

Beneficios de la electrificación: Estudio del caso del transporte colectivo eléctrico en Uruguay

Cecilia Correa
Lorena Di Chiara

División de Energía/
Departamento de Infraestructura
y Energía

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-01958

Beneficios de la electrificación: Estudio del caso del transporte colectivo eléctrico en Uruguay

Cecilia Correa
Lorena Di Chiara

Agosto 2020

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo
Correa, Cecilia.

Beneficios de la electrificación: estudio del caso del transporte colectivo eléctrico en
Uruguay / Cecilia Correa, Lorena Di Chiara.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1958)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Buses, Electric-Uruguay. 2. Electric vehicles-Uruguay. 3. Urban transportation-
Uruguay. 4. Renewable energy sources-Uruguay. I. Di Chiara, Lorena. II. Banco
Interamericano de Desarrollo. División de Energía. III. Título. IV. Serie.
IDB-TN-1958

Códigos JEL: O21, O38, O31, R49, Q40, Q47

Palabras clave: Electromovilidad, vehículos eléctricos, bus eléctrico, electrificación,
nuevas tecnologías, energía renovable, cambio climático.

Los autores agradecen los comentarios y revisión de Michelle Hallack y Marcelino
Madrigal del BID y Rúben Chaer Gerente Técnico del Despacho Nacional de Cargas
de Uruguay.

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2020 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Beneficios de la electrificación:

Estudio del caso del transporte colectivo eléctrico en Uruguay

Cecilia Correa
Lorena Di Chiara



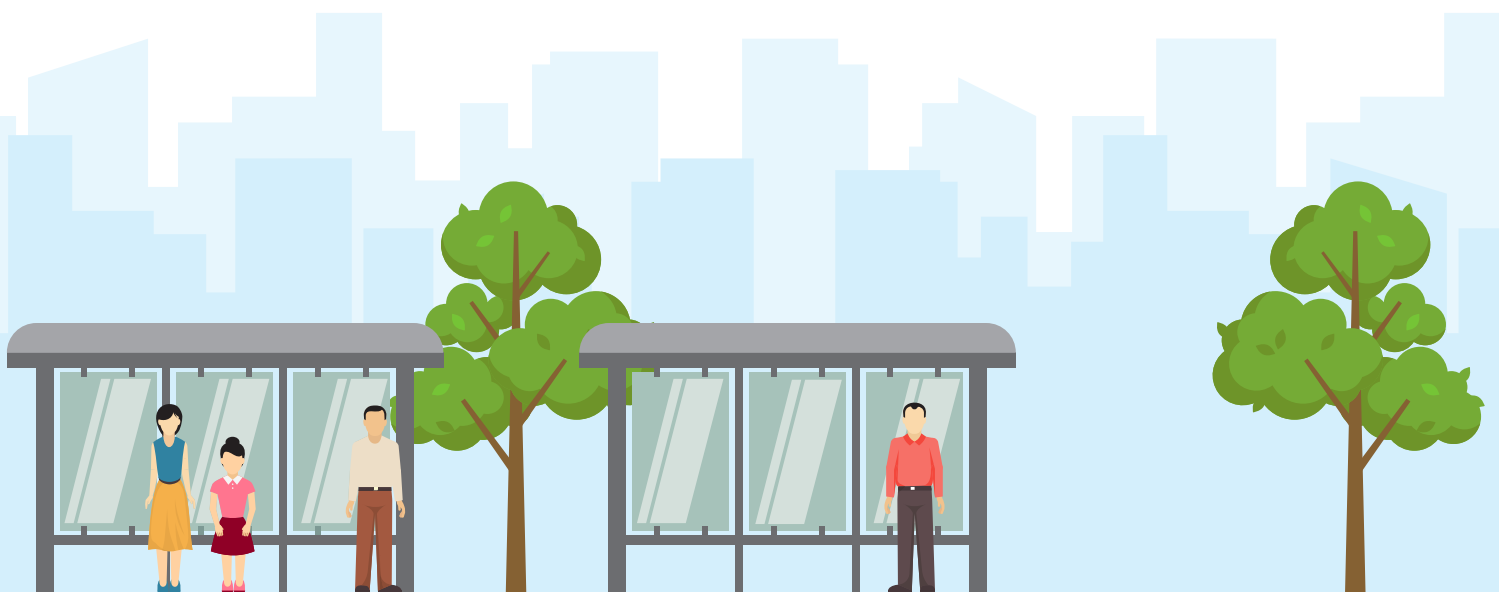
Resumen

Por las características de las matrices energéticas de varios países de América Latina y el Caribe, la electrificación se presenta como una oportunidad para reducir las emisiones de diversos sectores. Particularmente, en el caso de Uruguay, en 2019 el 98% de la demanda de energía eléctrica se abasteció con energía de origen renovable, de los cuales el 33% fue energía eólica. Por las características del viento y de la demanda de energía eléctrica, en horas de la madrugada es donde se presentan mayores excedentes de generación eólica. Por otro lado, el sector transporte en Uruguay funciona casi exclusivamente impulsado por combustibles derivados de petróleo y representa del orden del 25% del consumo energético del país. Por lo tanto, la electrificación de la movilidad se perfila como una buena alternativa para reducir la intensidad de emisiones del sector y la dependencia de los combustibles importados aprovechando los posibles excedentes de generación eléctrica en horas de la madrugada donde se puede realizar su carga. Este estudio en particular analiza los beneficios asociados a la venta de energía eléctrica al sustituir aproximadamente un 50% de la flota de transporte público urbano de Montevideo por buses eléctricos. Se modelan los beneficios por la venta de electricidad en horas de baja demanda de energía eléctrica a los operadores de los ómnibus mediante el uso de la plataforma SimSEE y series sintéticas hidrológicas basadas en más de 100 años de datos históricos y series sintéticas del recurso eólico basados en series históricas diezminutales de más de 7 años. El análisis concluye que, bajo las hipótesis consideradas, el recambio de la flota de ómnibus brindaría beneficios a la empresa eléctrica por la venta de electricidad en todas las condiciones hidrológicas consideradas.



