

Modelado de Demanda Con Respuesta desde el punto de vista del SIN

Gestión de la demanda eléctrica asociada al calentamiento de agua del sector residencial

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Trabajo final curso SimSEE edición 2020

Montevideo - Uruguay

Tutor:

- Ruben Chaer

Alumnos:

- Facundo de León
- Sofía Gervaz
- Agustín Ghazarian
- Agustín Ibáñez

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 el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

Tabla de Contenidos

1. Objetivo	3
2. Caracterización de la demanda	4
3. Descripción del modelo	7
4. Implementación y validación del modelo	9
4.1 Implementación del modelo	9
4.1.1 Demanda de estudio	9
4.1.2 Banco de Baterías	9
4.1.3 Arco unidireccional	10
4.2 Validación del modelo	10
4.2.1 Sala de paso horario	10
4.2.2 Sala de paso diario	14
4.3 Escenarios planteados	17
5. Resultados	19
5.1 - Resultados escenarios 1 y 2	19
5.1.1 Análisis de peor crónica	23
5.2 Resultados escenarios 3 al 6 :Sensibilidad respecto a la exportación	25
5.3 Independencia respecto a la semilla	26
6. Conclusiones	28
7. Bibliografía	29

1. Objetivo

En el presente trabajo, se tiene por objetivo utilizar el programa SimSEE para evaluar el impacto desde el punto de vista del sistema Interconectado Nacional (SIN) de gestionar cierta porción de la demanda de energía eléctrica. Esta capacidad de gestión, permite al despachante de energía tener control -con algunas restricciones- sobre la curva horaria de dichas demandas, pasando a ser entonces del tipo que conoceremos como “Demandas con Respuesta”.

En Uruguay, como consecuencia de una matriz eléctrica con gran peso de la energía generada a través del uso de fuentes renovables de generación variable (eólica en particular), la capacidad del despachante de controlar estas demandas con respuesta parece ser una alternativa prometedora en el entendido de que se traduciría en un uso más eficiente de la infraestructura eléctrica y los recursos de generación, así como en una mayor flexibilidad en el sistema y estabilidad en la red. Flexibilizar el sistema eléctrico del lado de la demanda, además de favorecer la integración de energías renovables en la matriz, también puede tener un impacto positivo en los planes de expansión de potencia instalada y de las redes eléctricas.

Actualmente, la demanda es totalmente definida por el comportamiento del usuario, existiendo únicamente ciertos incentivos tarifarios para que los usuarios finales desplacen su consumo fuera de las horas donde se tiene el pico de la demanda. Esta medida contribuye a bajar los picos de consumo de potencia pero no contempla la variabilidad en la generación.

A raíz de esto, se decide estudiar el efecto de gestionar el momento del consumo de alguna porción de la demanda. Por su naturaleza, hay ciertas aplicaciones en que los usuarios pueden cambiar el momento del uso, pero hay otras que están ligadas a ciertos horarios y es importante tener en consideración estas restricciones propias de la demanda de forma de que el usuario final no vea alteradas sus prestaciones.

Se selecciona para este estudio la demanda asociada al calentamiento de agua para uso residencial por termotanque. Lo que se propone es desfasar el consumo eléctrico que implica calentar el agua de los termotanques de su uso, con el objetivo de consumir de la red en los horarios más convenientes para el despachante sin que el usuario deba modificar su comportamiento. La elección de los termotanques radica en que representan un porcentaje muy importante de la demanda de energía en el sector residencial y que cuentan con la capacidad de almacenar energía lo que permite independizar el consumo de electricidad del uso final.

Los resultados esperados de este trabajo son, por un lado, poder implementar una sala SimSEE que represente adecuadamente al SIN con la demanda de termotanques gestionable y que respete las restricciones de suministro de dicha demanda y, por otro lado, la creación de plantillas SimRes3 que impriman las variables más relevantes del problema y que permitan visualizar el impacto sobre el SIN de poder manejar parte de la demanda. Además, se espera cuantificar dicho impacto monetariamente y analizar los resultados obtenidos relacionando el desplazamiento de la demanda con la variabilidad en la generación.

2. Caracterización de la demanda

El calefón o termotanque es la aplicación más utilizada para el calentamiento de agua en el país, especialmente en el sector residencial. Básicamente, el calefón está conformado por un tanque de almacenamiento de agua, una resistencia eléctrica que aporta el calor al agua y un termostato que permite regular la temperatura de seteo. El tanque está aislado térmicamente, lo que permite que el agua sea almacenada a la temperatura de seteo con pequeñas pérdidas térmicas. Gracias a esto, el agua puede ser calentada en cualquier momento anterior a la necesidad del consumo del usuario.

El estudio se centra únicamente en la demanda de los calefones asociada al sector residencial, clasificándose la misma como una demanda preexistente y de ciclo diario. Para cuantificarla, se parte de los datos presentados en el Balance Energético Nacional (BEN) del 2018 por el MIEM, de donde se puede extraer la evolución de la demanda de energía eléctrica del sector residencial desde el año 1965 hasta el 2018. Se presenta a continuación (Figura 1) la demanda de energía eléctrica por sector (en ktep) destacándose que el sector residencial es el de mayor peso.

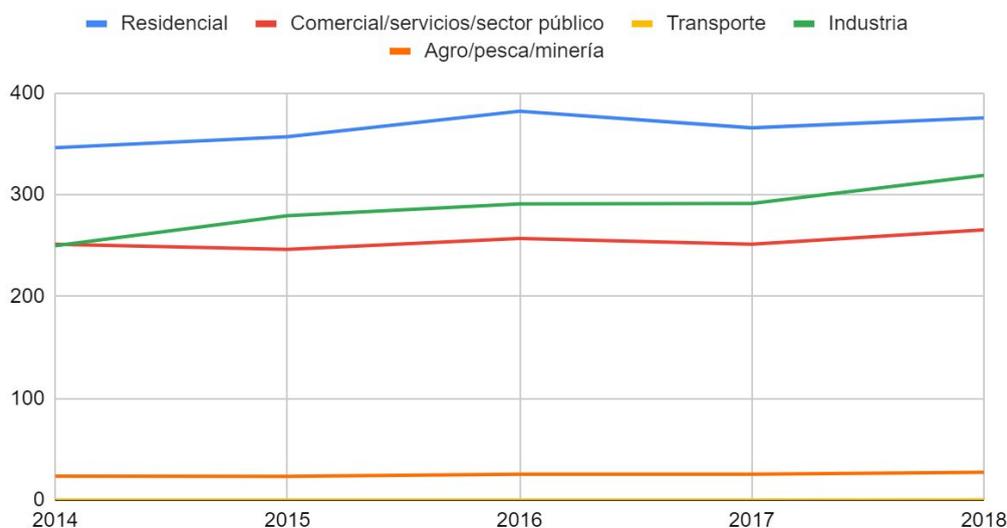


Figura 1: Demanda EE por sector (ktep)

Como estimación de su valor desde 2018 hasta la actualidad y su proyección en el futuro cercano, se considera el promedio del crecimiento anual desde el 2010 al 2018, obteniendo una tasa de crecimiento del 3,22% anual.

Por otra parte, según información provista por la Dirección Nacional de Energía, el 37% de la energía eléctrica consumida en una familia que calienta el agua con electricidad se destina a tal fin. En base a esta información y afectando este número con un factor de reducción de 0,8 que busca representar que, si bien se trata de una minoría, no todos los hogares utilizan energía eléctrica para el calentamiento de agua y a su vez, que podrían existir hogares que optaran por no adherirse al plan propuesto, se puede tener una primera estimación de la demanda energética diaria asociada a los calefones en el sector residencial.

Tomando esto en consideración, se alcanza la siguiente demanda diaria para el período 2020-2025 que se presenta en la Tabla 1.

Año	Energía diaria (MWh)
2020	3772,8
2021	3894,3
2022	4019,7
2023	4149,1
2024	4282,7
2025	4420,6

Tabla 1: Proyección de la demanda energética de calefones del sector residencial

Es fundamental para el modelado el poder discretizar esta demanda calculada de forma horaria. Para ello, se recurre a la tesis de maestría presentada por el Ingeniero Luis de Saldamando en 2018 en Facultad de Ingeniería - UdelaR, con título “Análisis del Consumo y Generación de Agua Caliente Sanitaria en el Sector Residencial Uruguayo”, en donde se presentan perfiles promedio del consumo de agua caliente sanitaria en diferentes regiones del mundo. Tomando el perfil correspondiente al promedio del consumo en el sector residencial de la Unión Europea como estimación del perfil en Uruguay, se obtiene una distribución de la demanda de energía térmica diaria, como porcentaje del total de energía utilizada para calentamiento de agua.

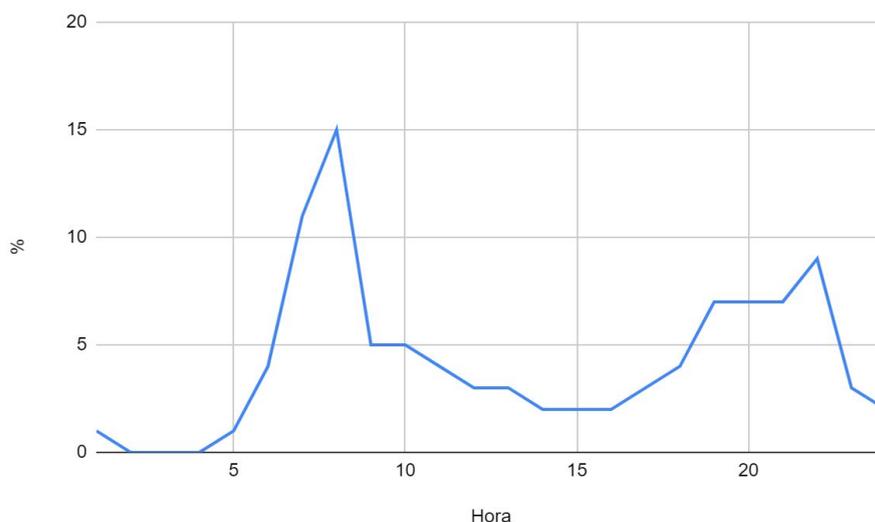


Figura 2: Perfil de consumo de agua caliente considerado (como % de la energía diaria total utilizada para calentamiento de agua).

A continuación, en la Tabla 2, se detalla la curva horaria de **demanda de agua caliente**, es decir energía térmica en MWh.

A partir de esta estimación de demanda térmica se busca representar de la mejor forma posible la curva de demanda eléctrica de calefones. Para lograr esto, se toma como hipótesis que, si bien existen hogares donde se regula el momento de encendido de los mismos, típicamente mediante timers, estos son un porcentaje minoritario, estando la amplia mayoría de los equipos conectados las 24 hs a la red.

En estas condiciones, los equipos se encienden en el momento en que el termostato detecta un descenso de temperatura, lo que se da cuando se consume agua caliente e ingresa al tanque agua a temperatura ambiente, permaneciendo encendidos el tiempo que sea necesario para restablecer la temperatura de seteo. Analizando la información disponible para los distintos modelos existentes en el mercado, se opta por tomar como representativo un tiempo de calentamiento de 2 horas, por lo que los calefones estarían encendidos durante la hora de vaciado y una hora posterior, hasta completar la carga. Desde este momento, y hasta su próximo uso, solo se deberían compensar las pérdidas al ambiente que, a los efectos del trabajo, se consideran despreciables.

En base a esto, se obtiene la siguiente curva de **demanda de energía eléctrica** en MWh, detallada en la Tabla 2 debajo.

