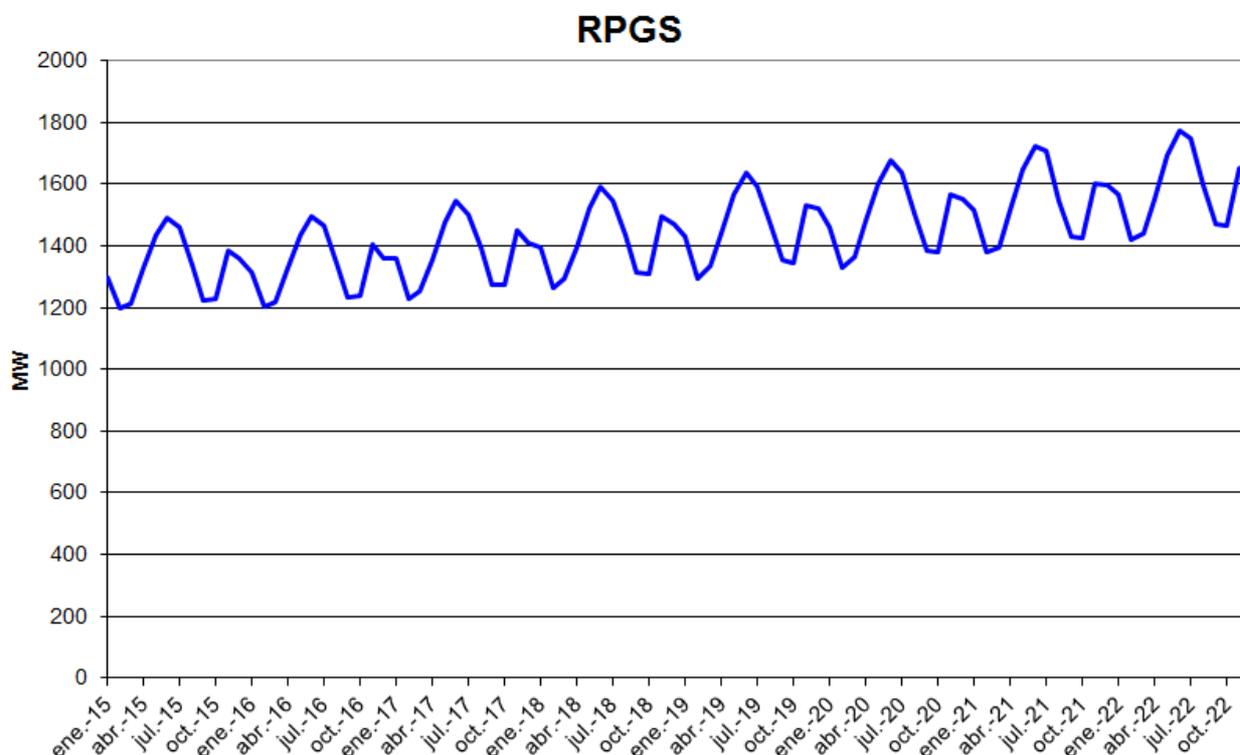


Fig. 1: Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro.

Para el cálculo del RPGS se utilizaron las proyecciones de demanda de generación consideradas en la Programación Estacional para el período Mayo 2015-October 2015. Dichas proyecciones alcanzan hasta el año 2020, posteriormente se considera un crecimiento de 2,7 % anual.

2.2. 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 MMEE. Este requerimiento se aplica al Distribuidor o Comercializador que prevea abastecerlos o bien directamente al Gran Consumidor, si éste es Participante del MMEE.

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

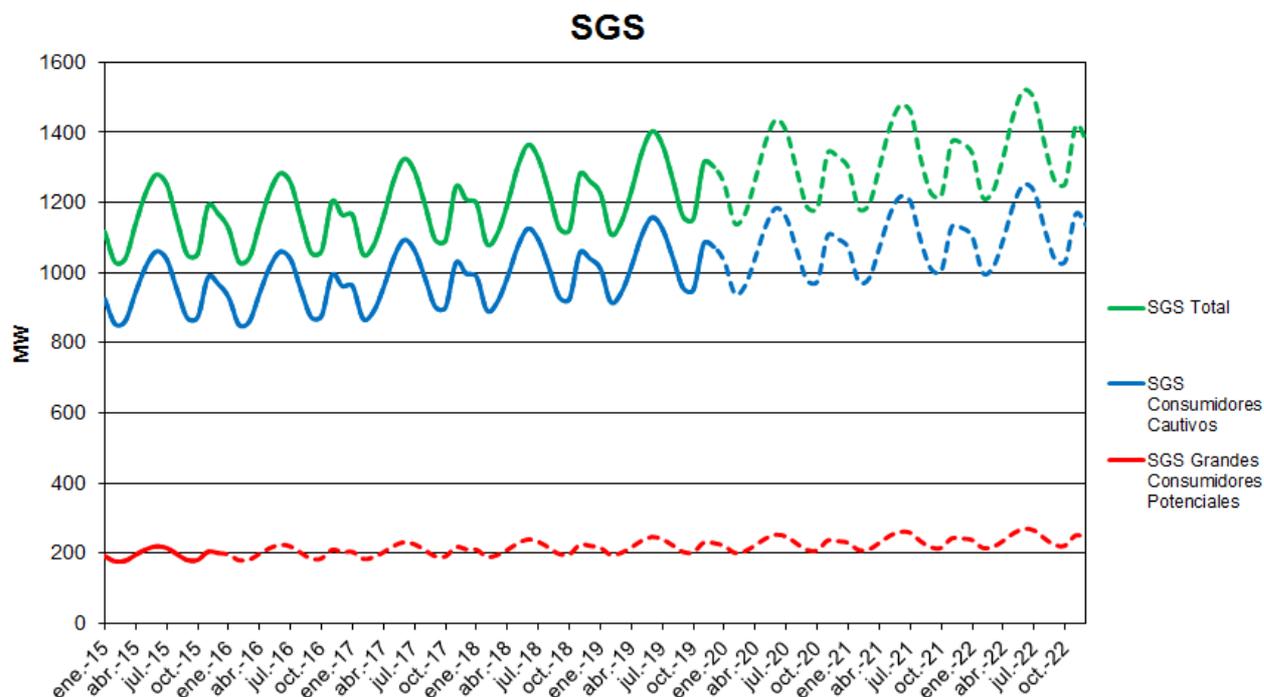


Fig. 2: Seguro de Garantía de Suministro.

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.

