

Autores: Federico Ferrés, Lorena Di Chiara, Felipe Bastarrica, Roberto Horta, Micaela Camacho y Luis Silveira

Energía y Competitividad.

Evaluación de la primera transición energética
de Uruguay y agenda para la segunda



Energía y Competitividad

**Evaluación de la primera transición energética de Uruguay
y agenda para la segunda**

Empresas patrocinadoras:



CIEMSA



SCHANDY



**Tres
Cruces**

Energía y Competitividad
Evaluación de la primera transición energética de Uruguay y agenda para la segunda

Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable:
• Federico Ferrés, Lorena Di Chiara y Felipe Bastarrica
Instituto de Competitividad:
• Roberto Horta, Micaela Camacho y Luis Silveira

Montevideo, 2022
Pharos | Academia Nacional de Economía | Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable de la
Universidad Católica del Uruguay | Instituto de Competitividad de la Universidad Católica del Uruguay

Diseño: Edgardo Taranco Bottero
Impreso por Mastergraf
Depósito Legal: 377.627



Academia Nacional de Economía



Pharos es un Centro de análisis y propuestas en materia económica y social perteneciente a la Academia Nacional de Economía.

Objetivo de Pharos

Realizar propuestas de política pública con una mirada de desarrollo de largo plazo, con un abordaje técnico sobre temas relevantes para el país.

Financiamiento

Pharos se financia con el aporte de instituciones públicas y privadas y por empresas patrocinadoras.

Destinatarios de las propuestas

Sistema político.

Comunidad en el sentido amplio.

Consejo asesor

El consejo asesor está integrado por representantes de la Academia Nacional de Economía.

Los puntos de vista y las opiniones expresadas en esta publicación,
son exclusiva responsabilidad de sus autores
y no necesariamente reflejan una posición de las instituciones patrocinadoras.

Autores

Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable

Federico Ferrés | Licenciado en Economía. Experiencia en Banca Corporativa y en Riesgos de Mercado en México y Estados Unidos. Desde el 2009 se dedica al desarrollo, financiación, construcción y operación de proyectos de energías renovables en Uruguay, Argentina y Colombia. Integra el consejo honorario del Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable (UCU).

Lorena Di Chiara | Ingeniera Electricista perfil Sistemas Eléctricos de Potencia, con una Maestría en Ingeniería de la Energía, realizadas en la Universidad de la República. Ha desarrollado sus actividades en la Dirección Nacional de Energía - Ministerio de Industria, Energía y Minería, UTE, la Administración del Mercado Eléctrico, el Banco Interamericano de Desarrollo en Washington DC y como consultor en el área de planificación y modelado energético en instituciones nacionales e internacionales. Actualmente se desempeña como investigadora principal del sector energético en el Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable (UCU).

Felipe Bastarrica | Economista, Universidad Católica del Uruguay (UCU), y magíster (cum laude) en Economía de Recursos y Desarrollo Sostenible de la Universidad de Bolonia (Italia). Fue analista y consultor en Willis Towers Watson de 2009 a 2010 y 2011 a 2015 y consultor principal en Grupo Mercados Energéticos de 2018 a 2020. Actualmente se desempeña como consultor energético externo para el Banco Interamericano de Desarrollo, asesorando al directorio de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), y como director ejecutivo del Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable (UCU).

Instituto de Competitividad

Roberto Horta | Economista, Universidad de la República y Doctor en Economía y Dirección de Empresas, Universidad de Deusto (España). Investigador en temas de competitividad, clúster, innovación e internacionalización de empresas. Ha tenido una larga trayectoria académica en la Universidad Católica del Uruguay. Fue decano de la Facultad de Ciencias Empresariales, director del Instituto de Competitividad, la Escuela de Negocios y el Departamento de Administración y Finanzas. Participa en diversas redes académicas internacionales en temas de competitividad y coordina el Capítulo LATAM de la Red MOC del Instituto para la Estrategia y la Competitividad de la Universidad de Harvard.

Micaela Camacho | Economista, Universidad Católica del Uruguay, con un MBA por la Copenhagen Business School (Dinamarca) y un doctorado en Economía de la Universidad Católica Argentina. Investigadora en temas de competitividad, innovación y política industrial. Docente en la Licenciatura en Economía (UCU) y en cursos sobre competitividad. Como consultora independiente ha trabajado en diversos proyectos para organismos internacionales (BID, CEPAL), así como para asociaciones y empresas privadas. Actualmente es la directora del Instituto de Competitividad (UCU).

Luis Silveira | Economista por la Universidad de la República con un doctorado en Competitividad Empresarial y Desarrollo Económico Universidad de Deusto (España). Máster en Economía y Regulación de los Servicios Públicos, Universidad de Barcelona (España) y Máster en Gerencia de Empresas de Telecomunicaciones por la Universidad ORT Uruguay. Especialista en temas de Innovación, competitividad y regulación. Actualmente es investigador del Instituto de Competitividad (UCU) y profesor asociado del Departamento de Administración y Negocios.

Los autores agradecen los comentarios, sugerencias y aportes de:
Andrés Tierno Abreu, Alejandro Perroni, Juan Manuel Mercant y Gonzalo Irrazabal.

Tabla de Contenido

Lista de Figuras	10
Lista de Tablas	11
Tabla de Unidades	12
Abreviaciones	12
Resumen Ejecutivo	13
La temática en cuestión	13
Primera transición energética: importantes fortalezas y algunas debilidades.....	15
Mirando al futuro: una agenda para la segunda transición energética	17
Introducción	21
Capítulo 1. Los determinantes de la competitividad y el impacto del sistema eléctrico	
1. Una visión actualizada de competitividad	23
2. El rol clave de los aspectos microeconómicos y el papel del sector eléctrico	26
3. Los resultados de la competitividad y el sector eléctrico	27
Capítulo 2. La primera transición energética en Uruguay	
1. Diseño institucional	29
2. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico	31
2.1. Ley Nacional de Electricidad.....	31
2.2. Ley Orgánica de UTE.....	32
2.3. Ley Reguladora del Marco Energético.....	33
2.4. Decretos Reglamentarios.....	33
3. Política energética, programas y otras iniciativas	34
3.1. Política Energética 2005 a 2030	34
3.2. Programa de Energía Eólica de Uruguay	35
3.3. Decretos de promoción de Energía Renovable No Convencional.....	36
3.4. Microgeneración.....	37

3.5. Programa de Eficiencia Energética.....	38
3.6. Decreto Eólica Industrial	40
4. Evolución del sistema eléctrico uruguayo	41
4.1. Fuentes de generación	41
4.2. Variabilidad de los recursos	48
4.3. Demanda de energía eléctrica.....	51
4.4. Integración Regional	51
4.5. Mercado Spot.....	54
4.6. Costo de Abastecimiento de la Demanda	56
4.7. Restricciones Operativas	58
4.8. Costos de Falla y Riesgo de Racionamiento	59
4.9. Facturación de Energía y Pérdidas Técnicas y No Técnicas.....	60
4.10. Fondo de Estabilización Energética.....	62
4.11. Gas Natural	63
5. Tarifa y tipos de clientes	64
5.1. Energía y tarifa media por tipo de cliente.....	64
5.2. Tarifas Residenciales	66
5.3. Tarifas de Grandes y Medianos Consumidores	67
6. Reflexiones acerca de la primera transición energética.....	68

Capítulo 3. Mirando hacia el futuro: agenda para la segunda transición energética.

1. Actualización de la Política Energética de Largo Plazo y del Marco Regulatorio	71
1.1. Actualización de la Política Energética de Largo Plazo	71
1.2. Implementación del esquema regulatorio y actualización del marco normativo ...	73
1.3. Determinación de la tarifa técnica.....	76
1.4. Definición del modelo de negocios de la empresa eléctrica del futuro	77
1.5. Definición del modelo de negocios de la empresa de combustibles del futuro.....	81
2. Gestión de la demanda: aprovechamiento de excedentes de energía eléctrica.....	83
2.1. Proyección del sector eléctrico a 2030	84
2.2. Resultados de las simulaciones.....	86

3. Demanda flexible y tarifa en tiempo real	88
4. Movilidad eléctrica	89
4.1. Proyecto MOVES	91
4.2. Propuesta de política: sustitución del transporte colectivo urbano de Montevideo	92
4.2.1. Supuestos y escenarios	92
2.2. Resultados de las simulaciones	94
4.2.3. Ahorro de combustible	99
4.2.4. Pre-factibilidad económica del proyecto	101
5. Almacenamiento	105
5.1. Pre-factibilidad económica de la instalación de un banco de baterías	106
6. Hidrógeno verde	108
6.1. Proyecto piloto H ₂ U	109
6.2. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde	110
6.3. Regulación del H ₂	111
6.4. Potencial futuro del H ₂ uruguayo	111
7. Sustitución del GLP	112
7.1. Demanda de GLP y subsidio	113
7.2. Propuesta de política: programa de incorporación de 50.000 equipos de aire acondicionado Split	115
7.2.1. Supuestos y escenarios	116
7.2.2. Pre-factibilidad económica del proyecto	117
8. Electrificación de la Industria	118
9. Reflexiones acerca de la agenda para la segunda transición energética	119
Anexos	
Anexo 1. Leyes y Decretos	125
Anexo 2. Características de la generación eólica, solar fotovoltaica e hidráulica	129
Referencias	133

Lista de Figuras

Figura 1: Modelo competitivo	26
Figura 2 - Diseño Institucional	30
Figura 3: Potencia instalada de microgeneración	38
Figura 4: Billeto emitido por el Banco Central de Uruguay con imagen de la represa hidroeléctrica Gabriel Terra.....	42
Figura 5: Ofertas de generación eólica de cada proceso competitivo - Potencia y Precio de Energía	43
Figura 6: Histórico de generación por fuentes, importación y demanda de energía eléctrica del 2007 a 2020	46
Figura 7: Variabilidad anual de la generación hidroeléctrica respecto al promedio del 2007 al 2020	47
Figura 8: Evolución del comercio internacional de energía eléctrica	53
Figura 9: Precio Spot medio anual	54
Figura 10: Evolución del precio medio anual del barril de petróleo WTI y Brent.....	55
Figura 11: Participación del Mercado Spot en el Abastecimiento de la demanda de energía eléctrica	56
Figura 12: Costo de Abastecimiento de la Demanda	57
Figura 13: Costo unitario de la Energía.....	57
Figura 14: Pérdidas técnicas y no técnicas	61
Figura 15: Venta (GWh) y Facturación de Energía en el Mercado Interno (MUS\$).....	61
Figura 16: Participación porcentual de la energía vendida por tipo de cliente	65
Figura 17: Precio medio de venta en el mercado interno por tipo de cliente (cent US\$/kWh).....	65
Figura 18: Distribución del consumo de energía de los clientes residenciales según el tipo de tarifa	66
Figura 19: Nuevos modelos de negocios de las empresas eléctricas tradicionales	78
Figura 20: Proyección del precio del barril de petróleo	86
Figura 21: Análisis de excedentes de generación media horaria para diferentes probabilidades de excedencia.....	87
Figura 22: Costo marginal del sistema del escenario T200 para diferentes probabilidades de excedencia.....	88
Figura 23: Análisis de excedentes de generación del escenario T200 para diferentes probabilidades de excedencia	95
Figura 24: Costo marginal del sistema del escenario T200 para diferentes probabilidades de excedencia.....	96
Figura 25: Diferencias en los costos marginales medios con y sin la demanda de la flota del escenario T200	97
Figura 26: Evolución del costo y eficiencia de las baterías.....	105
Figura 27: Proyecto piloto H2U	109
Figura 28: Metas H2 Uruguay	111
Figura 29: Demanda de GLP (GLP envasado y propano)	114
Figura 30: Evolución mensual de la demanda del SIN y de la generación eólica y solar fotovoltaica	129
Figura 31: Evolución mensual de la demanda del SIN y de la generación eólica y solar fotovoltaica por unidad.....	130
Figura 32: Evolución media horaria de los años 2019 y 2020 de la demanda del SIN y la generación eólica y solar fotovoltaica	131
Figura 33: Caudales medios - 100 crónicas hidrológicas.....	131

Lista de Tablas

Tabla 1: Potencia Instalada en 2007.	42
Tabla 2: Integración de Energía Renovable No Convencional – Potencia (MW).	45
Tabla 3: Consumo de combustible para generación eléctrica.	48
Tabla 4: Capacidad instalada, comercio internacional de energía, demanda y energía entregada al SIN en 2019 y 2020.	49
Tabla 5: Demanda de energía eléctrica del SIN y respectiva tasa de crecimiento anual.	50
Tabla 6: Histórico anual de Restricciones Operativas de generación eólica y solar fotovoltaica.	58
Tabla 7: Unidades de falla originales establecidas en el RMME.	59
Tabla 8: Unidades de falla vigentes al 2020.	60
Tabla 9: Descripción de los nuevos modelos de negocios de las empresas eléctricas tradicionales.	79
Tabla 10: Proyección de crecimiento de la demanda.	85
Tabla 11: Recambio de ómnibus acumulativo escenario T100.	93
Tabla 12: Recambio de ómnibus acumulativo escenario T200.	93
Tabla 13: Características generales del ómnibus eléctrico.	94
Tabla 14: Diferencia en la cantidad de excedentes de generación y demanda de la flota del escenario T200.	96
Tabla 15: Despacho de generación térmica con y sin la demanda de la flota del escenario T200 y diferencia en la generación térmica despachada.	97
Tabla 16: Costos de generación con y sin la demanda de la flota del escenario T200 y diferencias en costos de generación.	98
Tabla 17: Consumo por km de los ómnibus convencionales y eléctricos.	99
Tabla 18: Consumo anual de la flota eléctrica del escenario T200 y consumo de la flota convencional de gas oil.	99
Tabla 19: Consumo adicional de millones de litros de derivados de petróleo para generación térmica del escenario T200.	100
Tabla 20: Ahorros en el consumo de gas oil en millones de litros para diferentes probabilidades de excedencia.	101
Tabla 21: Reducción de emisiones de CO2 en Millones de kg CO2.	101
Tabla 22: Tarifa de Grandes Consumidores.	102
Tabla 23: Consumo y costos anuales de combustible por ómnibus.	103
Tabla 24: Costos de la empresa eléctrica asociado al escenario T200.	104
Tabla 25: Costo de abastecimiento de la demanda con y sin proyecto.	116
Tabla 26: Despacho de generación térmica con y sin proyecto.	117

Tabla de Unidades

kW	kilo Watt (10 ³ Watt)
kWh	kilo Watt hora
MW	Mega Watt (10 ⁶ Watt)
MWh	Mega Watt hora
GW	Giga Watt (10 ⁹ Watt)
GWh	Giga Watt hora
Tep	tonelada de petróleo equivalente
US\$	dólares americanos
\$	Pesos uruguayos
bbl	Barril de petróleo

Abreviaciones

ADME	Administración del Mercado Eléctrico
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
BCU	Banco Central del Uruguay
CAD	Costo de Abastecimiento de la Demanda
CO ₂	Dióxido de carbono o también denominado anhídrido carbónico
CTMSG	Comisión Técnica Mixta de Salto Grande
DNE	Dirección Nacional de Energía
EIA	U.S. Energy Information Administration
ERNC	Energía Renovable No Convencional
ESCO	Energy Service Company
FEE	Fideicomiso de Eficiencia Energética
FEE	Fondo de Estabilización Energética
FUDAEE	Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética
GEF	Fondo Global para el Medio Ambiente
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
IEA	Agencia Internacional de Energía
JICA	Agencia Internacional de Cooperación de Japón
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
O&M	Operación y Mantenimiento
OPP	Oficina de Planeamiento y Presupuesto
PEEU	Programa de Energía Eólica de Uruguay
PFLP	Potencia Firme de Largo Plazo
PNUD	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo
PV	Fotovoltaica
RMMEE	Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica
RO	Restricciones Operativas
SIN	Sistema Interconectado Nacional
Tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
UNIT	Instituto Uruguayo de Normas Técnicas
UREE	Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VCOF	Valor de Cobertura del Fondo

Resumen Ejecutivo

“Cuando la energía se obtiene y utiliza de manera óptima, se genera un círculo virtuoso que incide directamente en el crecimiento económico; ofrece oportunidades para el cuidado del medio ambiente y favorece el desarrollo de las personas, permitiendo así a la sociedad avanzar hacia un desarrollo equitativo y sustentable”.

(Braga, Paganini, Perroni, Tierno, & Zeballos, 2011)

La temática en cuestión

El mundo ha reconocido mediante acuerdos internacionales la importancia de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) con el fin de evitar las consecuencias negativas del calentamiento global. En particular, el acuerdo de París planteó la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ a efectos de lograr la neutralidad climática para el 2050, a modo de mantener el aumento de la temperatura global en 1.5°C para finales del presente siglo.

El sector de la energía genera más del 70% de las emisiones de CO₂ equivalente en el mundo, por lo que su transformación está en el centro de la respuesta a esta emergencia climática. Un estudio reciente de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) muestra que “más del 90% de las soluciones que dan forma a un resultado exitoso en 2050 tienen que ver con las energías renovables a través del suministro directo,

la electrificación, la eficiencia energética, el hidrógeno verde y la bioenergía combinada con la captura y el almacenamiento de carbono”.¹

En las últimas décadas, el sector energético en general, y el eléctrico en particular, han mostrado cambios revolucionarios a nivel mundial. El desarrollo tecnológico en el sector ha sido significativo, acompañado de fuertes inversiones en investigación y desarrollo en las áreas de energías renovables y almacenamiento, lo que ha cambiado sustancialmente la escala de los negocios, y ha permitido una baja sustancial en los costos y en las barreras a la competencia, además de multiplicar la cantidad de proveedores.

Por otro lado, los avances en el desarrollo de las tecnologías digitales han promovido la aparición de nuevos modelos de negocio y de nuevos entrantes en el sector energético, impulsando por otra parte, una mejora de los niveles de rendimiento de las empresas. Queda claro que el mundo avanza hacia un sector energético con mayor electrificación en base a fuentes renovables, contribuyendo de esa manera a la descarbonización y la descentralización.

El proceso de transición energética² ha tenido como principal objetivo el cambio del sistema energético tradicional a un sistema energético sostenible en el largo plazo. Más recientemente, se ha comenzado a visualizar que dicho proceso implica la transformación de toda la economía, con cero emisiones netas, incluyendo también cambios relacionados a la demanda de energía, y del resto de los productos y servicios.

Pharos, Centro de análisis y propuestas de la Academia Nacional de Economía, acordó con el Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable y el Instituto de Competitividad de la Universidad Católica del Uruguay

1 IRENA, 2021

2 Para los fines de este estudio, la primera transición energética implica la sustitución de fuentes fósiles por fuentes renovables en la matriz de energía eléctrica, mientras que la segunda transición energética implica esta misma sustitución, en la matriz de energía primaria.

(UCU) la realización de un estudio orientado a determinar los desafíos, las políticas y las propuestas que permitan profundizar las transformaciones del sector energético uruguayo, a los efectos de lograr consolidar una mejora en el potencial competitivo del país, más comprometido con la problemática ambiental y, en definitiva, que redunde en mayores niveles de bienestar de la población.

Para cumplir dichos objetivos, el estudio evalúa la primera transición energética, y la evolución del sector eléctrico al presente. Ello permite extraer una serie de conclusiones sobre las fortalezas y debilidades que muestra el sector eléctrico del país, a partir de las cuales se estudian y analizan, posteriormente, las principales aristas de una agenda para la segunda transición energética.

En forma previa, se plantea una breve reflexión sobre los determinantes de la competitividad de un país, y el impacto del sistema eléctrico en la misma, con el objetivo que sirva de marco de referencia al análisis del sector eléctrico en Uruguay y a las propuestas que se sugieren para su desarrollo futuro.

Primera transición energética: importantes fortalezas y algunas debilidades

En la última década, el sector energético uruguayo ha transitado con éxito la primera transición energética, siendo un caso ampliamente conocido a nivel internacional, debido a la rapidez de la transformación. La matriz de generación de energía eléctrica uruguaya estaba compuesta principalmente por capacidad térmica e hidroeléctrica, con fuerte dependencia de las condiciones hidrológicas, y se logró transformar en un sistema diversificado, de fuentes autóctonas, resiliente, de menores costos y menor impacto ambiental.

Una piedra fundamental de este cambio fue la política energética de

largo plazo, avalada por todos los partidos políticos con representación parlamentaria en 2010, con el objetivo de fomentar la soberanía energética, mediante la introducción de energías renovables no convencionales (biomasa, solar y eólica). Como consecuencia, se estabilizó y se redujo el costo de abastecimiento de la demanda de electricidad y las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas, aspectos que han contribuido a mejorar el entorno de los negocios y la competitividad de la producción de bienes y servicios que se desarrollan en el país.

El cambio en la matriz eléctrica permitió generar electricidad renovable a un precio competitivo, especialmente si se considera el momento en el que se realizó el cambio, lo que posiciona bien a Uruguay en la región y frente a otros países a nivel mundial. Otro aspecto para destacar es que el sistema eléctrico ya no presenta riesgos de racionamiento asociados a condiciones hidrológicas adversas, ni la necesidad de importar energía eléctrica a precios elevados. De hecho, Uruguay se transformó en un país netamente exportador de electricidad a partir de 2015.

No obstante, debe mencionarse que la instalación de generación con ERNC pudo haberse dado en forma más gradual y escalada, lo que hubiese permitido seguir la curva de baja de precios de estas tecnologías, e incorporar en las licitaciones nuevos desarrollos regulatorios.

En relación con el consumo de energía eléctrica, diversas medidas para un uso más racional y eficiente por parte de los diferentes sectores de clientes, por ejemplo, vía tarifas diferenciales. Sin embargo, el pico de consumo del sistema ha crecido en igual proporción que la demanda en las últimas décadas. Existen oportunidades para promover el desarrollo de demandas flexibles, que se adapten a la variabilidad de las renovables, que consuman energía cuando el costo marginal del sistema es bajo, cuando haya excedentes de generación y dejen de consumir cuando no se cumpla esta condición.

Entre las debilidades que aún presenta el sistema eléctrico, hay que resaltar algunos aspectos que se entiende son importantes: i) no se ha implementado el marco normativo del sector eléctrico vigente, existiendo barreras para su implementación y vacíos regulatorios que es necesario subsanar, ii) la reducción general de costos en el abastecimiento de la demanda no se ha reflejado de igual forma en las tarifas debido, principalmente, a que las mismas son fijadas por criterios de costos que difieren de aquellos diseñados en la reglamentación para generar eficiencias, y iii) se mantienen algunos subsidios cruzados entre diferentes tipos de tarifas.

Mirando al futuro: una agenda para la segunda transición energética

La Política Energética 2005 a 2030, que está vigente en Uruguay, fue exitosa para la primera transición energética. La realidad actual requiere diseñar nuevas estrategias, objetivos y metas en una actualización de la misma (con horizonte por ejemplo 2050), para asegurar que la segunda transición sea igualmente exitosa. Se sugiere establecer en la misma indicadores ambiciosos de descarbonización, metas de ahorro por sustitución de fuentes y eficiencia energética, metas ambientales, y líneas de acción de corto, mediano y largo plazo, haciendo foco en la competitividad del país y en los requerimientos de los consumidores, además de en cuestiones de oferta y empresas públicas.

La transición energética ha cambiado el formato de los mercados. En particular, ha generado sustitutos competitivos en casi todos los usos, lo que hace propicio i) liberar precios y mejorar regulación de competencia en todos los mercados donde sea posible, ii) facilitar y liberar la importación/exportación de energéticos, iii) eliminar barreras de entrada, en particular no usar el desarrollo de infraestructura como herramienta competitiva.

Se propone impulsar la aplicación del esquema regulatorio vigente en la ley del marco regulatorio del sector eléctrico (Decreto Ley N° 14.694 y la Ley N° 16.832, y sus decretos reglamentarios), y asimismo, actualizarlo para contemplar debidamente a las nuevas tecnologías y a las energías renovables no convencionales. El esquema regulatorio debe acompañar los cambios tecnológicos que se verifican en forma creciente en el sector, quitando barreras a la entrada de forma de permitir dinamismo, inversión, eficiencia y traspaso de beneficios al usuario final.

Se sugiere materializar esfuerzos para que la empresa eléctrica nacional transparente costos y precios de transferencia entre distintas actividades, que permita el desarrollo de las nuevas tecnologías, independientemente de la participación de la empresa.

Para el corto plazo (próximos cinco años), se propone la implementación de diversos proyectos de sustitución de energéticos que demuestran ser económicamente rentables, con grandes beneficios para el país, como son el recambio a unidades eléctricas de la flota de ómnibus del transporte urbano, y la sustitución de la calefacción residencial con garrafas de gas licuado de petróleo (supergás) por equipos de aire acondicionado. Asimismo, se sugiere promover estudios específicos en diversas ramas de actividad de la industria que analicen la viabilidad técnica y económica de la electrificación del consumo de energéticos fósiles.

La industria del hidrógeno verde y sus derivados se encuentra en etapa incipiente, pero en los próximos años tiene el potencial de generar desarrollos significativos, y constituirse en un rubro de exportación importante para Uruguay. El país está trabajando en esta línea y los próximos meses/años van a ser claves para el posicionamiento a nivel internacional.

La segunda transición energética puede ser motor de desarrollo,

generar nuevas áreas de negocio, impulsar innovaciones, crear empleo, reducir la dependencia de petróleo y derivados importados, mejorar la competitividad de la producción nacional, aumentar la resiliencia del sistema y el cuidado del medio ambiente. Es de vital importancia contar con una agenda que promueva la misma en el corto, mediano y largo plazo, para lo que se ha intentado con este estudio contribuir al desarrollo efectivo de la misma.

Introducción

Uruguay se ha constituido en un caso de referencia a nivel mundial en lo que respecta a la descarbonización de la matriz eléctrica al haber realizado una importante transformación con la incorporación de energías renovables no convencionales como la biomasa, la eólica y la solar, en el marco de una política energética de mediano y largo plazo que impulsó dichos cambios.

Actualmente, el país se encuentra ante el desafío de continuar avanzando en las transformaciones para lograr la descarbonización de su matriz primaria poniendo el foco en los requerimientos de los consumidores (demanda) y en la competitividad del país.

Con ese marco de referencia, Pharos, el Centro de análisis y propuestas de la Academia Nacional de Economía tuvo la iniciativa de realizar un estudio con el objetivo principal de plantear una serie de propuestas de política pública para contribuir a la mejora de la competitividad de las empresas y el bienestar de los consumidores, a partir de una utilización más adecuada de la matriz eléctrica.

Dicho estudio fue encomendado a un grupo de investigadores de la Universidad Católica del Uruguay (UCU) pertenecientes al Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable y al Instituto de Competitividad. El presente documento recoge los principales análisis, conclusiones y recomendaciones de política a partir del estudio realizado.

Este estudio fue organizado en tres capítulos.

El primer capítulo plantea una breve reflexión sobre los determinantes de la competitividad y el impacto del sistema eléctrico en la misma. Se discute acerca de la importancia de los factores microeconómicos para la construcción del potencial competitivo de los territorios, quedando en evidencia la importancia de la consideración de elementos como lo es el desarrollo del sistema eléctrico.

En el segundo capítulo se realiza una evaluación de la primera transición energética de Uruguay, destacando las principales características del sector eléctrico nacional, su evolución histórica, buscando determinar sus fortalezas y debilidades.

Finalmente, en el tercer capítulo, se discuten algunos de los principales puntos de la agenda para la segunda transición energética del país, junto con propuestas específicas de política energética.

Capítulo 1. Los determinantes de la competitividad y el impacto del sistema eléctrico

1. Una visión actualizada de competitividad

Generalmente, suele entenderse la “competitividad” como un elemento meramente asociado a costos o, inclusive, a productividad. De esta manera, cuando se habla de que un país o una región son “competitivos” es porque logran llegar al mercado internacional con una oferta a menores costos que sus competidores.

Sin embargo, la “competitividad” es un concepto más amplio, que ha ido evolucionando con el tiempo, adaptándose no solamente a los hallazgos de las investigaciones académicas o técnicas al respecto, sino a una concepción más holística sobre qué es lo que debe considerarse “ganancia” a la hora de establecer balances. Durante muchos años, el concepto de competitividad estuvo directamente asociado a factores como precios, costos y productividad. Este enfoque bastante rígido, era cuestionado por algunos economistas ya que, según argumentaban, podría generar potenciales problemas para el desarrollo económico, puesto que, si en la búsqueda de la “competitividad” se ponían en riesgo asuntos como la baja de costos a través de los salarios o a través de la utilización de técnicas de producción no sustentables, la competitividad se volvía un asunto no sostenible a largo plazo. Por este motivo, el concepto fue migrando para incorporar elementos como las externalidades generadas, el rol de las instituciones, la importancia del valor agregado, la calidad y el desarrollo de capacidades. De esta manera, la baja en costos relativos o el aumento

de la productividad debía surgir de la búsqueda de mejores prácticas a través de la innovación que brinda las bases para crear y sostener ventajas competitivas a largo plazo. Posteriormente, la evolución del concepto y su impacto para la diagramación de políticas, especialmente en temas de territorios, comenzó a incorporar asuntos relativos no solamente a los inputs (costos, productividad, valor agregado) del proceso, sino a los resultados obtenidos. Es decir, para lograr ser competitivos, no basta con asegurar costos relativos bajos y aumentos de calidad, sino conseguir que esto pueda reflejarse en aumentos de bienestar: mejores oportunidades de empleo, mayores ingresos y aumentos en la calidad de vida de la población.

