

Beneficios asociados a la gestión de la demanda de movilidad eléctrica proyectada para 2040

Grupo 8:

Autores: Federico Calvello, Natalia Casanova, Rodrigo Ferrés.

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.
Trabajo final curso SimSEE edición 2023
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 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.

Contenido

1. Objetivo	3
2. Hipótesis de trabajo	4
2.1. Expansión del parque vehicular eléctrico.....	4
2.2. Perfil horario de la demanda semanal	6
2.3. Crecimiento de la demanda asociada a movilidad eléctrica	7
3. Metodología	8
4. Resultados del estudio	11
4.1. Escenario tendencial.....	11
4.1.1. Paso diario – Demanda con respuesta.....	11
4.1.2. Paso horario – Gestión manual.....	16
4.1.3. Ahorros obtenidos con la gestión de la demanda manual e independencia de la semilla aleatoria.	24
4.2. Escenario aspiracional	29
4.2.1. Paso horario – Gestión manual.....	29
4.2.2. Ahorros obtenidos con la gestión de la demanda e independencia de la semilla aleatoria.....	30
5. Conclusiones.....	33
6. Posibles futuros trabajos.....	34
7. Anexos	37
6.1. Expansión del parque vehicular.....	37
6.1.1. Escenario tendencial.....	37
6.1.2. Escenario aspiracional.....	38

1. Objetivo

En el contexto de una transición energética mundial caracterizada por esfuerzos enfocados en la descarbonización del sector energético, en la última década Uruguay avanzó exitosamente en una primera transición que logró descarbonizar en buena medida la matriz de generación eléctrica. El siguiente paso hacia donde se orienta el país consiste en descarbonizar los sectores más difíciles¹, en particular el sector de transporte. En ese marco, desde diversos organismos se viene promoviendo la movilidad eléctrica, y se proyectan para las próximas décadas un alto grado de sustitución de la flota de vehículos a combustión, por vehículos eléctricos, lo que implicaría el ingreso de una demanda eléctrica adicional y la consiguiente presión sobre la generación de electricidad.

Dado que los vehículos eléctricos no consumen la energía eléctrica de la red en el mismo momento en que la utilizan, sino que la almacenan en baterías para utilizarla a posteriori, se trata de una demanda potencialmente gestionable. En ese contexto, cabe preguntarse qué beneficios potenciales podrían obtenerse desde el punto de vista del Sistema Interconectado Nacional (SIN) si se realizara algún tipo de gestión de esa demanda, desplazándola desde franjas horarias con mayor demanda hacia otras de menor demanda.

El objetivo del presente trabajo es utilizar SimSEE para analizar los posibles beneficios de gestionar la demanda asociada a movilidad eléctrica en un futuro en el que su peso en la flota de vehículos del país sea considerable, concretamente para el año 2040. Para eso se propone por un lado implementar salas que modelen adecuadamente esa realidad modelando la demanda de movilidad eléctrica proyectada y realizando la gestión de la misma de dos maneras: por un lado utilizando el actor Demanda con Respuesta presente en el SimSEE y por otro lado se realizará un desplazamiento manual del pico de potencia de movilidad eléctrica hacia un horario en el que el SIN tenga poca carga eléctrica. Se crearán plantillas SimRes3 que ilustren las variables de interés para analizar la cuestión planteada y se calculará el ahorro económico obtenido con dicha gestión, teniendo en cuenta el error en los resultados y la independencia de la semilla.

Cabe mencionar que la cuestión de cómo instrumentar esa gestión de la demanda asociada a movilidad eléctrica escapa al alcance de este trabajo, por lo que no será analizada, si bien se puede pensar en tarifas con precios diferenciados por franjas horarias que incentiven a los usuarios a desplazar su consumo a los horarios más convenientes para el SIN. El uso de sistemas de almacenamiento en conjunto con desarrollos de software que permitan optimizar la carga e incluso esquemas V2G, vehicle-to-grid también podrían enmarcarse en este esquema de gestión de demanda.

¹ En la literatura se conocen como hard-to-abate sectors.

2. Hipótesis de trabajo

En el siguiente apartado se describen las hipótesis de trabajo utilizadas.

2.1. Expansión del parque vehicular eléctrico

Para modelar el parque de vehículos eléctricos al año 2040 se utilizó como fuente de datos las estimaciones contenidas en el documento *Estrategia Climática de Largo plazo de Uruguay 2021-2050* del Ministerio de Ambiente², el cual ofrece datos por tipo de vehículo en un escenario tendencial y en otro aspiracional³ que entre otras cosas depende de los incentivos que se brinden para promover los vehículos eléctricos.

Tabla 1: Escenarios Tendencial y Aspiracional del Parque Vehicular ⁴

SECTOR TRANSPORTE CARRETERO - PARQUE VEHICULAR							
Año	2019	2030		2040		2050	
Categoría	Parque Actual	Tendencial	Aspiracional	Tendencial	Aspiracional	Tendencial	Aspiracional
Autos y SUV	672.660	1,4 % BEV	6 % BEV	13,5 % BEV	50,2 % BEV	49,6 % BEV	81,2 % BEV
Pick Up	159.453	0,7 % BEV	2,4 % BEV	6,2 % BEV	38,2 % BEV	40,9 % BEV	79,1 % BEV
Utilitarios	59.665	4,3 % BEV	17,3 % BEV	29,6 % BEV	67,9 % BEV	72 % BEV	91,5 % BEV
Taxis y Rem	8.511	16 % BEV	16 % BEV	80 % BEV	80 % BEV	100 % BEV	100 % BEV
Buses	5.449	9,4 % BEV	11,2 % BEV/H2	30,5 % BEV	38,3 % BEV/H2	48,2 % BEV	100 % BEV/H2
Carga	54.906	0,3 % BEV	1,2 % BEV/H2	3,8 % BEV	17,6 % BEV/H2	22,7 % BEV	52,1 % BEV/H2

Para modelar el crecimiento del parque desde la situación actual hasta las estimaciones disponibles (a 2030 y 2040), tanto en el escenario tendencial como en el escenario aspiracional, se partió desde los datos reales de parque vehicular (2020, 2021 y 2022), y se modeló un crecimiento con forma de polinomio de segundo grado que uniera el último dato real (2022) con las dos estimaciones (2030 y 2040). Se exceptuaron aquellos casos en los que el modelo arroja un decrecimiento en la cantidad de vehículos, en donde se modelaron crecimientos lineales hasta el siguiente dato anual en donde el polinomio tuviera un valor mayor. A continuación, en las ilustraciones 1 y 2 se muestran los resultados gráficamente, y en los anexos se detallan los valores.

² <https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/politicas-y-gestion/estrategia-climatica-largo-plazo-uruguay>

³ El escenario tendencial considera una trayectoria que asegure el cumplimiento de los objetivos incondicionales incluidos en la CDN1 para cada gas al año 2025. El escenario aspiracional considera trayectorias de reducción de emisiones y aumento de secuestro de carbono ambiciosas, entre las que se incluye la meta de neutralidad de CO2 al 2050 anunciada por el gobierno de Uruguay en 2019 en la Cumbre del Clima.

⁴ Fuente: documento Estrategia Climática de Largo plazo de Uruguay 2021-2050 del Ministerio de Ambiente

Ilustración 1: Expansión del parque vehicular eléctrico (escenario tendencial)⁵

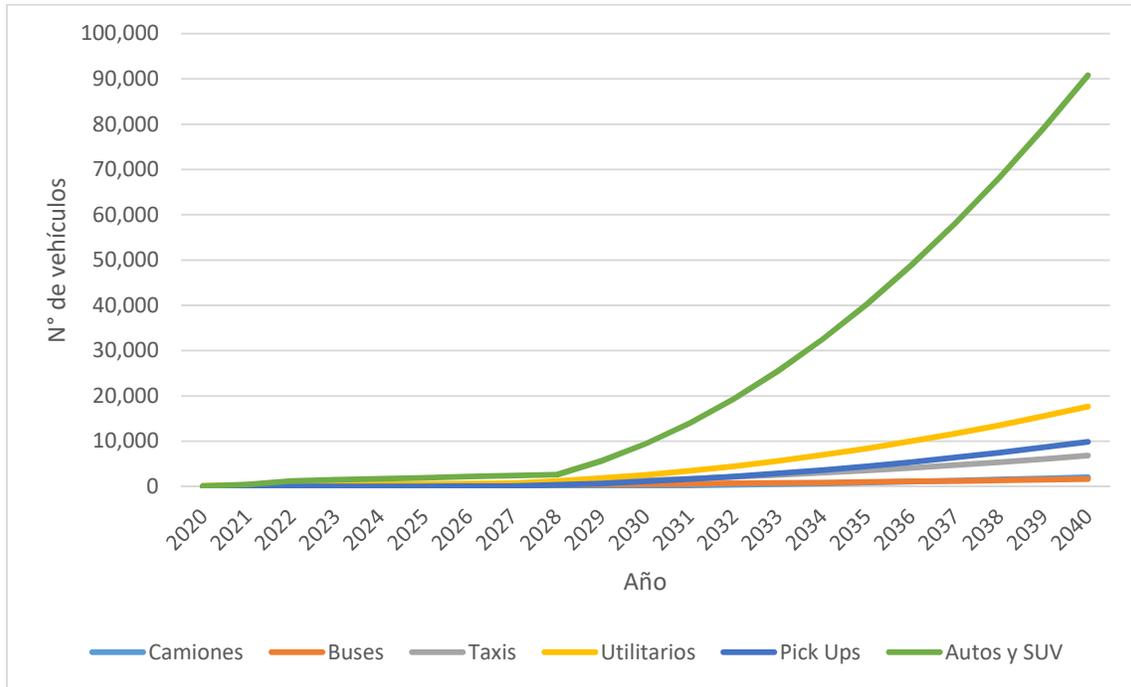
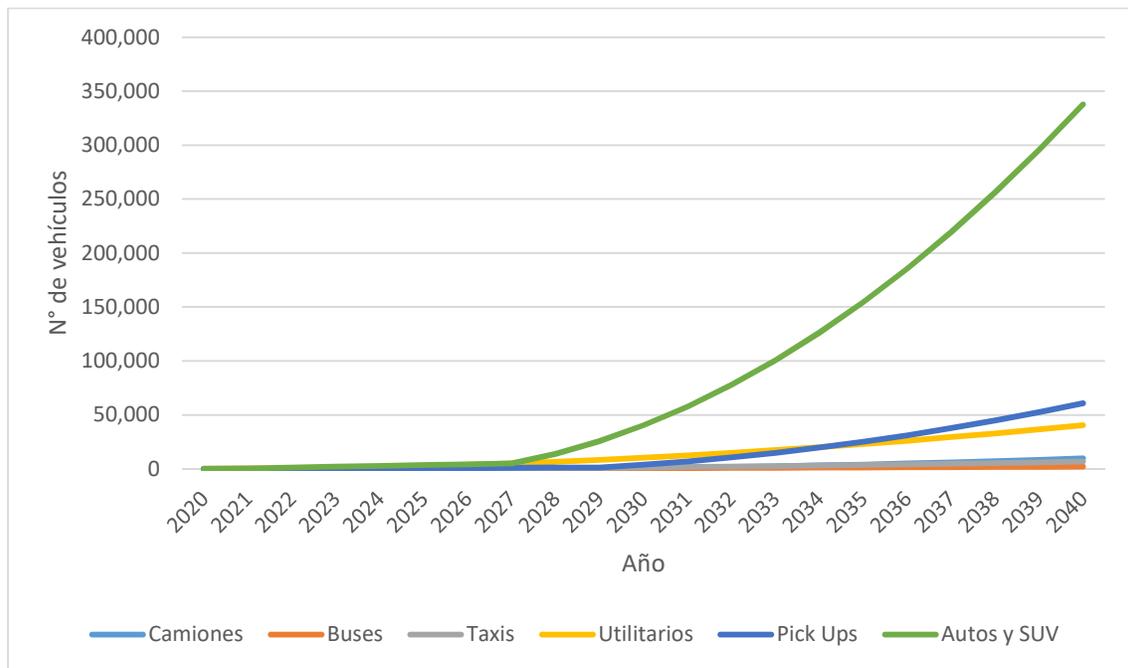


Ilustración 2: Expansión del parque vehicular eléctrico (escenario aspiracional)⁶



⁵ Elaboración propia

⁶ Elaboración propia

2.2. Perfil horario de la demanda semanal

Por otro lado, para modelar la demanda asociada a los parques vehiculares eléctricos en el año 2040 de ambos escenarios (tendencial y aspiracional) se utilizó la herramienta *Electric Vehicle Charging Grid Tool* de la Agencia Internacional de Energía (IEA)⁷. Dicha herramienta permite conformar un parque vehicular eléctrico, describiendo la cantidad de vehículos, el tipo de vehículo, kilómetros recorridos diarios, capacidad de la batería y parámetros referidos a la recarga de las baterías, como por ejemplo la potencia de carga, preferencia del modo de carga (carga domiciliaria, carga en el trabajo, carga rápida en ruta, etc), horario de carga, entre otros. Cabe aclarar que la herramienta ya tiene precargados valores de estos parámetros, los que a los efectos del presente trabajo se consideran como referencia. En particular, el horario de carga de los diferentes tipos de vehículos es determinante para obtener la curva horaria de demanda asociada a los mismos. Se observó que los valores precargados por defecto en la herramienta no asumen una gestión de la demanda, por lo que el horario de carga está situado luego de que el vehículo se deja de utilizar, es decir, luego de la jornada laboral habitual. Esto hace que la demanda eléctrica asociada a la recarga de la mayoría de los vehículos ocurra en el horario pico de demanda, en el que el SIN se encuentra más cargado.

De esta manera, con dicha herramienta se modeló cada tipo de vehículo y se ingresaron las cantidades surgidas para 2040 de la expansión antes mencionada, obteniendo así la demanda sin gestión asociada a movilidad eléctrica para una semana de 2040, por cada tipo de vehículo y con granularidad horaria. Como se muestra en las ilustraciones 3 y 4, para ambos escenarios sin gestión, el pico de demanda de movilidad eléctrica se obtiene en el horario pico de la demanda general, entre las 18:00 y las 00:00 aproximadamente.