2.3. **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:

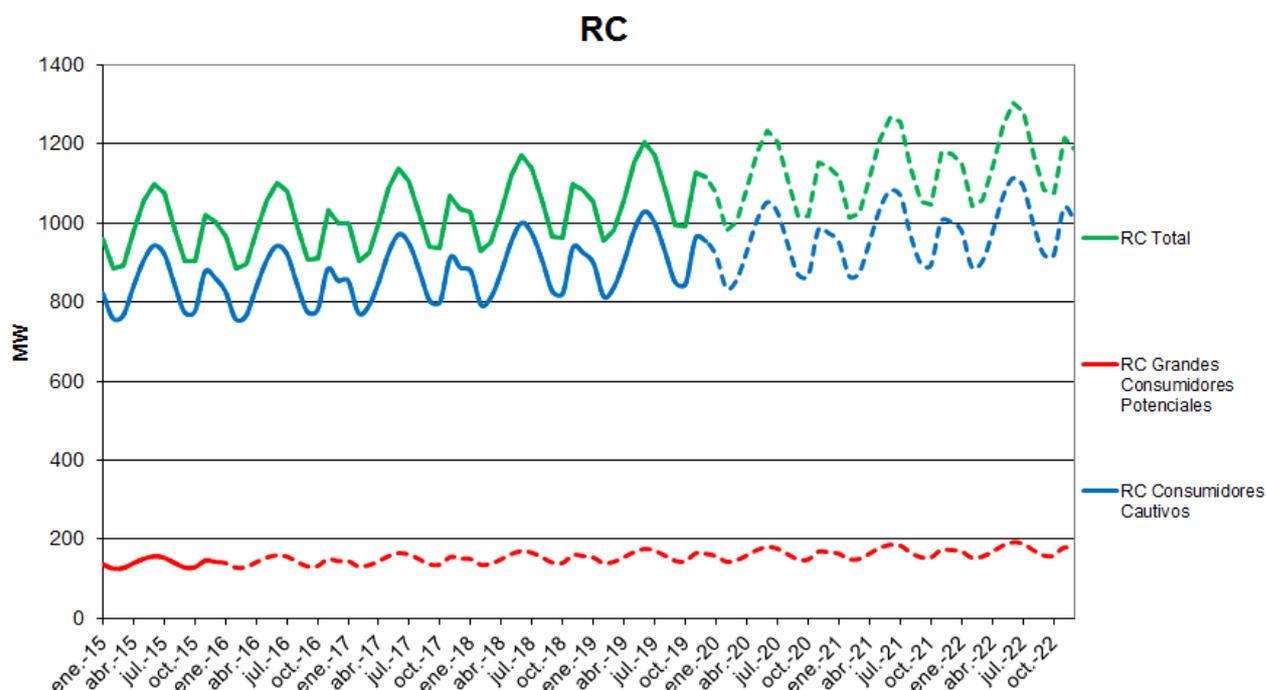


Fig. 3: Requerimiento de Contratar.

En 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 1.205 MW para el mes de junio de 2019.

2.4. 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, para los 2 escenarios de disponibilidad de gas natural:

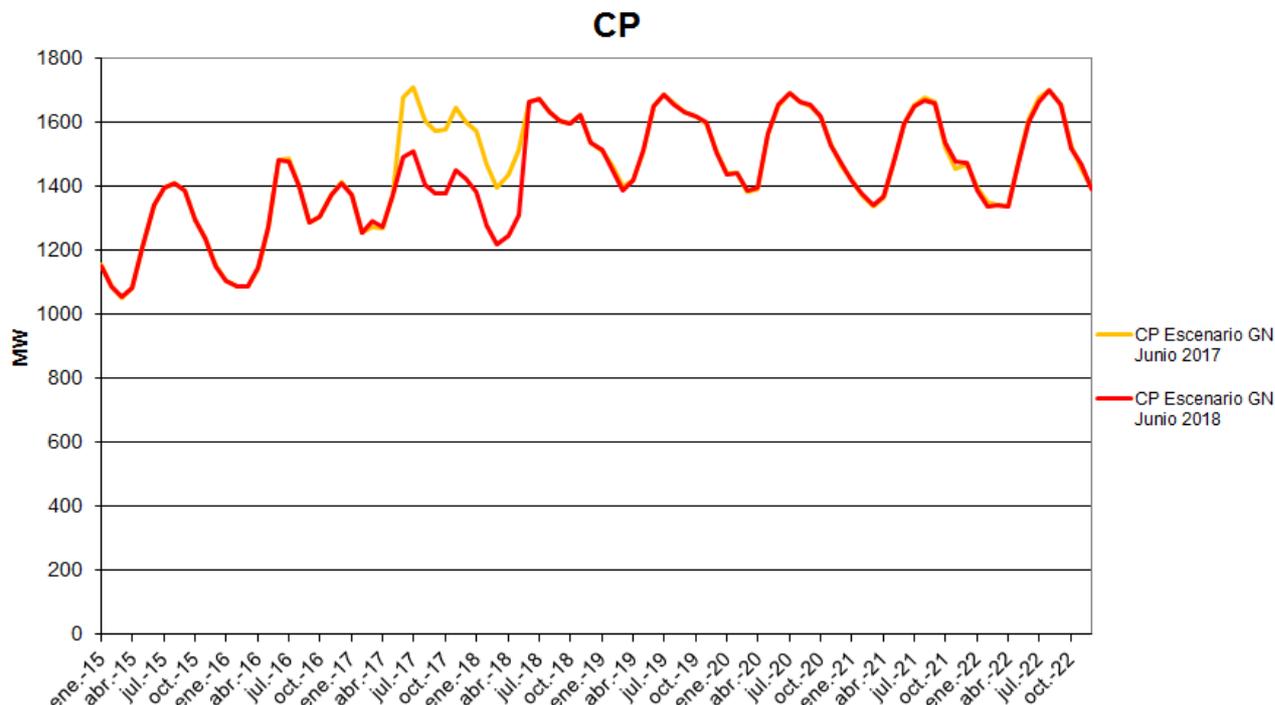


Fig. 4: Cubrimiento Previsto.

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.

2.5. 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:

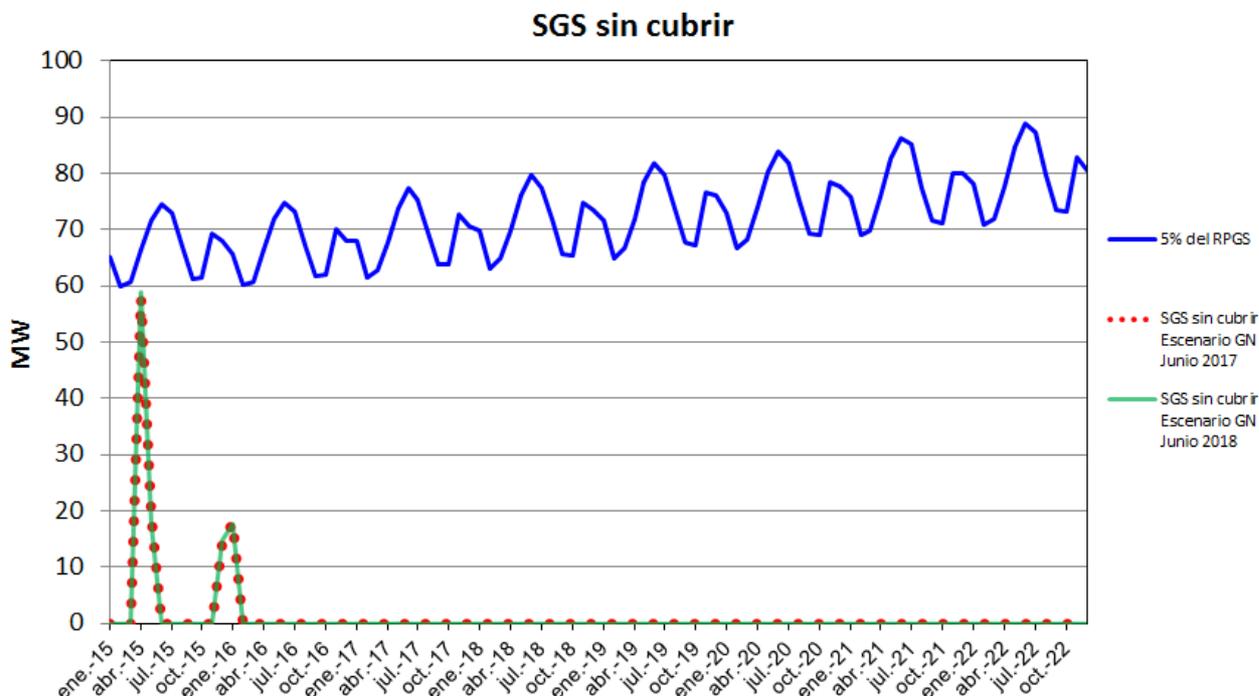


Fig. 5: SGS sin cubrir y límite de 5% de RPGS.

Se observa que existe SGS sin cubrir en cuatro ocasiones dentro del periodo de estudio. Los requerimientos de RA para los meses de abril, mayo y diciembre de 2015 son de 59 MW, 19 MW y 14 MW; y para enero de 2016 corresponde un requerimiento de 18 MW. Se destaca que dichos faltantes se encuentran por debajo del límite del 5% del RPGS.

2.6. 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. 6 las curvas correspondientes a RC y las del CP para el período de estudio y para los 2 escenarios de entrada de gas natural. Se observa que el CP siempre es mayor que el RC por lo que no hay Contratos Faltantes en el período de estudio.

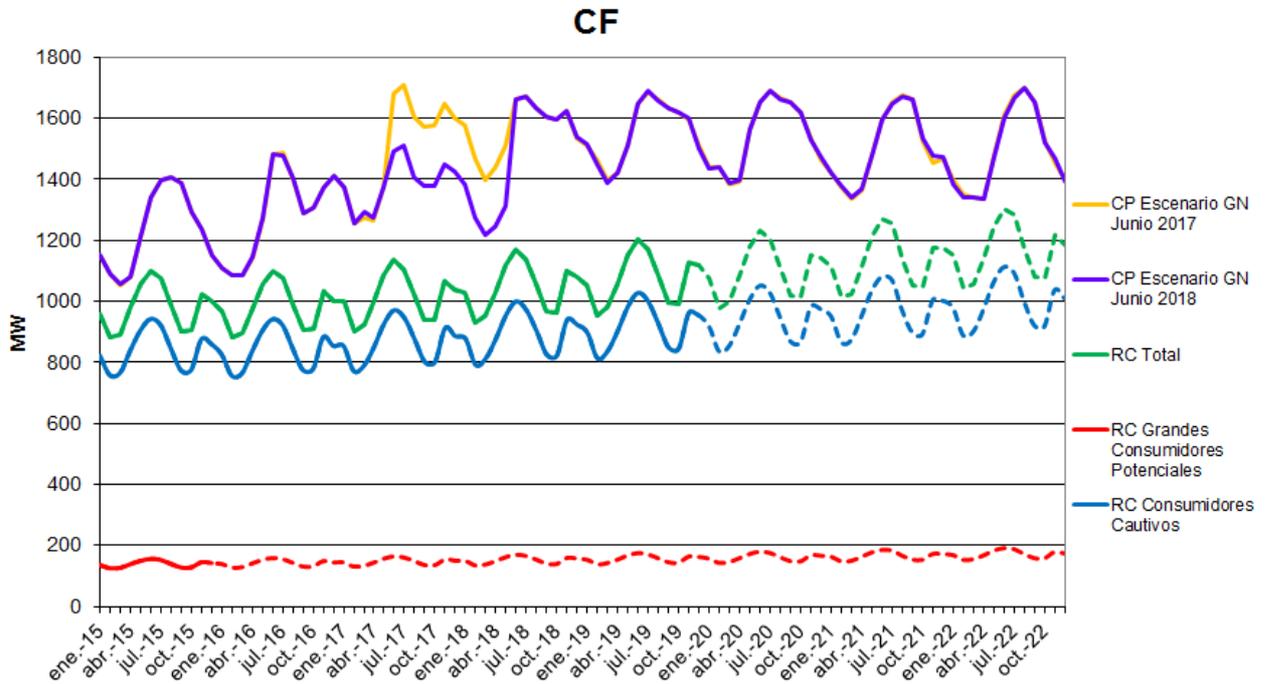


Fig. 6: Contratos Faltantes

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

Se muestra en la Fig. 7 la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) de generación propia de cada Participante Productor para los 12 meses del siguiente año:

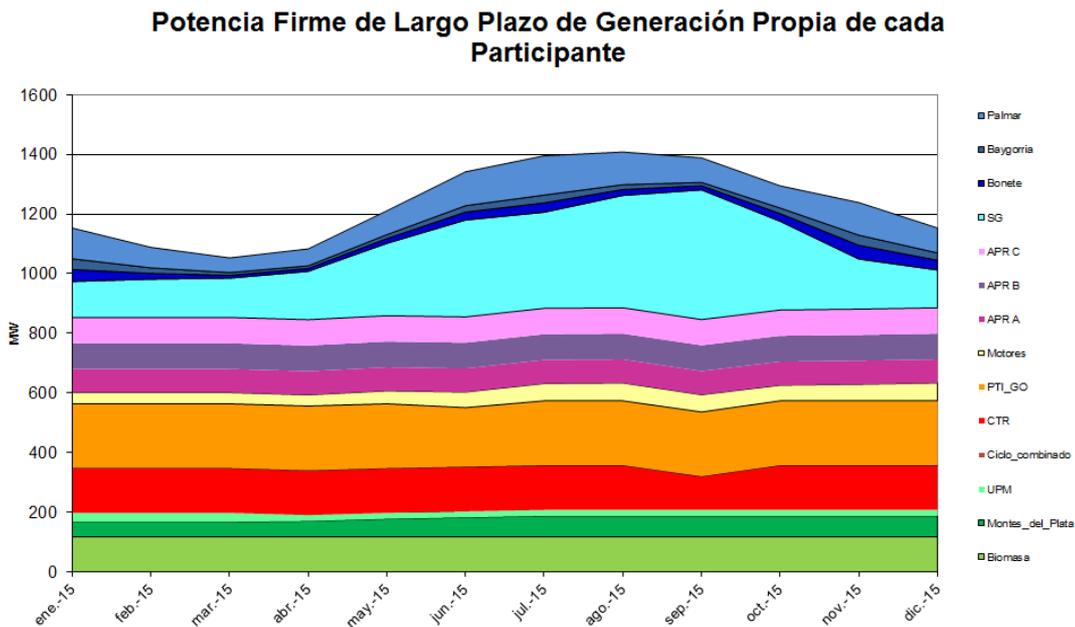


Fig. 7: Potencia Firme de Largo Plazo.