En este sentido, siguiendo a diversos autores que han construido sobre la temática, el Instituto de Competitividad trabaja sobre la concepción de la competitividad como “el proceso de generar bienestar sostenible”. En este concepto, entonces, se involucran dos elementos indivisibles: el proceso y el resultado del proceso. Por un lado, se entiende que la competitividad es un proceso y es, por lo tanto, pasible de mejoras en un desarrollo continuo. Es decir, no es una situación estática, sino que está en constante cambio y, para su comprensión, es necesario tener en cuenta diversos elementos y, especialmente, las interrelaciones que existen entre los insumos y los resultados del proceso. Por otro lado, se pone de manifiesto que este proceso tiene un objetivo de resultado, que es el bienestar de la población y, especialmente, el bienestar sostenible. En este sentido, todas las acciones que se realicen para la mejora de la competitividad tienen que ir en línea con la obtención de resultados de aumentos de calidad de vida sostenibles en el largo plazo.

De alguna manera, el proceso de construcción competitiva puede verse como un modelo sistémico en el que se involucran insumos (inputs) relacionados a los factores de producción que generan bienes y servicios e impulsan la actividad económica para la obtención de resultados. En el

largo plazo, los resultados deberían apuntar a obtener niveles de vida en aumento, caracterizados por una disminución del desempleo, un aumento de los ingresos reales de la población y la mejora en la distribución de estos. Al mismo tiempo, es importante considerar que existe un proceso de retroalimentación en el que los resultados impactan en la reposición de los insumos. En este sentido, dado que la construcción competitiva es un proceso de largo aliento, todas las acciones que se lleven adelante para la determinación de los insumos deben ser abordadas con una concepción de largo plazo, donde los elementos ambientales, por ejemplo, juegan un rol fundamental, en el sentido de la conservación, preservación y mejora de los insumos para el futuro.

Si se pone el foco en las entradas del proceso, lo que se ha dado a llamar “el potencial competitivo” de los territorios, es importante tener en cuenta diversos aspectos. En líneas básicas, el potencial competitivo depende de dos tipos de elementos clave: (i) la dotación de recursos o fundamentos y (ii) los insumos de acción directa o determinantes de la competitividad. El primer grupo, la dotación de recursos, son todos aquellos factores con los que cuenta el territorio de forma inicial y que es muy difícil (sino imposible) alterar en el corto plazo. Este tipo de factores incluyen la localización geográfica, los aspectos climáticos o el tamaño de mercado, entre otros. El segundo grupo, los insumos de acción directa, involucran un conjunto de factores que, en su interacción, determinan el entorno de negocios en el que se desarrollan las actividades económicas de los territorios y tienen impacto directo sobre los posibles resultados a obtener. Los resultados serán aquellos directos que se ven en el desempeño de las economías y luego en cómo estos resultados intermedios son transformados en bienestar para la población.

De forma gráfica, el modelo competitivo puede representarse de acuerdo con la Figura 1:

Figura 1: Modelo competitivo.



Fuente: Instituto de Competitividad

2. El rol clave de los aspectos microeconómicos y el papel del sector eléctrico

Si bien dentro del grupo de los determinantes de la competitividad existen elementos tanto macro como microeconómicos para el desarrollo competitivo de los territorios, es el ambiente microeconómico el que juega un rol clave en la determinación de la calidad del potencial competitivo. Así, los factores macroeconómicos e institucionales establecen condiciones generales necesarias, pero no suficientes, para el desarrollo de la competitividad. Esta última depende, de la calidad del entorno de negocios, de la mejora de la capacidad microeconómica de la economía, de la sofisticación de la competencia local revelada a nivel de empresas, industrias o clústeres, así como del perfil productivo del territorio. Vale aclarar que, como en todo modelo sistémico, los diversos elementos involucrados están íntimamente relacionados y, por lo tanto, todos los cambios que se introduzcan en alguno de ellos tendrán impacto directo sobre todo el sistema.

Con esta concepción de competitividad como marco de trabajo, que subraya la importancia de los factores microeconómicos para la construcción del potencial competitivo de los territorios, queda evidenciada la importancia de la consideración de elementos como el sistema eléctrico. El sistema eléctrico es insumo básico tanto para la actividad económica como para la calidad de vida de los hogares. En este sentido, tiene un impacto directo tanto en los determinantes de la competitividad a través de su efecto en el sector productivo, como en el resultado último de la competitividad a través del rol que juega en la calidad de vida de la población. Un sistema eléctrico estable y con costos adecuados y transparentes es un elemento fundamental para todo el proceso competitivo, tanto en lo que tiene que ver con los inputs como en lo relativo a los resultados del proceso.

Específicamente en lo que refiere a los insumos del proceso, los determinantes de la competitividad, es amplia la evidencia que existe sobre diversos aspectos que se relacionan directamente al sistema eléctrico de una región: la importancia de contar con suficiente información para la correcta toma de decisiones en lo referente a los factores productivos, la necesidad de establecer reglas de juego claras que se vayan adecuando a las realidades que surgen a partir de los cambios tecnológicos o la importancia de los elementos institucionales, entre otros. Todos estos elementos tienen un rol estratégico fundamental en la composición del clima microeconómico en el que operan las empresas y, por lo tanto, tienen un impacto clave en las decisiones que las unidades productivas tomarán.

3. Los resultados de la competitividad y el sector eléctrico

Por otra parte, en lo que refiere a los resultados del proceso, y considerando que la competitividad es el proceso de generar bienestar en forma sostenible, existen elementos que también se relacionan directamente

con el sistema eléctrico. Como ya se mencionó, el impacto que el mismo tiene sobre la calidad de vida de los hogares es evidente, pero, al mismo tiempo, los elementos medioambientales que están relacionados al cambio de la matriz energética tienen impactos notables en el elemento de sostenibilidad que está involucrado a la competitividad. Este aspecto cobra cada vez más importancia a partir de la necesidad de lograr avances significativos en materia de combatir los efectos del cambio climático. Sistemas eléctricos más sostenibles con el ambiente generan entornos más competitivos y atractivos para empresas que buscan plataformas de negocios que les posibiliten un mejor acceso a los mercados internacionales.

El análisis del sistema eléctrico se vuelve, entonces, un insumo fundamental para comprender el desarrollo competitivo de una región.

Capítulo 2. La primera transición energética en Uruguay

En esta primera parte del estudio se evalúa la primera transición energética de Uruguay, partiendo por una descripción de las principales características del sector eléctrico de Uruguay y su evolución histórica, abarcando: diseño institucional, marco regulatorio, política energética, programas e iniciativas, generación por fuente, comercio internacional, tarifas y tipos de clientes, entre otras características relevantes del sector.

1. Diseño institucional

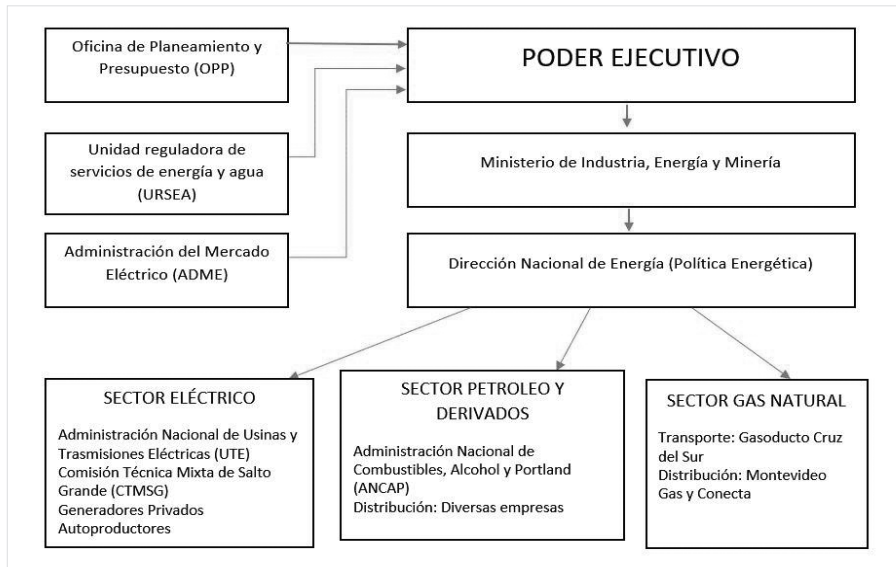
En la Figura 2, se presentan las principales instituciones del sector energético nacional y se describen los diferentes cometidos de cada una.

La OPP tiene como cometido asesorar al Poder Ejecutivo en la estrategia económica del Gobierno y en la formulación de los programas y políticas nacionales/departamentales, entre ellos las del sector energético.

La URSEA cumple las funciones de regulador del sector energético, y como tal: (i) protege los derechos de los usuarios y consumidores, (ii) controla el cumplimiento de las normas vigentes, (iii) establece los requisitos mínimos a cumplir en las actividades de los sectores que regula, (iv) resuelve las denuncias y reclamos de los usuarios, (v) propone al Poder Ejecutivo las tarifas técnicas de los servicios regulados y (vi) previene conductas anticompetitivas y de abuso de posición dominante. Su antecesor fue la

Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), pero sólo cumplía las tareas de Regulador del sector eléctrico.

Figura 2 - Diseño Institucional



Fuente: Elaboración propia

ADME tiene como cometido administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y la operación y administración del Despacho Nacional de Cargas cumpliendo las funciones de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En Uruguay, el despacho del sector eléctrico se realiza por orden de mérito, lo que implica que se despachan primero las centrales de menor costo variable³. Al agua de las centrales hidroeléctricas, según la cota de la represa, la época del año, el pronóstico de lluvias, entre otros factores se le asocia un valor, que se denomina Valor del Agua para su despacho.

La Dirección Nacional de Energía es una dirección del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), y es la encargada de la elaboración

³ No se debe confundir costo variable con pago por energía. Por ejemplo, las centrales eólicas que tienen contrato con UTE tienen costo variable cero, pero el pago por la energía producida es el del contrato.

de la Política Energética y asesoramiento al Poder Ejecutivo en los temas energéticos.

El sector energético se integra por un conjunto de empresas públicas y privadas. En el sector eléctrico se encuentra la empresa pública Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), verticalmente integrada, que desempeña las tareas de servicio público en todo el país, además de la generación y comercialización de energía; la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande que opera la central hidroeléctrica binacional de Salto Grande y varias empresas de generadores privados. En el sector de combustibles, ANCAP es una empresa verticalmente integrada que tiene el monopolio en la importación y refinación de petróleo crudo y derivados en todo el territorio nacional. La actividad de distribución es libre y hay diversas empresas, públicas y privadas, que la realizan. En la actualidad, las empresas distribuidoras de combustibles líquidos son AXIÓN, DISA y DUCSA, mientras que las distribuidoras de Gas Licuado de Petróleo (GLP) son ACODIKE, DUCSA y RIOGÁS, y el envasado es realizado por dos GASUR y MEGAL.

Por último, en el sector de gas natural, la empresa Gasoducto Cruz del Sur es la encargada de la compra y transporte de gas natural, mientras que las empresas Conecta y Montevideo Gas son encargadas de la distribución y comercialización.

2. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

2.1. Ley Nacional de Electricidad

El 1º de setiembre de 1977 se promulga el Decreto Ley N° 14694 Ley Nacional de Electricidad que establece el marco jurídico general de las actividades de generación, transformación, transmisión, distribución, comercialización y comercio internacional de energía eléctrica. Estas

actividades eran definidas de carácter de servicio público y sometidas al control técnico y económico del Poder Ejecutivo.

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) tendrá como cometido realizar las actividades de servicio público de electricidad y como tal, está obligada a abastecer el mercado en forma segura y eficiente al menor costo posible, suministrar energía a todo el que la solicite, mantener la continuidad, regularidad y calidad de servicio. El sistema eléctrico del suministrador del servicio público (UTE) es de su propiedad exclusiva hasta el medidor y por ende solo él puede instalar, operar y mantener el sistema.

El Poder Ejecutivo tendrá entre sus cometidos la formulación y contralor de la política de energía eléctrica, aprobar los contratos de compraventa internacional de energía eléctrica y podrá autorizar la integración al sistema interconectado de UTE de centrales de generación y líneas de transmisión de terceros.

Se establece además que los ingresos por venta de energía deben ser suficientes para mantener una buena calidad de servicio y ampliar las instalaciones para atender el crecimiento del mercado. Se crea una estructura tarifaria según modalidad de consumo donde la energía vendida es medida y facturada por su potencia y consumo de acuerdo a la tarifa correspondiente. Para la determinación de las tarifas no se tiene en cuenta el carácter social o jurídico del suscriptor.

2.2. Ley Orgánica de UTE

Posteriormente el 4 de julio de 1980 se promulga el Decreto Ley N° 15031 “Ley Orgánica de UTE” que establece los cometidos de UTE, que implica la prestación de servicio público de electricidad de acuerdo con el Decreto Ley N° 14694 Ley Nacional de Electricidad y la realización de cualquier actividad de la industria eléctrica.

2.3. Ley Reguladora del Marco Energético

El 17 de junio de 1997 se promulga la Ley N° 16832 “Ley Reguladora del Marco Energético”, mediante la cual la actividad de generación podrá ser realizada por cualquier agente y podrá ser comercializada de acuerdo con las normas del mercado mayorista de energía eléctrica, el cual es creado mediante esta ley.

A su vez, esta ley crea la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE) y la Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Con el fin de ampliar las competencias regulatorias de UREE, en el 2002 por Ley N° 17598 se crea la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).

La ley reguladora define el régimen tarifario, en el que el poder ejecutivo define tarifas máximas, debiendo requerir contabilidad regulatoria a las empresas, y definiendo también el ingreso para transmisores y distribuidores del uso de red.

También tuvo provisiones respecto a servicio público de electricidad, cometidos de UTE, y disposiciones generales.

2.4. Decretos Reglamentarios

A los efectos de reglamentar el marco legal regulatorio, el 28 de junio de 2002 se promulga el Decreto N° 276/002 “Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional”, el Decreto N° 277/002 “Reglamento de Distribución del Energía Eléctrica”, el Decreto N° 278/002 “Reglamento de Trasmisión del Energía Eléctrica” y el 11 de setiembre de 2002 el Decreto N° 360/002 “Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica”.

Esta serie de decretos establecen: (i) las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y cada uno de sus Participantes,

(ii) especifican las tareas y obligaciones de ADME, del Regulador del servicio eléctrico, del Despacho Nacional de Cargas y de los diferentes Agentes participantes del Mercado, (iii) definen la remuneración del transmisor y distribuidor, (iv) definen una metodología para la fijación de las tarifas eléctricas.

El Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME) no tenía previsto la integración de energías renovables no convencionales, por ello, fue necesario ampliar su alcance, a través de diversos Decretos, por ejemplo, el Decreto N° 567/009 “Generación de Energía Eléctrica de Fuente Eólica” que establece que a los efectos del despacho las centrales eólicas se consideran que tienen costo variable nulo y su generación queda determinada de acuerdo al viento existente.

3. Política energética, programas y otras iniciativas

3.1. Política Energética 2005 a 2030

La Política Energética 2005 a 2030 fue aprobada en el 2008 por el Poder Ejecutivo. En el 2010 se crea una Comisión Multipartidaria de Energía integrada por todos los partidos políticos con representación parlamentaria con la finalidad de analizar el futuro energético del país y en particular los lineamientos de la Política Energética, que finalmente es avalada por dicha Comisión.

El objetivo central según cita textual de la Política Energética es *“la satisfacción de todas las necesidades energéticas nacionales, a costos que resulten adecuados para todos los sectores sociales y que aporten competitividad al país, promoviendo hábitos saludables de consumo energético, procurando la independencia energética del país en un marco de integración regional, mediante políticas sustentables tanto desde el punto de vista económico como medioambiental, utilizando la política energética como un instrumento*

para desarrollar capacidades productivas y promover la integración social”.

La Política Energética está basada en 4 ejes estratégicos: (i) el eje Institucional, que define el rol directriz del Estado; (ii) el eje de la Oferta, que apuesta a la diversificación en fuentes y proveedores, apostando al desarrollo de capacidades y componente nacional; (iii) el eje de la Demanda, que promueve la eficiencia energética en todos los sectores de la actividad; y (iv) el eje Social, que establece que la energía es un derecho humano.

Dentro de las metas de la Política Energética se estableció, originalmente, instalar al menos 300 MW de generación eólica, que posteriormente se incrementó a 500 MW, meta que ampliamente fue superada.

3.2. Programa de Energía Eólica de Uruguay

Uruguay cuenta con varias décadas de investigación en el área de energía eólica especialmente en la Facultad de Ingeniería - Universidad de la República. Los tres hitos que se consideran más importantes anteriores al 2005 fueron: i) la publicación en 1952 del primer mapa de vientos del Uruguay, ii) la instalación en 1995 del primer mástil del país orientado a la medición y evaluación del recurso eólico y, iii) la puesta en servicio en el año 2000 del primer generador eólico experimental de gran porte en sierra de Caracoles, modelo NORDEX 27 con una potencia de 150 kW que entregaba la energía a la red de distribución.

Hay que hacer referencia también al Programa de Energía Eólica de Uruguay⁴ (PEEU), que fue una iniciativa conjunta del Gobierno Nacional, a través de la Dirección Nacional de Energía - Ministerio de Industria, Energía y Minería, y el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y que fue financiado con el Fondo Global para el Medio Ambiente

4 Por más información: <http://www.energiaeolica.gub.uy/>

(GEF). El PEEU inició sus actividades en julio de 2007 y culminó en junio de 2013.

El PEEU tenía como objetivo central crear las condiciones adecuadas para incentivar la integración de energía eólica en Uruguay. Para ello, se trabajó en diferentes aspectos regulatorios, evaluación del recurso eólico con la creación y lanzamiento en 2009 de una nueva versión del Mapa Eólico de Uruguay, aspectos tecnológicos y financieros, así como también la creación de capacidades técnicas a nivel nacional.

El Programa fue sumamente exitoso y se cumplieron ampliamente las metas establecidas en el mismo.

3.3. Decretos de promoción de Energía Renovable No Convencional

Entre 2005 y 2013 se promulgaron varios Decretos que buscaron promover los contratos de compraventa de ERNC entre proveedores instalados en el territorio nacional con UTE. Seguidamente se detallan brevemente los principales decretos del período.

El Decreto N° 389/005 reglamentó las condiciones de contratación de hasta 50 MW en centrales en territorio nacional de 50 kW hasta 5 MW cada una de ellas.

El Decreto N° 77/006 promueve la celebración de contratos con UTE de hasta 60 MW en centrales de generación de las cuales se podían contratar hasta 20 MW de biomasa, 20 MW de hidráulica y 20 MW de eólica. En las condiciones del proceso competitivo asociado se premiaba el componente nacional de la inversión. Posteriormente y debido a que no se alcanzó la meta de incorporación de 60MW del proceso competitivo asociado, el Decreto N° 397/007 establece las condiciones para la celebración de contratos de compraventa de energía con UTE de centrales

de energía renovable de hasta 10 MW cada una de ellas. En 2008, el Decreto N° 296/008 establece las condiciones para nuevos contratos de compraventa de energía con los remanentes de los 50 MW y 60 MW que no fueron adjudicados en los anteriores procesos competitivos.

En 2009, el Decreto N° 354/009 declara de interés nacional los proyectos de generación que utilicen energías renovables autóctonas y el Decreto N° 377/009 establece las condiciones de contratación, precios y estrategias para la compraventa de energía eléctrica. Por último, ese mismo año, el Decreto N° 403/009 establece los lineamientos para la realización de contratos de compraventa de energía eólica hasta alcanzar una potencia nominal de 150 MW.

En 2010, el Decreto N° 367/010 establece las condiciones para la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica a partir de biomasa de hasta 20 MW cada central.

En 2011, el Decreto N° 159/011 establece las condiciones para la celebración de contratos de compraventa de energía eólica para la segunda etapa de incorporación de un mínimo de 300 MW de potencia instalada. Dadas las excelentes ofertas recibidas en el proceso competitivo asociado al Decreto N° 159/011, se invitó a las empresas oferentes que no fueron adjudicadas a igualar los precios de venta de energía eólica de las empresas adjudicadas.

En 2013, el Decreto N° 133/013 establece la promoción de contratos de generación solar fotovoltaica en parques instalados en territorio nacional con potencias entre 500 kW y 50 MW con diferentes pagos por energía dependiendo de la potencia instalada.

3.4. Microgeneración

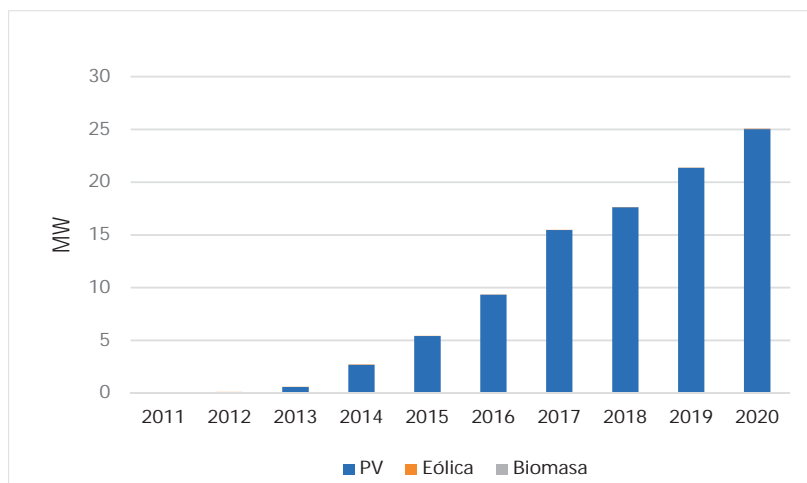
En 2010 se promulga el Decreto N° 173/010 que autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de Baja Tensión (BT) a

instalar generación de fuentes renovables (solar, eólica, biomasa y microhidráulica). En la Resolución N° 1895/010 se establecen los requisitos generales para la conexión de instalaciones de microgeneración a la red de Baja Tensión de UTE. Los límites permitidos de potencia a instalar son 100 kW en redes trifásicas de 230 V y 150 kW en redes trifásicas de 400 V.

La energía entregada a la red de baja tensión se remunera al mismo precio del cargo por energía vigente en el Pliego Tarifario de UTE. A su vez, se exoneran los cargos por el uso de las redes eléctricas y por un período de 10 años a partir de la puesta en servicio del microgenerador UTE compra la energía.

En la Figura 3 se muestra la evolución de la potencia instalada de microgeneración desde el 2010, año en que se aprobó el Decreto, hasta el 2020. Se observa que, al 2020, hay instalados aproximadamente 25 MW, de los cuales más del 99% corresponde a solar fotovoltaica (PV).

Figura 3: Potencia instalada de microgeneración.



Fuente: Dirección Nacional de Energía – Ministerio de Industria, Energía y Minería.

3.5. Programa de Eficiencia Energética

Uno de los lineamientos de la Política Energética 2005–2030, es la promoción de la Eficiencia Energética en todos los sectores de la actividad

nacional y para todos los usos de la energía, impulsando un cambio cultural. Entre 2005 y 2011 se llevó a cabo el Proyecto de Eficiencia Energética de Uruguay con financiamiento del GEF (Fondo para el Medioambiente Mundial) a través del Banco Mundial y con fondos del MIEM y UTE.

En 2006 el MIEM firmó un convenio con el Instituto Uruguayo de Normas Técnicas (UNIT) para la elaboración de normas en las áreas de electrodomésticos, gasodomésticos y edificaciones. Para la elaboración de dichas normas se formaron Comités Técnicos Especializados integrados por representantes de todos los sectores involucrados, como ser los proveedores de equipamiento, organismo contralor, academia, entre otros. Dichas normas establecen los requisitos mínimos técnicos que deben cumplir los productos, así como también la metodología para realizar los ensayos y evaluar el desempeño.

El 21 de setiembre de 2009 se promulga la Ley N° 18.587 “Ley de Uso Eficiente de la Energía” que establece el marco jurídico del sistema de etiquetado de eficiencia energética de equipamiento y crea el Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE) que entra en operación en 2012 a partir del Decreto N° 86/012.

Los principales cometidos del FUDAEE son: (i) promover la eficiencia energética, (ii) brindar asesoramiento para la asistencia técnica en eficiencia energética y (iii) financiar proyectos de inversión en eficiencia energética a través del Fideicomiso de Eficiencia Energética (FEE).

El 22 de setiembre de 2009 se promulga el Decreto N° 429/009 “Evaluación de Conformidad de Equipos y Artefactos que Consumen Energía para el Uso Eficiente de la Energía” que establece las bases del Sistema Nacional de Etiquetado Energético de Equipos y Artefactos. La evaluación de conformidad de los equipos y artefactos es realizada con la norma UNIT de etiquetado de eficiencia energética que corresponda.

Los equipos que se incorporan al Sistema Nacional de Etiquetado de Eficiencia Energética (SNEEE) tienen inicialmente una etapa transitoria para permitir la adaptación a las exigencias reglamentarias y una vez finalizada esta etapa, el etiquetado de estos equipos es de carácter obligatorio.

El 3 de agosto de 2015 se promulga el Decreto N° 211/015 que aprueba el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024 que tiene como meta de Energía Evitada de 1.690 ktep para el período 2015-2024 y, además, sienta las bases para la puesta en operación de un esquema de Certificados de Eficiencia Energética, buscando promover la ejecución de proyectos de eficiencia energética que ayuden a contribuir a la meta establecida.

Al 2020 los equipos comprendidos en el Sistema Nacional de Etiquetado de Eficiencia Energética con sus normas de especificaciones respectivas son: lámparas fluorescentes compactas, calefones, refrigeradores de uso doméstico y aire acondicionados.

A su vez, hay que destacar que al 2020 existe un registro de 64 Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs) con su respectiva categorización, el cual es de carácter público.

3.6. Decreto Eólica Industrial

El 17 de mayo de 2012 se promulga el Decreto N° 158/012 “Celebración de Contratos de Compraventa de Energía entre UTE y Consumidores Industriales relativo a la Energía Eólica” que establece la promoción de contratos de compraventa de energía entre UTE y Consumidores Industriales de energía de fuente eólica.

El Decreto reconoce tres modalidades de contratación: I) Generación instalada en el propio predio, II) Generación instalada fuera del predio

industrial y III) Generación desarrollada por un conjunto de consumidores industriales (generación en asociación) y establece las respectivas condiciones de contratación.

Los Consumidores Industriales amparados en este Decreto y en las tres modalidades de contratación establecidas deberán comprar en exclusiva la energía a UTE y UTE se compromete a comprar toda la energía entregada. El Precio de la Energía Entregada al Sistema en cada contrato está estipulado que será la más baja de las ofertas del último proceso competitivo de compra de energía eléctrica de fuente eólica desarrollado por UTE y el Precio de la Energía Demanda al Sistema (potencia y energía) será determinado por el Poder Ejecutivo.

Se destaca que esta modalidad de contratación ha tenido poca adhesión.

4. Evolución del sistema eléctrico uruguayo

4.1. Fuentes de generación

Uruguay ha históricamente apostado a la generación a partir de fuentes renovables. A partir de la década del 40 del siglo pasado, comienza el desarrollo sobre el río Negro de las tres grandes represas hidroeléctricas existentes en el país (Gabriel Terra, Baygorria y Palmar), que culmina en la década del 80. A su vez, en la década del 70 comienza la construcción de la represa binacional Salto Grande, sobre el río Uruguay, que culmina en la década del 80.

Como muestra de la importancia que históricamente ha tenido la generación hidroeléctrica en Uruguay, se destaca el hecho de que el Banco Central de Uruguay (BCU) emitió en 1975 un billete con una imagen de la represa Gabriel Terra, la primera de gran porte construida en el país (Ver Figura 4).

Figura 4: Billete emitido por el Banco Central de Uruguay con imagen de la represa hidroeléctrica Gabriel Terra.



Fuente: Banco Central del Uruguay

Por otro lado, se destaca que el recurso hídrico del país ya se ha agotado, lo que implica que no es posible construir más represas de gran porte.

La siguiente incorporación de energía renovable comercial⁵ se produce a fines del 2007 con la entrada en servicio de la central de biomasa de UPM que vuelca sus excedentes al Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) y en 2008 con la entrada en servicio del parque eólico Caracoles propiedad de UTE. En la Tabla 1 se muestra el parque generador que se encontraba en servicio en 2007, con una potencia instalada de 2251 MW.

Tabla 1: Potencia Instalada en 2007.

Tipo de Central	MW
Centrales hidroeléctricas	1538
Unidades Turbo vapor ⁵	255
Turbinas Gas	432
Grupos Diesel	6
UPM ⁶	20

Fuente: UTE en cifras y Administración del Mercado Eléctrico.

