

<p>INFORME TÉCNICO DE ANÁLISIS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS FIRMES DE INYECCIÓN Y RETIRO REGIONAL</p>	<p>Período de enero 2018 a diciembre 2018</p>
<p>UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. de C.V.</p>	

Informe del análisis para determinar la energía máxima asociada a Contratos Firmes de Inyección y Retiro Regional

Antecedentes

El 20 de noviembre de 2017 se recibió nota de SIGET, con referencia SIGET/GE-2017-11-269, en la cual solicitan que se analice la Energía Máxima de solicitudes presentada por las sociedades:

Para el período de enero de 2018 a diciembre de 2018, se recibieron 53 solicitudes para Derechos Firmes de Retiro anuales y el total de energía asciende a 687 MW.

No se recibieron solicitudes con vigencia mensual.

El presente documento analiza los valores máximos de energía firme, tanto de inyección (exportación) como de retiro (importación), a ser asociados a Contratos Firmes Regionales.

Adicionalmente, el análisis presentado es válido para próximas solicitudes que sean presentadas por los Participantes de Mercado.

CONTRATOS FIRMES DE INYECCIÓN REGIONAL

1. Objetivo

Calcular la energía máxima asociada a Contratos Firmes de inyección regional para que sirva de referencia en el análisis de posibles solicitudes de Derechos Firmes de inyección de parte de agentes salvadoreños.

2. Metodología

a) Obtener la potencia máxima neta de las unidades generadoras

La potencia máxima neta de los generadores se determina según el Anexo 20 del ROBCP. Los valores vigentes al 23 de noviembre de 2018 son los siguientes:

Cuadro 1. Disponibilidad de Auto-productores y Cogeneradores

PM	Excedente (MW)
Cassa	27.8
Ingenio Chaparrastique	36
Ingenio La Cabaña	9.1
Ingenio El Ángel	39.7
TOTAL:	109.6

Fuente: Informe de Capacidad Firme Provisoria 2017-2018.

Cuadro 2. Potencia máxima neta de unidades térmicas.

Unidad generadora	Tipo	Potencia máxima neta (MW)	Fecha de prueba según anexo 20 del ROBCP
acaj-m1 a acaj-m3	TERMI	16.1	01/02/2016
acaj-m4 a acaj-m6	TERMI	15.9	28/12/2015
acaj-m7 a acaj-m9	TERMI	16.6	01/02/2016
acaj-u1	TERMI	28.5	29/02/2016
acaj-u2	TERMI	30.3	11/01/2016
acaj-u4	TERMI	27.5	28/12/2015
acaj-u5	TERMI	63.7	30/05/2016
ahua-u1	TERMI	21.3	14/12/2015
ahua-u2	TERMI	19.5	14/12/2015
ahua-u3	TERMI	33.9	14/12/2015
berl-u1	TERMI	27.1	25/01/2016
berl-u2	TERMI	27.2	25/01/2016
berl-u3	TERMI	41.4	25/01/2016
berl-u4	TERMI	6.6	25/01/2016
bore-m1 a bore-m8	TERMI	1.6	25/01/2016
gcsa-m1 a gcsa-m3	TERMI	3.7	21/12/2015
hilc-m1 a hilc-m4	TERMI	1.7	25/01/2016
holc-m1	TERMI	6.7	02/01/2017
nepo-m1 a nepo-m27	TERMI	5.3	11/01/2016
soya-m1 a soya-m3	TERMI	5.1	21/12/2015
taln-m1 a taln-m3	TERMI	16.5	30/11/2015
taln-m4 a taln-m9	TERMI	8.3	11/01/2016

Unidad generadora	Tipo	Potencia máxima neta (MW)	Fecha de prueba según anexo 20 del ROBCP
text-m1	TERMI	3.2	25/01/2016
text-m2	TERMI	3.3	25/01/2016
text-m3 a text-m4	TERMI	6.4	15/02/2016
text-m5	TERMI	6.8	25/01/2016
text-m6	TERMI	7.5	02/01/2012
text-m7	TERMI	7	25/01/2016
tpto-m1 a tpto-m4	TERMI	17.9	01/04/2017
TOTAL		880.1	

Fuente: Informe de Capacidad Firme Provisoria 2017-2018.

Cuadro 3. Potencia máxima neta de centrales hidroeléctricas

Central hidroeléctrica	Potencia máxima neta (MW)
GUAJ	19.8
CGRA	172.8
5NOV	179.14
15SE	185.52
TOTAL:	557.26

Fuente: Informe de Capacidad Firme Provisoria 2017-2018.