Hora	% de Demanda	MWh Agua caliente	MWh Energía Eléctrica
0	2,0%	75,5	94,32
1	1,0%	37,7	56,592
2	0,0%	0,0	18,864
3	0,0%	0,0	0
4	0,0%	0,0	0
5	1,0%	37,7	18,864
6	4,0%	150,9	94,32
7	11,0%	415,0	282,96
8	15,0%	565,9	490,464
9	5,0%	188,6	377,28
10	5,0%	188,6	188,64
11	4,0%	150,9	169,776
12	3,0%	113,2	132,048
13	3,0%	113,2	113,184
14	2,0%	75,5	94,32
15	2,0%	75,5	75,456
16	2,0%	75,5	75,456
17	3,0%	113,2	94,32
18	4,0%	150,9	132,048
19	7,0%	264,1	207,504
20	7,0%	264,1	264,096
21	7,0%	264,1	264,096
22	9,0%	339,6	301,824
23	3,0%	113,2	226,368

Tabla 2: Demanda horaria de agua caliente y energía para su calentamiento en el sector residencial.

3. Descripción del modelo

Se propone modelar el caso a estudiar con un “Actor auxiliar” con capacidad de almacenar energía, que se encargará de extraer energía eléctrica del SIN cuando sea conveniente y suministrarla cumpliendo los requisitos asociados a la demanda estudiada. Este “Actor Auxiliar” tiene entonces la capacidad de desfazar el consumo de energía de su uso.

Por otro lado, por tratarse de una demanda preexistente en el sistema, la demanda a estudiar debe ser identificada y extraída de la demanda original en el SIN, de modo de mantener la energía total demandada del sistema inalterada. En la Figura 3 se presenta un esquema del modelo propuesto.

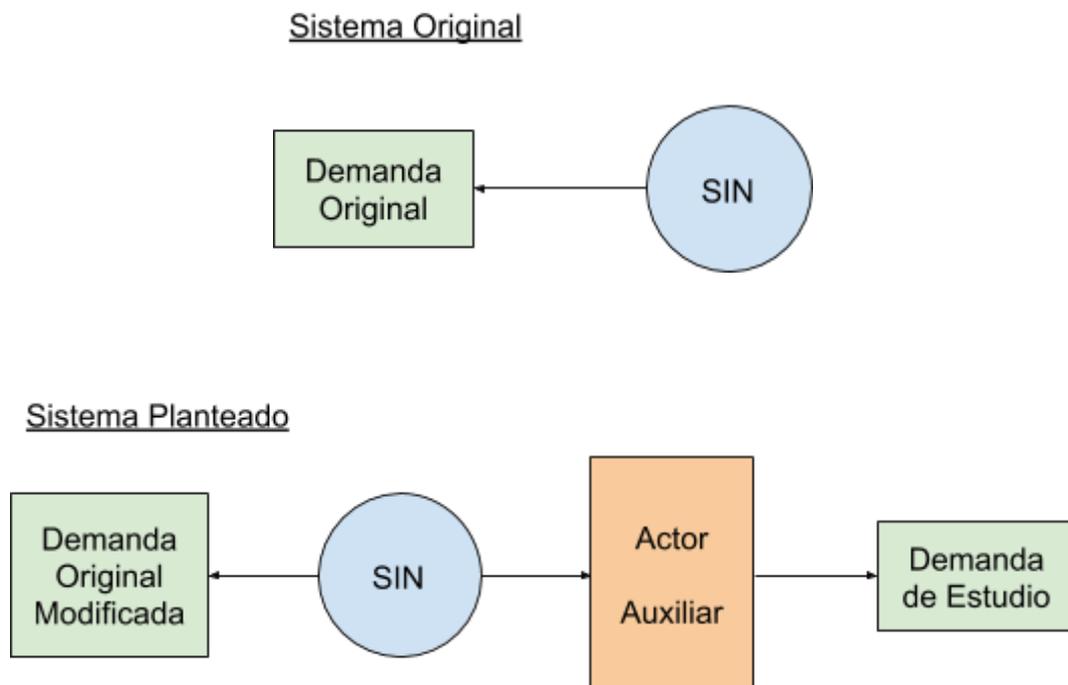


Figura 3: Representación esquemática del sistema original y el sistema planteado.

En SimSEE, se toman como base salas previamente desarrolladas (de paso horario y diario) que cuentan con un modelado detallado de los diversos actores que componen el SIN. El modelo planteado consiste en la incorporación de cuatro nuevos actores en las salas:

- Nodo auxiliar
- Arco
- Banco de baterías
- Demanda de estudio

El “Actor Auxiliar” mencionado al principio de esta sección estaría conformado entonces por el conjunto nodo auxiliar + banco de baterías.

Teniendo esto en cuenta, puede interpretarse la potencia del arco unidireccional que une al SIN con el nodo auxiliar como la nueva demanda eléctrica divisada por el SIN, asociada al “Actor Auxiliar”. A través de este “Actor Auxiliar” es que se satisface la demanda de estudio, contemplando los requerimientos de la misma.

Si la operación del banco de baterías es adecuada, se prevé un desfase horario entre las curvas de potencia en el arco y las de la demanda de estudio. Es decir, se prevé que para la demanda de estudio se desacople la generación de energía de su consumo.

El modelo cargado en las salas en SimSEE se presenta de forma gráfica en la Figura 4 a continuación:

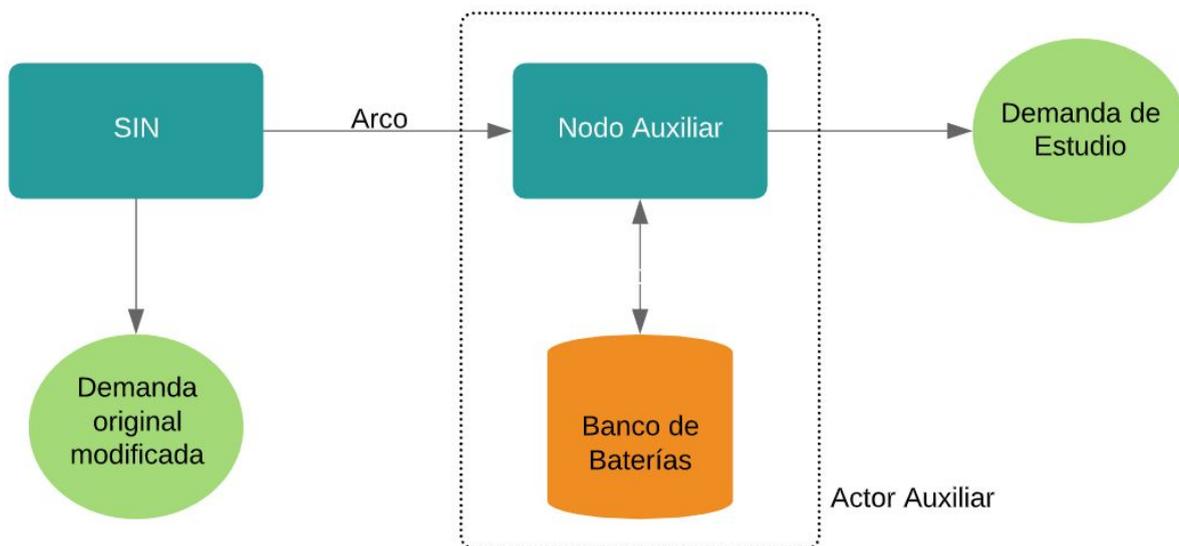


Figura 4: Representación del modelo en SimSEE

4. Implementación y validación del modelo

4.1 Implementación del modelo

Se busca en esta sección definir los distintos parámetros correspondientes a los actores que se incorporan al sistema, acorde a lo mencionado anteriormente.

4.1.1 Demanda de estudio

La demanda de estudio a ingresar en SimSEE es la calculada en la sección 2, y presentada en la Tabla 2 afectada por las fuentes “llano1_PES_2020_05_1”, “llano2_PES_2020_05_1”, “valle1_PES_2020_05_1” y “pico1_PES_2020_05_1” en la sala. Esta demanda, que es la considerada como “gestionable”, es introducida en el nodo auxiliar (N2), y a su vez restada a la demanda original existente en el nodo 1 (SIN) de forma de mantener el total de energía requerido por el sistema constante.

4.1.2 Banco de Baterías

Para el caso del banco de baterías, se debe indicar en su ficha su capacidad máxima, así como también las potencias máximas de carga y descarga, junto con sus rendimientos asociados.

El primer paso para definir estos parámetros consiste en calcular el número total de calefones en el sistema. A partir del tiempo de calentamiento de 2 horas indicado en la sección 2, y tomando como una potencia individual de 1.500 W por calefón, se calcula que para equiparar la energía demandada diaria de 3.772,8 MWh el número de calefones en el sistema, asumiendo una única carga diaria, asciende a las 1.257.659 unidades, resultando en una potencia total instalada de 1.885 MW aproximadamente. A los efectos de la implementación, para limitar la potencia máxima de carga de las baterías se utiliza un valor 25% superior a dicho valor para asegurar que la red no es limitante en el problema.

Una vez conocido el número de calefones, se procede a estimar la capacidad media de los mismos a partir de la siguiente ecuación de balance de energía, donde tomando una diferencia de temperaturas de referencia de 45 °C se determina una capacidad promedio en 57 Lt aproximadamente, coherente con las hipótesis de 1.500 W de potencia y 2 hs de tiempo de calentamiento adoptadas:

$$masa = \frac{Energía\ consumida}{N \times Cp \times \Delta T}$$

Según la demanda total diaria presentada en la sección 2, y asumiendo una eficiencia del 100% en los calefones, se deduce que la capacidad de almacenaje energético total del sistema sería de 3.772,8 MWh. Sin embargo, para el dimensionado del banco de baterías se opta por reducir este valor a 2.000 MWh buscando representar que los usuarios no hacen uso del total de esta energía, debido a que implicaría aprovechar el total del ΔT adoptado y en la práctica implicaría el uso de agua que ya se consideraría como “fría”.

Dado que el nodo auxiliar se encuentra vinculado al SIN por un arco unidireccional, la potencia de descarga de las baterías estará ligada a la potencia requerida por la demanda

de estudio. Por lo tanto, la potencia máxima de descarga a indicar en la ficha deberá ser superior a la potencia máxima de esta demanda para no limitar su abastecimiento. Se opta por colocar un valor de 2360 MW, igual a la potencia máxima de carga.

El rendimiento de carga se fija en 1, mientras que para el rendimiento de descarga se decide colocar un 0,99 a modo de que el sistema vea un mínima ineficiencia y evite así realizar cargas y descargas en simultáneo.

4.1.3 Arco unidireccional

Se indica para el arco una potencia máxima coincidente con la potencia máxima de carga del banco de baterías, a modo de que refleje que las baterías son los propios termotanques.

El rendimiento es fijado en 1 y no se asocian costos de peaje.

4.2 Validación del modelo

4.2.1 Sala de paso horario

Implementar el modelo en la sala horaria permite visualizar en detalle la variación de la demanda, la generación por fuente y la carga/descarga de la batería hora a hora, y analizar cuando el sistema encuentra que es óptimo almacenar energía. Se parte de la sala horaria disponible en el sitio web de ADME para la planificación semanal con inicio el día 21/05/2020. Se opta por optimizar 1 mes y simular 2 semanas en base a 100 crónicas. En esta sala, las baterías se configuran de forma que el valorizado de su energía no está impuesto manualmente, sino que el valor del costo variable de la misma es calculado por el programa. Con esto se busca visualizar el funcionamiento de la optimización de la carga y descarga de la batería sin restricciones.

