

Caracterización de excedentes y propuesta de señales para gestión de la demanda

Paula Laureiro, Jorge Molinari

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Julio 2014

Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni él o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asocianadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

Tabla de contenido

1	Objetivo	3
2	Hipótesis de trabajo.....	4
2.1	Caracterización de los excedentes: Escenario base	4
2.1.1	Demanda proyectada	4
2.1.2	Parque generador.....	6
2.2	Escenarios alternativos para el análisis de sensibilidad	8
3	Metodología.	9
3.1	Definición de excedentes.....	9
3.2	Caracterización de los excedentes.....	9
3.3	Propuestas de gestión de la demanda.....	9
3.4	Evaluación de las propuestas de gestión de la demanda	10
4	Resultados del estudio.	11
4.1	Escenario Base (escenario integrado).....	11
4.1.1	Año a partir del cual son relevantes los excedentes	11
4.1.2	Distribución intra-anual de los excedentes.....	11
4.1.3	Ventana anual en la cual existe un excedente mínimo.....	12
4.1.4	Aproximación a la variación de costos por garantizar un excedente mínimo	13
4.1.5	Aproximación a la energía disponible para ofertas de ocasión de corto plazo	13
4.1.6	Excedentes por poste	14
4.1.7	Análisis de la cadencia de inversión en energía eólica en el escenario base	15
4.2	Escenarios alternativos	15
4.2.1	Restricciones al intercambio regional	15
4.2.2	Escenario sin Aratirí.....	19
4.3	Consideraciones finales	21
5	Posibles futuros trabajos.....	21

1 Objetivo

En este trabajo se intenta evaluar y caracterizar los posibles excedentes de energía para el período 2014-2024 (10 años) de acuerdo a la evolución del parque generador y de la demanda estimada considerada en el curso. A partir de ello se esbozan posibles propuestas de señales para la gestión de la demanda.

La incorporación al parque generador de significativos niveles de potencia instalada no despachable (en el escenario base se pasa de unos 1.500 MW en 2015 a 2.500 MW en 2024), plantea la necesidad de analizar la posibilidad de existencia de excedentes de energía, producto de situaciones que combinen alta hidraulicidad con la disponibilidad de energía a partir de generación no despachable.

A los efectos del mismo se definirá excedente de energía y se estimara el mismo para el período analizado considerando el escenario base manejado en el curso. A partir de los excedentes obtenidos se analizan dos opciones de señales para la gestión de la demanda, una en la cual durante una ventana de tiempo se anuncia la oferta de un excedente mínimo todos los años (a partir del año en que los mismos comienzan a ser relevantes), y otra en que se anuncia la existencia de excedentes con poca antelación temporal y que por tanto su posibilidad de colocación es más reducida.

Se analiza el resultado para sistema de la incorporación de la primera señal mencionada en términos de la evolución del costo global de abastecimiento del sistema en distintos escenarios. Asimismo, se intenta identificar la robustez de las conclusiones alcanzadas efectuando un análisis de sensibilidad respecto de las principales hipótesis. En particular se consideran distintas hipótesis referentes a la integración energética regional: un escenario integrado (escenario base), un escenario en que se limita el intercambio con Brasil estableciendo deltas de importación y exportación elevados y, finalmente, un escenario en que se limita al 50% la disponibilidad de exportación hacia Argentina. También, dada la influencia en la demanda del proyecto de Aratirí, se considera el impacto sobre el análisis de la no concreción del proyecto que tiene un peso significativo en la demanda y por tanto en los posibles excedentes.

2 Hipótesis de trabajo

El abastecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico Uruguayo es modelado considerando el parque generador existente, las interconexiones con Brasil y Argentina¹ y la expansión de la potencia instalada vista en el curso.

Se elige un horizonte de tiempo de 10 años, comenzando en la fecha actual (1/7/2014) hasta el 31/12/2024. Para la optimización se toma un período mayor al de simulación (horizonte de guarda), con la intención de obtener una función de Costos Futuros más estable con valores representativos menos dependientes de la condición de la que parte el algoritmo.²

El paso de tiempo considerado es semanal, es decir, 168 horas, dividido en 4 postes monótonos considerando 5, 30, 91 y 42 horas. El poste uno recoge las horas de punta en la semana y el poste cuatro las horas del valle.

Se considera un único nodo (UY) en que se conectan la demanda y todos los generadores incluidos.

2.1 Caracterización de los excedentes: Escenario base

2.1.1 Demanda proyectada

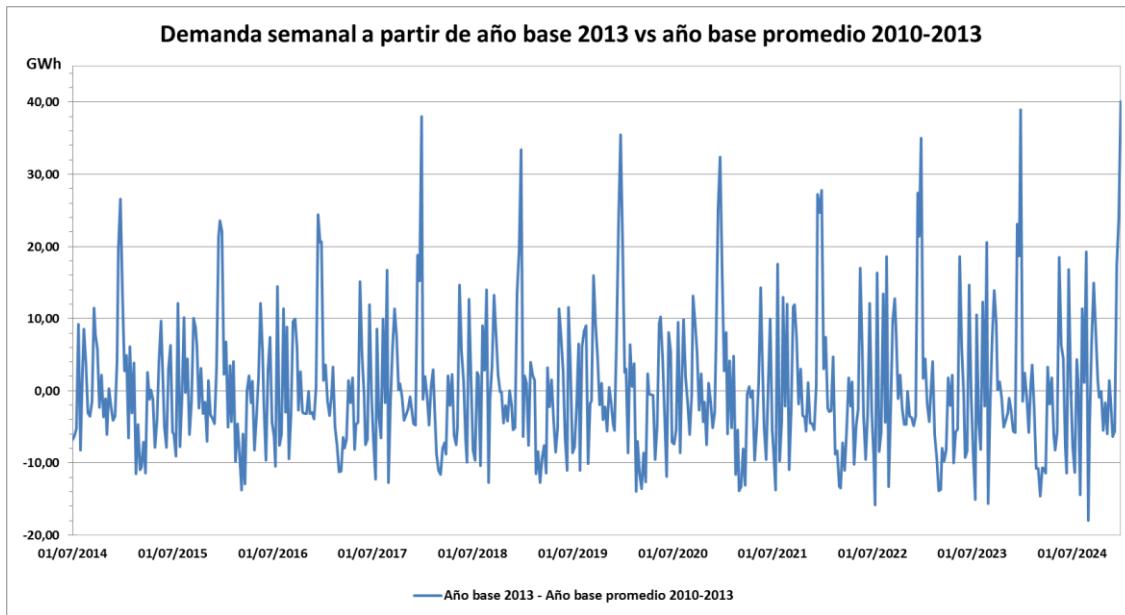
En primera instancia la demanda de energía eléctrica se modela a partir de la información detallada para el año 2013 y la proyección de crecimiento anual de la demanda de energía, para lo cual se utiliza el actor “Demanda generada a partir de año base y vector de energías anuales”.

Se constata que el mes de diciembre dicho año presentó temperaturas especialmente elevadas generando picos de demanda y, por tanto, mayores costos marginales para el sistema. La forma en que actúa este actor genera que este comportamiento se traslade a la estimación de la demanda de los siguientes años. Por este motivo, se encuentra un pico en la tercera y cuarta semana de diciembre de todos los años considerados.

A partir de esto, se decide generar un nuevo año base conformado por el promedio de los últimos cuatro años -2010 a 2013- considerando 2013 como año de referencia (se considera que la curva de carga horaria de cada año se ajuste al total de energía del año 2013). Por tanto, los valores de los años previos a 2013 fueron afectados por un porcentaje de crecimiento igual a la variación de la demanda total anual entre cada uno de los mismos y el año 2013.

¹ Se realizarán distintas hipótesis respecto a un escenario de intercambio más abierto y otro más cerrado.