Cuadro 4. Potencia máxima neta de centrales ERNC

Central	Potencia máxima neta (MW)
ANTARES	60
TOTAL:	60

Fuente: Informe de Capacidad Firme Provisoria 2017-2018.

$$\sum P_{MAX} = P_{Autoproductores-Cogeneradores} + P_{TERM} + P_{HIDRO} + P_{ERNC}$$

$$\sum P_{MAX} = 109.6 \text{ MW} + 880.1 \text{ MW} + 557.3 \text{ MW} + 60 \text{ MW}$$

$$\sum P_{MAX} = 1,607 \text{ MW}$$

b) Obtener la potencia que los generadores pueden entregar con una alta probabilidad en condiciones críticas

La potencia que los generadores pueden entregar, se ve afectada por diversos factores como:

- Fallas en generadores.
- Restricciones de generación.
- Mantenimientos no programados en PAMM.
- Condiciones críticas de la hidrología.
- Aleatoriedad de los excedentes.

La capacidad firme inicial (CFI) contempla los factores mencionados y se define en los numerales 6.5, 6.6 y 6.7 del ROBCP, para los generadores según su fuente primaria de energía.

Cuadro 5. Capacidad firme inicial de los generadores

Equipo	Capacidad Firme Inicial [MW]	Equipo	Capacidad Firme Inicial [MW]	Equipo	Capacidad Firme Inicial [MW]
15SE	119.081	gcsa-m1	2.807	nepo-m7	4.934
5NOV	116.086	gcsa-m2	2.240	nepo-m8	4.844
CGRA	116.572	gcsa-m3	3.078	nepo-m9	4.990
GUAJ	13.646	hilc-m1	1.407	soya-m1	2.943
acaj-m1	14.551	hilc-m2	1.460	soya-m2	4.696
acaj-m2	14.413	hilc-m3	1.396	soya-m3	4.311
acaj-m3	14.281	hilc-m4	1.441	taln-m1	14.018
acaj-m4	14.000	holc-m1	6.536	taln-m2	14.466
acaj-m5	14.355	nepo-m1	5.088	taln-m3	13.248
acaj-m6	12.129	nepo-m10	4.998	taln-m4	6.768
acaj-m7	15.237	nepo-m11	5.094	taln-m5	7.056
acaj-m8	14.935	nepo-m12	4.731	taln-m6	7.093
acaj-m9	15.124	nepo-m13	5.012	taln-m7	7.067
acaj-u1	21.523	nepo-m14	4.942	taln-m8	7.067
acaj-u2	19.456	nepo-m15	5.067	taln-m9	6.768
acaj-u4	2.871	nepo-m16	4.987	text-m1	2.509
acaj-u5	9.300	nepo-m17	5.008	text-m2	2.732
ahua-u1	19.828	nepo-m18	5.068	text-m3	5.270
ahua-u2	19.091	nepo-m19	5.033	text-m4	5.186
ahua-u3	33.330	nepo-m2	5.066	text-m5	4.711
berl-u1	26.208	nepo-m20	4.975	text-m6	6.784
berl-u2	26.544	nepo-m21	5.024	text-m7	5.940
berl-u3	39.504	nepo-m22	4.953	tpto-m1	16.532
berl-u4	5.739	nepo-m23	5.112	tpto-m2	15.974
bore-m1	1.144	nepo-m24	5.037	tpto-m3	15.892
bore-m2	1.439	nepo-m25	5.041	tpto-m4	15.904
bore-m3	1.400	nepo-m26	4.953	cassa-g1	22.793
bore-m4	1.444	nepo-m27	4.829	chap-g1	17.417
bore-m5	1.452	nepo-m3	4.908	lang-g1	21.073
bore-m6	1.463	nepo-m4	4.933	lcab-g1	5.379
bore-m7	1.312	nepo-m5	5.113	anta-g1	14.840
bore-m8	1.464	nepo-m6	5.122	TOTAL	1158.584

Fuente: Cálculo realizado en base a las potencias máximas y las disponibilidades vigentes al 23 de noviembre de 2017.

$$\sum P_{CFI} = 1,158.6 \text{ MW}$$

c) Obtener la demanda máxima del sistema y la reserva rodante exigida por el ROBCP

La demanda máxima del sistema se define en el numeral 6.3.2 del ROBCP como “La demanda máxima del sistema para el cálculo de capacidad firme se denominará demanda máxima del sistema en el período de control de la capacidad firme, y se determinará como la máxima generación neta horaria más retiros regionales, menos inyecciones regionales, más las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de inyección regional del período de control de año para el cual se determina la capacidad firme”.

La reserva rodante exigida en el ROBCP se conforma por la reserva primaria (3% según el numeral 2.1 del anexo 11 del ROBCP) y la reserva secundaria (4% según el numeral 3.2 del anexo 11 del ROBCP), que en conjunto suman el 7% de la generación que suple la demanda del sistema.

Por lo tanto, al considerar la reserva rodante a la suma de la demanda máxima del sistema y la inyección regional se obtiene:

$$D_{MAX+CRPS \text{ de inyección+reserva}} = (D_{MAX} + MaxE_{CRPS-inyección}) * 1.07$$

$$D_{MAX+CRPS \text{ de inyección+reserva}} = (1,092 \text{ MW} + MaxE_{CRPS-inyección}) * 1.07$$

d) Obtener la potencia excedente disponible para exportaciones al SER.