Para comenzar con este análisis, se presenta en la Figura 5 el gráfico de previsión de la generación por fuente en el periodo, donde se superpuso la potencia total demandada (curva amarilla). Allí se puede observar que existen momentos de alta generación de energía eólica, y otros momentos donde la misma es baja y se recurre a la energía hidráulica para abastecer la demanda. También se aprecia cómo en ciertos intervalos de tiempo la potencia total demandada es mayor que la generación total, lo que sucede cuando se tiene una baja producción de energía eólica, dejando entrever que es entonces cuando el sistema hace uso de las baterías. En momentos de exceso de demanda sobre la generación se hace evidente la descarga de las batería, siendo esta diferencia la potencia suministrada como mínimo por la misma y siendo exactamente ese valor cuando no se tienen exportaciones ni excedentes.

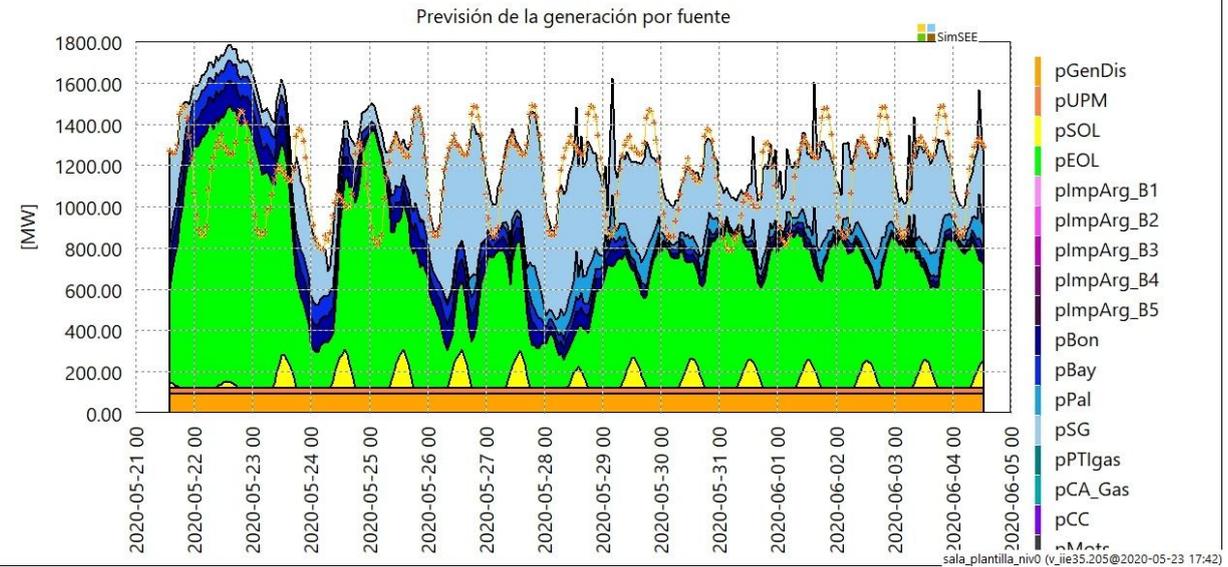


Figura 5: Previsión de la generación por fuente y potencia total demandada en la sala horaria.

En la Figura 6 se presenta la distribución del suministro de la demanda, donde se muestra como la energía demandada por los calefones es satisfecha por la red (área verde) y por la batería (área celeste) en diferentes proporciones. También se observa que los momentos de descarga de la batería para el promedio de las crónicas simuladas suelen estar asociados a excedentes nulos.

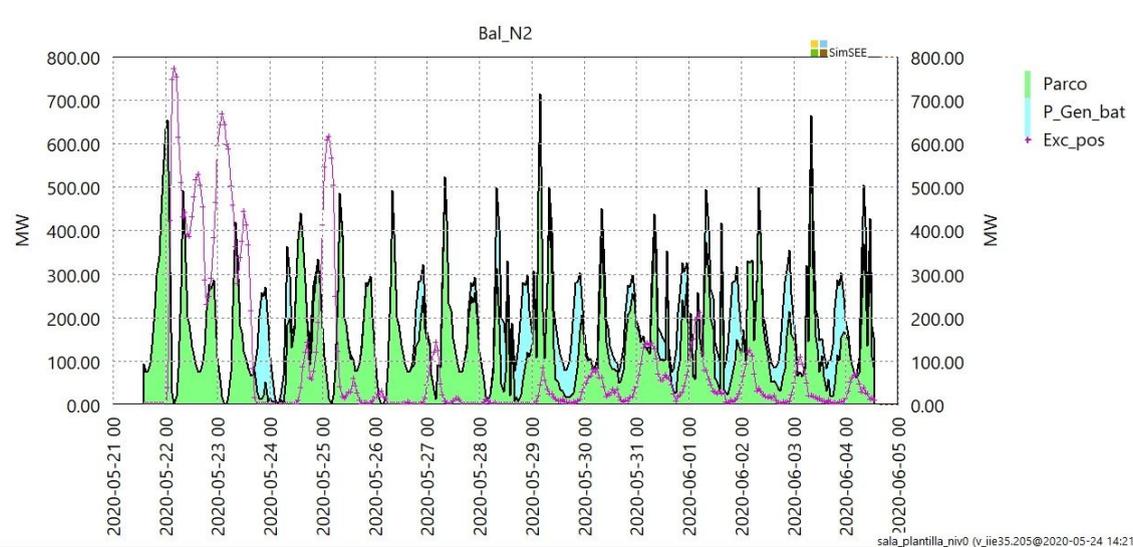


Figura 6: Distribución del suministro de la demanda de estudio y su comparación con los excedentes.

La Figura 7 muestra el estado de la carga de la batería con el paso de las horas. La descarga de la batería se puede interpretar como la porción de la demanda eléctrica que se logró desfasar en el tiempo respecto a la demanda. Por otra parte, la carga de la batería

corresponde a cómo se distribuye el consumo de esa energía en el tiempo, y por lo tanto se interpreta como la forma óptima (según el software) de consumir la energía gestionable.

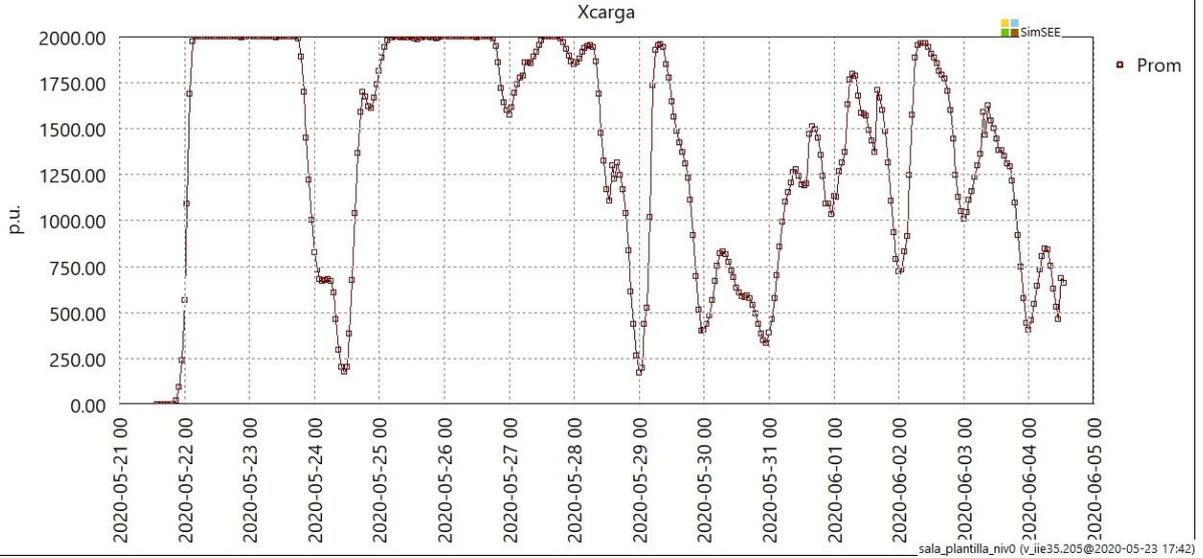


Figura 7: Estado de carga de la batería.

Para el análisis de la carga y descarga, se grafican la curva de los costos marginales y la del costo variable de la energía almacenada en la batería (eje primario), superpuestas con la curva del estado de carga de la misma (eje secundario) en la Figura 8. Se observa que las descargas profundas de las baterías suceden en momentos donde el costo marginal supera al costo variable de la energía almacenada. Por la cantidad de actores que están involucrados (demanda, mercado de exportación, etc.) y la complejidad del problema a resolver (minimizar el costo futuro), la información de costos que presenta esta gráfica es insuficiente para obtener conclusiones sobre los ciclos de carga y descarga.

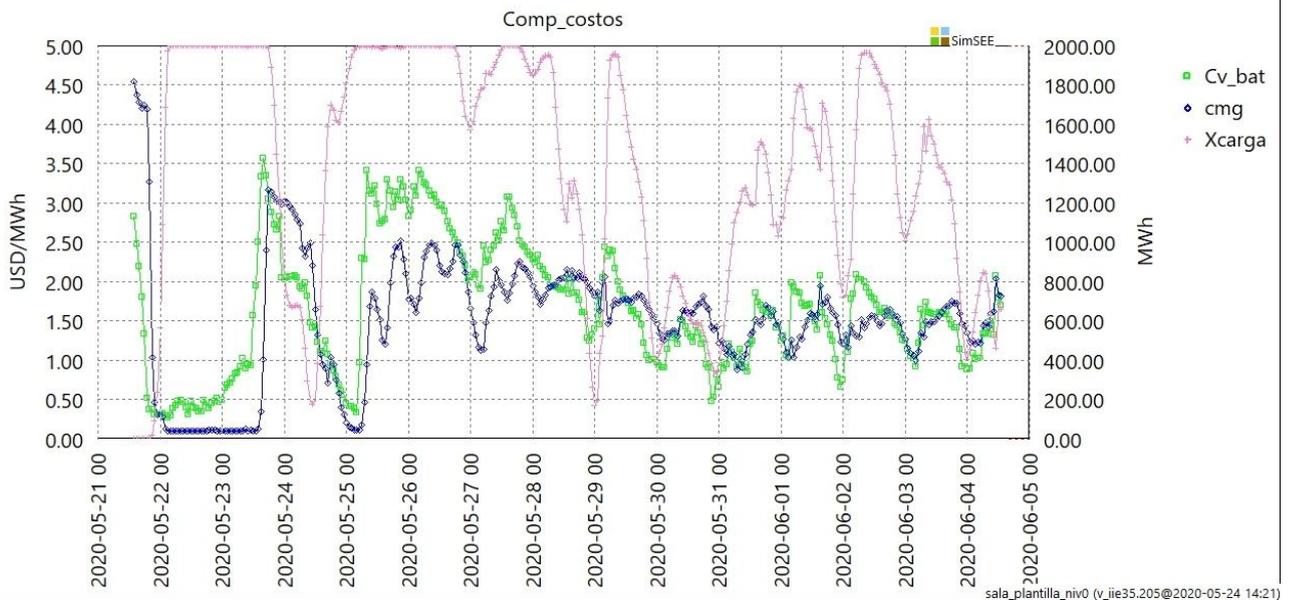


Figura 8: Comparación del estado de carga de la batería con el costo marginal y el costo variable de la energía almacenada en la batería.