² Cabrera, C.; Di Chiara, L.; Chaer, R.; Manuales de Usuario del Simsee. Tomo I.; IIE, ADME, FJR; 2013

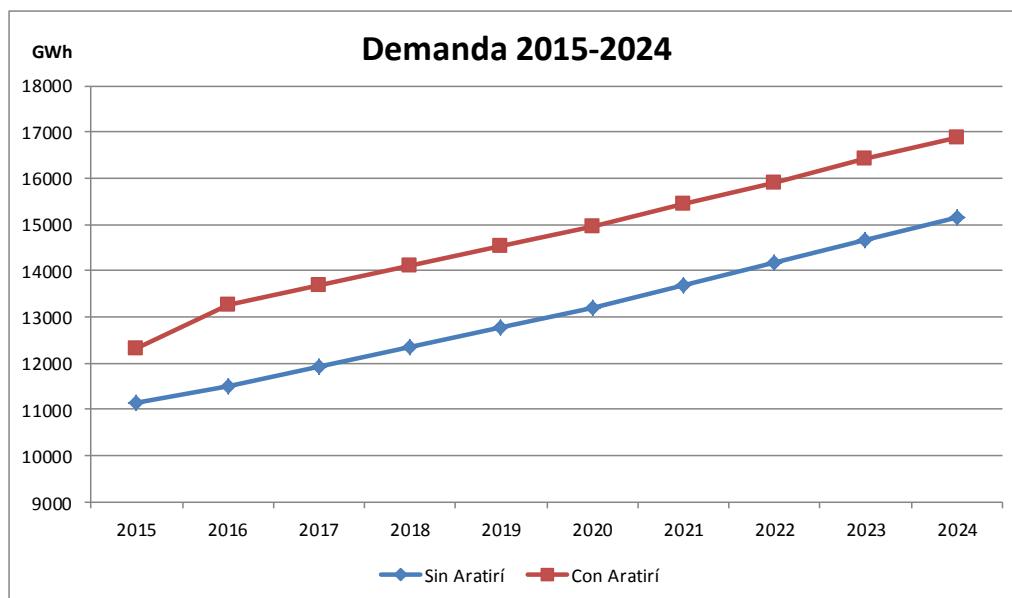


Se utilizó la posibilidad de incorporar una demanda detallada ya que a los efectos de los objetivos del trabajo esta herramienta permite incorporar la propuesta de gestión de la demanda en base a una oferta mínima de excedentes como una demanda adicional. Se utiliza esta opción para comparar la situación con garantía mínima de excedentes y sin ella e identificar en forma rápida el posible impacto de garantizar esa oferta todos los años sobre el costo de abastecimiento del sistema.

La proyección de crecimiento anual de la demanda para el período considerado –sin considerar la incorporación de la empresa Aratirí- es la siguiente:

Año	Demand (GWh)	Año	Demand (GWh)
2014	10763	2020	13230
2015	11139	2021	13693
2016	11506	2022	14172
2017	11933	2023	14668
2018	12350	2024	15182
2019	12783		

Se incorpora la demanda de la empresa Aratirí, como un componente aleatorio aditivo a la demanda, a partir de mayo de 2015 con potencia de 200 MW.



Se consideraron cuatro escalones de falla de acuerdo al decreto vigente (Decreto 105/013) que se indexan a la evolución del precio del petróleo. Los escalones de falla considerados y los costos correspondientes son los siguientes:

Escalón de falla	1°	2°	3°	4°
Profundidad	0,02	0,05	0,075	0,855
Costo (USD/MWh)	350	600	2500	6000

2.1.2 Parque generador³

2.1.2.1 Generación hidráulica

Se consideran las cuatro centrales hidráulicas instaladas en país, tres de ellas sobre el Río Negro (Bonete, Baygorria y Palmar) y una sobre el Río Uruguay (Salto Grande), esta última binacional en conjunto con Argentina. Bonete fue la única central en que se modeló como una central con embalse –las restantes se modelaron como generadores hidráulicos de pasada-. Las cuatro centrales acumulan una potencia instalada de 1542 MW.⁴

Para considerar las series de aportes sintéticas a las centrales hidráulicas se utiliza el sintetizador CEGH que considera las 104 crónicas históricas de los aportes a Bonete, Palmar y Salto Grande desde 1909.

2.1.2.2 Generación térmica

Se consideró el parque térmico existente y la expansión prevista en el curso para el horizonte de estudio. En todos los casos los costos son indexados a la evolución del petróleo. Se modela utilizando del actor generador térmico básico y se consideran pagos por disponibilidad.

³ Incluye el parque generador instalado y el planificado

⁴ Se considera la mitad de la potencia instalada de la Central Binacional de Salto Grande.

En el siguiente cuadro se presentan el parque existente, incluyendo potencia máxima, combustible, factor de disponibilidad, pago por potencia y año en que son retirados del sistema:

	Combustible	P máx (MW)	fd	Pago por disponibilidad (USD/MWh)	Año de salida del sistema
Sta. Udad (FO_5ta)	Fuel oil	75	0,80	35	31/12/2019
6ta. Udad (FO_6ta)	Fuel oil	120	0,85	35	31/12/2019
Motores CB (FO_MOT)	Fuel oil	10*8	0,85	35	31/12/2024
CTR (GO_CTR)	Gas oil	111*2	0,85	25	31/12/2024
PTI * (GO_PTI)	Gas oil	48*6	0,85	25	31/06/2015
Mot. arrendados (GO_Arrendados)	Gas oil	50*7	0,90	38	31/12/2015
		50*3			30/06/2016

* Las turbinas que utilizan Gas Oil de la central PTI pasan a operar con Gas natural a partir del 1/7/2015

Se proyecta la entrada de un Ciclo combinado de 530 MW de potencia instalada y disponibilidad de 85% en Puntas del Tigre. La incorporación se realiza de manera gradual, primero se instalarán dos turbinas de gas de 180 MW que luego se combinarán (01/01/2017).

	Combustible	P máx (MW)	fd	Pago por disponibilidad (USD/MWh)	Entrada al sistema
PTI_GN (GN_PTI)	Gas natural	48*6	0,85	25	01/07/2015
Turbinas_GN_PTI (GN_TG_CC)	Gas natural	180	0,85	25	01/01/2016
		180			01/07/2016
CC_530 (GN_CC180)	Gas natural	180	0,85	25	01/01/2017

* El 01/01/2017 se combinan las turbinas a gas. A partir de ese momento se cuenta con una potencia instalada de 540 MW.

En todos los casos, el costo variable es afectado por un índice de precios del petróleo (fuente aleatoria iBRENT).

2.1.2.3 Generación eólica

Se consideró el parque eólico existente al momento y los parques a instalar de acuerdo al siguiente cronograma:

Fecha	Potencia instalada acumulada (MW)
01/01/2014	300
01/05/2015	640
01/11/2015	1200
01/01/2020	2200

Para modelar el viento se utilizó un sintetizador CEGH que resulta de datos históricos disponibles de 6 puntos de medida localizados a lo largo de Uruguay, incorporándose información respecto a la estacionalidad del recurso y la distribución del mismo en el territorio.

Se establece un pago por energía disponible de 65 USD/MWh.

2.1.2.4 Generación Biomasa

Se modela la Biomasa No Despachable como un generador térmico básico con potencia instalada que parte de 168 MW al inicio de la ventana de tiempo considerada y llega a 216 MW a partir del 01/05/2016. Se supone un pago por energía de 106 USD/MWh. En este caso se considera un índice de precio por combustible específico para este actor (iBIO).

2.1.2.5 Comercio internacional

La interconexión con Argentina se modela como un mercado spot conectado al nodo Uruguay (UY). Se habilita un bloque de exportación de hasta 200 MW con un precio de 15 USD/MWh. La importación se considera no disponible.

Por otro lado, el intercambio con Brasil se incluye al modelo a partir de un mercado spot postizado. Se considera tanto la interconexión Rivera-Livramento como la interconexión por Melo representando un total de 570 MW con disponibilidad de 85%. Se establecen topes para la extracción e inyección al mercado para evitar desestabilizar al sistema.