La energía máxima asociada a contratos firmes de inyección regional se calcula al igualar la disponibilidad de generación proveniente de la Capacidad Firme Inicial y la demanda máxima del sistema más la reserva rodante P_{DEM} .

$$D_{MAX+reserva} = 1,092 \text{ MW} * 1.07 = 1168.4 \text{ MW}$$

El valor de demanda máxima del sistema más el 7% de reserva supera el valor de capacidad firme inicial del parque generador actual.

$$\sum P_{CFI} - D_{MAX+reserva} = 1,158.6 \text{ MW} - 1,168.4 \text{ MW} = -9.8 \text{ MW}$$

Existe un déficit de 9.8 MW para poder suplir la demanda máxima del sistema más la reserva rodante por medio de la capacidad firme inicial, por lo que **no existe un monto de potencia disponible para energía máxima asociada a contratos firmes de inyección regional.**

La figura 1 presenta un resumen de la distribución de la potencia instalada en el parque generador de El Salvador y la energía máxima asociada a contratos firmes de inyección regional:

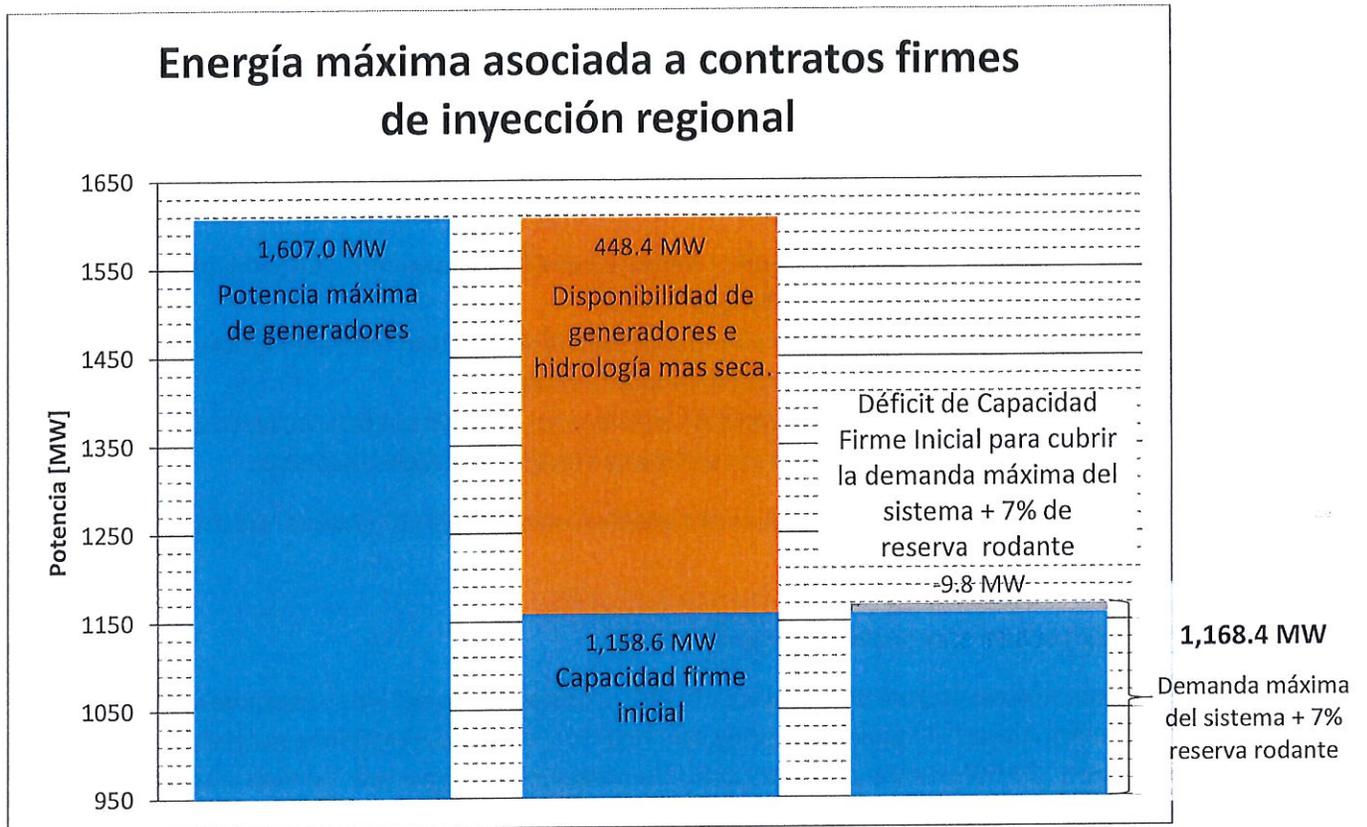


Figura 1: Energía máxima disponible para contratos firmes de inyección regional.