La entrada en servicio de la primera central de generación eólica de

⁵ El aerogenerador instalado en sierra Caracoles en el año 2000 fue con fines experimentales.

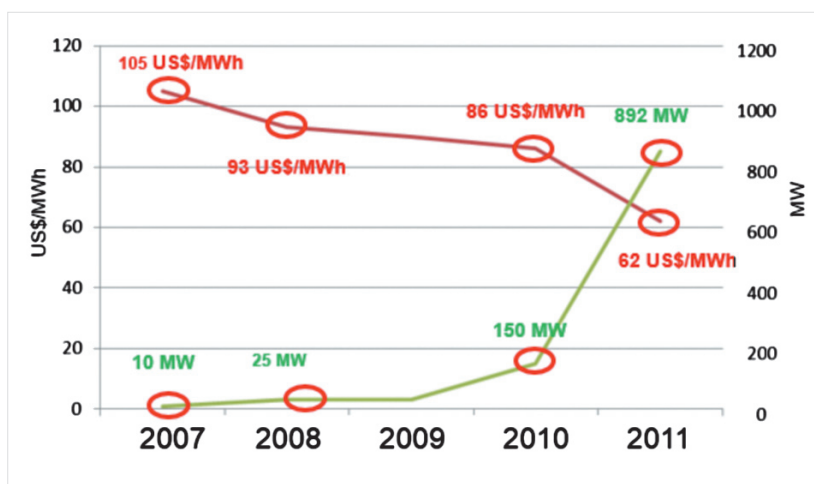
⁶ Corresponden a la 3ª, 4ª, 5ª y 6ª unidad de la Central Batlle. Son centrales térmicas antiguas que al 2020 han salido definitivamente de servicio.

⁷ UPM entra en servicio a finales del 2007 y vuelca entre 20 a 30 MW a la red eléctrica.

gran porte fue en 2008, y corresponde al parque eólico Caracoles de 10 MW, que es propiedad de UTE. El desarrollo y concreción de este emblemático parque eólico, se realizó en el marco del Programa de Conversión de deuda externa de Uruguay con España en proyectos de inversión pública.

A partir de ese entonces, y como resultado de los diversos procesos competitivos desarrollados en el país, comienza una fuerte integración de generación eólica. En la Figura 5 se muestra la potencia eólica adjudicada en cada proceso competitivo con su correspondiente precio por energía.

Figura 5: Ofertas de generación eólica de cada proceso competitivo – Potencia y Precio de Energía.



Fuente: Basado en datos públicos de procesos competitivos realizados por UTE.

Se observa claramente que, en cada nuevo proceso, los precios de la energía disminuyen y la potencia adjudicada es cada vez mayor. En el último proceso competitivo realizado en 2011, debido a los bajos precios ofertados y la cantidad de ofertas presentadas, se invitó a los oferentes que no fueron adjudicados a igualar la oferta del pago por energía. La gran mayoría de ellos, se acogieron a esta oportunidad.

El proceso de integración de energía solar fotovoltaica en Uruguay, por otra parte, comienza en 2008 con el primer relevamiento del recurso

solar a escala nacional que culminó en 2009 con la publicación del Mapa Solar del Uruguay. En diciembre de 2009, además, se firma el Acuerdo de Donación entre Uruguay y la Agencia Internacional de Cooperación de Japón (JICA) para la ejecución de un proyecto denominado “Introducción de Energía Limpia por un Sistema de Generación de Electricidad Solar para la República Oriental del Uruguay”. Con estos fondos de cooperación, en una primera etapa, entró en servicio en marzo de 2013 la primera planta solar fotovoltaica piloto de Uruguay con una potencia instalada de 480 kW. Esta planta emblemática, denominada ASAHI⁸ está instalada en el predio de Salto Grande Uruguay. En una segunda etapa, con los mismos fondos de cooperación, entró en servicio en mayo de 2019 una segunda planta solar fotovoltaica de 250 kW de potencia que entrega energía a la red, y se encuentra instalada en el Parque de Vacaciones UTE-ANTEL. En paralelo, en 2013, se realiza una primera licitación para contratar energía de origen solar fotovoltaico. En ese proceso competitivo se adjudicaron 196 MW a un precio de 87 US\$/MWh.

La integración de generación de energía con biomasa al S.I.N. comienza en 2007, y varios de los generadores en servicio están asociados a procesos productivos, como pueden ser los de la industria de la celulosa. A partir del Decreto 367/010 se realizan contratos de compraventa de energía eléctrica de centrales de hasta 20 MW. Sumado a ello, en 2015 entra en servicio la generación proveniente de la empresa Montes del Plata, que vuelca sus excedentes a la red eléctrica.

En la Tabla 2 se muestra la evolución de la potencia instalada de generación de fuentes biomasa, eólica y solar fotovoltaica en 2007, 2015 y 2020. Se observa claramente que la generación eólica es la que más se ha desarrollado en el período considerado alcanzando a 1477 MW, mientras que la generación de biomasa llegó 155 MW y la generación de solar fotovoltaica a 229 MW.

⁸ ASAHI significa “Sol de mañana” en japonés.

Tabla 2: Integración de Energía Renovable No Convencional – Potencia (MW).

	Biomasa ⁹	Eólica	Solar Fotovoltaica
2007	20	0	0
2015	130	520	0.480
2020	155	1477	229

Fuente: Administración del Mercado Eléctrico.

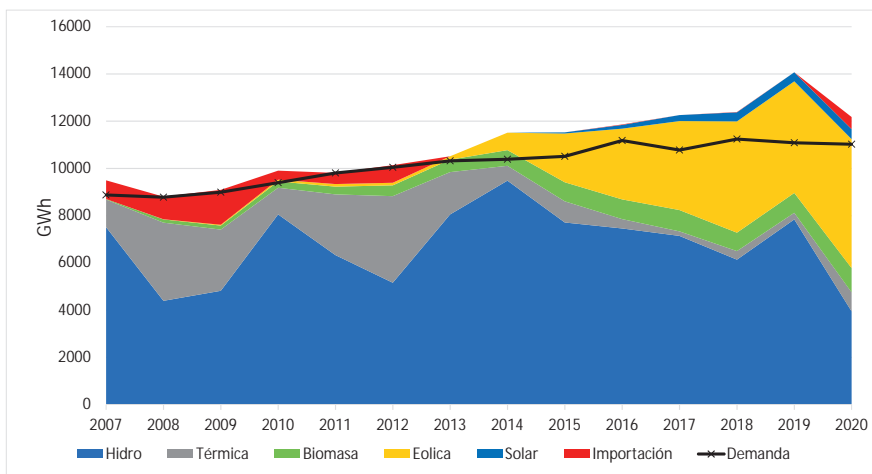
Además, en 2009 entraron en servicio 80 MW de motores reciprocantes que operan con fuel oil especial, en 2012 se arriendan 150MW de capacidad térmica para paliar el déficit de generación, en 2013 se incrementa a 350 MW y a partir de 2015 comienza el proceso de salida de servicio de estas centrales arrendadas que culmina en 2016. Se mantienen 48 MW, pero como propiedad de UTE. A partir de 2017 comienza la entrada en servicio del ciclo combinado que culmina en 2019. Por otro lado, las viejas unidades de la central Batlle que totalizaban una capacidad de 255 MW salen definitivamente de servicio en este período.

Puede argumentarse que se instaló generación en exceso, que se refleja en el bajo factor de planta del ciclo combinado, y en que los estudios de planificación luego de su construcción muestran que no sería necesario instalar nuevas centrales en una década (excepto UPM que ya estaba planificado). Esto además de tener un costo de capital elevado, no permitió ir incorporando renovables en etapas siguiendo la curva de baja de precios de la tecnología.

En la Figura 6 se muestra la evolución de la generación de energía eléctrica por fuentes, las importaciones y la demanda del SIN.

⁹ La potencia instalada de biomasa es un estimativo de lo entregado al Sistema Interconectado Nacional. No incluye autoconsumo.

Figura 6: Histórico de generación por fuentes, importación y demanda de energía eléctrica del 2007 a 2020.



Fuente: Elaboración propia basado en datos de UTE en cifras e Informes Anuales de ADME

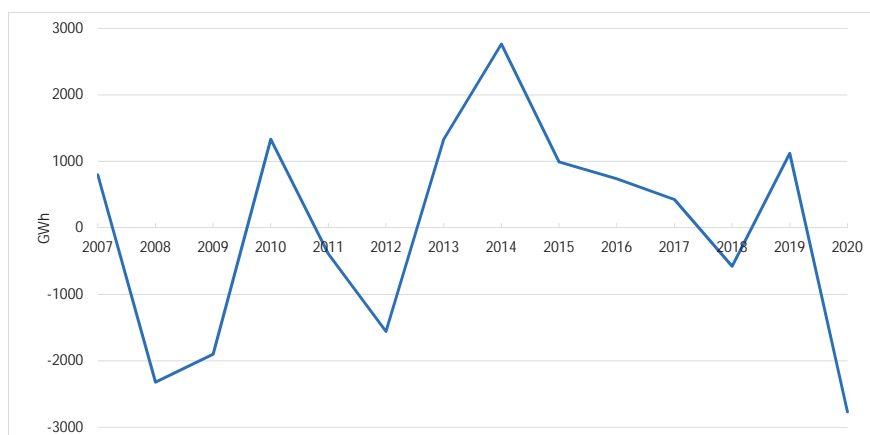
Estos resultados muestran claramente la variabilidad que presenta la generación hidroeléctrica y, desde el 2015, la fuerte integración de ERNC, en particular la energía eólica. En 2020 la generación instalada de ERNC llega a representar el 41% de la matriz energética, y la eólica, en particular, el 33%.

Por otro parte, en la Figura 7 se presenta la variabilidad de la generación hidroeléctrica, calculada como la resta de la generación hidroeléctrica en cada año y la generación hidroeléctrica promedio¹⁰ de todo el período 2007 a 2020. Se destaca la existencia de una variabilidad del entorno de 3000 GWh que representa, aproximadamente el 25% de la demanda de 2020.

Teniendo en cuenta que la demanda de energía eléctrica en el período fue entre 8800 y 11250 GWh, esta variabilidad en la hidrología es muy significativa. En el 2008 y 2009 fue necesario restringir el consumo de electricidad, incurrir en sobrecostos asociados a la generación térmica y sobre todo a la importación de energía desde Argentina y Brasil. Los precios

¹⁰ La generación hidroeléctrica promedio anual del período 2007 a 2020 asciende a 6716 GWh.

Figura 7: Variabilidad anual de la generación hidroeléctrica respecto al promedio del 2007 al 2020.



Fuente: Elaboración propia basada en datos de UTE en cifras.

medios de la energía importada desde Argentina fueron 193 US\$/MWh y 300 US\$/MWh en 2008 y 2009 respectivamente, mientras que los precios desde Brasil fueron 315 US\$/MWh y 148 US\$/MWh. Los precios medios de las importaciones desde Argentina incluyen energía adquirida en Brasil a través del sistema argentino. Estos datos muestran que se importó energía a valores por encima de los costos de racionamiento vigentes en el Decreto N° 121/007.

En el año 2012, la situación fue relativamente menos crítica en relación al riesgo de racionamiento, debido a la entrada en servicio de generación térmica, biomasa y, en menor medida, eólica, pero el precio del petróleo escaló a valores superiores a los 100 US\$/bbl.

Otro claro efecto de la integración de energía renovable ha sido la reducción en el consumo de combustible. El año 2020, como se comentó anteriormente, fue el año más seco del período de análisis; sin embargo, cuando se compara el consumo de combustible en ese año con el consumo de los años 2008 y 2012, se encuentra que fue aproximadamente 3 veces menor, mientras que la demanda de energía eléctrica fue 25% y 10% mayor respectivamente (Ver Tabla 3). Además, a diferencia de 2020 donde

se importó energía de Argentina por conveniencia asociada a precios bajos, en 2008 y 2012 fue necesario importar energía a precios muy altos para poder cubrir la demanda.

Tabla 3: Consumo de combustible para generación eléctrica.

	Fuel Oil (Ton)	Fuel Oil especial (Ton)	Gas Oil (m ³ a 15°C)	Gas Natural (MM m ³)
2007	179592	0	160037	0
2008	326670	0	624112	0
2009	231544	191	551272	0
2010	90980	58584	137722	19.0
2011	213860	69867	415046	23.5
2012	360462	105525	556252	2.3
2013	162913	65272	271948	0
2014	71331	31346	79515	0
2015	6781	38227	204970	0
2016	0	24545	92817	0
2017	0	11846	44017	0
2018	0	27366	79206	3.2
2019	0	7039	34877	32.1
2020	0	26998	167259	0

Fuente: UTE en cifras

4.2. Variabilidad de los recursos

La gran variabilidad hidrológica es una de las principales características del sistema eléctrico uruguayo, y para comprender su dimensión, basta con comparar la generación hidroeléctrica en los años 2019 y 2020, donde el 2019 fue un año húmedo y el 2020 fue al año más seco del período 2007 a 2020. En la Tabla 4 se compara la capacidad instalada, la energía entregada al SIN por fuente de generación, la demanda del SIN (demanda interna) y el comercio internacional de energía de los años 2019 y 2020.

Tabla 4: Capacidad instalada, comercio internacional de energía, demanda y energía entregada al SIN en 2019 y 2020.

	Capacidad Instalada (MW) ¹⁰	Energía Entregada al SIN en 2019 (GWh)	Energía Entregada al SIN en 2020 (GWh)
Hidroeléctrica	1520	7839	3950
Térmica	1150	283	805
Biomasa (entrega al SIN)	150	838	1027
Eólica	1477	4724	5456
Solar Fotovoltaica	229	388	423
Generación propia		14072	11661
Importaciones		0	514
Total energía volcada al SIN		14072	12175
Exportaciones		2984	1148
Demanda interna		11088	11027

Fuente: Elaboración propia basado en datos de UTE en cifras e informe anual de ADME 2019 y 2020.

Se observa que: (i) en 2019 las exportaciones de energía fueron mayores que en 2020 principalmente asociadas a la muy buena condición hidrológica que atravesó el país, (ii) la generación eólica representó el 34% y 43% de la energía generada en Uruguay del 2019 y 2020 respectivamente, esto correspondió al 43% y 49% de la demanda interna del 2019 y 2020 respectivamente, (iii) la generación hidroeléctrica en 2020 es la mitad que en 2019 (36% de la demanda de 2020 contra 71% de la demanda de 2019).

Esta variabilidad intrínseca de mediano y largo plazo de la hidrología, sumado a la variabilidad de corto plazo de la generación eólica y solar fotovoltaica, son factores clave de la dinámica del sistema de potencia que deben ser tenidas en cuenta para planificar el futuro del sector eléctrico nacional. En el corto plazo, una reducción en la generación eólica y solar fotovoltaica puede ser cubierta por generación hidroeléctrica y, a la vez, es posible almacenar agua en los embalses en momentos de alta generación de estas tecnologías. Si bien en el mediano y largo plazo la generación hidroeléctrica es muy variable, en contrapartida, la generación eólica y la

¹¹ En 2019 y 2020 se encuentra en servicio la misma capacidad.

solar fotovoltaica son muy estables, con diferencias anuales de producción de energía del orden del $\pm 5\%$ del valor esperado.

Estas características tienen implicancias directas sobre lo que podrían ser las definiciones estratégicas en materia de desarrollo productivo y competitividad a nivel país. Los incrementos en la estabilidad tanto en materia de acceso a la energía como una eventual previsión de precios generan una disminución de riesgos para el sector empresarial, así como la posibilidad de una mayor precisión en los análisis de prospectiva. Consecuentemente, podrían existir impactos relevantes para el diseño de instrumentos de política pública.

Tabla 5: Demanda de energía eléctrica del SIN y respectiva tasa de crecimiento anual.

	Demanda Anual (GWh)	Tasa de crecimiento anual de la demanda (%)	Consumo máximo anual (MW)	Tasa de crecimiento del consumo máximo (%)
2007	8881	8.4%	1654	17.4%
2008	8785	-1.1%	1481	-10.5%
2009	8995	2.4%	1684	13.7%
2010	9395	4.4%	1698	0.8%
2011	9806	4.4%	1745	2.8%
2012	10047	2.5%	1742	-0.2%
2013	10319	2.7%	1918	10.1%
2014	10388	0.7%	1822	-5.0%
2015	10514	1.2%	1883	3.3%
2016	11179	6.3%	1964	4.3%
2017	10780	-3.6%	1916	-2.4%
2018	11245	4.3%	2063	7.7%
2019	11088	-1.4%	2121	2.8%
2020	11027	-0.6%	2088	-1.6%

Fuente: UTE en cifras.

4.3. Demanda de energía eléctrica

Desde 2007 a 2020, la demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional se incrementó aproximadamente 27% (demanda máxima del período en 2018) y el consumo máximo de energía eléctrica un 28% (consumo máximo del período en 2019). En la Tabla 5 se muestra la evolución anual de la demanda de energía eléctrica, la tasa de crecimiento anual y el consumo máximo anual con su correspondiente tasa de crecimiento.

Se observa que en el 2008 hubo una fuerte caída en el consumo máximo de energía y, en menor medida, en la demanda anual de energía. Esta caída está fuertemente asociada a las restricciones de energía eléctrica de ese año producto de la fuerte sequía que atravesó el país.

4.4. Integración Regional

Uruguay es un país que históricamente ha impulsado a la integración regional y el sector energético no es una excepción. En 1979 comienza la entrada en servicio de la represa binacional Salto Grande y el anillo de interconexión de 330 km en 500 kV, que se denomina Cuadrilátero de Salto Grande y que conecta las estaciones de transformación de Colonia Elía en Argentina y San Javier en Uruguay. La capacidad de transmisión es de 2000 MW. Esto implica que en la actualidad se podría abastecer de energía a Uruguay desde Argentina en casi la totalidad de las horas del año. Los resultados históricos del comercio internacional de energía muestran que esta capacidad de interconexión está muy subutilizada, ya que, el promedio anual de las importaciones y exportaciones de energía con Argentina, en el período 2007 a 2020 fue del orden del 3% al 5% de la demanda de Uruguay respectivamente. Se observa que las exportaciones totales de energía tuvieron un fuerte pico en 2019 debido a la muy buena condición hidrológica de Uruguay, donde se alcanzó a exportar el equivalente al 17% de la demanda de Uruguay.

La interconexión eléctrica con Brasil, debido a la diferencia en frecuencia (50 Hz Uruguay y 60 Hz Brasil) es más compleja y costosa, ya que requiere la instalación de una convertora de frecuencia. En 2001 se pone en servicio la línea de interconexión de Rivera a Livramento en 150 kV - 230 kV con su convertora asociada con capacidad de transmisión de 70 MW.

La integración regional forma parte de los objetivos particulares de la Política Energética 2005-2030 al establecer que, *“Se debe procurar mecanismos de integración energética, en particular con los países de la región, tanto la conexión física, como a la firma de contratos de intercambio de energía estables, tanto firmes como ocasionales. Asimismo, se procurará la compra conjunta de energéticos extrarregionales.”* A su vez, se define en forma textual las siguientes metas de integración energética al 2030, *“Se ha alcanzado la integración energética regional; en particular, existen proyectos bi y trinacionales en funcionamiento.”*

En 2006 se firma el “Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil” y el “Memorándum de Entendimiento entre el Ministerio de Industria, Energía y Minería de la República Oriental del Uruguay y el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa del Brasil sobre Interconexión Energética”.

Estos documentos fueron la base para el desarrollo del proyecto de interconexión de 500 MW entre Uruguay y Brasil. Este proyecto fue considerado de primordial interés porque contribuye a garantizar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

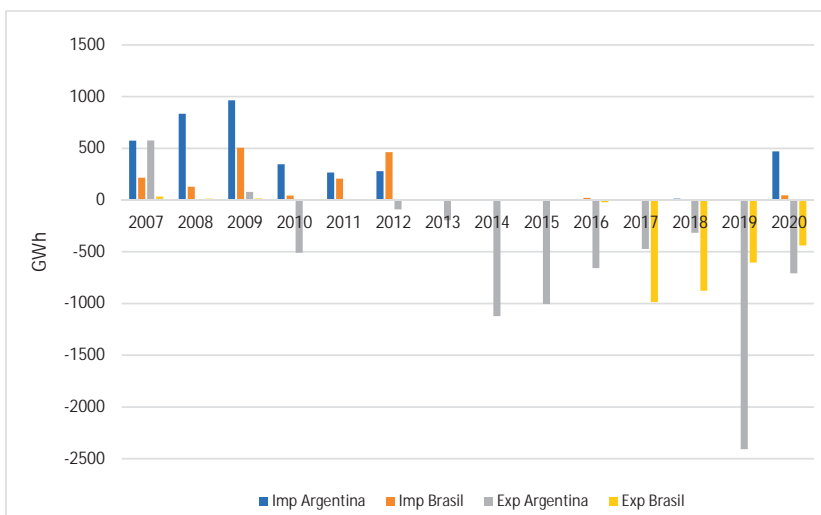
La interconexión consiste en la ampliación de la estación San Carlos de 500 kV, la construcción de una estación de 500 kV en Melo y una línea de transmisión de 500 kV entre ambas estaciones. Además, se

construyó la convertidora de frecuencia en Melo de tipo back-to-back y la línea desde Melo a la frontera en 525 kV y 60 Hz. Desde Brasil se construyó una línea desde la frontera hasta la estación Presidente Medici en la región de Candiota, al sur este de la ciudad de Bagé.

El costo del proyecto fue de 349 MUS\$ de los cuales FOCEM (Fondo para la Convergencia Estructural del Mercosur) aportó 83 MUS\$ y el resto lo aportó Uruguay debido a que el emprendimiento fue considerado de interés estratégico para el país.

En mayo de 2017 comienza el intercambio comercial de energía entre Brasil y Uruguay a través de esta interconexión. Contrario a lo estimado en 2006, los intercambios de energía hasta la fecha (agosto 2021) han sido principalmente desde Uruguay hacia Brasil. En el período 2017 a 2020, en promedio, se exportaron alrededor de 730 GWh anuales, lo que representa aproximadamente el 7% de la demanda 2020 de Uruguay. Por otra parte, la importación promedio ha sido muy reducida, del orden de 10 GWh anuales.

Figura 8: Evolución del comercio internacional de energía eléctrica.



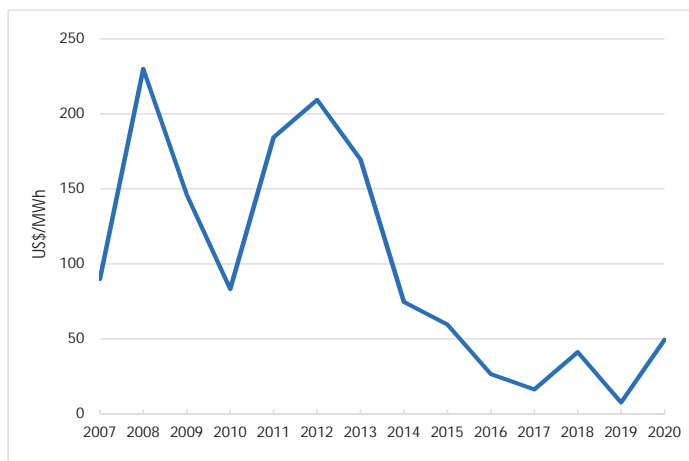
Fuente: UTE en cifras.

Al analizar el comercio internacional de energía eléctrica de la Figura 8, se observa que, hasta el 2012, Uruguay fue neto importador de energía eléctrica y a partir de 2013 es netamente exportador, incluso en 2020 en que el país enfrentó una de las peores sequías de los últimos 20 años. Este hecho se considera relevante, dado que el país está en condiciones de mantener una corriente exportadora en los años siguientes.

4.5. Mercado Spot

Otro aspecto a destacar, es la participación del Mercado Spot en el abastecimiento de la demanda. El 30 de marzo de 2007 se promulga el Decreto N° 121/007 que modifica el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, topeando el precio Spot en 250 US\$/MWh. Este Decreto fue cuestionado principalmente en 2012 por los generadores que volcaban energía al mercado Spot ya que debido a los altos precios del petróleo la central térmica de respaldo (CTR) tenía un precio por encima del tope del Spot y además se importó energía a precios aún más altos.

Figura 9: Precio Spot medio anual.

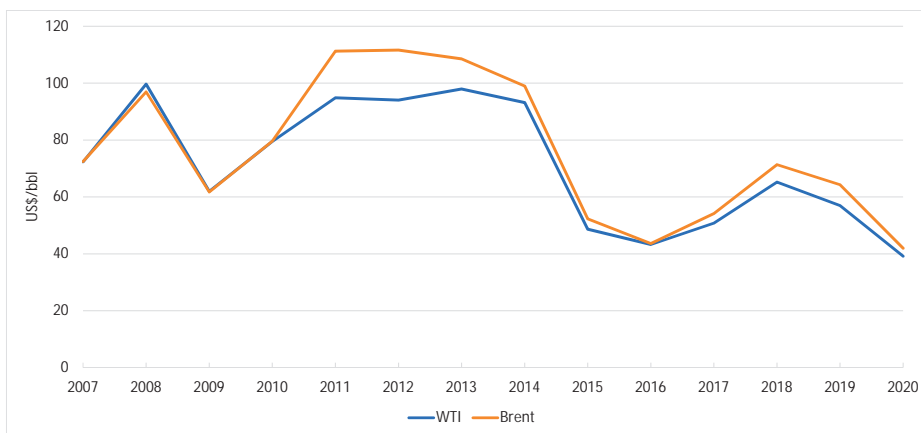


Fuente: Elaboración propia basado en datos de ADME

En la Figura 9 se muestra la evolución del precio Spot medio anual. Se observa que en 2008 y 2012 se produjeron picos significativos, asociados

a la mala hidráulica y al alto costo del barril de petróleo (Ver Figura 10).

Figura 10: Evolución del precio medio anual del barril de petróleo WTI y Brent.



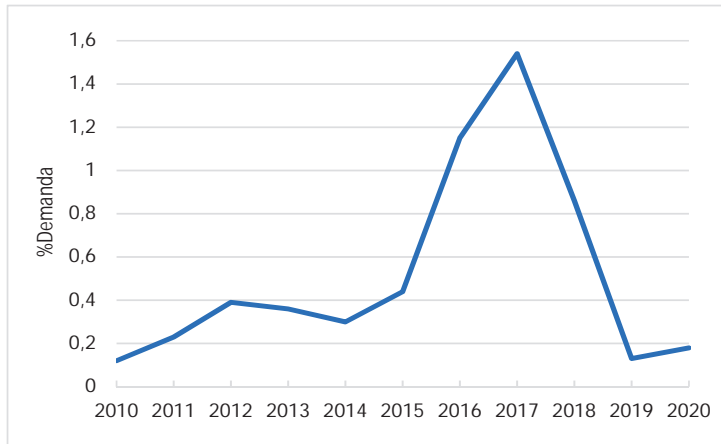
Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA)

Si bien la situación hidrológica del año 2020 fue más crítica que la registrada en 2008 y 2012, el precio Spot medio fue sensiblemente más bajo, asociado a la integración de energías renovables no convencionales y en menor medida a la reducción del precio del barril de petróleo.

Por los próximos años, dado las características del sistema eléctrico actual y la entrada en servicio de la nueva planta de celulosa de UPM, que tiene asociada generación térmica a partir de biomasa que volcará energía a la red en base a un contrato con UTE, se espera que el precio Spot siga siendo bajo independientemente de la condición hidrológica.

Por otro lado, en la Figura 11 se muestra que la participación del Mercado Spot en el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica a partir de 2010, año en que comienzan a entrar en servicio las nuevas fuentes de generación, ha sido residual. El máximo se alcanzó en 2017 y actualmente es cercano a cero, debido a que un conjunto de parques eólicos, que vendían su energía al Mercado Spot, se acogió a un contrato de compraventa de energía con UTE.

Figura 11: Participación del Mercado Spot en el Abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia basada en datos de ADME.

4.6. Costo de Abastecimiento de la Demanda

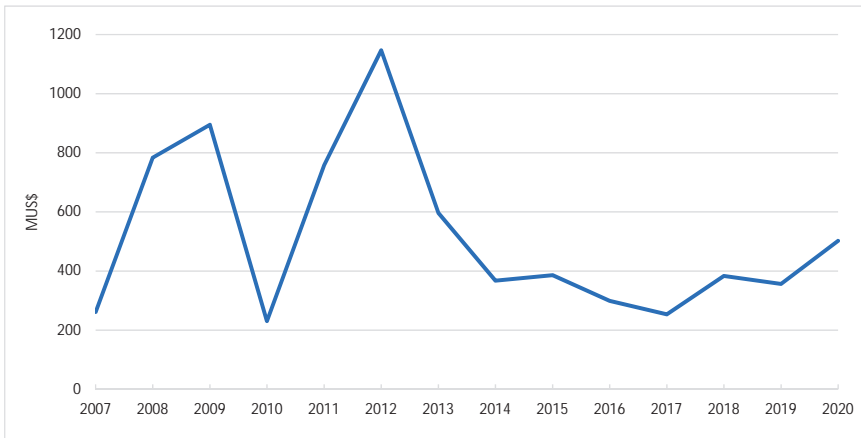
Al momento de discutir acerca del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD), se debe ser preciso en la definición del mismo, a modo de evitar errores y/o confusiones en referencia a los resultados.