⁷ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/electric-vehicle-charging-and-grid-integration-tool>

Ilustración 3: Demanda en semana 2040 por tipo de vehículo (kW) – Escenario tendencial⁸

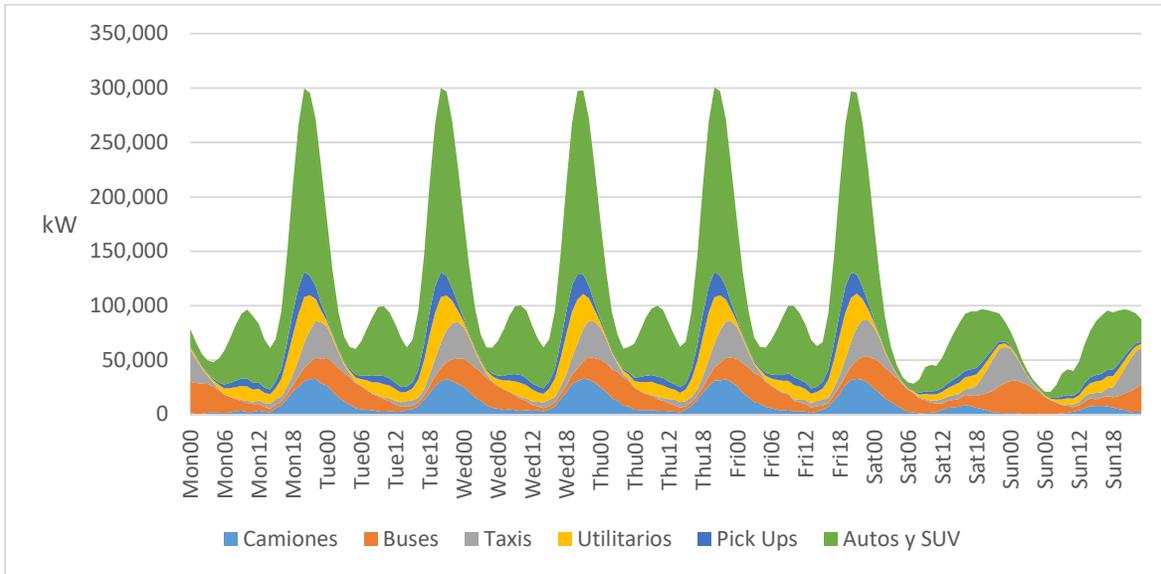
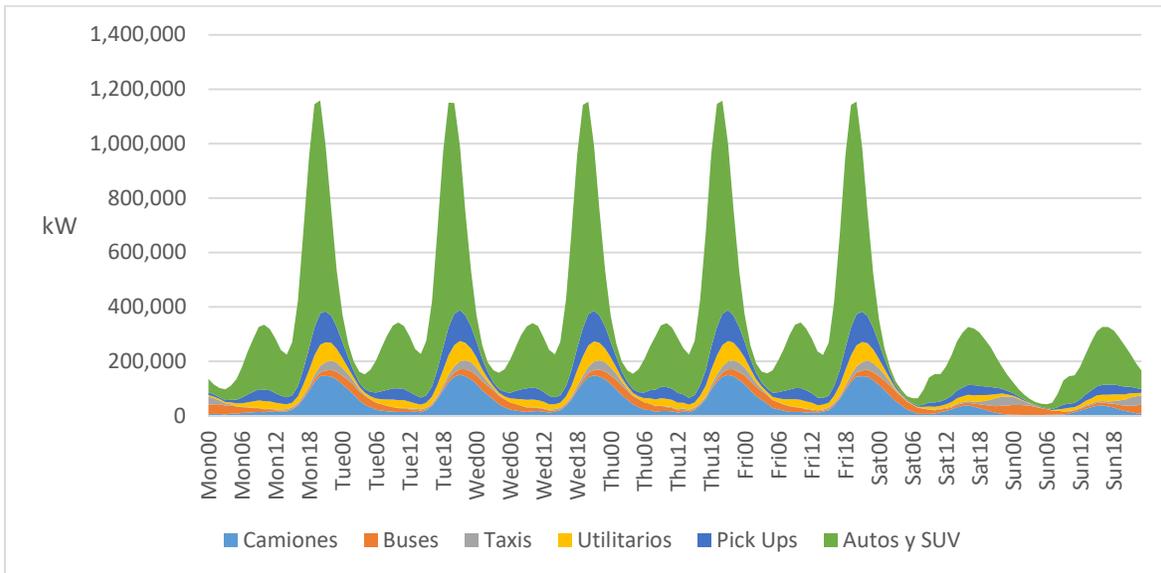


Ilustración 4: Demanda en semana 2040 por tipo de vehículo (kW) – Escenario aspiracional⁹



2.3. Crecimiento de la demanda asociada a movilidad eléctrica

De esa manera, teniendo en cuenta por un lado la expansión a lo largo de los años del parque eléctrico por tipo de vehículo, y por otro lado la demanda por tipo de vehículo de una semana del año 2040, se modela la demanda por tipo de vehículo de granularidad

⁸ Elaboración propia

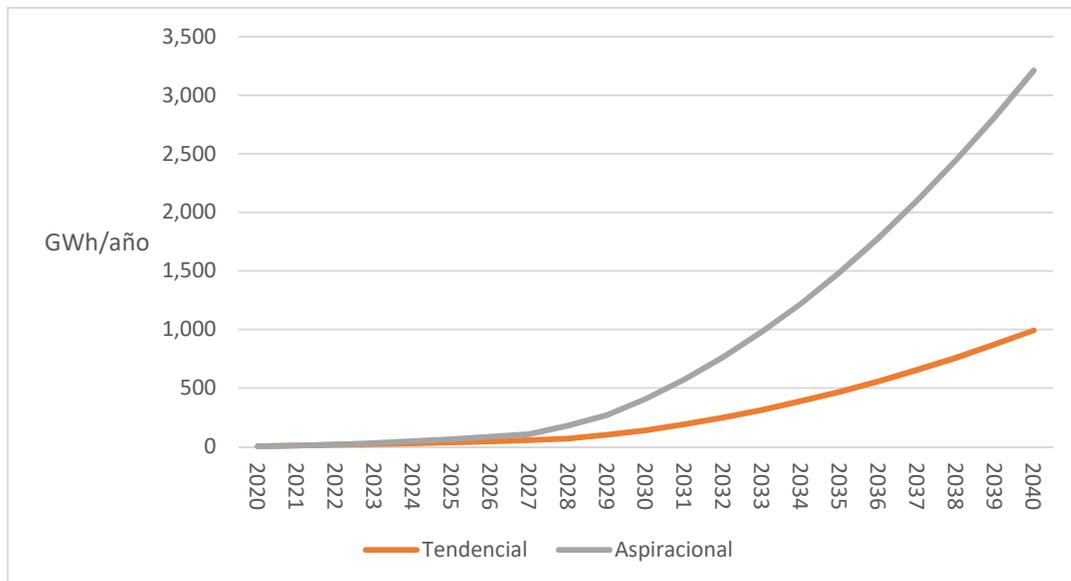
⁹ Elaboración propia

horaria a lo largo de los años bajo las siguientes hipótesis:

- En el año 2040 se asume a lo largo de todo el año la demanda de la semana base antes mencionada, extendiéndola según los días de la semana.
- Para el resto de los años se hace lo mismo, pero aplicando a la demanda factores multiplicadores que surgen de dividir la cantidad de vehículos de cada tipo en el año correspondiente (ilustraciones 1 y 2) entre la cantidad de vehículos del año 2040.

En la ilustración 5 se muestra la evolución de la demanda energética asociada a movilidad eléctrica a lo largo de los años hasta 2040, tanto para el caso tendencial como aspiracional. Se observa para 2040 el caso aspiracional difiere por un factor de 3 respecto al tendencial, alcanzando a demandar una energía anual en dicho año de 3210 GWh, lo que actualmente representaría aproximadamente un 30% de la demanda anual total.

Ilustración 5: Demanda anual de movilidad eléctrica (GWh)¹⁰



3. Metodología

Se realizaron los análisis en una sala de mediano plazo de paso diario con un horizonte temporal de una semana del año 2040, utilizando para ello como base la sala SimSEE PES 2022-11-3 de ADME. Esta sala tiene modelado el sistema eléctrico uruguayo y considera una expansión de los parques de generación eólicos y solares a futuro, además también cuenta con una demanda que contempla el crecimiento en los próximos años, por lo que solo se le modificaron fechas y parámetros para adaptarla al año que se quiere

¹⁰ Elaboración propia

representar. Para partir de un costo futuro realista se enganchó la mencionada sala con los resultados de otra sala de largo plazo, de paso semanal con un horizonte temporal de 20 años entre 2023 y 2043 que es utilizada por la DNE para realizar estudios de expansión de la generación (en la que se tiene modelado el sistema eléctrico uruguayo). El enganche se realiza a partir del archivo de costo futuro de la sala de largo plazo y se engancha con las cotas de Bonete y de los embalses de Río Negro y de Salto Grande.

En ambas salas se modeló la demanda asociada a movilidad eléctrica mediante el actor “Demanda detallada” en el que se ingresaron los valores de demanda horaria obtenidos en el punto 2.3. Para modelar la demanda de movilidad en el caso de la sala de largo plazo y paso semanal no se utilizó el actor “Demanda generada a partir de año base y vector de energías anuales” debido a que cada tipo de vehículo tendría una evolución diferente (ilustraciones 1 y 2), por lo que de utilizar este actor se tendría que haber modelado una demanda por tipo de vehículo y además también se tendrían dificultades para modelar el tramo de demanda en que se consideró una evolución lineal, por lo que resultó más sencillo calcular la evolución en una planilla y luego ingresarlo como Demanda detallada.

Los análisis consisten esencialmente en comparar los costos marginales, los costos directos incurridos en la generación y el costo futuro de los casos sin gestión de la demanda de movilidad eléctrica con los de los casos con gestión. En ese sentido se evaluaron dos métodos para gestionar la demanda de movilidad eléctrica: por un lado se la intentó gestionar utilizando el actor “Demanda con Respuesta” con el que cuenta el SimSEE, y por otro lado se realizó la gestión modificando directamente los datos de la demanda detallada ingresada, haciendo un “desplazamiento” horario del pico de potencia hacia horas de menor demanda global del sistema.

En el caso de la gestión con el actor “Demanda con Respuesta” se incluyeron 4 postes dinámicos (2, 3, 13 y 6 horas respectivamente) ordenados de manera monótona y se mantuvo el paso diario de la sala, para que el mismo pueda desplazar demanda entre postes de cada paso (o sea, entre diferentes horarios del día). Mientras que por otro lado, en el caso de la gestión manual, como no existe esa limitante se optó por modificar el paso de la sala, pasando a un paso horario, dado que así se logra un mejor nivel de detalle. En ese caso se decidió atrasar la demanda 6 horas, llevando el pico desde las 20:00 hacia las 2:00 a.m. como se aprecia en las ilustraciones 6 y 7.

Ilustración 6: Demanda gestionada con corrimiento de 6 horas en semana 2040 por tipo de vehículo (kW) – Escenario tendencial¹¹

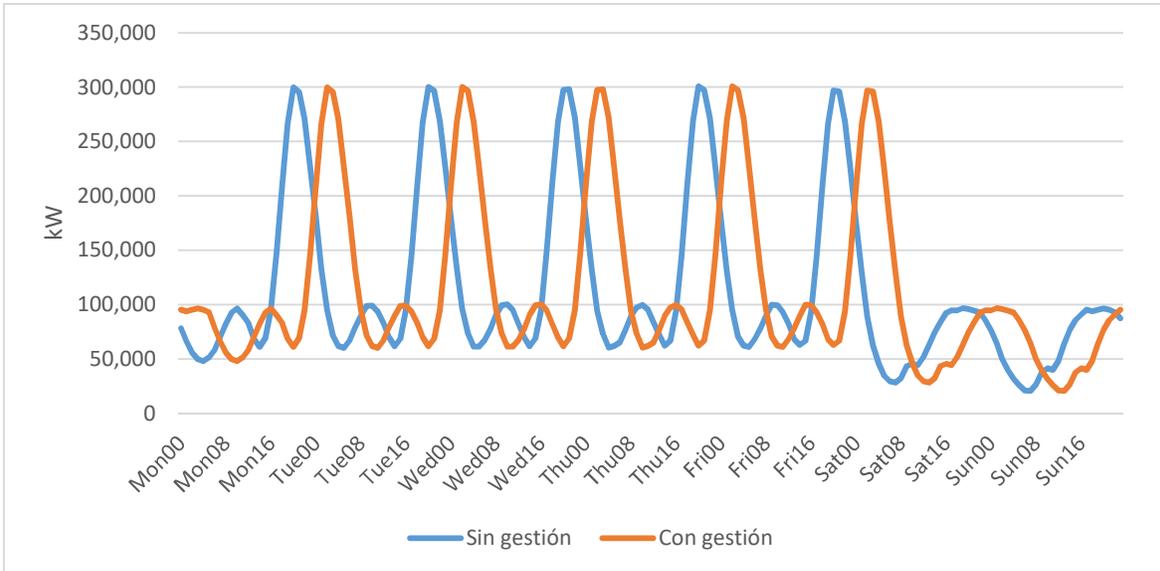
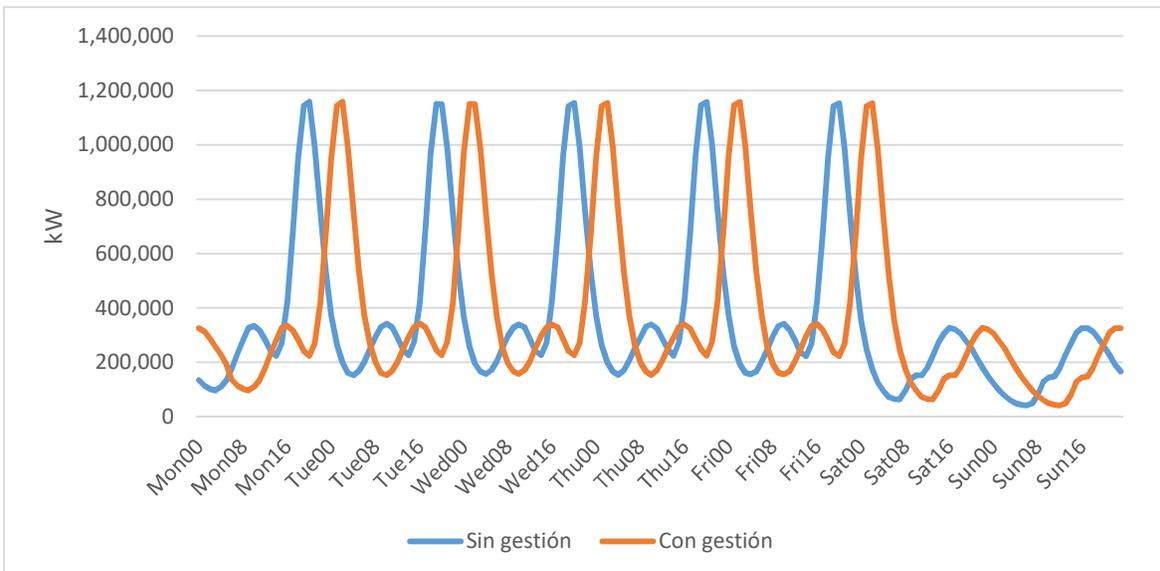


Ilustración 7: Demanda gestionada con corrimiento de 6 horas en semana 2040 por tipo de vehículo (kW) – Escenario aspiracional¹²



¹¹ Elaboración propia

¹² Elaboración propia

4. Resultados del estudio

A continuación se presentan y comentan los resultados del estudio, primero para el escenario tendencial y luego para el aspiracional.

4.1. Escenario tendencial

A continuación se presentan y comentan los resultados asociados al escenario tendencial.

