



Secretaría de Gobierno de Energía
Ministerio de Hacienda
Presidencia de la Nación

Escenarios Energéticos 2030

Documento de síntesis

Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético
Subsecretaría de Planeamiento Energético

Noviembre de 2019

Autoridades

Presidente de la Nación

Mauricio Macri

Ministro de Hacienda

Hernán Lacunza

Secretario de Gobierno de Energía

Gustavo Sebastián Lopetegui

Subsecretario de Planeamiento Energético

Luciano Caratori

Director Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético

Leonardo Javier Mastronardi

Escenarios Energéticos 2030

Documento de Síntesis

Noviembre de 2019

Editores

Leonardo Javier Mastronardi y Luciano Caratori

Autores[†]

Leonardo Javier Mastronardi
Juan Pablo Vila Martínez
Pablo Gastón Lapun
Gustavo Barbaran
Luciano Caratori
Daniela Giselle Vallés Puertas
Gustavo Ariel Ramírez
Daniel Kappel
Juan Christensen
Ignacio Agustín Rivas
Oscar Héctor Natale
Rocío Rodríguez
María Eliana Miranda
Eduardo Bobillo
Mariano Ramón
Victoria Rivero
Guillermo Koutoudjian

[†]: Se agradecen los valiosos aportes y sugerencias —en distintas instancias del proceso de construcción de este documento y de sus insumos— de Fernando Pino, Pablo Ronco, Cynthia Enrique, Javier Barrionuevo, Javier Cabello, María Lujan Crespo, Luciano Salvoni, Nerio Peitiado, Roberto Brandt, Patricio Pinnel, Juan Garade, Juan Luchilo, Sebastián Kind, Carlos Casares, Luciano Salvoni, Santiago Afonso, Mauricio Roitman, Nicolás García, Diego Guichón, Juan Prioletta, Mariela Korenblum, Verónica Chorkulak, José María Vázquez, Matías Mladineo, Karina Presedo, Martín Moroni, Gonzalo Aguirre, Juliana Romero, Sebastián Sanchez, Analía Fazzini, María Fernanda Martínez, Sebastián Baigorria, Carlos Gentile, Soledad Aguilar, Alfonso Fernández Arancibia, Diego Ezcurra, Macarena Moreira Muzio, Sebastián Galbusera, María Alejandra Sfeir, Victoria Jimenez Vásquez, Matías Battochio, Fernando Lía, Pablo Mayo, Guillermina Vidal, María Eugenia Bartolomei, Mirta Gariglio, Pablo Pérez, Paula Szenkman, Magdalena Barafani y Carlos Romero.

Los errores remanentes u omisiones son exclusiva responsabilidad de los editores.

Contenidos

Autoridades	1
Autores	2
Contenidos.....	3
Índice de Boxes	6
Índice de tablas.....	6
Índice de gráficos.....	7
1. Acerca de este documento.....	10
2. Resumen Ejecutivo.....	13
3. Introducción.....	22
a. Nota metodológica	24
4. Principios	26
a. Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	27
b. Cambio Climático - Acuerdo de París.....	30
c. El Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas de G20	33
i. 2017: Presidencia de Alemania.....	33
ii. 2018: Presidencia de Argentina	34
iii. 2019: Presidencia de Japón.....	35
d. Hacia una visión compartida de la Transición Energética argentina al año 2050.....	36
5. Escenarios de precios.....	39
a. Precios de petróleo crudo	39
b. Precios de los derivados	40
c. Precios de gas natural	41
6. Matriz energética.....	43
a. Acerca del modelo LEAP.....	43
b. Oferta Interna Total de Energía	43
c. CAPEX estimados por escenario.....	46
7. Escenarios de consumos finales de energía	48
a. Principales variables empleadas en la construcción de los escenarios de demanda.....	48
b. Evolución del consumo final de energía.....	51

c.	Estructura del consumo final de energía por segmento	53
8.	Escenarios de demanda de las principales fuentes de energía.....	56
a.	Gas Natural.....	56
i.	Demanda final doméstica de gas natural	56
ii.	Demanda de exportación de gas natural	59
b.	Derivados del petróleo.....	64
i.	Evolución de los consumos de combustibles en transporte: metodología de estimación	65
c.	Energía Eléctrica.....	71
d.	Consumo evitado de energía a partir de la implementación de medidas de eficiencia energética.....	74
e.	Escenario de electrificación: Estimación de la potencial electrificación de consumos en el sector residencial y el transporte en un escenario de políticas activas	77
f.	Demanda de gas natural en escenario de industrialización masiva del gas natural.....	81
9.	Escenarios de producción de hidrocarburos	85
a.	Gas natural.....	86
i.	Escenarios de base con exportaciones de GNL.....	86
ii.	Escenario de producción de gas natural en ausencia de condiciones de exportación de GNL	89
iii.	Balance de gas natural.....	91
b.	Petróleo	95
c.	Pozos no convencionales e inversiones necesarias.....	97
d.	Acerca de la evacuación de los hidrocarburos.....	103
i.	Gasoductos: Expansión de la red de transporte troncal.....	103
ii.	Petróleo	105
e.	Producción offshore.....	106
10.	Escenarios de generación y transporte de energía eléctrica.....	108
a.	Acerca del modelo MESSAGE.....	109
b.	Incorporación de potencia	111
i.	Principales resultados de los escenarios de potencia y generación eléctrica.	112
c.	Transporte Eléctrico	122
i.	Ampliaciones de corto plazo.....	122

ii.	Ampliaciones de largo plazo	124
11.	Escenarios del sector de refinación	127
a.	Producción e importaciones de combustibles	128
12.	Balanza comercial energética	131
13.	Emisiones de gases de efecto invernadero	139
14.	Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático.....	146
a.	Acerca del Plan Nacional de Mitigación de Energía y Cambio Climático.	148
i.	Eje de oferta de energía: medidas de mitigación.....	150
ii.	Eje de demanda de energía: medidas de mitigación	151
iii.	Esquema de monitoreo.....	152
b.	Acerca del capítulo de Adaptación del Plan Nacional de Energía y Cambio Climático	157
15.	Consideraciones finales.....	160
16.	Anexo I: Costos normalizados de las tecnologías de generación de electricidad	164
a.	Antecedentes.....	164
b.	Complementación gas-renovables	164
c.	Costo normalizado de la energía (LCOE)	165
d.	Internalización del cambio climático	171
e.	Subanexo: Supuestos para cómputo de costos normalizados.....	174
17.	Anexo II: Análisis de ciclo de vida y evaluación económica de proyectos del sector de transporte carretero	175
a.	Ciclo de vida: eficiencia, emisiones y rendimiento	175
i.	Análisis de ciclo de vida	175
Gas Natural Comprimido		176
Electricidad		177
Motores Diesel y nafta		179
i.	Evaluación de proyectos de tecnologías alternativas para el sector transporte.....	180
i.	Evaluación de vehículos pesados: buses de corta y larga distancia y camiones	182
ii.	Evaluación de vehículos livianos.....	187

Índice de Boxes

Box 8-1: Estimación de netbacks para la exportación de GNL a escala	62
Box 9-1: Perfiles “tipo” de producción y mejoras de productividad en pozos no convencionales	100
Box 9-2: Concurso público internacional Off-Shore N° 1	107
Box 10-1: Costos normalizados de generación eléctrica en Argentina	120

Índice de tablas

Tabla N° 2-1: Consumo final de energía en 2030	15
Tabla N° 2-2: Intensidad energética medida en términos de la OIT y el PIB	16
Tabla N° 2-3: Escenarios de producción de petróleo.....	16
Tabla N° 2-4: Escenarios de producción de gas natural.....	17
Tabla N° 2-5: Incorporación de potencia y generación eléctrica	17
Tabla N° 2-6: Consumo de combustibles.....	18
Tabla N° 2-7: Oferta interna total (OIT).....	19
Tabla N° 2-8: Balanza comercial energética por escenario	20
Tabla N° 2-9: Emisiones de GEI vinculadas al sector energético	20
Tabla N° 2-10: Emisiones de GEI por unidad de energía.....	21
Tabla N° 2-11: Emisiones de GEI por GWh de generación eléctrica.....	21
Tabla N° 4-1: Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	27
Tabla N° 4-2: Indicadores de seguimiento, líneas de base, metas intermedias y finales	28
Tabla N° 6-1: Intensidad energética media en términos de la OIT y el PIB.....	45
Tabla N° 6-2: Inversiones de capital necesarias en escenarios energéticos 2030 con exportaciones de GNL y precios medios.....	46
Tabla N° 7-1: Proyección de crecimiento poblacional, 2020-2030	50
Tabla N° 7-2: Estructura del consumo final de energía por segmento — escenario tendencial 2030.....	54
Tabla N° 7-3: Estructura del consumo final de energía por segmento — escenario eficiente 2030	54
Tabla N° 7-4: Estructura del consumo final de energía por segmento — escenario de electrificación 2030.....	55
Tabla N° 7-5: Estructura del consumo final de energía por segmento — escenario de gasificación 2030... ..	55
Tabla N° 8-1: Demanda final de gas natural por segmento.....	59
Tabla N° 8-2: Precio de cierre para exportación de GNL desde la cuenca Neuquina para diversos precios de GNL según destino (en USD/MMBTU).....	62
Tabla N° 8-3: Demanda de combustibles por tipo de derivado para cada escenario.....	64
Tabla N° 8-4: Parque automotor por tipo de vehículo	66
Tabla N° 8-5: Consumo y recorrido medio por tipo de vehículo.....	68
Tabla N° 8-6: Consumo de combustibles en transporte (políticas existentes)	68
Tabla N° 8-7: Consumo de combustibles en transporte en 2030 (escenarios de políticas activas).....	70
Tabla N° 8-8: Demanda de energía eléctrica por segmento	72
Tabla N° 8-9: Rendimiento de los distintos artefactos considerados para el análisis.....	79
Tabla N° 8-10: Proyectos industriales específicos considerados en escenario de industrialización del gas natural	83
Tabla N° 9-1: Producción de gas natural por escenario.....	89
Tabla N° 9-2: Balance de gas natural en escenario tendencial con exportación de GNL,.....	94
2019-2030	94
Tabla N° 9-3: Balance de gas natural en escenario tendencial con exportación de GNL,.....	94
2019-2030	94
Tabla N° 9-4: Producción de petróleo y condensado por escenario	96
Tabla N° 9-5: Supuestos en perfiles “tipo”	100
Tabla N° 10-1: Esquema de incorporación de nuevas centrales hidráulicas y nucleares.....	111
Tabla N° 10-2: Proyectos de transmisión en 500 kV y obras complementarias.....	123
Tabla N° 11-1: Producción de principales subproductos del petróleo	129
Tabla N° 13-1: Emisiones de GEI por consumo final de energía	144
Tabla N° 13-2: Emisiones de GEI por GWh de generación total	145
Tabla N° 14-1: Medidas e indicadores de Monitoreo del Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático	153
Tabla N° 14-2: Síntesis de riesgos identificados en el relevamiento preliminar del Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático	158
Tabla N° 16-1: Impuestos al carbono en USD/tCO ₂ e.....	172

Tabla N° 16-2: Impuesto al dióxido de carbono en Argentina por energético.....	173
Tabla N° 16-3: Supuestos para tecnologías genéricas	174
Tabla N° 16-4: Supuestos para evaluación de proyectos nucleares específicos	174
Tabla N° 16-5: Supuestos para evaluación de proyectos hidroeléctricos específicos.....	174
Tabla N° 17-1: Análisis de ciclo de vida del GNC.....	176
Tabla N° 17-2: Análisis de ciclo de vida de la electricidad con el mix de generación 2018.....	178
Tabla N° 17-3: Análisis de ciclo de vida de la electricidad generando con un ciclo combinado.....	178
Tabla N° 17-4: Análisis de ciclo de vida de la electricidad con el mix de generación 2030.	179
Tabla N° 17-5: Análisis de ciclo de vida del gasoil.	180
Tabla N° 17-6: Análisis de ciclo de vida de la nafta	180
Tabla N° 17-7: Supuestos para evaluación de tecnologías en el sector transporte.....	181
Tabla N° 17-8: Supuestos para evaluación de tecnologías en vehículos livianos	188

Índice de gráficos

Gráfico N° 3-1: Configuración de los escenarios energéticos 2030.....	23
Gráfico N° 3-2: Componentes del sistema de información energética e interrelaciones en la construcción de los escenarios energéticos 2030.....	25
Gráfico N° 4-1: Porcentaje de la población con acceso a energía eléctrica.	29
Gráfico N° 4-2: Porcentaje de la población con acceso a combustibles limpios para cocción.....	29
Gráfico N° 4-3: Porcentaje de energía renovable en el consumo final de energía.....	29
Gráfico N° 4-4: Intensidad energética (energía consumida por unidad PIB Tep/kUSD 2010).....	29
Gráfico N° 4-5: Trayectoria de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Argentina.....	31
Gráfico N° 5-1: Precios del petróleo crudo (Brent), 2018-2030	39
Gráfico N° 5-2: Precios de gasoil y fueloil considerados, 2018-2030	40
Gráfico N° 5-3: Proyección precios Bolivia, GNL y doméstico, 2018-2030	42
Gráfico N° 6-1: Oferta interna total de energía – Año base 2018.....	44
Gráfico N° 6-2: Oferta interna total 2018 y escenarios en 2030.....	45
Gráfico N° 7-1: Consumo medio de gas natural por usuario y déficit de grados día de calefacción para provincias seleccionadas, 2018	49
Gráfico N° 7-2: Evolución del consumo final de energía y PIB, 2000-2030	51
Gráfico N° 7-3: Consumo final de energía por fuente para cada escenario en 2030.....	52
Gráfico N° 7-4: Consumo final de energía por segmento para cada escenario en 2030	53
Gráfico N° 7-5: Estructura del consumo final de energía por segmento – escenario tendencial 2030.....	54
Gráfico N° 8-1: Demanda final de gas natural, 2005-2030	59
Gráfico N° 8-2: Exportaciones de gas natural por destino, 2018-2030	61
Gráfico N° 8-3: Precio de cierre para exportación de GNL desde la cuenca Neuquina según destino y su sensibilidad al factor de uso de planta de licuefacción.....	63
Gráfico N° 8-4: Parque automotor por tipo de vehículo y combustible (en unidades)	67
Gráfico N° 8-5: Consumo de gas natural en transporte en escenario tendencial, 2018-2030	69
Gráfico N° 8-6: Consumo de combustibles en transporte	70
Gráfico N° 8-7: Demanda de energía eléctrica, 2005-2030	71
Gráfico N° 8-8: Autos Eléctricos – Porcentaje sobre ventas totales, 2018-2030	73
Gráfico N° 8-9: Consumo final de energía en escenarios de políticas existentes	76
Gráfico N° 8-10: Ahorros acumulados según política de ahorro y eficiencia energética, 2020-2030	77
Gráfico N° 8-11: Distribución actual del consumo de gas natural residencial, 2017-2018	78
Gráfico N° 8-12: Demanda y ahorros de gas natural residencial por electrificación, 2018-2030	79
Gráfico N° 8-13: Incremento del consumo eléctrico residencial por electrificación, 2018-2030.....	80
Gráfico N° 8-14: Incremento del consumo de electricidad en transporte por electrificación, 2018-2030.....	81
Gráfico N° 8-15: Consumo de gas natural en transporte: escenario gasificación, 2018-2030.....	82
Gráfico N° 8-16: Proyectos de industrialización el gas natural.....	83
Gráfico N° 9-1: Producción de gas natural por escenario, 2004-2030	88
Gráfico N° 9-2: Producción de gas natural 2030 por escenario, 2030	88
Gráfico N° 9-3: Producción de gas natural por escenario de demanda en ausencia de exportaciones de GNL, 2004-2030	90
Gráfico N° 9-4: Producción base de gas natural y sensibilidad en ausencia de exportaciones de GNL	90
Gráfico N° 9-5: Balance de gas natural: oferta por componente versus demanda total (apilada) en escenario tendencial con exportación de GNL, 2016-2030	92
Gráfico N° 9-6: Balance de gas natural: Componentes de la demanda doméstica y externa respecto de la oferta doméstica en escenario tendencial con exportación de GNL, 2016-2030.....	92