Para ver esto desde un punto de vista de disponibilidad energética se presenta la Figura 9, donde se muestran la curva del estado de carga de la batería y la curva de los excedentes. Allí se puede apreciar cómo las cargas de la batería coinciden con niveles altos o aumento en los niveles de excedentes, y las descargas se realizan cuando se tienen disminuciones o bajos niveles de excedentes. En la primer carga de la batería se puede ver una diferencia entre el momento en que empieza la carga y cuándo se empiezan a apreciar los excedentes, lo que suponemos que se debe a que la carga de la batería estaría consumiendo excedentes que se tendrían en el sistema sin no se tuviera almacenamiento de energía.

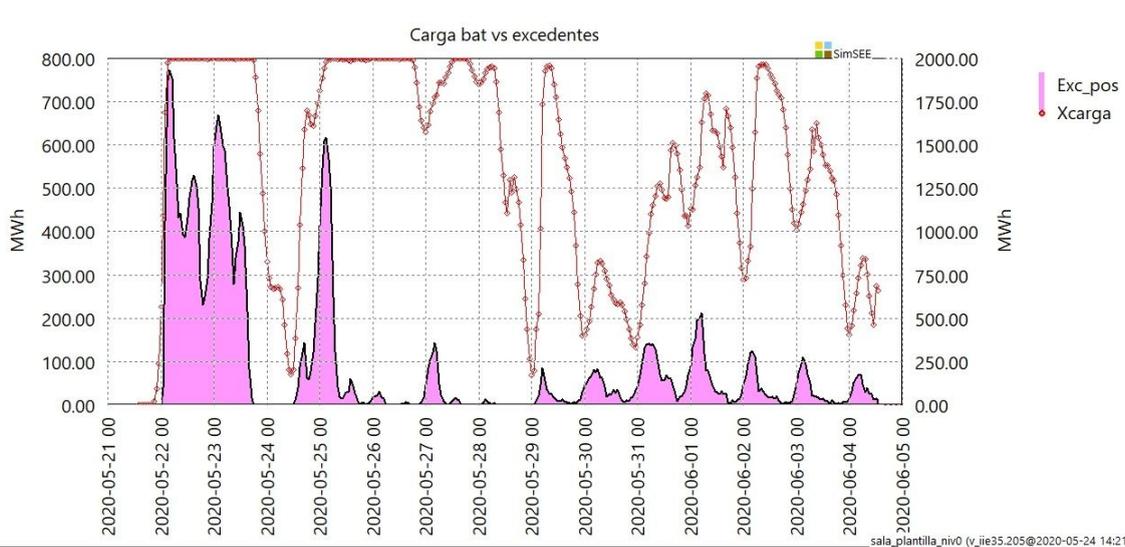


Figura 9: Comparación del estado de carga de la batería con los excedentes de EE.

Como conclusión, la sala horaria permite corroborar el funcionamiento del modelo en paso horario, en particular el comportamiento del nodo 2 presentado en la Figura 6. También se puede analizar la operación de la batería, su carga y descarga, y verificar que las variables que entendíamos que afectan estos procesos realmente tienen los comportamientos esperados.

Sin embargo, volviendo a la Figura 7, se observa que no se tienen ciclos diarios de carga y descarga de similar magnitud, sino que la energía permaneció almacenada por más de 1 día, existiendo ciclos diarios de baja capacidad y ciclos con más carga que descarga o viceversa. Por esta razón, se considera que en la simulación obtenida en esta sala no representa correctamente la demanda de los calefones propuesta, la cual tanto por la frecuencia del uso de agua caliente como por la existencia de pérdidas térmicas tiene un ciclo diario, perdiendo sentido el acumular energía durante días.

La diferencia de esto con el comportamiento de ciclo diario con descarga total esperado se debe a que la energía de la batería en esta sala no está valorizada de forma manual, sino que el programa determina el valor del costo variable de la energía de la batería para definir de forma óptima la carga y descarga. Por esta razón, se toma esta sala horaria únicamente como una validación del funcionamiento del modelo y se utiliza la sala diaria que se

describe en la siguiente sección para el desarrollo de los escenarios por considerarla más representativa del modelo a estudiar.

4.2.2 Sala de paso diario

Se opta por utilizar 4 postes de 1, 4, 13 y 6 horas respectivamente. Para el banco de baterías, se selecciona la opción de “valorizado manual” y se fija en 0 USD/MWh con el objetivo de generar ciclos diarios en los calefones como se menciona en la sección anterior.

Para la validación del modelo en la sala de paso diario se simula una única crónica de forma de poder observar más claramente el funcionamiento del sistema. En las Figuras 10 y 11 se destaca que efectivamente el modelo provoca un desplazamiento de la demanda de los termostatos de las horas más caras hacia las más baratas.

En ambos casos, la curva roja representa la demanda de los termostatos y la azul la suministrada por el SIN. La diferencia entre ambas se explica por el hecho de que la batería entrega energía en ciertos momentos y se carga en otros permitiendo el desplazamiento de una curva frente a la otra.

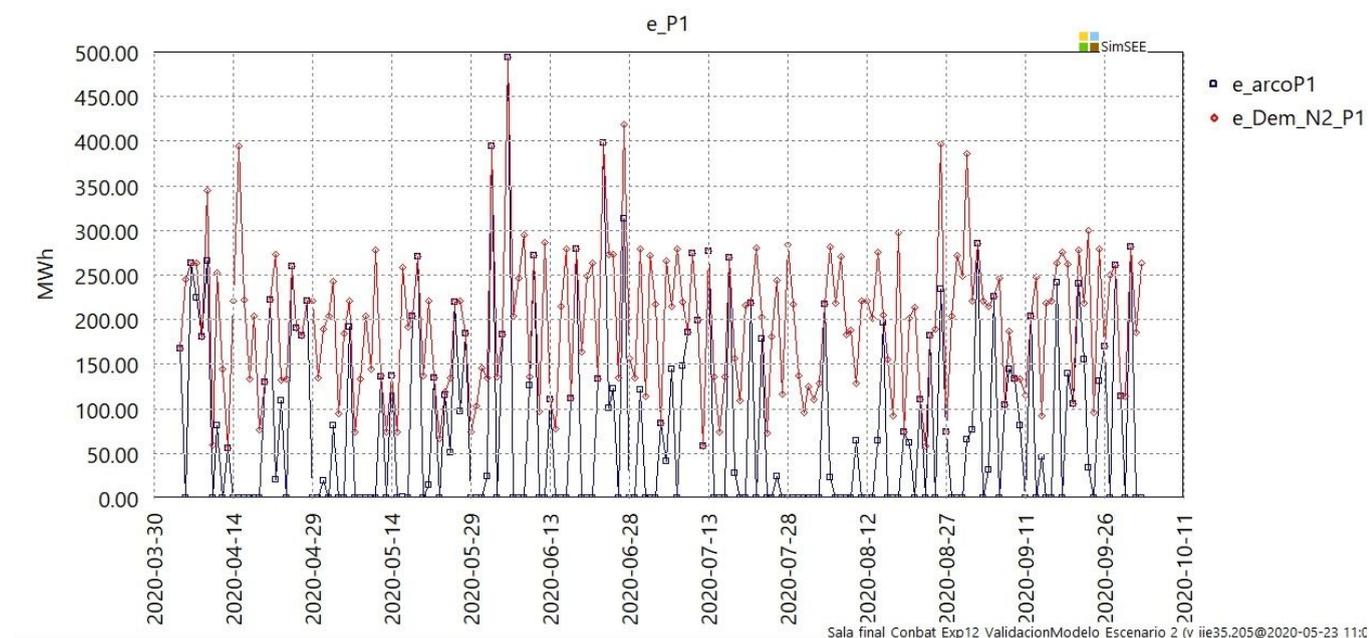


Figura 10: Energía demandada por los termostatos y provista por el SIN en el P1

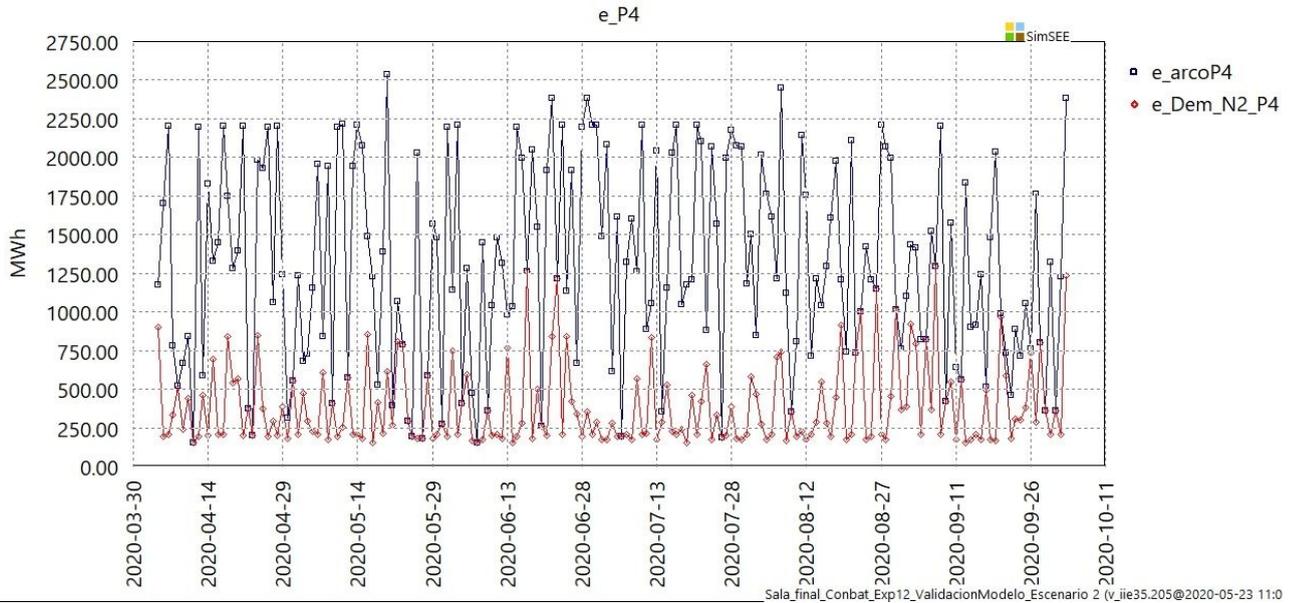


Figura 11: Energía demandada por los termotanques y provista por el SIN en el P4

En las siguientes Figuras (12 y 13) se puede observar como las baterías únicamente demandan energía en el poste 4 para su carga y como en el poste 1 entregan parte su energía (en postes intermedios se dan comportamientos intermedios).