3. Hipótesis detalladas

3.1. 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.

En la Tabla 1 se muestra la información histórica al 2014 y la proyección al 2023 del porcentaje de Grandes Consumidores Potenciales en el total de Consumidores Cautivos de UTE.

Datos UTE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
% GC	20,25	20,43	21,59	21,04	21,39	21,59	21,29	20,82	21,08
Proyección	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
% GC	21,00	21,33	21,38	21,43	21,48	21,53	21,58	21,64	21,69

Tabla 1: Proyección de % GC del MMEE.

3.2. Demanda y Falla

3.2.1) Previsión de demanda

Los datos presentados en la Tabla 2 corresponden a la última proyección para el 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	10,657	2.59%	10,521	1.28%	10,793	3.90%
2016	PREVISIÓN	10,905	2.33%	10,673	1.45%	11,137	3.19%
2017	PREVISIÓN	11,208	2.78%	10,920	2.31%	11,496	3.22%
2018	PREVISIÓN	11,539	2.96%	11,196	2.53%	11,882	3.36%
2019	PREVISIÓN	11,865	2.82%	11,473	2.47%	12,257	3.16%
2020	PREVISIÓN	12,187	2.72%	11,747	2.39%	12,628	3.02%

Tabla 2: Demanda real y prevista 2009 - 2020.

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

Poste	Horas/semana
1	5
2	30
3	91
4	42

Tabla 3: Distribución de horas semanales por poste horario.

Se presenta en la Fig. 8 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.

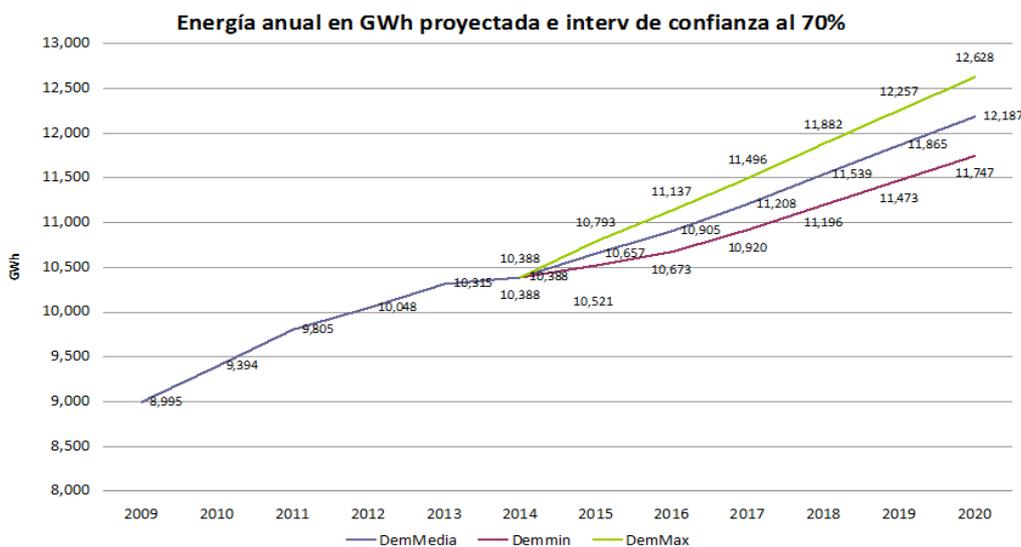


Fig. 8: Proyección de demanda anual para escenarios de consumo Alto y Bajo.

3.2.2) 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 26,523 \$/USD corresponde con lo publicado en el BCU, dólar interbancario, billete vendedor de fecha 14/05/2015.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	5517	208
Entre 2 y 7	15913	600
Entre 7 y 14.5	63120	2400
Entre 14.5 y 100	105200	4000

Tabla 4: Escalones de Falla.

3.3. Combustibles.

3.3.1) Proyección de precios.

El pronóstico de precio del barril de petróleo se obtiene de la página de la EIA (US Energy Information Administration). A la fecha del armado de las hipótesis, el barril de crudo WTI se encuentra aproximadamente a 56 USD/barril. Se resuelve considerar un valor base de 56 USD/barril. Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.¹

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:

REF WTI (US\$/Barril):		56	
Combustibles	U\$/m ³	Densidad	U\$/T
Gasoil	547.3	0.845	647.7
Fueloil	383.2	1.030	372.0
Fueloil Motores	414.7	1.010	410.6

Tabla 5: Diferencial por tipo de derivado.

Se muestra en la Fig. 9 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 5 U\$/barril por encima del WTI, según valores actuales.

¹ Se comenta que a los precios actuales en que llegaría el G.N. desde Argentina el costo de la generación con gas en PTA es del orden de la generación con Gas Oil, e incluso algo superior.

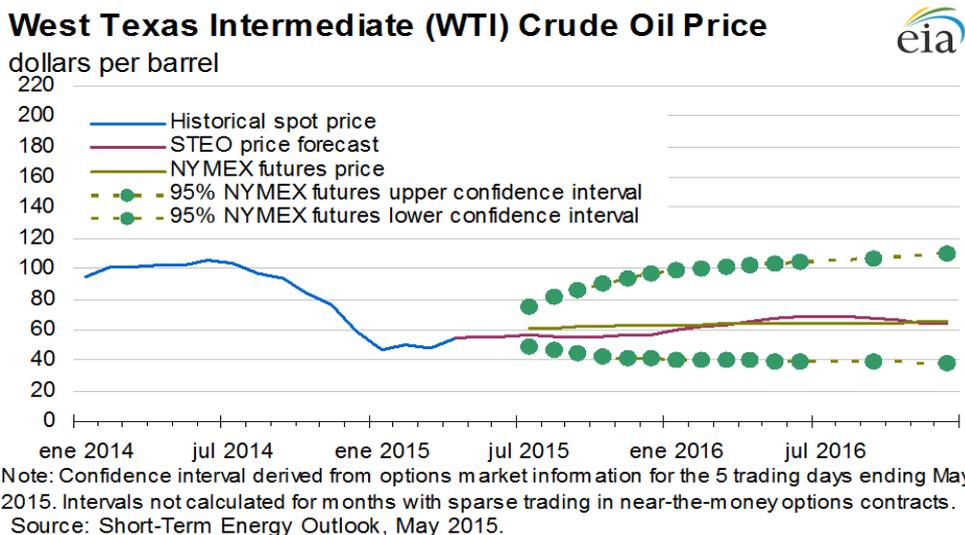


Fig. 9: Precio del barril de petróleo WTI.