4.1.1. Paso diario – Demanda con respuesta

Para contextualizar resultados que se presentarán más adelante, a continuación en las ilustraciones 8 y 9 se muestra la generación por fuente, la demanda y el costo marginal del sistema. Comparando el caso con gestión con el caso sin gestión es notoria una baja considerable del costo marginal promedio, pasando de un máximo de aproximadamente 165 USD/MWh a un máximo de aproximadamente 140 USD/MWh.

Si bien en los gráficos de ambos casos se visualiza que existe generación térmica cuando ya se ha alcanzado la demanda (curva anaranjada), se observa que esto se debe a que en el gráfico se muestra el promedio de las 1000 crónicas simuladas y existen crónicas en las que fue necesario utilizar generación térmica para alcanzar a abastecer la demanda, causando que en valor esperado luego se obtenga generación térmica por encima de la demanda.

Otra observación que podría surgir del gráfico es la cantidad de MW generados en promedio de origen solar, los que son notoriamente superiores a los valores actuales. Esto se debe a que como se mencionó antes, la sala de mediano plazo utilizada contempla una expansión de la generación solar para los próximos años, por lo que los MW de origen solar que se muestran en las ilustraciones 8 y 9 corresponden al parque solar de 2040.

Ilustración 8: Escenario tendencial – Paso diario – Sin gestión – Generación por fuente, demanda y costo marginal

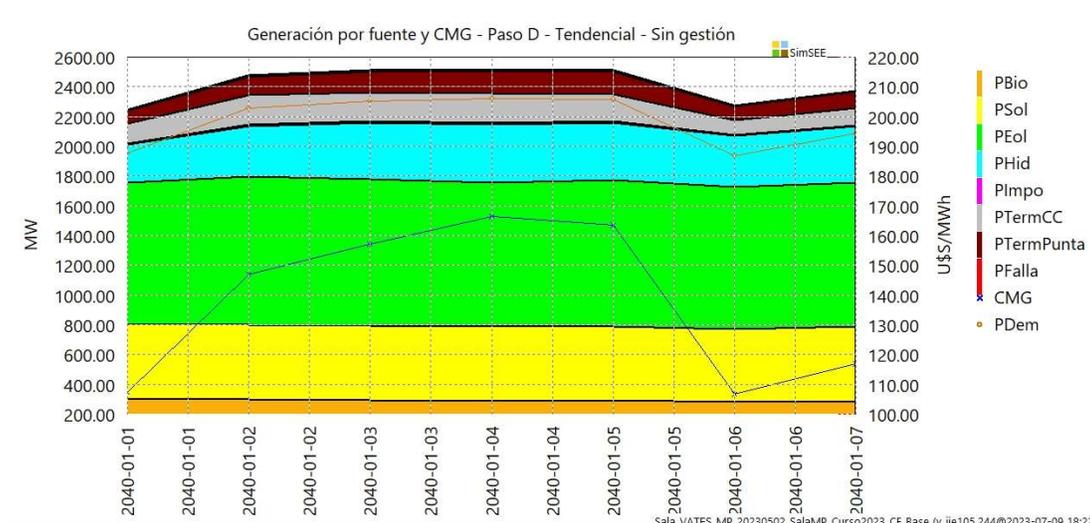
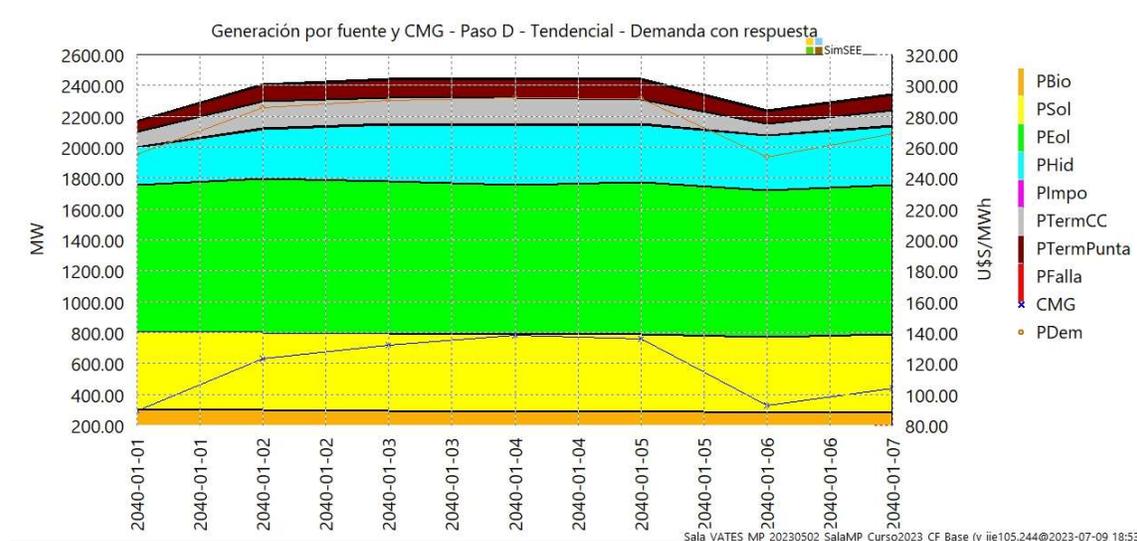


Ilustración 9: Escenario tendencial – Paso diario – Con gestión de Demanda con Respuesta – Generación por fuente, demanda y costo marginal



Adicionalmente, en las ilustraciones 10 y 11 se presentan los resultados en términos de costo de generación del sistema, el cual pasa de llegar a un máximo de aproximadamente 1,55 millones de dólares diarios a un máximo de aproximadamente 1,25 millones por concepto de gestión de la demanda de movilidad eléctrica.

Ilustración 10: Escenario tendencial – Paso diario – Sin gestión – Costo de generación y costo marginal

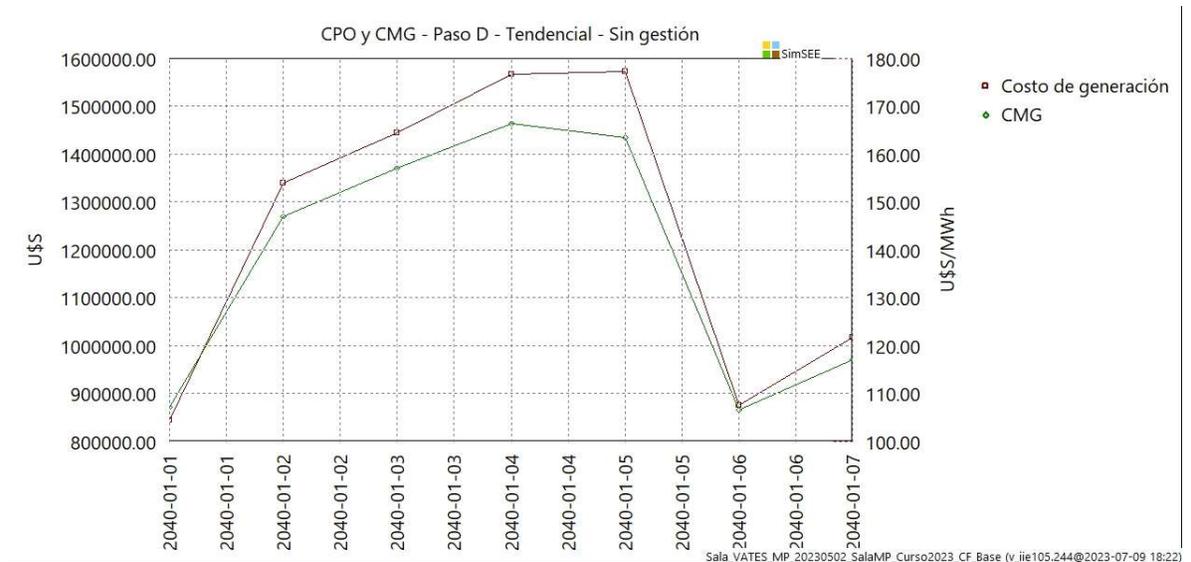
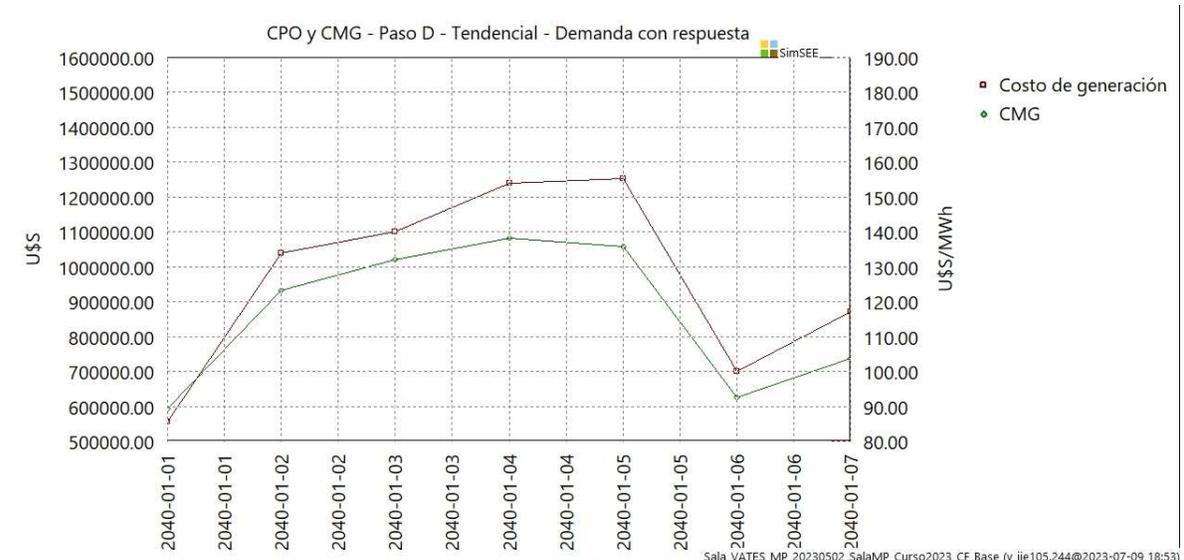
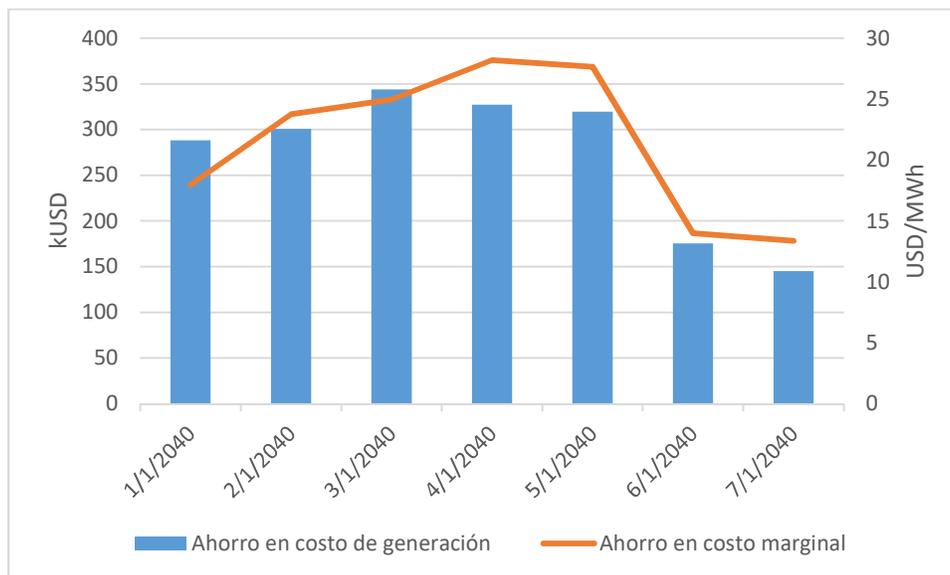


Ilustración 11: Escenario tendencial – Paso diario – Con gestión de Demanda con Respuesta – Costo de generación y costo marginal



Como resultado de lo anterior se calculan los ahorros diarios por concepto de gestión (con Demanda con Respuesta) tanto en términos de costo de generación del sistema como en términos de costo marginal, resultando en ambos casos en valores más elevados en los días entre semana que en sábados y domingos, tal como se muestra en la ilustración 12, lo que se fundamenta en el hecho de que las mayores demandas se tienen entre semana y por ende será más notorio el ahorro de gestionar al demanda.

Ilustración 12: Escenario tendencial – Paso diario – Ahorros diarios por concepto de gestión con Demanda con Respuesta en términos de costo de generación (USD) y costo marginal (USD/MWh)



Con el objetivo de comprender con más detalle el vínculo entre la gestión de la demanda de movilidad eléctrica y la reducción del costo marginal, se utilizó la operación crónica “Pasar índices a valores horarios” para obtener valores horarios a partir del postizado realizado en la sala. De esta manera, en las ilustraciones 13 y 14 se muestran gráficos en los que se despliegan los postes en términos horarios, mostrando en ellos tanto la demanda de movilidad eléctrica como el costo marginal. En la ilustración 14 se observa notoriamente que se realizó una gestión que es coherente en términos de desplazar demanda hacia los horarios con menor costo marginal. Sin embargo, se identifican algunas inconsistencias con este método de gestión de la demanda. La primera complejidad identificada es el hecho de contar con una gestión de demanda que dependa del momento en el que el costo marginal es más económico, requiere que los cargadores sean inteligentes y realicen continuamente un seguimiento del costo marginal del sistema y en función de eso conectará o no la carga del vehículo. Por otro lado, este método también tiene el inconveniente de no tener en cuenta factores de practicidad para los usuarios, lo cual se refleja en el hecho de haber desplazado al mediodía gran parte de la demanda, siendo ese un horario en el que en general gran parte de los vehículos se encuentran en uso, o bien en sitios alejados de los cargadores.