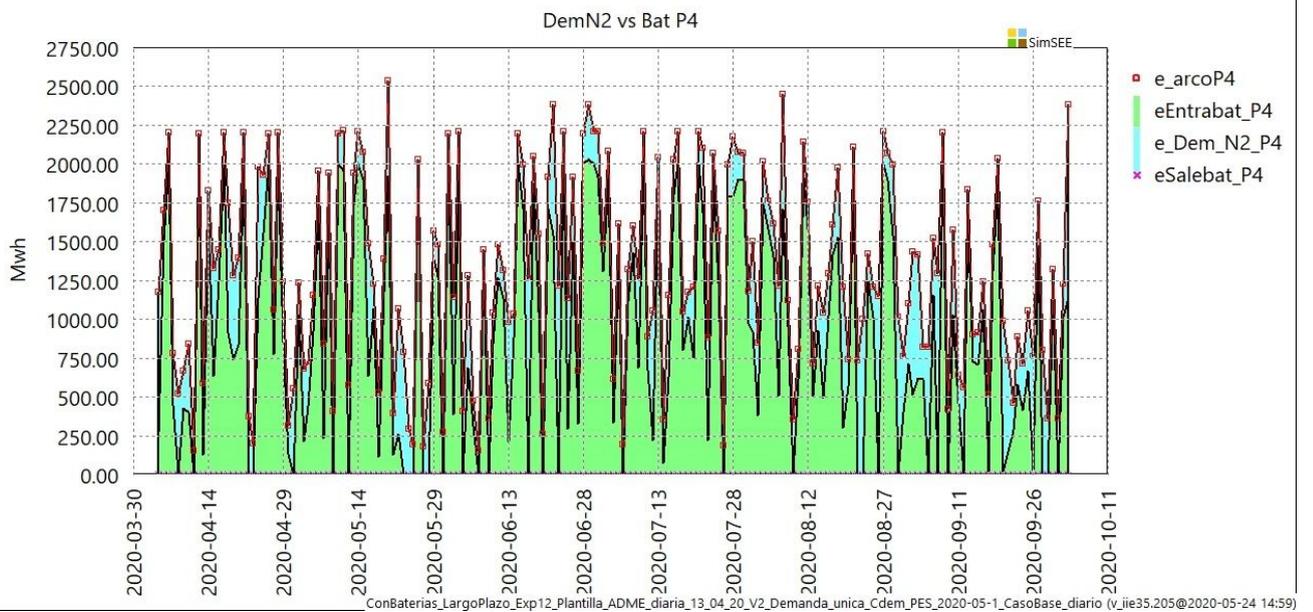


Figura 12: Comportamiento del sistema en poste P4

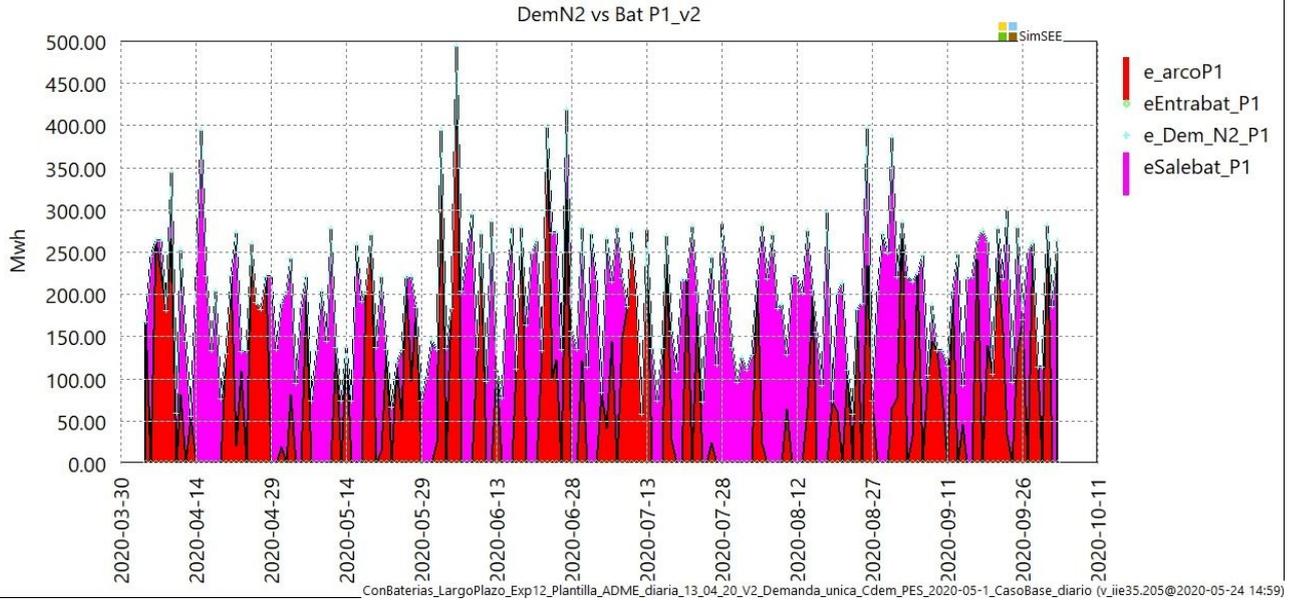


Figura 13: Comportamiento del sistema en poste P1

Para concluir con la validación del modelo se considera la potencia que entra y sale de la batería discriminada por poste (Fig. 14 y 15). En esta simulación se observa que la potencia de carga en el poste 4 es muy superior a los restantes postes mientras que para las potencias de descargas son los postes 1 y 2 los que predominan.

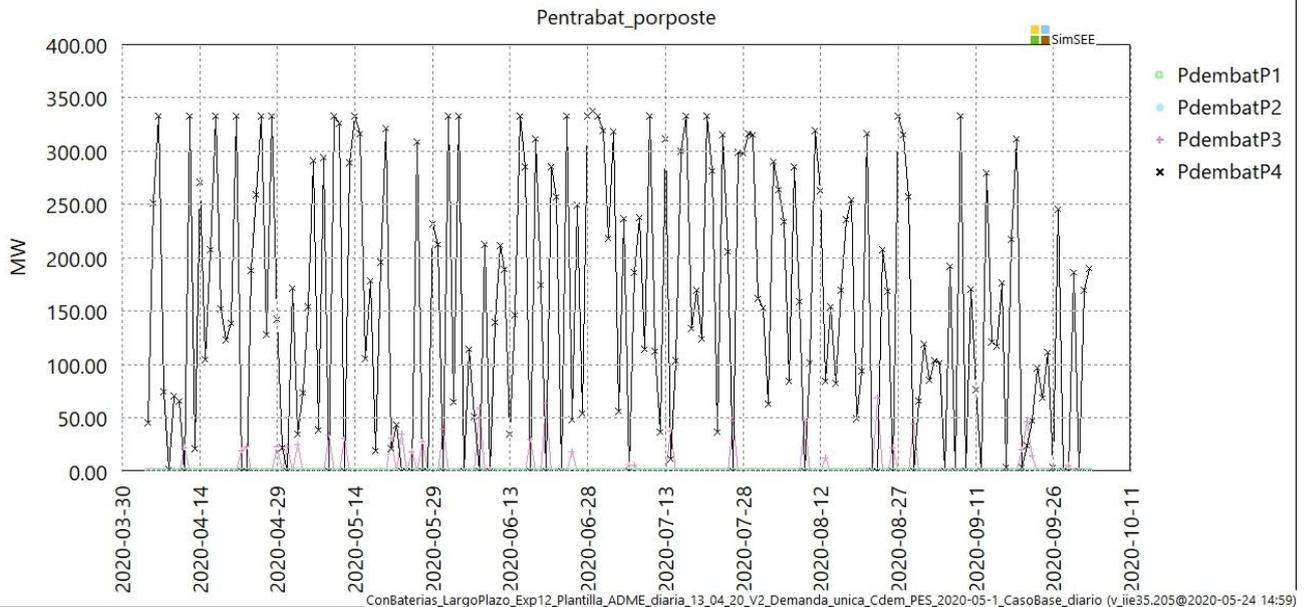


Figura 14: Análisis de potencia entrante a la batería por poste

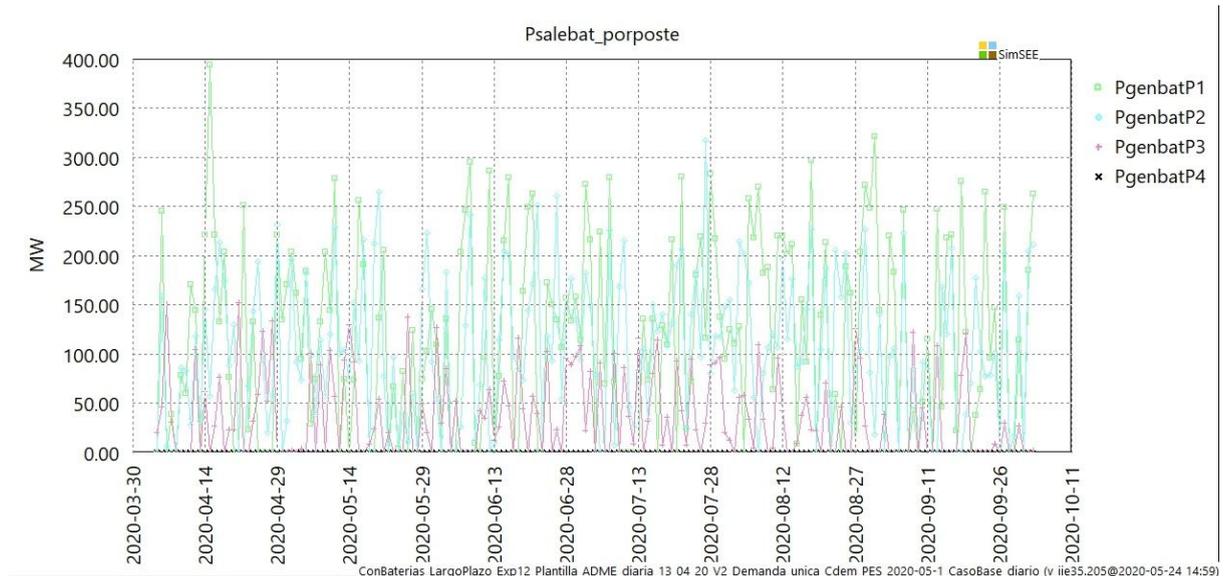


Figura 15: Análisis de potencia saliente de la batería por poste

Se puede verificar que en esta sala, al valorizar la energía en la batería a 0 USD/MWh, el ciclo de carga y descarga de la batería es diario respetando la restricción impuesta por la demanda y considerada como hipótesis del caso de estudio. Por este motivo, de ahora en adelante, el trabajo se realiza sobre la sala de paso diario.

4.3 Escenarios planteados

Se simulan escenarios que permitan conocer el comportamiento del modelo propuesto. En particular interesa ver si la posibilidad de desplazar cierta porción de la demanda impacta positivamente en el costo de abastecimiento de la energía.

Asimismo, también es importante evaluar la sensibilidad de los resultados obtenidos ante variaciones en algún parámetro relevante del problema. En este caso, se analiza el impacto que tiene el precio de exportación sobre el ahorro generado al gestionar la demanda.

Finalmente, se estudia la independencia de los resultados respecto de la semilla aleatoria utilizada para la simulación. Esto para tener una idea de la precisión de los resultados obtenidos (para las hipótesis consideradas).

Para todos los casos, se toma como base la sala de planificación estacional de paso diario *PES_2020-05-1_CasoBase_diario_COVID19_V2*. Las cotas iniciales de las centrales hidráulicas (73,36m, 37,62m y 32,69m para Bonete, Palmar y Salto Grande respectivamente) así como el enganche son los establecidos en dicha sala. En todos los escenarios se optó por disminuir el número de discretizaciones en todos los embalses con el fin de reducir el costo computacional. Se optimizaron, con sorteo, 5 crónicas y se simularon 100 crónicas con periodos de optimización y simulación de un año y seis meses respectivamente.

A continuación se listan los escenarios planteados:

Escenario 1 - Sin banco de baterías, precio de exportación a Argentina 12 USD/MWh.

Escenario 2 - Con banco de baterías, precio de exportación a Argentina 12 USD/MWh.

Escenario 3 - Sin banco de baterías, precio de exportación a Argentina 45 USD/MWh.

Escenario 4 - Con banco de baterías, precio de exportación a Argentina 45 USD/MWh.

Escenario 5 - Sin banco de baterías, sin exportación ni a Argentina ni a Brasil.

Escenario 6 - Con banco de baterías, sin exportación ni a Argentina ni a Brasil.