3.3.2) Gas Natural.

La disponibilidad de gas natural se considera en 2 escenarios posibles. El primero con disponibilidad desde junio de 2017, y el segundo con disponibilidad desde junio de 2018.

3.4. Parque térmico

3.4.1) Datos técnicos.

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

Ciclo Combinado: Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre según datos de UTE (en la semana 23 de 2016 se espera la entrada en servicio de la primera turbina (177 MW), quedando para la semana 36 de 2016 el ingreso al sistema de la segunda turbina (177MW) y la combinación del ciclo en el mismo momento que se disponga de gas natural, en los 2 escenarios correspondientes -incrementándose la potencia a 532 MW, con una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años. Se considera un costo variable de 62 USD/MWh para el CC con gas natural. También se considera un costo variable de 88 USD/MWh para PTA con gas natural.

Una central de APR se modela disponible hasta la entrada la primera turbina del Ciclo Combinado y las dos centrales de APR restantes hasta la entrada de la segunda.

Se muestra en la Tabla 6 información de potencia, consumo y costo variable para las centrales térmicas consideradas. En las tablas siguientes se supone generación en base a gasoil y fueloil.

Valores a ingresar en el modelo, WTI 56 U\$/bbl								
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable Combustible U\$/MWh	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	92.2	12.2	104.4	104.4
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	133.8	10.7	144.5	186.1
C. Batlle Unidad 5	65.0	20.0	297.80	346.90	110.8	13.5	124.3	142.6
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	107.8	12.1	119.9	151.6
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	145.5	8.7	154.2	234.2
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	185.1	4.2	189.3	383.6
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	243.2	3.7	246.9	307.7
APR A	22.0	0.3	237.90	5412.23	154.1	10.0	164.1	3515.5
APR B y C	24.0	0.3	244.40	6048.90	158.3	10.0	168.3	3927.8
PTB - ciclo combinado	177.0	30.0	241.10	241.10	156.2	5.0	161.2	161.2

Tabla 6: Potencia y Costo Variable para Generadores Térmicos.

En cuanto a las unidades APR, los valores presentados corresponden a un consumo en vacío equivalente al 25% del consumo pleno.

3.4.2) 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.

	MCB	PTA	CTR	APR A	APR B y C	Biomasa
Coeficiente de Disponibilidad	75%	75%	75%	90%	90%	85%

Tabla 7: Coeficiente de Disponibilidad para Generadores Térmicos.

3.4.3) Mantenimiento programado

De acuerdo a las solicitudes de mantenimiento presentadas por los generadores para el PAM de abril 2015, se representa el mantenimiento programado según el siguiente detalle tanto para optimización como para simulación.

3.5. Parque hidráulico

3.5.1) Centrales hidráulicas del Río Negro

Los trabajos previstos sobre las unidades hidráulicas, no tendrán impacto significativo sobre el sistema debido a su duración y a la flexibilidad en las ventanas temporales solicitadas, ya que es posible ubicarlos en momentos propicios para el sistema.

3.6. 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.

3.6.1) Biomasa

Biomasa (instalada)										
Nombre	Las Rosas	Liderdat	Fenirol	Bioener	Alur	Wayerhaeuser	Galofer	Ponlar	UPM	Arboreto (Lanas Trinidad)
Ubicación	Maldonado	Paysandú	Tacuarembó	Rivera	Bella Unión	Tacuarembó	Treinta y Tres	Rivera	Rio Negro	Flores
Tipo de fuente primaria	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	30.1	0.6
Factor de Utilización	15%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	100%	70%
Potencia media efectiva [MW]	0.15	3.43	6.16	8.05	3.5	3.5	8.75	4.9	30.1	0.42

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

Biomasa (por entrar)		
	200 MW: Biomasa 1ra etapa	Lumiganor
Nombre		
Ubicación		Treinta y Tres
Tipo de fuente primaria	Biomasa	Biomasa
Fecha entrada parcial.	11/03/2017	02/01/2016
Potencia entrada parcial [MW]	40	10
Factor de uso entrada parcial	50%	70%
Potencia media efectiva [MW]	20	7
Fecha de ingreso total al sistema	10/03/2018	30/06/2018
Potencia disponible final (MW)	40	20
Factor de uso entrada final	70%	70%
Potencia media efectiva [MW]	28	14

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

3.6.2) Montes del Plata

Según información recibida se representa de la siguiente manera:

- 50 MW hasta la semana 14 de 2015.
- 60 MW hasta la semana 24 de 2015, luego pasa a 70MW.

3.7. Eólica.

3.7.1) Potencia eólica en operación.

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

EXISTENTES			
Parque	Año	Semana	POTENCIA
AGROLAND	2008	18	0.25
CARACOLES 1	2009	6	10
CARACOLES 2	2010	25	10
CUCHILLA DEL PERALTA I	2014	19	50
ENGRAW	2012	48	3.6
JUAN PABLO TERRA	2014	36	30
JUAN PABLO TERRA	2014	38	34.8
LUZ DE LOMA	2014	35	20
LUZ DE MAR	2014	35	18
LUZ DE RIO	2014	30	50
MINAS I	2014	35	42
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	2009	48	4
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	2014	35	50
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	2014	29	7.75
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	2008	29	7.8
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	2011	14	17.2
PARQUE EÓLICO MALDONADO	2014	14	50
SANTA FE	2013	30	0.9
TALAS DEL MACIEL II	2015	1	50
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	2015	17	65.1
TOTAL			521.4

Tabla 10: Generadores eólicos en servicio.

3.7.2) Potencia eólica en proceso de incorporación.

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

EXPANSION				EXPANSION			
Parque	Año	Semana	POTENCIA	Parque	Año	Semana	POTENCIA
ARIAS	2017	1	35	MELOWIND	2015	31	25
ARIAS	2017	12	36	MELOWIND	2015	43	25
PALOMAS	2016	31	35	PARQUE CERRO GRANDE	2016	29	25
PALOMAS	2017	1	36	PARQUE CERRO GRANDE	2016	41	25
PAMPA	2016	26	70	PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	2015	33	25
PAMPA	2016	35	70	PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	2015	35	25
VALENTINES	2016	35	35	PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	2015	36	20
VALENTINES	2016	47	35	PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	2015	38	20
				PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	22	25
				PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	34	25
				PARQUE EÓLICO KIYÚ	2015	30	24
				PARQUE EÓLICO KIYÚ	2015	42	24.6
				PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	1	25
				PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	12	25
				PERALTA 1 GCEE	2015	28	25
				PERALTA 1 GCEE	2015	30	25
				PERALTA 2 GCEE	2015	35	25
				PERALTA 2 GCEE	2015	44	25
				TALAS DEL MACIEL I	2015	26	50

Tabla 11: Generación eólica por entrar en servicio.