Ilustración 13: Escenario tendencial – Paso diario – Sin gestión – Demanda de movilidad eléctrica y costo marginal

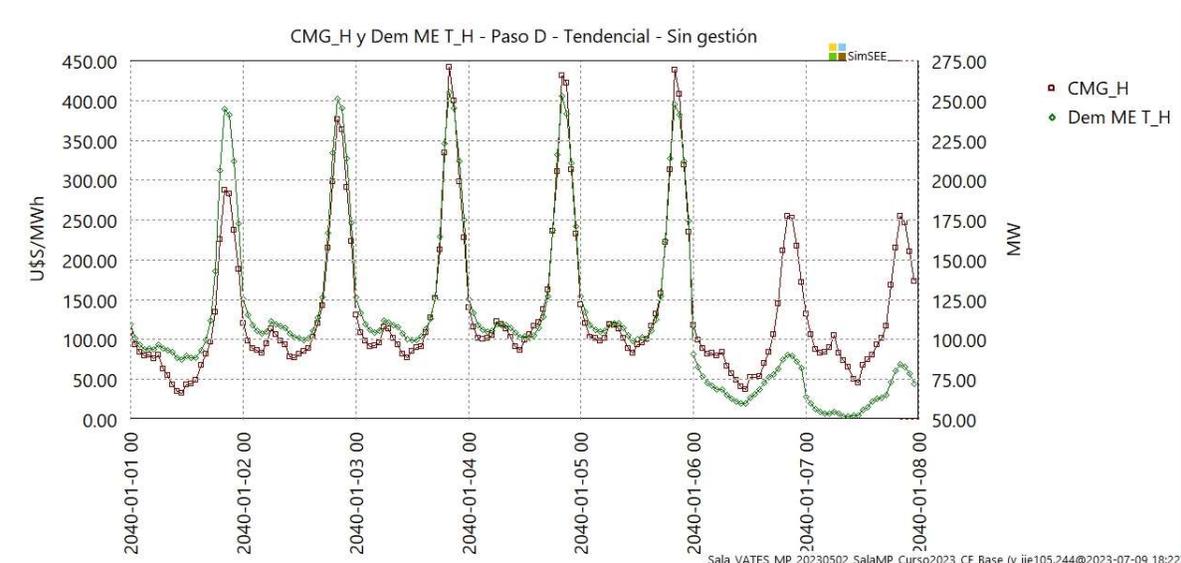
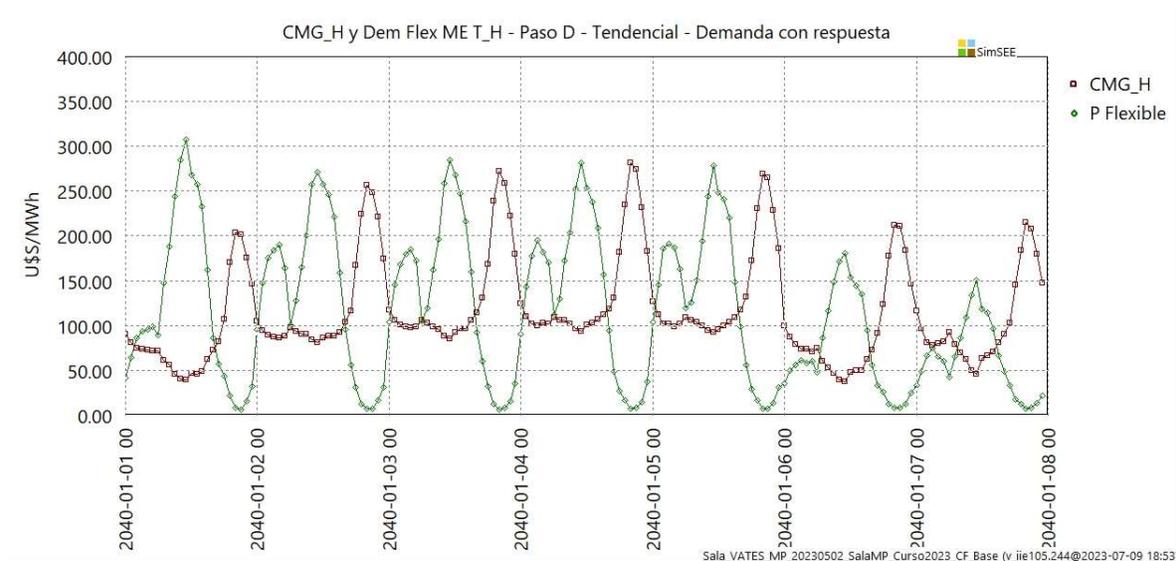


Ilustración 14: Escenario tendencial – Paso diario – Con gestión – Demanda de movilidad eléctrica y costo marginal



Además de analizar los costos marginales en términos promedio, se analizaron los resultados para diferentes probabilidades de excedencia (5%, 10%, 90% y 95%), las que se grafican para el caso con y sin gestión en las ilustraciones 15 y 16, resultando un ahorro que aumenta a medida que disminuye la probabilidad de excedencia. Es decir, que cuanto mayor sea el valor del costo marginal (probabilidad de excedencia menor), mayor será el ahorro, como se representa en la ilustración 17.

Ilustración 15: Escenario tendencial – Paso diario – Sin gestión – Costo marginal para diferentes probabilidades de excedencia

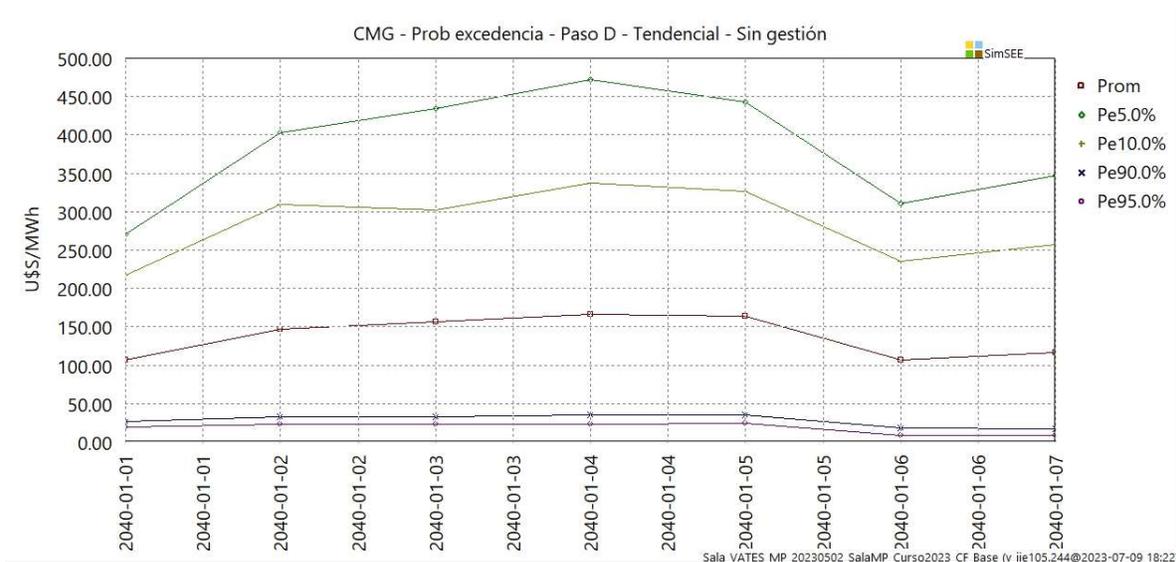


Ilustración 16: Escenario tendencial – Paso diario – Con gestión – Costo marginal para diferentes probabilidades de excedencia

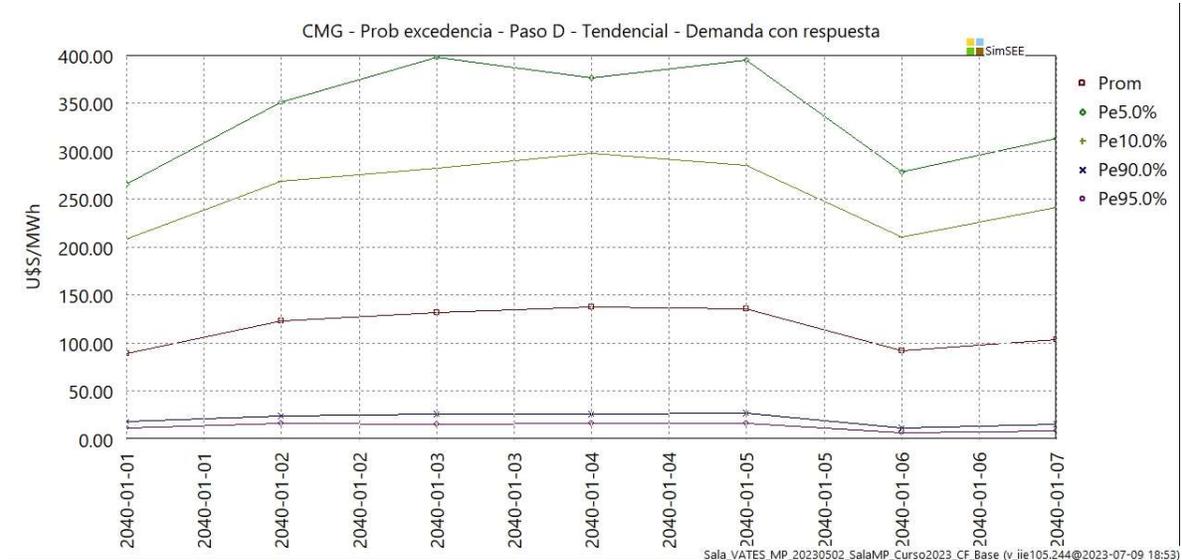
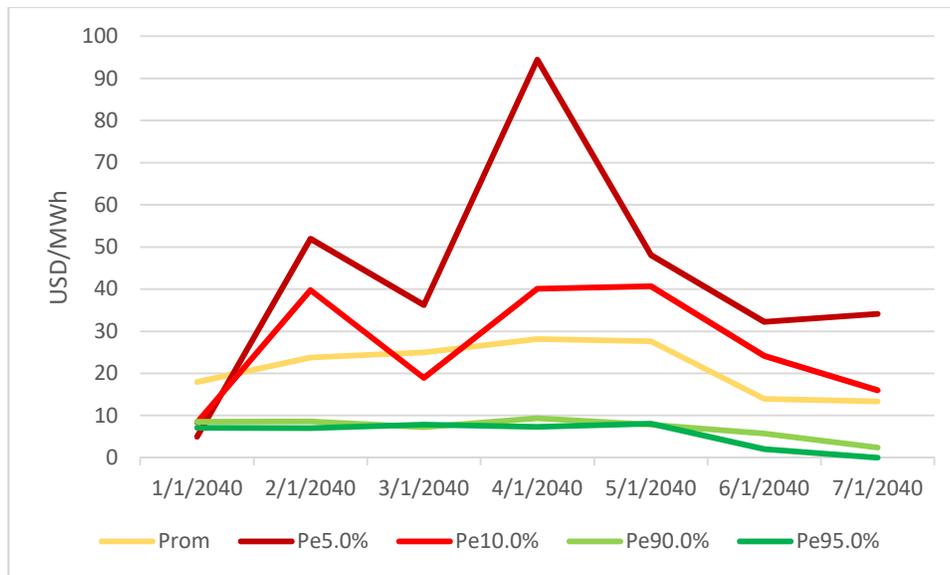


Ilustración 17: Escenario tendencial – Paso diario – Ahorro diario por concepto de gestión con Demanda con Respuesta en términos de costo marginal (USD/MWh) para diferentes probabilidades de excedencia



4.1.2. Paso horario – Gestión manual

Tal como se explicó anteriormente, la dinámica de gestión a través del actor “Demanda con respuesta” ofrece resultados interesantes, pero que –tanto por el hecho de que para hacer la gestión no se guía por horarios fijos, como también por el hecho de que no tiene

en cuenta en qué horarios no es práctico para los usuarios poner a cargar los vehículos-
adolecen de falta de contemplación a factores de practicidad a la hora de ser
implementada.

Por ese motivo se decidió analizar otro tipo de gestión que sea más sencilla e intuitiva de
implementar. Para ello se realizó un desplazamiento manual de la demanda, atrasándola 6
horas de manera de pasar el pico de demanda desde las 20:00 hacia las 2:00, lo cual
puede ser implementado a través de tarifas con franjas horarias que incentiven
económicamente a los usuarios a programar mediante timers la carga de sus vehículos en
los horarios de preferencia.

En este caso, dado que no se requería de una gestión entre postes de un mismo paso, se
decidió hacer el análisis con paso horario para lograr un mejor nivel de detalle.

Primeramente se analizó la generación por fuente junto con la demanda total y el costo
marginal, lo que se muestra en las ilustraciones 18 y 19. El efecto más notorio de la gestión
resulta ser una reducción de la falla en horarios picos, que a su vez repercute en una
reducción de los picos de costo marginal, que pasan de aproximadamente 500 USD/MWh
a aproximadamente 350 USD/MWh.

Ilustración 18: Escenario tendencial – Paso horario – Sin gestión – Generación por fuente, demanda y costo marginal

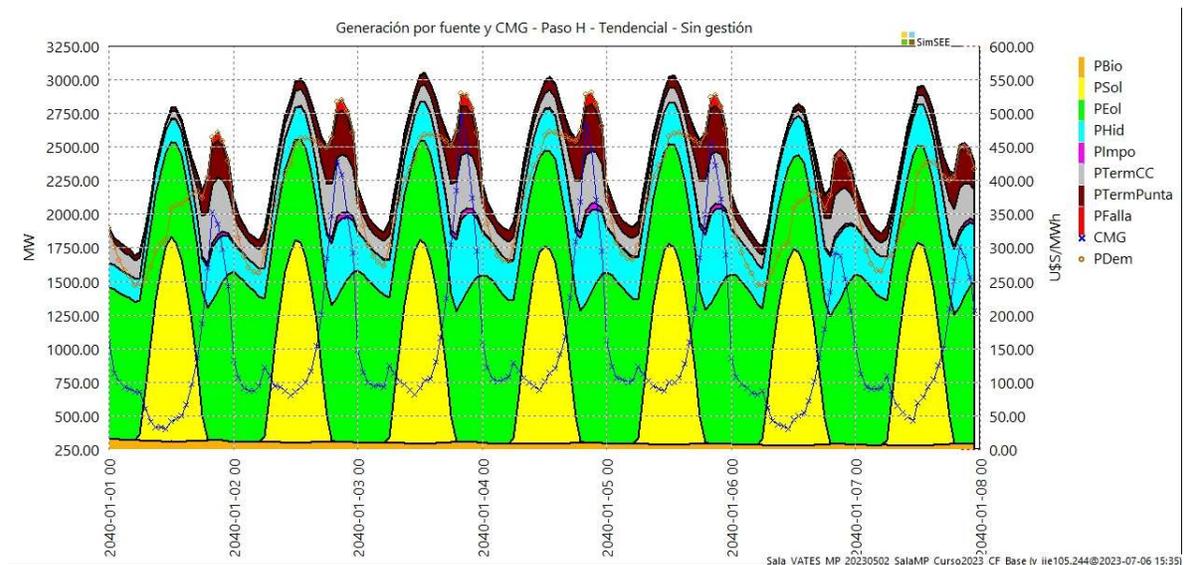
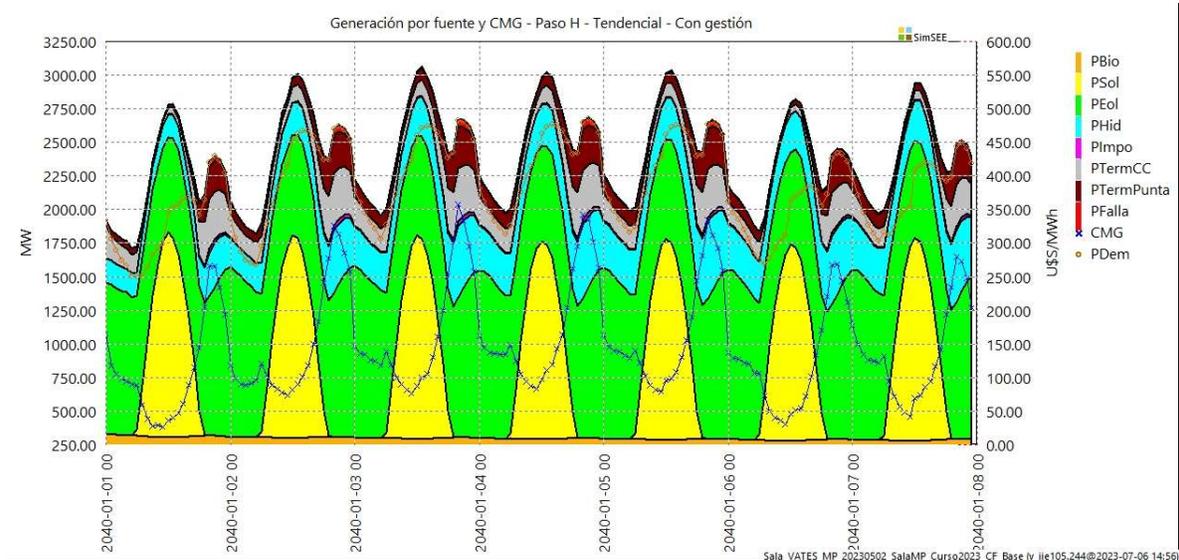


Ilustración 19: Escenario tendencial – Paso horario – Con gestión manual – Generación por fuente, demanda y costo marginal



De las ilustraciones 18 y 19 se observa que en un tramo de los días se tiene generación térmica de punta cuando parecería que la demanda ya se ha abastecido. Esto se debe a que en el gráfico se muestra el promedio de las variables a lo largo de las 1000 crónicas simuladas. Dado que en algunas crónicas se debió utilizar puntualmente la generación térmica para abastecer la demanda en algunas horas, luego en valor esperado se obtiene generación térmica donde parecería ya haberse alcanzado la demanda. Para chequear esto, se simularon algunas crónicas individualmente y se verificó que en ninguna de esas crónicas se utilizaba la generación térmica ni la falla cuando la demanda ya se encontraba cubierta y se observó que los excedentes de potencia siempre se debían a generación eólica o solar.