5. Resultados

5.1 - Resultados escenarios 1 y 2

En primer lugar se presenta la generación por fuente obtenida en el escenario 1 para contextualizar el periodo de simulación y tenerlo presente a la hora de analizar los resultados. Si bien la generación por fuente puede variar entre ambos escenarios (por ejemplo que las baterías permitan utilizar menos recurso térmico), la generación de eólica, solar y biomasa se mantiene constante por lo que se presenta la generación por fuente del sistema sin baterías (Fig. 16).

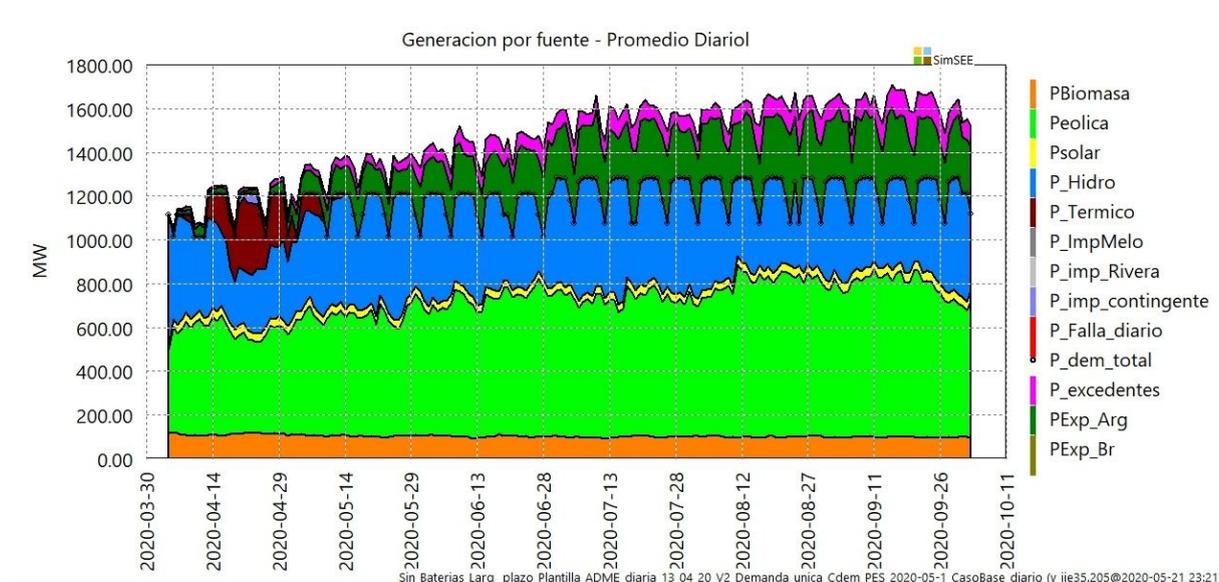


Figura 16: Generación por fuente escenario 1 - Promedio diario

Se observa que al comienzo se recurre a encender centrales térmicas debido a la escasa generación hidráulica limitada por el bajo nivel de cotas en el que se encuentran los embalses en este año en particular. Por otra parte, se destaca que a partir de cierto momento empieza a crecer la cantidad de excedentes en el sistema producto de un aumento en la generación hidráulica fundamentalmente acompañado también por aumento en la eólica.

Para cuantificar el impacto de desplazar la demanda, se presenta el costo de abastecimiento de la demanda para ambos escenarios tanto en USD/MWh como en MUSD acumulados al final de los 6 meses (Figuras 17 y 18 respectivamente). El mismo es calculado como la suma del producto en todos los postes del costo marginal y la energía generada, dividido la energía total generada en el día. Como en estos escenarios la demanda es gestionable se cree que este valor es el más adecuado para realizar comparaciones.

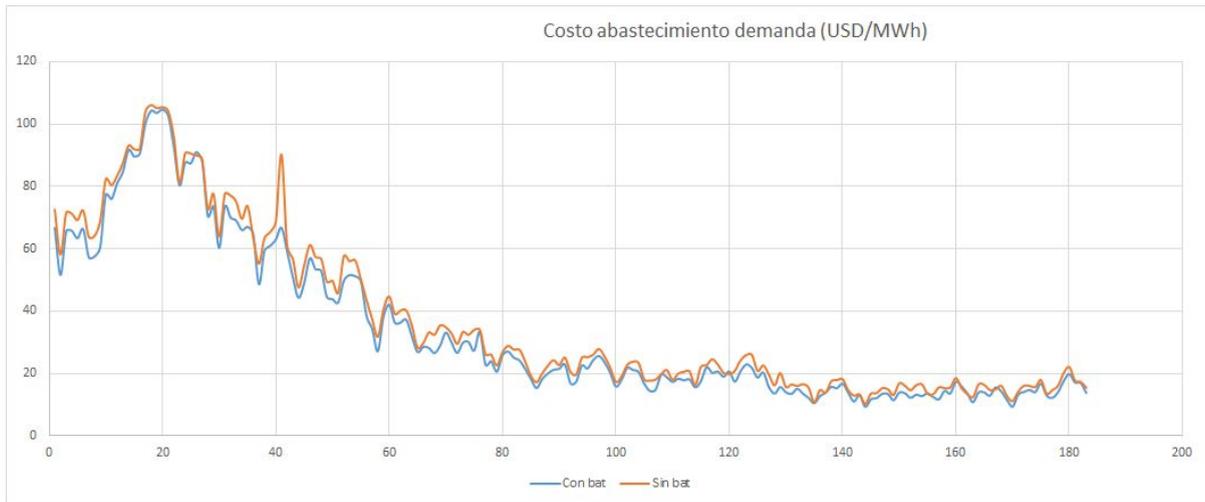


Figura 17: Comparación de evolución de costo de abastecimiento de la demanda

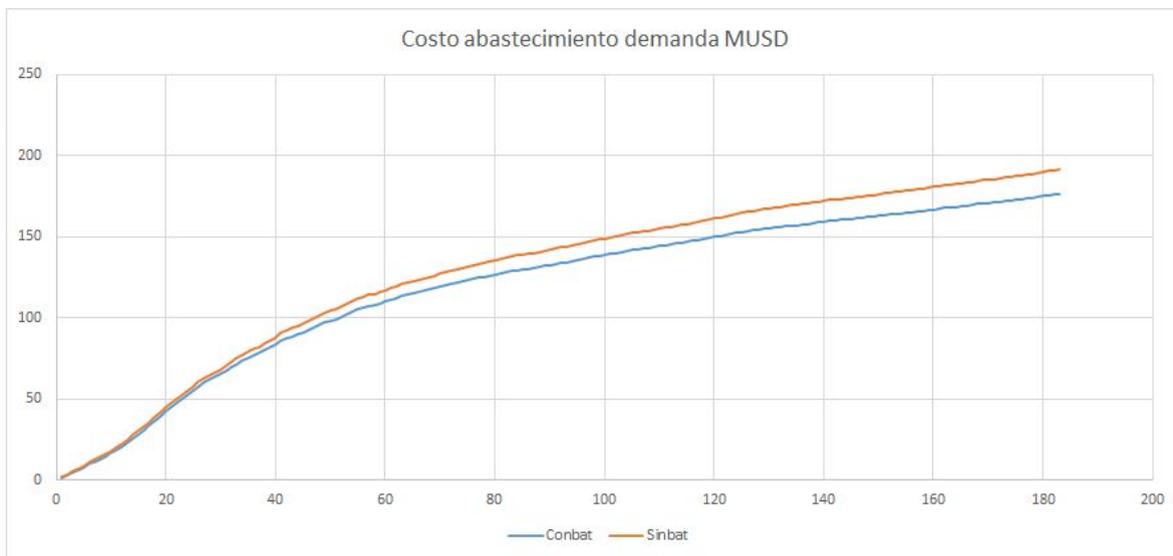


Figura 18: Comparación de evolución de costo de abastecimiento de la demanda

Se observa que la curva del costo de abastecimiento de la demanda por MWh con batería se ubica por debajo en prácticamente todos los días. Además, para el costo acumulado de abastecimiento de la demanda se observa sobre el final de la simulación una diferencia del entorno de 15 MUSD. Cabe destacar que esta diferencia empieza a incrementarse de forma más acentuada a partir del día 40 de simulación aproximadamente, donde comienza a haber excedentes en el sistema (ver Figura 16).

Para explicar el ahorro obtenido se estudia el impacto de la incorporación de las baterías sobre los horarios de consumo. En este sentido, se observa que en el poste 4 (Figura 20) toda la demanda requerida en el nodo N2 es únicamente satisfecha por la red (e_arco) quien se encarga a su vez de cargar las baterías. Por el contrario, en el poste 1 (Figura 19) no hay flujo de energía hacia las baterías pero sí desde las mismas, el cual representa una gran parte de la energía demandada total. Esto muestra entonces que, en el nuevo funcionamiento, los termotanques desplazaron parte de su consumo de la red a horarios más convenientes.

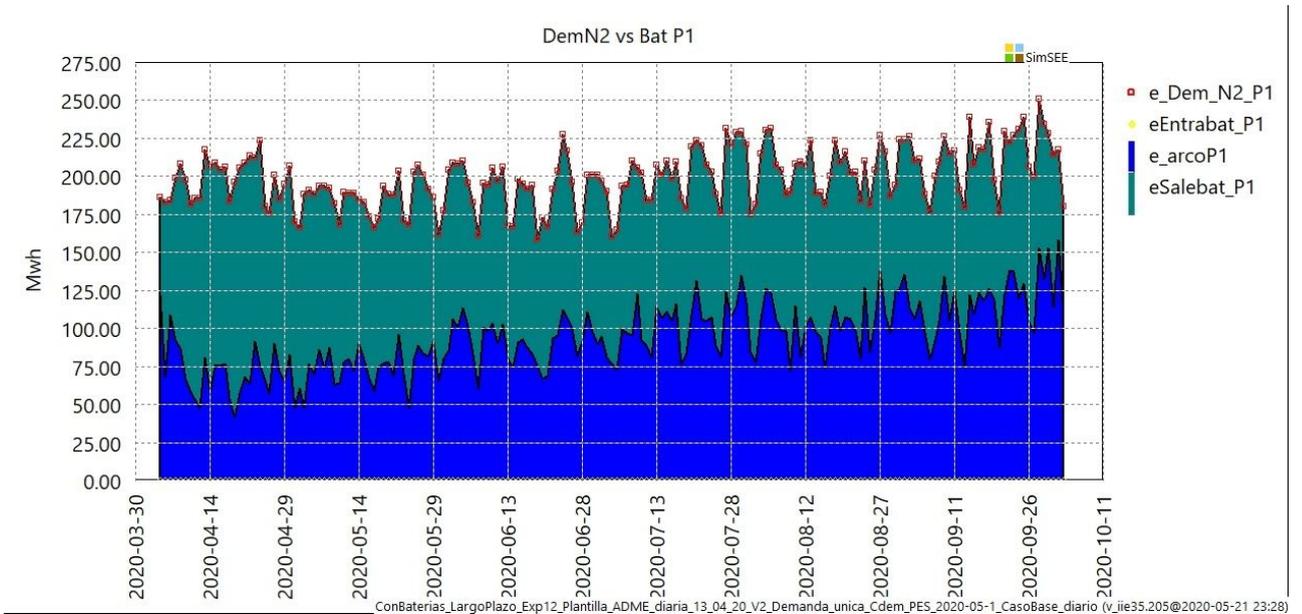


Figura 19: Análisis de comportamiento del sistema en poste P1.