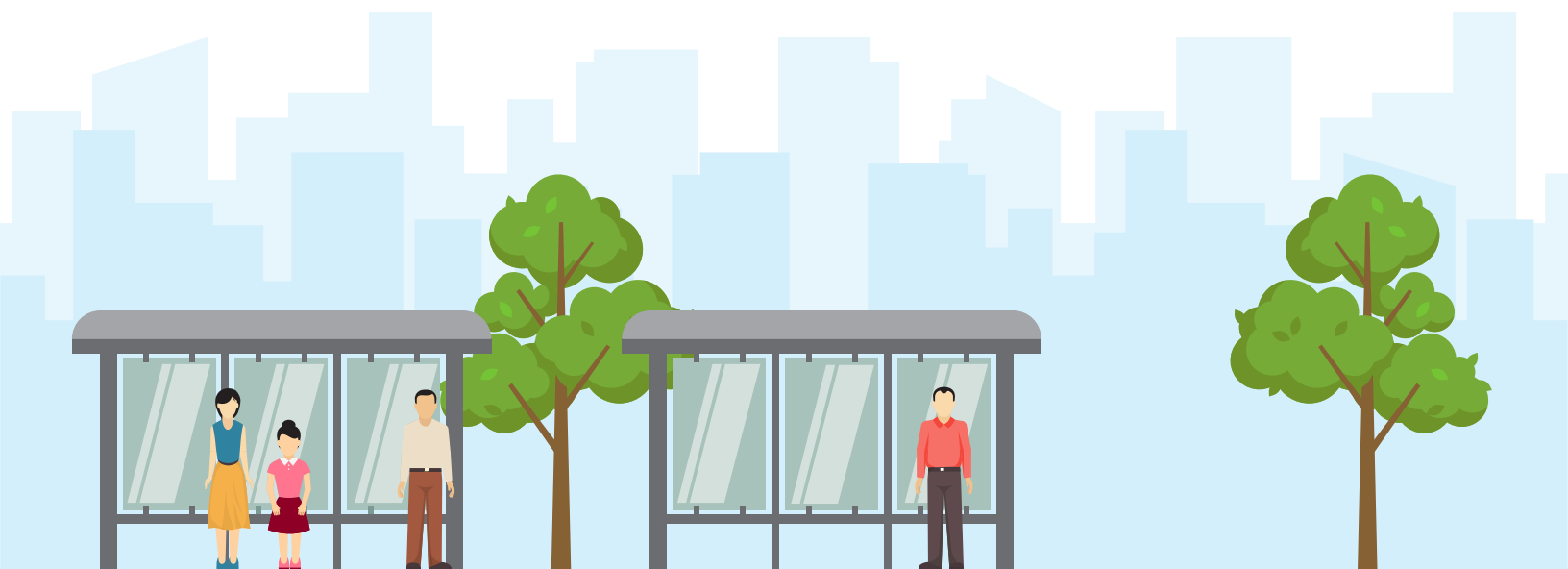
Índice

Abreviaturas.....	vii
1 Introducción	1
2 Matriz eléctrica uruguaya.....	4
3 Propuesta de recambio de la flota de ómnibus urbanos.....	8
4 Modelado y simulación del sistema eléctrico de Uruguay	12
4.1 Proyección de demanda del SIN	13
4.2 Costo variable de las centrales térmicas.....	13
4.2.1 Expansión del parque generador.....	14
5 Resultados de simulación.....	15
6 Análisis de beneficios económico.....	21
7 Análisis de sensibilidad	26
8 Conclusiones	28
Referencias.....	30
ANEXO	
Comparación Costos Marginales para diferentes precios de WTI.....	32
A.1- Escenarios de precios del barril de petróleo	33
A.2-Costos variables de las centrales térmicas	35
A.3-Resultados de las simulaciones.....	35
A.4-Conclusión.....	37



Abreviaturas

- ADME:** Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay
- BEN:** Balance Energético Nacional
- ER:** Energía Renovable
- ERNC:** Energía Renovable No Convencional
- FV:** Fotovoltaica
- SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- UTE:** Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas



1. Introducción

El acuerdo de París establece medidas para lograr la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero lo cual requiere un fuerte compromiso de los países en diversas áreas. Entre ellas se encuentra el sector energético y principalmente en lo relativo al uso de combustibles fósiles. Para lograr la necesaria transición de la matriz energética, el sector eléctrico se está moviendo hacia una matriz de generación más limpia donde la electrificación cada día juega un rol más preponderante (BID, 2020).

En la última década la potencia instalada de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a nivel mundial y en América Latina en particular se ha incrementado considerablemente debido en gran medida a la disminución de los costos y el aumento en eficiencia de estas tecnologías (IRENA, 2020). América Latina se presenta como la región con mayor participación de energías renovables modernas (excluyendo usos tradicionales de biomasa) alcanzando en 2017 casi un 25% del consumo final energético (IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO, 2020). Para alcanzar las metas de desarrollo sostenible será necesario mayor participación de las energías renovables en la matriz energética en los distintos usos finales: electricidad, calor y transporte. Particularmente, en lo que refiere al sector transporte, se observa que el 96,7% de la energía utilizada proviene de combustibles fósiles (IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO, 2020).



La participación de Energías Renovables (ER) en la matriz de generación eléctrica mundial ha aumentado de un 23% en 2015 al 26% en 2018 (IRENA, 2020). Latinoamérica ha sido históricamente la región con mayor proporción de energías renovables en la matriz eléctrica, participación que ascendió a 58% en 2018 (OLADE, 2019). Por lo tanto, existe un alto potencial para promover la electrificación del sector transporte en la región. En este sentido, en varios de los países de América Latina y el Caribe, se han elaborado diversas políticas con el fin de fomentar el uso del transporte eléctrico y se espera que en los próximos años se incremente considerablemente su participación (Bezanilla, Madrigal, Pérez, Paredes y Bernal, 2020). En particular, Uruguay es uno de los países de América Latina que desde hace varios años está impulsando la electromovilidad principalmente en el transporte público dado que, por sus características, presenta en la actualidad una situación privilegiada para incrementar su participación.

En Uruguay el sector transporte es el segundo sector con mayor consumo energético, el cual asciende a 125.847 ktep, correspondiente al 27% del consumo total del país (MIEM, 2019). Uruguay no dispone de reservas probadas de hidrocarburos y prácticamente el 100% del parque automotor funciona exclusivamente con derivados de petróleo. Según datos oficiales del Observatorio de Infraestructura, Transporte y Logística (2020) existen en el país más de 2,3 millones de vehículos. En 2018, el sector transporte fue responsable del 58% de las emisiones de dióxido de carbono del país (MIEM, 2019).

En lo que respecta al sector eléctrico, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) uruguayo, cuenta con un alto porcentaje de ER. que se describen a continuación. En 2018 y 2019 más del 97% de la demanda del SIN fue



abastecida por ER y aproximadamente el 10% y 20% de la generación fue exportada a países vecinos en cada año respectivamente. En 2018, casi el 50% de la demanda del SIN fue abastecida por fuentes hidroeléctricas (favorecida por una buena hidraulicidad), el 38% con energía eólica, 3% con solar, 6% con biomasa y menos del 3% con combustibles fósiles (ADME, 2019).

Debido a la alta incorporación de ERNC en la matriz de generación uruguaya, principalmente eólica, existen mayores probabilidades de que existan excedentes eléctricos, sobre todo en las horas de las madrugadas, donde la demanda eléctrica es más baja y la generación eólica es mayor. En la actualidad los excedentes de generación son exportados, si es que los países vecinos lo requieren y se llega a un acuerdo por los intercambios eléctricos, o, en caso contrario, son cortados (vertimiento en hidroeléctricas y disminución de generación eólica). Por lo tanto, existe un alto interés, oportunidad y potencial para desplazar consumo existente en horas de mayor demanda para estas horas, como ser el calentamiento de agua con calefones eléctricos, o desarrollar nuevas demandas para aprovechar esta energía, como la electrificación del sector transporte.

En este trabajo nos centraremos en analizar los beneficios asociados a la venta de energía al sustituir un porcentaje de la flota de transporte urbano público de Uruguay que funciona actualmente con diésel por vehículos eléctricos. Es decir, se modelan los beneficios por la venta de electricidad en horas de baja demanda de energía eléctrica a los operadores de los ómnibus, en vez de la exportación o recorte de generación.



2. Matriz eléctrica uruguaya

El SIN uruguayo cuenta en 2019 con una capacidad instalada de generación de del entorno de 4.550MW (no incluye generación para autoconsumo), de los cuales el 34% de esta capacidad corresponde a potencia hidráulica, 33% eólica, 5% Fotovoltaica (FV), 3% a biomasa y 25% térmica (MIEM, 2019). Uruguay se posiciona como el segundo país, después de Dinamarca y antes de Alemania, en cuanto al porcentaje de capacidad instalada de energía eólica. En 2019 según los datos publicados por la empresa eléctrica UTE, la generación total del país ascendió a 14.045GWh, de los cuales 11.033GWh fueron para abastecer la demanda de energía eléctrica del SIN. (Ver Tabla 1)



Tabla 1. Energía generada e intercambiada (GWh)

	2017	2018	2019
PRODUCCIÓN			
Hidráulica UTE	2.393	2.289	3.329
Térmica UTE	190	313	243
Eólica UTE	416	523	550
Fotovoltaica (*)	1	1	1
COMPRA			
Salto Grande	4.751	3.849	4.510
Argentina	0	13	0
Brasil	3	1	0
Agentes Productores	3.634	4.284	4.346
Parques Eólicos Co-Propiedad de UTE	857	1.104	1.066
TOTAL	12.245	12.377	14.045
DESTINO			
Brasil	988	878	604
Argentina	474	317	2.408
Uruguay	10.784	11.182	11.033
TOTAL	12.245	12.377	14.045