Para la incorporación de los costos variables por poste fue necesario realizar un ajuste de manera de resolver la diferencia en los postes horarios considerados por ambos países: Uruguay trabaja con cuatro postes horarios, Brasil utiliza tres (Carga Leve, Media y Pesada).

2.1.2.6 Combustibles

Los costos de los generadores térmicos y los costos de falla se indexan con el precio del barril de petróleo. Se crea una fuente que recoge el escenario de precio medio del petróleo de referencia publicado por Energy Outlook 2014 de la EIA. La misma es combinada con una fuente CEGH que recoge la volatilidad del precio del barril de petróleo.

2.2 Escenarios alternativos para el análisis de sensibilidad

Luego de obtener los resultados a partir de la sala base (considerando distintas semillas de arranque para la simulación y optimización), se introducen modificaciones en las hipótesis de partida, principalmente las referidas a la integración energética regional, de modo de evaluar la incidencia de las mismas en los resultados encontrados (en las corridas alternativas también se consideran tres semillas y se presentan los datos correspondientes al promedio de las mismas).

En primera instancia se limita al 50% la disponibilidad de exportar hacia Argentina. Un segundo escenario considera límites en el intercambio con Brasil a partir de la aplicación de deltas de importación y exportación del 300 USD/MWh.

Asimismo, se considera un escenario sin Aratirí, lo que implica disminuir la demanda en 33,6 GWh semanales y, por tanto, incrementar los excedentes en esa cuantía.

3 Metodología.

El trabajo se estructura a partir de cuatro pasos principales:

1. Definición de excedentes
2. Caracterización de excedentes
3. Propuestas de gestión de la demanda en base a la energía excedentaria
4. Evaluación de las propuestas planteadas

3.1 Definición de excedentes

A los efectos de la operacionalización del concepto de excedente de energía, se entiende por el mismo a la energía generada que supera la demanda nacional e internacional en base a las hipótesis de intercambio con Argentina y Brasil asumidas. Para obtener una aproximación a los excedentes de energía, se considera un nuevo actor internacional (denominado mercado spot) con una potencia habilitada de exportación de 2000 MW y se le asigna un precio muy bajo (0,01 USD/MWh).

3.2 Caracterización de los excedentes

Para la caracterización de los excedentes semanales se adoptó como caso base la sala trabajada durante el curso. En la misma se buscó identificar:

1. En qué momento comienzan a ser relevantes los excedentes en función de su peso en la demanda global.
2. Periodos del año en los cuales existe mayor probabilidad de ocurrencia de excedentes.
3. Ventana temporal en la cual se puede identificar un mínimo de excedentes con probabilidad alta

Se adoptó como referencia para realizar la caracterización la mediana de las crónicas ordenadas en términos del volumen de excedente.

3.3 Propuestas de gestión de la demanda

A partir de los excedentes obtenidos se analizan dos opciones de señales para la gestión de la demanda, una en la cual durante una ventana de tiempo se anuncia la oferta de un excedente mínimo todos los años y otra en la cual se anuncia la existencia de excedentes con poca antelación temporal y, por tanto, su posibilidad de colocación es más reducida.

El diseño de estas propuestas tiene en consideración que la demanda de energía eléctrica es una demanda derivada y que el uso de la misma está asociado generalmente a equipamiento específico que requiere inversión en el mismo. Por lo tanto, a los efectos de lograr efectividad en la colocación de los excedentes generados, se combinan señales que permiten una certeza mínima para la planificación del

aprovechamiento del excedente por parte de la demanda, con señales de ofertas de ocasión de muy corto plazo. Se analiza el resultado para sistema de la incorporación de ambas señales en términos de la evolución del costo global de abastecimiento del sistema.

3.4 Evaluación de las propuestas de gestión de la demanda

En una primera etapa la evaluación se estructuro a partir del escenario base en el cual se procedió a:

1. Identificar a partir de qué año los excedentes representan una proporción relevante de la demanda.
2. Analizar la distribución intra-anual de los excedentes para definir una ventana semanal en la cual se pueden ofertar un excedente mínimo con cierta certeza sin generar un sobrecoste excesivo para el sistema.
3. Se define la ventana anual considerando la mediana de las crónicas ordenadas de acuerdo al volumen de excedente anual, para dicho período se cuantifica el excedente mínimo que es factible ofrecer. Se obtiene así la demanda adicional que se va a incorporar en la demanda detallada.
4. Se compara el costo de abastecimiento de la demanda para ambas demandas

En una segunda etapa se realiza un análisis de robustez y de sensibilidad de las hipótesis y escenarios elegidos. Se procede a:

1. Analizar la estrategia de expansión a partir del gradiente de inversión
2. Se estudia la sensibilidad de los resultados ante variaciones en las hipótesis.

4 Resultados del estudio.

4.1 Escenario Base (escenario integrado)

Como se mencionó anteriormente este escenario considera una disponibilidad de exportación hacia Argentina de 100% y 85% de disponibilidad de intercambio con Brasil. Es decir, en este escenario, se prevee existan menores excedentes producto de un mayor intercambio con la región.

4.1.1 Año a partir del cual son relevantes los excedentes

En primera instancia se busca identificar en qué momento los excedentes comienzan a ser relevantes en función de la demanda existente. Los siguientes gráficos presentan los excedentes semanales como proporción de la demanda (se considera el promedio de tres semillas aleatorias). Se obtiene evidencia respecto al año en que los excedentes comienzan a cobrar relevancia (año 2020).



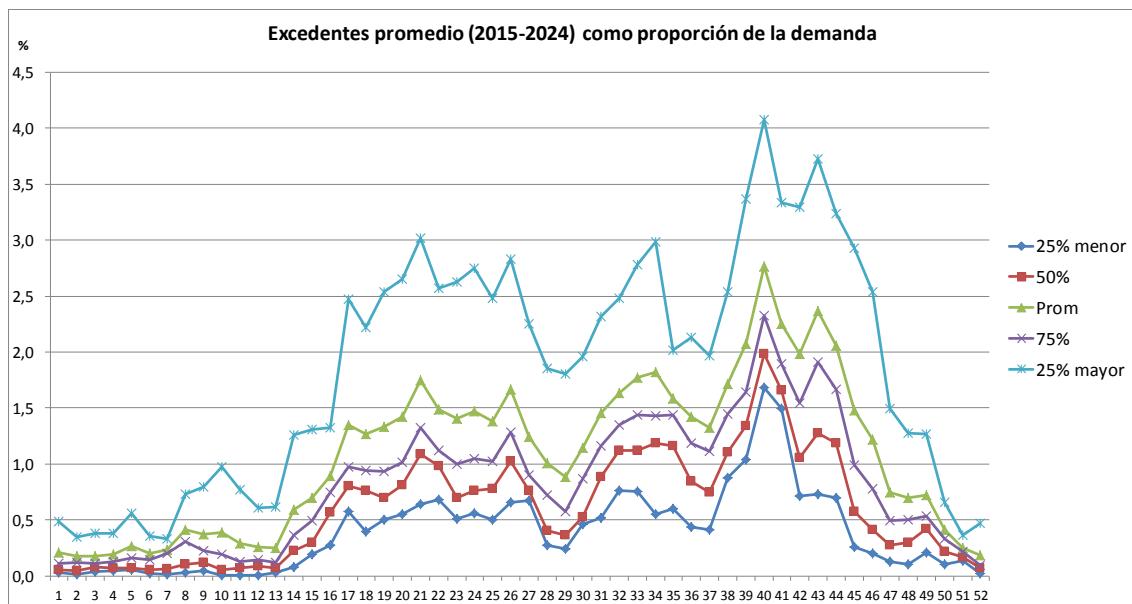
Todos los años considerados muestran un comportamiento similar respecto a su distribución en el año, destacando el volumen de los mismos a partir del año 2020.

4.1.2 Distribución intra-anual de los excedentes

Por otro lado, en lo que refiere a la distribución intra-anual de los excedentes, el gráfico anterior permite una primera aproximación a los mismos, notando que en los 10 años de estudio el excedente presenta un crecimiento entre la semana 39 y la 42.