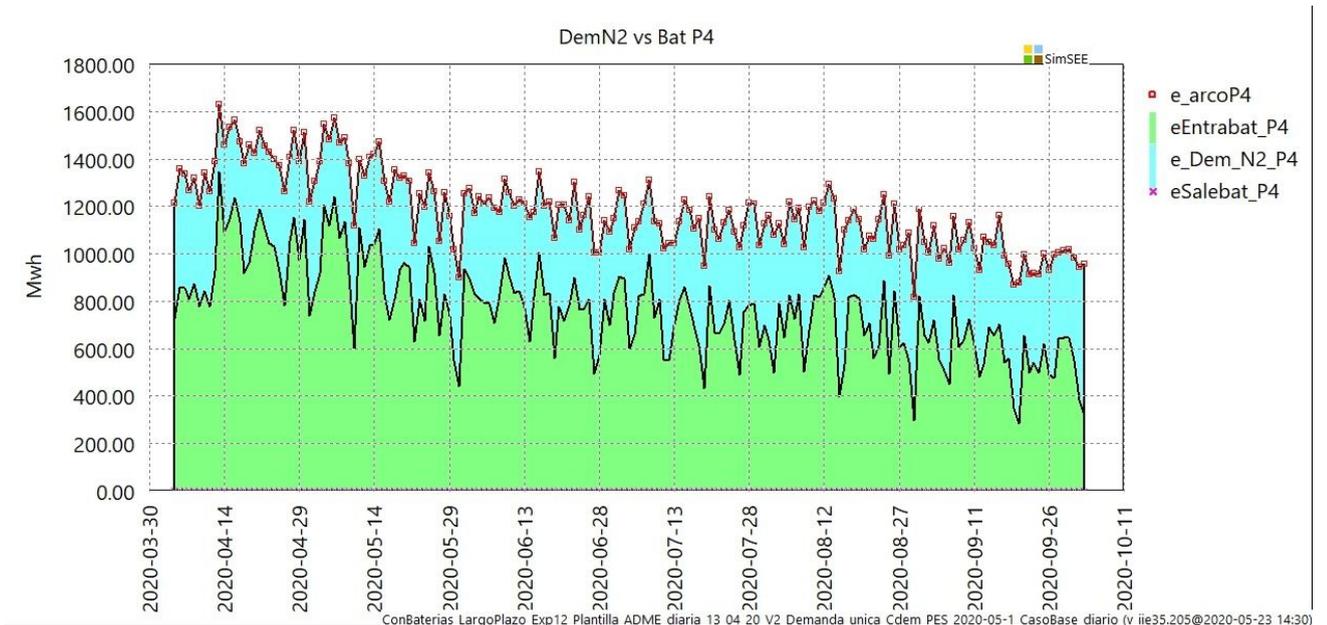


Figura 20: Análisis de comportamiento del sistema en poste P4.

En la Figura 21, se presenta el ahorro obtenido en costo futuro ordenado de menor a mayor. El valor medio del ahorro en el CF es de 9,4 MUSD para las 100 crónicas simuladas destacándose que su valor es siempre positivo. Por lo tanto, en todos los casos fue beneficioso para el costo del sistema el haber incorporado la gestión de la demanda.



Figura 21: Análisis del ahorro por crónica.

Además, si se ordena el ahorro en CF de acuerdo a las crónicas (de crónicas más caras a las más baratas para el escenario 1) y se calcula la diferencia entre ambos escenarios, se obtiene la curva de ahorro que se presenta a continuación (Figura 22). Si bien hay bastante variabilidad en los resultados, en promedio, en las crónicas más caras se obtiene un ahorro mayor.



Figura 22: Ahorro ordenado por CF de crónicas, de más caras a mas baratas.

5.1.1 Análisis de peor crónica

Interesa también comparar ambos escenarios para la peor crónica, es decir, la que tiene el costo futuro máximo. Para eso se presenta tanto la generación por fuente para el caso sin baterías como la comparación del costo de abastecimiento de la demanda por unidad de energía para la crónica seleccionada (Figuras 23 y 24, crónica 70).

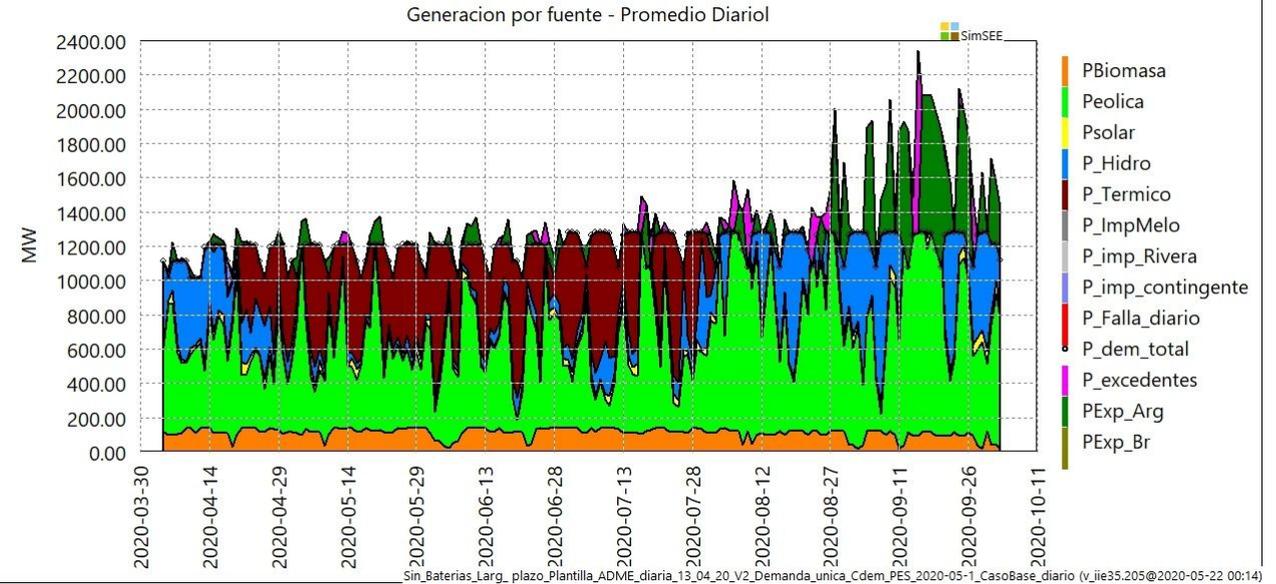


Figura 23: Generación por fuente en peor crónica.

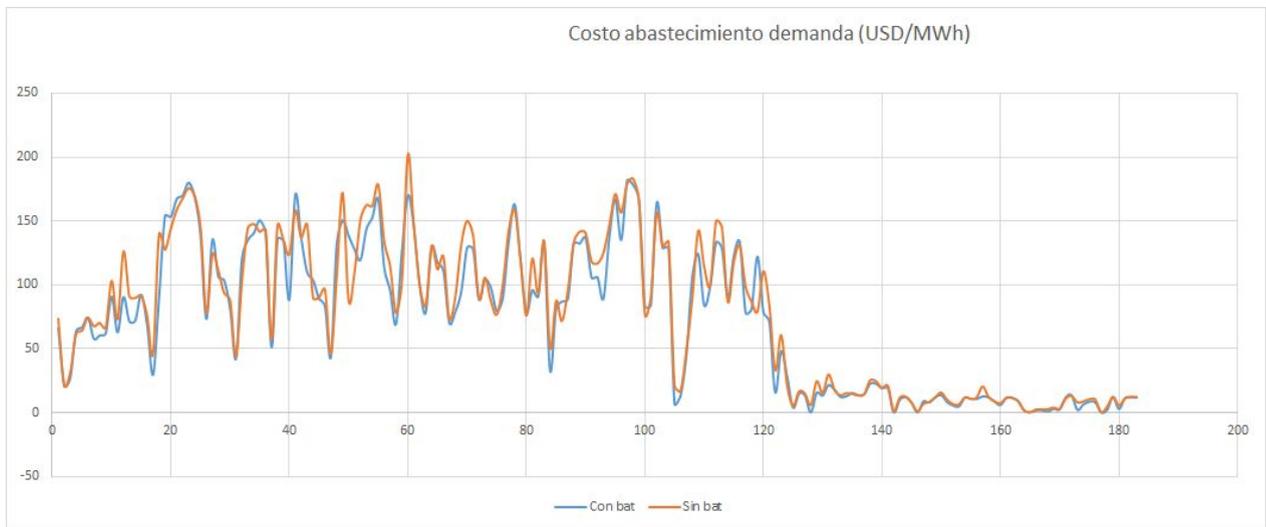


Figura 24: Comparación de costo de abastecimiento de la demanda en peor crónica.

Como primera conclusión se destaca que se trata de una crónica seca con varios días donde deben despacharse centrales térmicas. Por otro lado, en la segunda figura se observa que si bien lo normal es que el costo de abastecimiento sin baterías sea menor existen momentos en lo que esto no sucede. Para explicarlo de mejor manera se grafica la cota de Bonete en el caso con y sin baterías (Figura 25).

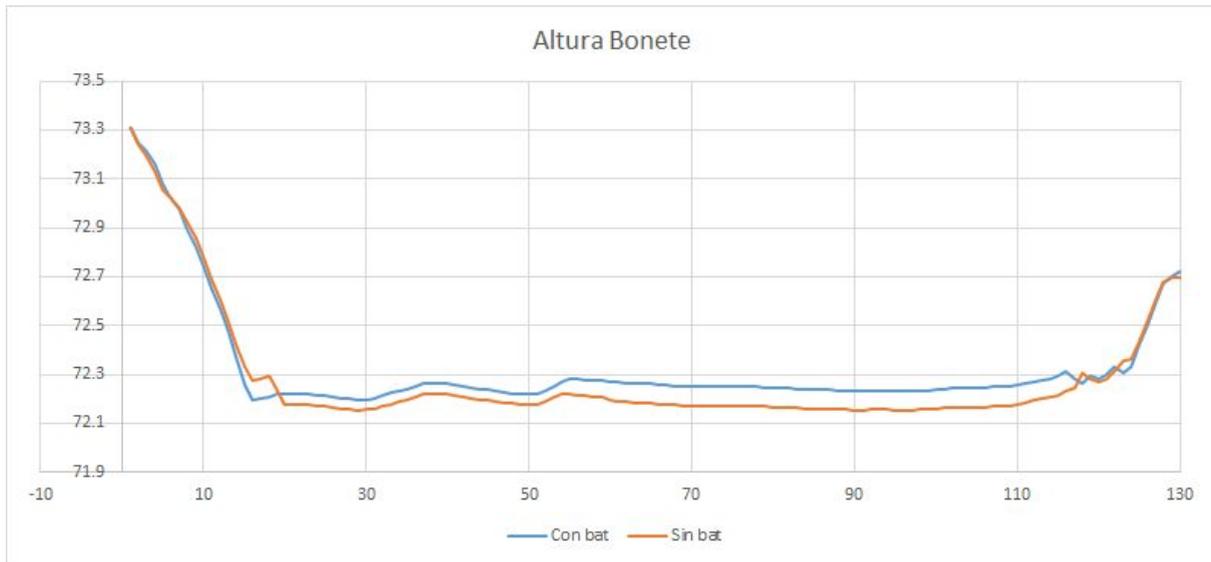


Figura 25: Comparación de evolución de cota de Boente.