Adicionalmente se presentan en las ilustraciones 20 y 21 los resultados en términos de costo de generación del sistema, el cual pasa de llegar a un máximo de aproximadamente 200 kUSD/h en el caso sin gestión a un máximo de aproximadamente 150 kUSD/h por concepto de gestión de la demanda de movilidad eléctrica.

Ilustración 20: Escenario tendencial – Paso horario – Sin gestión – Costo de generación y costo marginal

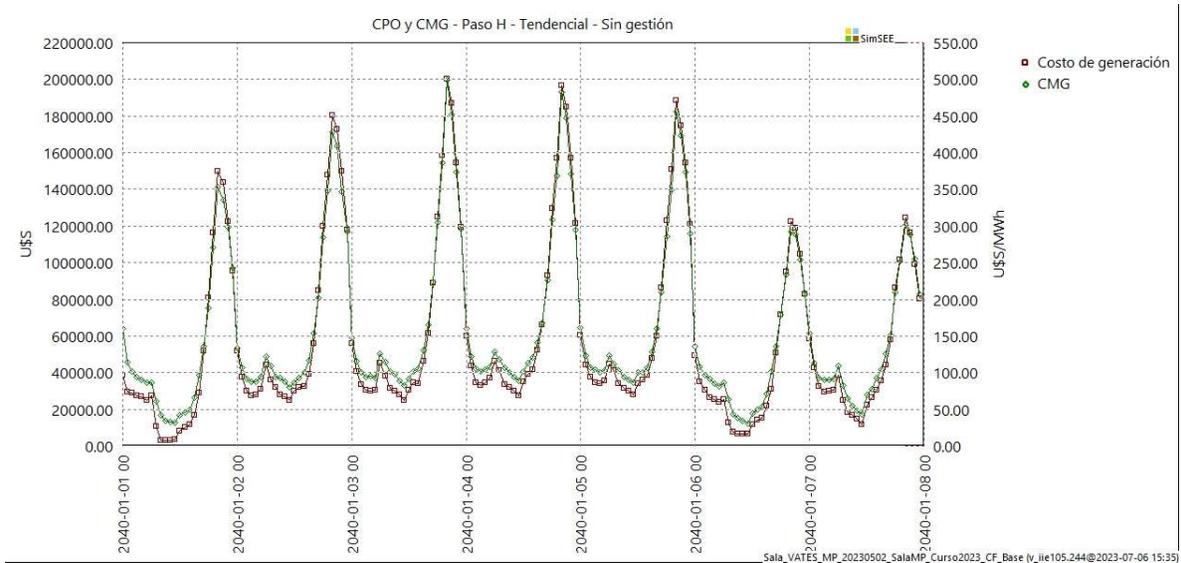
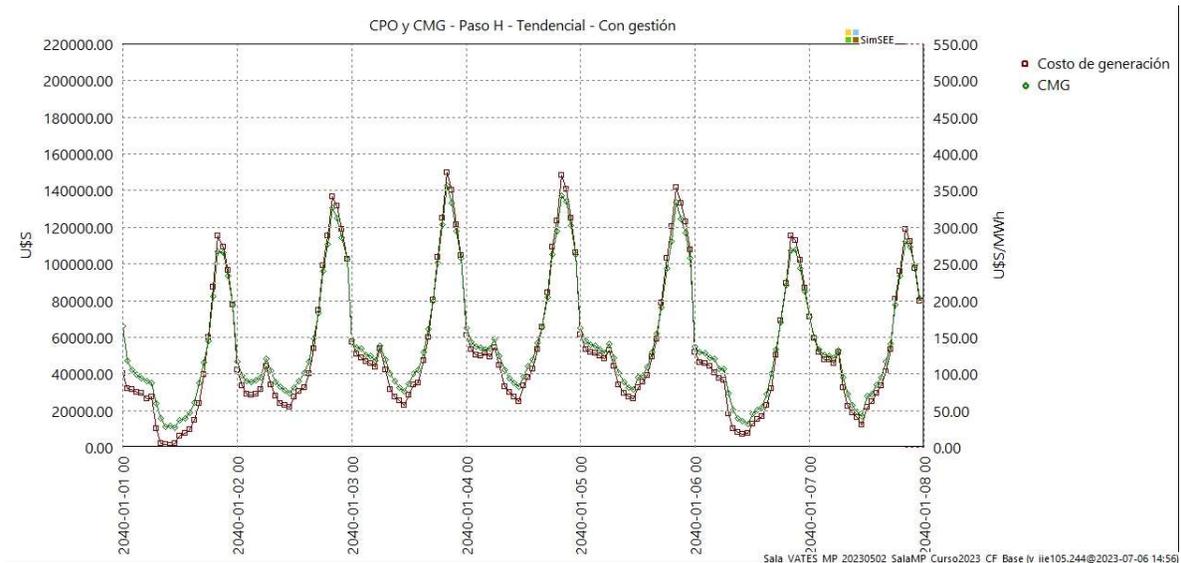
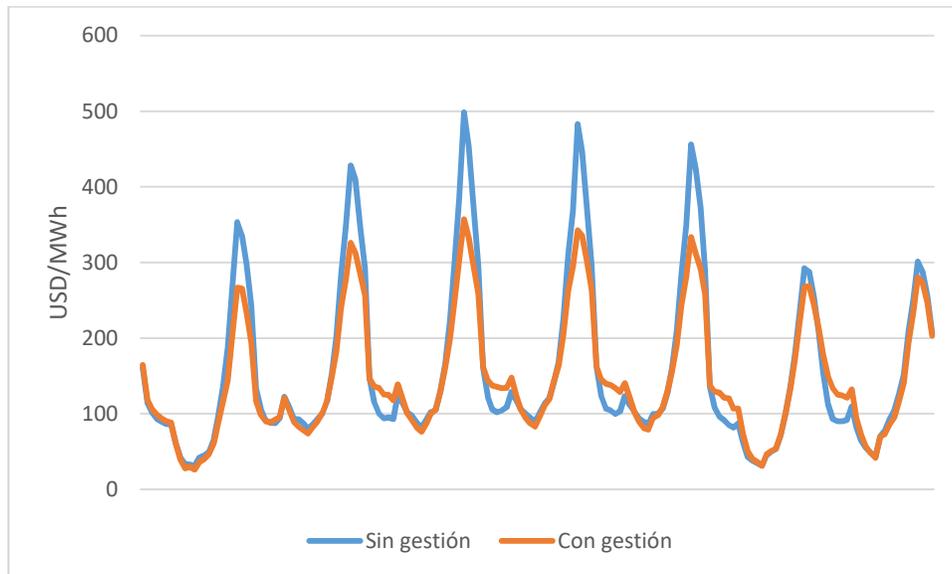


Ilustración 21: Escenario tendencial – Paso horario – Con gestión manual – Costo de generación y costo marginal



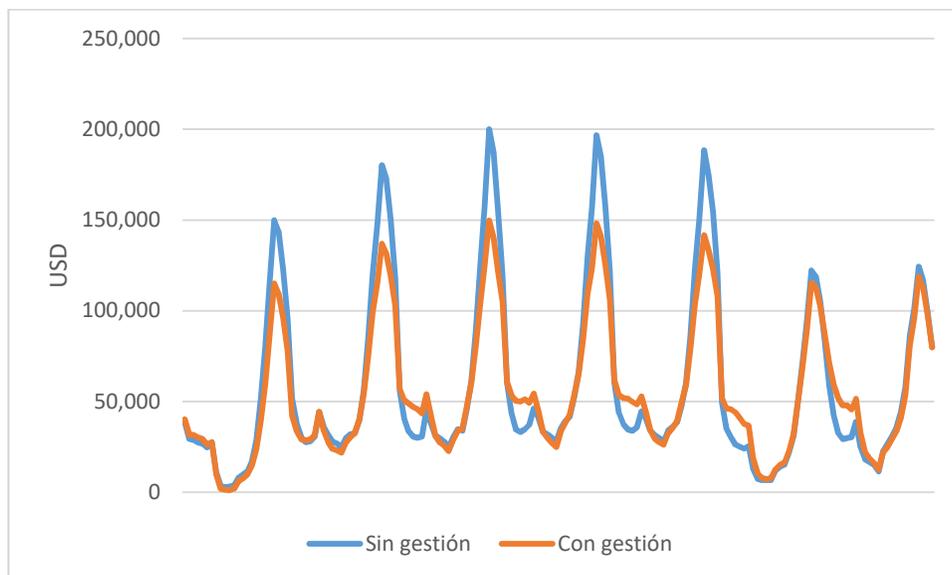
En la Ilustración 22 puede apreciarse cómo la gestión de la demanda de movilidad eléctrica afectó al costo marginal. Los horarios en los que se aprecia una reducción del costo marginal se corresponden con aquellos en los que la gestión implica retirar demanda, mientras que aquellos en los que se observa un aumento son justamente los horarios a los que esa demanda es desplazada.

Ilustración 22: Escenario tendencial – Paso horario - Costo marginal sin gestión y con gestión



El mismo resultado puede verse en términos de costo de generación en la Ilustración 23.

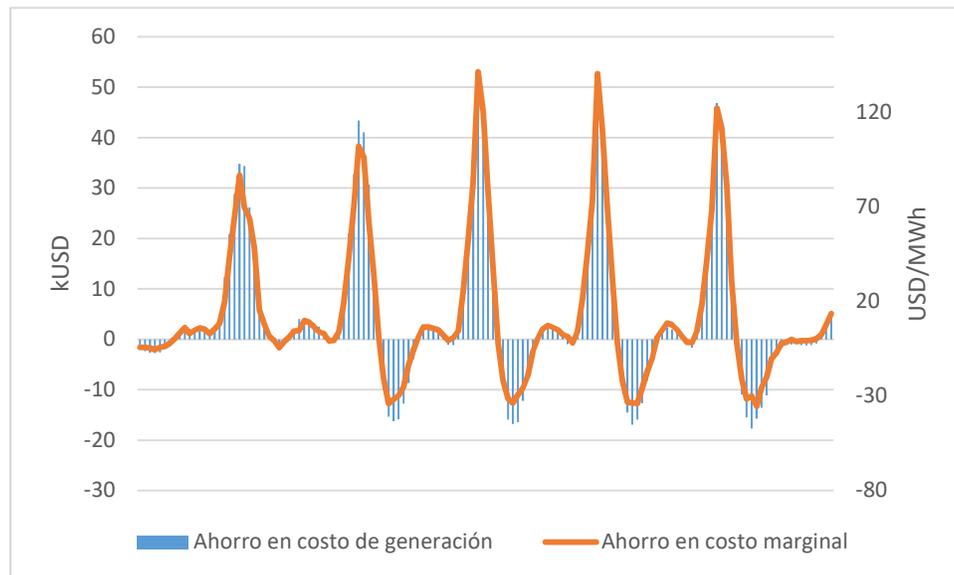
Ilustración 23: Escenario tendencial – Paso horario - Costo de generación sin gestión y con gestión



Al igual que en el caso de gestión utilizando el actor Demanda con respuesta, para el caso de la gestión manual también se grafica el ahorro en costo de generación pero esta vez de manera horaria, ya que el paso es horario. Como se observa en la ilustración 24, en el horario pico en el que el SIN se encuentra más cargado, se obtiene el mayor ahorro, ya que es donde se situaba el pico de demanda de movilidad y justamente se atrasó 6 horas para

desplazarlo de ese lugar. Se identifica también un “ahorro negativo” en las horas de la madrugada, es decir, que en el caso con gestión, el costo de generación en las horas de la madrugada se encarece respecto al caso sin gestión, lo que es totalmente esperable debido a que el pico de demanda de movilidad se movió para estas horas de la madrugada.

Ilustración 24: Escenario tendencial – Paso horario – Ahorros horarios por concepto de gestión manual en términos de costo de generación (USD) y costo marginal (USD/MWh)



Con el objetivo de comprender con más detalle el vínculo entre la gestión de la demanda de movilidad eléctrica y la reducción del costo marginal, a continuación en la Ilustración 25 y en la Ilustración 26 se muestran gráficos de ambas variables conjuntamente. Comparando el gráfico sin gestión con el gráfico con gestión se puede notar como el simple hecho de haber desplazado la demanda hacia la madrugada provocó una caída de los costos marginales, que pasaron de tener picos de 500 USD/MWh en el caso sin gestión a picos de 350 USD/MWh cuando se gestiona la demanda. Además, se observa que en el caso sin gestión el pico de demanda asociada a movilidad eléctrica coincide con el momento en el que se da el pico del costo marginal, mientras que en el caso con gestión, el pico de demanda de movilidad está desfasado respecto al del costo marginal. Esto se debe a que en el caso sin gestión el pico de demanda se obtiene justo en el mismo momento en el que se tiene el pico del resto de la demanda eléctrica y en el caso con gestión, justamente se gestionó la demanda para quitar el pico de movilidad de ese lugar. Igualmente, en el caso con gestión, el pico máximo de demanda eléctrica no cambia y es mayor que el de movilidad eléctrica, por lo que no varía el momento en el que el costo marginal tiene su pico pero sí se reduce la magnitud del mismo por no tener sumado el pico de movilidad.