Hasta el momento se han considerado datos promedio; con el fin de tener mayor certeza respecto al excedente mínimo a ofrecer, se entiende conveniente considerar distintas probabilidades de ocurrencia dependiendo de las crónicas incorporadas para

realizar la simulación. En este sentido, el siguiente gráfico presenta el excedente promedio de los años 2015-2024 considerando el 25% de las crónicas con menores excedentes, el 50%, el 75% y el 25% de las crónicas con mayores excedentes.



4.1.3 Ventana anual en la cual existe un excedente mínimo

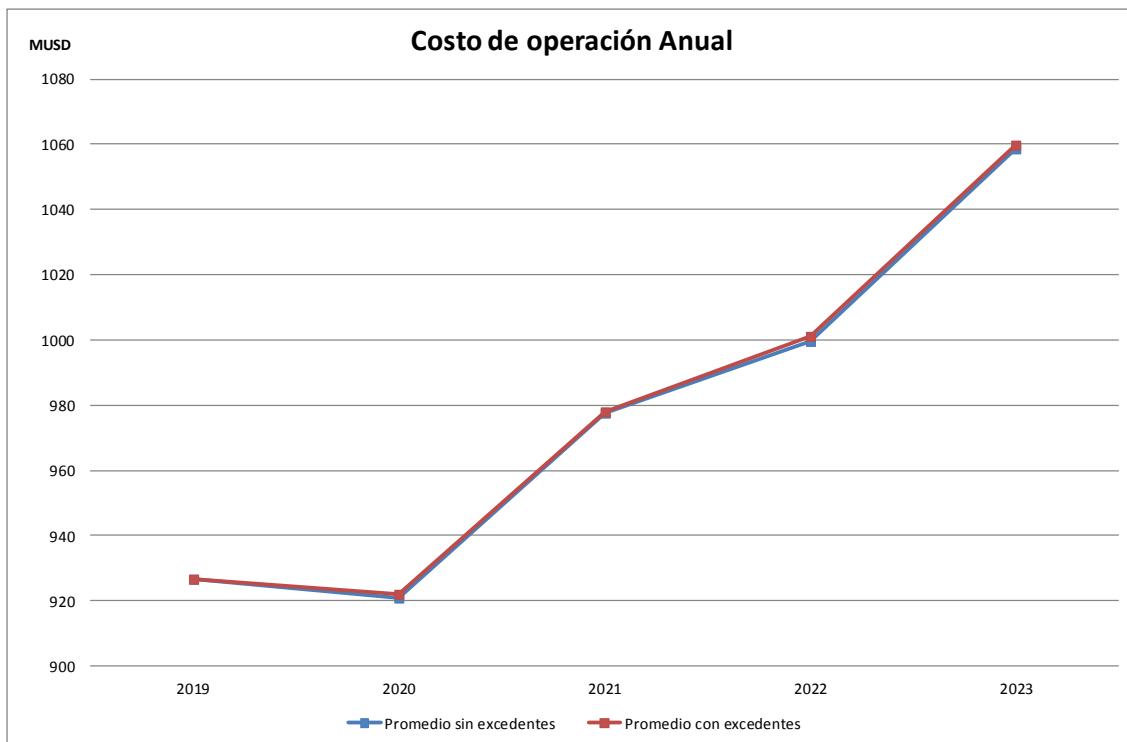
En todos los casos es posible determinar una ventana de oportunidad entre las semanas 39 y 42, incluso en el promedio del 25% de las crónicas con menores excedentes. Asimismo, es importante destacar el comportamiento de los excedentes en las primera y últimas semanas del año (coincidentes con los períodos de menor hidraulicidad). En estas semanas, los excedentes se encuentran por debajo del 0,5% de la demanda incluso considerando el 25% de las crónicas más húmedas.

A partir de esto, se considera trabajar con el promedio de excedentes de la mediana de las crónicas ordenadas de acuerdo al volumen anual. Se establece un porcentaje mínimo de excedentes a ofrecer correspondiente al promedio de las cuatro semanas relevantes desde el año 2020 en adelante. De esta manera se garantiza un mínimo de excedente del 2,2% de la demanda. En el siguiente cuadro se presenta el volumen de excedentes en GWh considerados:

Volumen mínimo de excedentes (GWh)					
Semana	2020	2021	2022	2023	2024
39	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6
40	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5
41	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7
42	6,0	6,2	6,4	6,5	6,7

4.1.4 Aproximación a la variación de costos por garantizar un excedente mínimo

Para evaluar el costo para el sistema de garantizar un mínimo excedente durante las cuatro semanas planteadas se realiza una nueva simulación en la cual los excedentes son incorporados a la demanda y se compara el Costo de Operación anual que surge de ambas salidas. Como se puede ver en el gráfico siguiente garantizar un mínimo de excedentes anualmente en las semanas 39 a 42 no genera un incremento significativo de los costos anuales de abastecimiento del sistema (4 millones de dólares en el acumulado 2020-2023).



Teniendo en cuenta que el excedente garantizado en el escenario base es de unos 99 GWh el valor medio que equilibraría la ecuación de costos asumiendo que se vende únicamente el excedente mínimo garantizado sería de 40 US\$/MWh. Si se supone la colocación del total de excedente generado para estos 4 años en las semanas 39 a 42 (unos 169 GWh) dicho valor medio pasaría a 23 US\$/MWh.

4.1.5 Aproximación a la energía disponible para ofertas de ocasión de corto plazo

En el escenario base se analiza, a partir del año 2020, la disponibilidad de excedentes fuera de las semanas 39 a 42. Con ello se intenta identificar el volumen de energía factible de ser ofrecida bajo la modalidad de ofertas de ocasión de corto plazo, se utiliza como criterio para considerar una semana que el volumen de excedente de la misma supere el excedente promedio semanal. A los efectos de analizar la certeza de estas ofertas y los costos asociados a la misma, se realizó un primer análisis

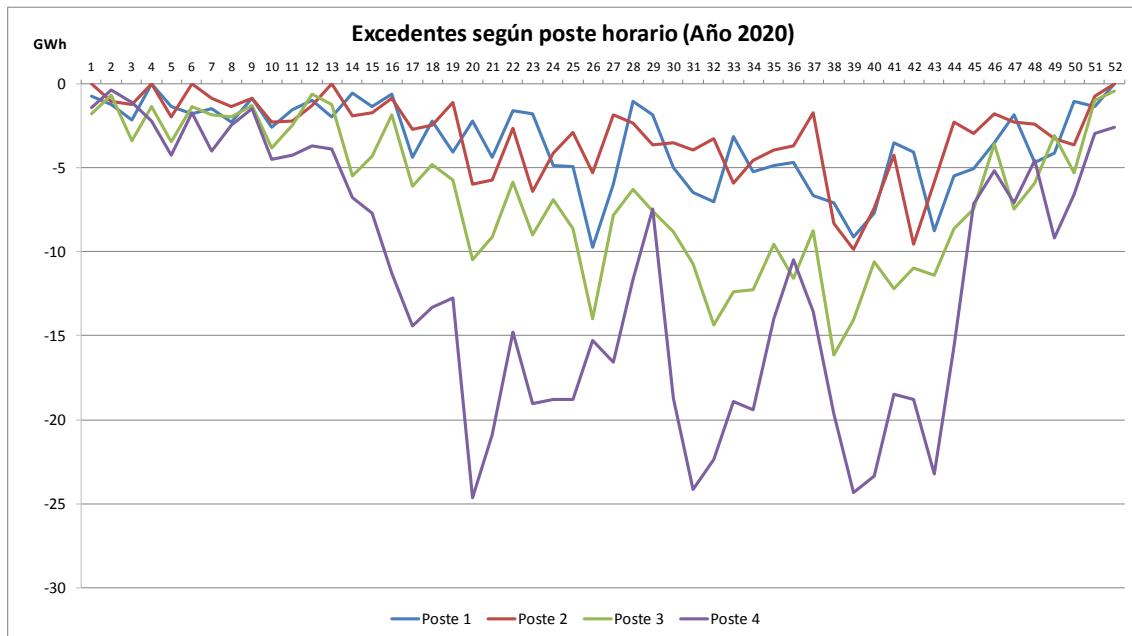
observando la dispersión de los costos marginales por poste para las semanas consideradas como factibles de ser incorporadas en esta modalidad. Se detecta niveles de dispersión importante en todos los postes. Esta puede ser una línea de investigación interesante para futuros trabajos.