Gráfico N° 9-7: Balance de gas natural: oferta por componente versus demanda total (apilada) en escenario tendencial sin exportación de GNL, 2016-2030	93
Gráfico N° 9-8: Balance de gas natural: Componentes de la demanda doméstica y externa respecto de la oferta doméstica en escenario tendencial sin exportación de GNL, 2016-2030.....	93
Gráfico N° 9-9: Producción de petróleo por escenario, 1998-2030	96
Gráfico N° 9-10: Producción de petróleo por escenario, 2030, en kbbl/d	96
Gráfico N° 9-11: Cantidad de pozos por escenario, 2018-2030	98
Gráfico N° 9-12: Inversiones totales en pozos petrolíferos y gasíferos, terminación e instalaciones de superficie, 2018-2030.....	99
Gráfico N° 9-13: Cantidad de etapas de fractura y de longitud de rama horizontal - <i>Shale gas</i> , 2017-2019.	101
Gráfico N° 9-14: Perfil de pozo - <i>Shale oil</i>	101
Gráfico N° 9-15: Perfil de pozo - <i>Shale gas</i>	102
Gráfico N° 9-16: Perfil de pozo - <i>Tight gas</i>	102
Gráfico N° 9-17: Evolución de productividad de pozos, 2013-2019.....	103
Gráfico N° 9-18: Capacidad de transporte de gas natural por escenario, 2018-2030	104
Gráfico N° 9-20: Capacidad de transporte adicional de petróleo, 2030	105
Gráfico N° 9-21: Producción offshore y onshore, 2009-2019.....	106
Gráfico N° 9-22: Áreas costa afuera.....	107
Gráfico N° 10-1: Nueva potencia instalada acumulada a 2030	113
Gráfico N° 10-2: Nueva potencia instalada anualmente entre 2019 y 2030	114
Gráfico N° 10-3: Nueva potencia instalada acumulada a 2030	115
Gráfico N° 10-4: Resultados comparados por escenario - mix de generación	116
Gráfico N° 10-5: Composición de la generación por fuente en escenario tendencial, 2018-2030	116
Gráfico N° 10-6: Composición de la generación por fuente en escenario de electrificación masiva, 2018-2030	117
Gráfico N° 10-7: Generación mensual por fuente en escenario tendencial, 2018-2030.....	117
Gráfico N° 10-8: Consumo de combustibles en las centrales térmicas, 2018 y 2030	118
Gráfico N° 10-9: Consumo de combustibles en las centrales térmicas, 2018-2030	119
Gráfico N° 10-10: Costos normalizados y proyectos individuales (en USD/MWh).....	121
Gráfico N° 10-11: Obras esperadas de infraestructura de transmisión eléctrica hacia 2022	124
Gráfico N° 10-12: Capacidad de transporte en modelo MARGO, 2019-2030.....	126
Gráfico N° 10-13: Capacidad de transporte en modelo MESSAGE, 2019-2030.....	126
Gráfico N° 11-1: Participación de los crudos y capacidad de refinación, 2010-2030	128
Gráfico N° 11-2: Rendimiento por barril del parque refinador, 2018-2030	129
Gráfico N° 11-3: Importaciones de nafta y gasoil, 2018-2030.....	130
Gráfico N° 12-1: Balanza comercial energética tendencial, con precios medios y exportaciones de GNL, 2018-2030.....	131
Gráfico N° 12-2: Balanza comercial energética tendencial, con precios altos y exportaciones de GNL, 2019-2030.....	132
Gráfico N° 12-3: Comercio exterior de gas natural y GNL - Escenario tendencial, de precios medios y con exportaciones de GNL, 2018-2030	133
Gráfico N° 12-4: Balanza comercial energética en miles MMUSD escenario tendencial con precios medios y exportaciones de GNL, 2018-2030	134
Gráfico N° 12-5: Balanza comercial energética en miles MMUSD en escenario tendencial con precios altos y exportaciones de GNL, 2018-2030	134
Gráfico N° 12-6: Balanza comercial energética en escenario tendencial de precios medios en ausencia de exportaciones de GNL, 2018-2030	135
Gráfico N° 12-7: Balanza comercial energética en miles MMUSD en escenario tendencial de precios medios sin exportaciones de GNL, 2018-2030	136
Gráfico N° 12-8: Balanza comercial energética en escenario tendencial de precios altos sin exportaciones de GNL, 2018-2030	136
Gráfico N° 12-9: Balanza comercial energética en miles MMUSD en escenario tendencial de precios altos sin exportaciones de GNL, 2018-2030	137
Gráfico N° 12-10: Comercio exterior de gas natural y GNL - Comparación en el escenario tendencial de precios medios, con y sin exportaciones de GNL, 2018-2030.....	138
Gráfico N° 13-1: Emisiones totales del sector energético, 2018-2030.....	140
Gráfico N° 13-2: Emisiones de consumo final, 2018-2030	141
Gráfico N° 13-3: Emisiones en centrales eléctricas, 2018-2030	142
Gráfico N° 13-4: Emisiones fugitivas, 2018-2030	143
Gráfico N° 13-5: Emisiones de GEI por escenario a 2030 (en MMtCO ₂ e).....	143
Gráfico N° 14-1: Inventario de emisiones GEI según organismo de aplicación. 2014	146
Gráfico N° 14-2: Estructura del Plan de Acción de energía y cambio climático	148

Gráfico N° 14-3: Diferencias en la reducción de emisiones entre el PANeCC 2017 y su revisión.....	150
Gráfico N° 16-1: Análisis de LCOE, por tecnología en USD/MWh	167
Gráfico N° 16-2: Comparación internacional de LCOE por tecnología (en USD/MWh).....	168
Gráfico N° 16-3: Costos normalizados por tecnología y proyectos específicos (en USD/MWh).....	170
Gráfico N° 17-1: Composición del valor del GNC desde el pozo al surtidor.....	182
Gráfico N° 17-2: Composición del valor del GNL desde el pozo al surtidor	183
Gráfico N° 17-3: Valor actual para buses de corta distancia por tipo de motorización.....	184
Gráfico N° 17-4: Valor actual para buses de corta distancia por tipo de motorización - Sensibilidades.....	185
Gráfico N° 17-5: Valor actual para bus de larga distancia por tipo de motorización.....	185
Gráfico N° 17-6: Valor actual para camión de larga distancia por tipo de motorización	186
Gráfico N° 17-7: Comparación del valor del bus eléctrico respecto del resto de las tecnologías	187
Gráfico N° 17-8: Valor actual para automóviles por tipo de motorización	188
Gráfico N° 17-9: Comparación del valor del auto eléctrico respecto del resto de las tecnologías	189

FE DE ERRATAS:

En esta versión se han corregido valores vinculados a las emisiones de gases de efecto invernadero para el escenario de gasificación y el gráfico N° 13-4.

1. Acerca de este documento

La Secretaría de Gobierno de Energía presenta la edición 2019 de sus Escenarios Energéticos 2030 como una pieza central del planeamiento energético, con el objeto de brindar insumos para la toma de decisiones a todos los actores involucrados en el sector, tanto del lado de la oferta como desde la demanda, del sector público y privado.

Los escenarios aquí presentados surgen de un proceso de modelización basado en el uso de metodologías, información, supuestos, conocimiento y tecnologías disponibles al momento de su confección, explicitados en cada uno de los apartados correspondientes de este documento y están, por lo tanto, sujetos a las limitaciones inherentes a los mismos.

Los resultados de los ejercicios volcados en estas páginas surgen de la combinación de diferentes supuestos de demanda, inversión, precios y productividad. Son estimaciones de lo que podría ocurrir en función de dichas combinaciones de bases asumidas teniendo en cuenta valores medios de hidraulicidad, factores de planta de generación eléctrica, temperatura y evoluciones y reacciones históricas de los segmentos industriales y residenciales en referencia a la evolución de otras variables utilizadas para la modelización. Debido a la naturaleza dinámica del sector energético, dichos escenarios son también dinámicos. En ese sentido, debe enfatizarse que la Subsecretaría de Planeamiento Energético no asigna probabilidades de ocurrencia a los escenarios modelados.

Es por esto que, en ediciones sucesivas, los resultados de los mismos podrían variar en forma significativa, en línea con la efectiva evolución del panorama energético nacional e internacional, con el desarrollo de los diferentes sectores de la economía, el contexto macroeconómico y financiero, la evolución del contexto internacional, los precios internacionales de la energía, y con condiciones de borde cambiantes —como por ejemplo cambios en los acuerdos sobre Cambio Climático o la ocurrencia de eventos de disrupción tecnológica, política o económica—, que resultarían en los consecuentes ajustes de los supuestos utilizados o la inclusión de nuevos.

Asimismo, cabe destacar que el Poder Ejecutivo Nacional, a través de la Secretaría de Gobierno de Energía, impulsó dos procesos significativos con impacto en las capacidades de planeamiento energético. Por un lado, se ha procurado incrementar la transparencia de la información sectorial y la convergencia de metodologías con estándares internacionales¹, a partir de la

¹ En este aspecto, se destacan la puesta en línea del portal del sistema unificado de información energética de la Secretaría de Gobierno de Energía en 2016 (<http://datos.energia.gob.ar/>), la cooperación con la Agencia Internacional de Energía (Memorándum de entendimiento entre el Ministerio de Energía y Minería y la Agencia Internacional de Energía, de marzo de 2017), con OLADE, con la iniciativa JODI (Joint Organizations Data Initiative), y la implementación de

puesta a disposición de un mayor número y más completos conjuntos de datos vinculados al sector energético y a incrementar su alcance atendiendo nuevas necesidades vinculadas a nuevas tendencias del sector, como la recolección de información específica de características propias de la producción de hidrocarburos de formaciones no convencionales, la confección de balances energéticos provinciales² (BEP) realizada en el marco del Consejo Federal de la Energía, y el Balance Nacional de Energía Útil (BNEU) en proceso de desarrollo por parte de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética con apoyo de la Unión Europea.

En ese sentido, se llevó a cabo un proceso de recopilación, análisis y consolidación de información y de metodologías por parte de distintas áreas de la Secretaría de Gobierno de Energía (como la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Subsecretaría de Mercado Eléctrico, entre otras dependencias del Ministerio de Hacienda de la Nación) con las cuales la Subsecretaría de Planeamiento Energético trabajó en conjunto. En este proceso también participaron el ENARGAS, el Ministerio de Producción y Trabajo y la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable en apartados específicos de cada una de las estimaciones.

Cabe señalar que este mecanismo de intercambio de información es ininterrumpido y continúa en marcha. La interacción con otras áreas del gobierno permite avanzar en un abordaje integral y granular de los distintos sectores de consumo y de los impactos de las diversas políticas públicas.

En este marco, se diseñó también un manual de supuestos comunes para la evaluación de políticas y proyectos energéticos, sentando bases de comparación homogénea para analizar impactos económicos y presupuestarios en el ámbito de la Administración Pública Nacional.

En segundo lugar, se promovió un proceso participativo y de diálogo mediante la participación de la Secretaría de Gobierno en la Plataforma Escenarios Energéticos³ y otras iniciativas en la misma dirección. En ese marco, estos

estándares de la Iniciativa para la Transparencia de las industrias Extractivas (EITI, por sus siglas en inglés: <https://www.argentina.gob.ar/eiti>).

² Dirección Nacional de Información Energética, Secretaría de Gobierno de Energía (2018). *Balances Energéticos Provinciales — Notas metodológicas y consolidación de la información*. Disponible en http://bit.ly/BEPS_ar.

³ La Plataforma Escenarios Energéticos Argentina (<https://www.escenariosenergeticos.org/>) es una iniciativa surgida en 2011, y actualmente impulsada por el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) de la Universidad de Buenos Aires, el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), la Fundación Avina (AVINA), la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación (SGE) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), con el objeto de promover el debate público y con sustento técnico que refleje una mirada plural sobre el futuro de la energía en Argentina, brindando insumos para la toma de decisión y para el diseño de políticas por parte de actores públicos y privados.

escenarios fueron sujeto de discusión con otros agentes de alta relevancia en el sector energético, y por lo tanto con incidencia en el proceso de planeamiento, como son por ejemplo ENARGAS, CAMMESA e IEASA, así como con otros actores intervinientes en la Plataforma de Escenarios Energéticos y compañías relevantes del sector.