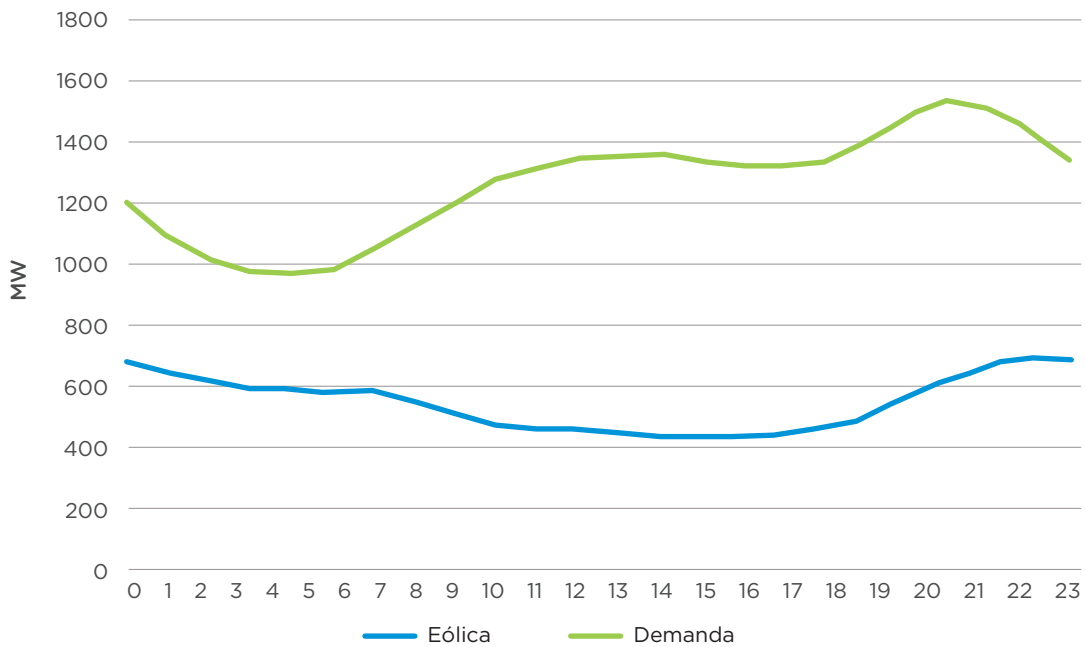
Fuente: UTE en cifras 2019



Se destaca que en Uruguay el régimen de lluvias es muy variable y está influenciado por el fenómeno del Niño. De los datos históricos de caudales del Río Negro y el Río Uruguay se observa que, en condiciones hidrológicas buenas la generación hidroeléctrica podría alcanzar del orden del 75% de la demanda actual de energía eléctrica (Pe80%), en condiciones medias del orden del 55% (Pe50%) y en condiciones secas el 30% (Pe20%). En contrapartida, del análisis de datos históricos de series de viento e irradiancia se observa que el recurso eólico y solar en el mediano (meses) y largo plazo (años) es muy predecible y los desvíos anuales de la generación eólica y solar fotovoltaica son menores al 5% (Di Chiara, 2019).

Debido a las características generales del viento en Uruguay, la generación eólica media presenta variaciones durante el día, registrándose mayor generación durante horas de la noche y madrugada, y menor generación en horas diurnas (Ver Figura 1). La demanda eléctrica presenta variaciones horarias caracterizada por un pico entre las 18hs y las 22hs y un valle entre la 1hs y las 6hs (Ver Figura 1).





Fuente: Elaboración propia en base a datos históricos ADME

Figura 1. Demanda y generación eólica media horaria por horas (Datos históricos 2019)

Al comparar la curva de la demanda de electricidad y el perfil de la generación eólica es claro que las horas entre las 2 AM y 5 AM son en las que es más probable que haya excedentes de generación.



3. Propuesta de recambio de la flota de ómnibus urbanos

El programa propuesto consiste en el recambio del 50% de la flota de ómnibus de transporte urbano de la capital por ómnibus eléctricos que carguen su batería entre las 2:00 AM y las 5:00 AM. La introducción de estos 750 ómnibus se realizará en 5 años, que corresponde a una tasa de 150 buses por año comenzando en el 2021. Se considera una vida útil de 14 años para cada unidad y un consumo eléctrico diario medio de 210 kWh/día. En la Tabla 2 se resumen las características generales de la flota de ómnibus eléctricos.



Tabla 2. Supuestos del programa de recambio de flotas de buses

Datos	Cantidad	Unidad de medida
Flota total ómnibus	1.500	ómnibus
Recambio anual a eléctricos	150	ómnibus
Años de proyecto	5	años
Recambio total a eléctricos	750	ómnibus
Vida útil	14	años
Hora de carga	3,5	horas/recarga
Potencia	60	kW
Consumo eléctrico	210	kWh/día
Horas recarga	después de las 02:00	
Año de inicio del programa	2021	

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 3 se muestra la evolución de la demanda eléctrica anual adicional que es introducida por la incorporación de los ómnibus eléctricos. A partir del año 5 no se incorporan nuevas unidades.



Tabla 3. Demanda adicional introducida por el programa.

Año	Vehículos eléctricos	Recarga diaria	Recarga anual
	# omnibus	kWh	MWh
1	150	31.500	11.497
2	300	63.000	22.995
3	450	94.500	34.492
4	600	126.000	45.990
5	750	157.500	57.487
6	750	157.500	57.487
7	750	157.500	57.487
8	750	157.500	57.487
9	750	157.500	57.487
10	750	157.500	57.487
11	750	157.500	57.487
12	750	157.500	57.487
13	750	157.500	57.487
14	750	157.500	57.487
15	600	136.500	45.990
16	450	94.500	34.492
17	300	63.000	22.995
18	150	31.500	11.497

Fuente: Elaboración propia

Para optimizar los costos del sistema eléctrico, la carga de los ómnibus eléctricos se realizará entre las 2:00 AM y 5:30 AM por ser las horas de menor demanda y en las que hay disponible buen recurso eólico. En la Tabla 4 se muestra la propuesta del consumo de energía horario, diario y anual en el período 2021 y 2025. A partir de 2025 se mantiene el mismo patrón de consumo horario y anual.



Tabla 4. Carga de los ómnibus por hora y por año

Carga ómnibus por hora y por año								
Año		Consumo por hora (kWh)					Energía consumida (kWh/día)	Energía consumida (MWh/año)
Año	Hora	0	1	2	3	4	5	
	Carga 1 Ómnibus			60	60	60	30	
2021	Carga 150 Ómnibus			9.000	9.000	9.000	4.500	31.500 11.497,50
2022	Carga 300 Ómnibus			18.000	18.000	18.000	9.000	63.000 22.995,00
2023	Carga 450 Ómnibus			27.000	27.000	27.000	13.500	94.500 34.492,50
2024	Carga 600 Ómnibus			36.000	36.000	36.000	18.000	126.000 45.990,00
2025	Carga 750 Ómnibus			45.000	45.000	45.000	22.500	157.500 57.487,50

Fuente: Elaboración propia

Se observa que en horas de la madrugada con la incorporación de la flota de ómnibus eléctricos la demanda de energía se incrementa en 45MW. Esto representa aproximadamente el 5% de la demanda mínima diaria que es coincidente con las horas de carga de la flota.



4. Modelado y simulación del sistema eléctrico de Uruguay

Para analizar los posibles beneficios del sistema eléctrico uruguayo asociados a la incorporación de los ómnibus eléctricos se realizaron simulaciones horarias del despacho eléctrico en la plataforma SimSEE¹ en el período 2021 a 2027 con y sin la incorporación de la demanda asociada a la flota de ómnibus eléctricos.