A los efectos de este estudio, se define el CAD como la suma de los costos de la compra de combustible, los pagos por energía (incluye pagos por Restricciones Operativas, ver sección 2.4.7), el costo asociado al arrendamiento de generadores en los años 2015, 2016 y 2017 menos los ingresos por exportación de energía. No se consideran los pagos por uso de la infraestructura de red existente ni de la capacidad instalada perteneciente a UTE. Además, los pagos de la energía a Salto Grande (CTMSG) se valorizan al precio de Operación y Mantenimiento (O&M) y no al valor de mercado de la energía. En la Figura 12 se muestra el CAD histórico calculado con esta metodología.

La evolución del CAD entre 2007 y 2020 muestra dos períodos bien diferenciados. Entre 2007 y 2014 se observan grandes oscilaciones en los valores del CAD, producto de problemas climáticos, sumado a la necesidad

de importar energía a precios elevados, en algunos casos superiores al primer escalón de falla (definido en la Subsección 2.4.8). Por otra parte, en los años siguientes, hasta 2020, se observa que en general los valores del CAD son menores a los de años anteriores y más estables.

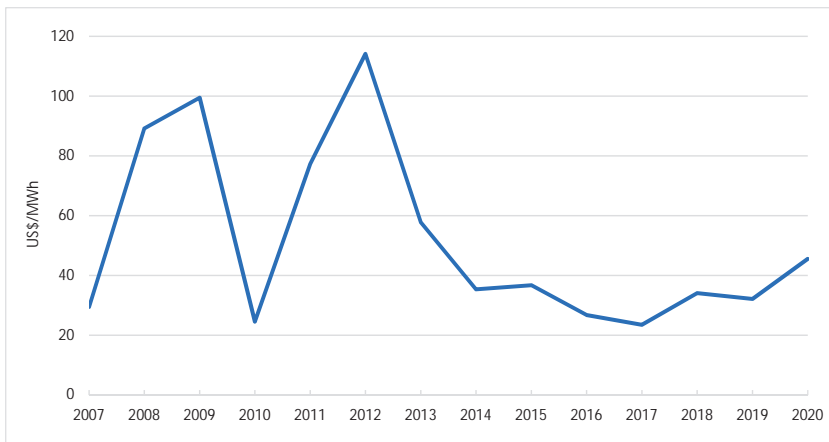
Figura 12: Costo de Abastecimiento de la Demanda.



Fuente: Basado en datos de la Memoria Anual de UTE

En la Figura 13, se muestra la evolución del costo unitario de la energía, definido como el cociente entre el CAD calculado anteriormente y la demanda del SIN.

Figura 13: Costo unitario de la Energía.



Fuente: Elaboración propia, basado en datos de Memoria Anual de UTE y UTE en cifras.

Se aprecia que a partir de la fuerte integración de energía renovable (2015 en adelante), las oscilaciones del costo medio de la energía son significativamente menores que en años anteriores, en que la variabilidad hidrológica y el precio del barril de petróleo eran factores de volatilidad.

4.7. Restricciones Operativas

Se define como Restricción Operativa (RO) por Exceso de Generación a las limitaciones a la generación en situaciones en que, de no aplicarse la reducción, la generación total superaría el valor de la demanda de energía (demanda de Uruguay más exportación) menos el margen de reserva y forzamientos definidos por ADME para la operación segura del Sistema Interconectado Nacional.

De acuerdo con los contratos de compraventa de energía eólica y solar fotovoltaica que tiene firmado UTE, este tipo de generación siempre que haya recurso disponible se debe despachar. En las horas del día en que por razones de baja demanda se debe reducir esa generación, la misma igualmente debe ser pagada. ADME es la encargada de calcular el pago asociado a estas restricciones operativas. Para ello, ADME ha elaborado un modelo de cálculo que está disponible para los Agentes del Mercado y los cálculos de las RO son informados a los generadores

Tabla 6: Histórico anual de Restricciones Operativas de generación eólica y solar fotovoltaica.

Eólica y Solar Fotovoltaica	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Generación entregada al SIN (GWh)	2114	3146	4020	5096	5112	5879
Restricciones Operativas (GWh)	1	59	1119	547	332	48
Generación total (GWh) ¹¹	2115	3205	5139	5643	5444	5927
Generación eólica y solar reducida (%) ¹²	0	1.8	21.8	9.7	6.1	0.8
MUS\$	0.05	3.8	76.3	38.7	23.3	0.8

Fuente: Elaboración propia basado en datos de la Administración del Mercado Eléctrico y Memoria Anual de UTE.

¹² La Generación eólica y solar reducida es el cociente entre la energía asociada a las Restricciones Operativas y la Generación total.

¹³ La Generación total eólica y solar fotovoltaica es la suma de la entregada al SIN y la asociada a las Restricciones Operativas.

En la Tabla 6 se muestra el histórico anual de las RO de la generación eólica y solar fotovoltaica. Se observa que, en el año 2017, representaron un porcentaje alto de la generación eólica y solar fotovoltaica que está asociado a una buena hidráulicidad y dificultades en el comercio internacional de energía con Argentina.

4.8. Costos de Falla y Riesgo de Racionamiento

El Artículo 176 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica define falla y costo de racionamiento como: *“Se entiende por falla al desabastecimiento ocurrido por un racionamiento prolongado, y por costo de racionamiento al costo de la energía no abastecida. Este costo puede variar en función de la profundidad de la falla.”*

Por otro lado, el Artículo 177 establece que el costo de las unidades de falla y el nivel de racionamiento asociado son fijados por el Poder Ejecutivo. Los valores iniciales del RMMEE fueron los que se detallan en la Tabla 7:

Tabla 7: Unidades de falla originales establecidas en el RMMEE.

	Primera unidad falla	Segunda unidad falla	Tercera unidad falla	Cuarta unidad falla
Profundidad (% Demanda)	5%	7.5%	7.5%	80%
Costo Variable (US\$/MWh)	140	400	1200	2000

Fuente: Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Posteriormente, debido al incremento en el precio del barril de petróleo, el costo variable de la primera unidad de falla era más bajo que el costo variable de las centrales térmicas del país. Por esta situación, el Decreto N° 121/007 del 30 de marzo 2007 “Modificación del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y Asignación de Nuevos Cometidos para el Grupo de Trabajo sobre Marco Regulatorio Eléctrico” modifica el costo de la primera unidad de falla llevándolo a 250 US\$/MWh.

La misma situación se presentó en 2012, en que los costos de algunas de las centrales térmicas estaban por encima de los 250 US\$/MWh. El 2 de abril de 2013 se promulga el Decreto N° 105/2013 “Modificación del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica” que determina nuevos costos y profundidades de las unidades de falla que al 2020 siguen vigentes (Ver Tabla 8).

Tabla 8: Unidades de falla vigentes al 2020.

	Primera unidad falla	Segunda unidad falla	Tercera unidad falla	Cuarta unidad falla
Profundidad (% Demanda)	2%	5%	7.5%	85.5%
Costo Variable (US\$/MWh)	10% superior a la Central Térmica de Respaldo	600	2400	4000

Fuente: Decreto N° 105/2013.

El costo de falla es uno de los parámetros más importantes a tener en cuenta en los estudios de planificación energética y despacho económico ya que determina cuánto está dispuesto a pagar el país para abastecer la demanda de energía eléctrica y la valorización del agua en las represas (principalmente Terra).

La primera unidad de falla de profundidad actualmente 2% de la demanda está asociada a ahorros voluntarios y la segunda unidad que es un 5% por encima del 2% de la primera unidad a ahorros obligatorios de energía de la población.

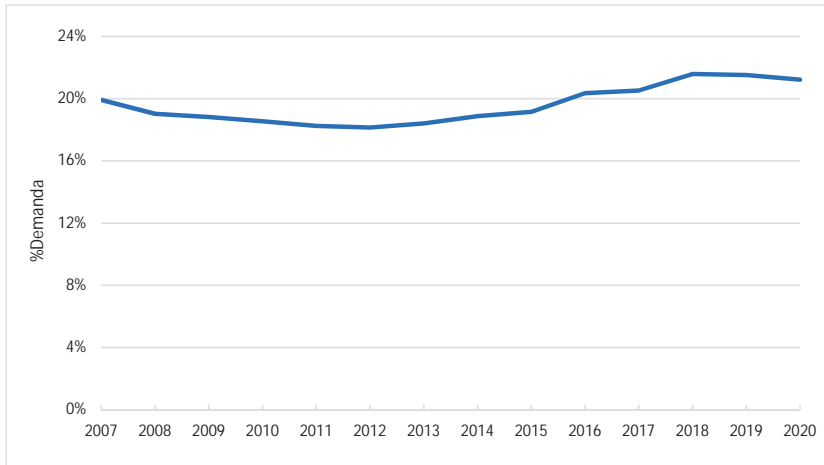
Se observa que, en años de sequía como fueron 2008, 2009 y 2012, se importó energía a precios por encima de la primera unidad de falla.

4.9. Facturación de Energía y Pérdidas Técnicas y No Técnicas

La energía efectivamente facturada en el período de análisis ha aumentado en menor medida que la demanda del SIN debido a un incremento en las pérdidas técnicas y no técnicas en los últimos años (Ver

Figura 14). Se estima que las pérdidas corresponden entre 3 a 4% pérdidas técnicas de trasmisión, 8 a 10% pérdidas técnicas de distribución y el resto pérdidas comerciales (principalmente robos de energía).

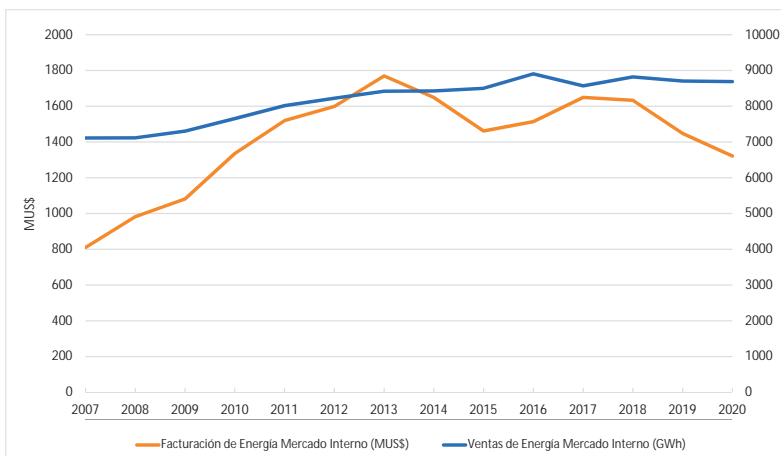
Figura 14: Pérdidas técnicas y no técnicas.



Fuente: Elaboración propia basado en datos de UTE en cifras.

En la Figura 15 se muestra la energía vendida y facturada en el mercado interno (curva azul, eje derecho) y la facturación asociada a esa energía en millones de dólares (curva naranja, eje izquierdo).

Figura 15: Venta (GWh) y Facturación¹⁴ de Energía en el Mercado Interno (MUS\$).



Fuente: Elaboración propia, basado en datos de UTE en cifras.

¹⁴ La facturación de energía de la gráfica incluye cargos por energía, cargo fijo y potencia contratada. No incluye impuestos.

Se puede apreciar que en el período 2007-2013, hubo un incremento continuo en la facturación en MUS\$ y a partir de 2013 comienza a disminuir con oscilaciones. La facturación en 2020 en MUS\$ fue similar a la de 2010, pero con una venta de energía del orden del 14% mayor.

4.10. Fondo de Estabilización Energética

El Fondo de Estabilización Energética (FEE) fue creado por el artículo 773 de la Ley N° 18.719 de 27 de diciembre de 2010 y se reglamentó con el Decreto N° 442/011, con el objetivo de reducir el impacto de los déficits hídricos en el balance de UTE asociados a los sobre costos del entorno de 500 MUS\$ de las importantes sequías de los años 2008 y 2009.

El FEE fue fundamental para minimizar los riesgos derivados de eventos climáticos adversos y avanzar en la diversificación de la matriz energética. Al momento de su creación, la potencia instalada en el país era de 2690 MW y seis años después ya se ubicaba en los 3912 MW, evolución que está asociada a la incorporación de energías renovables no convencionales. Posteriormente, en el año 2014 se modifica el Decreto N° 442/011 por el Decreto N° 305/014, donde se define el Valor de Cobertura del Fondo (VCOF) “como el valor en dólares correspondiente al costo anual de abastecimiento de la demanda, que no es excedido con probabilidad 85% menos el valor esperado de dicho costo”.

Debido a la integración de energía renovable a la matriz eléctrica, el monto necesario para cubrir las contingencias de situaciones hidrológicas adversas fue disminuyendo. En el período diciembre 2017 a noviembre 2018 la Administración del Mercado Eléctrico determina que el VCOF asciende a 71 MUS\$.

En junio de 2018 el FEE contaba con aproximadamente 300 MUS\$, este monto representa aproximadamente 4 veces lo requerido por el VCOF

para ese período. Dado la discrepancia entre las necesidades reales del fondo de contingencia y el monto del FEE, se decidió reducir el FEE al VOCHF más un 50% adicional. De esta forma, en 2018 se transfirió a rentas generales 194 MUS\$ por concepto de excedentes del FEE.

4.11. Gas Natural

Desde noviembre de 2002 se encuentra en servicio el Gasoducto Buenos Aires - Montevideo. El concesionario uruguayo Gasoducto Cruz del Sur es el encargado de proyectar, construir y operar dicho gasoducto. Prácticamente desde sus orígenes, debido a la crisis energética de Argentina, el gasoducto ha estado muy por debajo de su capacidad nominal y ha enfrentado grandes dificultades en el abastecimiento, incluso de esa pequeña demanda.

Uno de los objetivos particulares de la Política Energética 2005-2030 refiere a “Buscar los caminos para intensificar la participación del gas natural en la matriz uruguaya de manera robusta y a un precio competitivo, tanto a nivel residencial como industrial y, eventualmente, para el transporte u otros usos.”

En el año 2010, se crea la sociedad Gas Sayago S.A. integrada por UTE (79.35%) y ANCAP (20.65%) con el objetivo de desarrollar estudios de ingeniería, ambientales, económicos, financieros y regulatorios para la factibilidad de la instalación de una planta regasificadora en Uruguay, así como su posterior construcción, operación y mantenimiento (O&M), y la compra, transporte, almacenamiento de GNL y la comercialización del gas natural proveniente de su regasificación.

El proyecto, que se inicia previo a la masiva integración de energía eólica, fue de interés para UTE, ya que todo indicaba que la central de ciclo combinado que se iba a construir iba a operar con un alto factor de planta. Además, existían negociaciones con Argentina que iba a compartir

los costos fijos asociados a la regasificadora, posición que fue cambiando a lo largo del proyecto. Se realizaron diversos estudios de evaluación económica del proyecto de instalación de la planta regasificadora con diferentes escenarios con un horizonte de tiempo de veinte años. Dichos estudios fueron realizados considerando precios de los hidrocarburos asociados a un barril de petróleo del entorno de 100 US\$/bbl, con análisis de sensibilidad al alza y baja¹⁵.

Por otra parte, se realizaron consultorías internacionales para determinar la ubicación y características de la infraestructura a desarrollar. Por último, se realiza un proceso competitivo y, en 2013, se adjudica la obra a la empresa GNLS y OAS. Por diversos motivos, entre ellos dificultades asociadas a la empresa OAS en Brasil, GNLS rescinde el contrato con OAS y finalmente GNLS se retira del proyecto.

En la actualidad, la participación de combustibles fósiles para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica es muy baja. El proyecto de la regasificadora dejó de tener sentido económico, ya que el principal consumidor sería el sector eléctrico que actualmente se abastece en una proporción significativa con ERNC.

5. Tarifa y tipos de clientes

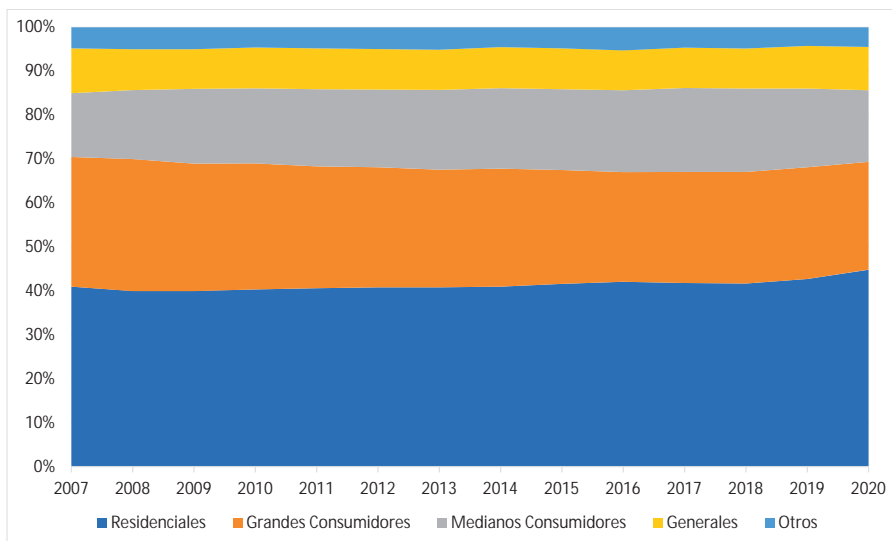
5.1. Energía y tarifa media por tipo de cliente

El régimen tarifario al 2020 está dividido en diferentes tipos de clientes, los más relevantes son los clientes Residenciales, Grandes Consumidores, Medianos Consumidores y Generales. En la Figura 16 se muestra la participación porcentual de la energía vendida por categoría de clientes¹⁶.

¹⁵ Varios de estos estudios estaban disponibles en el sitio web del MIEM.

¹⁶ "Otros" incluye los clientes de Alumbrado Público, Zafra Estival, Agentes del Mercado, Autoconsumo y consumo asociado a las centrales hidroeléctricas.

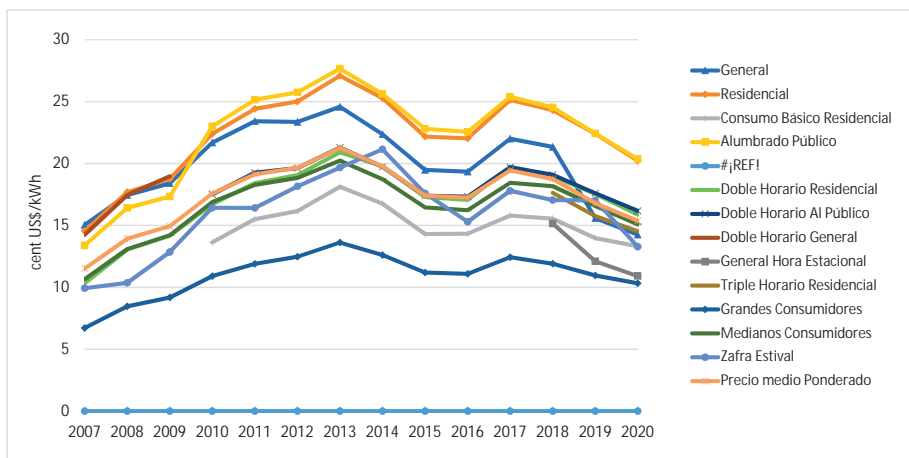
Figura 16: Participación porcentual de la energía vendida por tipo de cliente.



Fuente: UTE en cifras

Los clientes Residenciales son los principales consumidores de energía del país, y su participación se ha incrementado de 41% en 2007 a 45% en 2020¹⁷ y en contrapartida ha disminuido la de los Grandes Consumidores de 30% en 2007 a 25% en 2020.

Figura 17: Precio medio¹⁷ de venta en el mercado interno por tipo de cliente (cent US\$/kWh).



Fuente: UTE en cifras

17 El incremento en la participación de los clientes Residenciales en 2020 está influenciado por el efecto del COVID-19.

18 El precio medio de la energía incluye cargos por energía, cargo fijo y potencia contratada. No incluye impuestos.

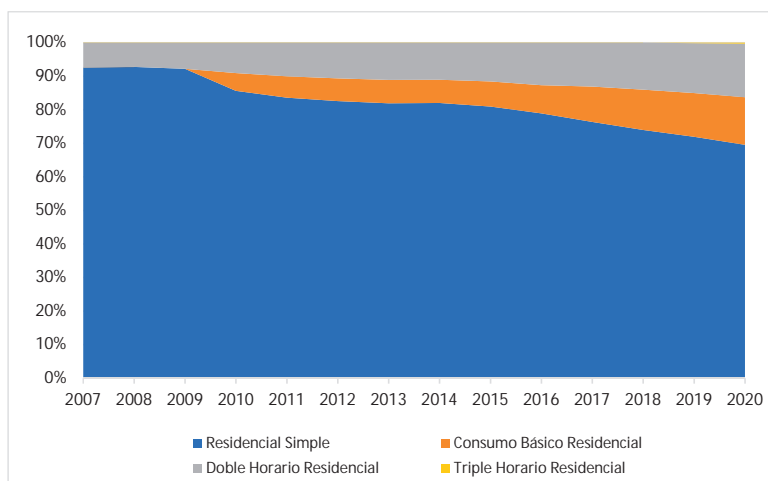
En la Figura 17, se muestra la evolución de los precios promedio por año de venta de energía en el mercado interno en centavos de US\$/kWh y por tipo de cliente. Se puede apreciar que dichos precios medios de energía crecieron hasta un máximo en 2013 para volver a decrecer hasta el año 2020, donde se encuentran en valores intermedios entre 2009 y 2010.

Se destaca que el precio medio de la energía de los Grandes Consumidores es sensiblemente menor al de los Residenciales Simples y Generales, e incluso de los Medianos Consumidores, debido a la existencia de subsidios cruzados entre las tarifas.

5.2. Tarifas Residenciales

Como se mencionó anteriormente, el sector residencial al 2020 representa aproximadamente un 45% de la energía vendida. Dentro de la categoría de clientes Residenciales al 2020 existen 4 opciones tarifarias: Residencial Simple, Consumo Básico Residencial, Residencial Doble Horario y Residencial Triple Horario. En la Figura 18 se muestra la distribución del consumo de energía de los clientes residenciales según el tipo de tarifa.

Figura 18: Distribución del consumo de energía de los clientes residenciales según el tipo de tarifa.



Fuente: UTE en cifras.

Se puede apreciar claramente que hubo una reducción porcentual

en la participación en el consumo de los clientes con Tarifa Residencial Simple, que en 2007 representaba el 93% del consumo residencial y al 2020 representan el 70%. Esta reducción está asociada, por un lado, al incremento en la participación de clientes con Tarifa Doble Horario Residencial que al 2007 era el 7% y al 2020 representa el 16% y, por otro lado, a la introducción en 2010 de la Tarifa de Consumo Básico (TCB) Residencial que ha incrementado sistemáticamente su participación.

Debido a la reglamentación vigente, no es posible tener tarifas eléctricas según el nivel económico de la población. En algunas situaciones especiales, UTE aplicaba descuentos a las tarifas residenciales en asentamientos/clientes de bajos recursos. Con el fin de beneficiar a la población económicamente más vulnerable y partiendo de la premisa de que un consumo de energía eléctrica en forma eficiente debería ser del entorno de 150 a 200 kWh, es que se crea la TCB. En el Decreto N° 40/010 “Fijación de Tarifas de UTE. Febrero 2010” se establecen las siguientes condiciones a esta Tarifa: Los titulares deben tener un único suministro, Potencia contratada menor o igual a 3.7 kW, No podrán superar más de dos veces 230 kWh/mes en los últimos doce meses (año móvil), El cargo mensual incluye el consumo de hasta 100 kWh/mes. La adhesión a esta tarifa fue relativamente alta, aunque se observa que muchos hogares unipersonales de medio y altos ingresos se han acogido a esta tarifa.

A su vez, en el año 2019 se crea la Tarifa Residencial Triple Horario con un incentivo fuerte al consumo fuera de las horas de punta, y en particular, al consumo en las horas de valle (00:00 a 07:00 hs). A fines de 2020, la adhesión a esta tarifa ha sido baja.

5.3. Tarifas de Grandes y Medianos Consumidores

Las Tarifas Reguladas de los Medianos y Grandes Consumidores son exclusivamente en triple horario, con las siguientes franjas horarias:

- Horas Punta: de 18:00 a 22:00 hrs
- Horas Llano: de 07:00 a 18:00 y de 22:00 a 24:00 hrs
- Horas Valle: de 00:00 a 07:00 hrs

Estas tarifas tienen por objetivo desplazar consumos de horas de punta (precio alto) a horas de valle (precio más bajo) o al menos a horas de llano (precio intermedio).

Estos tipos de clientes están fuertemente asociados a actividades industriales o comerciales de gran porte que en algunos casos dificultan el traslado de consumo a horas de valle.

Se observa que, pese a los esfuerzos realizados para mitigar el crecimiento del máximo de consumo de energía eléctrica a través de señales tarifarias para evitar inversiones en redes de transporte, los máximos de consumo han crecido en igual proporción que la demanda de energía eléctrica (crecimiento de 27% demanda y 28% picos de consumo).

6. Reflexiones acerca de la primera transición energética

A partir de la información presentada y analizada en el primer capítulo de este estudio, es posible realizar las siguientes reflexiones sobre la evolución y la situación actual del sistema eléctrico nacional.

- Un primer aspecto para resaltar es el cambio estructural que ha tenido la matriz eléctrica en Uruguay, a partir de la promulgación de la Política Energética 2030, promoviendo la generación de electricidad de fuentes renovables no convencionales (biomasa, solar y eólica) que le ha permitido avanzar notoriamente en una mayor independencia energética. Como consecuencia se ha estabilizado y reducido el costo del abastecimiento de la demanda y las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas. Esta situación ha contribuido a mejorar el entorno de los negocios y la

competitividad de la producción de bienes y servicios que se desarrollan en el país.

- Dicho cambio en la matriz eléctrica no solo permitió nuevas inversiones en el sector de energía, sino que es posible afirmar que generó un cambio de paradigma del sector. Se apostó fuertemente a la autonomía energética y actualmente el país ofrece a quién se instale un atributo muy importante, disponer de electricidad renovable casi en su totalidad, a un precio competitivo. Esta situación, posiciona bien a Uruguay a nivel regional y mundial, aspecto que se ve reflejado en índices internacionales de competitividad y de producción de energías limpias, favoreciendo el desarrollo de nuevas inversiones y el acceso a mercados. Producir con bajas emisiones de efecto invernadero pasa a ser un activo que, de una u otra manera, en la nueva agenda mundial, afecta a prácticamente a todos los sectores.

- El sistema eléctrico ya no cuenta con posibles riesgos de racionamiento asociados a condiciones hidrológicas adversas, ni necesidad de importar energía a precios elevados. A su vez, desde 2015, Uruguay se ha constituido en un país exportador neto de energía eléctrica, aún en condiciones hidrológicas adversas, como fueron las de 2020 y 2021, dándose importaciones ocasionales por conveniencia de precios.

- En relación con el consumo de energía, se incrementó la participación de clientes residenciales de 41% en el 2007 a 45% en 2020, mientras que disminuyó la participación de los grandes consumidores de 30% en 2007 al 25% en 2020. La participación de los medianos consumidores presentó oscilaciones en el período, pero se mantiene en el orden del 15%. Se ha promocionado el uso de tarifas doble horario y triple horario con destino al sector residencial; además, se creó la tarifa subsidiada de consumo básico residencial orientada a clientes con bajo consumo, y se han dado señales claras a los medianos y grandes consumidores para

orientar su consumo en horas de valle. Pese a todas estas medidas, no ha sido posible aplanar la curva de carga ya que el pico de consumo ha crecido en igual proporción que la demanda.

- El recurso hidroeléctrico en Uruguay presenta gran variabilidad en el largo plazo, mientras que la generación eólica y solar presenta variabilidad de corto plazo, siendo estable en el mediano y largo plazo. Dicho comportamiento indica que en horas de mucha generación de ERNC se puede almacenar agua en los embalses y, en contrapartida, la baja de generación de ERNC se puede mitigar con generación hidroeléctrica. Lo anterior genera, a su vez, oportunidades para promover el desarrollo de demandas flexibles, que se adapten a la intermitencia de las renovables, que consuman energía cuando el costo marginal del sistema sea bajo, especialmente cuando haya excedentes de generación y que dejen de consumir cuando no se cumple esta condición (que sea interrumpible).