Ambos procesos, que confluyen en los *Escenarios Energéticos 2030*, contribuyen tanto a fortalecer las capacidades del Estado para la toma de decisiones basadas en evidencias como a la construcción de escenarios que reflejen una visión compartida de la sociedad argentina sobre las transiciones hacia sistemas energéticos más limpios, más flexibles y más transparentes⁴, acercando un marco que brinda nociones de orden y condiciones de borde para las principales variables vinculadas al sector en el largo plazo.

⁴ Sobre este tema, ver la sección 4.-c “*El Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas de G20*”

2. Resumen Ejecutivo

El presente trabajo tiene por objetivo evaluar distintos escenarios de evolución de la matriz energética argentina para los años 2019–2030 partiendo de 2018 como año base. Para esto se postularon hipótesis iniciales sobre las cuales se construyeron distintos escenarios que se aplicaron a un conjunto de modelos de prospectiva para representar el consumo energético, el sistema eléctrico, el parque refinador y finalmente, el sistema energético integrado.

Construyendo sobre la base de la edición previa de este documento (*Escenarios Energéticos 2030*, publicado en 2017), en esta oportunidad se abordan diferentes cuestiones relacionadas que la extensión del trabajo anterior no pudo contemplar (por ejemplo, exportaciones regionales de gas natural estacionales y firmes, exportaciones de GNL, competencia gas versus gas entre cuencas, ampliación del parque automotor a gas natural y eléctrico, industrialización del gas, entre otras). No obstante, el presente documento debe ser considerado como una mejora incremental, desarrollada por las áreas técnicas de la Secretaría de Gobierno de Energía a los fines de lograr una mejor representación que aborde las complejidades de la estructura del sistema energético argentino.

A partir de esta edición se separaron los escenarios de demanda en dos grandes grupos: los de “políticas existentes” (escenarios “tendencial” y “eficiente”) que computan diversas políticas que se vienen llevando a cabo en los mercados energéticos y una novedad respecto de versiones anteriores, constituida por dos escenarios alternativos de “políticas activas” (escenarios de “industrialización del gas natural” y “electrificación”).

En los escenarios de demanda de “políticas existentes” se presenta un escenario “tendencial”, donde la demanda se modela teniendo en cuenta el comportamiento de la demanda en los últimos años en diversas estimaciones de tipo tanto *top-down* como *bottom-up* y un escenario “eficiente” que incorpora las políticas de eficiencia energética en curso que impactarían sobre la demanda tendencial. Dentro de los escenarios de políticas activas se presenta un caso de “electrificación” (en adelante, “electrificación”) que contempla principalmente una mayor penetración de la energía eléctrica en hogares y en el parque automotor, y un escenario de “industrialización masiva del gas natural” (en adelante titulado “gasificación”) que asume una fuerte inversión en industrias gas intensivas debido a una mayor disponibilidad del recurso y una mayor utilización de gas natural en el transporte (GNC y GNL vehicular).

En términos de oferta, se definen cuatro escenarios de producción de gas natural que tienen relación directa con los escenarios de demanda mencionados en el párrafo anterior. Por otra parte, se definen dos escenarios de producción de petróleo estrechamente vinculados a dos posibles trayectorias de precios internacionales, cuyos supuestos son presentados en

el documento *Short-Term Energy Outlook*.⁵; el escenario “precios altos” tiene una relación directa con el escenario de precios *High* que se consideran en el estudio, mientras que el escenario “Precios Medios” se vincula con el escenario de precios *reference*.⁶

En los escenarios antes descriptos se analiza en forma conjunta el impacto de políticas subsectoriales en forma articulada y combinada. Estos ejercicios permiten construir una visión de las distintas trayectorias de la matriz energética de acuerdo con el impacto de políticas de eficiencia energética, diversificación, una mayor penetración de energías renovables y el desarrollo masivo de los recursos hidrocarburíferos no convencionales.

Las principales variables utilizadas para confeccionar los escenarios energéticos son la trayectoria en el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), el incremento en el total de hogares, la cantidad total de hogares con conexiones de gas natural, los déficits de grados día de calefacción por provincia y el crecimiento del parque automotor.

Se adopta como insumo para los escenarios un crecimiento del PIB en línea con lo estipulado en el Relevamiento de Expectativas del Mercado del BCRA para los años 2020 a 2021 y luego se asume convergencia a la tasa histórica de 3,3% siguiendo el documento de Baumann y Cohan (2018)⁷. La tasa anual acumulativa entre 2018 y 2030 de crecimiento del PIB supuesta para los escenarios energéticos asciende a 2,78%.

En materia de crecimiento poblacional y de hogares, se trabajó sobre la base de las estimaciones demográficas del INDEC⁸. A partir de estas, se estimó al año 2030 una población de aproximadamente 49,4 millones de personas y unos 17,3 millones de hogares. Sobre esta cantidad de hogares se estimó una evolución de la penetración del gas natural en los mismos, pasando del 64% en 2018 a 68% hacia el 2030, contemplando no solo el crecimiento vegetativo de las distribuidoras sino también el impacto de las obras en materia de gasoductos troncales.

Por otra parte, se proyecta el parque vehicular por tipo de vehículo y consumo de combustible según la relación PIB per cápita y tasa de motorización (418 autos cada mil habitantes en el 2030⁹). A su vez se supone el ingreso de autos

⁵ U.S. Energy Information Administration (2019). *Short-Term Energy Outlook oct-2019*. Disponible en <https://www.eia.gov/forecasts/steo/>

⁶ Fuente: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2019 y Short Term Energy Outlook*, septiembre 2019.

⁷ Baumann, I y L. Cohan (2018). *Crecimiento económico, PTF y PIB potencial en Argentina*, Subsecretaría de Política Macroeconómica, Secretaría de Política Económica, Ministerio de Hacienda. Consultado el 23/9/18 y disponible en <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/crecimiento-economico-ptf-y-pib-potencial-en-argentina.pdf>.

⁸ INDEC (2015), *Estimaciones y Proyecciones de población 2010-2040 Total País*. Nro. 35 serie: Análisis demográfico.

⁹ 431 vehículos cada mil habitantes al considerar camiones y buses.

eléctricos, que alcanzarían el 2,2% (12% de las ventas) del parque vehicular en 2030 (5,6% y 30% de las ventas en el escenario de electrificación).

A continuación, se describen los principales resultados de las proyecciones de la demanda final de energía de la Argentina para el período 2019–2030, conforme la prospectiva socioeconómica, bajo los escenarios tendencial y eficiente planteados, como consecuencia de las hipótesis referidas previamente.

La demanda final de energía¹⁰ para el total país en el período 2018–2030, crecería a tasas de 2,1% anual acumulativas (a.a) en el escenario tendencial, 1,4% a.a. en el eficiente, 1,9% a.a. en el de electrificación y 2,9% a.a. en el de gasificación. Según la información disponible en el Balance Energético Nacional, en 2018 el consumo final fue de 53,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MMtep), y las proyecciones indican que en 2030 se alcanzarían 68,9 MMtep en el escenario tendencial, 63,1 MMtep en el eficiente, 66,8 MMtep en el de electrificación y 75,2 MMtep en el de gasificación.

En los escenarios de políticas existentes se computa el ahorro producto de las medidas de eficiencia energética entre los escenarios tendencial y eficiente, el cual para el año 2030 ascendería a 5,7 MMtep, 8% del consumo referido al escenario tendencial.

Los cuadros presentados a continuación resumen los principales resultados obtenidos.

Tabla N° 2-1: Consumo final de energía en 2030

Consumo Final	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Total (MMtep)	53,6	68,9 <i>(2,1% a.a.)</i>	63,1 <i>(1,4% a.a.)</i>	66,8 <i>(1,9% a.a.)</i>	75,2 <i>(2,9% a.a.)</i>
Energía Eléctrica (TWh)	133	182 <i>(2,6% a.a.)</i>	161 <i>(1,6% a.a.)</i>	219 <i>(4,2% a.a.)</i>	182 <i>(2,6% a.a.)</i>
Gas Natural ¹¹ (MMm ³ /d)	76,4	106 <i>(2,7% a.a.)</i>	96 <i>(1,9% a.a.)</i>	90 <i>(1,4% a.a.)</i>	132 <i>(4,7% a.a.)</i>
Gasoil (kboe/d) ¹²	225,1	259 <i>(1,4% a.a.)</i>	236 <i>(0,4% a.a.)</i>	253 <i>(1,0% a.a.)</i>	242 <i>(0,6% a.a.)</i>
Nafta (kboe/d) ¹³	133,5	158 <i>(1,4% a.a.)</i>	151 <i>(1,0% a.a.)</i>	151 <i>(1,1% a.a.)</i>	143 <i>(0,5% a.a.)</i>

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Se observa en todos los casos un desacople del consumo total de energía (aquí aproximado mediante la oferta interna total - OIT) respecto del crecimiento

¹⁰ No contempla los consumos intermedios como la demanda de combustibles en centrales y/o petroquímicas.

¹¹ La demanda de gas natural no incluye RTP CERRI ni el consumo en las centrales eléctricas.

¹² Incluye biodiesel.

¹³ Incluye bioetanol.

de la economía. En el escenario eficiente se desacopla aún más rápidamente, en línea con los ahorros estimados para países desarrollados.

Tabla N° 2-2: Intensidad energética medida en términos de la OIT y el PIB

	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Intensidad energética tep/PIB MMARS2004	116	102 (-1,0% a.a.)	95 (-1,7% a.a.)	102 (-1,0% a.a.)	111 (-0,3% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

La proyección de la producción de petróleo está asociada a la evolución de los escenarios de precios. En ambos casos continúa la tendencia creciente de los últimos años en el desarrollo de los recursos de formaciones no convencionales compatible con la configuración del parque refinador planteada, y a un incremento moderado en la demanda de combustibles abastecido con una mayor producción doméstica, se registran excedentes exportables crecientes.

Tabla N° 2-3: Escenarios de producción de petróleo

	2018	2030	
		Precios medios	Precios altos
Producción de Petróleo (kbb/d)	489	899 (5,2% a.a.)	1.105 (7,0% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

La producción de gas natural, por su parte, responde a los escenarios de demanda tanto doméstica como internacional. Dada la estacionalidad que caracteriza el consumo del fluido, se plantea el desafío de estimular la producción de reservorios no convencionales, off-shore y de yacimientos maduros. Para alcanzar el pico de demanda doméstica, se debe contar con alternativas para comercializar o almacenar la producción que exceda al consumo en los meses de menor demanda. En esta línea, se prevé la exportación regional de gas natural, con caudales de intercambio hacia países vecinos que promediarían los 25 MMm³/d hacia el final del período.

A su vez, resulta oportuno destacar que en el marco de un desarrollo masivo del gas proveniente de reservorios no convencionales que propicie la reducción de costos y precios a nivel doméstico, se encuentra entre las opciones comerciales a evaluar en forma más detallada en futuros escenarios la exportación a través de la licuefacción del gas natural. En función de los escenarios de precios planteados, esta alternativa podría comenzar a ser factible en el último lustro (2025–2030), por lo que se muestran los resultados para la producción de gas natural en el escenario de base (con exportación de GNL) y con su sensibilidad (sin exportación de GNL).

Tabla N° 2-4: Escenarios de producción de gas natural

(MMm ³ /d)	2018		2030		
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Gas natural (esc. con exportación de GNL)	129	229 (4,9% a.a.)	211 (4,1% a.a.)	233 (5,0% a.a.)	258 (5,9% a.a.)
Gas natural (esc. sin exportación de GNL)		197 (3,6% a.a.)	179 (2,7% a.a.)	204 (3,9% a.a.)	226 (4,8% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

En los escenarios se observa una caída en los requerimientos de importación de gas natural, una concentración de la demanda de GNL en los meses de invierno y, hacia el final del período, competencia gas vs. gas para la importación de volúmenes de gas natural proveniente de Bolivia.

En el sector eléctrico se prevé la incorporación de potencia flexible, eficiente y más limpia, propiciando una mayor penetración de las energías renovables, junto a los ingresos de grandes centrales hidroeléctricas y la IV Central Nuclear, así como generación termoeléctrica de alta eficiencia.

Tabla N° 2-5: Incorporación de potencia y generación eléctrica

Nueva potencia (MW)	2018		2030		
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Térmica	-	4.165	3.470	7.051	4.026
Hidráulica	-	2.503	2.503	2.503	2.503
Nuclear	-	1.262	1.262	1.262	1.262
Renovable	-	13.670	12.187	17.758	14.418
Total (MW)	-	21.600	19.423	28.574	22.209

Generación	2030				
	2018	Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Térmica	63,8%	37,1%	32,4%	43,0%	36,4%
Hidráulica	29,1%	26,1%	29,5%	21,7%	26,1%
Nuclear	4,7%	11,6%	13,1%	9,6%	11,6%
Renovable	2,4%	25,2%	25,0%	25,7%	25,9%
Total (TWh)	137	188	167	227	188

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

En cumplimiento de la ley energías renovables (27.191), se alcanzaría el 20% de cubrimiento del consumo de energía eléctrica en el año 2025 y se profundizaría aún más la penetración de estas tecnologías alcanzando un 25% al 2030. Esto, sumado a las inversiones previstas en energía hidroeléctrica y nuclear, incrementaría la diversificación de la matriz de generación eléctrica, reduciendo la participación térmica (entre 32% y 43% en 2030, frente a 64% en 2018), la cual pasaría de ser un tercio libre de emisiones a ser aproximadamente dos tercios provenientes de fuentes limpias.

En cuanto al consumo final de combustibles, las principales variables utilizadas para la estimación fueron las proyecciones de crecimiento y composición del

parque automotor, los supuestos de eficiencia en los motores (10% entre 2018 y 2030) y la trayectoria del PIB.

Se estima un crecimiento del consumo de motonaftas del 1,5% promedio anual en el escenario tendencial, alcanzando al año 2030 unos 158 miles de barriles de petróleo equivalentes por día (kboe/d). Del mismo modo, el consumo final de gasoil alcanzaría los 259 kboe/d en 2030 incrementándose a un ritmo del 1,2% anual acumulado en el escenario tendencial. En la siguiente tabla se puede observar la proyección de la demanda para el resto de los derivados.