Cantidad de semanas que exceden el promedio semanal de excedentes (fuera de la semana 39-42)					
	2020	2021	2022	2023	2024
Cant. semanas	20	24	23	23	20
Promedio de excedentes (GWh)	10,9	8,3	8,3	6,3	5,2

4.1.6 Excedentes por poste

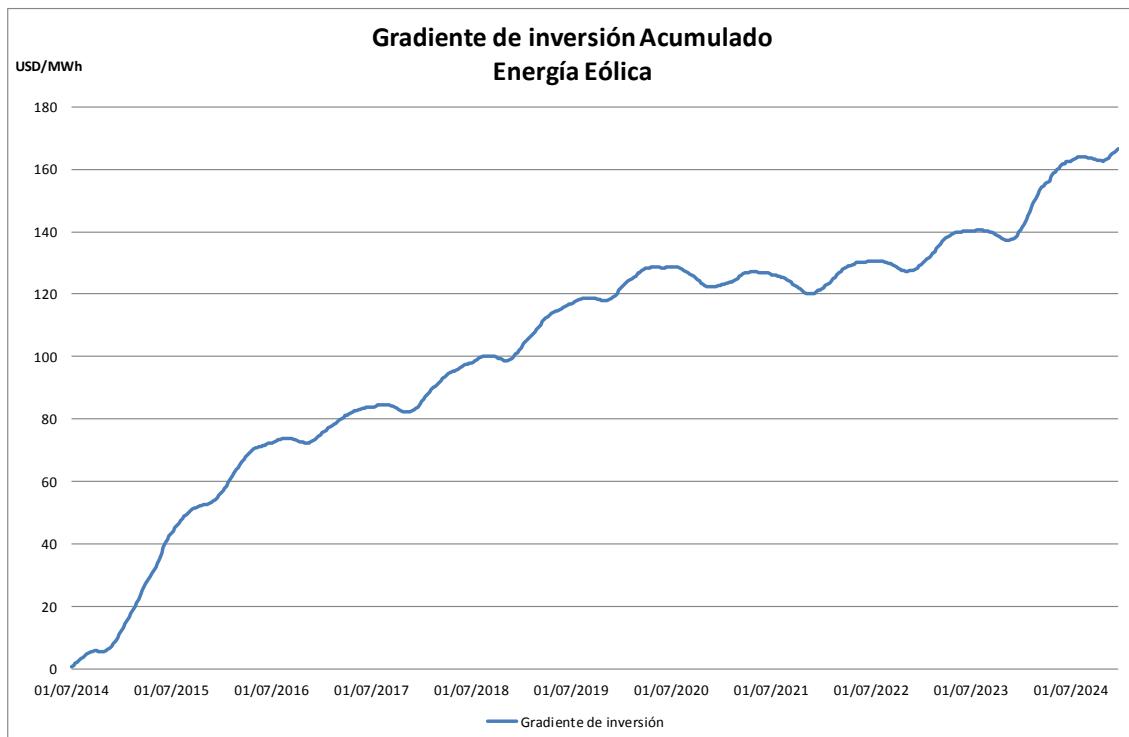
Si bien en este trabajo no se centra en el análisis horario de la ocurrencia de excedentes, es importante tener una primera impresión al respecto ya que el conocimiento de la misma puede ser muy útil a los efectos del diseño de la señal para la demanda considerando variaciones horarias, tanto para la señal de oferta mínima en una ventana anual como para las ofertas de ocasión.

Ambos análisis exceden el objetivo planteado para este trabajo pero son temas de interés para futuros trabajos. Por este motivo se presenta los excedentes en GWh para el año 2020 en cada uno de los postes horarios considerados. Previsiblemente, el poste cuatro correspondiente a las horas de valle presenta un mayor volumen de energía excedente. Sin embargo, en las semanas más secas (semanas correspondientes al verano) los excedentes son cercanos a cero en cualquiera de los postes considerados.



4.1.7 Análisis de la cadencia de inversión en energía eólica en el escenario base

Dado el importante nivel de inversión en energía eólica en el año 2020 (1000 MW de incremento de la potencia instalada) que repercute de manera significativa en los volúmenes de excedentes para el conjunto del sistema, se evalúa dicha cadencia a partir del gradiente de inversión acumulado para dicha fuente en el periodo considerado. Del mismo no surgen indicios que indiquen la necesidad de considerar una cadencia diferente a la manejada en la sala base del curso.