Los caudales hidrológicos se modelan con series sintéticas basadas en más de 100 años de datos históricos de caudales, la generación eólica y solar fotovoltaica se modelan con series sintéticas basadas en datos diezminutales de varios años (Chaer, 2011).

A continuación, se presentan las principales hipótesis utilizadas para la modelación del sistema eléctrico y su fuente.

¹ SimSEE es una plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica desarrollada por la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República de Uruguay en el marco del Programa de Desarrollo Tecnológico de Uruguay.

4.1 Proyección de demanda del SIN

Para el período 2020 a 2023, se considera la proyección de crecimiento de la demanda de energía eléctrica utilizada en la Programación Estacional noviembre 2019 – abril 2020² publicada en el sitio web de ADME. Para el período 2023 a 2027 se considera una tasa anual de crecimiento de la demanda del 2% (ver Tabla 5).

Tabla 5. Proyección de la demanda eléctrica del SIN

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Demanda (GWh)	11.341	11.576	11.871	12.183	12.427	12.675	12.929	13.187

Fuentes: elaboración propia en base a información de la ADME

4.2 Costo variable de las centrales térmicas

Las centrales térmicas de Uruguay operan con derivados de petróleo y/o gas natural. Por simplicidad se asume que el precio del barril de petróleo se mantiene constante a un precio de 55 US\$/bb³ y que el gas natural va a estar disponible para generación eléctrica recién a partir del 2025 a un precio de 6 US\$/MBTU.

En la Tabla 6 se muestran los costos variables de las centrales térmicas del SIN asociadas a los costos de barril de petróleo y gas natural descritos anteriormente.

² No se considera posibles efectos adversos en la proyección de demanda debido a la situación sanitaria del Coronavirus.

³ Ver Anexo I con las proyecciones de precios de WTI de EIA de abril 2020



Tabla 6. Costos variables de generación en US\$/MWh

Central	Potencia (MW)	Costo variable de generación (US\$/MWh) (considerando WTI: 55 US\$/BBL)	Costo variable de generación (US\$/MWh) (considerando GN: 6US\$/MBTU)
Motores	80	100	
Central Termica de Respaldo (CTR)	200	175	
Punta del Tigre_1_6 (PTI_1_6)	300	145	70
Punta del Tigre_7_8 (PTI_7_8)	40	155	
Turbina Ciclo Combinado	180	150	75
Ciclo Combinado cerrado	540	115	60

Fuente: Elaboración propia

4.2.1 Expansión del parque generador

Se espera que entre en servicio la ampliación de la planta de biomasa asociada a la empresa UPM⁴ en Julio 2022 con un factor de disponibilidad inicial de 65% que se incrementa hasta alcanzar 90% en 2025. Esta planta inicialmente va a entregar al SIN 190MW que se incrementa a 200MW en 2024.

4 Planta de pasta de celulosa que inició su construcción en 2020.



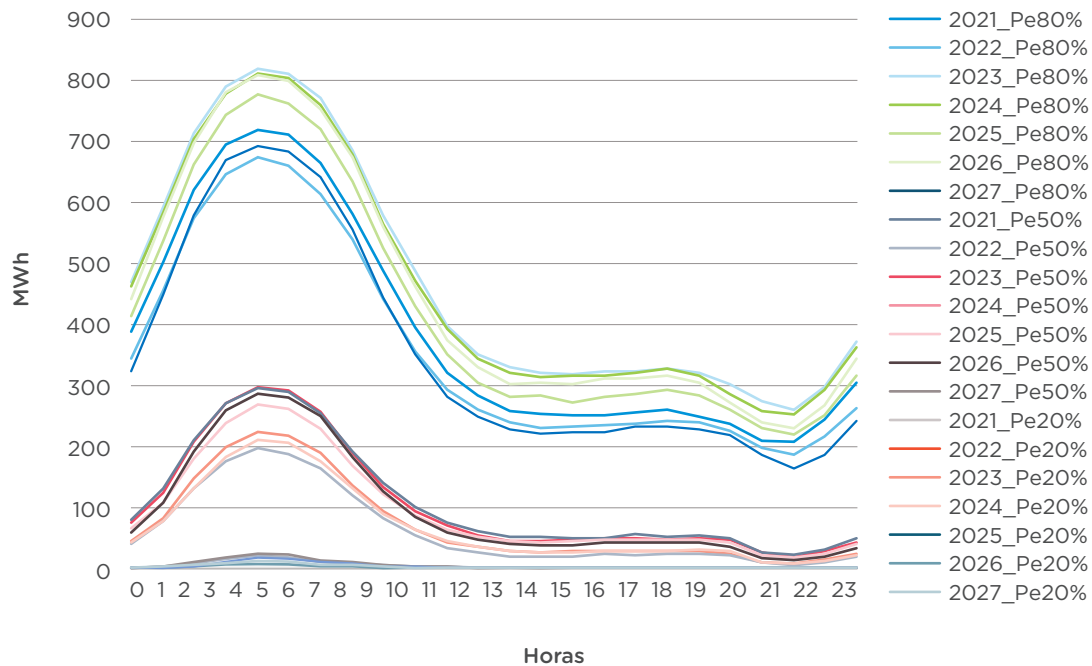
5. Resultados de la simulación

Todas las simulaciones de este estudio fueron realizadas con 100 crónicas diferentes que captan la variabilidad del recurso hidráulico, eólico y solar Fv.

Para cuantificar los excedentes de generación se realizó una primera simulación del SIN sin la incorporación de la flota eléctrica en el período 2021 a 2027. En la Figura 2 se muestran los resultados horarios para condiciones hidrológicas secas, medias y húmedas⁵.

Se observa que para el caso de hidraulicidad media (referenciado como Pe50%), se tendrán excedentes que en el promedio anual superan los 200MW horarios entre las 0hs y las 7am con máximos que superan los 350MW entre las 3am y las 5am para todos los años. Para el caso de hidraulicidad alta, los valores promedio de los excedentes superan los 350MW con máximos por encima de los 650MW (Pe80%).

⁵ Las siglas Pe refieren a: Pe80% a años de crónicas hidrológicas húmedas; Pe50% a años de crónicas hidrológicas medias y Pe20% a años de crónicas hidrológicas secas.



Fuente: Elaboración propia

Figura 2. Excedentes de generación sin la flota de ómnibus eléctricos

Estos resultados muestran que para condiciones hidrológicas húmedas y medias, los excedentes de generación en las horas propuestas de carga de la flota de ómnibus eléctricos son mayores a esta nueva demanda, mientras que para condiciones hidrológicas muy secas los excedentes no alcanzarían para cubrir en forma completa esta demanda.



Posteriormente se realizó una nueva simulación incorporando la demanda de la flota de ómnibus eléctricos para poder cuantificar la necesidad de generación térmica y costos asociados a esta nueva demanda. En la Tabla 7 se muestran los resultados del porcentaje de horas del año en que será necesario encender centrales térmicas para satisfacer esta nueva demanda de energía en el período 2021 a 2027. Tal como se puede observar, y en línea con los resultados mostrados en la Figura 2, si los años fueran de buena hidraulicidad (Pe80%), la nueva demanda no requeriría del encendido de centrales térmicas, sino que se alimentaría con las energías renovables existentes. En caso de no contar con esta nueva demanda, esa energía tendría que ser vertida o exportada si los países vecinos lo solicitan. En el caso de un año de hidraulicidad media (P50%), solo se deberían prender las centrales térmicas en muy pocas horas de la madrugada a lo largo del año (menos del 1% de las horas). En condiciones secas (Pe20%) en general se requiere generación térmica en un 25% de las horas del período de recarga.



Tabla 7. Necesidad de generación térmica anual con proyecto de ómnibus eléctrico (en % horas del año).