3.7.3) Potencia Eólica acumulada:

Se presenta en la Fig. 10 la proyección de crecimiento de la potencia eólica total al 2017.

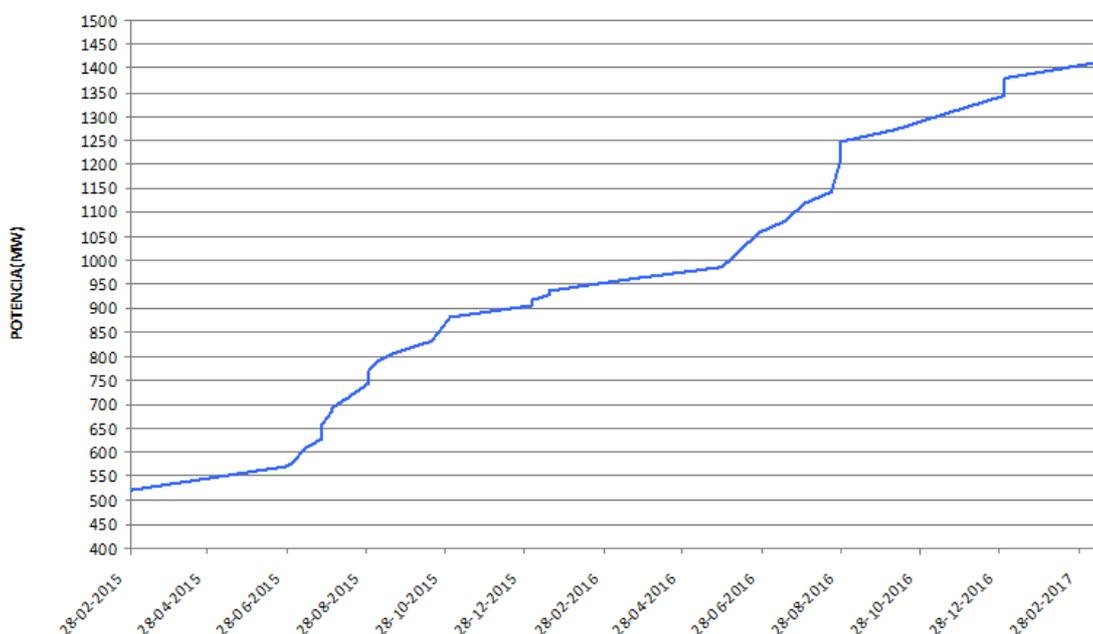


Fig. 10: Proyección de potencia eólica total al 2017.

3.8. Moto generadores.

Se muestra en la Tabla 12 las centrales de generación que funcionan con combustible diesel y con biogás.

	UTE Diesel	Zendaleather
NOMBRE		
UBICACIÓN	VARIOS	MONTEVIDEO
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Fósil	Fósil
AÑO DE INICIO	2005	2008
SEMANA DE INICIO	1	6
POTENCIA DISPONIBLE MW	6.0	3.20
FACTOR DE UTILIZACIÓN	2%	25%

Tabla 12: Motogeneradores a gas y a diesel.

3.9. 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 13 los proyectos considerados.

Central Generadora	Agente Generador	Pot. Instalada (MW)	Situación firma de Contrato (*)
LA JACINTA	JACINTA Solar Farm (ex Fotowatio)	50	Firmó Contrato 30/6/2014
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16	Firmó Contrato 9/10/2014
EL NARANJAL A	COLIDIM S.A.	25	Firmó Contrato 9/10/2014
EL NARANJAL B	COLIDIM S.A.	25	Firmó Contrato 9/10/2014
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A. (Young)	20	Firmó Contrato 13/10/2014 (**)
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A. (Arapey)	10	Firmó Contrato 13/10/2014 (***)
SET ARTIGAS	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A) (Artigas)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
SET TOMÁS GOMENSORO	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A.) (T. Gomensoro)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
SET RIVERA	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A) (Rivera)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
SET TECUAREMBÓ	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A.) (Tacuarembó)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5	Firmó Contrato 13/10/2014 (****)
NATELU	NATELU S.A.	9.5	Firmó Contrato 13/10/2014 (****)
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75	Firmó Contrato el 12/08/2014 (*)
RADITON	RADITON S.A.	8	Firmó Contrato el 12/08/2014 (*)
DICANO	DICANO	11.25	feb.2013- conv firmó agosto 2013
FENIMA	FENIMA	9.5	
PETILCORAN	PETILCORAN	9.5	

Tabla 13: Generadores fotovoltaicos a entrar en servicio.

3.10. 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, 2000 MW en todos los postes.
 2. Precio 1 US\$/MWh. La idea es identificar excedentes para una posible valoración de ingresos por exportación en la simulación.
 3. Se modela con factor de disponibilidad 1 para evitar recortes en la generación no gestionable.

4. Tablas de resultados

Se presentan en las Tablas 14, 15, 17, 18 los resultados principales obtenidos, los cuales están presentados gráficamente en el Capítulo 2. En las Tablas 16 y 19 se muestra la PFLP por Central Generadora para el 2015 y 2016.

Se define el Escenario 1 con disponibilidad de Gas Natural a partir de Junio de 2017, y el Escenario 2 con disponibilidad a partir de Junio de 2018.

4.1. Escenario 1

4.1.1) Resultados principales

2015	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1301	1200	1213	1330	1434	1492	1459	1337	1224	1227	1387	1361
SGS (MW)	1116	1029	1041	1141	1230	1280	1252	1148	1050	1053	1190	1168
Cubr. Prev. (MW)	1153	1088	1053	1083	1211	1342	1395	1408	1389	1295	1239	1153
5 % del RPGS (MW)	65	60	61	66	72	75	73	67	61	61	69	68
Faltante RA (MW)	0	0	0	58	19	0	0	0	0	0	0	14
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2016	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1312	1202	1216	1330	1437	1497	1465	1343	1232	1238	1403	1358
SGS (MW)	1125	1031	1042	1140	1232	1284	1256	1152	1056	1062	1203	1164
Cubr. Prev. (MW)	1107	1087	1086	1143	1272	1482	1486	1399	1288	1307	1374	1412
5 % del RPGS (MW)	66	60	61	66	72	75	73	67	62	62	70	68
Faltante RA (MW)	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2017	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1358	1228	1255	1353	1476	1545	1503	1393	1275	1274	1452	1409
SGS (MW)	1164	1053	1076	1160	1265	1325	1289	1194	1093	1092	1245	1208
Cubr. Prev. (MW)	1372	1254	1274	1268	1373	1680	1709	1604	1573	1577	1647	1602
5 % del RPGS (MW)	68	61	63	68	74	77	75	70	64	64	73	70
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2018	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1397	1262	1295	1396	1521	1592	1546	1437	1315	1308	1494	1470
SGS (MW)	1198	1081	1110	1197	1303	1365	1325	1232	1127	1121	1281	1260
Cubr. Prev. (MW)	1575	1470	1398	1439	1512	1663	1674	1633	1607	1595	1625	1536
5 % del RPGS (MW)	70	63	65	70	76	80	77	72	66	65	75	74
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 14: Resultados principales 2015 - 2018 para el Escenario 1.