- Las pérdidas de energía disminuyeron sostenidamente en el período 2007 a 2012, llegando a valores del orden del 18%, a partir de ahí comienzan a aumentar y al 2020 son del orden del 21 a 22%. Estas pérdidas se estiman que la mitad corresponden a pérdidas técnicas y la otra mitad a hurtos de energía. Estas pérdidas técnicas y no técnicas representan anualmente varios millones de dólares para el país. Asimismo, se ha avanzado en el programa de eficiencia energética, sobre todo en el etiquetado del equipamiento eléctrico y en el desarrollo de empresas de servicios energéticos (ESCOs).

Teniendo en cuenta las conclusiones anteriores, se puede afirmar que Uruguay logró transitar la primera transición energética (sustitución de energía eléctrica térmica e importaciones, por energías renovables autóctonas) cumpliendo su objetivo de bajar costos, aumentar la resiliencia del sistema eléctrico, producir su propia energía y bajar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Capítulo 3. Mirando hacia el futuro: agenda para la segunda transición energética

En este tercer capítulo del estudio, se desarrollan algunas de las principales aristas de la agenda para la segunda transición energética, incluyendo la actualización de la política energética y marco regulatorio, aprovechamiento de los excedentes de energía eléctrica, movilidad eléctrica, almacenamiento, hidrógeno verde, sustitución del GLP, electrificación de la industria, entre otros.

1. Actualización de la Política Energética de Largo Plazo y del Marco Regulatorio

1.1. Actualización de la Política Energética de Largo Plazo

La política energética vigente (“Política Energética 2005-2030”, aprobada en 2008), descrita en la Sección 2.3.1, fue un hito fundamental para la primera transición energética. Pasados más de 15 años de las conversaciones que iniciaron esta política, existe una necesidad de actualizarla y acordar una nueva política energética de largo plazo (por ejemplo, a 2050), para que la segunda transición energética pueda ser exitosa, como lo fue la primera.

Se recomienda, en primer lugar, realizar una evaluación de la política energética 2030, destacando objetivos cumplidos e incumplidos con sus debidos fundamentos, que sea el punto de partida para la actualización o creación de la nueva política energética de largo plazo.

La política energética 2005-2030 cuenta con tres secciones:

- Lineamientos Estratégicos: definen los grandes ejes conceptuales de la política energética.
- Metas a alcanzar: en el corto (5 años), mediano (10 a 15 años) y largo (20 años y más) plazo.
- Líneas de Acción: necesarias para alcanzar dichas Metas.

En efecto, la misma política establece que: *“Mientras que los Lineamientos Estratégicos y las Metas (fundamentalmente las de mediano y largo plazo) deberían trascender a un gobierno, por lo que es deseable que tengan un amplio acuerdo entre todos los partidos políticos, las Líneas de Acción resultan más dinámicas y deben reverse con periodicidad, a la luz de los Análisis de Situación, los cuales deben repetirse con regularidad”*.

A grandes rasgos, los *“Lineamientos Estratégicos”* de la política vigente siguen siendo pertinentes, aunque algunos aspectos valdrían la pena rediscutir. Por ejemplo, respecto al “Eje Institucional”, dado que en Uruguay se está fortaleciendo el rol del regulador del sector (URSEA), tendría sentido que además de regular en temas de seguridad, calidad y defensa del consumidor, y posterior fiscalización, sea también el organismo que determine técnicamente las tarifas. Esto estaría más alineado con las mejores prácticas internacionales, y quitaría discrecionalidad a la hora de determinar tarifas por parte del Poder Ejecutivo. Respecto al “Eje de la Oferta de Energía”, intensificar la participación del gas natural en la matriz uruguaya puede ya no ser tan deseado, dados los objetivos climáticos que se está trazando el país, y la problemática en obtener suministro firme y a costo económico, aparejado a otros factores también descritos en la Sección 2.4.11 de este estudio.

Respecto a las *“Metas a alcanzar”*, las de corto plazo han sido prácticamente todas alcanzadas. Por ejemplo, se trazaba alcanzar 50% de la matriz de energía primaria total con fuentes autóctonas renovables y

según datos del BEN en 2020 se alcanzó 61.2%, y si bien la electrificación del país no alcanzó 100%, se encuentra en valores próximos (Política Energética 2005-2030). Por ello, es imperante trazar “nuevas metas de corto plazo” (por ejemplo, a 2030), con objetivos ambiciosos de continuar la descarbonización de la matriz de energía primaria como, por ejemplo, el porcentaje de vehículos eléctricos respecto al total del parque automotor. Respecto a las metas de mediano plazo, algunas ya no parecen pertinentes para la realidad del país, como la búsqueda de petróleo y gas en territorio nacional, o el uso de gas natural, por lo que deben re-evaluarse y actualizarse (para, por ejemplo, 2040). Los fundamentos de las metas de largo plazo actuales son buenos por lo que a grandes rasgos podrían permanecer (para, por ejemplo, 2050), revisando metas de ahorro por sustitución de fuentes y eficiencia energética, con un nuevo escenario tendencial, y agregando también metas ambientales, entre otros.

Las “*Líneas de Acción*” también continúan siendo vigentes en sus fundamentos, pero deben actualizarse a la nueva realidad y a los nuevos objetivos que se trace la nueva política energética.

Finalmente, se destaca que la Política Energética 2005 a 2030 estuvo concentrada en la oferta y en las empresas estatales. Se recomienda poner foco ahora en los requerimientos de los consumidores (demanda), y en la competitividad del país.

1.2. Implementación del esquema regulatorio y actualización del marco normativo

A fines del siglo XX, era imposible vislumbrar el profundo cambio que ocurriría en el sector eléctrico en las dos primeras décadas del siglo XXI. Aparejado a las reformas de esquemas (o modelos) regulatorios llevadas a cabo principalmente en la década de 1990 en diversos países alrededor del mundo (Foster & Rana, Rethinking Power Sector Reform

in the Developing World., 2020), se dio la revolución de las energías renovables y los recursos energéticos distribuidos.

Uruguay reformó el esquema regulatorio de su sector eléctrico mediante las leyes y decretos mencionados en la Sección 2.2. El nuevo marco normativo preveía migrar, de un modelo regulatorio de empresa verticalmente integrada (monopolio en todas las actividades de la cadena: generación, transmisión, distribución y comercialización), a un esquema de mercado en competencia donde generadores individualmente decidirían la expansión de la generación, y contratarían directamente con consumidores y comercializadores (Schittekatte, Batlle, & Rossetto, 2020). A grandes rasgos, se pensó pasar de un sistema con decisiones de carácter centralizado, a uno con decisiones individuales de mercado.

Se diseñó para este fin un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) con libre acceso a la red de transmisión, donde la actividad de generación se encontraría en competencia con productores de capital público y privado, las actividades de transmisión y distribución consideradas monopolio natural bajo regulación, grandes consumidores libres firmando contratos con generadores, comercializadores de energía también en competencia, un administrador del mercado eléctrico y un regulador independiente. A su vez, establecía mecanismos de remuneración de capacidad, mediante un esquema de garantía de suministro.

Sin embargo, por diversos motivos que exceden al objeto de este estudio, los decretos reglamentarios fueron implementados tan solo parcialmente, no logrando introducir la lógica de mercado a la realidad nacional.

En la actualidad, en Uruguay hay un esquema de “comprador único” donde la totalidad de la energía eléctrica es comprada por UTE, no registrándose contratos en el mercado entre terceros. Se preveía un cierto grado de separación parcial donde la empresa firmaría contratos entre sus

distintas actividades (“convenios internos”), que transparentaran costos y precios de transferencia, pero eso no sucedió.

Las decisiones de expansión del sistema de generación permanecieron de carácter centralizado; los parques de generación de fuentes eólica y solar fotovoltaica, y en menor medida biomasa, de capital privado, fueron desarrollados principalmente por exhortos del poder ejecutivo, con contratos de compra/venta con UTE. Se puede decir entonces que hubo “competencia por el mercado” pero no “competencia en el mercado” (Vignolo, Zilli, & Oroño, Agosto 2014). Bajo diversas modalidades contractuales y societarias (incluyendo fideicomisos, leasings operativos y asociación con Electrobras), UTE desarrolló parques eólicos y solares fotovoltaicos propios, mientras que las grandes centrales generadoras a partir de biomasa siguieron decisiones de carácter industrial (UPM y Montes del Plata).

Es importante contar con un marco regulatorio que acompañe los cambios tecnológicos, que cada vez se desarrollan con mayor rapidez en el mundo, quitando barreras a la entrada de forma de permitir dinamismo, inversión, eficiencia y traspaso de beneficios al usuario final. En este sentido, la normativa debe permitir que el sector privado innove asumiendo riesgos, evitando que el estado uruguayo tome riesgos en inversiones significativas en tecnologías específicas que luego puedan no resultar fructíferas.

Se sugiere entonces implementar un grupo de trabajo interinstitucional de implementación del esquema regulatorio vigente. En la actualidad, hay una inconsistencia entre el esquema de mercado definido en el marco normativo, y el esquema de comprador único que se observa en la realidad. Sería útil para este fin, desarrollar un análisis exhaustivo de las barreras a la entrada que no han permitido la implementación del mismo.

Por otro lado, la reglamentación solo preveía la generación térmica e hidroeléctrica, y por ello, para poder desarrollar la generación de origen eólico y solar fotovoltaica y, en menor medida, la generación con biomasa,

fue necesario promulgar diversos decretos y resoluciones. Pese a los avances realizados, todavía hay vacíos regulatorios.

Se sugiere actualizar el marco normativo para que contemple los cambios de las dos décadas pasadas desde su promulgación. Un paso en esta dirección, sería reconocer potencia firme a las nuevas tecnologías y a la energías renovables no convencionales (como se ha reconocido a la hidroeléctrica), dado que han contribuido a la firmeza del sistema, como ha demostrado la ADME en diversos estudios (ADME, 2016).

Se han formado diversos grupos interinstitucionales en la última década, y se han contratado consultorías, pero no se ha logrado alcanzar consenso respecto a qué metodología implementar para dicho reconocimiento de potencia firme. Se recomienda trabajar sobre las propuestas existentes, formuladas por los diversos actores, intentando lograr consensos, y una hoja de ruta para su implementación.

Vale la pena hacer énfasis en que el abordaje de todas estas áreas es complejo, debido a intereses opuestos entre los distintos actores, y al rol que históricamente han tenido las distintas instituciones en el país (Paganini, Perroni, Tierno, Blanco, & de Haedo, 2015). Por este motivo, es necesario que haya consenso de todos los partidos políticos, y se involucre a los diversos actores del sector energético en el proceso: MIEM-DNE, UTE, ANCAP, ADME, URSEA, generadores privados y consumidores.

1.3. Determinación de la tarifa técnica

A nivel internacional, se destaca la importancia de que la tarifa eléctrica sea determinada de forma técnica, transparentando costos y subsidios, asegurando la sustentabilidad económica de la empresa eléctrica y estableciendo criterios que fomenten la eficiencia, transfiriendo parte de esta a los usuarios finales.

En Uruguay, los decretos reglamentarios del 2002 determinaron el proceso de fijación de la tarifa eléctrica a usuarios finales en Uruguay, creando mecanismos de eficiencia tanto en la generación como en las actividades de redes, y definiendo como los distintos costos se transfieren a la tarifa de los consumidores.

Sin embargo, la tarifa actual en Uruguay no sigue esos criterios, sino que responde a los costos esperados por la empresa eléctrica para el año siguiente, junto con criterios fiscales y macroeconómicos. También se estipulaban procesos de revisión tarifaria periódicos que no están siendo cumplidos. Esto no ha incentivado la eficiencia, y no ha permitido el traspaso de beneficios de la primera transición energética a los consumidores finales. Además, las tarifas cuentan actualmente con subsidios cruzados entre diferentes clases tarifarias, lo que es desaconsejado en la literatura internacional.

Este proceso requerirá un esfuerzo interinstitucional, como el mencionado en el punto anterior, y puede necesite de cambios regulatorios, en caso de que el diagnóstico sugiera alternativas más eficientes para la determinación tarifaria, dado que han pasado prácticamente dos décadas desde que los reglamentos fueron establecidos.

1.4. Definición del modelo de negocios de la empresa eléctrica del futuro

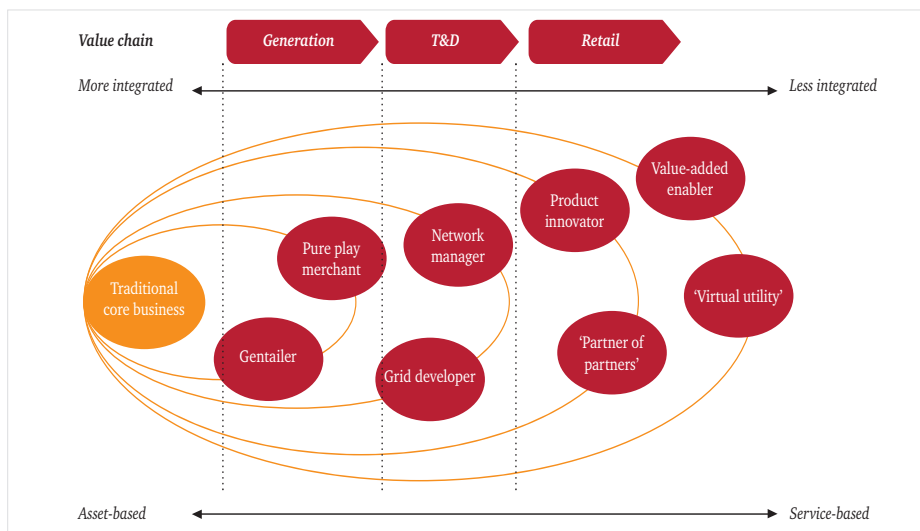
El nuevo panorama energético ha cuestionado el modelo de negocio tradicional de las empresas eléctricas verticalmente integradas. El mismo ha sido históricamente intensivo en capital, requiriendo una gran cantidad de clientes cautivos para que las inversiones sean rentables. Con la incorporación de los recursos energéticos distribuidos (principalmente generación distribuida, gestión de la demanda y almacenamiento), la dinámica del sector y los actores han cambiado (sobre todo el rol del

consumidor), lo que ha significado en muchos países desarrollados que los proveedores de energía han cambiado sus modelos de negocios a proveedores de servicios energéticos.

En base a la proyección de la dirección futura del mercado y normativa local, desarrollos tecnológicos, prosumidores, participación del sector privado, y grado de competencia, entre otros, las empresas eléctricas tradicionales alrededor del mundo han comenzado a re-definir sus modelos de negocio y sus propósitos, bajo este nuevo paradigma. La revolución de los recursos energéticos distribuidos se va a dar tarde o temprano (cuando los costos alcancen la denominada “grid-parity”), y las empresas deben estar enfocadas en cómo van a interactuar con los agentes cuando esto se dé, y no en tratar de prevenir que esto suceda.

Una de las posibles caracterizaciones de los modelos de negocios adaptados de las empresas eléctricas tradicionales es resumida en la Figura 19. En la misma, se detallan los distintos modelos, ordenados de mayor integración (y basados en activos) a menor integración (y basados en servicios).

Figura 19: Nuevos modelos de negocios de las empresas eléctricas tradicionales.



Fuente: (PwC global power & utilities, 2016)

Por otra parte, en la Tabla 9 se describe conceptualmente las principales características de cada uno de estos modelos de negocios, potenciales competidores y riesgos.

Tabla 9: Descripción de los nuevos modelos de negocios de las empresas eléctricas tradicionales.

	Main characteristics	Competitors	Main Risk
Gentailer	Owns generation assets and sells energy (retail).	Third-party owned generation facilities Regulatory modifications to allow DSOs and TSOs to operate energy resources New services offered to engage customer in managing their energy needs	Off-grid situations that will drive customers to partially disconnect from the grid or buy less energy
Pure Play Merchant	Owns generations facilities and sells power in the wholesale market through bilateral agreements with industries and large consumers	Third-party owned generation facilities Distributed generation Development of efficiency generation plants that could properly manage the generation. Distributed generation	Mitigating market risk. Market prices become more volatile with renewable energy generation
Grid developer	Acquisition, development, construction and maintenance of transmission assets. In some cases, it will be natural monopoly.	First-movers in their sector Regulatory reforms that cannot be managed by the grid developer	Meet de current and future needs and plan cost-effective systems in a dynamic energy landscape
Network manager	Operate transmission and distribution assets providing access to generators and energy providers. They may be in charge of coordinating local energy systems, microgrids and traditional distributions grid	Third-party owned generation facilities Regulation may impose the obligation to incorporate independent entities should to assume the traditional DSO roles	Distributed energy may play a role in limiting the scope of work of the network manager
Product innovator	Offers electricity and other energy services 'behind-the-meter' products Empowerment of consumers to interact with the network	Multiple new entrants offering different new products New tariffs schemes offering different type of demand management programs to customers	Keeping operating costs competitive
Partner of partners	Offers electricity, gas, associated energy services and other related services such as: life-cycle EV battery switching, management of net metering-driven grid sell-back, home-related conveniences services, among others.	Multiple new entrants offering different new products	Choose the correct branding and business approach to the consumers. Customers need to identify a utility that can offer other types of services rather than energy-based services.
Value-added enabler	The utility that perform energy data analysis for their customers, identifying energy patterns and issuing recommendations to their consumers	Low priced or free alternatives offered by other players of the energy sector.	Data leakage
Virtual utility	Acts as an intermediary between various distributed systems and the energy markets. Also, they might provide back-up power to consumers.	Retail energy sales New services that increase customer engagement in managing their energy needs	Storage systems which may displace energy needs from utilities

Fuente: (Bastarrica & Irrazabal, 2020)

Como puede observarse, existen diversas modalidades en que las empresas eléctricas tradicionales pueden interactuar con los actores entrantes en mercados desintegrados. No existe un modelo que sea mejor que el resto, sino que los mismos deben ser cuidadosamente escogidos en base a cada realidad local, y el desarrollo esperado de cada sector.

Teniendo en cuenta estas realidades, se recomienda que, junto con la adecuación del esquema regulatorio, se dé también una discusión del rol que se espera de la empresa eléctrica nacional en el esquema regulatorio, consistente con los objetivos de competencia y eficiencia trazados para el sector.

Más allá de las decisiones que se tomen, se sugiere materializar esfuerzos que transparenten costos y precios de transferencia entre las distintas actividades de la empresa verticalmente integrada, que permita el desarrollo de las nuevas tecnologías independientemente de las decisiones centralizadas de la empresa. Esto podría lograrse mediante una “separación funcional” (tipo de separación parcial) entre las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de UTE. Un paso más en esta dirección sería la separación legal de las actividades, que reduciría prácticas discriminatorias, que serían minimizadas en mayor medida incluso mediante una separación propietaria de las mismas.

Un estudio de caso de éxito de una empresa eléctrica integrada verticalmente que transformó su modelo de negocios es Enel, la empresa eléctrica de Italia, que en la actualidad opera en diversos países de la región. La misma reformó significativamente su estructura, en primera instancia a fines del siglo XX cuando penetró la competencia en el mercado italiano, y a partir de 2016 con un cambio significativo en su estructura organizativa, transformándose en la actualidad en una de las empresas multinacionales más importantes del sector a nivel mundial. La empresa ha puesto particular énfasis en la innovación, cambiando sus unidades de negocio con dicho

propósito, fomentando diversos programas de competencia a partir de ideas innovadoras entre sus empleados y distribuidores, convirtiéndose así en la primera empresa en desplegar masivamente medidores inteligentes, y una de las primeras empresas a nivel mundial en invertir en almacenamiento de gran escala, entre otros aspectos.

Vale la pena destacar que, a estos modelos de negocios de las empresas eléctricas tradicionales, se suman los nuevos modelos de negocios de las empresas entrantes enfocadas en recursos energéticos distribuidos, complejizando las interacciones y decisiones, pero a la vez, ampliando el mercado e impulsando la innovación, una mayor productividad y beneficios para los consumidores.

1.5. Definición del modelo de negocios de la empresa de combustibles del futuro

Como ya se ha mencionado, hay un compromiso mundial de reducir a cero las emisiones netas de gases de efecto invernadero hacia 2050 para poder mitigar los efectos de cambio climático. Varios organismos internacionales han desarrollado escenarios energéticos muy ambiciosos para lograr alcanzar el cero neto de emisiones al 2050 (Di Chiara, Inthamoussu, Bastarrica, Ferrés, & Silvarrey, 2022).

En este contexto, en el mediano plazo, se espera que la industria de hidrocarburos, en particular de petróleo y derivados tal como la conocemos, transite un proceso de fuerte reducción de mercado, hasta una eventual desaparición gradual en el largo plazo.

Este proceso implica que las empresas del sector hidrocarburos adapten sus modelos de negocios y diversifiquen sus productos y mercados para poder subsistir. De hecho, a nivel global, las empresas petroleras están comenzando a parecerse cada vez más a empresas eléctricas. Por ejemplo, Royal Dutch Shell está construyendo un parque eólico off-shore en Holanda

y Total está invirtiendo en plantas fotovoltaicas en España y eólicas en Escocia. A su vez, las compañías petroleras están cancelando planes de inversión en nuevos pozos petrolíferos, como por ejemplo BP, que se ha comprometido no explorar petróleo en nuevos países (Times, 2020).

Asimismo, en la medida en que se profundice la transición energética, se espera que comiencen a cerrarse refinerías. Un ejemplo reciente de cierre de refinería única en un país es el caso de Marsden Point, en Nueva Zelanda. A fines de 2021, se confirmó la inversión de entre US\$ 200 y 220 millones para convertir esta refinería en una terminal de importación y almacenamiento de derivados de petróleo en un proceso de conversión de entre 5 y 6 años (RNZ, 2021).

Más adelante en este tercer capítulo del estudio, se presentan propuestas de corto y mediano plazo que tienen un impacto negativo directo en las actividades de ANCAP. Por ejemplo, la penetración de la electromovilidad y la sustitución del GLP, que buscan reducir el consumo de derivados de petróleo, incrementando el consumo de energía eléctrica. De hecho, uno de los proyectos de largo plazo que fue mencionado por el actual ministro de ambiente, es el cierre de la refinería la Teja para el año 2035, en el contexto de la segunda transición energética y la carbono neutralidad trazada para 2050 (LaRed21, 2021).

En el corto plazo, se destaca que se ha impulsado desde el actual gobierno una reforma del sector de combustibles líquidos, buscando incentivar eficiencias en ANCAP, fortalecer el rol del regulador e incrementar la competencia en la distribución secundaria.

En paralelo a estos objetivos trazados, la empresa ha comenzado a planificar para el mediano plazo y largo plazo, una estrategia de diversificación de productos y mercados. En la actualidad, comienzan a destacarse algunas iniciativas en este sentido, por ejemplo, su participación en la estrategia

de hidrogeno verde y en el proyecto piloto que está por licitar el gobierno, que se desarrolla más adelante en este capítulo. Este energético puede abrir nuevas líneas de negocio a la empresa, como la fabricación de diversos combustibles sintéticos verdes (metanol y amoníaco) y la producción de fertilizantes verdes (urea), entre otros.

Se espera entonces que cada vez más UTE y ANCAP se convertirán en competidores directos en algunos mercados, y cooperadores en otros. Por ejemplo, la empresa nacional de hidrocarburos está liderando el programa H2U offshore (programa de hidrógeno offshore en Uruguay), buscando captar inversión privada en energía eólica off-shore, capitalizando estudios previos realizados por la empresa en el mar territorial uruguayo. De concretarse este tipo de proyectos, la realidad global mencionada anteriormente, de empresas petroleras pareciéndose cada vez más a empresas eléctricas, comenzaría a apreciarse también en Uruguay.

2. Gestión de la demanda: aprovechamiento de excedentes de energía eléctrica

Teniendo en cuenta la elevada integración de la energía eólica en el sistema eléctrico del país, un recurso disponible en horas de la madrugada, donde la demanda de energía eléctrica es baja, es muy probable que, al menos en esas horas, se cuente con excedentes de generación en el corto y mediano plazo.

El aprovechamiento de dichos excedentes de generación presenta una oportunidad para generar riqueza en el territorio nacional mediante la incorporación de mecanismos adecuados de gestión e incentivos de la demanda. Ello es posible, ya sea mediante la creación de nuevas demandas en horas de bajo costo del sistema, la flexibilización de demandas existentes, la sustitución de energéticos, el almacenamiento de energía para utilizarla

en momentos de escasez, aspectos estos que deberían ser uno de los pilares de la segunda transición energética.

El primer paso para determinar posibles estrategias para poder aprovechar dichos excedentes es lograr cuantificarlos en el corto, mediano y largo plazo, lo que se detalla en los puntos siguientes.

2.1. Proyección del sector eléctrico a 2030

Según vimos en los capítulos 1 y 2, en Uruguay las empresas públicas cumplen varios roles, que van desde empresas proveedoras de servicios públicos a instrumentos para la ejecución de políticas públicas. Ello se vincula con el tipo de articulación que tienen dentro del esquema institucional del estado y su incidencia en la gestión macroeconómica.

Dada la complejidad del sistema eléctrico uruguayo en el mediano y corto plazo, para analizar las perspectivas al 2030, es necesario realizar simulaciones que capturen en forma adecuada la dinámica del sistema de generación, o sea, las diferentes condiciones hidrológicas, la evolución del régimen de lluvia a lo largo del año, la evolución diaria y anual del recurso eólico y solar, entre otros aspectos. Para ello, en este trabajo se utiliza el modelo de despacho económico y planificación energética SimSEE (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica) utilizado por ADME.

ADME publica dos veces al año el informe de Programación Estacional con las hipótesis del sistema eléctrico para los siguientes 5 años, que incluye la proyección de crecimiento de demanda, entrada y salida de servicio de generación, proyecciones de precios de combustible, disponibilidad de gas natural, perspectivas de comercio internacional, etc. En la Tabla 10 se muestra la proyección de crecimiento de la demanda eléctrica¹⁹ considerada en este estudio.

¹⁹ Datos de la Programación Estacional noviembre 2021 - abril 2022, y se considera un crecimiento de 2.2% anual a partir de 2026.

Tabla 10: Proyección de crecimiento de la demanda.

Año	Demanda (GWh)	Factor de crecimiento (%)
2020	11053	0.18
2021	11193	1.27
2022	11339	1.30
2023	11645	2.70
2024	11924	2.40
2025	12184	2.18
2026	12476	2.40
2027	12750	2.20
2028	13030	2.20
2029	13318	2.20
2030	13610	2.20

Fuente: Elaboración propia basado en datos de ADME.

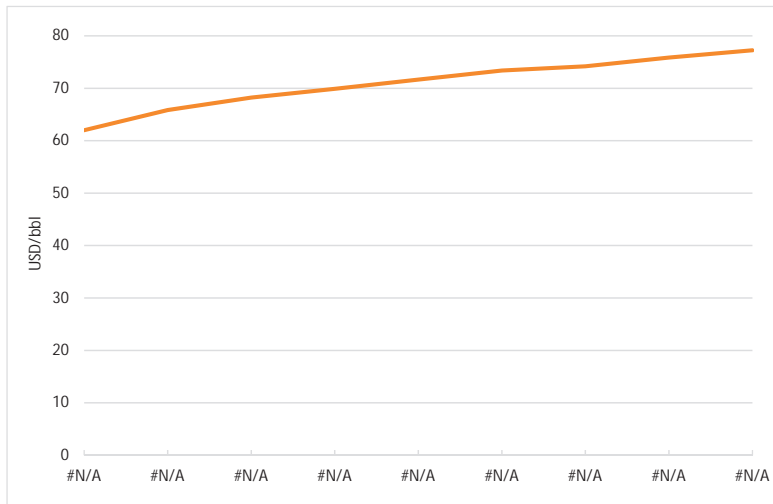
Se espera que en octubre de 2022 entren en servicio aproximadamente 200 MW de generación con biomasa asociada al proceso productivo de UPM 2 que volcará su energía al SIN. Esta nueva generación tiene despacho prioritario y la energía va a ser comprada por UTE. En 2023 entrará en servicio un parque solar fotovoltaico de 50 MW propiedad de UTE, que está asociado a la deuda que tiene Hyundai por los atrasos que hubo en la entrada en servicio del ciclo combinado de Punta del Tigre, y por último en 2028 se considera la entrada en servicio de 100 MW adicionales de capacidad solar fotovoltaica que está asociada a un estudio de la expansión óptima del sistema de generación.

Se considera la proyección del precio del barril de petróleo²⁰ de la Programación Estacional noviembre 2021 - abril 2022 que se muestra en

²⁰ Si bien desde entonces el precio del barril de petróleo ha evolucionado al alza, esto no tiene un impacto significativo en el análisis, dada la predominancia de fuentes renovables en el despacho, y en especial a partir de la entrada en servicio de UPM2. Asimismo, no se esperan expansiones en el parque de generación más allá de las mencionadas.

la Figura 20. Se asume que en los meses de invierno (junio a setiembre) no hay disponibilidad de gas natural, en el mes de mayo la disponibilidad es muy limitada y solo alcanzaría para generar 50MW de generación térmica y el resto de los meses con probabilidad 70% hay disponibilidad para generar hasta 300MW.

Figura 20: Proyección del precio del barril de petróleo.