Ilustración 25: Escenario tendencial – Paso horario – Sin gestión – Demanda de movilidad eléctrica y costo marginal

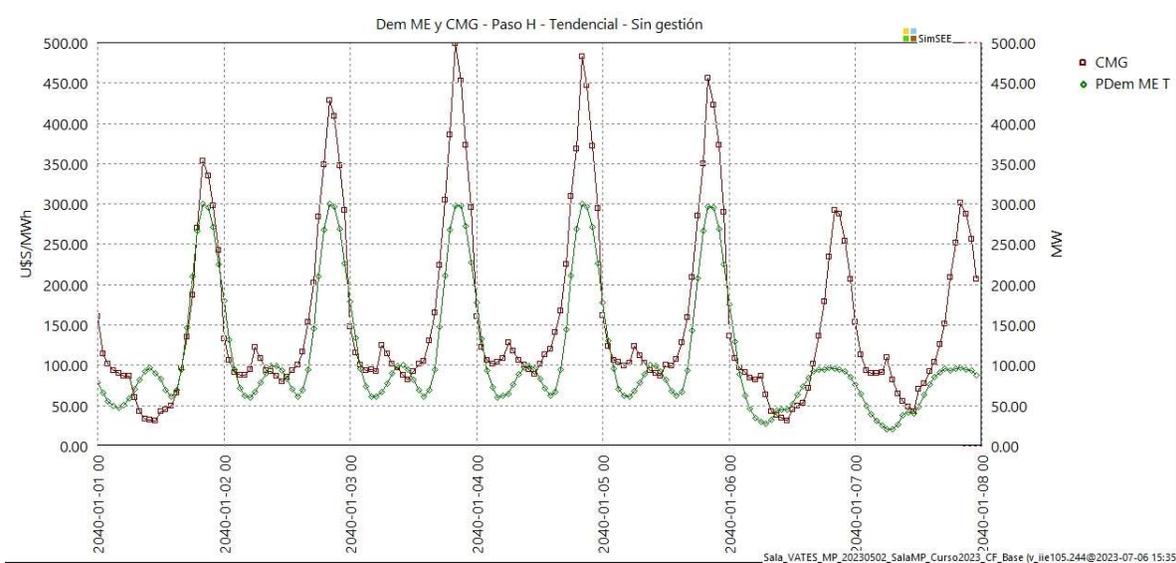
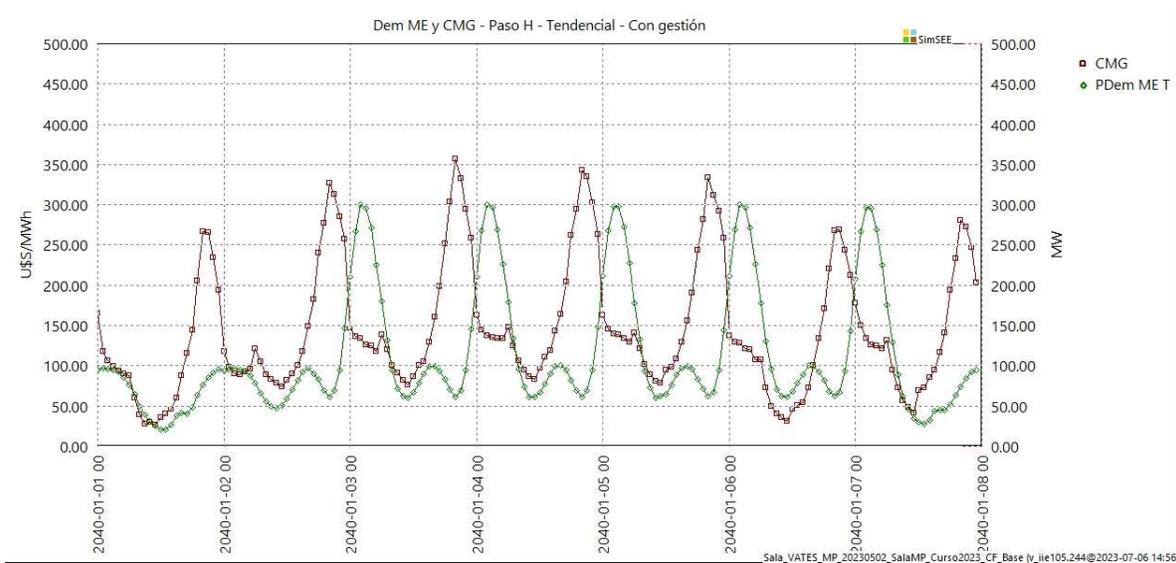


Ilustración 26: Escenario tendencial – Paso horario – Con gestión manual – Demanda de movilidad eléctrica y costo marginal



Además de analizar los costos marginales en términos promedio, se analizaron los resultados para diferentes probabilidades de excedencia (5%, 10%, 90% y 95%), las que se grafican para el caso con y sin gestión en la Ilustración 27 y la Ilustración 28, y al igual que en el caso de gestión con el actor Demanda con respuesta, el ahorro aumenta a medida que disminuye la probabilidad de excedencia. Es decir, que cuanto mayor sea el valor del costo marginal (probabilidad de excedencia menor), mayor será el ahorro, como se representa en la Ilustración 29. En las crónicas en las que se tiene un costo marginal bajo,

los beneficios de gestionar la demanda son menos significativos.

Ilustración 27: Escenario tendencial – Paso horario – Sin gestión – Costo marginal para diferentes probabilidades de excedencia

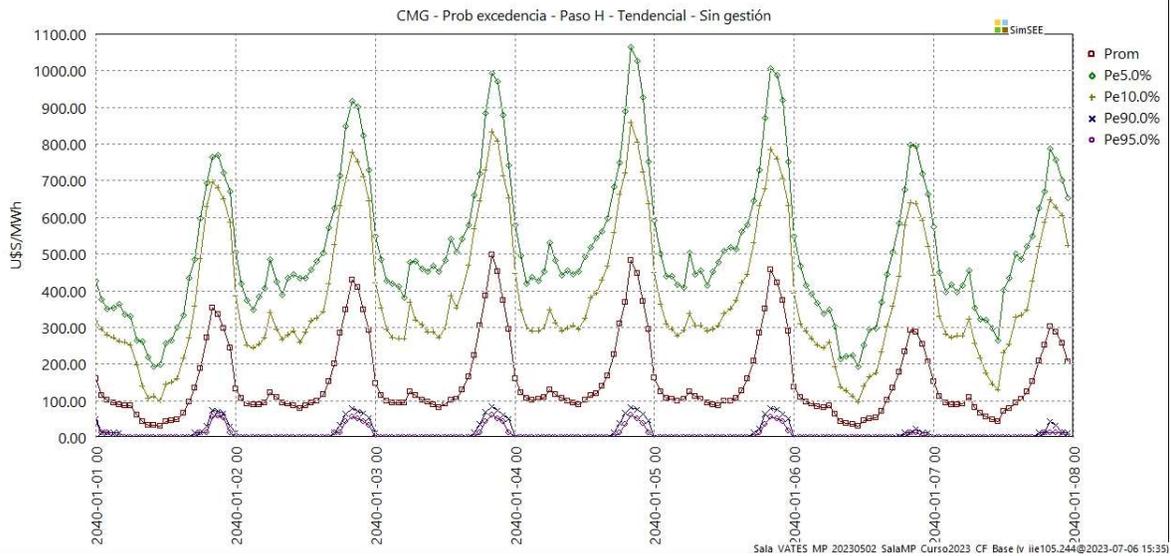


Ilustración 28: Escenario tendencial – Paso horario – Con gestión manual – Costo marginal para diferentes probabilidades de excedencia

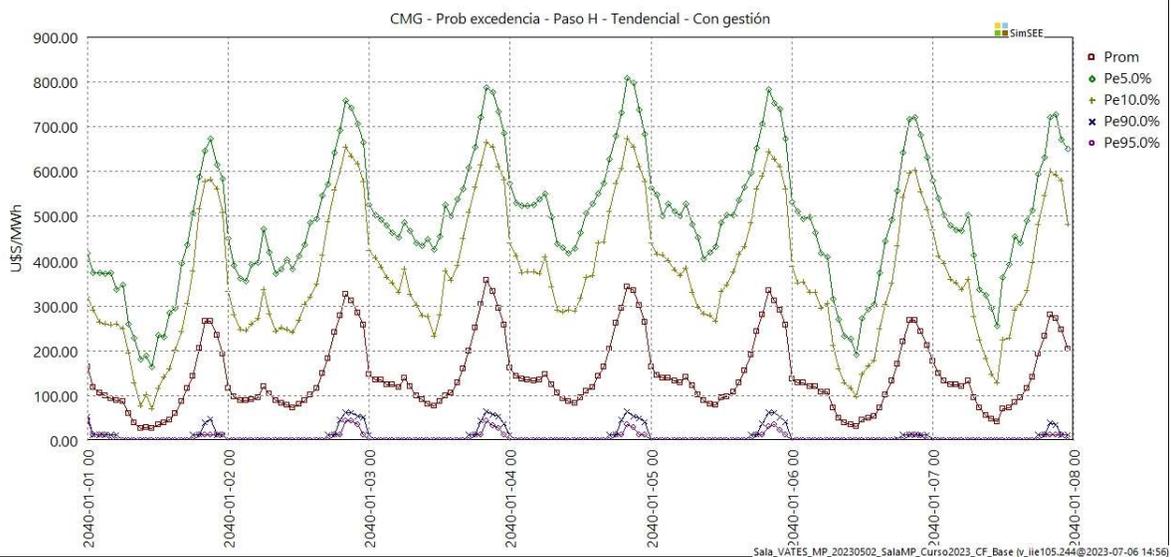
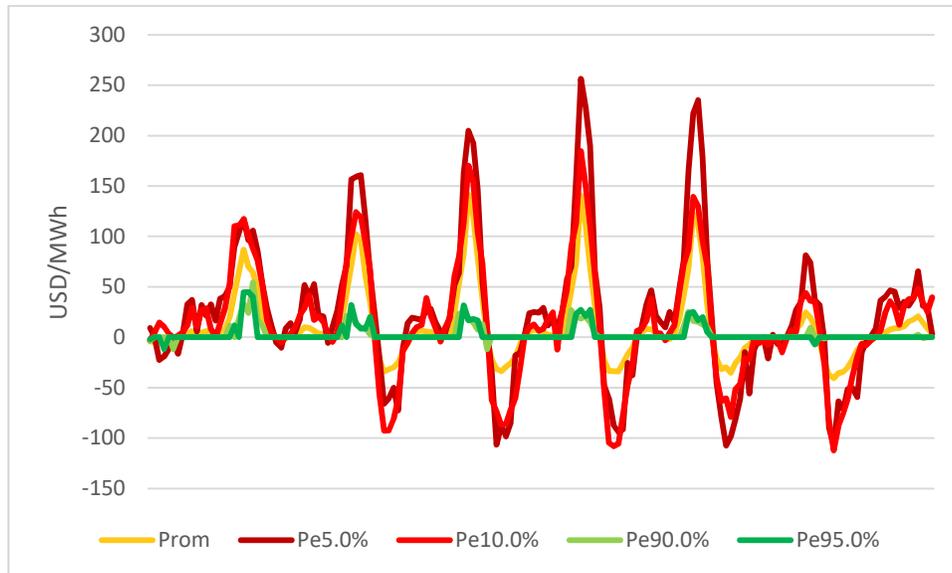


Ilustración 29: Escenario tendencial – Paso horario – Ahorro horario por concepto de gestión manual en términos de costo marginal (USD/MWh) para diferentes probabilidades de excedencia



4.1.3. Ahorros obtenidos con la gestión de la demanda manual e independencia de la semilla aleatoria.

Tal como se explicita en el informe Modelos-1 de ADME¹³ SimSEE utiliza Generadores de Números Pseudoaleatorios (GNP) para cada Entidad que participa de la simulación. Estos generadores de números aleatorios se inicializan con una semilla (un número entero) cuyo propósito es que la secuencia de números aleatorios que genera cada GNP sea reproducible con el fin de poder ejecutar nuevamente una simulación y que los resultados sean los mismos.

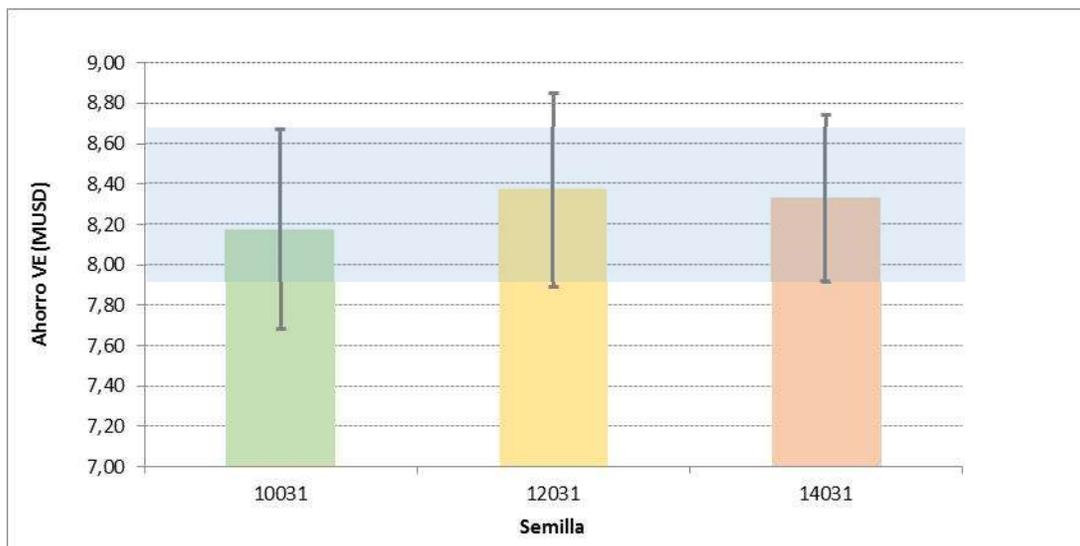
A continuación se analiza cómo varían los resultados cuando se repite el ejercicio, variando la semilla de inicialización durante la simulación. Vale aclarar que para este análisis se utilizó la sala de paso horario (gestión manual). Esa elección se fundamenta en el hecho de haber considerado que sus resultados eran más realistas en términos de aplicabilidad respecto al caso de gestión utilizando el actor “Demanda con respuesta”.

Se probaron simulaciones de 1000 crónicas cada una, utilizando como semillas iniciales 10031, 12031 y 14031, de forma tal de no tener superposición de crónicas entre las tres simulaciones. El número de iteraciones de la optimización para calcular el costo futuro, es decir, la política de operación (las “suertes” que se probaron) no se modificó y quedó en 5, valor por defecto en la sala utilizada.