Tabla N° 2-6: Consumo de combustibles

(en kboe/d)	2018		2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación	
Aerokerosene	12,0	9,4 (-2,0% a.a.)	9,4 (-2,0% a.a.)	9,4 (-2,0% a.a.)	9,4 (-2,0% a.a.)	9,4 (-2,0% a.a.)
Kerosene	0,24	0,05 (-12,3% a.a.)	0,05 (-12,3% a.a.)	0,05 (-12,3% a.a.)	0,05 (-12,3% a.a.)	0,05 (-12,3% a.a.)
Motonaftas ¹⁴	133,5	157,6 (1,4% a.a.)	151,3 (1,0% a.a.)	151,5 (1,1% a.a.)	142,5 (0,5% a.a.)	142,5 (0,5% a.a.)
Gasoil	225,1	258,6 (1,2% a.a.)	236,4 (0,4% a.a.)	253,5 (1,0% a.a.)	242,0 (0,6% a.a.)	242,0 (0,6% a.a.)
Fueloil	2,0	0,1 (-23,9% a.a.)	0,1 (-23,9% a.a.)	0,1 (-23,9% a.a.)	0,1 (-23,9% a.a.)	0,1 (-23,9% a.a.)
GLP	32,1	34,7 (0,6% a.a.)	33,6 (0,4% a.a.)	34,7 (0,7% a.a.)	31,9 (-0,1% a.a.)	31,9 (-0,1% a.a.)
Biodiesel	21,0	27,8 (2,4% a.a.)	27,8 (2,4% a.a.)	27,3 (2,2% a.a.)	26,2 (1,9% a.a.)	26,2 (1,9% a.a.)
Bioetanol	11,1	17,6 (3,9% a.a.)	17,6 (3,9% a.a.)	17,1 (3,7% a.a.)	16,0 (3,1% a.a.)	16,0 (3,1% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Una característica de alta relevancia de la matriz energética de Argentina radica en el grado de dependencia de los hidrocarburos, particularmente del gas natural. En el año 2018 el 87% de la oferta interna total de energía provino de los combustibles fósiles (58% gas natural, 28% petróleo y 1% carbón) quedando un bajo peso relativo de otras fuentes como la energía hidroeléctrica y la nuclear, aunque éstas revisten mayor importancia cuando se analiza la generación de energía eléctrica. Respecto de las energías renovables, al año 2018 sólo representaban el 5% de la oferta, destacándose las fuentes más convencionales como leña y bagazo.

¹⁴ Incluye corte de bioetanol.

Tabla N° 2-7: Oferta interna total (OIT)

Oferta interna total ¹⁵	2018	Participación en 2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Gas natural	58,4%	51,9%	49,8%	51,5%	57,3%
Petróleo	27,7%	28,2%	29,4%	27,8%	24,4%
Carbón	1,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Hidroelectricidad	5,3%	5,2%	5,6%	5,2%	4,8%
Nuclear	2,3%	5,6%	6,1%	5,6%	5,2%
Renovable ¹⁶	5,0%	8,5%	8,5%	9,4%	7,8%
Total (MMTep)	82,1	100,6	93,3	100,7	109,2

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

En los escenarios analizados al año 2030 se plantea un incremento considerable de la participación de energías renovables en la oferta interna de energía, creciendo casi cuatro puntos porcentuales su porción relativa versus el año 2018 (5% de la OIT). Dicho crecimiento se debe a la gran incorporación de potencia renovable no convencional, sumada al incremento en el corte efectivo de biocombustibles (B100 para flotas cautivas de transporte público de pasajeros e incorporación de automóviles *flex* en el parque automotor). Respecto de la energía nuclear, su incremento se explica por el ingreso del reactor Carem y de la IV Central Nuclear, la cual impactaría en el último quinquenio, pero también debido a que en el año base 2018 la Central Nuclear de Embalse no estuvo operativa debido a las obras para su repotenciación y extensión de vida útil. La energía hidroeléctrica, por su parte, aumentaría levemente su porcentaje de la mano del ingreso de grandes emprendimientos como Cóndor Cliff, La Barrancosa y Chihuido I, entre otros. Aun así, la dependencia de los combustibles fósiles en la matriz continuaría siendo altamente relevante, entre 80% y 82%, según el escenario considerado, reduciéndose su participación en la oferta interna total de energía entre 8 y 6 puntos porcentuales respecto del año 2018, según el caso.

En cuanto a la balanza comercial energética, el año 2018 arrojó un déficit de 120 mil barriles equivalentes de petróleo diarios (kboe/d) mientras que para el año 2019 se espera alcanzar el equilibrio. En términos del intercambio comercial, la balanza en el año 2018 arrojó un saldo negativo de 2.300 MMUSD, el cual se espera que se equilibre durante el año 2019.

Respecto de las proyecciones al año 2030, en los escenarios tendenciales con exportación de GNL, se espera alcanzar un superávit de entre 710 y 930 kboe/d en los casos de precios medios y precios altos, respectivamente, el que se podría reducir a entre 540 kboe/d y 760 kboe/d en caso de no desarrollarse las plantas de licuefacción de gas natural. En términos del intercambio comercial, para los escenarios de exportación de GNL se espera un superávit de entre 13.000 MMUSD y 23.100 MMUSD en los casos de precios medios y

¹⁵ Oferta interna de energía primaria más el efecto de los intercambios de la energía secundaria.

¹⁶ Incluye eólica, solar, biocombustibles y otras renovables.

precios altos, respectivamente, el cual se podría reducir a entre 10.800 MMUSD o 20.400 MMUSD si no se exportara GNL a escala.

Tabla N° 2-8: Balanza comercial energética por escenario

Balanza comercial	2018	2030			
		Tendencial con exportaciones de GNL		Tendencial sin exportaciones de GNL	
		Precios medios	Precios altos	Precios medios	Precios altos
kboe/d	-120	710	930	540	760
MMUSD	-2.300	13.000	23.100	10.800	20.400

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Respecto de la evolución estimada de las emisiones del sector energético, los escenarios resultantes muestran un incremento moderado en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) entre los años 2018 y 2030. Si se desagregan las emisiones en cuatro grupos, puede observarse que su crecimiento sería traccionado principalmente por la demanda de combustibles, acompañado por un incremento de las emisiones fugitivas a causa de la mayor actividad en pozos de petróleo y gas natural (*upstream*), que se contrapone a la utilización de hidrocarburos importados. Por el contrario, en el sector de generación eléctrica se daría una reducción significativa, producto de la penetración de energías renovables, hidráulica y nuclear, desplazando generación térmica, especialmente aquella generada con líquidos (gasoil y fueloil).

Tabla N° 2-9: Emisiones de GEI vinculadas al sector energético

Emisiones (MMtCO ₂ e)	2018e	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Demanda	107	136 (2,0% a.a.)	126 (1,4% a.a.)	127 (1,5% a.a.)	141 (2,3% a.a.)
Generación	40	29 (-2,7% a.a.)	23 (-4,7% a.a.)	39 (-0,4% a.a.)	29 (-2,7% a.a.)
Fugitivas	15	26 (4,5% a.a.)	24 (3,9% a.a.)	26 (4,6% a.a.)	29 (5,4% a.a.)
Otras	15	25 (4,0% a.a.)	23 (3,5% a.a.)	25 (4,1% a.a.)	27 (4,8% a.a.)
Emisiones totales	178	216 (1,6% a.a.)	197 (0,8% a.a.)	218 (1,7% a.a.)	226 (2,0% a.a.)

*Otras incluye *otras industrias de la energía y refinación*

Fuente: SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Al vincular las emisiones totales generadas de GEI en el sector energético con el consumo final de energía, se obtiene un indicador que vincula dichas emisiones por cada tep consumido. Como se puede observar en la siguiente tabla, este indicador disminuiría su valor en todos los escenarios estimados a 2030.

Tabla N° 2-10: Emisiones de GEI por unidad de energía

	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Emisiones por unidad de consumo final de energía tCO ₂ e/tep	3,32	3,14 (-0,5% a.a.)	3,11 (-0,5% a.a.)	3,26 (-0,2% a.a.)	3,01 (-0,8% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Teniendo en cuenta los importantes cambios en el mix de generación, que pasa de estar compuesto aproximadamente por una relación de 1:2 de fuentes libres de emisiones en 2018 a una relación de 2:1 en 2030, resulta relevante la reducción que dicha modificación genera en las emisiones de centrales. Es por esto que la siguiente tabla vincula las emisiones estimadas a 2030 con la generación eléctrica total (tCO₂e/GWh), observándose una disminución de la intensidad de carbono de la generación. Cabe destacar que en el escenario de electrificación podrían reducirse aún más las emisiones con una mayor penetración de generación a partir de fuentes renovables y otras fuentes libres de emisiones, con impacto también en las emisiones por unidad de energía.

Tabla N° 2-11: Emisiones de GEI por GWh de generación eléctrica

	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Emisiones por unidad de generación tCO ₂ e/GWh	294	155 (-5,2% a.a.)	137 (-6,2% a.a.)	170 (-4,5% a.a.)	154 (-5,2% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Como resultado relevante, se destaca que todos los escenarios desarrollados a lo largo de este documento cumplirían con los compromisos internacionales asumidos por Argentina en el marco del Acuerdo de París e implicarían, *ceteris paribus*, una notable reducción de la participación del sector energético en su totalidad respecto de las emisiones objetivo de la NDC, representando el 41% y el 47% de las emisiones totales de la NDC, respectivamente, lo que brinda una base compatible con el desarrollo de una Estrategia de Largo Plazo (LTS, por sus siglas en inglés) de reducción de emisiones, como la que actualmente está desarrollando la República Argentina en el marco de lo establecido en el párrafo 19 del Artículo 4 del Acuerdo de París con el objeto de incrementar la ambición para contribuir a los esfuerzos globales en la mitigación del cambio climático.

3. Introducción

Este documento tiene por objetivo evaluar distintos escenarios de evolución de la matriz energética argentina para los años 2019–2030 partiendo de 2018 como año base.

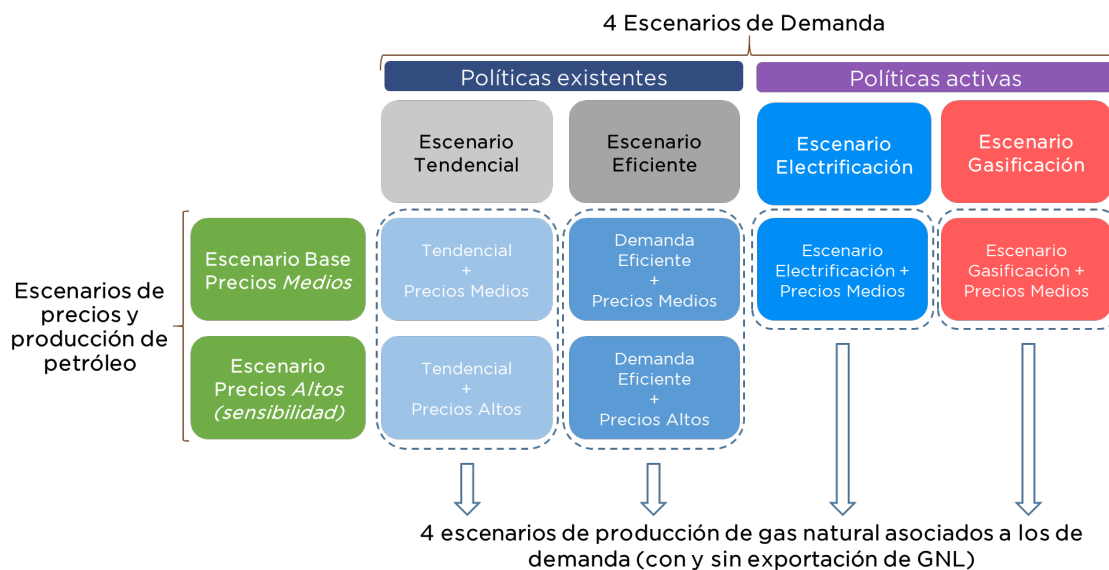
Para ello se postularon hipótesis iniciales cuyos escenarios se aplicaron a un conjunto de modelos de prospectiva para representar el consumo energético, el sistema eléctrico, el parque refinador y finalmente, el sistema energético integrado con el objeto de realizar una caracterización de la matriz a largo plazo, para lo cual, fue naturalmente necesario contemplar algunas simplificaciones. Por este motivo debe ser considerado como un punto de partida a ser complementado por estudios especiales que aborden las especificidades de las diferentes temáticas aquí tratadas.

Como todo ejercicio de escenarios, debe ser leído como posibles trayectorias a futuro y no como pronósticos. Constituye un instrumento para la evaluación de oportunidades y amenazas que enfrenta el sector, una herramienta para la toma de decisiones basadas en evidencia, y un elemento que promueve una discusión informada sobre el largo plazo a fin de diseñar un posicionamiento estratégico y contribuir a la construcción de una visión del sector hacia el futuro.

El objetivo principal de esta técnica de análisis es que aquellos actores que tienen la responsabilidad de tomar decisiones sectoriales dispongan de los mejores elementos de juicio para definir políticas públicas teniendo presente su impacto futuro. Esta capacidad es particularmente relevante en el caso del sector energético, dado que suele demandar decisiones que tienen un prolongado período de gestación y/o ejecución, y que involucran cuantiosos recursos técnicos y económicos.

Para la realización de este ejercicio se plantearon diferentes senderos alternativos para las variables de base: precios, producción de hidrocarburos y demanda de energía.

Gráfico N° 3-1: Configuración de los escenarios energéticos 2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Dada esta configuración de escenarios, y con la finalidad de simplificar la exposición y el contraste entre los mismos, serán expuestos con mayor detalle a lo largo del documento los escenarios de demanda, mientras que para aquellos resultados donde hay sensibilidad en los precios, se expondrán también estos últimos.

El documento avanza a continuación abordando los principios sobre los cuales se enmarca actualmente el planeamiento energético, presentando de manera subsiguiente una serie de análisis derivados de la prospectiva energética realizada que cuantifican la evolución de la oferta interna total, y los requerimientos de importaciones de energía.

Luego se expone el conjunto de supuestos e hipótesis iniciales para la prospectiva propiamente dicha, en la cual se describen los escenarios de precios considerados y los supuestos socioeconómicos adoptados.

Posteriormente, se exponen los resultados prospectivos de la demanda energética, realizando análisis agregado para los principales energéticos conforme los criterios e hipótesis adoptados en la evolución de los consumos energéticos. Se analizan las variables clave, que influyen en dichos consumos y los impactos posibles de las políticas públicas, con especial atención en aquellas direccionadas al ahorro y uso eficiente.