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Hora							
Pe20%							
0	47%	55%	41%	48%	50%	47%	47%
1	32%	48%	28%	36%	39%	29%	29%
2	23%	42%	22%	25%	28%	19%	19%
3	15%	33%	17%	20%	21%	14%	14%
4	12%	31%	15%	19%	18%	12%	12%
5	13%	30%	17%	19%	16%	12%	12%
6	16%	34%	18%	21%	19%	13%	13%
7	23%	40%	22%	25%	24%	18%	18%
Pe50%							
0	1%	4%	2%	2%	1%	1%	2%
1	0%	1%	1%	1%	0%	0%	1%
2	0%	1%	0%	1%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Pe80%							
0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: Elaboración propia



En forma complementaria, en la Tabla 8 se muestra el costo marginal medio de generación en las horas de la recarga (2:00 a 5:30 AM). En años de buena hidraulicidad (Pe80) el costo marginal es cero lo que es razonable puesto que la demanda sería abastecida con excedentes de generación. Para años de hidraulicidad media (Pe50), los costos marginales del sistema son menores que 10 US\$/MWh y para años de hidrología muy seca (Pe20) los costos marginales aumentan debido a la necesidad de usar generación térmica para cubrir la demanda en la madrugada en varias horas del año. Los costos marginales medios anuales en 2022 para cronologías muy secas llegan a superar los 50US\$/MWh en los primeros años, reduciéndose a precios medios de 30US\$/MWh a partir de 2025 con la entrada de gas natural desde Argentina.



Tabla 8. Costos marginales medios por hora con ómnibus eléctricos según la hidraulicidad (US\$/MWh)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Hora	Pe20%						
0	74	85	69	74	40	40	47
1	61	75	56	61	35	35	40
2	50	66	46	52	32	30	37
3	42	59	38	44	27	26	34
4	39	56	35	42	26	25	32
5	40	57	35	41	26	24	32
6	44	60	38	43	27	25	33
7	52	66	46	51	31	29	36
	Pe50%						
0	9	24	10	14	10	9	17
1	5	15	7	9	7	7	12
2	3	10	5	7	5	6	9
3	2	6	4	4	4	4	7
4	2	5	3	4	3	4	6
5	2	6	3	4	3	4	6
6	2	7	4	5	4	4	7
7	3	11	4	6	5	5	9
	Pe80%						
0	0	1	0	0	0	1	1
1	0	0	0	0	0	0	1
2	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia

En conclusión, las simulaciones del sistema para el período 2021 a 2027 muestran que, para crónicas hidrológicas secas, se requerirá de generación térmica para cubrir la demanda de la flota eléctrica en menos del 25% de las horas.



6. Análisis de beneficios económico

Los beneficios que obtiene la empresa de energía eléctrica UTE por la venta de electricidad para la recarga de la flota de ómnibus se calculan como la sumatoria de las ventas horarias de la energía a los operadores, menos los costos que implican el proveer dicha electricidad, menos los beneficios que se podrían haber obtenido con la exportación de la electricidad a los países vecinos. Los beneficios promedio por hora (h) y por año (x) para UTE se calculan por lo tanto de la siguiente forma:

$$\text{Beneficio}_{h,x} = (P_{\text{venta.buses}}_{h,x} - C_{\text{mg}}_{h,x} - P_{\text{exportación}}_{h,x}) \times E_{h,x}$$

Siendo:

P_{venta.buses} el precio de venta de electricidad a los operadores de los ómnibus

C_{mg} el costo marginal de generación

P_{exportación} el precio de exportación

E la energía demandada

Los años (x) van desde el año 1 al 18, donde los requerimientos de energía varían de acuerdo con lo establecido en la Tabla 3.

Las horas (h) varían entre las 2am y las 5:30 am, sumando la carga diaria por ómnibus establecida en la Tabla 2.

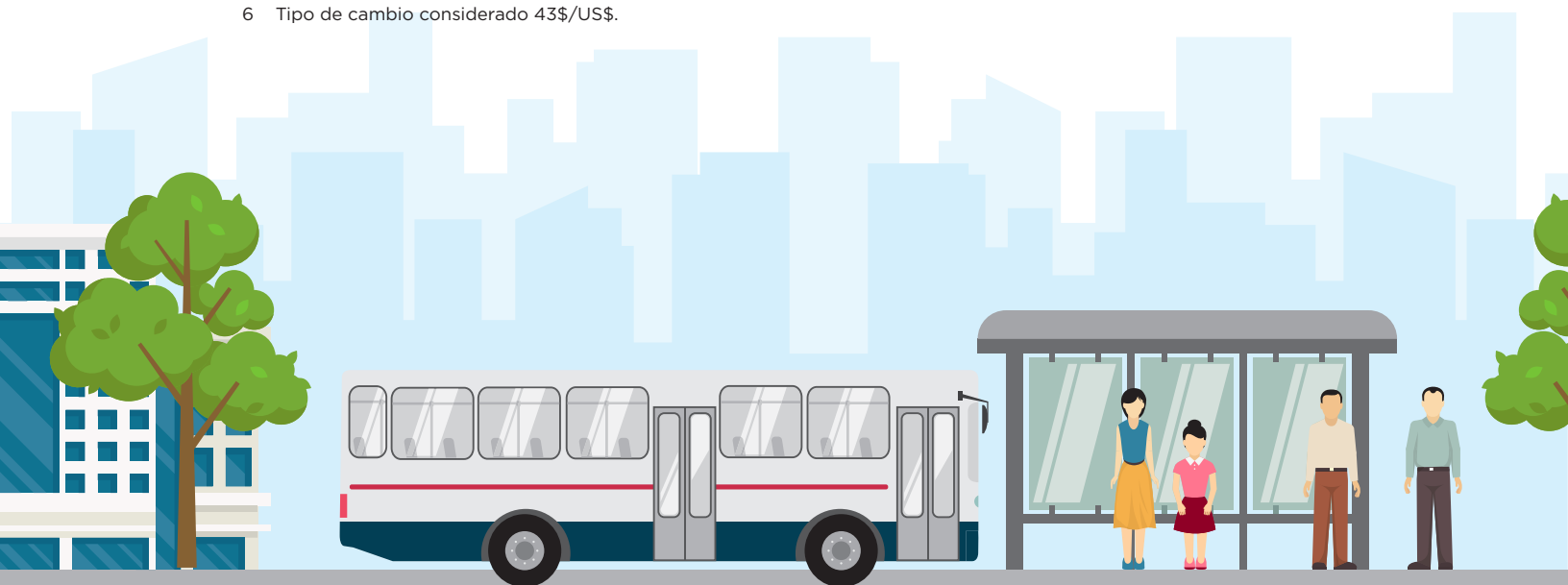
Los beneficios anuales se calculan como la suma de los beneficios por hora y los beneficios totales como la suma de los beneficios anuales.

$$Beneficio_x = \sum_h (P_{venta.buses}_{h,x} - C_{mg}_{h,x} - P_{exportación}_{h,x}) \times E_{h,x}$$

Se consideró que:

1. La venta de electricidad será realizada al mismo precio que la venta exclusiva para los taxis eléctricos, el cual asciende a 2 \$/kWh (46,5US\$/MWh⁶). Se asume que los cargos fijos de la tarifa son destinados a cubrir los costos de transporte y distribución de la energía eléctrica por lo que no se obtienen beneficios a partir de dichos cargos.
2. Por lo tanto, se considera que los costos de provisión de electricidad corresponden a los costos marginales promedio de generación. (ver Tabla 6). Las simulaciones fueron realizadas hasta el año 2027. Luego de dicho año se considera que los costos marginales del sistema se mantienen constantes.
3. En caso de que la energía demandada por la nueva flota de ómnibus no fuera vendida para su recarga nocturna, se considera que podría ser exportada a los países vecinos si estos lo solicitan, o que deberá ser cortada/vertida en caso de que no lo requieran. Dado que las horas de la madrugada son horas de baja demanda también en los sistemas de Brasil y Argentina, y por ende de menor costo marginal, esta energía es más difícil de colocar. Por lo tanto, se consideraron tres escenarios:

6 Tipo de cambio considerado 43\$/US\$.

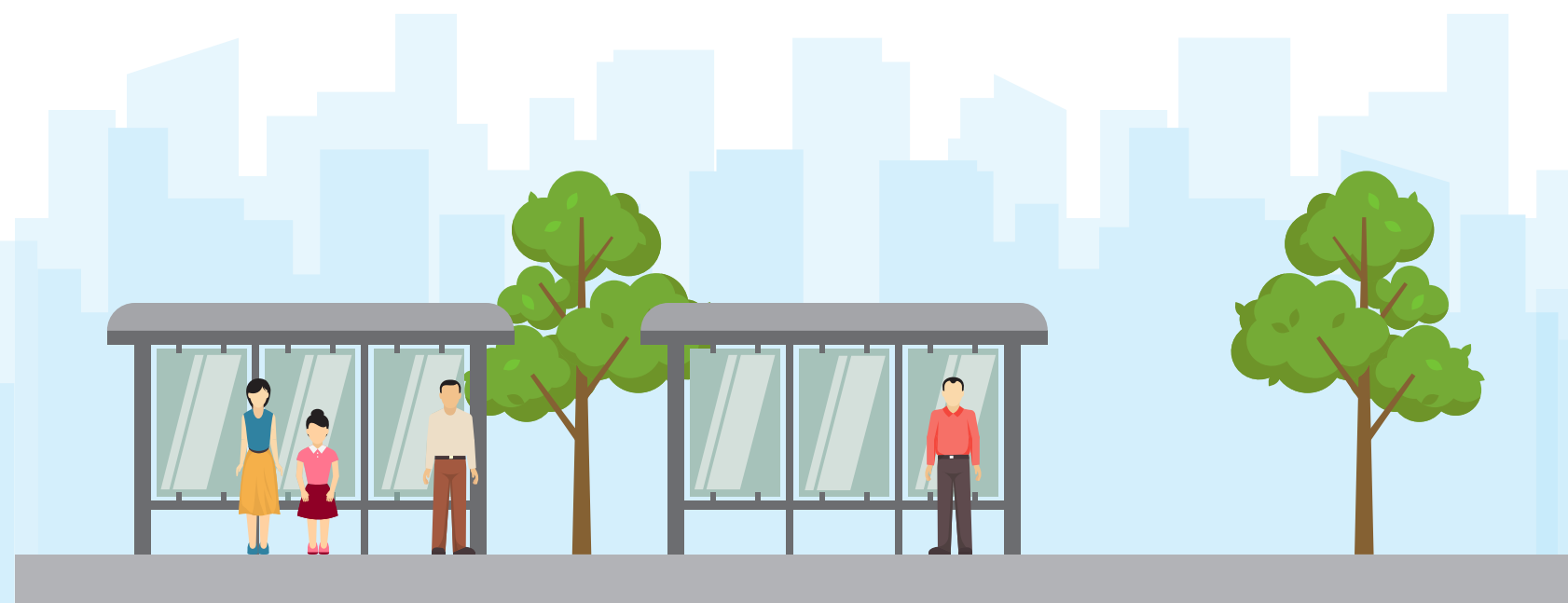


- Escenario con exportación a 8,4 por US\$/MWh: El precio de exportación fue modelado para este escenario en base a lo establecido en la programación estacional de ADME para el período Noviembre 2019-Abril 2020 (ADME, 2019b). La programación considera la modelación de la exportación a Argentina a un precio de 12US\$/MWh y 70% de disponibilidad y la exportación a Brasil a un precio SPOT dependiente del tramo horario con mayores exigencias de firmeza lo que reduce las oportunidades de ofertar a precios sensiblemente inferiores al despacho térmico. Teniendo en cuenta esta situación, a los fines del presente estudio, se considerará que la exportación se realizará a 8,4 US\$/MWh (producto de 12 US\$/MWh y la disponibilidad del 70%), siempre que el costo marginal de generación en dicha hora sea inferior a este monto.
- Escenario con exportación a 28 US\$/MWh (consideración optimista): El precio de exportación fue modelado para este escenario en base a lo establecido en la programación estacional de ADME para el período Noviembre 2019-Abril 2020, considerando el valor usado en el balance de costos para la exportación con Argentina, el cual es de 28 US\$/MWh. Se considera que es un escenario optimista puesto que la demanda en esas horas de la madrugada también es muy baja en Argentina y Brasil, lo que dificulta la colocación de los excedentes a ese precio.
- Escenario con vertido: Se considera que la energía no podrá ser colocada en los países vecinos, por lo que se considera un precio nulo de exportación.



Tabla 9. Beneficios por la venta de electricidad para la recarga de la flota de ómnibus

Año de proyecto	Año calendario	Cantidad ómnibus	Ahorros considerando exportación del 70% de la energía a 12USD			Ahorros exportación con ventas del 50% de la energía a 27USD/MWh			Ahorros considerando vertimiento		
			Pe20%	Pe50%	Pe80%	Pe20%	Pe50%	Pe80%	Pe20%	Pe50%	Pe80%
1	2021	150	35.754	413.141	438.156	35.754	354.504	379.518	35.754	509.720	534.735
2	2022	300	(310.261)	911.350	1.067.613	(310.261)	600.918	757.180	(310.261)	911.350	1.067.613
3	2023	450	253.249	1.186.200	1.313.295	253.249	1.010.289	1.137.383	253.249	1.475.937	1.603.032
4	2024	600	60.403	1.531.118	1.750.640	60.403	1.296.569	1.516.091	60.403	1.917.434	2.136.956
5	2025	750	1.064.009	1.958.984	2.187.250	731.402	1.665.797	1.894.063	1.064.009	2.441.879	2.670.145
6	2026	750	1.144.375	1.934.777	2.183.695	590.032	1.641.590	1.890.508	1.144.375	2.417.672	2.666.590
7	2027	750	721.920	1.796.304	2.177.301	721.920	1.503.118	1.884.115	721.920	2.279.199	2.660.196
8	2028	750	721.920	1.796.304	2.177.301	721.920	1.503.118	1.884.115	721.920	2.279.199	2.660.196
9	2029	750	721.920	1.796.304	2.177.301	721.920	1.503.118	1.884.115	721.920	2.279.199	2.660.196
10	2030	750	721.920	1.796.304	2.177.301	721.920	1.503.118	1.884.115	721.920	2.279.199	2.660.196
11	2031	750	721.920	1.796.304	2.177.301	721.920	1.503.118	1.884.115	721.920	2.279.199	2.660.196
12	2032	750	721.920	1.796.304	2.177.301	721.920	1.503.118	1.884.115	721.920	2.279.199	2.660.196
13	2033	750	721.920	1.796.304	2.177.301	721.920	1.503.118	1.884.115	721.920	2.279.199	2.660.196
14	2034	750	721.920	1.796.304	2.177.301	721.920	1.503.118	1.884.115	721.920	2.279.199	2.660.196
15	2035	600	577.536	1.437.043	1.741.841	577.536	1.202.494	1.507.292	577.536	1.823.359	2.128.157
16	2036	450	433.152	1.077.782	1.306.381	433.152	901.871	1.130.469	433.152	1.367.519	1.596.118
17	2037	300	288.768	718.522	870.920	288.768	601.247	753.646	288.768	911.680	1.064.078
18	2038	150	144.384	359.261	435.460	144.384	300.624	376.823	144.384	455.840	532.039
Ahorro total fin del proyecto (USD)			9.466.733	25.898.610	30.713.658	8.579.783	21.600.844	26.415.892	9.466.733	32.465.982	37.281.030
Ahorro total fin del proyecto por ómnibus (USD/omnibus)			12.622.31	34.531.48	40.951.54	11.439.71	28.801.13	35.221.19	12.622.31	43.287.98	49.708.04



Como se puede observar en la Tabla 9, los resultados obtenidos del análisis muestran cómo, para los distintos escenarios de venta de excedentes y para todos los casos (crónicas húmedas, medias o secas), se obtienen beneficios por la venta de electricidad al realizar el programa planteado de recambio de ómnibus a combustión a ómnibus eléctricos. A su vez, en todos los años, a excepción del año 2022 con hidrología seca, se tienen ahorros al introducir los vehículos eléctricos. Las pérdidas del año 2022 se deben a que los costos marginales de generación superan los precios de venta de la electricidad (Ver Tabla 8).