2019	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1431	1296	1334	1440	1566	1638	1592	1476	1352	1346	1533	1519
SGS (MW)	1226	1111	1143	1234	1342	1404	1364	1265	1159	1154	1314	1302
Cubr. Prev. (MW)	1509	1465	1399	1420	1512	1650	1687	1660	1632	1618	1597	1509
5 % del RPGS (MW)	72	65	67	72	78	82	80	74	68	67	77	76
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2020	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1461	1331	1363	1479	1604	1677	1636	1507	1385	1381	1566	1552
SGS (MW)	1252	1141	1168	1267	1375	1437	1402	1292	1187	1183	1342	1330
Cubr. Prev. (MW)	1442	1442	1384	1394	1564	1651	1691	1666	1652	1620	1533	1462
5 % del RPGS (MW)	73	67	68	74	80	84	82	75	69	69	78	78
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2021	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1517	1381	1394	1517	1649	1724	1706	1548	1432	1424	1601	1598
SGS (MW)	1300	1183	1194	1300	1413	1477	1462	1326	1227	1220	1372	1369
Cubr. Prev. (MW)	1422	1376	1338	1364	1479	1597	1653	1678	1662	1525	1455	1469
5 % del RPGS (MW)	76	69	70	76	82	86	85	77	72	71	80	80
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2022	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1564	1418	1438	1552	1695	1776	1746	1596	1471	1464	1654	1612
SGS (MW)	1340	1215	1232	1330	1452	1521	1496	1367	1261	1254	1417	1381
Cubr. Prev. (MW)	1398	1350	1341	1338	1476	1612	1677	1701	1654	1527	1454	1398
5 % del RPGS (MW)	78	71	72	78	85	89	87	80	74	73	83	81
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 15: Resultados principales 2019 - 2022 para el Escenario 1.

4.1.2) Potencia Firme de Largo Plazo por Generador

2015	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SG (MWF)	121	129	132	163	243	325	323	377	435	298	168	127
Bonete (MWF)	40	20	9	10	16	27	31	20	14	26	46	33
Baygorria (MWF)	36	18	9	9	13	21	26	16	11	19	34	25
Palmar (MWF)	103	69	49	57	80	114	132	110	82	75	109	84
APR A (MWF)	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
APR B (MWF)	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
APR C (MWF)	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
CC_GN (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTR (MWF)	150	150	150	150	150	150	150	150	113	150	150	150
Ciclo_combinado (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Motores (MWF)	38	38	38	38	44	53	58	60	58	53	56	60
PTI_GN (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PTI_GO (MWF)	216	216	216	216	216	198	216	216	216	216	216	216
UPM (MWF)	30	30	30	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Montes_del_Plata (MWF)	50	50	50	53	60	65	70	70	70	70	70	70
Biomasa (MWF)	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117

2016	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SG (MWF)	140	147	168	227	317	411	352	352	364	323	249	217
Bonete (MWF)	15	6	4	7	10	23	44	22	11	34	76	77
Baygorria (MWF)	12	5	4	5	8	18	30	14	6	21	47	48
Palmar (MWF)	56	47	49	58	88	118	149	100	66	87	160	153
APR A (MWF)	79	79	79	79	79	0	0	0	0	0	0	0
APR B (MWF)	86	86	86	86	86	86	86	86	0	0	0	0
APR C (MWF)	86	86	86	86	86	86	86	86	0	0	0	0
CC_GN (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTR (MWF)	150	150	150	150	150	150	150	150	75	75	75	150
Ciclo_combinado (MWF)	0	0	0	0	0	142	142	142	283	283	283	283
Motores (MWF)	60	56	53	56	60	60	60	60	60	60	60	60
PTI_GN (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PTI_GO (MWF)	216	216	198	180	180	180	180	180	216	216	216	216
UPM (MWF)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Montes_del_Plata (MWF)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Biomasa (MWF)	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117

Tabla 16: PFLP por Generador para el Escenario 1.

4.2. Escenario 2

4.2.1) Resultados Principales

2015	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1301	1200	1213	1330	1434	1492	1459	1337	1224	1227	1387	1361
SGS (MW)	1116	1029	1041	1141	1230	1280	1252	1148	1050	1053	1190	1168
Cubr. Prev. (MW)	1150	1089	1056	1082	1212	1342	1396	1408	1388	1295	1239	1153
5 % del RPGS (MW)	65	60	61	66	72	75	73	67	61	61	69	68
Faltante RA (MW)	0	0	0	59	18	0	0	0	0	0	0	15
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2016	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1312	1202	1216	1330	1437	1497	1465	1343	1232	1238	1403	1358
SGS (MW)	1125	1031	1042	1140	1232	1284	1256	1152	1056	1062	1203	1164
Cubr. Prev. (MW)	1107	1086	1085	1145	1272	1483	1478	1402	1288	1308	1373	1412
5 % del RPGS (MW)	66	60	61	66	72	75	73	67	62	62	70	68
Faltante RA (MW)	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2017	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1358	1228	1255	1353	1476	1545	1503	1393	1275	1274	1452	1409
SGS (MW)	1164	1053	1076	1160	1265	1325	1289	1194	1093	1092	1245	1208
Cubr. Prev. (MW)	1373	1257	1293	1275	1375	1493	1512	1406	1378	1379	1451	1425
5 % del RPGS (MW)	68	61	63	68	74	77	75	70	64	64	73	70
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2018	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1397	1262	1295	1396	1521	1592	1546	1437	1315	1308	1494	1470
SGS (MW)	1198	1081	1110	1197	1303	1365	1325	1232	1127	1121	1281	1260
Cubr. Prev. (MW)	1385	1277	1217	1245	1311	1662	1674	1635	1606	1595	1622	1537
5 % del RPGS (MW)	70	63	65	70	76	80	77	72	66	65	75	74
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 17: Resultados principales 2015 - 2018 para el Escenario 2.