Seguidamente, se presentan los diferentes escenarios estimados de producción de gas natural y petróleo, con particular atención al desarrollo de los recursos de formaciones no convencionales. Luego se analiza la evolución del subsector eléctrico, para el cual se evalúa el impacto de políticas en materia de renovables, nuclear, hidroeléctrica, a partir de la disponibilidad de combustibles y procurando no solo abastecer la demanda, sino también garantizar la confiabilidad del sistema. Se incluye además el análisis del sector

refinador, centrado en los requerimientos de refinación, y el desarrollo de derivados del petróleo. Luego del análisis de oferta y demanda energética, se presenta una sección donde se cuantifica la balanza comercial energética para los diferentes escenarios y se realizan sensibilidades para comprender su impacto sobre las cuentas externas.

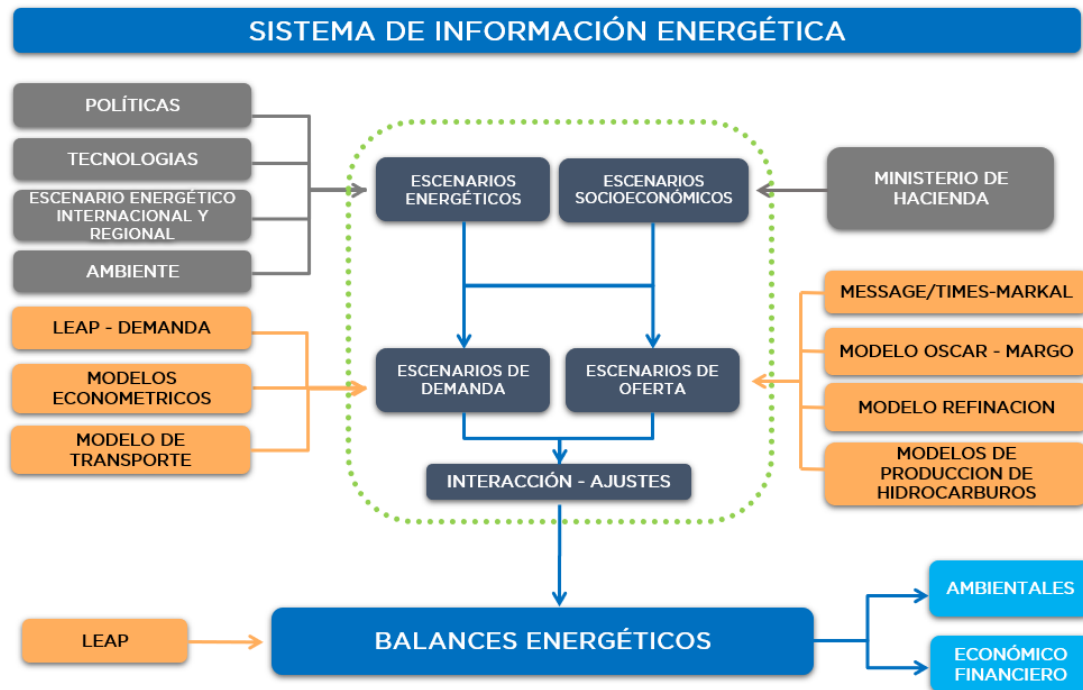
Por último, se presenta un apartado donde se comenta especialmente el proceso de planificación de adaptación y mitigación del cambio climático en el marco del rol de la Secretaría de Gobierno de Energía en el Gabinete Nacional de Cambio Climático. Finalmente, contiene consideraciones que surgen y recoge los aspectos a desarrollar y profundizar en futuros trabajos.

En los anexos del documento se pueden encontrar sintetizados los resultados de análisis realizados en el marco de reuniones específicas del gabinete de la Secretaría de Gobierno de Energía que sirvieron de soporte en la elaboración de los escenarios relacionados con el costo normalizado de las tecnologías de generación (teniendo en cuenta externalidades y extra costos para los sistemas en términos de backup e infraestructura) y la evaluación de diversas tecnologías de combustión para los vehículos (automóviles, buses de corta distancia, buses de larga distancia y camiones de larga distancia).

a. Nota metodológica

En el siguiente esquema se representa de forma simplificada el proceso de elaboración de los escenarios planteados en el presente documento, el cual se nutre del sistema integrado de información energética como punto de partida. A su vez, se alimenta a los modelos y análisis con información proveniente del Ministerio de Hacienda y el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de la República Argentina (INDEC), conformándose el escenario socioeconómico. Luego se estudian y analizan las perspectivas regionales y mundiales vinculadas con las tendencias y perspectivas energéticas, tecnológicas y ambientales que definen al escenario energético. Posteriormente comienza un proceso iterativo entre los resultados de demanda y los distintos componentes de oferta, obteniéndose como resultado de este transcurso los balances energéticos proyectados.

Gráfico N° 3-2: Componentes del sistema de información energética e interrelaciones en la construcción de los escenarios energéticos 2030.



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

4. Principios

En esta sección se abordan los principios que sientan las bases y algunas condiciones de borde para el desarrollo del ejercicio de *Escenarios Energéticos 2030* en el marco del proceso de planeamiento energético alineadas con el objetivo de garantizar la provisión abundante de energía, fomentando la competitividad y la producción de excedentes exportables, de manera fiscal y ambientalmente sostenible.

Estos principios hacen referencia a los principales compromisos asumidos por la República Argentina en términos de asequibilidad y acceso a la energía, así como a los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero y a la búsqueda de sistemas energéticos más limpios, más flexibles y más transparentes.

Diversas leyes¹⁷ dan cuenta de la ratificación de los compromisos que ha asumido nuestro país en materia de cambio climático, los cuales contribuyen a su vez con los distintos objetivos establecidos en diferentes foros, convenciones, protocolos y a los acuerdos alcanzados en el marco del Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas de G20 (ETWG, por sus siglas en inglés).

Los compromisos asumidos por el país en materia de cambio climático y desarrollo sostenible en la *Agenda de Desarrollo Sostenible 2030*¹⁸ tienen un impacto en el sector energético, en particular los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) N° 7, 12 y 13 y la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) de la República Argentina en el marco del Acuerdo de París, que estableció compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Estos compromisos establecen las líneas directrices que deben tenerse en cuenta a la hora de evaluar escenarios energéticos a futuro.

Asimismo, en el marco de los acuerdos y compromisos internacionales asumidos por el país se llevó adelante un proceso de diálogo con participación de la sociedad civil con el objeto de construir una visión compartida de la transición energética argentina al año 2050. Los resultados principales de dicho proceso se presentan en la tercera subsección.

¹⁷ Ley 24.295 “Convención Marco Naciones Unidas - Cambio Climático”; Ley 25.438 “Protocolo de Kioto sobre Cambio climático” y Ley 27.270 “Acuerdo de París”.

¹⁸ <https://www.onu.org.ar/agenda-post-2015/>

a. Objetivos de Desarrollo Sostenible

A partir de la ratificación del compromiso del Gobierno Nacional con la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible¹⁹, Argentina comenzó un proceso de adaptación de las metas de los Objetivos de Desarrollo Sostenible al contexto local.

Los 17 ODS y sus 169 metas aprobados por la Asamblea General de las Naciones Unidas constituyen un avance respecto de los Objetivos de Desarrollo del Milenio poniendo el foco en los desafíos pendientes post-2015. Estos objetivos buscan integrar las diferentes dimensiones del desarrollo sostenible: la económica, la ambiental y la social.

Tabla N° 4-1: Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible.



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

La decisión del Poder Ejecutivo Nacional de adoptar la Agenda 2030 implicó, asimismo, la alineación de metas de ODS con los planes estratégicos y sectoriales de gobierno y su armonización con las iniciativas internacionales preexistentes.

Si bien las metas expresan las aspiraciones a nivel mundial, cada gobierno fija sus propias metas nacionales en función de las circunstancias del país. Dentro de esos 17 Objetivos se encuentra el Objetivo 7 que refiere a “*garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos*”, del cual la Secretaría de Gobierno de Energía está a cargo del desarrollo y monitoreo. El mencionado objetivo está asociado a las siguientes metas que han sido adaptadas al contexto nacional:

¹⁹ Ratificación mediante la Resolución N 70/1 de la Asamblea General de las Naciones Unidas.

- *Meta 7.1. De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.*
- *Meta 7.2. De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.*
- *Meta 7.3. De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.*

A los fines del seguimiento de estas metas se ha adoptado una línea de base para cada indicador, una meta intermedia y una meta final al año 2030, resumidas en el siguiente cuadro.

Tabla N° 4-2. Indicadores de seguimiento, líneas de base, metas intermedias y finales

Indicador	Línea de base		Meta intermedia		Meta final
	Año	Valor	Año	Valor	
7.1.1. Porcentaje de población que tiene acceso a la electricidad ²⁰	2010	98,8%	2019	99,3%	99,5%
7.1.2. Porcentaje de la población con acceso a los combustibles limpios para cocción ²¹	2010	97,2%	2019	97,5%	97,8%
7.2.1. Porcentaje de la energía renovable en el consumo total de la energía ²²	2016	10,3%	2019	10,9%	16,3%
7.3.1. Intensidad energética medida en términos de oferta interna de energía total y el PIB ²³	2016	0,120 ktep/ MMARS de 2004	2019	0,115 ktep/ MMARS de 2004	0,098 ktep/ MMARS de 2004

Fuente: SSPE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Con el objeto de brindar contexto a los indicadores señalados anteriormente, se presenta a continuación una síntesis del posicionamiento relativo de la República Argentina en términos de estos indicadores según un relevamiento realizado por la Agencia Internacional de Energía²⁴.

²⁰ Fuente: INDEC. *Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas*. Cuestionario ampliado.

²¹ Fuente: INDEC. *Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas*. Cuestionario básico.

²² Fuentes: Balance Energético Nacional y Escenarios Energéticos 2030 (2017). Ministerio de Energía y Minería.

²³ Fuentes: Balance Energético Nacional y Escenarios Energéticos 2030 (2017). Ministerio de Energía y Minería. Producto Bruto Interno en millones de pesos a precios de 2004, INDEC.

²⁴ Agencia Internacional de Energía. *Sustainable Development Goal 7*. (<https://www.iea.org/sdg/>), consultado en octubre de 2019.

Gráfico N° 4-1: Porcentaje de la población con acceso a energía eléctrica.

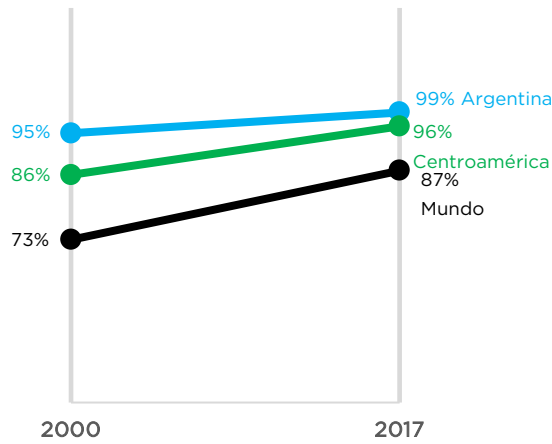


Gráfico N° 4-2: Porcentaje de la población con acceso a combustibles limpios para cocción

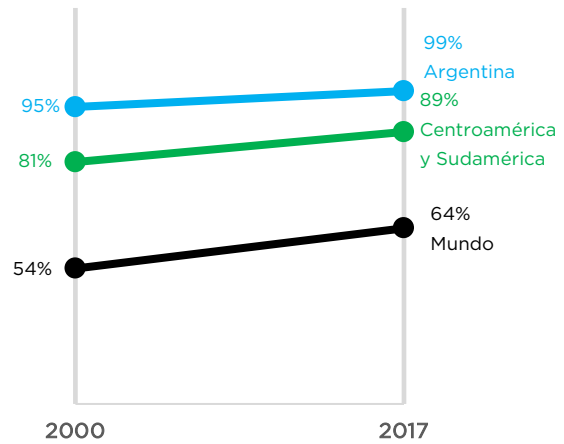


Gráfico N° 4-3:

Porcentaje de energía renovable en el consumo final de energía.

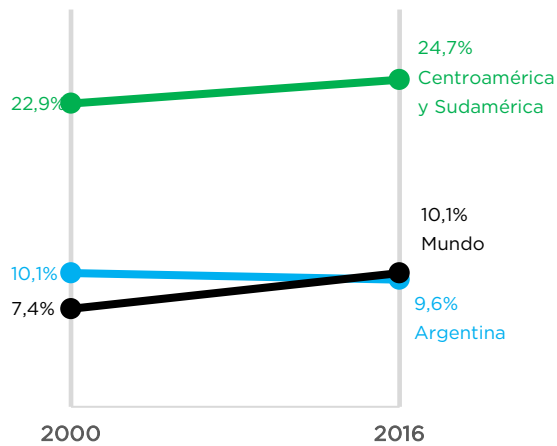
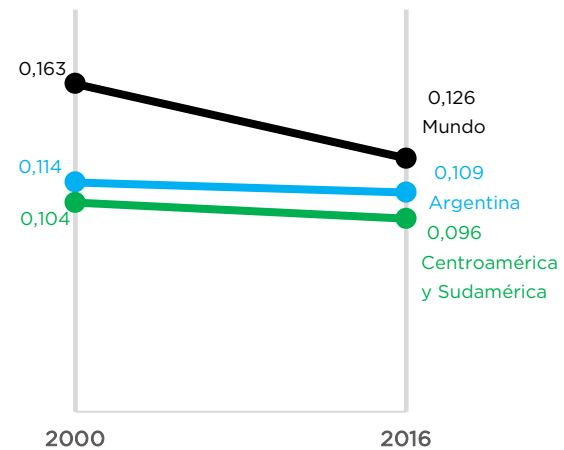


Gráfico N° 4-4:

Intensidad energética (energía consumida por unidad PIB Tep/kUSD 2010).



Fuente: SSPE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda sobre la base de Agencia Internacional de Energía "Sustainable Development Goal 7".

b. Cambio Climático - Acuerdo de París

La República Argentina ratificó, en 1994, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)²⁵ mediante la sanción de la Ley N° 24.295. De esta manera, nuestro país asumió el compromiso de presentar informes nacionales incluyendo los elementos relevantes para el logro de los objetivos de la CMNUCC, y en particular la publicación de los inventarios nacionales de GEI (Gases de Efecto Invernadero) y los programas nacionales que contengan medidas para mitigar el cambio climático y facilitar la adaptación. En cumplimiento de dicho compromiso, Argentina ha presentado sus Comunicaciones Nacionales²⁶ e Informes Bienales de Actualización (BUR, por sus siglas en inglés)²⁷, conteniendo ambos una actualización regular de sus inventarios de emisiones de GEI.