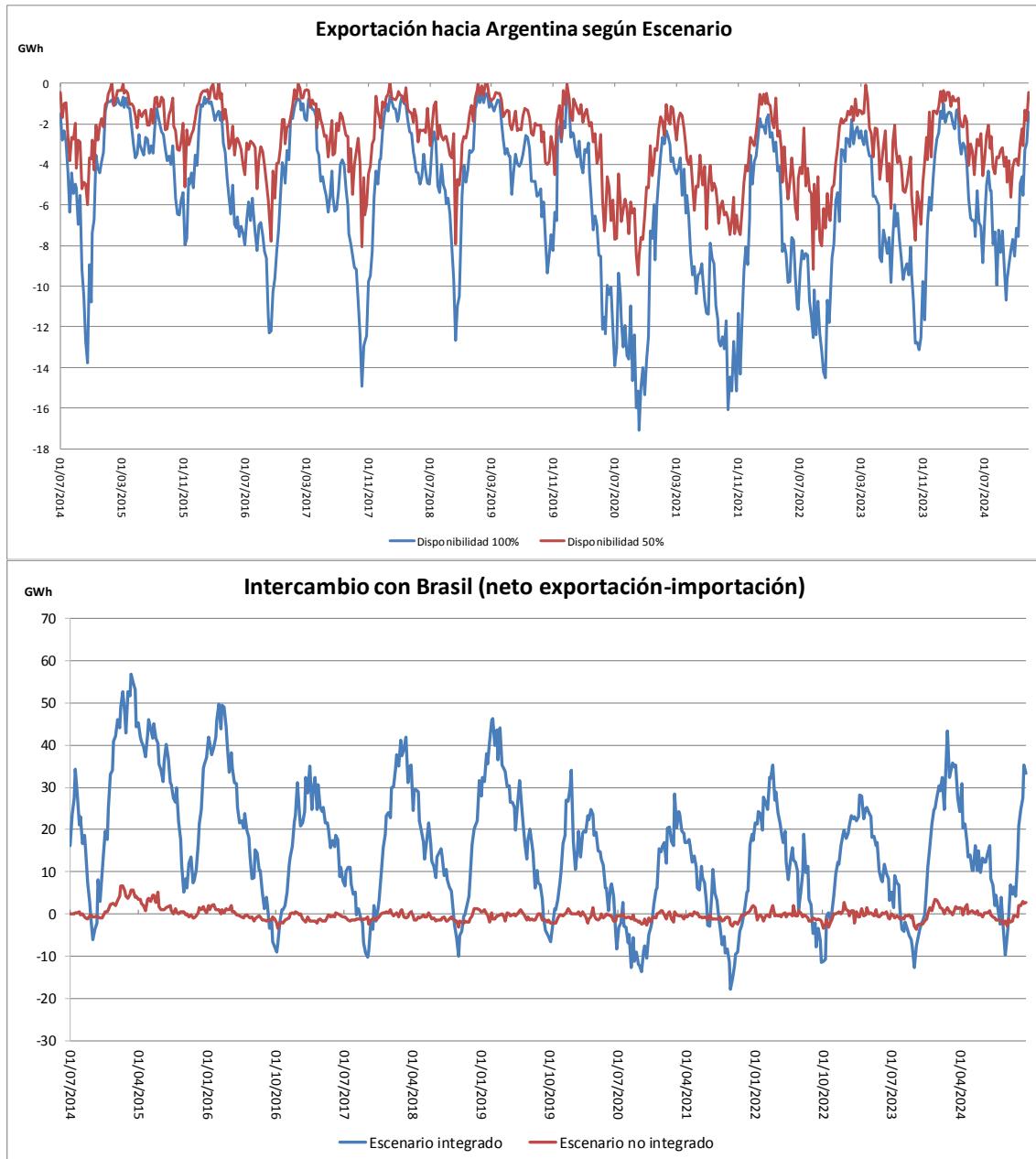


4.2 Escenarios alternativos

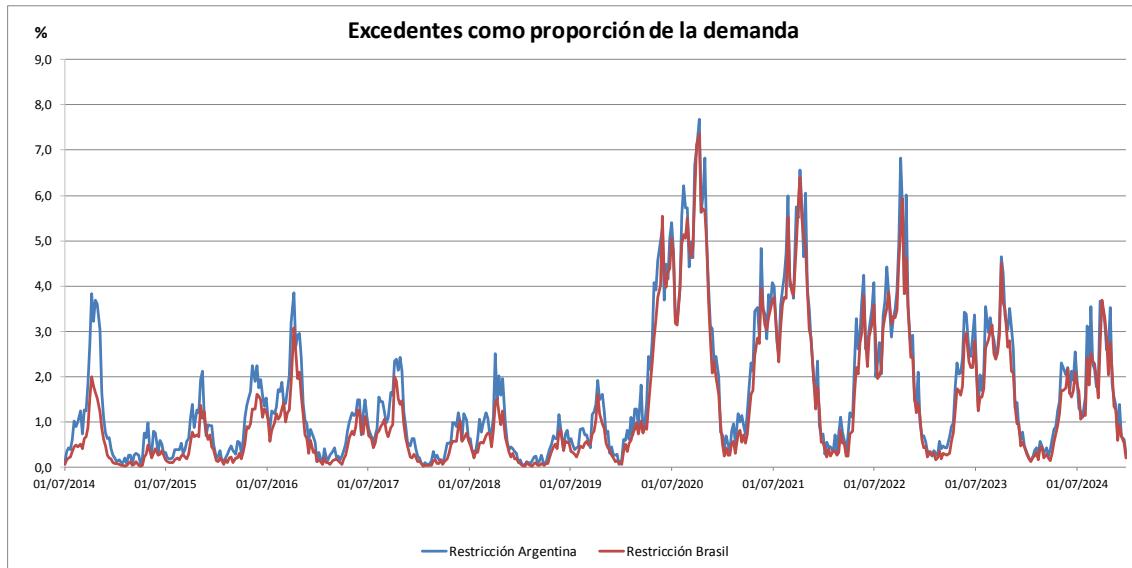
4.2.1 Restricciones al intercambio regional

Se consideran dos escenarios con límites a la integración regional arribando a similares conclusiones en ambos. En primera instancia se limita al 50% la disponibilidad de exportación de energía hacia Argentina. En segundo lugar se limita el intercambio con Brasil, estableciendo deltas de exportación e importación de 300 USD/MWh.

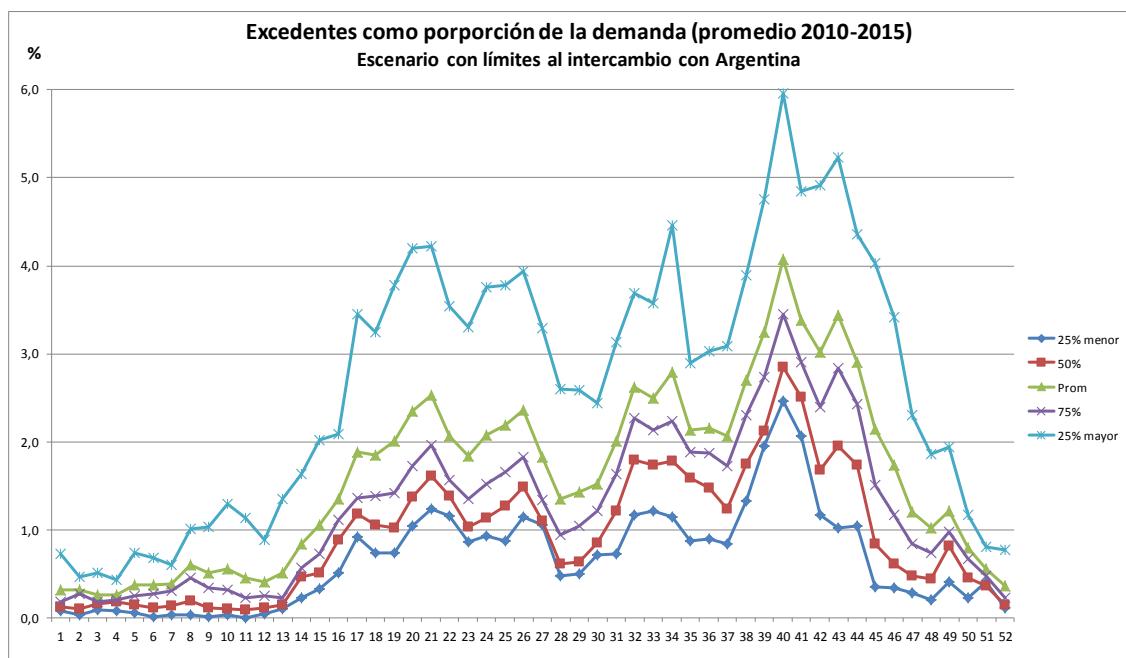
En los siguientes gráficos, en primer lugar, el volumen de exportación a Argentina (en GWh) en los dos escenarios: 100% de disponibilidad y 50% de disponibilidad. En segundo lugar, se presenta el intercambio con Brasil en los dos escenarios considerados. En último caso, los valores negativos refieren a mayores volúmenes de exportación en relación a la importación.

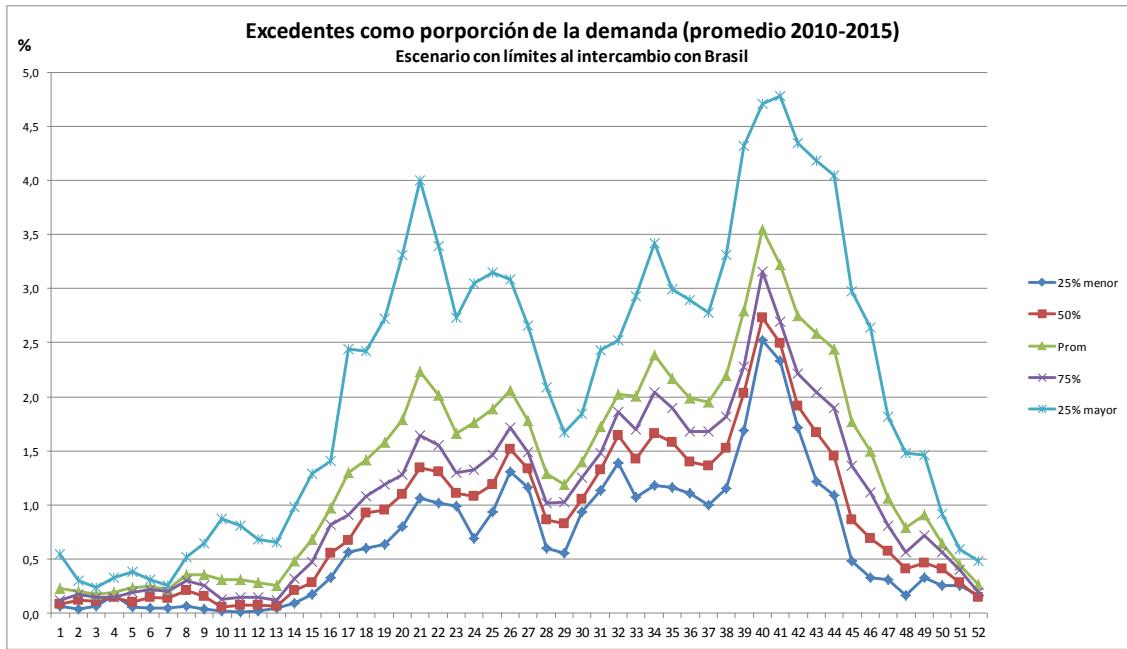


Al igual que en el escenario base, los excedentes comienzan a cobrar peso dentro de la demanda interna a partir del año 2020, año en que comienzan a descender, dado que en la sala no se incorporan nuevos generadores después de dicho año y la demanda interna crece 3,5% anualmente.