2019	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1431	1296	1334	1440	1566	1638	1592	1476	1352	1346	1533	1519
SGS (MW)	1226	1111	1143	1234	1342	1404	1364	1265	1159	1154	1314	1302
Cubr. Prev. (MW)	1514	1450	1389	1420	1513	1650	1688	1656	1633	1619	1599	1503
5 % del RPGS (MW)	72	65	67	72	78	82	80	74	68	67	77	76
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2020	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1461	1331	1363	1479	1604	1677	1636	1507	1385	1381	1566	1552
SGS (MW)	1252	1141	1168	1267	1375	1437	1402	1292	1187	1183	1342	1330
Cubr. Prev. (MW)	1437	1440	1388	1396	1562	1654	1691	1664	1655	1620	1529	1472
5 % del RPGS (MW)	73	67	68	74	80	84	82	75	69	69	78	78
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2021	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1517	1381	1394	1517	1649	1724	1706	1548	1432	1424	1601	1598
SGS (MW)	1300	1183	1194	1300	1413	1477	1462	1326	1227	1220	1372	1369
Cubr. Prev. (MW)	1420	1378	1341	1371	1477	1597	1650	1671	1662	1535	1479	1472
5 % del RPGS (MW)	76	69	70	76	82	86	85	77	72	71	80	80
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2022	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RPGS (MW)	1564	1418	1438	1552	1695	1776	1746	1596	1471	1464	1654	1612
SGS (MW)	1340	1215	1232	1330	1452	1521	1496	1367	1261	1254	1417	1381
Cubr. Prev. (MW)	1385	1339	1342	1338	1471	1601	1666	1702	1654	1519	1469	1393
5 % del RPGS (MW)	78	71	72	78	85	89	87	80	74	73	83	81
Faltante RA (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 18: Resultados principales 2019 - 2022 para el Escenario 2.

4.2.2) Potencia Firme de Largo Plazo por Generador

	2015	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SG (MWF)	119	129	133	162	244	324	325	379	435	298	169	127	
Bonete (MWF)	40	19	10	10	16	27	31	19	14	25	45	33	
Baygorria (MWF)	36	18	9	8	13	22	27	16	11	18	34	25	
Palmar (MWF)	102	69	51	57	80	114	130	109	81	76	109	83	
APR A (MWF)	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	
APR B (MWF)	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	
APR C (MWF)	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	
CC_GN (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CTR (MWF)	150	150	150	150	150	150	150	150	113	150	150	150	
Ciclo_combinado (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Motores (MWF)	38	38	38	38	44	53	58	60	58	53	56	60	
PTI_GN (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PTI_GO (MWF)	216	216	216	216	216	198	216	216	216	216	216	216	
UPM (MWF)	30	30	30	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Montes_del_Plata (MWF)	50	50	50	53	60	65	70	70	70	70	70	70	
Biomasa (MWF)	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	

	2016	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SG (MWF)	140	146	168	229	318	411	351	353	364	322	249	216	
Bonete (MWF)	15	6	5	7	10	23	42	22	11	35	76	77	
Baygorria (MWF)	11	5	4	5	8	18	29	14	7	21	47	49	
Palmar (MWF)	56	47	49	58	87	120	144	100	65	88	159	153	
APR A (MWF)	79	79	79	79	79	0	0	0	0	0	0	0	
APR B (MWF)	86	86	86	86	86	86	86	86	0	0	0	0	
APR C (MWF)	86	86	86	86	86	86	86	86	0	0	0	0	
CC_GN (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CTR (MWF)	150	150	150	150	150	150	150	150	75	75	75	150	
Ciclo_combinado (MWF)	0	0	0	0	0	142	142	142	283	283	283	283	
Motores (MWF)	60	56	53	56	60	60	60	60	60	60	60	60	
PTI_GN (MWF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PTI_GO (MWF)	216	216	198	180	180	180	180	180	216	216	216	216	
UPM (MWF)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Montes_del_Plata (MWF)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
Biomasa (MWF)	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	

Tabla 19: PFLP por Generador para el Escenario 2.



Índice de contenido

1.Resumen Ejecutivo.....	1
2.Resultados requeridos.....	2
2.1.Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro.....	2
2.2.Seguro para Garantía de Suministro.....	3
2.3.Requerimiento de Contratar.....	4
2.4.Cubrimiento Previsto.....	5
2.5.SGS sin cubrir o Requerimiento de Reserva Anual.....	6
2.6.Contratos Faltantes.....	7
2.7.Potencia Firme de Largo Plazo de cada Participante Productor y Comercializador.....	8
3.Hipótesis detalladas.....	9
3.1.Grandes Consumidores Potenciales.....	9
3.2.Demanda y Falla.....	9
3.2.1)Previsión de demanda.....	9
3.2.2)Representación de la falla.....	10
3.3.Combustibles.....	11
3.3.1)Proyección de precios.....	11
3.3.2)Gas Natural.....	12
3.4.Parque térmico.....	12
3.4.1)Datos técnicos.....	12
3.4.2)Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:.....	13
3.4.3)Mantenimiento programado.....	13
3.5.Parque hidráulico.....	13
3.5.1)Centrales hidráulicas del Río Negro.....	13
3.6.Generación Distribuida.....	14
3.6.1)Biomasa.....	14
3.6.2)Montes del Plata.....	14
3.7.Eólica.....	15
3.7.1)Potencia eólica en operación.....	15
3.7.2)Potencia eólica en proceso de incorporación.....	15
3.7.3)Potencia Eólica acumulada:.....	16
3.8.Moto generadores.....	16
3.9.Solar fotovoltaica.....	16
3.10.Comercio internacional.....	17



4.Tablas de resultados.....	18
4.1.Escenario 1.....	18
4.1.1)Resultados principales.....	18
4.1.2)Potencia Firme de Largo Plazo por Generador.....	20
4.2.Escenario 2.....	21
4.2.1)Resultados Principales.....	21
4.2.2)Potencia Firme de Largo Plazo por Generador.....	23

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: Contratos Faltantes.....	8
Fig. 7: Potencia Firme de Largo Plazo.....	8
Fig. 8: Proyección de demanda anual para escenarios de consumo Alto y Bajo.....	10
Fig. 9: Precio del barril de petróleo WTI.....	12
Fig. 10: Proyección de potencia eólica total al 2017.....	16

Índice de tablas

Tabla 1: Proyección de % GC del MREE.....	9
Tabla 2: Demanda real y prevista 2009 - 2020.....	9
Tabla 3: Distribución de horas semanales por poste horario.....	10
Tabla 4: Escalones de Falla.....	11
Tabla 5: Diferencial por tipo de derivado.....	11
Tabla 6: Potencia y Costo Variable para Generadores Térmicos.....	13
Tabla 7: Coeficiente de Disponibilidad para Generadores Térmicos.....	13
Tabla 8: Detalle de Generadores de fuente biomasa en servicio.....	14
Tabla 9: Detalle de Generadores de fuente biomasa por entrar en servicio.....	14
Tabla 10: Generadores eólicos en servicio.....	15
Tabla 11: Generación eólica por entrar en servicio.....	15
Tabla 12: Motogeneradores a gas y a diesel.....	16
Tabla 13: Generadores fotovoltaicos a entrar en servicio.....	17
Tabla 14: Resultados principales 2015 - 2018 para el Escenario 1.....	18
Tabla 15: Resultados principales 2019 - 2022 para el Escenario 1.....	19
Tabla 16: PFLP por Generador para el Escenario 1.....	20
Tabla 17: Resultados principales 2015 - 2018 para el Escenario 2.....	21
Tabla 18: Resultados principales 2019 - 2022 para el Escenario 2.....	22
Tabla 19: PFLP por Generador para el Escenario 2.....	23