En el marco del Protocolo de Kioto, ratificado a través de la Ley N° 25.438, Argentina se comprometió a adoptar políticas y medidas que limiten o reduzcan las emisiones de los gases de efecto invernadero. Posteriormente, Argentina adoptó el Acuerdo de París bajo la CMNUCC mediante la Ley N° 27.270 y depositó el instrumento de ratificación ante el Secretario General de las Naciones Unidas en el mes de diciembre de 2015. Durante la vigésima segunda Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP22), realizada en Marruecos en noviembre de 2016, Argentina presentó su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés), en su versión revisada²⁸, que reemplazó —con el objeto de aumentar su ambición y mejorar su transparencia y claridad— a la Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (iNDC) presentada octubre de 2015 de manera previa a la vigésimo primera Conferencia de las Partes.

El Acuerdo de París, que entró en vigencia internacional el 5 de noviembre de 2016, es vinculante y define un esquema de gobernanza y monitoreo global para lograr una reducción de las emisiones de los GEI durante las próximas décadas, en línea con la evidencia empírica reflejada en el Quinto Informe del

²⁵ La CMNUCC, adoptada en 1992 y entrada en vigor en 1994 es el marco multilateral de implementación de los esfuerzos internacionales para enfrentar los desafíos del cambio climático.

²⁶ República Argentina. *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de Argentina* (<https://inventariogei.ambiente.gob.ar/>).

²⁷ Como parte de las decisiones de la COP16, celebrada en Cancún en 2010, a partir de 2014, los países en desarrollo tienen la obligación de presentar cada dos años los BUR. El contenido de este reporte es información actualizada sobre los inventarios nacionales de GEI, las necesidades de apoyo tecnológico y técnico e información sobre las medidas de mitigación y su respectiva metodología de monitoreo, reporte y verificación. Debido al requisito de completitud de la información necesaria para la estimación de un inventario de GEI, los BUR reportan las emisiones totales correspondientes a las actividades desarrolladas dos años antes.

²⁸ República Argentina. *Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional*. Noviembre 2016. (<https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/pages/Party.aspx?party=ARG>).

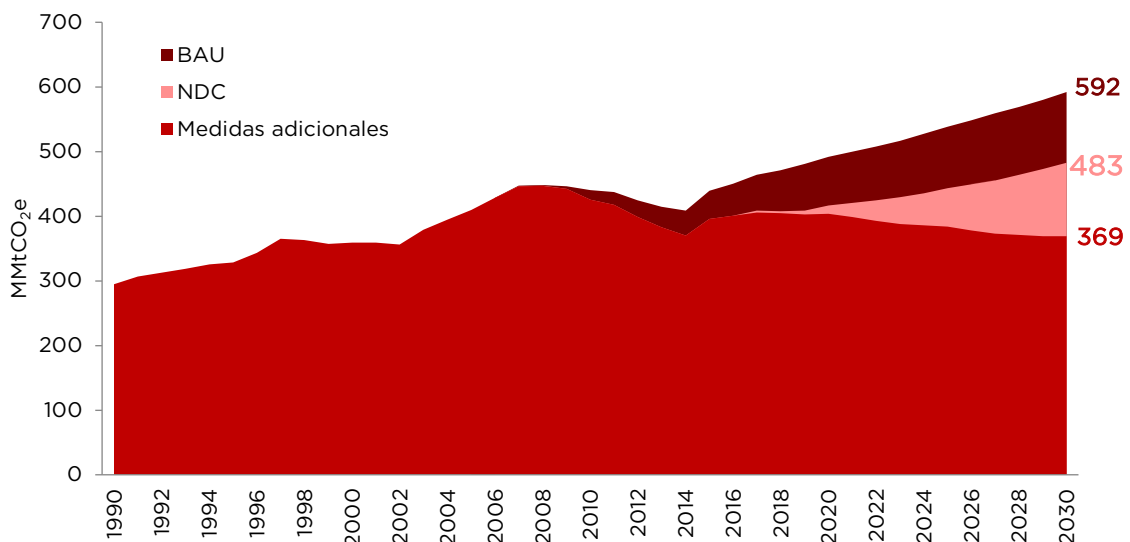
Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés).

El Acuerdo de París busca reforzar la capacidad para hacer frente a los impactos del cambio climático estableciendo el objetivo global de “mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de los 2 °C por encima de los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C respecto de los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático”.

Argentina fue el primer país en presentar una revisión de su NDC. La meta absoluta asumida es “no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MMtCO₂e) en el año 2030”. Se incluyeron adicionalmente otras medidas sujetas a condiciones de disponibilidad de financiamiento, costos y transferencias de tecnología para no exceder las 369 MMtCO₂e al año 2030. Estas medidas adicionales no integran los compromisos, pero marcan un rumbo en el que el país intentará avanzar junto con la comunidad internacional bajo las condiciones necesarias para hacerlo. El cumplimiento de la Contribución Determinada a Nivel Nacional se logrará a través de la implementación de una serie de medidas de mitigación en todos los sectores de la economía, focalizando las principales contribuciones en los sectores de Energía, Agricultura, Bosques, Transporte, Industria e Infraestructura (incluyendo residuos sólidos urbanos).

La trayectoria de la Contribución Determinada a Nivel Nacional se presenta en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 4-5: Trayectoria de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Argentina.



Fuente: Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina. Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable

En materia de adaptación a los impactos del cambio climático, el país se comprometió a desarrollar un Plan Nacional de Adaptación (PNA).

Durante 2017, el país inició el desarrollo de planes de acción sectoriales de cambio climático para planificar la implementación de la Contribución Determinada a Nivel Nacional en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático creado mediante el Decreto 891/16.

Los planes de acción sectoriales de cambio climático plantean la estrategia de los ministerios competentes para ejecutar las medidas de mitigación y adaptación de la Contribución Determinada a Nivel Nacional, incluyendo para ello diversas hojas de ruta. En las mismas se describe el posible camino de implementación de cada medida, incluyendo los organismos responsables de su ejecución, las barreras y los instrumentos regulatorios y económicos que posibilitan actual o potencialmente su implementación. Asimismo, se menciona el financiamiento existente y el necesario para desarrollar las medidas y se presentan los indicadores y las variables que permitirán realizar el seguimiento y monitoreo del cumplimiento de los objetivos cuantitativos asumidos.

En la sección 14 del presente documento se sintetizan las versiones actuales del Plan Nacional de Energía y Cambio Climático, que se encuentra disponible en el sitio web de la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable ²⁹.

²⁹ Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable. *Planes de Acción Nacionales Sectoriales de Cambio Climático*. Disponible en:
<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales>

c. El Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas de G20

i. 2017: Presidencia de Alemania

Durante la presidencia alemana de G20 en el año 2017, con el respaldo de los miembros del G20, la presidencia puso énfasis en la transición energética y concluyó que los miembros debían liderar la transición y trabajar de forma conjunta para transformar, tan pronto como fuera posible, los sistemas energéticos en sistemas asequibles, confiables, sostenibles y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

En este contexto, el G20 puso en marcha el Plan de Acción de Hamburgo en materia de clima y energía para el crecimiento³⁰³¹.

En el texto de dicho plan, los miembros de G20 orientaron su visión a una transición hacia sistemas energéticos sostenibles y bajos en emisiones técnicamente posibles y económicamente viables, y se comprometieron a afrontar los desafíos vinculados con su implementación.

Asimismo, a los efectos de facilitar la implementación del Acuerdo de París y la agenda de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, los miembros se comprometieron a avanzar de manera coordinada y consistente de un modo en que esto genere oportunidades para el desarrollo de las economías, el incremento de la competitividad, la creación de empleo y la generación de beneficios socioeconómicos asociados a un mayor acceso a la energía.

El Plan de Acción de Hamburgo en materia de clima y energía para el crecimiento hizo énfasis en la importancia de fortalecer y coordinar la cooperación internacional en materia de eficiencia energética y en el desarrollo de marcos para nuevos modelos de negocios y políticas para promover las inversiones necesarias en eficiencia energética en todos los sectores.

A su vez, el texto destacó que las energías renovables y otras tecnologías energéticas limpias juegan un rol relevante en la transición hacia sistemas más sostenibles, comprometiéndose los miembros a promover esfuerzos vinculados con la mitigación (incluyendo la utilización de instrumentos de mercado y la creación de valor a partir de las emisiones de carbono) y la adaptación al cambio climático, reconociendo diferentes preferencias y circunstancias nacionales.

En cuanto a los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que promueven un consumo desmedido —que en 2009 la Declaración de Líderes de Pittsburgh instó a racionalizar y eliminar de manera gradual brindando asistencia específica a los más pobres—, en Hamburgo se reafirmó dicho compromiso invitando a aquellos miembros del G20 que aún no lo hubieran

³⁰ Disponible en <https://www.consilium.europa.eu/media/23547/2017-g20-climate-and-energy-en.pdf>

³¹ Estados Unidos mantuvo su reserva sobre los contenidos de dicho documento.

hecho a que iniciaran sus revisiones conjuntas (*peer reviews*) a cargo de expertos en cuanto pudieran³².

ii. 2018: Presidencia de Argentina

Argentina fue anfitrión del G20 en 2018. En ese marco, la Presidencia constituyó el Grupo de Transiciones Energéticas (ETWG, por sus siglas en inglés) y por otro lado el Grupo de Sustentabilidad Climática (CSWG, por sus siglas en inglés).

El ETWG fue liderado por el entonces Ministerio de Energía y el tema principal elegido para trabajar durante el año fue el de “Transiciones energéticas hacia sistemas más limpios, más flexibles y más transparentes”. Deliberadamente se eligió el plural para destacar la idea que no existe un punto de partida único en la transición energética, sino que cada país tiene sus circunstancias nacionales que atender y que no existe una solución única o un solo camino para lograr un futuro energético más limpio.

El comunicado de consenso³³ alcanzado por los Ministros de Energía del Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas (ETWG, por sus siglas en inglés) declaró en su quinto párrafo (traducción no oficial):

Celebramos el enfoque de la presidencia argentina del G20, que reconoce que los países disponen de diferentes vías para alcanzar sistemas energéticos más limpios, mientras promueven la sostenibilidad, la resiliencia y la seguridad energética, bajo el concepto de “transiciones” (en plural).

Esta perspectiva refleja el hecho de que cada miembro del G20, de acuerdo con su etapa de desarrollo, cuenta como punto de partida con un sistema energético singular y diverso con diferentes recursos energéticos, una dinámica particular de la demanda, tecnologías singulares, distintos capitales, geografías específicas y culturas diferentes.

El Comunicado de Ministros, finalmente consensuado por todos los miembros de G20 en Bariloche, reconoció la importancia del tema climático y su interrelación con la energía, así como la relevancia de la eficiencia energética, las energías renovables y la energía nuclear, pero también enfatizó la realidad de muchos países donde los combustibles fósiles, especialmente el gas natural —sobre el que instó a fomentar la transparencia y la competitividad de los mercados—, juegan un rol preponderante en la matriz energética, dado que

³² Desde fines de 2018 y hasta el primer semestre de 2019 Argentina y Canadá trabajaron en los términos de referencia del proceso de revisión de pares sobre la eliminación gradual de subsidios ineficientes a los combustibles fósiles (*IFFS peer review*, por su nombre en inglés), definido y anunciado durante la Reunión de Ministros de Energía de G20 realizada en Argentina en junio de 2018 por los Ministros de Energía de ambos países. Dicho reporte se encuentra en elaboración durante el segundo semestre de 2019.

³³<https://qa-g20.argentina.gob.ar/es/g20-argentina/areas-de-trabajo/transiciones-energeticas>

casi tres cuartas partes de la producción energética mundial está basada en hidrocarburos.

Asimismo, el comunicado destaca acuerdos vinculados con el rol clave de la innovación, la transparencia de los datos y la información vinculada con el sector energético y la digitalización de los mercados, la seguridad energética, el acceso a la energía y su asequibilidad.

iii. 2019: Presidencia de Japón

En 2019, la Presidencia japonesa de G20 decidió dar continuidad al concepto introducido por Argentina sobre “transiciones energéticas” haciendo mayor hincapié en algunas tecnologías.

Así, los ministros de energía de los miembros de G20 ratificaron en el comunicado conjunto³⁴ del ETWG y el ESOM (*Environment Senior Officials, por sus siglas en inglés*) la importancia de liderar estas transiciones para abordar estos y otros asuntos urgentes con foco en la innovación y el rol del sector privado.

Adicionalmente, la Presidencia Japonesa le dio un rol central a la innovación tecnológica en energía como elemento clave para acelerar las transiciones energéticas hacia sistemas más limpios y enfatizó la importancia de estimular un ambiente de negocios que profundice la capacidad innovadora.

El ciclo de trabajo y la reunión de ministros en Japón construyeron sobre los resultados del trabajo del Grupo en 2018, pero con un fuerte foco en la innovación, en el rol del sector privado y en la tecnología, en particular en el hidrógeno y en las tecnologías de captura y secuestro de carbono, “*emissions to value*” y “*power-to-x*”, vinculadas a la puesta en valor de las emisiones de carbono y a los excedentes de generación eléctrica en horas de baja demanda.

En particular, respecto de los combustibles fósiles, el comunicado realiza una mención especial al rol clave del gas natural, incluyendo GNL, y su alto potencial de crecimiento durante las próximas décadas para fortalecer las transiciones energéticas y para atender el crecimiento de la demanda en algunos países y en particular en el transporte, incluyendo el marítimo.

Finalmente, el Comunicado de Ministros de Ambiente y Energía de G20 de 2019, también aprobado por consenso como el de 2018, volvió a enfatizar la relación simbiótica entre ambiente y energía y fue enfático en la reafirmación de los compromisos adoptados en el Acuerdo de París para aquellos países que eligieron implementarlo.