CONTRATOS FIRMES DE RETIRO REGIONAL

1. Objetivo

Analizar la energía máxima asociada a Contratos Firmes de retiro regional de acuerdo a los criterios plasmados en la correspondencia SIGET/GE-2017-11-269.

2. Metodología

La máxima importación por medio de contratos firmes viene dada por la máxima capacidad de transmisión que es calculada en forma regional, **la cual considera todos los criterios de calidad, seguridad y desempeño según el RMER.**

Las capacidades máximas de transmisión, a efecto de la asignación de Contratos Firmes Regionales fueron puestas a disposición por parte del EOR, a través de su sitio web, presentándose a continuación los vigentes para el período enero 2018 a diciembre 2018.

Guatemala-El Salvador		El Salvador-Honduras	
Max transferencia n-s	Max transferencia s-n	Max transferencia n-s	Max transferencia s-n
150	160	70	90

Fuente: sitio web del EOR

El requerimiento de determinar los valores máximos horarios está considerado en los estudios de Máximas Transferencias, de acuerdo a los valores previamente citados, ya que las máximas capacidades de transmisión son calculadas por el EOR en bloques horarios, y para efectos de las subastas de derechos firmes se toma el menor valor de ellos.

Los efectos observados por la inclusión de los contratos firmes de retiro son los siguientes:

- Disminución del CMO, ya que el Anexo 9 del ROBCP establece que se consideran para el Predespacho a Costo Variable igual a cero.
- Aumento en la Reserva del Sistema, al ser considerados como generadores virtuales, que disminuyen la generación de generadores nacionales.
- Incremento en la confiabilidad del Sistema, por medio de la disminución en la probabilidad de pérdida de carga, ya que se cuenta con mayor generación disponible.

En cada una de las siguientes secciones se detalla la metodología utilizada y el efecto mencionado.

Efecto en el Costo Marginal de Operación (CMO)

El análisis correspondiente al efecto en el CMO considera el mayor de los dos valores de máxima transferencia hacia El Salvador, la cual es obtenida de los estudios regionales realizados por el EOR, que es de 150 MW máximos por hora, considerando esta energía como un valor en firme a retirar del MER.

Dado que somos un país netamente importador, tomar el mayor valor es la suposición que más se asemeja al comportamiento real de las transacciones MER.

Se tomó como base el escenario de la actualización de la programación anual más reciente, que inicia en la semana 45 del año 2017. Este escenario fue comparado contra otro que incluye, en las transacciones internacionales proyectadas, 150 MW como valor mínimo de importación, dejando los valores de la proyección que resultan mayores intactos, pues es el escenario que se utiliza para la programación anual, incluyendo los contratos no firmes físicos flexibles y ofertas de oportunidad, el cual resulta en valores muy superiores a los 150 MW disponibles para Derechos Firmes.

El horizonte para el desarrollo de este análisis es de 52 semanas, que aunque no corresponden al período enero-2018 a diciembre-2018, consideramos que el mismo es representativo, debido a que la duración del período a evaluar es exactamente igual a la duración de las solicitudes, y nos permite hacer un adecuado análisis de los resultados.

Adicionalmente, este análisis también es válido para solicitudes de autorización de tipo mensual, ya que indistintamente del período solicitado, las consideraciones asociadas a las máximas importaciones son las mismas.

Los Contratos Firmes en el MER pueden ser desagregados en forma horaria, con valores inferiores a los valores máximos contratados (Energía Requerida). No obstante, en esta etapa de los procesos no se cuenta con dicha información, por lo que el análisis será realizado bajo el escenario de importación previamente planteado.

Los resultados de las simulaciones realizadas se presentan en el siguiente cuadro, en el cual se muestran los cambios en los CMOs esperados de ambos escenarios, calculados como promedios ponderados:

Variación de Costo Marginal enero 2018 – diciembre 2018			
Hidrología	Actualización Prog Anual	Simulación CF	% variación
	s45-2017 (\$/MWh)	Retiro 150 MW (\$/MWh)	
SECA	89.09	88.46	-0.71%
NORMAL	86.17	71.07	-17.52%
HÚMEDA	79.25	69.57	-12.21%