Los resultados obtenidos de la simulación muestran ahorros considerables para UTE durante la vida operativa de los vehículos, los cuales ascienden a US\$ 21,20 millones, equivalente a US\$ 28.264 por ómnibus, considerando una hidrología media con un precio de exportación de US\$ 27 por MWh y a US\$ 32,47 millones, equivalente a US\$ 43.288 por unidad, si se considera el vertimiento de la energía.

Adicionalmente, se analizó el impacto del programa de recambio de ómnibus en el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) teniendo en cuenta los pagos por energía de la eólica, FV y Operación y Mantenimiento de las hidroeléctricas. La energía exportada se valorizó el 70% a 12US\$/MWh y el resto a cero (escenario con exportación a 8,4US\$/MWh) para este análisis. Se pudo observar que el CAD se ve mejorado debido a que hay menos vertimiento/corte de eólica. Por lo tanto, desde el punto de vista del abastecimiento de la demanda el proyecto no sería un sobre costo, si no que podría aportar beneficios al sistema.



7. Análisis de sensibilidad

Asimismo, se procedió a realizar un análisis de sensibilidad con respecto al precio del petróleo. Se analizaron tres escenarios:

- Escenario base (presentado previamente): 55US\$/bbl
- Escenario bajo: 25US\$/bbl
- Escenario alto: 85US\$/bbl

En el Anexo I se muestran los resultados de las simulaciones y en la Tabla 10 a continuación se presenta el resumen de los resultados de este análisis.

Tabla 10. Sensibilidad escenarios precios del petróleo tomando como base el WTI medio

Análisis de sensibilidad de los ahorros al variar el precio del petróleo (WTI)		Ahorros considerando exportación del 70% de la energía a 12USD			Ahorros exportación con ventas del 50% de la energía a 28USD/MWh			Ahorros considerando vertimiento		
		Pe20%	Pe50%	Pe80%	Pe20%	Pe50%	Pe80%	Pe20%	Pe50%	Pe80%
Ahorro total fin del proyecto (USD)	WTI Alto	-11%	0%	0%	-24%	0%	0%	-11%	0%	0%
	WTI Medio	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	WTI Bajo	46%	2%	0%	35%	3%	0%	46%	2%	0%

Se observa que, para condiciones hidrológicas húmedas los resultados son independientes del precio del petróleo, para condiciones medias son prácticamente independientes y para condiciones secas los precios sí son dependientes de los precios del petróleo. Con precios elevados del petróleo y considerando crónicas hidrológicas secas, los beneficios se reducirían entre un 11% y un 24% (para un escenario optimista de venta de electricidad), en comparación con el caso base que considera un precio del petróleo intermedio. En condiciones secas y con precios elevados del petróleo podría haber pérdidas económicas para UTE para algunos años (particularmente aquellos previo a la entrada del Gas Natural). Sin embargo, de acuerdo con los resultados de la simulación, a lo largo de toda la vida útil del proyecto sigue habiendo beneficios para UTE puesto que la entrada de Gas Natural luego de 2025 permite generar a menores costos que el precio de venta de la electricidad.



8. Conclusiones

Para alcanzar los objetivos establecidos en el compromiso de París, será necesario reducir el uso de combustibles fósiles en todos los sectores. América Latina tiene la oportunidad de proceder a la electrificación de diversos energéticos y hacer, de esta manera, un uso eficiente de los altos porcentajes de ER de las matrices eléctricas de varios de los países. En especial en el sector transporte, esto permitiría reducir la dependencia del petróleo y las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir con las diversas Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional.

Particularmente en el caso de Uruguay, la matriz eléctrica cuenta con alto porcentaje de energías renovables, mayormente hidroeléctrica y eólica. De los resultados de las simulaciones se observa que los excedentes promedio para años de hidrología media superan los 350 MW entre las 3:00 AM y las 5:00 AM.

En el presente estudio se analizaron los beneficios para UTE por la venta de electricidad al realizar un programa de recambio de 750 ómnibus a combustión por ómnibus eléctricos, cuya recarga se realice entre las 2:00 AM y 5:30 AM. Las simulaciones del sistema eléctrico realizadas con estas nuevas demandas⁷ dieron como resultados que, incluso con la incorporación de los ómnibus eléctricos, prácticamente no sería necesario encender máquinas térmicas si se consideran crónicas hidrológicas medias. Aún en los años de hidrología baja,



solo sería necesario encender máquinas térmicas en menos de un 25% de las horas de recarga (2021-2027). De acuerdo con este análisis y bajo las hipótesis consideradas, se concluye que el recambio de los ómnibus sería positivo para UTE por la venta de la electricidad, sin importar la hidrología considerada.

Los resultados muestran que las ganancias por la venta de la electricidad a los operadores de los ómnibus ascendería a más de US\$32 millones, equivalente a US\$43.000 por vehículo, considerando una hidrología media y que si la energía no fuera vendida en el mercado interno debería ser vertida. Las ganancias serían de US\$ 21 millones, equivalentes a US\$28.000 por vehículo, para una hidrología media y precio de exportación de la energía de US\$28, precio que se considera optimista. Los beneficios son totalmente independientes a los precios del petróleo para crónicas hidrológicas húmedas y casi independientes para las crónicas medias. En el caso de las crónicas hidrológicas secas, si bien en los primeros años en los que aún no se considera la importación del Gas Natural desde Argentina la introducción de los vehículos eléctricos podría implicar pérdidas para UTE, el resultado total muestra ganancias netas aún considerables.

Es importante resaltar que el análisis se limita a incluir los beneficios por la venta de la electricidad y no considera potenciales ganancias económicas adicionales al implementar un programa de descarbonización del transporte colectivo público. Un futuro análisis podría incluir un análisis de otros beneficios tales como ambientales, sociales (salud, comodidad) y económicos para los operadores de los vehículos.

7 La modelación se realiza hasta el año 2027. Para los años posteriores se considera que se mantienen las condiciones de ese último año.



Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas . UTE. (2020). *UTE en cifras 2019*. Recuperado de: <https://portal.ute.com.uy/institucional/informacion-economico-financiera/ute-en-cifras>

Administrador del Mercado Eléctrico Uruguayo (ADME). (2019). *Informe Anual*. Recuperado de: <https://adme.com.uy/mmee/infannual.php>

ADME. (2019b). *Programación Estacional Noviembre 2019 - Abril 2020*. Recuperado de: <https://adme.com.uy/informes/progest.php>

Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2020). *El DIA 2020*, Capítulo 9. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington D.C.

Bezanilla A., Madrigal M., Pérez D., Paredes., y Bernal V. (2020). *Electromovility in Latin American and Caribbean*. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington D.C.

Chaer, R. (2011). *Modelado de energías autóctonas en SimSEE. Proyecto ANII_FSE_1_2011_1_6552_IIE FING*.



Di Chiara, L. (2019). *La complementariedad de la generación hidroeléctrica con las energías renovables no convencionales y la importancia de la integración regional. La experiencia de Uruguay*. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington D.C.

IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO. (2020). *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report*. Washington D.C.