¹³ Disponible en: https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1279/InformeModelos_1.pdf

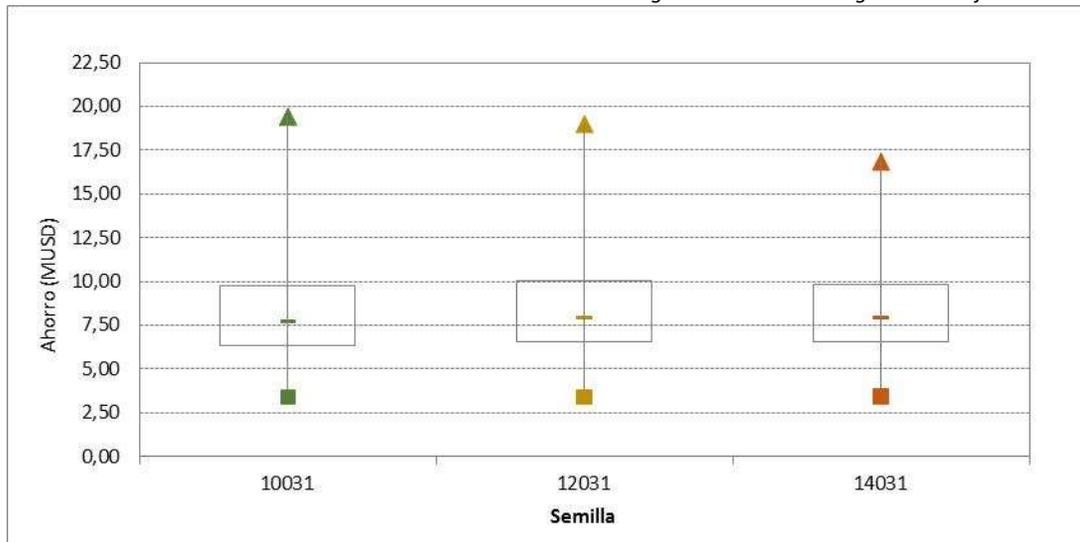
Como variable general del análisis se consideró el ahorro por concepto de gestión, calculado como la diferencia (entre los casos sin y con gestión¹⁴) del valor presente del costo (costo directo del paso más costo futuro). Para ello se utilizaron las salidas de archivos “simcosto” de las mencionadas simulaciones, utilizando no los datos ordenados por valor sino los datos ordenados por semilla. De esa forma se asegura que las diferencias obtenidas son siempre diferencias entre crónicas correspondientes (de la misma semilla), y por lo tanto representan realmente el ahorro bajo las mismas condiciones de cada crónica. Una vez obtenidos esos ahorros, se procedió a ordenarlos de menor a mayor, para así poder analizar no solo su valor esperado sino también su correspondiente error.

Ilustración 30: Escenario tendencial – Paso horario – Con gestión manual – Ahorro en valor esperado y rango de error



Como primera observación, en el gráfico de la ilustración 30 puede verse que los tres valores esperados obtenidos para el ahorro se situaron dentro de la intersección de los rangos de error para un nivel de confianza de 95% (zona azul claro), por lo cual, para estos tres casos simulados es posible afirmar que el resultado es robusto.

¹⁴ Se considera el ahorro entre el caso sin gestión y el caso con gestión manual realizada desplazando el pico de demanda de movilidad eléctrica 6 horas hacia adelante. No se analiza el ahorro que se obtendría en el caso de gestión con el actor “demanda con respuesta” debido a que desde el punto de vista práctico no representa una gestión viable de la demanda.

Ilustración 31: Escenario tendencial – Paso horario – Con gestión manual – Diagrama de caja


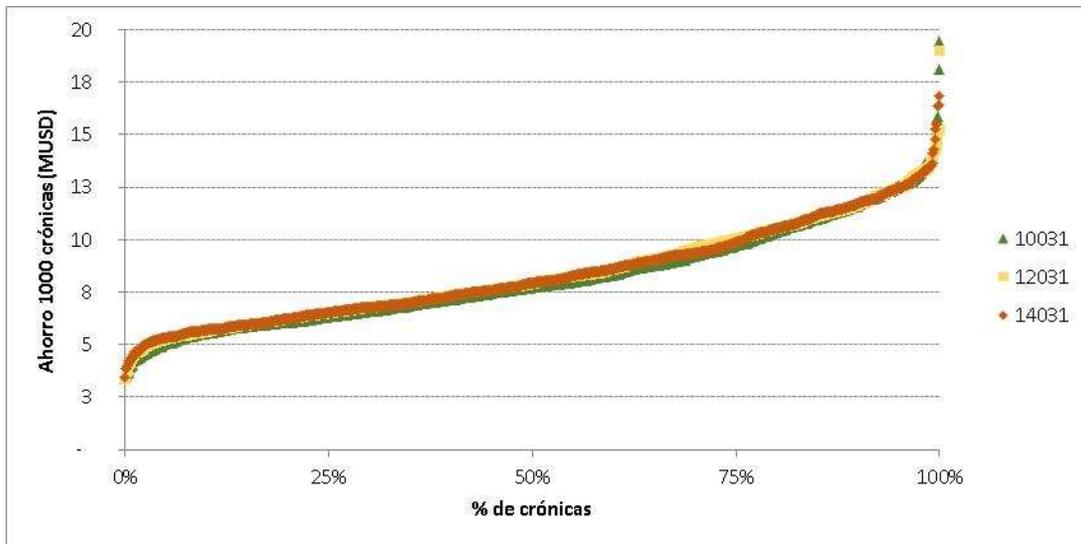
En el gráfico 31, se observa la dispersión de los datos según los cuartiles. Cualquiera sea la semilla considerada, **el caso tendencial con gestión de demanda genera ahorros al sistema de en promedio 8,3 millones de USD a la semana** (considerando ahorros en costos directos de generación y costo futuro). El error para todos los casos es menor al medio millón de USD y siendo el promedio de los tres casos un 5,5% del valor.

Tabla 2: Resultados de ahorro por semilla de simulación

Semilla	Ahorro VE (MUSD)	Rango [MUSD]	p (% del VE)	Error [MUSD]	Error (% del valor)
10031	8,172	16,0	57,5%	0,491	6,0%
12031	8,371	15,6	56,3%	0,480	5,7%
14031	8,327	13,4	55,4%	0,413	5,0%

El gráfico de la ilustración 32 a continuación muestra el ahorro obtenido para las 1000 crónicas ordenadas desde la de menor a la de mayor ahorro y se observa que para los tres casos analizados de semilla, los valores esperados se encuentran en el entorno del 50% de la distribución. Por todo lo anterior se podría afirmar que las conclusiones del análisis no cambian al considerar diferentes semillas de simulación. Vale recordar que en este análisis no se modificó el costo futuro ya que no varió la semilla de optimización. Si se probara la optimización con distintas semillas, el resultado de este análisis podría verse modificado.

Ilustración 32: Ahorro 1000 crónicas por semilla.



Por otro lado, analizando el contenido del archivo simcosto se puede desagregar el resultado del ahorro presentado en la Tabla 2 en aquellos valores que corresponden a costos directos y los que corresponden a costo futuro. Estos resultados se muestran en la Tabla 3 y se observa que la mayor parte del ahorro se obtiene en costo futuro.

Tabla 3: Ahorro en Valor esperado desagregado

Semilla	10031	12031	14031
Cdp (MUSD)	0,608	0,656	0,624
CF (MUSD)	7,565	7,715	7,704
Cdp+CF (MUSD)	8,172	8,371	8,327

Para determinar cuánto es el ahorro en términos de costo directos de generación en la semana de 2040 simulada se procedió a calcular el valor esperado del Cdp que se obtiene en el archivo simcosto de cada semilla. Como se informó en la Tabla 3, al realizar esto se obtuvo un ahorro de aproximadamente 600 mil dólares, lo cual se acerca mucho al valor obtenido al realizar la diferencia de los valores esperados de los Cpo que fueron graficados en las ilustraciones 20 y 21. Esto se resume en la siguiente tabla, para los resultados obtenidos a partir de la semilla 10031.

Tabla 4 Ahorro en Cdp y Cpo

	Sin gestión	Con gestión	Ahorro
Cdp (USD)	26.744.421	26.136.753	607.668
Cpo (USD)	9.851.856	9.244.221	607.635

Para realizar el análisis de ahorro condicionado al riesgo se consideran el 10% de las crónicas donde los ahorros obtenidos por gestionar la demanda son menores. Lo que se busca es el valor esperado del ahorro para ese 10 % del total de las 1000 crónicas.

En el cuadro a continuación se muestra que el valor condicionado al riesgo es de MUSD 4,9. Es decir, existe un 10% de probabilidad de que el ahorro por gestionar la demanda sea aproximadamente un 40% menor al valor esperado del total de las crónicas.

Tabla 5: Análisis de ahorro condicionado al riesgo

Semilla	Ahorro VE (MUSD)	Rango (MUSD)	p (% del VE)	Error (MUSD)	Error (% del valor)
10031	4,898	2,1	44,0%	0,207	4,2%

Ilustración 33: Análisis de ahorro condicionado al riesgo – 100 crónicas



El gráfico de la ilustración 33 muestra las 100 crónicas de menor ahorro ordenadas de menor a mayor. En el peor caso, el ahorro podría ser de MUSD 3,4.

4.2. Escenario aspiracional

En este apartado se presentan y comentan los resultados asociados al escenario aspiracional. A partir de los resultados obtenidos en el caso tendencial donde se observó una mayor practicidad del tipo de gestión manual respecto a la obtenida con el actor Demanda con Respuesta, se decidió implementar para el escenario aspiracional únicamente el modelo de gestión manual, que se corresponde con la sala de paso horario.

4.2.1. Paso horario – Gestión manual

Al analizar los resultados del escenario aspiracional se puede observar que el caso sin gestión presenta picos de falla sustancialmente mayores a los que se tenían en el escenario tendencial, y que a su vez esos picos de falla repercuten en picos de costo marginal superiores a los 1.750 USD/MWh. En este contexto, la gestión de la demanda de movilidad eléctrica cobra un valor mucho más notable, ya que esencialmente logra eliminar esos picos, llevando el costo marginal a valores máximos que en promedio apenas superan los 500 USD/MWh. No obstante, en el caso con gestión igualmente se observa una importante generación térmica y algo de falla para cubrir la demanda, por lo que se podría concluir que para reducir el costo marginal del sistema en el escenario aspiracional, además de la gestión de la demanda también sería necesario ampliar el parque de generación incorporando más generación eólica, debido a que el pico de demanda de movilidad gestionada se obtiene durante la madrugada cuando no hay generación fotovoltaica. Otra opción también podría ser instalar más generación solar en conjunto con sistemas de baterías que almacenen el excedente generado durante el día, para ser volcado a la red cuando se tiene el pico de demanda de movilidad eléctrica en la madrugada.

Ilustración 304: Escenario aspiracional – Paso horario – Sin gestión – Generación por fuente, demanda y costo marginal

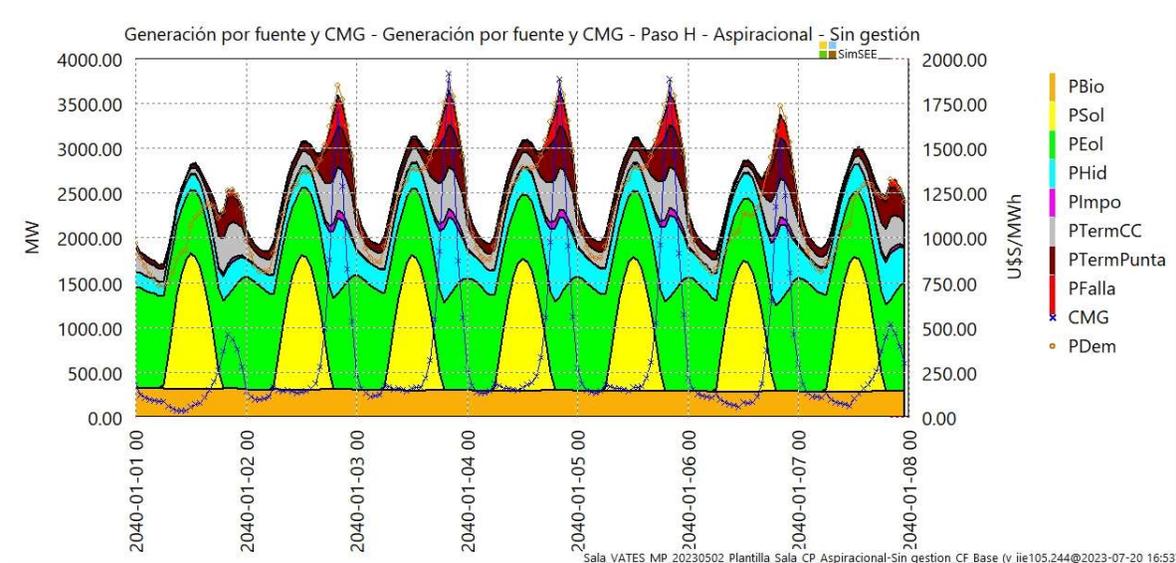
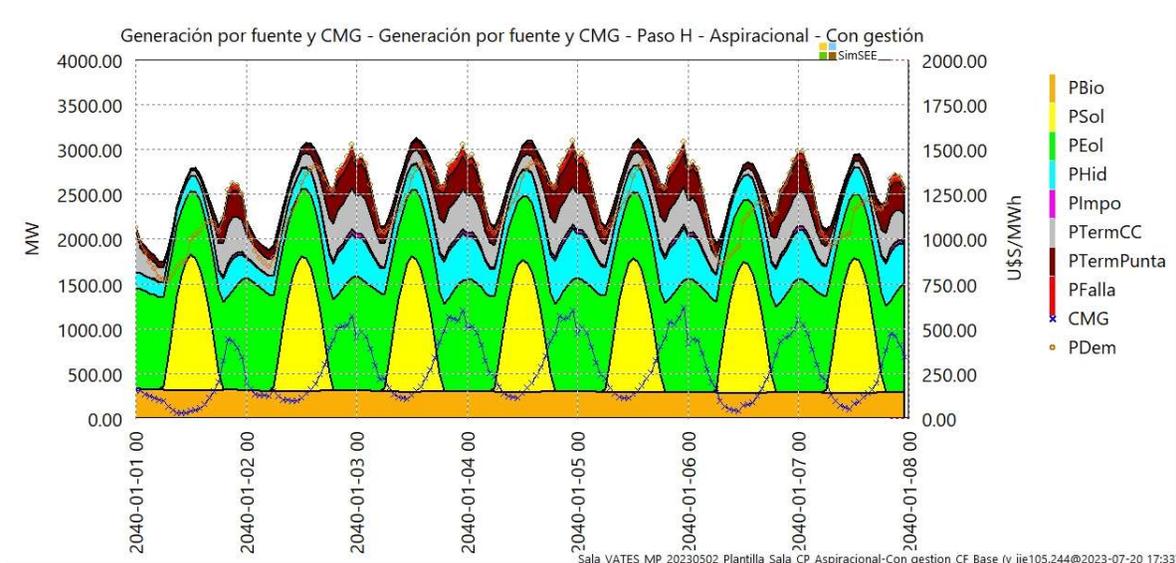


Ilustración 315: Escenario aspiracional – Paso horario – Con gestión – Generación por fuente, demanda y costo marginal



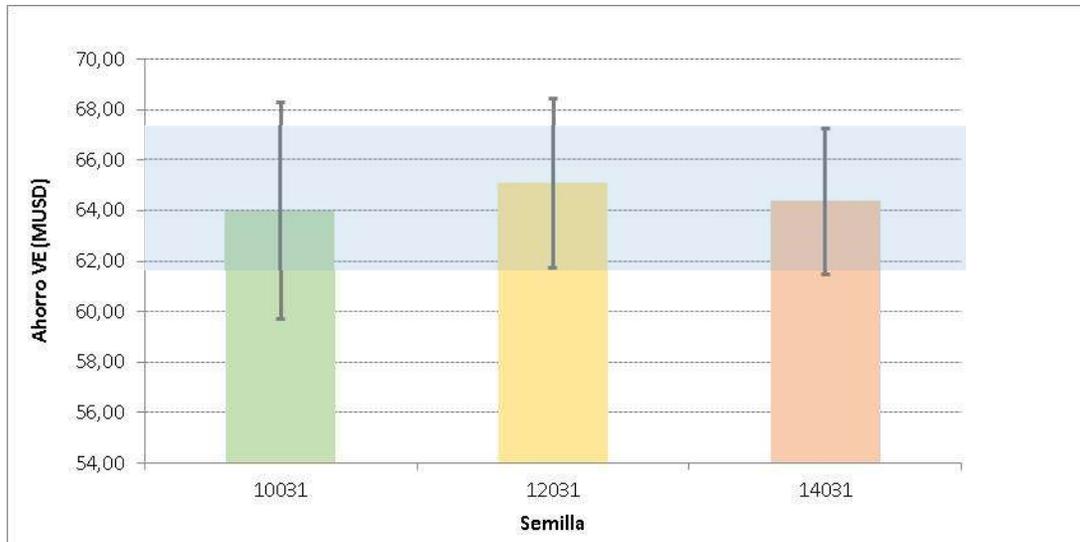
4.2.2. Ahorros obtenidos con la gestión de la demanda e independencia de la semilla aleatoria.