³⁴ *G20 Ministerial Meeting on Energy Transitions and Global Environment for Sustainable Growth Communiqué*, disponible en <https://www.g20karuizawa.go.jp/assets/pdf/Communique.pdf?v=190618>

d. Hacia una visión compartida de la Transición Energética argentina al año 2050

En el marco del desarrollo de un proceso de planeamiento energético participativo, en junio de 2018 el entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación (hoy Secretaría de Gobierno de Energía), en alianza con la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), convocó a un conjunto de instituciones vinculadas al sector energético a formar parte de la iniciativa “Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050”. Dicho proceso culminó un año más tarde con la elaboración y presentación por parte del Consejo Consultivo ante las autoridades nacionales de un documento que recoge los consensos alcanzados durante el proceso de diálogo.

La iniciativa se enmarca en la estrategia desarrollada por Argentina para la Presidencia del G20 (la conformación del grupo de trabajo de “Transiciones Energéticas”) y tuvo por objetivo generar un proceso de diálogo multisectorial con la finalidad de alcanzar el mayor grado de acuerdo posible sobre una visión para la transición argentina al año 2050.

El Comité Ejecutivo del proceso estuvo conformado por la Secretaría de Gobierno de Energía junto a las cuatro instituciones que forman parte de la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina: Fundación Avina, el Centro de Estudios de Regulación Energética de la Universidad Nacional de Buenos Aires (CEARE), el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Dicho Comité confeccionó la lista de invitados a participar basándose principalmente en dos criterios: i) diversidad de intereses y visiones, procurando el balance entre sectores y ii) experiencia y conocimiento sobre el campo de la política energética.

Así, representantes de instituciones de la producción, transporte y distribución de energía, de grandes consumidores, de consumidores residenciales, del sector del trabajo, de instituciones vinculadas con aspectos sociales y ambientales, y del sector académico, conformaron un Consejo Consultivo³⁵ que analizó, debatió y reflexionó acerca de los pilares, objetivos y metas de la

³⁵ El Consejo Consultivo estuvo constituido por representantes de las siguientes instituciones: Academia Nacional de Ingeniería, Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA), Asociación de Entes Reguladores Eléctricos (ADERE), Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA), Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), Centro Argentino de Ingenieros (CAI), Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (CACME), Confederación General del Trabajo (CGT), Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS), Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN), Fundación EcoAndina, Fundación Vida Silvestre Argentina (FVSA), Grupo Ex Secretarios de Energía, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Instituto Petroquímico Argentino (IPA), Instituto Torcuato Di Tella (ITDT), Los Verdes—FEP, Unión de Consumidores de Argentina, Unión Industrial Argentina (UIA), Universidad de Buenos Aires (UBA) y Universidad Tecnológica Nacional (UTN).

transición energética argentina al año 2050.

Con el objeto de plasmar una aproximación a dicha visión colectiva, se propuso a los participantes acordar cual sería la situación deseada del sistema energético argentino al 2050. El documento final³⁶ delinea 8 objetivos con sus respectivas metas, indicativas de haber alcanzado los objetivos acordados. Incorpora, además, una serie de sugerencias dirigidas a la autoridad nacional en materia energética, tendientes a fortalecer estos procesos de diálogo y planificación participativa de la política energética. Los objetivos fueron construidos sobre la base de 4 pilares: la seguridad energética, la sostenibilidad ambiental, la eficiencia y la competencia, la inclusión social y el empleo.

Los objetivos de la Transición Energética al año 2050 que resultaron de este proceso de diálogo son:

- 1- Contar con un sistema energético robusto, flexible, resiliente, diversificado, descentralizado e integrado regional y globalmente.
- 2- Alcanzar un sistema energético más limpio, que responda a los compromisos internacionales asumidos por Argentina de contribuir a alcanzar los objetivos globales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y que opere de acuerdo con los más altos estándares existentes de protección al ambiente y la salud de la población.
- 3- Contar con un sistema energético que promueva la competencia y con precios competitivos que reflejen los costos económicos de las distintas fuentes de energía, incluyendo las externalidades socioambientales.
- 4- Alcanzar un sistema energético con los más altos niveles de eficiencia posible en la generación, transporte, distribución y consumo de la energía.
- 5- Contar con una infraestructura del sistema energético con altos niveles de digitalización e incorporación de sistemas inteligentes de gestión y monitoreo que garanticen la continuidad de los servicios, rápida capacidad de respuesta y mayor eficiencia.
- 6- Asegurar que todos los hogares cuenten con acceso a servicios energéticos que les permitan cubrir sus necesidades, de una manera asequible, segura y moderna, incorporando estándares de eficiencia y seguridad.
- 7- Generar un sistema energético que potencie el desarrollo local y nacional, y considere y mitigue los impactos sociales y en el empleo producidos por los cambios tecnológicos y la transición energética.
- 8- Institucionalizar instancias y mecanismos de planificación participativa del sistema energético, que consideren los impactos y consecuencias ambientales, sociales, económicas, y de género de las propuestas de

³⁶ El documento *Hacia una visión compartida de la transición energética argentina al 2050* (2019) se encuentra disponible en: <http://www.escenariosenergeticos.org/>.

proyectos, programas y políticas energéticas, y que incluyan mecanismos de evaluación, monitoreo y revisión.

El resultado de este proceso constituye un insumo fundamental para la construcción de la Estrategia de Largo Plazo que Argentina se ha comprometido a presentar en los términos del Acuerdo de París.

Se espera que los resultados del ejercicio 2018—2019 sean revisados periódicamente, adecuando los objetivos de largo plazo a los avances, desafíos e innovaciones que atraviese el sector en el marco de las transiciones energéticas globales.

Las metas asociadas a los objetivos descritos en esta sección, que han servido, siempre que fuera aplicable, como puntos de referencia para los escenarios aquí presentados, se encuentran disponibles en el documento *Hacia una visión compartida de la transición energética argentina al 2050*.

5. Escenarios de precios

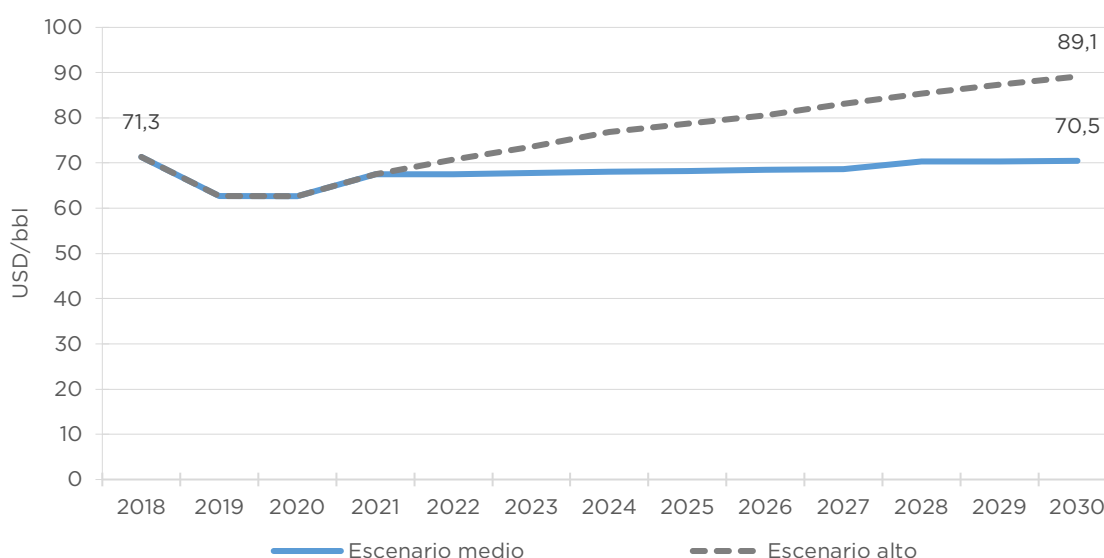
A los efectos de la construcción de los escenarios se realizaron proyecciones de precios del petróleo crudo, combustibles líquidos y gas natural. En el caso del petróleo Brent se consideraron dos escenarios sobre la base de la proyección de la *Energy Information Administration* (EIA): “*Reference Case*” y “*Low case*” (llamados aquí precios altos y medios). Los precios de los combustibles líquidos se estimaron, a su vez, sobre la base de la trayectoria del precio internacional del petróleo crudo (Brent) para ambos escenarios a partir de una regresión lineal. Todos los precios se presentan en dólares de 2018.

Dichas proyecciones, sintetizadas en esta sección, se utilizarán posteriormente a los fines de estimar la oferta de petróleo crudo y la balanza comercial energética.

a. Precios de petróleo crudo

Para los años 2019 a 2021 se utilizaron, en ambos escenarios, los precios de las proyecciones elaboradas por EIA en el *Short-Term Energy Outlook*³⁷. Para el período 2022-2030, se realizó una estimación propia, que sienta sus bases en la aplicación de los crecimientos de los precios observados en los escenarios *Reference* y *Low* del *Annual Energy Outlook 2018* sobre las proyecciones del *Short-Term* para el año 2019. Se ilustra a continuación la evolución estimada para el Brent para los escenarios mencionados.

Gráfico N° 5-1: Precios del petróleo crudo (Brent), 2018-2030³⁸



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

³⁷ U.S. Energy Information Administration. *Short-Term Energy Outlook oct-2019*. Disponible en <https://www.eia.gov/forecasts/steo/>.

³⁸ Cabe destacar que cuando en el documento se refiere a USD por unidad energética se está mencionando dólares del año 2018 por dicha unidad.

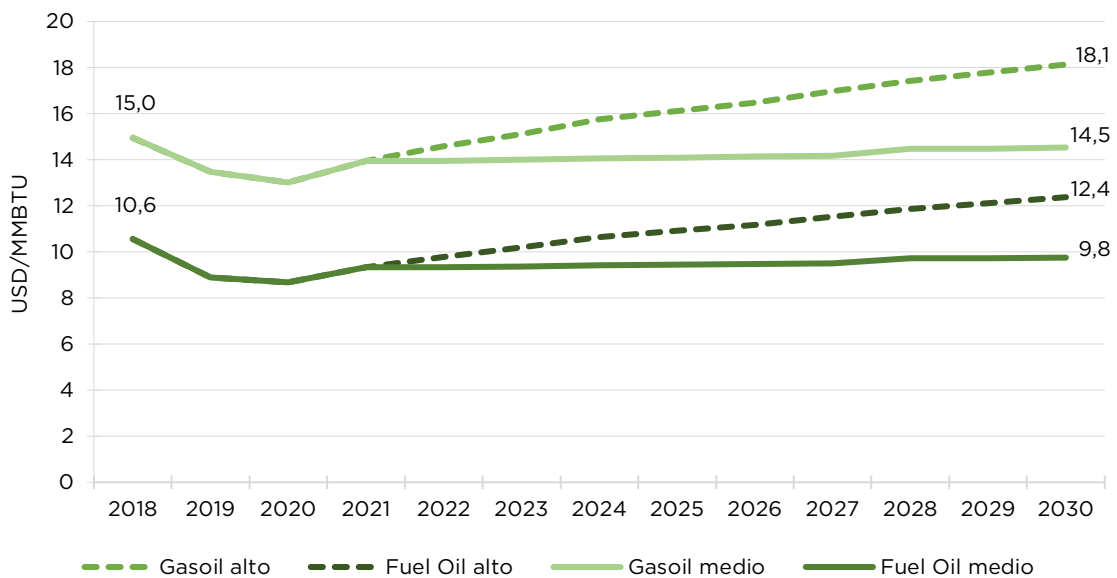
b. Precios de los derivados

Los precios proyectados de los derivados son utilizados en el presente trabajo para el cómputo en los modelos de estimación de las demandas para el sector transporte, el cómputo de la balanza comercial y en los modelos de despacho eléctrico. A modo de síntesis se presentan a continuación solamente los precios de gasoil y fueloil (que son utilizados junto con el gas natural para el despacho eléctrico). El resto de los derivados de la refinería también se estima en función de su relación con el Brent, y son utilizados a los fines de estimar los saldos de la balanza comercial, presentados en la sección 12 (donde la exportación y la importación resultan a lo largo del documento de balancear la producción de las refinerías en contraposición con la demanda interna).

Las estimaciones al año 2030 se realizaron a partir de la combinación de coeficientes obtenidos mediante una estimación de mínimos cuadrados ordinarios teniendo en cuenta los precios de dichos combustibles entre 2012 y 2018 según lo plasmado en el marcador de *Los Angeles, CA Ultra-Low Sulfur CARB Diesel Spot Price*, que reporta la U.S. Energy Information Administration (EIA) y la proyección de precios de Brent para los escenarios de precios altos y medios.

La evolución estimada para dichos derivados se muestra a continuación.

Gráfico N° 5-2: Precios de gasoil y fueloil considerados, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

c. Precios de gas natural

A los fines de las proyecciones de precios de gas natural, se realizó una estimación de los precios de este recurso para el promedio de abastecimiento del mercado interno teniendo en cuenta las características observadas en los perfiles de producción que se detallarán en la sección 9. Asimismo, se estimaron los precios de importación desde Bolivia y de GNL, tomando como base los precios informados por IEASA para el año 2019.

En el caso de los precios de gas natural doméstico se estimaron los precios medios de la producción doméstica teniendo en cuenta los precios del mercado se encuentren en el orden del costo de desarrollo.

El precio estimado para los productores domésticos, para el período 2018-2021 incluye Resolución 46/2017 (se consideraron en la estimación las extensiones implementadas a partir de la Resolución 419/2017). Por lo tanto, entre 2018 y 2021 el precio del productor se proyecta como el promedio ponderado de:

- Gas convencional y gas no convencional no incluido en la Resolución 419/2017: recibe el precio promedio pagado por la demanda.

- Gas no convencional alcanzado por la Resolución 419/2017: recibe hasta 2021 el precio del programa estímulo.