En lo que refiere al comportamiento intra anual de los excedentes, se encuentra la misma ventana de oportunidad que en el caso base, es decir, entre las semanas 39 y 42.

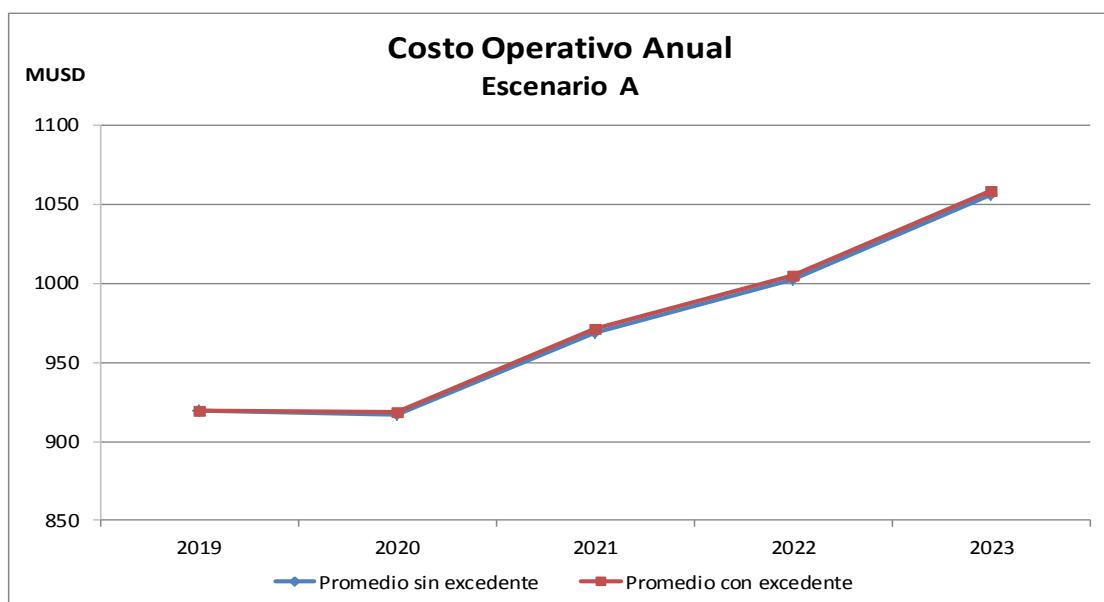


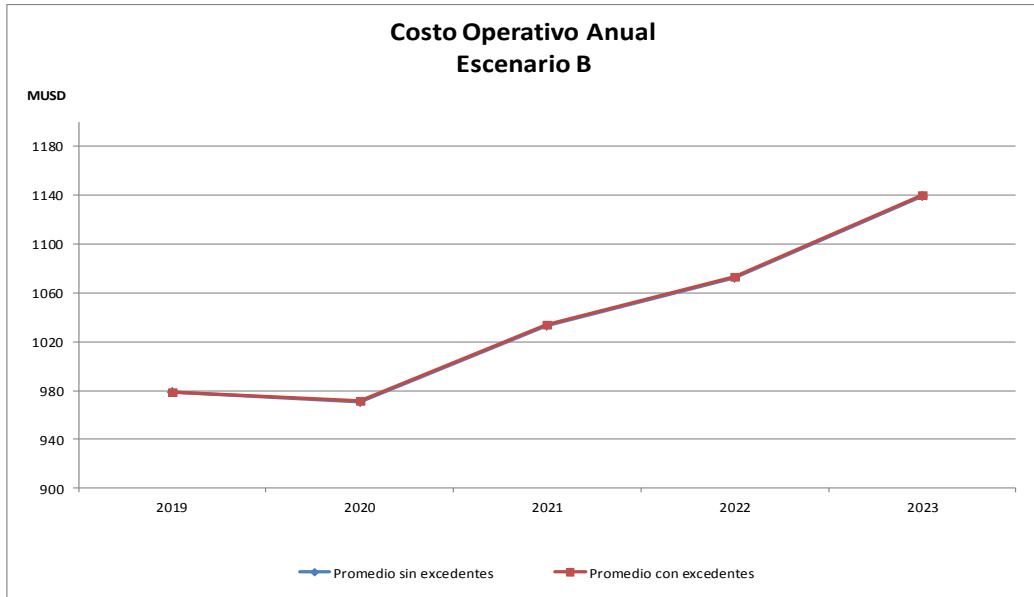


A partir de la información que surge de los gráficos precedentes se considera la siguiente oferta mínima de excedentes en cada escenario:

Excedentes mínimos en GWh (Escenario A)					Excedentes mínimos en GWh (Escenario B)						
Semana	2020	2021	2022	2023	2024	Semana	2020	2021	2022	2023	2024
39	8,6	8,9	9,2	9,5	9,8	39	9,8	10,1	10,5	10,8	11,2
40	8,3	8,6	8,9	9,3	9,6	40	9,5	9,9	10,2	10,6	10,9
41	8,3	8,6	8,9	9,1	9,4	41	9,5	9,8	10,1	10,4	10,8
42	8,3	8,6	8,8	9,1	9,4	42	9,5	9,8	10,1	10,4	10,7

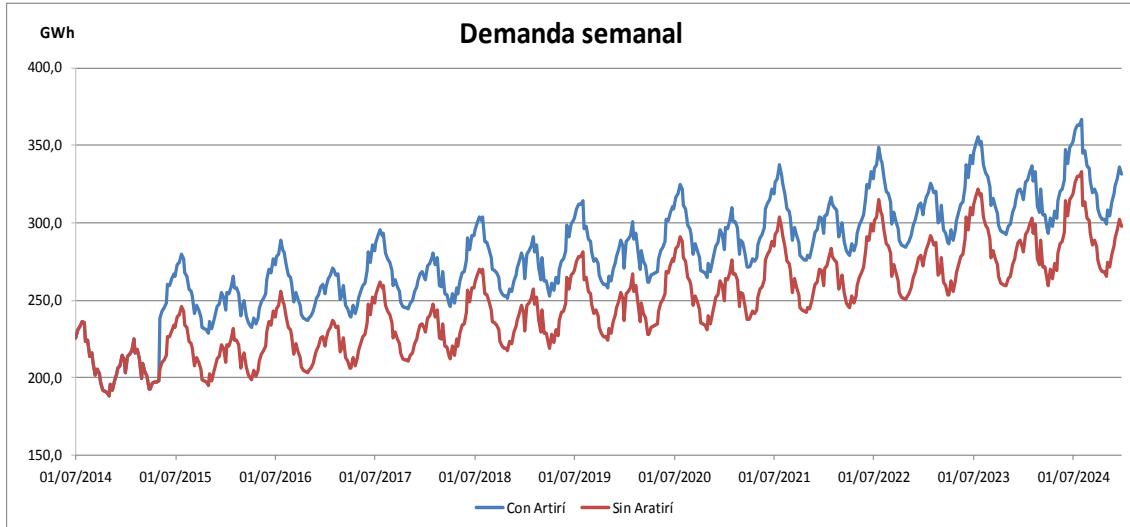
Los Costos Operativos incrementales de asegurar un volumen mínimo de excedentes corresponden al 0,2 y 0,1% del total de los mismos (Escenario A y Escenario B respectivamente).