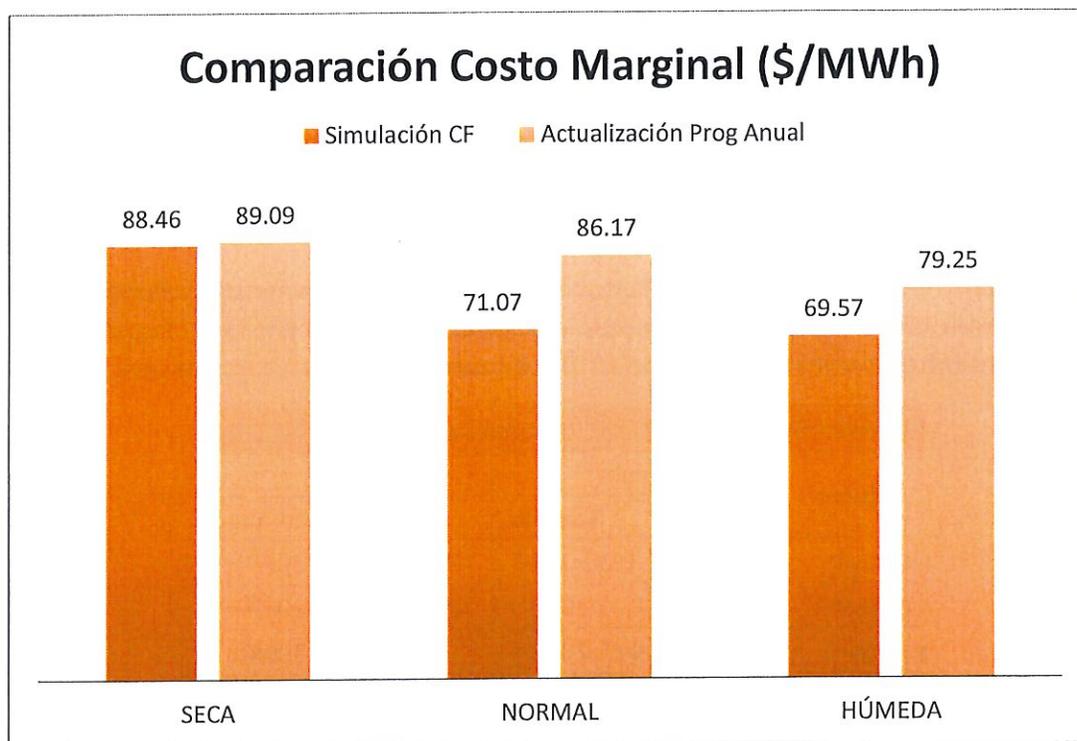


Figura 2: Comparación de variación del CMO, en las tres hidrologías, con MER estimado para la última actualización de la Programación Anual y con MER con Importación mínima de 150 MW horarios.

Se presenta además, en el siguiente cuadro, las variaciones en la generación por tipo de tecnología, donde la generación de los motores de combustión interna es la que absorbe la reducción de generación térmica que provoca el posible incremento en las importaciones.

Generación por Tecnología/ C marginal	SECA		NORMAL		HUMEDA	
	Prog Anual s45-2017	Simulación CF 150 MW	Prog Anual s45-2017	Simulación CF 150 MW	Prog Anual s45-2017	Simulación CF 150 MW
GRNC (GWH)	130.01	130.00	130.01	130.00	130.01	130.00
HIDRAULICA (GWH)	1,836.62	1,847.06	2,081.71	2,075.75	2,164.95	2,138.93
MER (GWH)	1,521.91	1,681.15	1,521.91	1,681.15	1,521.91	1,681.15
MOTOR COMBUSTION INTERNA (GWH)	1,134.06	964.05	888.93	735.37	805.69	672.19
TURBINA VAPOR (GWH)	1,963.64	1,963.64	1,963.74	1,963.64	1,963.74	1,963.64
COSTO MARGINAL PROMEDIO (\$/ MWh)	89.09	88.46	86.17	71.07	79.25	69.57

Efecto de Contratos Firmes de Importación en la Confiabilidad del Sistema

El efecto en la confiabilidad del sistema se mide a través de la probabilidad de déficit o LOLP por sus siglas en inglés.

El análisis sobre el efecto de la incorporación de contratos firmes (CF) de retiro regional se realiza con un escenario aislado, es decir, sin importaciones ni exportaciones regionales, para el caso se simula el efecto de la incorporación de 150 MW en CF de retiro de forma constante en todas las horas del período.

La simulación para evaluar la probabilidad de déficit (LOLP) se realiza semanalmente, en el período comprendido entre las semanas 1 a 52 de 2018.

Además, se toman en cuenta los mantenimientos considerados en el Plan Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM) 2017-2018 y mantenimientos indicativos informados por los PMs generadores, para el período entre las semanas 20 y 52 de 2018, los cuales se detallan a continuación:

Mantenimientos de generadores incluidos en la simulación				
Equipo	Inicio		Fin	
	Fecha	Semana	Fecha	Semana
nepo-g1	11-dic-17	50-2017	25-feb-18	8-2018
tpto-m4	02-ene-18	1-2018	08-ene-18	2-2018
acaj-u4	08-ene-18	2-2018	12-feb-18	7-2018
5nov-u2	15-ene-18	3-2018	30-ene-18	5-2018
15se-u1	05-feb-18	6-2018	25-feb-18	8-2018
tpto-m3	24-feb-18	8-2018	02-mar-18	9-2018
5nov-u4	01-mar-18	9-2018	17-mar-18	11-2018
acaj-u5	02-mar-18	9-2018	09-abr-18	15-2018
taln-m2	31-mar-18	13-2018	20-abr-18	16-2018
guaj-u1	02-abr-18	14-2018	17-abr-18	16-2018
15se-u2	23-abr-18	17-2018	27-abr-18	17-2018
cgra-u2	23-abr-18	17-2018	27-abr-18	17-2018

Mantenimientos de generadores incluidos en la simulación				
Equipo	Inicio		Fin	
	Fecha	Semana	Fecha	Semana
tpto-m2	19-may-18	20-2018	07-jun-18	23-2018
cgra-u1	04-jun-18	23-2018	25-jun-18	26-2018
cgra-u2	02-jul-18	27-2018	06-jul-18	27-2018
tpto-m1	12-jul-18	28-2018	31-jul-18	31-2018
tpto-m4	01-sep-18	35-2018	20-sep-18	38-2018
tpto-m3	20-oct-18	42-2018	08-nov-18	45-2018
15se-u1	05-nov-18	45-2018	25-nov-18	47-2018

El siguiente cuadro muestra la probabilidad de déficit obtenida entre la semana 1 y 52 de 2018, y su variación al incluir 150 MW de CF de retiro regional:

Comparación LOLP para escenario con CF y sin CF.		
Semana	Probabilidad de déficit (%)	
	Sin CF	Con CF (150MW)
1	0.0000%	0.0000%
2	0.0000%	0.0000%
3	0.0000%	0.0000%
4	0.0000%	0.0000%
5	0.0000%	0.0000%
6	0.0003%	0.0000%
7	0.0000%	0.0000%
8	0.0001%	0.0000%
9	0.0000%	0.0000%
10	0.0000%	0.0000%
11	0.0000%	0.0000%
12	0.0000%	0.0000%
13	0.0000%	0.0000%
14	0.0002%	0.0000%
15	0.0004%	0.0000%
16	0.0012%	0.0000%
17	0.0917%	0.0000%
18	0.0074%	0.0000%
19	0.0037%	0.0000%
20	0.0026%	0.0000%
21	0.0034%	0.0000%
22	0.0092%	0.0000%
23	0.0872%	0.0002%
24	0.0734%	0.0000%
25	0.0377%	0.0000%
26	0.0052%	0.0000%
27	0.0286%	0.0000%

Comparación LOLP para escenario con CF y sin CF.		
Semana	Probabilidad de déficit (%)	
	Sin CF	Con CF (150MW)
28	0.0032%	0.0000%
29	0.0033%	0.0000%
30	0.0029%	0.0000%
31	0.0006%	0.0000%
32	0.0001%	0.0000%
33	0.0008%	0.0000%
34	0.0002%	0.0000%
35	0.0000%	0.0000%
36	0.0000%	0.0000%
37	0.0002%	0.0000%
38	0.0000%	0.0000%
39	0.0001%	0.0000%
40	0.0000%	0.0000%
41	0.0001%	0.0000%
42	0.0000%	0.0000%
43	0.0000%	0.0000%
44	0.0004%	0.0000%
45	0.0172%	0.0000%
46	0.0006%	0.0000%
47	0.0000%	0.0000%
48	0.0000%	0.0000%
49	0.0000%	0.0000%
50	0.0000%	0.0000%
51	0.0000%	0.0000%
52	0.0000%	0.0000%
Promedio Anual	0.0073%	0.0000%