Fuente: Programación Estacional noviembre 2021 – abril 2022

Por último, para un mejor análisis de potenciales excedentes de generación y desarrollo de nuevas demandas, las simulaciones se realizan considerando: (i) paso de tiempo horario, (ii) no hay posibilidad de exportar e importar energía, y (iii) las optimizaciones/simulaciones del sistema eléctrico se realizan con 1000 crónicas sintéticas.

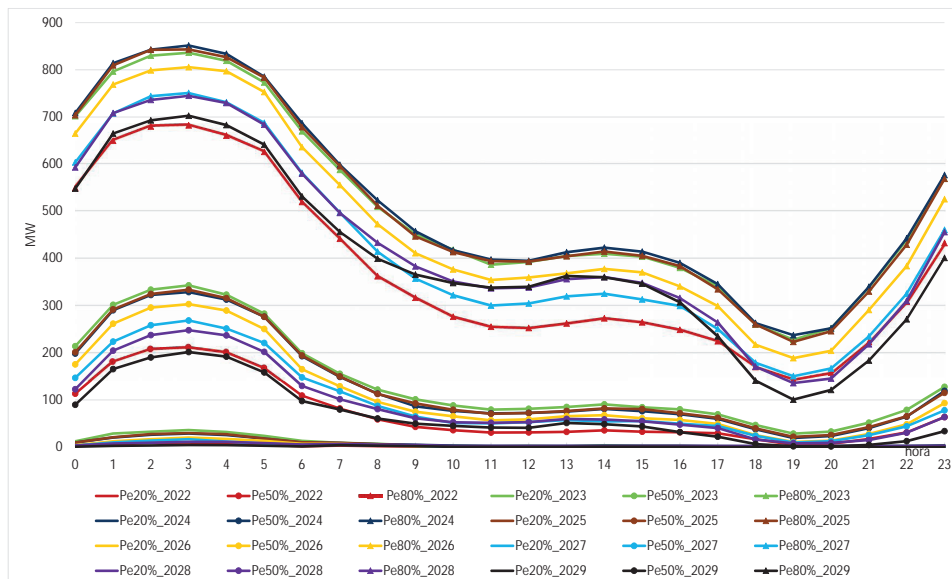
2.2. Resultados de las simulaciones

En la Figura 21 se muestran los resultados de los excedentes medios horarios de generación por año para diferentes probabilidades de excedencia (P_e)²¹. La probabilidad 20% corresponde a hidrologías húmedas y se debe interpretar que con 20% de probabilidad los excedentes de generación van

²¹ Probabilidad de Excedencia (P_e) es la probabilidad de que una magnitud dada de un evento sea igual o mayor a dicho valor.

a ser mayores que los de las curvas correspondientes; la probabilidad 50% está asociada a hidrologías medias e implica que con 50% de probabilidad los excedentes van a estar por encima de la curva correspondiente y, finalmente, la probabilidad 80% está asociada a hidrologías secas.

Figura 21: Análisis de excedentes de generación media horaria para diferentes probabilidades de excedencia.



Fuente: Elaboración propia.

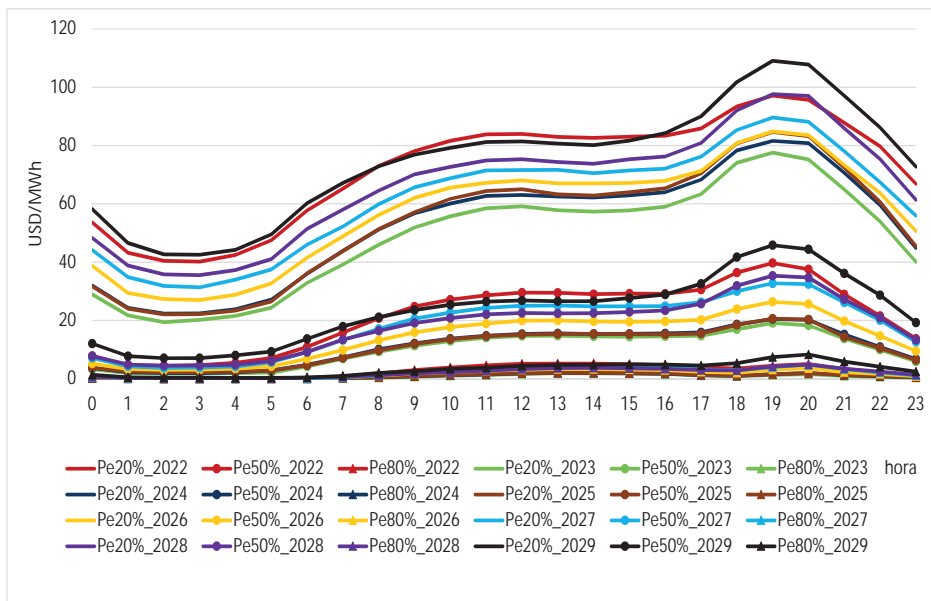
Se observa que en general en las horas de la madrugada la probabilidad de que haya excedentes de generación es mayor y varían considerablemente según la condición hidrológica.

Por otro lado, en la Figura 22 se muestran los resultados de la evolución horaria del costo marginal medio del sistema para diferentes probabilidades de excedencia. Se observa que, en las horas de valle es donde se presentan los menores costos marginales del sistema. Entre la 1:00 y las 5:00 AM, con alta probabilidad los costos se encuentran por debajo de 50 US\$/MWh y con probabilidad media por debajo de 30 US\$/MWh.

De los resultados de las simulaciones se concluye que, en las horas de la madrugada debido a la baja demanda y buen recurso medio eólico,

los costos marginales del sistema son bajos y, además, hay probabilidad relativamente alta de contar con excedentes de generación que es deseable que puedan ser usadas en el territorio nacional. Durante dichas horas se deberían desarrollar los mecanismos adecuados para desarrollar nuevas demandas, como ser una mayor integración de electromovilidad y/o producción de hidrogeno verde, entre otras.

Figura 22: Costo marginal del sistema del escenario T200 para diferentes probabilidades de excedencia.



Fuente: Elaboración propia.

3. Demanda flexible y tarifa en tiempo real

Pese a todos los esfuerzos realizados con las tarifas multi-horario no se ha logrado desplazar todo el consumo deseado de horas de pico a horas de valle y llano. Los resultados de las simulaciones muestran claramente que hay todavía que seguir trabajando para aprovechar los excedentes de generación.

En este sentido, en el corto y mediano plazo, para una gestión de la demanda más eficaz, es deseable desarrollar y promover tarifas en tiempo real. De esta forma, las demandas que son flexibles optimizarían su

operación y se aprovecharían mejor los excedentes y generación de bajo costo.

Por otro lado, a través de las tarifas en tiempo real se pueden desarrollar nuevos tipos de demandas que solo consuman energía cuando la misma sea totalmente renovable y/o solo cuando haya excedentes de generación. Para ello se requiere generar un marco que diferencie las condiciones de contratación de esta nueva demanda flexible, respecto a la demanda firme tradicional.

El desarrollo de tarifas en tiempo real y de demanda flexibles posibilitan: (1) dar flexibilidad y una más eficiente gestión de la demanda, (2) mejorar los costos del sistema, (3) consumir los excedentes existentes, (4) integrar más recursos renovables sin generar nuevos excedentes, (5) aumentar la potencia firme de las ERNC reduciendo la necesidad de instalar generación térmica, y (6) apoyar al sistema con servicios auxiliares (ajuste y balance).

4. Movilidad eléctrica

El impulso de la movilidad eléctrica es una de las principales vías que se han implementado a nivel global para fomentar un sector transporte sostenible y, especialmente, para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y otros contaminantes (acústicos y lumínicos), en el marco de un proceso de cambio profundo debido a la irrupción de nuevas tecnologías en el sector. Los vehículos eléctricos pueden llegar a tener un papel fundamental como recurso energético distribuido en un contexto de electrificación de la economía, integrando movilidad con sistema energético, mejorando la competitividad (Orkestra, 2021).

El sector transporte es el segundo sector con mayor consumo energético en Uruguay. Según el Balance Energético Nacional (BEN) de

2020, el consumo energético de dicho sector ascendió a 1241 ktep que corresponde al 27% del consumo total del país y además es el principal emisor de anhídrido carbónico (CO₂).

Dadas las mejoras en la eficiencia de las baterías, la reducción del precio de las mismas²², que impacta en la baja en los costos de los vehículos eléctricos, sumado a los altos precios internacionales del barril de petróleo, los bajos costos marginales del SIN y una probabilidad alta de contar con excedentes en horas de la madrugada, la electromovilidad es una alternativa competitiva, en determinadas condiciones, comparada con el uso de vehículos convencionales.

Un aspecto importante que se debe tener en cuenta para la masificación de los vehículos eléctricos es la estructura de financiación, dado que los costos de inversión son mayores y la vida útil menor a los de los vehículos convencionales. En contrapartida, los costos de mantenimiento de los vehículos eléctricos son mucho menores, al igual que el costo por km, si se consideran las proyecciones de precios del barril de petróleo de corto, mediano y largo plazo y los resultados de las simulaciones del costo de la energía eléctrica futuro.

En este sentido, la sustitución del transporte público convencional, que realiza varias decenas de km por día, por unidades eléctricas permitiría eliminar el actual subsidio al gas oil, reducir los costos diarios de operación, además de reducir emisiones de GEI y sonoros. Un estudio realizado por el Banco Interamericano de Desarrollo en 2020 (Correa & Di Chiara, 2020) analizó los beneficios asociados a la sustitución del 50% de la flota de transporte público urbano de Montevideo por buses eléctricos desde la óptica de la empresa eléctrica y concluye que hay beneficios para el país

²² El precio total de un paquete de baterías ha descendido desde los 1.160 \$/kWh en 2010 a 156 \$/kWh en 2019, una caída acumulada del 87 % y que aún se espera continúe descendiendo en los próximos años (BloombergNEF, 2019).

en dicha sustitución. En función de estos resultados positivos, se analizan en este estudio los impactos de la sustitución del total del transporte colectivo urbano de Montevideo por ómnibus eléctricos.

Es interesante profundizar este análisis incluyendo nuevas metas de integración de vehículos eléctricos y su impacto en la red eléctrica. También es necesario trabajar en el desarrollo de la infraestructura de carga, de fácil acceso para su utilización y en la normativa asociada, como así también en el efecto económico y técnico del uso de las baterías de los vehículos eléctricos particulares para los clientes con tarifas multi-horario de usar el remanente de energía en las horas de pico para autoconsumo y cargar la batería en horas de valle.

4.1. Proyecto MOVES

Iniciativas como el Proyecto MOVES son clave para lograr seguir avanzando en la eliminación de barreras para un mayor despliegue de electromovilidad.

El Proyecto MOVÉS “Hacia un sistema de movilidad urbana eficiente y sostenible en Uruguay” (URU/17/G32) promueve un sistema de movilidad sostenible, bajo en carbono, eficiente e inclusivo, basado en la mejora de las capacidades institucionales, el desarrollo de una regulación adecuada, la aplicación de tecnologías innovadoras y la promoción de un cambio cultural.

Es financiado por el GEF a través del PNUD y es ejecutado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, en asociación con el Ministerio de Ambiente y Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial y la colaboración de la Agencia Uruguaya de Cooperación Internacional (AUCI).

Las principales líneas de trabajo que abarca este proyecto son:

- Tecnología y normativa de vehículos de bajas emisiones

- Cambio cultural hacia modos colectivos y activos
- Sistema de movilidad más inclusivo y equitativo
- Incentivos para una movilidad eléctrica
- Gestión ambiental de baterías
- Planificación urbana orientada a la movilidad sostenible

Desde su creación se ha subsidiado la compra de buses eléctricos y se ha trabajado en la reglamentación de emisiones y baterías, entre otros aspectos.

4.2. Propuesta de política: sustitución del transporte colectivo urbano de Montevideo

4.2.1. Supuestos y escenarios

La propuesta que se desarrolla seguidamente consiste en el recambio de la flota de ómnibus de transporte urbano convencionales de Montevideo por ómnibus eléctricos, que actualmente ascienden a unas 1500 unidades. Se asume que los ómnibus eléctricos cargan su batería en el horario comprendido entre las 2:00 AM y las 6:00 AM que son las horas de muy bajo servicio de líneas de ómnibus, menor demanda el SIN, muy buen recurso eólico, alta probabilidad de contar con excedentes y bajo costo marginal.

Teniendo en cuenta que la tasa anual de recambio de la flota de ómnibus es del orden de 80 a 100 unidades por año, se consideran dos escenarios de introducción de estas 1500 nuevas unidades. El primer escenario (T100)²³, es un escenario de sustitución normal que considera una tasa de recambio de 50 ómnibus en 2022 y 100 unidades anuales a partir de 2023, y el segundo escenario T200 es un escenario de sustitución

²³ El escenario T100 solo se alcanzan a recambiar 750 unidades al 2030.

acelerada que considera una tasa de recambio del doble de unidades por año respecto al T100.

La incorporación de las unidades de los escenarios T100 y T200 se realiza en forma mensual de acuerdo con los cronogramas de recambio acumulativo que se especifican en la Tabla 11 y Tabla 12 respectivamente.

Tabla 11: Recambio de ómnibus acumulativo escenario T100.

Recambio de omnibus acumulativo													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Acum.
2022	4	8	12	16	20	25	29	33	38	42	46	50	50
2023	58	66	75	83	92	100	108	116	125	133	142	150	100
2024	158	166	175	183	192	200	208	216	225	233	242	250	100
2025	258	266	275	283	192	300	308	316	325	333	342	350	100
2026	358	366	375	383	392	400	408	416	425	433	442	450	100
2027	458	466	475	483	492	500	508	516	525	533	542	550	100
2028	558	566	575	583	592	600	608	616	625	633	642	650	100
2029	658	666	675	683	692	700	708	716	725	733	742	750	100

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12: Recambio de ómnibus acumulativo escenario T200.

Recambio de omnibus acumulativo													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Acum.
2022	8	16	25	33	41	50	58	66	75	83	91	100	100
2023	116	133	150	166	183	200	216	233	250	266	283	300	200
2024	316	333	350	366	383	400	416	433	450	466	483	500	200
2025	516	533	550	566	583	600	616	633	650	666	683	700	200
2026	716	733	750	766	783	800	816	833	849	866	883	900	200
2027	916	933	949	966	983	999	1016	1033	1050	1066	1083	1100	200
2028	1116	1133	1150	1166	1183	1200	1216	1233	1250	1266	1283	1300	200
2029	1316	1333	1350	1366	1383	1400	1416	1433	1450	1466	1483	1500	200

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 13 se resumen las características generales de los ómnibus eléctricos considerados en este estudio. Estos supuestos están basados en el estudio (Correa & Di Chiara, 2020) y datos recopilados del proyecto MOVES.

Tabla 13: Características generales del ómnibus eléctrico.

Datos	Cantidad	Unidad de medida
Vida útil	14	años
Horas de carga	3.5	horas
Potencia	60	kW
Consumo eléctrico medio diario	210	kWh
Rango de horas de carga	A partir de las 2:00 AM	

Fuente: Elaboración propia.

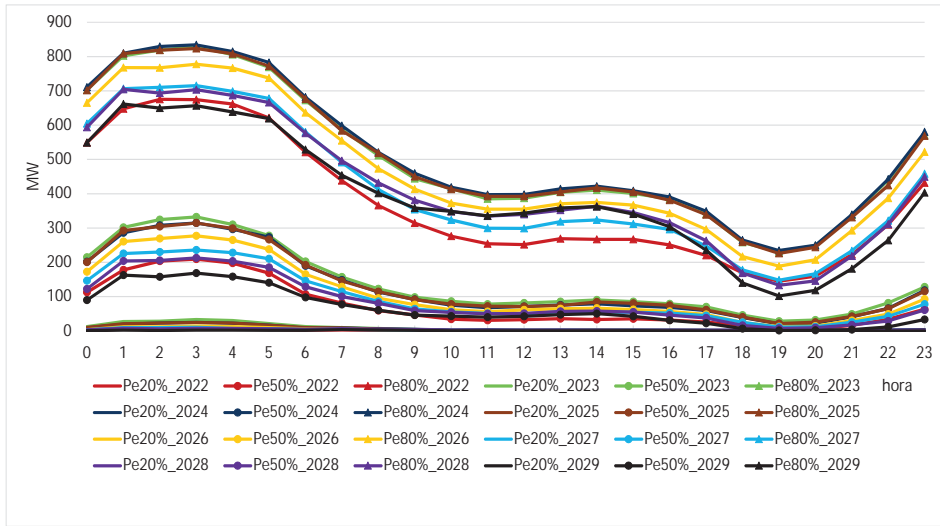
Con estas propuestas de recambio, la demanda asociada a la carga de los ómnibus eléctricos se incrementa gradualmente, alcanzando sus valores máximos en el escenario T100 de 45MW y en el T200 de 90MW, a partir del 2029 en el horario comprendido entre las 2:00 AM y 6:00 AM.

2.2. Resultados de las simulaciones

Para analizar los efectos en el sistema eléctrico nacional de la incorporación de la demanda asociada a la flota de ómnibus eléctrico, se realiza una comparación de los resultados de las simulaciones horarias con y sin esta nueva demanda. En una primera instancia se analiza el efecto en el sistema eléctrico de la demanda asociada al escenario de recambio T200 por ser más ambicioso y en función de los resultados obtenidos se evalúa la necesidad de simular el escenario T100. El modelado del sistema eléctrico se realiza considerando los supuestos especificados en el apartado “Análisis del sistema hasta el 2030” y salvo que se especifique lo contrario, los resultados que se muestran son considerando la demanda asociada a la flota de ómnibus eléctricos del escenario T200.

En la Figura 23 se muestran los resultados de los excedentes medios horarios de generación por año con la demanda asociada al escenario T200 para diferentes probabilidades de excedencia (Pe).

Figura 23: Análisis de excedentes de generación del escenario T200 para diferentes probabilidades de excedencia.



Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 14 se muestran los resultados anuales en GWh de la resta de los excedentes de generación sin la demanda de la flota eléctrica y con la demanda de la flota del escenario T200 para diferentes probabilidades de excedencia y la demanda anual de la flota de ómnibus asociada. Se puede apreciar que con Pe80% la resta de excedentes de generación es mayor al 60% de la demanda de los ómnibus eléctricos, esto implica que con Pe80% más del 60% de la demanda de la flota eléctrica se cubren con excedentes de generación, con Pe50% generalmente es mayor al 45% y con Pe20% es muy baja dicha diferencia, lo que implica que con Pe20% hay una alta probabilidad de tener que requerir a generación adicional para satisfacer la demanda de la flota. Esta generación no necesariamente es generación térmica con derivados de petróleo, podría ser agua embalsada según cual sea el óptimo en la simulación.

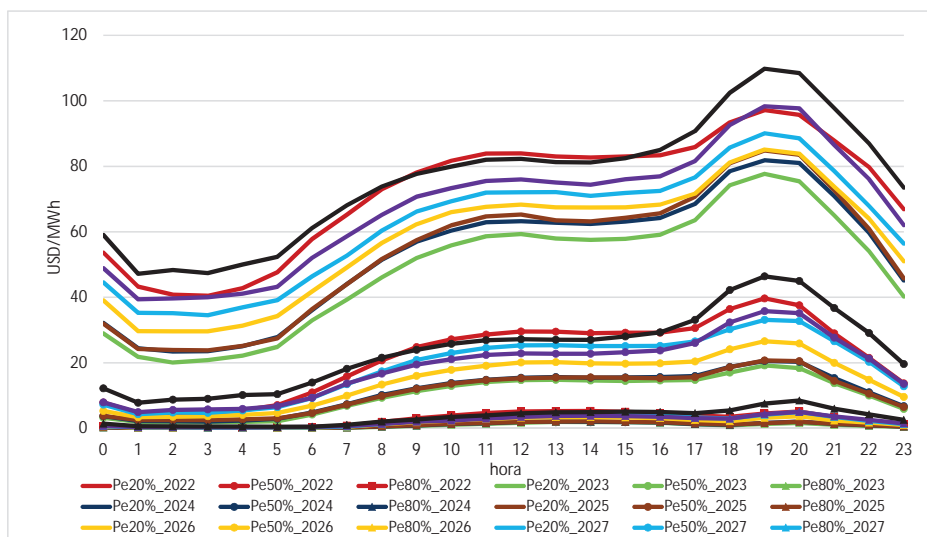
Tabla 14: Diferencia en la cantidad de excedentes de generación y demanda de la flota del escenario T200.

	Pe20% (GWh)	Pe50% (GWh)	Pe80% (GWh)	Demanda de ómnibus (GWh)
2022	0.6	3.1	4.1	4.1
2023	4.2	12.0	15.5	16.0
2024	3.8	19.5	20.9	31.4
2025	5.9	24.7	30.2	46.6
2026	7.0	32.6	40.8	61.9
2027	5.9	34.1	53.8	77.3
2028	4.1	47.7	63.2	92.8
2029	2.3	47.4	68.4	107.9

Fuente: Elaboración propia.

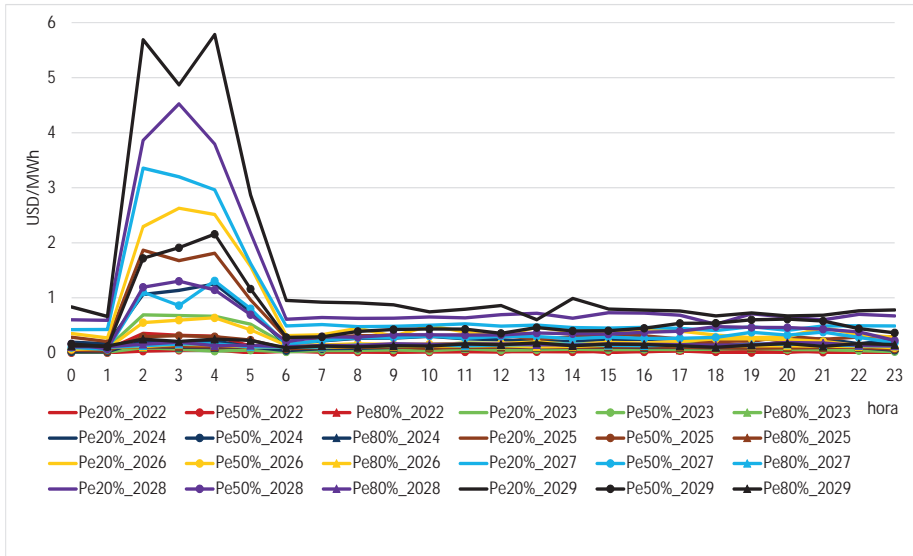
En la Figura 24 se muestra la evolución del costo marginal medio horario de la simulación con la demanda de la flota eléctrica del escenario T200 en el período de estudio y para diferentes probabilidades de excedencia. A su vez, en la Figura 25 se muestra la diferencia del costo marginal de la simulación con la demanda de la flota asociada al escenario T200 y sin dicha demanda.

Figura 24: Costo marginal del sistema del escenario T200 para diferentes probabilidades de excedencia.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 25: Diferencias en los costos marginales medios con y sin la demanda de la flota del escenario T200.



Fuente: Elaboración propia.

Por último, en la Tabla 15 y Tabla 16 se muestran los resultados del despacho de generación térmica del escenario T200 y los costos de la generación totales asociados al despacho para Pe20%, Pe50% y Pe80%.

Tabla 15: Despacho de generación térmica con y sin la demanda de la flota del escenario T200 y diferencia en la generación térmica despachada.

(GWh)	Pe20%			Pe50%			Pe80%		
	Con bus (T200)	Sin bus	Diferencia	Con bus (T200)	Sin bus	Diferencia	Con bus (T200)	Sin bus	Diferencia
2022	1140	1139	1.3	86	86	0.0	1	1	0.0
2023	452	449	2.7	12	12	0.3	0	0	0.0
2024	557	552	5.3	13	13	0.2	0	0	0.0
2025	604	596	7.8	20	20	0.7	0	0	0.0
2026	830	817	13.8	34	33	0.8	1	1	0.0
2027	941	921	19.7	72	70	2.0	1	1	0.0
2028	1104	1078	25.5	75	73	2.0	1	1	0.1
2029	1273	1238	35.2	120	116	4.1	3	2	0.3

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 16: Costos de generación con y sin la demanda de la flota del escenario T200 y diferencias en costos de generación.

(MUS\$)	Pe20%			Pe50%			Pe80%		
	Con bus (T200)	Sin bus	Diferencia	Con bus (T200)	Sin bus	Diferencia	Con bus (T200)	Sin bus	Diferencia
2022	934	934	0.0	732	732	0.1	539	539	0.1
2023	968	968	0.1	765	764	0.2	580	580	0.1
2024	985	985	0.3	782	782	0.4	595	594	0.2
2025	1009	1008	0.5	801	800	0.6	612	612	0.4
2026	1028	1027	0.6	823	822	0.8	636	635	0.5
2027	1016	1015	0.9	814	813	1.2	627	626	0.7
2028	1030	1029	1.1	828	826	1.5	638	637	1.0
2029	1052	1050	1.6	846	844	1.9	653	651	1.3

Fuente: Elaboración propia.

Se observa que, en general con Pe20%, 50% y 80%, los sobrecostos totales de generación asociados a la integración de la flota eléctrica del escenario T200 son menores a 2 MUS\$ y en los primeros 5 años menores a 1 MUS\$. Este resultado debe tenerse en cuenta a la hora de realizar el análisis económico del proyecto desde diferentes perspectivas.

En resumen, en el escenario de integración de ómnibus eléctricos más ambicioso (T200), fuera de las horas de la madrugada en que se cargarían los ómnibus eléctricos no hay prácticamente diferencias en los costos marginales del sistema y excedentes de generación. En 2029 (i) en las horas de la madrugada el incremento en los costos marginales con probabilidad 80% es menor a 6 US\$/MWh, con probabilidad 50% menor a 2.5 US\$/MWh (ii) con probabilidad 50% aproximadamente la mitad del consumo de la flota de ómnibus eléctricos se abastece con excedentes, (iii) el despacho de generación térmica para cubrir la demanda de 107.9 GWh de la flota eléctrica, con probabilidad 20% es superior a 35 GWh (80% de probabilidad de que más de 2/3 partes de la demanda de los

ómnibus se cubriría con energía renovable) y con probabilidad 50% es mayor a 4 GWh, esto implica que con probabilidad 50% casi toda esta demanda se cubre con energía renovable (iv) las diferencias anuales en los costos de generación del sistema eléctrico son menores a 2 MUS\$.

4.2.3. Ahorro de combustible

Para estimar el ahorro que se genera en el consumo de combustible en el escenario T200, y basado en datos estadísticos del transporte colectivo de Montevideo, se asume que los ómnibus tienen un recorrido medio de 200 km/día y el consumo por km es el indicado en la Tabla 17. En la Tabla 18 se muestran los resultados anuales de la comparación del consumo eléctrico de la flota en GWh y el consumo de gas oil en millones de litros.

Tabla 17: Consumo por km de los ómnibus convencionales y eléctricos.

	Convencional	Eléctrico
Consumo ómnibus	2.5 km/lt	1.05 kWh/km

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 18: Consumo anual de la flota eléctrica del escenario T200 y consumo de la flota convencional de gas oil.

	Demanda eléctrica Escenario T200 (GWh)	Consumo gas oil (millones lt)
2022	4.1	1.6
2023	16	6.1
2024	31.4	12
2025	46.6	17.8
2026	61.9	23.6
2027	77.3	29.4
2028	92.8	35.4
2029	107.9	41.1

Fuente: Elaboración propia.

Para determinar el ahorro de combustible real se debe considerar la generación térmica adicional que fue necesario despachar para satisfacer la demanda asociada al escenario T200. Para ello, se consideran las diferencias del despacho térmico mostradas en la Tabla 15 y una eficiencia de 40% de las centrales térmicas que se asume operan con gas oil²⁴ y el Poder Calorífico Inferior del gas oil 8500 kcal/lt. Con estos supuestos, el consumo de combustible adicional en millones de litros de gas oil será el que se presenta en la Tabla 19.

Tabla 19: Consumo adicional de millones de litros de derivados de petróleo para generación térmica del escenario T200.

	Pe20%	Pe50%	Pe80%
2022	0.4	0.0	0.0
2023	0.7	0.0	0.0
2024	1.3	0.0	0.0
2025	2.0	0.2	0.0
2026	3.5	0.2	0.0
2027	5.0	0.5	0.0
2028	6.5	0.5	0.0
2029	8.9	1.0	0.0

Fuente: Elaboración propia.

Se observa que el consumo adicional de gas oil para el despacho de la demanda del escenario T200 supera el millón de litros solo con Pe20%, con Pe80%, la diferencia en el consumo de gas oil no alcanza los 100.000 litros al 2029. En la Tabla 20 se muestran los ahorros finales en el consumo de gas oil en millones de litros anuales asociados a la sustitución de los ómnibus convencionales con los eléctricos y el consumo adicional de gas oil para abastecer esta demanda.

²⁴ El parque generador de Uruguay mayoritariamente opera con gas oil ya que la disponibilidad de gas natural es muy baja a lo largo del año y solo los motores de central Batlle operan con fuel oil especial.