Tal como se realizó en el punto 4.1.3, en este apartado se analizan los ahorros obtenidos por la gestión de la demanda de movilidad eléctrica, para las mismas tres semillas de

simulación pero en este caso, para el escenario aspiracional.

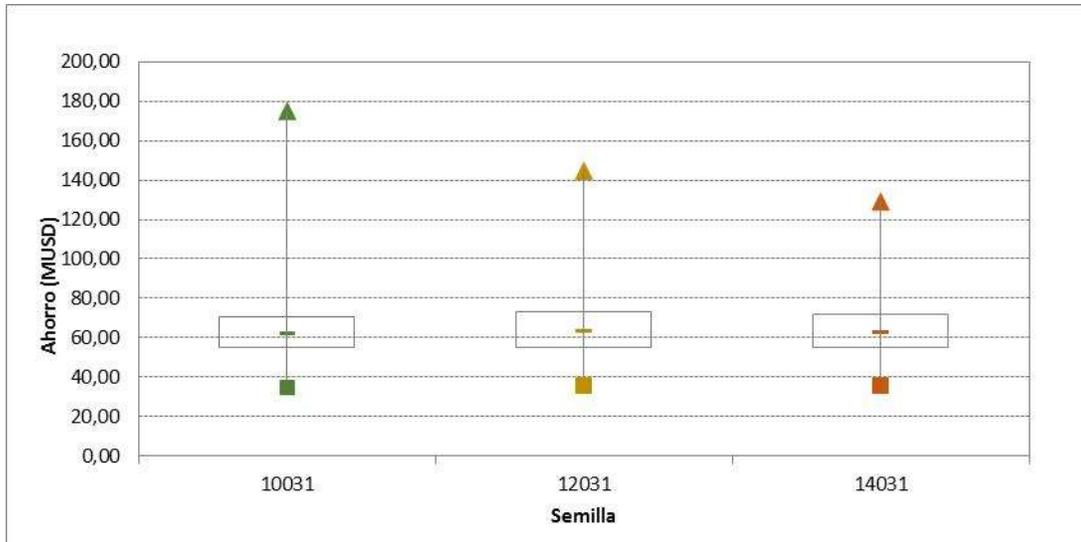
A continuación se presentan los gráficos que reflejan una conclusión similar al caso tendencial donde para las tres simulaciones realizadas no existen grandes diferencias.

Ilustración 326: Escenario aspiracional – Paso horario – Con gestión – Ahorro en valor esperado y rango de error



Como puede verse en el gráfico de la ilustración 36, al igual que en el caso tendencial, los tres valores esperados se situaron dentro de la intersección de los rangos de error para un nivel de confianza de 95% (zona azul claro), por lo cual, para estos tres casos simulados es posible afirmar que el resultado es robusto.

Ilustración 37: Escenario aspiracional – Paso horario – Con gestión – Diagrama de caja



En el gráfico 37, se observa la dispersión de los datos según los cuartiles. Cualquiera sea la semilla considerada, **el caso aspiracional con gestión de demanda genera ahorros al sistema de en promedio 64 millones de USD a la semana** (considerando ahorros en costos directos de generación y costo futuro). El error por otra parte, es de MUSD 3,5 en promedio.

Tabla 6: Resultados de ahorro por semilla de simulación

Semilla	Ahorro VE (MUSD)	Rango [MUSD]	p (% del VE)	Error [MUSD]	Error (% del valor)
10031	63,999	140,1	56,3%	4,308	6,7%
12031	65,070	109,1	54,7%	3,366	5,2%
14031	64,359	93,2	55,4%	2,870	4,5%

En relación al análisis condicionado al riesgo para la semilla 10031 se tomó nuevamente el 10% de las crónicas de menor ahorro y éste se ubicó en MUSD 46, es decir un 28% menor al valor esperado de la totalidad de las crónicas.

Tabla 7: Análisis de ahorro condicionado al riesgo

Semilla	Ahorro VE (MUSD)	Rango [MUSD]	p (% del VE)	Error [MUSD]	Error (% del valor)
10031	46,02	15,0	43,0%	1,457	3,2%

Ilustración 338: Análisis de ahorro condicionado al riesgo – 100 crónicas



En el gráfico 38 muestra las 100 crónicas de menor ahorro ordenadas de menor a mayor. En el peor caso, el ahorro podría ser de MUSD 35.

5. Conclusiones

Tanto para el escenario tendencial como para el aspiracional de cantidad de vehículos eléctricos para 2040, se identificó que si no se realiza gestión a esta demanda asociada a movilidad eléctrica, su pico se situaría aproximadamente a las 20:00 hs., debido a que la mayoría de los usuarios conectan sus vehículos luego de finalizar el uso en el día. Esto implica costos elevados en el sistema debido a que esa hora coincide con los horarios de mayor estrés eléctrico y por lo tanto es cuando se incrementa la participación de la generación térmica y la falla generando aumentos en el costo de abastecer la demanda.

Como resultado de la gestión, el simple hecho de desplazar la demanda de movilidad eléctrica de manera de que el pico se sitúe en la madrugada, esto es, fuera de las horas de mayor demanda del sistema, estaría generando importantes ahorros semanales en términos de costos directos de generación y costo futuro. Los ahorros semanales obtenidos como resultado del promedio de las 3 semillas simuladas se resumen en la Tabla 8.

Tabla 8: Resumen de resultados del ahorro obtenido en una semana de 2040 del caso con gestión de demanda respecto al caso sin gestión, para el escenario tendencial y aspiracional.

	Tendencial	Aspiracional
Ahorro en Cdp (MUSD/semana)	0,629	5,849
Ahorro en CF (MUSD/semana)	7,661	58,627
Ahorro total (MUSD/semana)	8,29	64,476

En cuanto al error en los resultados y al comportamiento estadístico de los valores obtenidos, se concluye que de las 1000 crónicas simuladas a partir de tres semillas diferentes (10031, 12031 y 14031) se obtuvieron resultados robustos para esos tres casos, con un error promedio de 5,6% y 5,4% en el caso tendencial y aspiracional respectivamente.

A modo general se concluye que si bien en la actualidad la demanda eléctrica asociada a la carga de los vehículos eléctricos no representa una dificultad para el sistema eléctrico uruguayo, conforme se vaya haciendo masiva la tecnología y se incremente la cantidad de vehículos en los próximos 20 años, el abastecimiento de esa mayor demanda asociada a la electrificación de los distintos modos de transporte sí podría representar desafíos económicos para el sistema. Por lo anterior y sumado a que las baterías de los vehículos eléctricos permiten un almacenamiento diario de energía, es que cobra gran relevancia incorporar la gestión de esta demanda en la operación del sistema. Esto puede hacerse tanto por el lado de incentivos que desplacen la recarga de los vehículos hacia los horarios en los que se tiene menor carga eléctrica en el sistema, así como también a través de la instalación de más generación renovable y/o sistemas de almacenamiento diseñados específicamente para abastecer la demanda de movilidad eléctrica.

6. Posibles futuros trabajos

Como posibles futuros trabajos que permitan ahondar en el análisis de la problemática planteada se pueden mencionar los siguientes:

- Análisis en diferentes estaciones del año
Estadísticamente el sistema eléctrico uruguayo no tiene el mismo grado de exigencia en diferentes estaciones del año. Por ese motivo puede ser relevante replicar el análisis realizado en este estudio en distintas estaciones para así poder estimar un potencial de ahorro por concepto de gestión de la demanda de movilidad eléctrica bajo diferentes condiciones.
- Replicar el análisis para diferentes años

El presente trabajo se limita al análisis en un año concreto (2040), por lo que puede ser relevante aplicar el mismo análisis para diferentes años, de manera de lograr nociones cuantitativas sobre la evolución en el tiempo de la relevancia de esta problemática.

- Ampliar el horizonte temporal
Otro posible futuro trabajo puede ser el de ampliar el horizonte temporal más allá del año 2040, para lograr así una visión de más largo plazo.
- Realizar nuevas optimizaciones.
Se propone replicar el análisis cambiando la semilla de optimización, de modo de analizar los resultados ante cambios en la política de operación.
- Ajustar el modelo de crecimiento del parque vehicular eléctrico
Para el modelado que se hizo en el presente trabajo del crecimiento del parque vehicular eléctrico se tomaron algunas hipótesis basadas en supuestos. Concretamente, la suposición de un crecimiento lineal en los primeros años y conforme a una función de tipo polinomio de segundo grado en los años siguientes es una hipótesis sin un fundamento empírico que la sustente. Por ese motivo, puede ser interesante ajustar ese modelado con hipótesis más realistas, para así obtener resultados más verosímiles.
- Ajustar la curva de demanda horaria asociada a movilidad eléctrica
Como se mencionó en la metodología del proyecto, la curva horaria de demanda asociada a movilidad eléctrica se determinó utilizando la herramienta *Electric Vehicle Charging and Grid Integration Tool* de IEA, utilizando en gran medida los parámetros precargados por defecto en la misma. Para obtener una curva de demanda horaria de movilidad eléctrica más exacta, se deberían realizar estudios y supuestos más rigurosos para modelar de manera correcta el parque de vehículos eléctricos en Uruguay y su comportamiento, determinando parámetros como kilómetros recorridos por tipo de vehículo, modos de carga preferenciales, horarios de carga disponibles, proyección de evolución de la red de cargadores para 2040, entre otros. Se observa que este estudio resulta muy interesante pero escapa al alcance del presente proyecto.
- Estudio del caso de vehículos conectados a la red (V2G)
Teniendo en cuenta los valores de autonomía que tienen los vehículos eléctricos actuales, se observa que en la mayoría de los mismos no se agotaría la batería todos los días, sino que una sola carga podría rendir más de un día. Por lo tanto, cuando finalice el uso del vehículo, el mismo tendrá un remanente de energía en su batería que podría ser volcado a la red en los horarios de mayor demanda eléctrica,

en caso de que el vehículo no se utilice en dicho horario. Esto podría reducir los gastos incurridos por el SIN para abastecer la demanda eléctrica en el horario punta. Para analizar el ahorro que se podría obtener en el SIN mediante un esquema de vehículos conectados a la red, todo el parque de vehículos eléctricos que funcione bajo esta modalidad se podría modelar en el SimSEE como un gran banco de baterías y comparar los casos con y sin V2G de manera similar a lo realizado en este proyecto. Para realizar este estudio resulta de vital importancia determinar supuestos sobre la cantidad de vehículos que podrían operar de esta manera y la capacidad remanente que tendrían en sus baterías para inyectar a la red. Se podría pensar también una posible tarifa eléctrica para los usuarios con vehículos conectados a la red que incentive la modalidad V2G y amortice la reducción del estado de salud (SOH) de la batería, como consecuencia del incremento de ciclos de carga y descarga.

7. Anexos

6.1. Expansión del parque vehicular

6.1.1. Escenario tendencial

Tabla 9: Expansión del parque vehicular eléctrico (escenario tendencial)¹⁵

Año	Camiones	Buses	Taxis	Utilitarios	Pick Ups	Autos y SUV
2020	1	32	76	167	0	88
2021	51	32	88	295	0	474
2022	89	35	171	432	4	1.253
2023	98	73	188	492	20	1.483
2024	108	117	205	551	36	1.712
2025	117	168	288	611	52	1.942
2026	127	224	415	670	68	2.171
2027	136	287	585	730	84	2.401
2028	146	356	800	1.204	346	2.630
2029	155	431	1.059	1.816	690	5.628
2030	165	512	1.362	2.566	1.116	9.417
2031	266	600	1.709	3.454	1.624	13.997
2032	387	693	2.099	4.480	2.214	19.368
2033	528	793	2.534	5.644	2.886	25.530
2034	690	898	3.013	6.947	3.640	32.482
2035	872	1.010	3.535	8.387	4.476	40.226
2036	1.074	1.128	4.102	9.966	5.394	48.761
2037	1.297	1.252	4.713	11.682	6.394	58.086
2038	1.540	1.383	5.368	13.537	7.476	68.203
2039	1.803	1.519	6.066	15.530	8.640	79.111
2040	2.086	1.662	6.809	17.661	9.886	90.809

¹⁵ Elaboración propia

6.1.2. Escenario aspiracional

Tabla 10: Expansión del parque vehicular eléctrico (escenario aspiracional)¹⁶

Año	Camiones	Buses	Taxis	Utilitarios	Pick Ups	Autos y SUV
2020	1	32	76	167	0	88
2021	51	32	88	295	0	474
2022	89	35	171	432	4	1.253
2023	114	77	188	975	191	2.001
2024	139	128	205	1.716	379	2.749
2025	165	187	288	2.655	566	3.497
2026	190	255	415	3.792	753	4.244
2027	215	331	586	5.128	940	4.992
2028	240	416	800	6.661	1.128	14.021
2029	265	509	1.059	8.392	1.315	25.810
2030	659	610	1.362	10.322	3.827	40.360
2031	1.145	720	1.709	12.450	6.920	57.670
2032	1.723	838	2.100	14.775	10.594	77.740
2033	2.393	965	2.534	17.299	14.850	100.571
2034	3.155	1.100	3.013	20.021	19.687	126.162
2035	4.009	1.243	3.536	22.941	25.104	154.513
2036	4.956	1.395	4.102	26.059	31.103	185.625
2037	5.994	1.555	4.713	29.376	37.684	219.497
2038	7.125	1.724	5.368	32.890	44.845	256.129
2039	8.348	1.901	6.066	36.602	52.587	295.522
2040	9.663	2.087	6.809	40.513	60.911	337.675

¹⁶ Elaboración propia