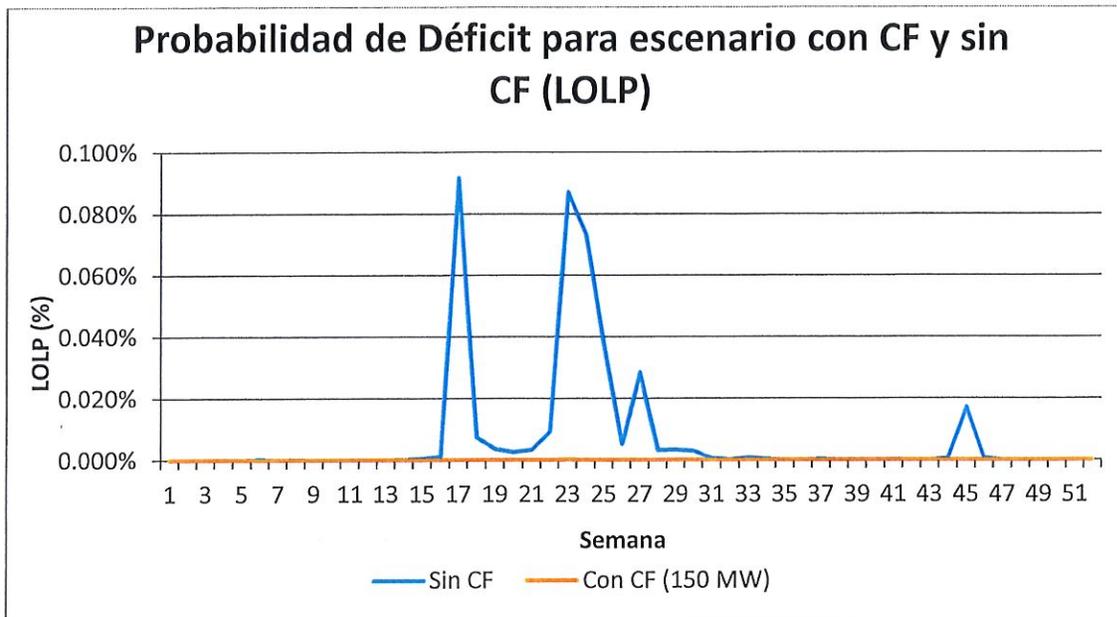


Figura 3: Comparación LOLP para escenario con CF y sin CF.

Efecto de Contratos Firmes en la Reserva del Sistema

Para la evaluación del impacto de los CF de retiro, sobre la reserva de potencia disponible en el sistema, se toma como un aumento, en la generación disponible, en la misma cantidad que la potencia asociada al CF de retiro.

Comparación Reserva para escenario con CF de retiro y sin CF.		
Semana	Reserva del Sistema	
	Sin CF	Con CF (150MW)
1	46.86%	61.13%
2	43.29%	57.38%
3	42.55%	56.77%
4	41.32%	55.50%
5	36.31%	50.39%
6	29.98%	44.06%
7	27.41%	41.13%
8	25.76%	39.31%
9	34.39%	48.01%
10	29.70%	43.05%
11	29.46%	42.82%
12	31.32%	44.75%
13	43.90%	58.68%
14	24.94%	38.02%
15	29.91%	43.04%
16	29.26%	42.41%
17	18.98%	32.16%
18	24.96%	38.29%

Comparación Reserva para escenario con CF de retiro y sin CF.		
Semana	Reserva del Sistema	
	Sin CF	Con CF (150MW)
19	23.53%	36.74%
20	25.82%	39.18%
21	23.58%	37.00%
22	26.72%	40.41%
23	21.94%	35.59%
24	19.16%	32.47%
25	21.32%	34.85%
26	24.59%	38.13%
27	20.76%	34.25%
28	25.10%	38.62%
29	22.46%	35.77%
30	22.81%	36.17%
31	40.33%	55.43%
32	27.61%	41.21%
33	26.55%	40.02%
34	27.40%	40.92%
35	29.82%	43.58%
36	29.04%	42.81%
37	28.06%	41.69%
38	29.28%	42.95%
39	31.90%	45.72%
40	30.37%	44.01%
41	31.93%	45.74%
42	32.76%	46.67%
43	29.68%	43.43%
44	30.64%	44.49%
45	23.95%	37.78%
46	33.19%	46.99%
47	36.10%	50.02%
48	44.79%	58.83%
49	45.28%	59.26%
50	45.18%	59.16%
51	48.01%	62.27%
52	53.45%	68.25%
Promedio Anual	31.22%	44.95%