Tabla 20: Ahorros en el consumo de gas oil en millones de litros para diferentes probabilidades de excedencia.

	Millones de litros		
	Pe20%	Pe50%	Pe80%
2022	1.2	1.6	1.6
2023	5.4	6.1	6.1
2024	10.7	12.0	12.0
2025	15.8	17.6	17.8
2026	20.1	23.4	23.6
2027	24.4	28.9	29.4
2028	28.9	34.9	35.4
2029	32.2	40.1	41.1

Fuente: Elaboración propia.

Por último, si consideramos un factor de emisión de gas oil de 2.6 kgCO₂/l, la reducción de CO₂ asociada al escenario T200 será la indicada en la Tabla 21.

Tabla 21: Reducción de emisiones de CO₂ en Millones de kgCO₂.

	Millones de kg CO ₂		
	Pe20%	Pe50%	Pe80%
2022	3.1	4.2	4.2
2023	14.0	15.9	15.9
2024	27.8	31.2	31.2
2025	41.1	45.8	46.3
2026	52.3	60.8	61.4
2027	63.4	75.1	76.4
2028	75.1	90.7	92.0
2029	83.7	104.3	106.9

Fuente: Elaboración propia.

NOTA: Teniendo en cuenta que el incremento en generación térmica del escenario T200 con Pe50% es menos del 4% de la demanda asociada, se asume que el ahorro en el consumo de gas oil del escenario T100 es la mitad que en el escenario T200.

4.2.4. Pre-factibilidad económica del proyecto

Este proyecto presenta algunos desafíos financieros para su

implementación. Principalmente, asociados a los costos de inversión de los ómnibus eléctricos que son mayores que los convencionales y al desarrollo de la infraestructura de carga de todas las unidades, que puede requerir ampliaciones en la red eléctrica de distribución y transmisión.

Para que el proyecto sea viable, estas diferencias de costos se deben compensar a lo largo de la vida útil de estos vehículos con los ahorros en el costo de combustible, los menores costos de O&M de los ómnibus eléctricos respecto a los convencionales y la reducción de emisiones de GEI.

Este estudio asume que los ómnibus eléctricos se cargan en horas de Valle y la energía se valoriza según la Tarifa de Grandes Consumidores del pliego tarifario 2021 que se muestra en la Tabla 22.

Tabla 22: Tarifa de Grandes Consumidores.

Tarifa	Nivel de tensión kV	Precio de energía \$/kWh			Potencia máxima medida \$/kW				Cargo Fijo mensual \$
		Valle	Llano	Punta	Valle	Llano	Punta	Punta-Llano	
GC1	0,230 - 0,400	2,078	3,753	11,290	10,0	-	-	492,9	14.363
GC2	6,4 - 15 - 22	2,048	3,537	8,122	30,0	153,3	182,3	-	14.363
GC3	31,5	2,025	3,487	6,239	39,7	114,6	189,1	-	14.363
GC4	63	2,025	3,487	5,856	39,7	103,0	162,4	-	14.363
GC5 *	110 - 150	1,996	3,350	4,798	34,1	102,5	135,2	-	14.363

Fuente: Pliego tarifario 2021 UTE.

Los cargos por energía se distribuyen en tres períodos horarios, durante todos los días que integran la factura mensual, de acuerdo con el siguiente detalle.

- horas Punta: de 18:00 a 22:00 hrs.
- horas Llano: de 07:00 a 18:00 y de 22:00 a 24:00 hrs.
- horas Valle: de 00:00 a 07:00 hrs.

El precio en octubre 2021 del Gas Oil en planta de distribución de ANCAP es \$ 41.51, mientras que el precio de venta al público es \$ 49.94 (\$ 40.93 + IVA).

Se consideran los siguientes supuestos:

- Tipo de cambio 1 peso = 0.023 US\$
- El precio del gas oil y la energía eléctrica se mantienen constantes en dólares en todo el período
- Los ómnibus operan todos los días del año
- Costos de inversión del ómnibus eléctrico e infraestructura asociada a la recarga del orden de US\$ 350000 a 400000
- Costos de inversión del ómnibus convencional de US\$ 150000
- Costos O&M (Lavalleja & Scalese, 2021): ómnibus convencional de 0.27 US\$/km y ómnibus eléctrico de 0.08 US\$/km
- Recorrido diario: 210 km
- Vida útil: 14 años

En la Tabla 23 se muestran los consumos y costos anuales de electricidad y gas oil por ómnibus resultantes. Se observa que el ahorro de sustitución de gas oil por electricidad es del orden de US\$ 25000.

Tabla 23: Consumo y costos anuales de combustible por ómnibus.

	Consumo electricidad kWh/año	Costo electricidad (US\$/año)	Consumo Combustible lt/año	Costo combustible (US\$/año)
unidad	76650	4000 (Incluye cargos fijos)	30500	29000

Fuente: Elaboración propia.

Bajo estos supuestos, los ahorros por ómnibus eléctrico asociado a la reducción de costos de combustible y O&M ascienden a 39000 US\$/año.

Por otro lado, en la Tabla 24 se muestra el incremento en el Costo de Abastecimiento de la Demanda y el incremento en la facturación de

energía asociado a la demanda T200 para diferentes Probabilidades de Excedencia. Se observa que el aumento del ingreso por facturación es mayor al incremento de CAD (recordando que estos representan los costos de producir electricidad).

Tabla 24: Costos de la empresa eléctrica asociado al escenario T200.

(MUS\$)	Incremento CAD			Demanda (GWh)	Facturación (solo energía)
	Pe20%	Pe50%	Pe80%		
2022	0.0	0.1	0.1	4.1	0.2
2023	0.1	0.2	0.1	16.0	0.8
2024	0.3	0.4	0.2	31.4	1.5
2025	0.5	0.6	0.4	46.6	2.2
2026	0.6	0.8	0.5	61.9	2.9
2027	0.9	1.2	0.7	77.3	3.6
2028	1.1	1.5	1.0	92.8	4.3
2029	1.6	1.9	1.3	107.9	5.0

Fuente: Elaboración propia.

A estos beneficios, se debe adicionar las externalidades positivas asociadas a la reducción de gases de efecto invernadero (social, ambiental y económico), la reducción de importación de derivados de petróleo y la eliminación del subsidio al gas oil, que no fueron considerados en este análisis.

Los resultados de las simulaciones muestran que, con probabilidad alta, la sustitución de la flota de ómnibus eléctricos se abastecería mayoritariamente con energías renovables. Hay evidencia de que los costos de inversión de los ómnibus eléctricos van a seguir bajando, sumado a los bajos costos de combustible y O&M comparado con los ómnibus tradicionales, se puede concluir que con líneas adecuadas de financiación e incentivos concretos la sustitución de la flota de transporte colectivo por eléctrico presenta una buena oportunidad para el país.

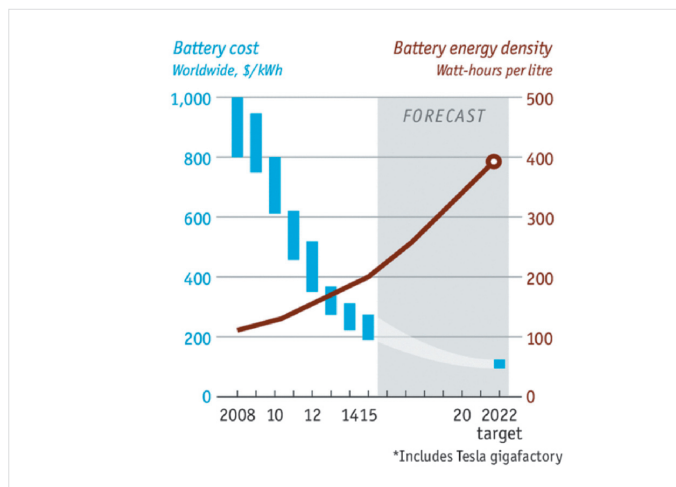
5. Almacenamiento

Como se mencionó anteriormente, el desarrollo de nuevas tecnologías lleva aparejados cambios de paradigma del sector eléctrico donde la concepción tradicional del negocio va migrando a una mayor flexibilidad con pequeños clientes que cada vez tienen mayores posibilidades de generar su propia energía e incluso, cuando la legislación lo permite, venderla a la red.

La segunda década del siglo XXI se caracterizó por el desarrollo y baja en los costos de la generación de origen eólico y principalmente la fuerte caída del precio de la energía solar fotovoltaica (REN 21, 2021). En esta tercera década del siglo XXI se espera un amplio despliegue de baterías, principalmente asociadas a electromovilidad, sistemas híbridos de microgeneración y en menor medida a sistemas estacionarios.

En la Figura 26 se muestra la curva decreciente del costo medio de las baterías y el incremento en la densidad energética en la última década (datos relevados en 2016 y proyectados a 2022).

Figura 26: Evolución del costo y eficiencia de las baterías.



Fuente: "The growth of lithium-ion battery power", The Economist (14/08/2017)

Con la baja pronunciada de los costos de la generación solar fotovoltaica, aparejada con la baja de precios y mejora de eficiencia de las baterías, es de esperar que cada vez sea más rentable la instalación de sistemas solares con almacenamiento.

La reglamentación actual de micro generación en Uruguay permite solo la instalación de energía renovable conectada a la red eléctrica de BT, incluyendo baterías. Sin embargo, no permite utilizar la energía almacenada en la batería para venderla a la red eléctrica (permite usarla únicamente para consumo propio). En este sentido, la batería podría cargarse con energía del micro generador o de la red eléctrica en horas de bajo costo, para utilizarla en horas de punta para consumo propio. En el caso en que se desee instalar únicamente la batería sin el equipo de micro generación, se debe asegurar que se cuente con el equipamiento adecuado de conversión de energía para su instalación (convertidores).

5.1. Pre-factibilidad económica de la instalación de un banco de baterías

La rentabilidad de la instalación de un banco de baterías queda determinada por la diferencia en los costos de la energía que carga y la energía que sustituye en la descarga.

A modo de ejemplo, se considera un cliente con tarifa multi-horario residencial que carga todos los días una batería en horas de valle y utiliza la energía en horas de punta. De acuerdo con el pliego tarifario de 2021 el precio de la energía en horas de valle es \$ 2,094/kWh, en horas de punta \$ 10,000 los días laborables y \$ 5,087 los fines de semana y feriados.

Si se asume que la batería tiene una capacidad de 1 kWh y se carga en horas de valle y se descarga en horas de pico todos los días del año,

con una eficiencia inicial de 90%, el ahorro total en la tarifa eléctrica sería del orden de \$ 2000 pesos al año (US\$ 45).

Por otro lado, si consideramos los costos de instalación del sistema de baterías que además debe incluir los convertidores adecuados y los costos de la instalación eléctrica correspondiente, se observa que el costo total del sistema instalado de una batería de 1 kWh es superior a 400 US\$ con una vida útil que se estima en 10 años con eficiencias decrecientes en el tiempo.

La instalación de un sistema de baterías aún no es una inversión atractiva debido a que los costos aún son altos, pero en los próximos años esta situación puede revertirse ya que los ahorros asociados a las tarifas eléctricas multi-horario puede que sean suficientes para amortizar el costo de inversión de la batería, su equipamiento e instalación, en la medida que los costos sigan bajando y se mantengan las diferencias en los costos de las tarifas a lo largo del día.

La integración de baterías presenta las siguientes ventajas:

- Reducción del pico de consumo,
- Evita inversiones en generación y redes eléctricas ya que los picos de consumo son menores
- Mayor aprovechamiento de excedentes

En contrapartida representa una menor facturación de la empresa eléctrica ya que los precios de la energía en horas de punta son mayores que en horas de valle.

En el corto y mediano plazo, se debe hacer un seguimiento de la evolución del mercado de las baterías para determinar si es necesario introducir cambios en la reglamentación.

6. Hidrógeno verde

En la actualidad, diversos países y regiones consumidores de energía como Europa y Japón, tomando conciencia que no podrán por sí solos alcanzar sus objetivos de descarbonizar su matriz energética, están desarrollando estrategias y planes para la importación de hidrógeno (H₂) verde y combustibles sintéticos renovables (muchos de ellos derivados del H₂ verde).

Como se ha mencionado, algunos sectores, por sus características, no podrán transitar hacia la electrificación directa y el uso de baterías. Por lo tanto, se están desarrollando estrategias basadas en otras alternativas. Entre ellas se destaca el sector de transporte de carga pesada de larga distancia, la aviación y el transporte marítimo. La descarbonización de la industria química, el cemento y el acero es otro de los grandes desafíos globales.

En Uruguay, la descarbonización del transporte de carga es uno de los principales desafíos para descarbonizar la economía. Como ya se ha establecido en el documento, salvo por algún proyecto piloto, solo será viable reducir emisiones si al mismo tiempo se logra bajar costos y aumentar resiliencia. Lograrlo depende en parte de factores ajenos, por ejemplo, el costo de la tecnología (electrolizadores y camiones), pero también de crear un marco local que elimine barreras regulatorias, potencialmente diferenciando la demanda de energía para la producción de H₂ verde, de otras demandas, para que sean más competitivas.

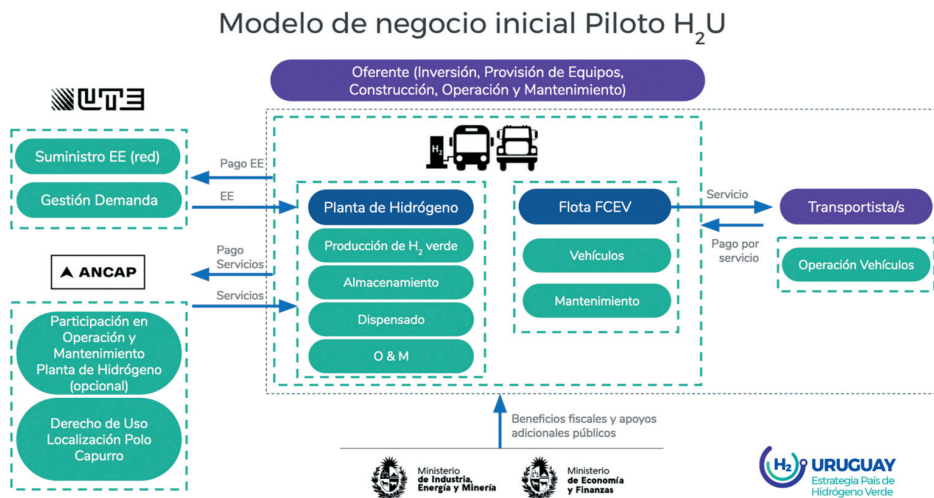
Vale aclarar que no todas las demandas de energía eléctrica para la producción de H₂ verde son iguales. Se requiere de un estudio profundo del tema para hacerlo de forma eficiente conforme a las necesidades del sistema eléctrico. Este análisis implica el conocimiento de la cadena completa, incluyendo almacenamiento de H₂ verde, distribución, usos, entre otros.

6.1. Proyecto piloto H₂U

Actualmente el Gobierno de Uruguay está incursionando en el desarrollo de proyectos y programas para la producción de hidrogeno verde que cuentan con participación del MIEM, MEF, UTE y ANCAP.

Se puede destacar el desarrollo de un proyecto piloto de producción hidrogeno verde (proyecto piloto H₂U) para ganar experiencia en esta área que ha despertado mucho interés internacional. El mismo contratará una empresa (o consorcio de empresas) para el “diseño, construcción, financiamiento, propiedad, operación y mantenimiento para la producción de H₂ Verde, compresión, almacenamiento, dispensado, vehículos a celda de combustible (camiones y/o buses) y transportistas que usen los vehículos”²⁵. La empresa adjudicada invertirá en al menos diez vehículos a celda de combustible que recorran en promedio anual total 3500 km por día, instalando un mínimo de 1.5 MW de potencia nominal de electrolizadores.

Figura 27: Proyecto piloto H₂U



Fuente: MIEM

25 MIEM, Bases de la data room del proyecto piloto H₂U: https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/Bases_dataroom_Proyecto%20piloto%20H2U.pdf

La Figura 27 muestra el modelo de negocios esperado para el proyecto, para el que aplican beneficios de la ley de promoción de inversiones (COMAP), a la vez que ANCAP ofrecerá derecho de uso dentro del Polo Capurro con ventajas aparejadas, UTE brindará un menú específico de precios de energía eléctrica, y se evaluará brindar incentivos adicionales focalizados.

Se espera que el pliego de la licitación pública sea publicado en el primer trimestre de 2022. Si bien la escala de este proyecto no tiene impacto en el sistema eléctrico, se debe profundizar en el análisis de los usos del hidrógeno, como ser la sustitución de flotas de camiones convencionales que recorren largas distancias por camiones a hidrógeno, la sustitución de urea y amoníaco importados, y la infraestructura para exportación.

Por otro lado, como se ha mencionado, recientemente ANCAP lanzó el programa H₂U Offshore para promover la exportación de hidrógeno verde que tiene prevista la instalación de parques eólicos offshore para generar energía.

6.2. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde

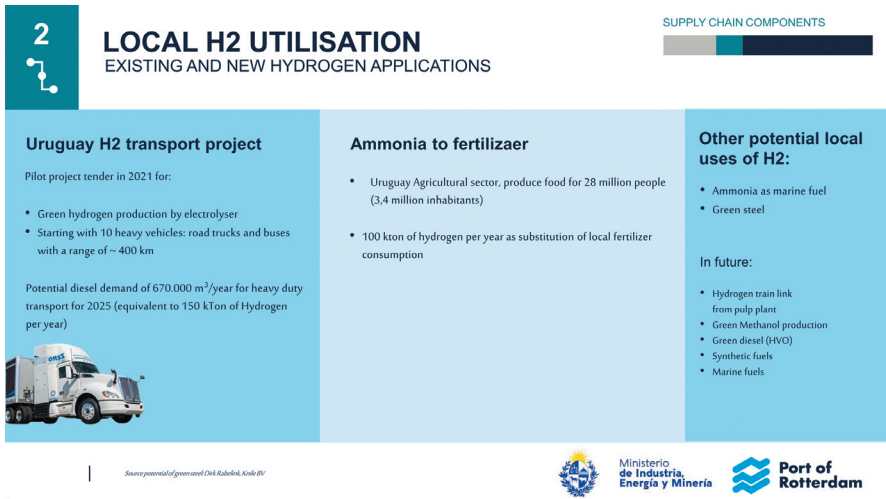
También en el primer trimestre de 2022, se espera que Uruguay presente su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. La misma está siendo desarrollada por la consultora McKinsey, en un proyecto contratado por el MIEM con fondos del BID, y mesas de trabajo interinstitucional con las distintas partes interesadas.

Si bien aún no es pública la estrategia, algunas de las metas de corto, mediano y largo plazo que se han comunicado se presentan en la Figura 28.

Es importante incluir dentro de la política energética los planes y metas específicas que se desean alcanzar en el corto, mediano y largo plazo. El país debe seguir preparándose y desarrollar las capacidades técnicas

locales y regulación acorde. El segundo desafío es desarrollar la exportación de estos productos/combustibles verdes.

Figura 28: Metas H₂ Uruguay



Fuente: MIEM, ANCAP, Port of Rotterdam²⁶

6.3. Regulación del H₂

Se debe avanzar también en la regulación del sector hidrógeno y la respectiva normativa técnica. La ley de rendición de cuentas (Ley N° 19670) en 2021 ha atribuido a URSEA las competencias referidas a la generación, distribución, transporte, almacenamiento comercialización y exportación de hidrógeno en tanto fuente de energía secundaria.

El órgano regulador ha participado de las mesas mencionadas para desarrollar la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, y se espera que en 2022 comience con este proceso regulatorio.

6.4. Potencial futuro del H₂ uruguayo

Es imprescindible desarrollar un marco que permita la competitividad del sector ya que la evolución de este depende, en gran medida, de su

²⁶ <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/Hydrogen%20-%20Uruguay%20%26%20Port%20of%20Rotterdam.pdf>

capacidad de competir con aquellos países con mejores recursos renovables (Australia, Chile, norte de África, Estados Unidos). En caso de lograrlo, se pueden atraer inversiones acumuladas estimadas entre US\$ 6000 y 50000 millones al 2050, lo que sería significativamente mayor que la primera transición energética (valorada por Uruguay XXI en US\$ 4500 millones). Esto considerando que la demanda de hidrógeno podría variar entre 0,4 y 3 millones de toneladas de hidrógeno por año en Uruguay, y el mismo podría alcanzar un costo nivelado de 1,5 € /Kg (BID, 2021).

De acuerdo con datos preliminares del estudio de McKinsey, en Uruguay se podrían construir 60 GW solares (200 veces la capacidad actual) y 30 GW eólicos para productos de exportación. Considerando 20% de factor de planta para los solares y 50% para los eólicos, equivaldrían a la producción de 265,000 GWh (25 veces la matriz actual). Con la eficiencia actual, esto equivaldría aproximadamente a 5,5 millones de toneladas de hidrógeno.

De lograrse tan solo un porcentaje de estos objetivos optimistas, se crearía un sector dinámico, atrayendo importantes inversiones y creando empleo fundamentalmente en el interior del país.

7. Sustitución del GLP

Uruguay debe tener el objetivo de mediano y largo plazo de sustituir el consumo de GLP por energía eléctrica, dado que esta última, producida con recursos renovables, presentaría beneficios económicos (reducir o quitar el subsidio), sociales (mejor en calidad de aire) y ambientales (reducción de GEI) para el país. No obstante, es importante tener en cuenta que el GLP es un subproducto de la refinación, y por tanto mientras exista la Refinería sería adecuado consumir este subproducto (o exportarlo en caso de conveniencia de precio, aunque esto presenta ciertas complejidades).

A la hora de analizar la posible sustitución de GLP por energía eléctrica nos centramos en el sector residencial y en los dos principales usos de este energético: cocción y calefacción. En este sentido, la sustitución del uso de GLP por electricidad para cocción presenta varias dificultades, entre ellas que es una actividad que se realiza en gran medida en horas de punta donde para clientes con tarifa residencial multi-horario la energía eléctrica es más cara. Si consideramos un cliente con tarifa residencial simple, se observa que, con las tarifas actuales y el actual subsidio al GLP, cocinar con electricidad es más caro²⁷.

La calefacción presenta mayores ventajas, mediante la sustitución de estufas a GLP por equipos de aire acondicionado Split eléctricos, que cuentan con buen rendimiento. Si consideramos un cliente con tarifa residencial simple el costo mensual de calefacción con un Split eléctrico categoría A una habitación de 12 m² asciende a 57.9 kWh/mes, o aproximadamente 530 pesos con la tarifa actual, mientras que con una estufa con garrafa de 13 kg de GLP es 31.5 kg cuyo costo asciende a 1769 pesos²⁸ considerando la tarifa de GLP de octubre 2021.

7.1. Demanda de GLP y subsidio

El uso de GLP (Supergas) en Uruguay tiene una historia de 70 años, lo que lo constituye en un mercado muy maduro. Según el Balance Energético Nacional de 2020, el consumo final de GLP ascendió a 143.6 ktep, de los cuales aproximadamente el 82% lo consume al sector residencial. Los usos principales de este energético son la cocción y la calefacción en los meses de invierno.

27 <http://calculodeconsumo.dne.gub.uy/calentamiento-de-agua/>

28 Estos resultados son calculados con la herramienta de simulación energética disponible en el sitio web de la Dirección Nacional de Energía <http://calculodeconsumo.dne.gub.uy/calefaccion-de-vivienda/>

De la encuesta continua de hogares se observa que aproximadamente el 90% de los hogares usan supergas para cocción. El 24% de los hogares del país utilizan GLP para calefacción. De este total, 32% corresponden a hogares de Montevideo, 8% en zonas rurales y el resto a ciudades y localidades del país.

La demanda de GLP presenta una fuerte estacionalidad en los meses de invierno como consecuencia de su uso para calefacción (ver Figura 29). Si bien la refinería produce GLP, generalmente se requiere importarlo durante los picos de consumo de invierno.

Figura 29: Demanda de GLP (GLP envasado y propano)



Fuente: Revisión del Sector de Combustibles Líquidos, Propuesta del Poder Ejecutivo, 2020

Se observa que, los precios de venta del GLP (valor en la puerta de refinería) son sensiblemente inferiores a los costos de producción o importación. Si se considera el subsidio como la diferencia entre el precio de paridad de importación establecido por URSEA y el precio sin IVA se concluye que a octubre 2020 el subsidio ascendió a 54,2 millones de dólares que se esperaba que se acerque a US\$ 65 millones para fin del

año²⁹. Históricamente este subsidio se ha financiado con subsidios cruzados que son cargados a otros combustibles comercializados por ANCAP.

7.2. Propuesta de política: programa de incorporación de 50.000 equipos de aire acondicionado Split

Las dificultades más grandes para que se produzca este cambio de energético están asociadas a la inversión inicial del equipo, en algunos casos a las características edilicias de la vivienda y/o la instalación eléctrica de la misma. El otro aspecto que se debería considerar a la hora de diseñar una política de sustitución son las externalidades negativas en la salud que tiene el uso de GLP para calefacción asociadas a la calidad del aire.

Si bien la sustitución de equipamiento de calefacción de GLP por aire acondicionado es una solución parcial a la problemática del uso de GLP, esta reduce el consumo en los meses de mayor demanda (invierno) que es donde generalmente se requiere importar este energético. Por otro lado, la adhesión de aire acondicionado tiene consecuencias en el incremento de consumo en horas de llano y punta que deben tenerse en cuenta.

A modo de ejemplo, si se diseña un programa de financiación de equipos de aire acondicionado, cada 1000 nuevos equipos que se instalen es de esperar que se incremente la demanda unos 60 MWh/mes en los meses de invierno, lo que es equivalente a un incremento del orden de 1 MW en horas de punta donde los excedentes de generación son menores y la probabilidad de necesitar generación térmica para cubrir los picos de demanda es mayor. Por otro lado, la incorporación de estos 1000 equipos de aire acondicionado para sustituir las estufas de GLP reduciría el consumo en 30 toneladas aproximadamente.

29 REVISIÓN DEL SECTOR DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, Propuesta del Poder Ejecutivo, en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 237 de la Ley N° 19.889, de 9 de julio de 2020 (Ley de Urgente Consideración): <https://legislativo.parlamento.gub.uy/temporales/561328.PDF>

7.2.1. Supuestos y escenarios

Se estima que la demanda eléctrica anual de incorporar los equipos de aire acondicionado ascendería a:

- 2022: 6.15 GWh (25000 equipos)
- 2023 en adelante: 12.3 GWh (50000 equipos)

La reducción en los meses de junio a agosto es del orden de 1.5 a 2 mil toneladas por mes, en mayo y setiembre del orden de 0.5 a 0.75 mil toneladas por mes. Esto implica que el consumo anual de GLP se reduciría 6 a 6.5 miles de toneladas al año.

En la Tabla 25 se muestra el incremento en el costo de abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico al introducir esta nueva demanda. Se observa que el costo total en los 8 años de análisis con Pe20% y Pe50% se incrementa 3 MUS\$, y con Pe80% el incremento es de 4 MUS\$. Este incremento del CAD se recauda en la venta de energía de la tarifa eléctrica. Esta recaudación adicional en 2022 es del orden de 1.1 MUS\$ y a partir de 2023 es del orden de 2.2 MUS\$/año (se asume tarifa residencial simple con consumo entre 101 a 600 kWh/mes).

Tabla 25: Costo de abastecimiento de la demanda con y sin proyecto.

	Pe20%		Pe50%		Pe80%	
	Sin GLP	Con GLP	Sin GLP	Con GLP	Sin GLP	Con GLP
2022	934	934	732	732	539	540
2023	968	968	764	765	580	580
2024	985	985	782	782	594	595
2025	1008	1009	800	801	612	612
2026	1027	1028	822	823	635	636
2027	1015	1016	813	813	626	626
2028	1029	1029	826	827	637	638
2029	1050	1051	844	844	651	652
Total	8017	8020	6383	6386	4875	4879

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, en la Tabla 26 se muestra el despacho de generación térmica, donde se puede apreciar que con Pe50% menos del 10% de esta nueva demanda se suministra con generación térmica, mientras que con Pe20% del orden del 75% se suministra con generación térmica y con Pe80% prácticamente no se utiliza generación térmica adicional.

Tabla 26: Despacho de generación térmica con y sin proyecto.

	Pe20%		Pe50%		Pe80%	
	Sin GLP	Con GLP	Sin GLP	Con GLP	Sin GLP	Con GLP
2022	1139	1146	86	87	1	1
2023	449	458	12	12	0	0
2024	552	561	13	13	0	0
2025	596	605	20	20	0	0
2026	817	829	33	34	1	1
2027	921	933	70	71	1	1
2028	1078	1090	73	75	1	1
2029	1238	1250	116	118	2	2
Total	6790	6871	423	431	6	7

Fuente: Elaboración propia.

Estos resultados muestran que con Pe50% la incorporación de 50.000 equipos de aire acondicionado el incremento anual del costo de abastecimiento de la demanda es menor a 1 MU\$S y el despacho de generación térmica adicional es del orden de 1 GWh. Esto implica que con Pe50% aproximadamente el 90% de esta demanda se abastece con energía renovable.