El introducir las baterías al sistema se le agrega una herramienta extra -de gestión de demanda- lo que puede llevar a que el sistema admita tomar más riesgos y opte por disminuir más rápidamente la cota de Bonete, como se puede observar en esta crónica en particular. Para finalizar el análisis se presenta el costo de abastecimiento de la demanda acumulada para ambos casos (Figura 26)

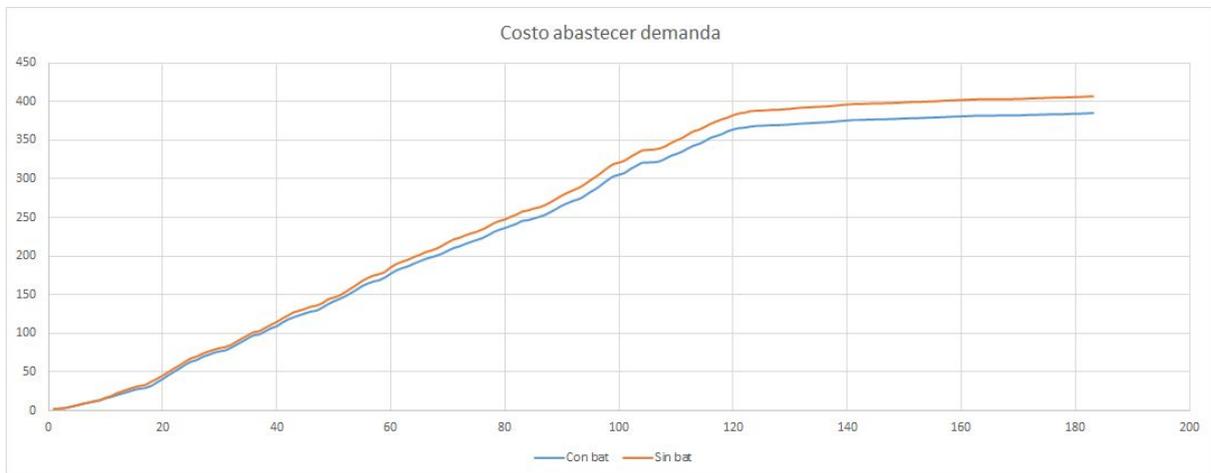


Figura 26: Comparación de evolución de costo de abastecimiento de la demanda acumulado entre escenarios para la peor crónica.

Se observa en el costo de abastecimiento total que el escenario con batería sigue resultando más favorable y lo que es más, aumenta el ahorro desde 15 MUSD para todas las crónicas (promedio) a 21 MUSD para esta crónica en particular. Como conclusión, un sistema con más recursos tiende a tomar riesgos que en el promedio deberían traducirse en mayores ganancias pudiendo haber algún caso extremo en el que no suceda.

5.2 Resultados escenarios 3 al 6 :Sensibilidad respecto a la exportación

Adicionalmente, se realiza un análisis de sensibilidad de los resultados respecto a los precios de exportación mediante la comparación de los ahorros acumulados en el período de simulación debido a la inserción de las baterías en el sistema.

Este estudio se realiza para los escenarios indicados en la sección 4.3 del presente informe, es decir, para un precio de exportación hacia Argentina de 45 USD/MWh, 12 USD/MWh (caso base estudiado) y un escenario donde el sistema no tuviera la posibilidad de exportar energía hacia Argentina ni Brasil. Los resultados pueden observarse en la Figura 27 debajo (en base a 100 crónicas).

El ahorro para cada precio de exportación se calcula como el acumulado de la diferencia del producto entre la energía generada en cada poste por su costo marginal para el caso en que se trabaja con demanda gestionable y el caso en el que no.

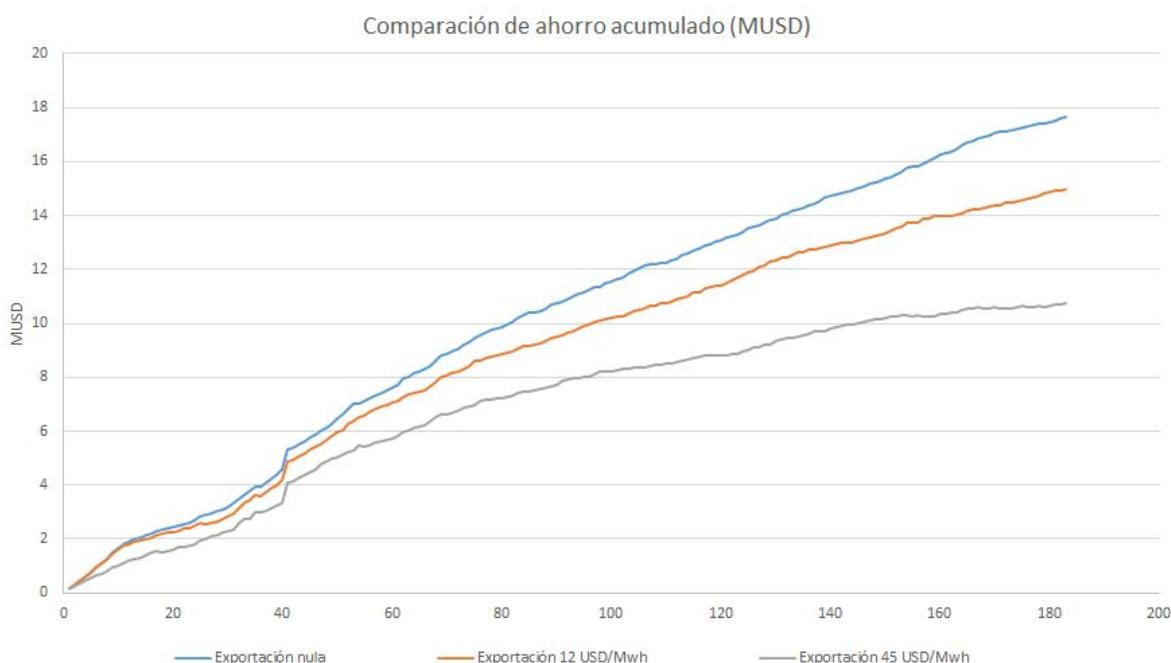


Figura 27: Comparación del ahorro acumulado para distintas remuneraciones de exportación.

Se puede observar como este ahorro se encuentra fuertemente influenciado por el precio de exportación, algo coherente ya que al disminuir este valor una parte mayor de la energía es vertida al sumidero como excedente del sistema, por lo que efecto de poder movilizar la demanda en términos horarios se vuelve de gran utilidad.

5.3 Independencia respecto a la semilla

Para tener una idea clara de la variabilidad de los resultados obtenidos, se estudia la independencia respecto a la semilla aleatoria utilizada para la simulación. La variable a analizar es el ahorro acumulado obtenido como la diferencia del costo de suministro de la demanda para el sistema original y el sistema con demanda con respuesta.

En la Figura 28 se presenta el ahorro obtenido para simulaciones de 100 crónicas realizadas con distintas semillas.

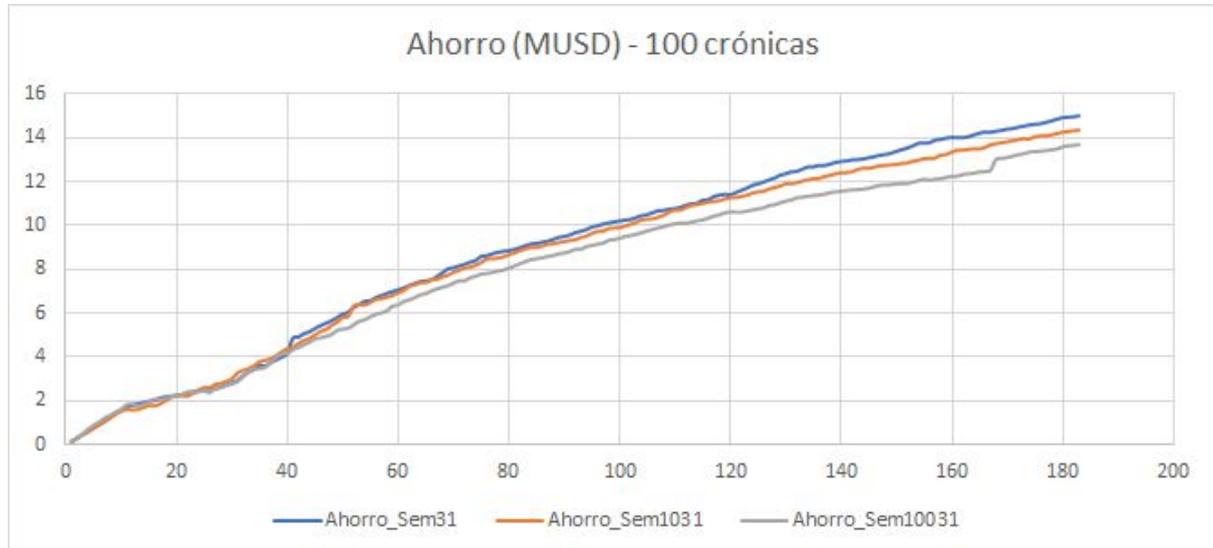


Figura 28: Ahorro acumulado variando la semilla de simulación.

Para estas tres semillas el ahorro acumulado promedio es de 14,3 MUSD y presenta una variabilidad de $\pm 4,4\%$. Si esta precisión en los resultados resultara insuficiente, podría aumentarse el número de crónicas a simular a cambio de un mayor costo computacional. Se destaca que estos resultados fueron obtenidos variando las semillas de simulación pero utilizando un único CF calculado a partir de 5 crónicas desde la semilla 31. En caso de que se realizara la optimización para diferentes semillas, se advierte que los resultados podrían verse afectados en mayor proporción.

En la Figura 29 a continuación, se presentan los mismos resultados pero para simulaciones de 1000 crónicas. En este caso, el ahorro acumulado promedio es de 14,1 MUSD con una variabilidad de $\pm 1,9\%$ para los tres casos estudiados.



Figura 29: Ahorro acumulado variando la semilla de simulación (1000 crónicas).

6. Conclusiones

Se utilizó la herramienta SimSEE para implementar un modelo de demanda gestionable, tanto en una sala con paso horario como en una de paso diario. El sistema permitió introducir los elementos necesarios para plasmar el modelo teórico planteado, pudiendo verificar el comportamiento esperado.

Tras haber optimizado 1 año de operación y simulado 6 meses, en una sala diaria con 4 postes de 1,4, 13 y 6 horas, para el escenario inicial y para otro con demanda gestionable, se obtuvo un ahorro acumulado promedio en el período del entorno de 15 MUSD. Esto está basado en la simulación de 100 crónicas, con un precio de exportación a Argentina de 12 USD/MWh. Analizando la peor crónica, se detectó que el ahorro suele ser mayor en condiciones de hidraulicidad más desfavorables.

Realizando un análisis de sensibilidad respecto a las condiciones de exportación se observó cómo, a medida que aumenta el precio de exportación, el ahorro acumulado debido a introducir la gestión en la demanda disminuye, volviendo el proyecto menos atractivo desde el punto de vista económico. En el caso de tener un precio de exportación a Argentina de 45 USD/MWh, se obtuvo que el ahorro acumulado asociado a gestionar la demanda se redujo a aproximadamente 10,7 MUSD; mientras que para un caso sin exportación este valor asciende hasta aproximadamente a 17,6 MUSD.

Por último, se realizó un estudio de la dependencia de los resultados respecto a la semilla a partir de la cual se inicia la simulación. Se observó que al simular 100 crónicas existe una variabilidad del ahorro acumulado de $\pm 4,4\%$, y al aumentar el número de crónicas a 1000 esta dependencia desciende al $\pm 1,9\%$.

7. Bibliografía

- Balance Energético Nacional - Dirección Nacional de Energía, 2018
- Dirección Nacional de Energía - Energía Solar, accedido en 5/2020.
<http://www.energiasolar.gub.uy/index.php/medidas-promocionales/medidas-promocionales-solar-termica/plan-solar-familias>
- “Análisis del Consumo y Generación de Agua Caliente Sanitaria en el Sector Residencial Uruguayo”, Luis de Saldamando, 2018.