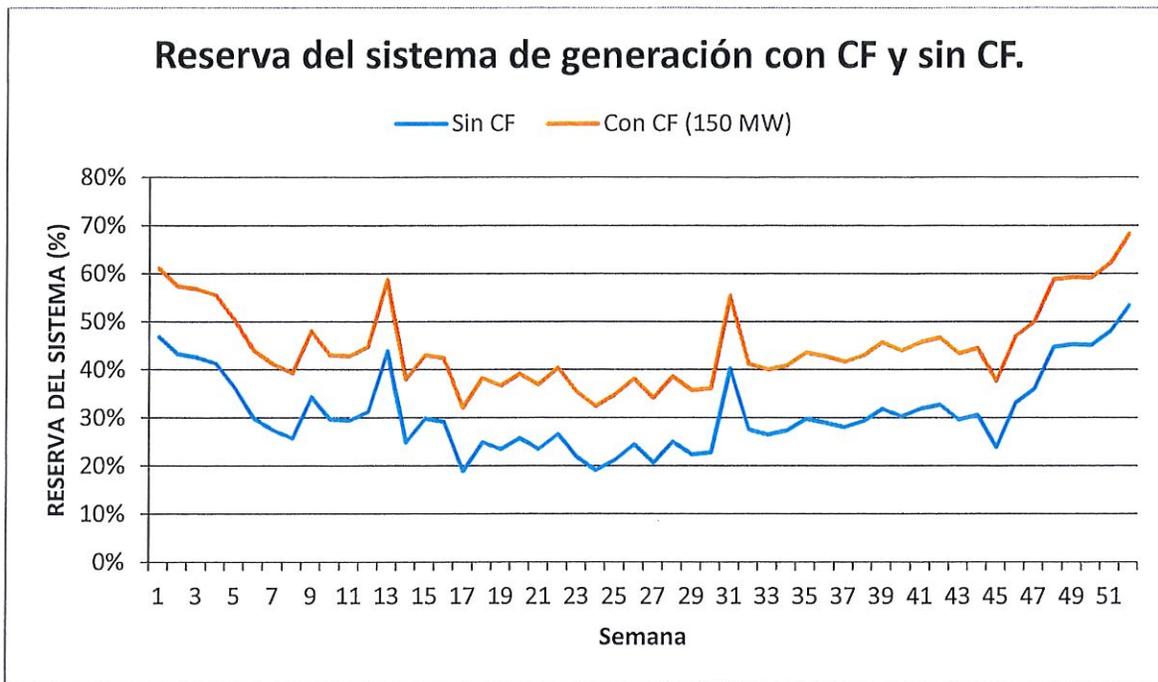


Figura 4: Comparación de reserva del sistema de generación para escenario con CF y sin CF.

Conclusiones

Los resultados consideran un retiro regional mínimo de 150 MW durante todas las horas del período de estudio (equivalente a un año), lo cual no necesariamente será lo despachado en la programación del EOR, debido a que los requerimientos de energía de la parte compradora, pueden variar en cada hora. Estas variaciones dependen de la voluntad comercial de la parte compradora, y este comportamiento no puede ser estimado por la UT.

Los límites de máxima importación pueden variar a lo largo del año dependiendo de los cambios en la disponibilidad de equipos y en el perfil de generación, lo cual puede implicar que el EOR ajuste los valores dependiendo de los resultados de los estudios de Máximas Transferencias de Potencia en el SER.

De acuerdo con los análisis realizados, a efectos de la máxima Energía Firme que puede ser inyectada al MER, tanto en forma mensual como anual, se puede concluir lo siguiente:

1. No existe disponibilidad de energía para contratos firmes de inyección regional, debido a que hay una diferencia negativa de 9.8 MW en la capacidad firme inicial para cubrir la demanda máxima del sistema más 7% de reserva rodante.
2. La validez del monto de energía máxima disponible para contratos firmes de inyección regional sería de 1 año, considerando que se obtiene a partir del informe de capacidad firme provisoria elaborado por la UT y es publicado a más tardar el 30 de junio de cada año.

De acuerdo con los análisis realizados, a efectos de la máxima Energía Firme que puede ser retirada del MER tanto en forma mensual como anual, se puede concluir lo siguiente:

1. Respecto de la variación del CMO, producto de la simulación de Contratos Firmes de retiro del MER, y bajo los supuestos explicados anteriormente, en todos los escenarios de hidrología se observa una disminución, siendo el menor valor para la hidrología seca con una reducción del 0.71%.
2. El efecto de la disminución en el CMO ante Contratos Firmes de Retiro en el MER, es el esperado para todos los casos, ya que, de acuerdo a lo establecido en la Regulación Nacional, las importaciones son modeladas como generadores con Costo Variable igual a cero, y todas las condiciones operativas asociadas a la seguridad del sistema ya han sido consideradas en los estudios para determinación de Máximas Transferencias, realizados por el EOR en coordinación con los OS/OM. Dado lo anterior, este análisis es válido para todo el período enero 2018 a diciembre 2018.
3. La máxima importación por Contratos Firmes regionales será efectiva en las asignaciones que realice el EOR, de acuerdo con la ejecución de su modelo matemático, ya que en la misma deben ser utilizados los valores de máximas transferencias antes indicados.
4. El efecto en la confiabilidad del sistema, medido a través del indicador de probabilidad de déficit (LOLP), asociado la adjudicación de 150 MW en CF de retiro, es la reducción de 0.0073% a 0.0000% en la probabilidad de déficit por limitaciones del parque generador durante el período de estudio.
5. La inclusión de 150 MW en CF de retiro, produce un aumento de 31.22% a 44.95% en la reserva de generación promedio durante el período enero 2018 a diciembre 2018, respecto de un escenario aislado.
6. Tal como ha sido la experiencia en la operación de estos contratos, los efectos reales dependerán de si efectivamente se oferta y gana el derecho de transmisión, si se registra el contrato firme relacionado, así como la forma en que dicho contrato sea operado.
7. Consideramos que las autorizaciones de energía asociada a contratos firmes de retiro deben ser brindadas a todos los solicitantes que cumplan con los requisitos planteados por la SIGET; en el entendido que será en el proceso de la subasta realizada por el EOR en donde se ejecutarán las asignaciones en forma económica, asegurando el cumplimiento de todos los criterios de seguridad, calidad y desempeño, al ser modeladas las capacidades de transmisión regional vigentes.