7.2.2. Pre-factibilidad económica del proyecto

Los principales desafíos de este proyecto, asumiendo que las viviendas cuentan con instalación eléctrica adecuada, son el costo del equipo de aire acondicionado con su instalación y el subsidio del GLP. Para que el proyecto

sea viable, los costos de inversión se deben compensar a lo largo de la vida útil del equipo de aire acondicionado con los ahorros por el uso de combustible.

Considerando los siguientes supuestos:

- Costo del equipo de aire acondicionado e instalación: US\$ 500
- Costo de calefacción en invierno con GLP: US\$ 6200
- Costos de calefacción en invierno con electricidad: US\$ 1900
- Ahorro por uso de electricidad: \$ 4300
- Ahorro aproximado: 90 US\$/año
- Vida útil: 7 años

De la propuesta de política “programa de incorporación de 50.000 equipos de aire acondicionado Split” resaltamos que:

- La sustitución del uso de GLP para calefacción por equipos de aire acondicionado es económicamente conveniente para un usuario, incluso con el costo de GLP subsidiado;
- El uso de GLP representa un costo al país por el subsidio, y presenta externalidades negativas en la salud;
- Se daría un incremento en la recaudación por venta de energía eléctrica.

La barrera principal en los hogares con instalación eléctrica adecuada es el costo del equipamiento que puede ser financiado con programas específicos.

8. Electrificación de la Industria

Como se ha comentado a lo largo de este trabajo, tanto a nivel

mundial como en el ámbito nacional, existen iniciativas, programas y proyectos concretos con el objetivo de incrementar la participación de la electromovilidad y el hidrogeno verde en el transporte. Según el Balance Energético Nacional, el sector transporte es el principal consumidor de hidrocarburos del país, alcanzando valores del orden del 70% del total.

Respecto a otros sectores productivos, hay que hacer referencia al sector industrial manufacturero que es el principal consumidor de energía del país, representando el 44% del consumo final energético. Sin embargo, solo aproximadamente un 12% del consumo energético de la industria corresponde a consumo de hidrocarburos (gas natural y derivados de petróleo). Más del 70% de su consumo final corresponde a biomasa y leña. Para determinar si es posible sustituir parte del consumo actual de hidrocarburos es necesario realizar estudios complejos del proceso productivo y tecnologías existentes para evaluar la viabilidad técnica-económica de dicha sustitución, temas que exceden el objetivo de este estudio.

La sustitución de calderas a leña, gas y fuel oil, por calderas mixtas a electricidad y otro energético en algunos casos podría ser una opción para evaluar en el corto y mediano plazo. En los casos en que la sustitución sea técnicamente viable, el precio al que las industrias compren la electricidad es determinante para la viabilidad económica de las mismas.

9. Reflexiones acerca de la agenda para la segunda transición energética

En esta sección se discutieron algunos de los principales aspectos de la agenda para la segunda transición energética del país, planteando posibles objetivos a alcanzar, junto con acciones y propuestas concretas para el corto, mediano y largo plazo. Al respecto y como resumen se reflexiona lo siguiente:

- *Sustitución de energéticos por electricidad.* La agenda para la segunda transición energética implica profundizar el consumo de electricidad renovable, electrificando sectores que actualmente consumen otros energéticos, y desarrollando nuevos energéticos y combustibles sintéticos para aquellos sectores que no pueden electrificarse directamente.

El desarrollo tecnológico en el sector ha sido significativo, acompañado de fuertes inversiones en investigación y desarrollo en las áreas de energías renovables y almacenamiento, lo cual ha permitido una baja sustancial en los costos. Es claro que el país puede avanzar hacia una mayor penetración de la electricidad en el sector energético, contribuyendo así a la descarbonización, optimizando el desarrollo que se ha verificado en la penetración de energías renovables no convencionales.

Un caso de estudio desarrollado en esta sección fue un programa de incorporación de 50.000 aires acondicionados Split para sustituir calefacción en base a GLP. Se concluye que esta propuesta es económicamente factible y que genera beneficios para el país en cuanto a eliminar un subsidio existente en la actualidad y presentar externalidades positivas en cuanto a la salud de las personas.

Asimismo, se discute que la sustitución de hidrocarburos en la industria manufacturera, principal sector de consumo de energía del país, requiere estudios complejos para evaluar su viabilidad técnica y económica. En algunos casos puede ser viable la incorporación de calderas mixtas, con electricidad y otro energético, siendo el precio de la electricidad una variable clave para su viabilidad económica.

- *Actualización de la política energética de largo plazo.* A partir de una evaluación de la Política energética 2005-2030, se sugiere establecer, en acuerdo con todos los actores, una política que oriente la segunda transición energética de largo plazo, con foco en la demanda y la competitividad del país.

En materia de lineamientos estratégicos, se sugiere continuar con el fortalecimiento del regulador del sector (URSEA). Respecto a nuevas metas a alcanzar se sugiere fijar indicadores de descarbonización para lapsos de cinco años, metas de ahorro por sustitución de fuentes y eficiencia energética, agregando metas ambientales.

- *Aplicación del marco normativo.* Se propone impulsar la aplicación del esquema regulatorio ya elegido por el país hace prácticamente 25 años con la ley del marco regulatorio del sector eléctrico, y sus decretos reglamentarios. Esto implica actualizar el reglamento del mercado mayorista, como por ejemplo reconociendo potencia firme a las ERNC.

El esquema regulatorio debe acompañar los cambios tecnológicos que se verifican en forma creciente en el sector, quitando barreras a la entrada, de forma de permitir dinamismo, inversión, eficiencia y traspaso de beneficios al usuario final. Es el caso por ejemplo para el almacenamiento en baterías y los puntos de carga para los vehículos eléctricos, entre otros.

- *Discusión acerca de la empresa eléctrica y de combustibles del futuro.* Se sugiere implementar una discusión abierta y participativa de cuál es el rol que se espera de la empresa eléctrica y de combustibles del futuro en Uruguay. Esta discusión no puede estar ajena a los profundos cambios que se verifican en el sector eléctrico y energético a nivel mundial.

A modo de fomentar la eficiencia y la competencia, se sugiere una separación (“unbundling”) de gestión y funciones de UTE, a modo de transparentar costos y precios de transferencia entre las actividades desarrolladas. Asimismo, se espera que ANCAP comience un proceso de diversificación de mercados y productos, en un contexto internacional de disminución del consumo de derivados de petróleo, que la convertirá cada

vez más en competidora de UTE, en algunos casos, y cooperadora en otros.

- *Optimización de excedentes de energía eléctrica mediante el fomento de la electromovilidad.* Se realizaron simulaciones que muestran con alta probabilidad que en los próximos años existirán excedentes de generación de energía eléctrica de fuente eólica, que permiten desarrollar nuevas demandas. En ese sentido, la electromovilidad surge como alternativa al uso de vehículos convencionales. Al respecto se realiza una propuesta concreta de recambio a unidades eléctricas, del total de la flota de ómnibus del transporte urbano de Montevideo, durante los próximos ocho años. Se verifica que dicha propuesta es técnica y económicamente viable, permitiendo hacer uso de los excedentes de energía eléctrica en las horas de valle.

- *Almacenamiento en baterías por parte del sector residencial.* Frente a una evolución marcadamente descendente en los costos medios de las baterías junto a un incremento en su densidad energética, los próximos años mostrarán un amplio despliegue de baterías asociadas a la electromovilidad, a sistemas híbridos de micro generación y en menor medida a sistemas estacionarios. La introducción a gran escala de baterías en el sector residencial podría generar importantes ventajas a nivel sistémico.

- *Producción de hidrógeno verde, una apuesta al futuro.* El sector energético a nivel mundial está apostando por el rol que este energético puede tener en la segunda transición energética. Uruguay está dando los primeros pasos, desarrollando la estrategia país, un proyecto piloto, la regulación del sector y la normativa técnica, atribuida recientemente a URSEA. Este camino lo tiene que recorrer con convicción y pasos firmes.

La segunda transición energética puede ser motor de desarrollo, generar nuevas áreas de negocio, impulsar innovaciones, crear empleo, reducir la dependencia del petróleo y derivados importados, aumentando, a la vez, la competitividad de la producción nacional, la resiliencia del sistema y el cuidado del medio ambiente. Para que ello ocurra es de vital importancia contar con una agenda de acciones para el corto, mediano y largo plazo. Este estudio ha intentado contribuir con análisis y propuestas al desarrollo efectivo de la misma.

Anexos

Anexo 1. Leyes y Decretos

- Decreto Ley N° 14694 Ley Nacional de Electricidad (1977).
- Decreto Ley N° 15031 “Ley Orgánica de UTE” (1980).
- Ley N° 16832 “Ley Reguladora del Marco Energético” (1997).
- Ley N° 17598 “Competencias de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua” (2002).
- Ley N° 18587 “Ley de Uso Eficiente de la Energía” (2009).
- Ley N° 18719 “Presupuesto Nacional de Sueldos Gastos e Inversiones. Ejercicio 2010 - 2014” (2010).
- Decreto N° 276/002 “Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional” (2002).
- Decreto N° 278/002 “Reglamento de Trasmisión del Energía Eléctrica” (2002).
- Decreto 360/002 “Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica” (2002).
- Decreto N° 389/005 “Compraventa de Energía Eléctrica” (2005).
- Decreto N° 77/006 “Compraventa de Energía Eléctrica” (2006).
- Decreto N° 397/007 “Modificación del Decreto N° 77/006 relativo a la Compraventa de Energía Eléctrica” (2007).

- Decreto N° 296/008 “Compraventa de Energía Eléctrica. Política Energética” (2008).
- Decreto N° 354/009 “Declaración de Interés Nacional Proyectos de Inversión Matriz Energética del País” (2009).
- Decreto N° 377/009 “Compraventa de Energía Eléctrica. Extensión Regulación a las Centrales Asociadas” (2009).
- Decreto N° 403/009 “Celebración de Contratos de Compraventa para la Producción de Energía Eléctrica de Fuente Eólica” (2009).
- Decreto N° 567/009 “Generación de Energía Eléctrica de Fuente Eólica” (2009).
- Decreto N° 429/009 “Evaluación de Conformidad de Equipos y Artefactos que Consumen Energía para el Uso Eficiente de la Energía” (2009).
- Decreto N° 173/010 “Autorización a Suscriptores Conectados a la Red de Distribución de Baja Tensión a Instalar Generación de Fuentes Renovables” (2010).
- Decreto N° 367/010 “Celebración de Contratos de Compraventa para la Producción de Energía Eléctrica a partir de Biomasa” (2010).
- Decreto N° 159/011 “Celebración de Contratos de Compraventa para la Producción de Energía Eléctrica de Fuente Eólica. Reglamentación de la Segunda Etapa para la Incorporación de un Mínimo de 300 MW” (2011).
- Decreto N° 442/011 “Reglamentación del Art. 773 de la Ley 18.719 relativo a los Aportes al Fondo de Estabilización Energética” (2011).
- Decreto N° 086/012 “Aprobación del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE)” (2012).
- Decreto N° 158/012 “Celebración de Contratos de Compraventa de

Energía entre UTE y Consumidores Industriales relativo a la Energía Eólica” (2012).

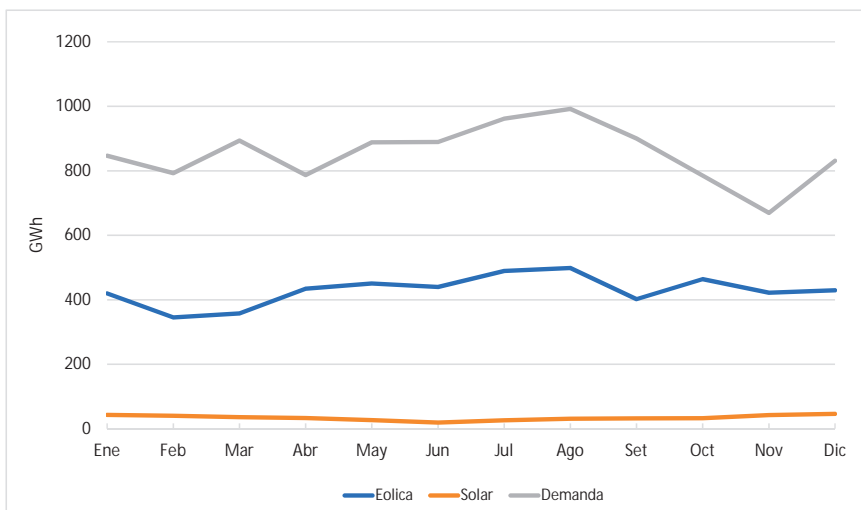
- Decreto N° 133/013 “Regulación de los Contratos Especiales de Compraventa para la Producción de Energía Eléctrica de Fuente Solar Fotovoltaica” (2013).
- Decreto N° 305/014 “Modificaciones al Decreto N° 442/011 relativo a los Aportes, Administración y Utilización de los Recursos del Fondo de Estabilización Energética” (2014).
- Decreto N° 211/015 “Aprobación del Plan Nacional de Eficiencia Energética” (2015).

Anexo 2. Características de la generación eólica, solar fotovoltaica e hidráulica

Para caracterizar la generación eólica y solar fotovoltaica de Uruguay en las simulaciones, se disponen de series históricas de datos de años de viento e irradiancia y de generación de parques en servicio. Esto implica que se conocen los meses y horas de mayor probabilidad de generación. En la Figura 30 y Figura 31 se muestran los datos mensuales y por unidad de la demanda del SIN, de la generación eólica y de la solar fotovoltaica, promedio del bienio 2019/2020.

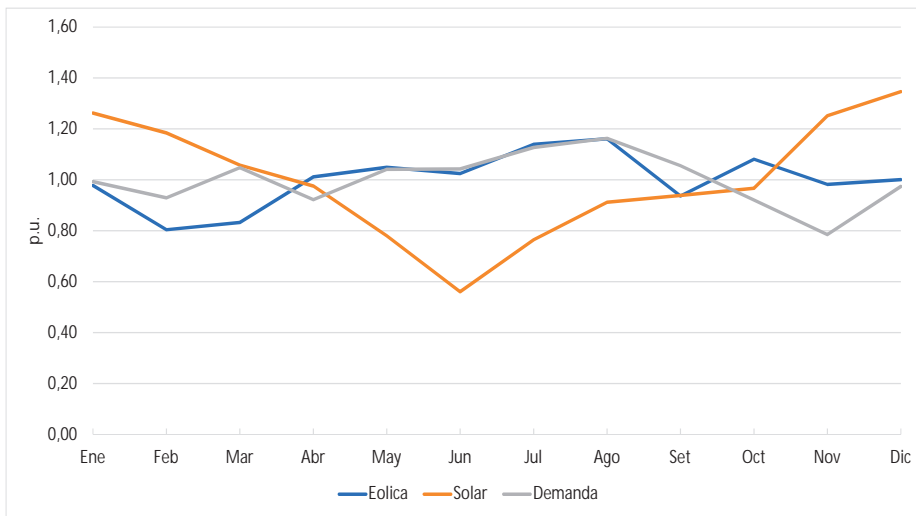
Puede notarse que la generación solar fotovoltaica presenta sus máximos en los meses de verano y los mínimos en los meses de invierno. Se observa que, en contrapartida, la generación eólica presenta sus mínimos en los meses de verano (mayor irradiación) y máximos en invierno.

Figura 30: Evolución mensual de la demanda del SIN y de la generación eólica y solar fotovoltaica.



Fuente: Elaboración propia basado en datos históricos disponibles en el sitio web de ADME.

Figura 31: Evolución mensual de la demanda del SIN y de la generación eólica y solar fotovoltaica por unidad³⁰.



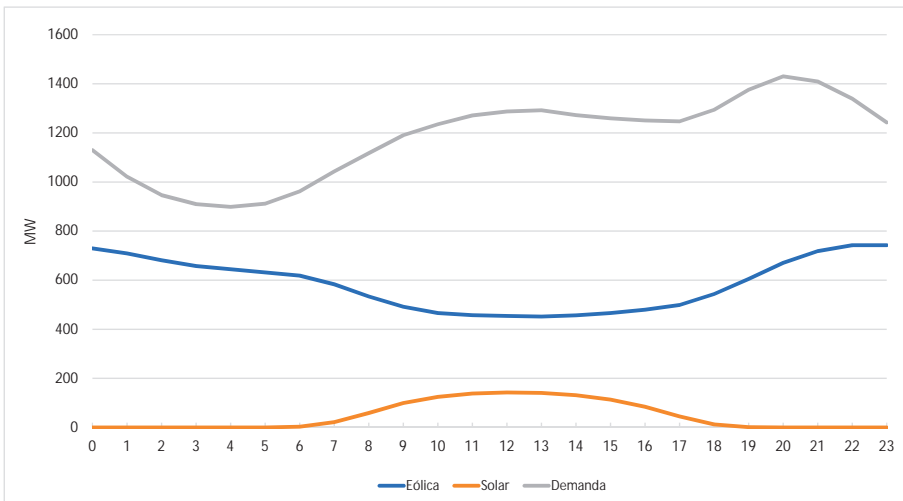
Fuente: Elaboración propia basado en datos históricos disponibles en el sitio web de ADME.

Por otro lado, en la Figura 32 se muestra el promedio de los caudales medios mensuales de 100 años de datos históricos disponibles. Se observa que, presenta mínimos en los meses de verano y máximos en los meses de primavera que coinciden con los meses de menor demanda del SIN. En este sentido, la generación solar fotovoltaica es un muy buen complemento de la generación hidroeléctrica ya que, como se explicó anteriormente, sus máximos son en verano.

Del análisis de la evolución media horaria de la generación eólica, solar fotovoltaica y de la demanda del SIN de los años 2019 y 2020 que se muestra en la Figura 33, se observa que, en las horas de valle1 la demanda de electricidad presenta sus valores mínimos mientras que a esas horas la generación eólica presenta valores altos. Entre las 2:00 AM y 5:00 AM, la diferencia media entre la generación eólica y la demanda es del orden de los 200 MW. Por otra parte, en el sistema eléctrico también tiene despacho prioritario: (i) la generación con biomasa asociada mayoritariamente a procesos productivos que se encuentra en servicio y que entrega a la red

³⁰ Las curvas por unidad mensuales se confeccionan como el cociente entre los datos mensuales y el promedio mensual anual. Análogamente se confeccionan las curvas por unidad horarias.

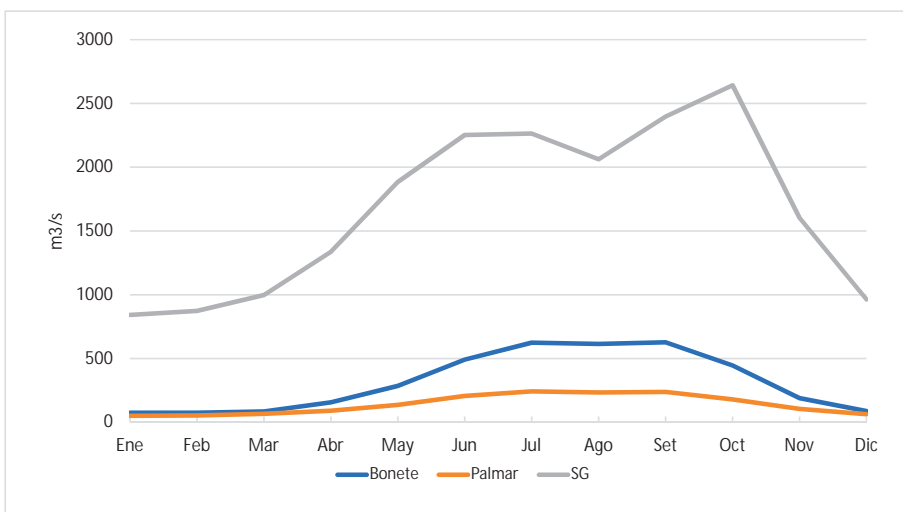
Figura 32: Evolución media horaria de los años 2019 y 2020 de la demanda del SIN y la generación eólica y solar fotovoltaica.



Fuente: Elaboración propia basado en datos históricos disponibles en el sitio web de ADME

eléctrica del entorno de 120 MW, (ii) la generación con biomasa asociada a UPM 2 a partir de octubre de 2022, estimada en aproximadamente 200 MW adicionales, (iii) y la generación asociada a los caudales mínimos que se deben erogar (generación hidroeléctrica), por ejemplo, en Salto Grande por navegación del río Uruguay y (iv) la generación solar, aunque en estas horas de la madrugada la producción es nula.

Figura 33: Caudales medios - 100 crónicas hidrológicas.



Fuente: Elaboración propia basado en datos de series históricas disponibles en el sitio web de ADME.

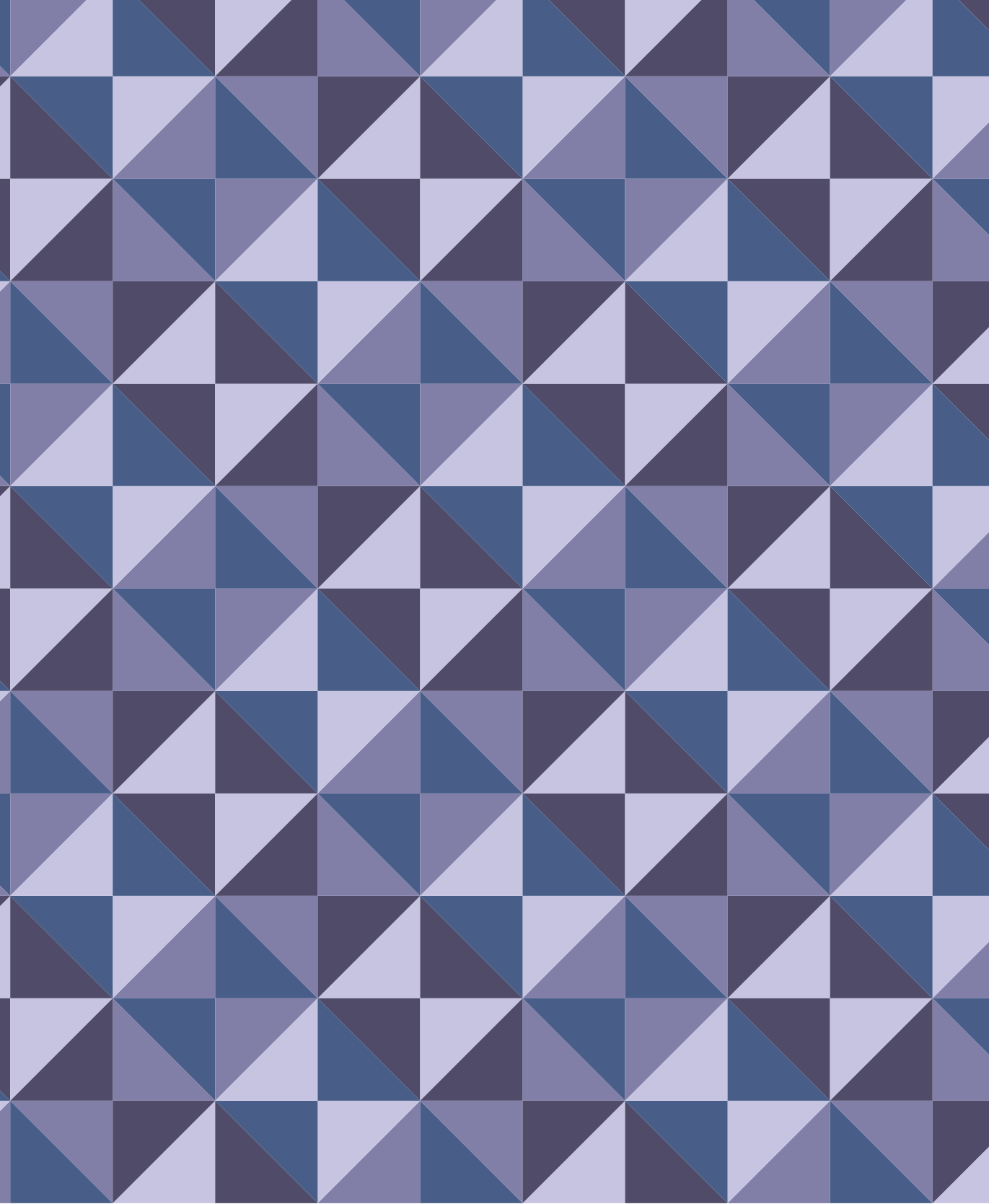
Por estos motivos, existe una alta probabilidad de que, durante los próximos años, con las proyecciones de crecimiento de la demanda del SIN disponibles, en horas de la madrugada haya excedentes superiores a los 100MW.

Referencias

- ADME. (2016). Propuesta de cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo.
- Balza, L., Jimenez Mori, R., Macedo, D., & Mercado, J. (2020). *Revisiting Private Participation, Governance, and Electricity Sector Performance in Latin America*. Washington DC: Interamerican Development Bank.
- Bastarrica, F., & Irrazabal, G. (2020). *The Uruguayan Utility and Energy Regulator of the Future*.
- BID. (2021). Hidrógeno Verde: un paso natural para Uruguay hacia la descarbonización.
- Braga, O., Paganini, O., Perroni, A., Tierno, A., & Zeballos, R. (2011). *Una aplicación metodológica para el desarrollo eléctrico del Uruguay. La función eléctrica y el análisis multidimensional*. Montevideo.
- Correa, C., & Di Chiara, L. (2020). *Beneficios de la electrificación: Estudio del caso del transporte colectivo eléctrico en Uruguay*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Di Chiara, L., Bastarrica, F., & Ferrés, F. (2021). *Evolución en el consumo de energía eléctrica en Uruguay y perspectivas a futuro*. Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable.
- Di Chiara, L., Inthamoussu, A., Bastarrica, F., Ferrés, F., & Silvarrey, A. (2022). *Cambio climático: ¿Es realista la meta de limitar el calentamiento global a 1.5°C respecto a los niveles preindustriales?* Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable - Universidad Católica de Uruguay.

- Florence School of Regulation. (2020). *Unbundling in the European electricity and gas sectors*.
- Foster, V., & Rana, A. (2020). *Rethinking Power Sector Reform in the Developing World*. World Bank.
- Foster, V., Witte, S., Ghosh Banerjee, S., & Moreno, A. (2017). *Charting the Diffusion of Power Sector Reforms across the Developing World*. World Bank.
- IRENA. (2021). *Perspectivas de la transición energética mundial: camino de 1.5°C*.
- LaRed21. (2021). *Adrián Peña: Estamos pensando en el cierre de la refinería de La Teja para 2035*. Obtenido de <https://www.lr21.com.uy/economia/1454842-adrian-pena-estamos-pensando-en-el-cierre-de-la-refineria-de-la-teja-para-2035#:~:text=El%20ministro%20de%20Ambiente%2C%20Adri%C3%A1n,apunta%20a%20la%20emisi%C3%B3n%20cero>.
- Larrea, M., & Bilbao, M. (Octubre 2020). *Nuevos Modelos de Negocio en Electricidad para la Transición Energética*.
- Lavalleja, M., & Scalese, F. (2021). *Esquemas fiscales y de incentivos en la movilidad y el transporte*. Montevideo.
- Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable. (2021). *Mitos sobre la participación de la energía renovable en la oferta primaria, consumo final de energía y generación eléctrica*. Universidad Católica Uruguay.
- Orkestra. (2021). *Fomento de la movilidad eléctrica de pasajeros. El caso de la CAPV*.
- Paganini, O., Perroni, A., Tierno, A., Blanco, A., & de Haedo, J. (2015). *Institucionalidad en el sector de la energía - "Libro Blanco"*. Montevideo: Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable.
- Política Energética 2005 - 2030. (s.f.).

- Procedimiento para restricciones operativas aplicables a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN). (2015). Administración del Mercado Eléctrico.
- *Programa de Eficiencia Energética*. (s.f.). Obtenido de <http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/>.
- PwC global power & utilities. (2016). *The road ahead Gaining momentum from energy transformation*.
- REN 21. (2021). *Renewable 2021: Global Status Report*.
- RNZ. (2021). *Refining NZ confirms Marsden Point switch to import-only terminal from April 2022*. Obtenido de <https://www.rnz.co.nz/news/business/456277/refining-nz-confirms-marsden-point-switch-to-import-only-terminal-from-april-2022>.
- Schittekatte, T., Battle, C., & Rossetto, N. (2020). *Regulatory Models in the Power Sector: What is a regulatory model? Who does what and why?* 2020: Florence School of Regulation.
- Times, N. Y. (2020). Europe's Big Oil Companies Are Turning Electric. *New York Times*.
- Vignolo, M., Zilli, C., & Oroño, D. (Agosto 2014). *Análisis del modelo regulatorio uruguayo y perspectivas de largo plazo*. Facultad de Ingeniería - UdelaR.
- Wei, J., Slaughter, A., & Stanborn, S. (Abril 2019). *Digital Innovation - Creating the utility of the future*.



Empresas patrocinadoras:



CIEMSA



SCHANDY



**Tres
Cruces**