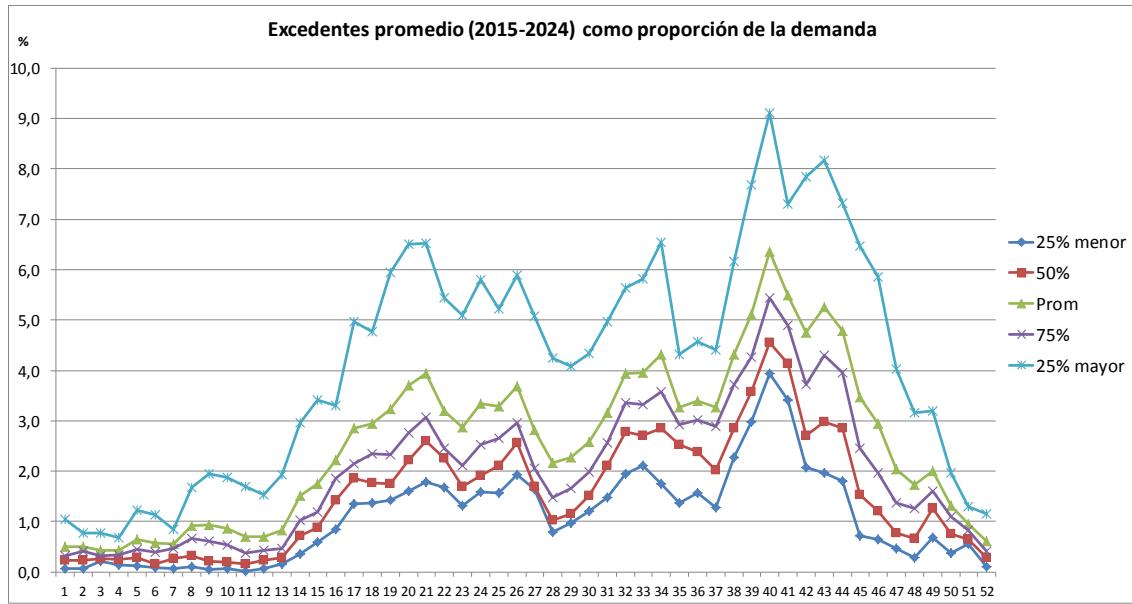


4.2.2 Escenario sin Aratirí

Se considera el escenario base sin la inclusión de la demanda realizada por la empresa Aratirí, esto representa una disminución de 33,6 GWh semanales de la demanda interna.



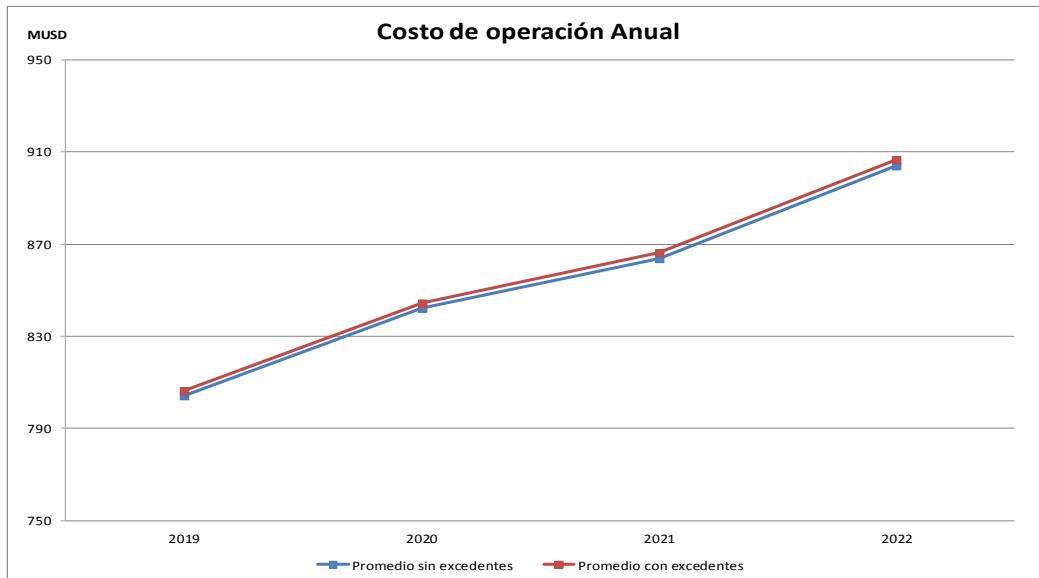
Como se puede ver en el siguiente gráfico, este escenario no solo implica un aumento de la cantidad de energía excedente sino que también abre la posibilidad de incorporar una nueva ventana para la oferta de excedentes mínimos entre las semanas 17 y 27.



En este trabajo no nos centraremos en la posibilidad que genera esta nueva ventana semanal, sino que mantendremos las cuatro semanas señaladas en el escenario base con fines comparativos. El volumen de energía mínimo a incorporar a la demanda es el siguiente:

Volumen mínimo de excedentes (GWh)					
Semana	2020	2021	2022	2023	2024
39	12,6	13,2	13,6	14,0	14,4
40	13,0	13,3	13,6	14,0	14,3
41	12,8	13,2	13,7	14,2	14,7
42	13,1	13,5	13,9	14,3	14,5

Los Costos Operativos Anuales se incrementan en promedio (considerando los cuatro años) 2,7 millones de dólares, lo que representa un 0,3% de los Costos Operativos Anuales.



4.3 Consideraciones finales

La incorporación de distintos escenarios de integración genera modificaciones en la magnitud de los mismos, pero no se encuentra mayores cambios en lo que refiere al momento en que comienzan a ser relevantes, año 2020 (considerados como porcentaje de la demanda) ni generan variaciones importantes en lo que refiere a la prevalencia de los mismos entre las semanas 39 y 42 (parte de la primavera).

En tanto la modificación en la demanda semanal, a partir de la exclusión del análisis de Aratirí genera, no solo la mayor presencia de excedentes sino que también permite la posibilidad de generar ofertas de excedentes en dos períodos del año, las semanas consideradas en el escenario base (39 a 42) y las semanas entre el 17 y el 27 (semanas previas al comienzo del invierno).

Según los resultados a los que se ha arribado, garantizar un mínimo de excedente no genera un incremento significativo de los costos al sistema (tanto considerando el Costo Anual de Operación como el costo marginal semanal). El rango de valores al cual se podrían ofrecer los mismos sin incrementar los costos de abastecimiento del sistema respecto de la situación de partida, constituye una oferta que se puede considerar atractiva en relación a los costos marginales medios del sistema.

5 Posibles futuros trabajos.

En este trabajo se utiliza como escenario base el planteado en el curso, considerando alternativas a las hipótesis de partida de dicho escenario, pero no se modificó el parque generador planteado. El cambio en las hipótesis de expansión del parque generador, como ser la consideración gradual de la entrada de los parques eólicos y la incorporación de generación fotovoltaica, genera modificaciones en los excedentes generados en el sistema, tanto en volumen como en el momento del horizonte de análisis en que comienzan a ser relevantes.

Si bien se ha trabajado con distintos escenarios referentes al comercio internacional, en futuros trabajos sería importante considerar, de manera detallada los precios y momentos del año acordados para la exportación e importación con Brasil. Específicamente, la posibilidad de que el intercambio se realice solo en algunos postes horarios y únicamente en algunas semanas del año.

Sería relevante trabajar de manera más específica respecto a las ofertas de ocasión tomando en consideración los costos por hora y por estación del año teniendo en cuenta la disponibilidad de red. Para ello, es relevante localizar excedentes a partir de simulaciones horarias.

Finalmente, otra propuesta de discusión futura corresponde a la combinación de la cuantificación de las ofertas mínimas en una ventana anual y las ofertas de ocasión a fin de determinar el precio de oferta de las mismas.