IRENA. (2020). *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050* (Edition: 2020), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-238-3

Ministerio de Industria, Energía y Minería, Uruguay (MIEM). (2019). *Balance Energético Nacional 2018*. Recuperado de: <https://ben.miem.gub.uy/>

Ministerio de Transporte y Obras Públicas. (2020). *Observatorio nacional de infraestructura, transporte y logística*. Recuperado de: <https://observatorio.mtop.gub.uy>

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2019). *Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe*. Recuperado de: <http://sier.olade.org/default.aspx>



Anexos

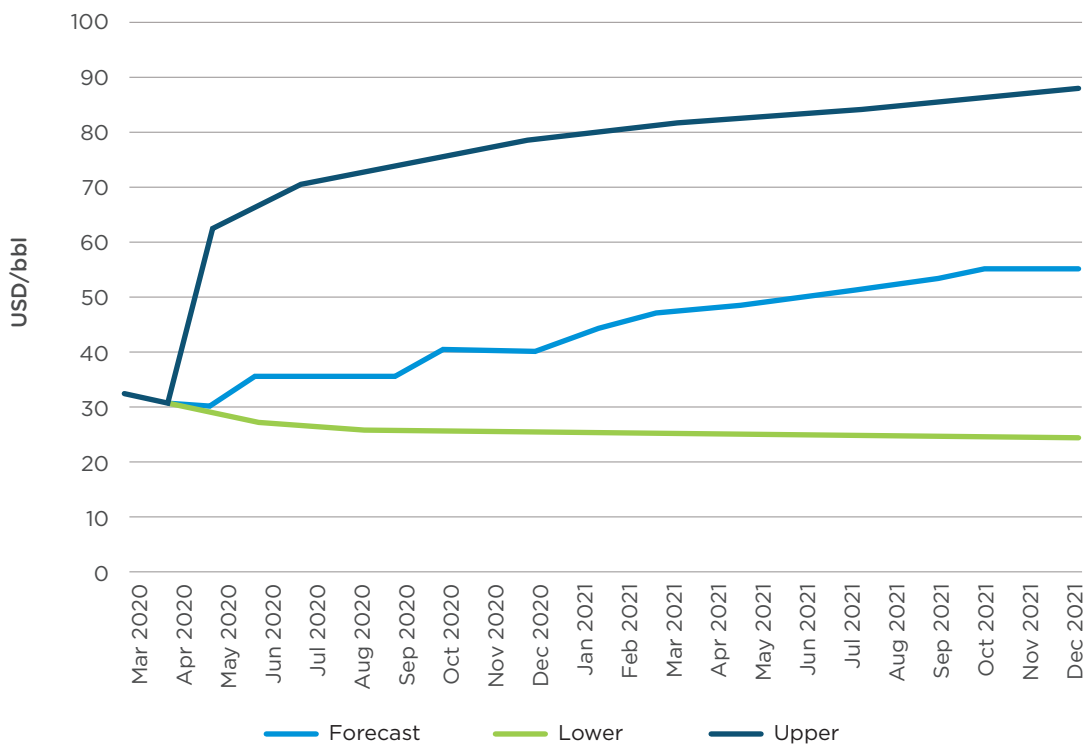
Análisis de costos para diferentes
precios del barril de petróleo



A.1 Escenarios de precios del barril de petróleo

Para analizar el efecto del precio del barril de petróleo en la viabilidad económica del proyecto de recambio de la flota vehicular, se realizan nuevas simulaciones en el período 2020 a 2025 con las mismas hipótesis de crecimiento de la demanda y expansión del parque generador, pero para diferentes escenarios de precio del petróleo que están basados en las proyecciones de EIA de abril 2020 (Ver Figura 3)

Figura 3. Proyección del precio del barril de petróleo WTI.



Fuente: EIA, abril 2020.



En la Figura 3 se observa que, en 2021, la proyección de precios Upper (precios altos) de EIA estima que el WTI oscila entre 80 y 88 US\$/bbl, la proyección Forecast (precios medios) entre 45 y 55 US\$/bbl y la proyección Lower (precios bajos) en entorno de 25 US\$/bbl.

En este análisis se consideran los siguientes 3 escenarios de precios (medio, bajo y alto) que por simplicidad se asumen constantes durante todo el período:

- Escenario base: 55US\$/bbl
- Escenario bajo: 25US\$/bbl
- Escenario alto: 85US\$/bbl



A.2- Costos variables de las centrales térmicas

En la Figura 4 se muestran los costos variables de las diferentes centrales térmicas del parque generador para los 3 escenarios de precios del barril de petróleo indicados en el apartado anterior.

Se asume nuevamente que el gas natural va a estar disponible para generación de energía eléctrica recién a partir de 2025 a precio constante independiente del precio del barril de petróleo.

Figura 4. Costos variables de las centrales térmicas para diferentes precios del barril de petróleo.

Central	Base	Bajo	Alto	Gas Natural
Motores	100	60	140	
CTR	175	100	250	
PTI_1_6	145	85	210	70
PTI_7_8	155	90	220	
CC abierto	150	88	215	75
CC cerrado	115	70	175	60

Fuente: Elaboración propia

A.3- Resultados de las simulaciones

En la Tabla 11 se observa que para las condiciones hidrológicas secas (Pe20%) los costos marginales en las horas de recarga dependen del precio del barril de petróleo, mientras que para condiciones hidrológicas medias (Pe50%) y húmedas (Pe80%) son prácticamente independientes.



Tabla 11. Costos marginales medios por hora según la hidraulicidad y para los 3 escenarios de precios de barril de petróleo (US\$/MWh)

cmg medio horario Pe20%															
	2021			2022			2023			2024			2025		
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
0	41	74	97	47	85	112	39	69	91	41	74	96	33	40	41
1	34	61	81	41	75	99	33	56	75	36	61	81	30	35	36
2	28	50	65	37	66	87	26	46	59	30	52	66	26	32	32
3	24	42	56	34	59	77	22	38	49	26	44	56	22	27	28
4	22	39	50	32	56	72	20	35	44	24	42	51	21	26	25
5	23	40	52	32	57	73	20	35	44	24	41	51	21	26	26
6	25	44	57	34	60	78	22	38	49	26	43	55	22	27	27
7	29	52	67	37	66	85	27	46	60	30	51	65	25	31	31

cmg medio horario Pe50%															
	2021			2022			2023			2024			2025		
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
0	5	9	12	16	24	32	7	10	13	9	14	18	9	10	10
1	3	5	7	10	15	21	5	7	9	6	9	12	6	7	8
2	2	3	4	6	10	12	3	5	7	5	7	8	4	5	5
3	1	2	3	4	6	8	2	4	4	3	4	5	3	4	4
4	1	2	2	3	5	6	2	3	3	2	4	4	3	3	3
5	1	2	2	4	6	7	2	3	3	3	4	4	3	3	3
6	2	2	3	5	7	9	3	4	5	3	5	6	3	4	4
7	2	3	4	7	11	13	3	4	5	4	6	7	4	5	5

cmg medio horario Pe80%															
	2021			2022			2023			2024			2025		
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1
1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia



En condiciones hidrológicas medias los costos marginales en las horas de recarga en general son menores a 10US\$/MWh y en condiciones hidrológicas húmedas son cero. Esto implica que en condiciones húmedas la demanda de la flota eléctrica se abastece en su totalidad con excedentes de generación y en condiciones medias casi en su totalidad, mientras que en condiciones hidrológicas secas es necesario utilizar generación térmica en algunas horas del año para cubrir esta demanda.

A.4- Conclusión

De los resultados de las simulaciones, se concluye que la variación en el precio del barril de petróleo solo afecta el costo de abastecer la demanda de energía eléctrica de la flota vehicular en condiciones hidrológicas secas. En condiciones hidrológicas medias y húmedas es prácticamente independiente.