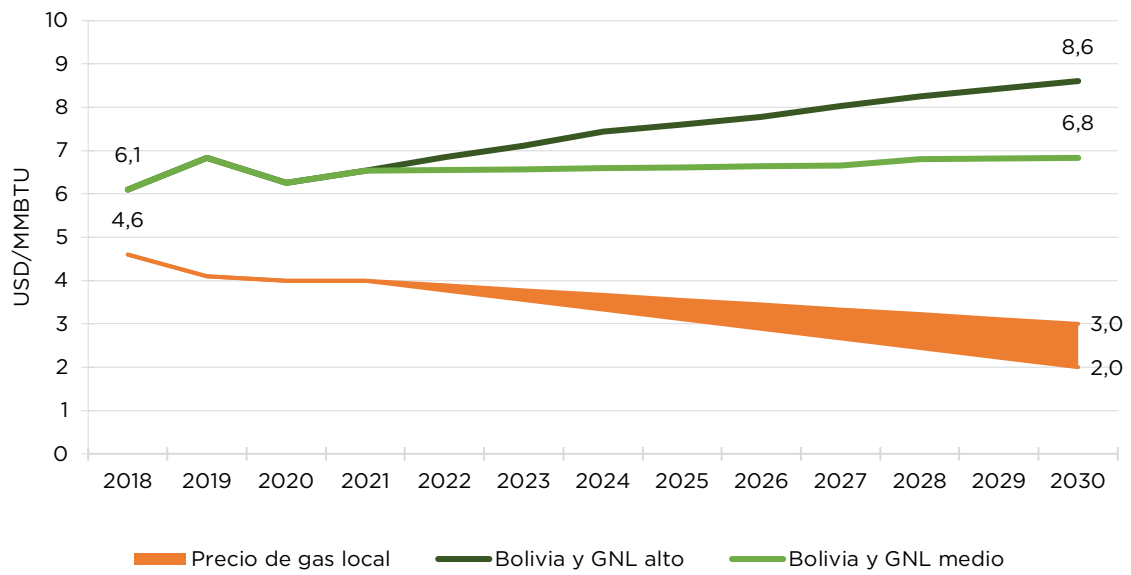
A partir del año 2022, finalizado el programa estímulo establecido mediante las resoluciones 46/2017 y 419/2017, el precio a percibir por los productores es pagado por la demanda y está vinculado a los escenarios de producción doméstica de gas.

Por su parte, tanto para el precio de Bolivia como para el GNL, entre los años 2019 a 2021 se tomaron las relaciones entre los mencionados precios de gas importado y los precios de referencia de los líquidos de las proyecciones elaboradas por EIA en el *Short-Term Energy Outlook*. Posteriormente, para el período 2022-2030, se empalmaron las series de corto y largo plazo aplicando las tasas de variación anual de los precios en el escenario *Reference* y *Low* del *Annual Energy Outlook 2018* a las proyecciones de corto plazo para el año 2019 del *Annual Energy Outlook 2019*.

En los escenarios de producción de gas natural, los volúmenes incrementales producidos y la ganancia de productividad inducen a una mayor competencia del gas contra el gas, es decir menos meses en los cuales se requiere la importación de GNL y una mayor competencia (por precio) con la oferta proveniente de Bolivia. Se espera que esta situación redunde en una disminución de los precios a medida que se dispone de mayor oferta y disminuyendo a su vez el costo de desarrollo en la medida en la que se incrementa la escala y se avanza en la curva de aprendizaje de la explotación no convencional. Como resultado de estas simulaciones, se obtiene una curva de precios para el gas de producción doméstica que se presenta a

continuación, y que en el horizonte analizado se ubica entre 2 USD/MMBTU y 3 USD/MMBTU.

Gráfico N° 5-3: Proyección precios Bolivia, GNL y doméstico, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda, sobre la base de información propia y de la Energy Information Administration (EIA).

6. Matriz energética

El objetivo de esta sección es describir la metodología de estimación y los principales resultados obtenidos para la matriz energética al año 2030 para cada uno de los escenarios descritos en la tercera sección.

a. Acerca del modelo LEAP

El Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo (en adelante LEAP, por sus siglas en inglés)³⁹ es una herramienta que permite modelar escenarios energéticos y ambientales basándose en balances integrales sobre la forma en que se produce, transforma y consume energía en una región o economía determinada. Dicho modelo requiere de la adopción de diversas hipótesis acerca de la evolución de la población, la cantidad de hogares, trayectoria esperada del PIB, cambios en las tecnologías y otras características que se incorporan al modelo de manera exógena.

En la estructura del modelo se ha desagregado el sistema energético en forma simplificada y compatibilizada con el conjunto de modelos descritos en las secciones precedentes, consolidando la totalidad de los resultados y permitiendo validar la consistencia del ejercicio. Se ingresan de forma exógena, además de las hipótesis de base para la construcción de los escenarios, las demandas proyectadas, los resultados del modelo eléctrico (MESSAGE⁴⁰), los escenarios de precios, los escenarios de producción de hidrocarburos y la modelización del sector de refinación de hidrocarburos; obteniéndose así el balance energético proyectado, los saldos comerciales y el cálculo de la oferta interna total de energía.

b. Oferta Interna Total de Energía

La oferta interna total de energía (OIT) se define como la suma de la oferta interna de energía primaria y el efecto del saldo de los intercambios de importación y exportación de la energía secundaria. Así, la OIT captura el impacto de las importaciones y exportaciones de energías secundarias en la matriz y constituye a la oferta energética neta del país.

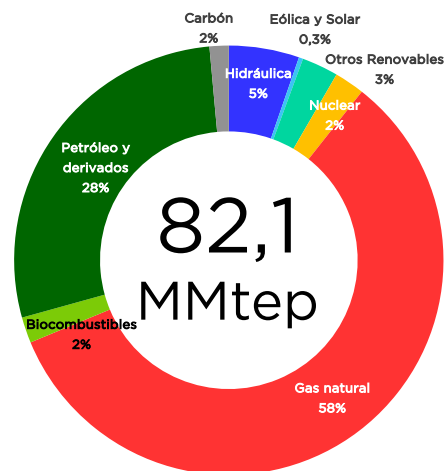
Una característica de alta relevancia de la matriz energética de Argentina radica en el alto grado de dependencia de los hidrocarburos, y en particular del gas natural. A modo de contexto, en el año 2018 el 87,5% de la oferta interna total de energía provino de combustibles fósiles (58,4% gas natural, 27,7% petróleo y 1,4% carbón) determinando una baja participación relativa de otras fuentes como la energía hidroeléctrica y la nuclear, que no obstante presentan mayor relevancia cuando se analiza la generación de energía

³⁹ The Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP).

⁴⁰ Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts (MESSAGE).

eléctrica. La estructura de la oferta interna total en 2018 se representa a continuación.

Gráfico N° 6-1: Oferta interna total de energía – Año base 2018

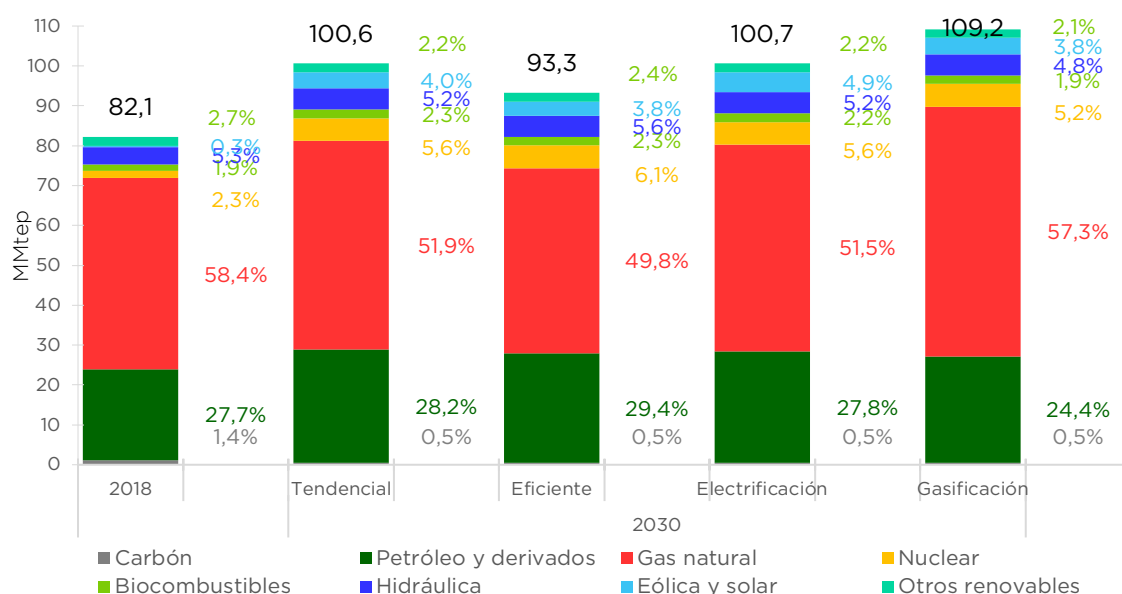


Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

En los escenarios analizados se plantea hacia el año 2030 un incremento considerable de la participación de energías renovables (hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica, biocombustibles, biomasa y otros renovables) en la Oferta Interna Total, casi duplicando su porción relativa observada en el año 2018. Dicho incremento surgiría principalmente como consecuencia del cumplimiento de la Ley 27.191 y de un mayor corte efectivo de biocombustibles. A su vez, el retorno de las operaciones de la central nuclear de Embalse luego de su extensión de vida útil (2019) junto con el ingreso de la IV Central Nuclear (previsto para 2028) impactarían en el crecimiento de la participación de esta fuente. La energía hidroeléctrica, por su parte, mantendría su participación relativa gracias al ingreso de los 2,5 GW de potencia que se supone dentro de las hipótesis de ingresos exógenos para los modelos eléctricos. Aun así, la participación de los hidrocarburos en la oferta interna total seguiría siendo considerable, alcanzando entre 81% y 82%, dependiendo de cada escenario.

En el caso de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y derivados, y gas natural) sobre el total, pasarían de representar el 87,5% en el año base; mientras que en el escenario tendencial suman un 80,6%; un 79,7% en el escenario eficiente, un 79,8% para el de electrificación y, por último, un 82,2% en el escenario de gasificación. Esto evidencia que, en todos los escenarios proyectados, la participación de los combustibles fósiles en la oferta interna total de energía permanecería siempre por debajo del nivel alcanzado en el período base, reduciéndose su participación en la oferta interna total de energía entre 8 y 6 puntos porcentuales respecto del año 2018, según el caso.

Gráfico N° 6-2: Oferta interna total 2018 y escenarios en 2030⁴¹



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Es importante destacar que los cuatro escenarios planteados muestran un desacople del crecimiento de la demanda de energía respecto del crecimiento de la economía. Esta situación, la cual se profundizará luego en la séptima sección, puede observarse a través de la evolución de la intensidad energética, relación que expresa las unidades de energía necesarias para generar una unidad de producto. Así, la intensidad energética pasa de ser 116 toneladas equivalentes de petróleo (tep) por cada millón de pesos de PIB (a precios de 2004) en 2018 a 102 tep/PIB MMARS04 en el escenario tendencial y de electrificación, 95 tep/PIB MMARS04 en el escenario eficiente y 111 tep/PIB MMARS04 en el escenario de gasificación.

Tabla N° 6-1: Intensidad energética media en términos de la OIT y el PIB

	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Intensidad energética tep/PIB MMARS2004	116	102 (-1,0% a.a.)	95 (-1,7% a.a.)	102 (-1,0% a.a.)	111 (-0,4% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

⁴¹ Nótese que si bien el consumo final del escenario tendencial en términos energéticos es levemente superior al de electrificación (ver sección 7), la oferta interna total resulta cuantitativamente similar para ambos casos, siendo este un resultado que podría percibirse como contraintuitivo. Esto se explica debido a que las ganancias de eficiencia en el consumo final de energía producto de la migración a artefactos y vehículos eléctricos se compensa con una pérdida de la eficiencia en la oferta respecto de las fuentes primarias, producto del incremento de la participación de la generación térmica, que llevada aguas arriba resulta —en función de la metodología del Balance Energético Nacional (<http://bit.ly/MetodologiaBEN>)— en una mayor utilización de energía primaria, aún pese a la mejora de la eficiencia del parque térmico por la incorporación de nuevas máquinas eficientes. Este es un fenómeno que no se observaría, por ejemplo, en un escenario de electrificación con mayor penetración de renovables en la generación eléctrica. No obstante lo expuesto respecto de las variaciones, la similitud en los niveles podría considerarse “casual”.

c. CAPEX estimados por escenario

En este apartado se realiza una aproximación a las necesidades de inversión de capital que requeriría el sector para el desarrollo de cada uno de los diferentes escenarios presentados a lo largo del documento, y para el caso particular en que se desarrollaran exportaciones a escala de GNL.

Se presenta a continuación un cuadro con los montos y las magnitudes físicas de las inversiones de capital en el sector energético, a realizarse en los 4 escenarios analizados en el documento. Se incluyen los sectores *upstream* no convencional, transporte de gas natural, transporte de petróleo, transporte eléctrico e incorporación de potencia en el sector de generación de energía eléctrica. Cabe destacar que la siguiente descomposición no contiene inversiones específicas en el *midstream* (como por ejemplo colectoras o nuevas plantas de tratamiento), en el desarrollo de nuevas industrias (petroquímicas, cementeras, etc.), en la construcción de infraestructura específica de transporte a GNL (*blue highways*), en políticas específicas para lograr los ahorros de eficiencia energética o recambio de artefactos ni otras inversiones adicionales.

Tabla N° 6-2: Inversiones de capital necesarias en escenarios energéticos 2030 con exportaciones de GNL y precios medios

Total período (2019-2030)	Sector	Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Inversiones acumuladas (MMUSD)	Upstream no convencional	79.125	76.160	80.814	86.599
	Transporte de gas natural	6.259	5.249	6.296	7.810
	Transporte de petróleo	786	786	786	786
	Transporte de energía eléctrica	13.702	13.702	13.702	13.702
	Incorporación de potencia eléctrica	34.994	31.937	46.350	35.700
	Plantas de licuefacción*	5.625	5.625	5.625	5.625
	Total		146.778	139.746	159.859
Unidades físicas	Upstream no convencional (pozos)	4.710	4.555	4.798	5.101
	Transporte de gas (MMm ³ /d)	100	84	101	125
	Transporte de petróleo (Mm ³ /d)	52	52	52	52
	Transporte de energía eléctrica (GW)	21	21	21	21
	Nueva potencia eléctrica (GW)	22	19	29	22
	Plantas de licuefacción (MMm ³ /d)*	30	30	30	30

Nota: * No incluidas en los escenarios sin exportaciones incrementales de GNL.

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Las inversiones de capital en el segmento de exploración y producción de hidrocarburos varían en un rango de 76.000 MMUSD en el escenario eficiente

a 87.000 MMUSD en el de gasificación. Estas representan una cantidad de pozos totales (gasíferos y petrolíferos) de 4.500 y 5.100 respectivamente con la valuación de las *facilities* necesarias para su desarrollo. Dado que se mantiene el escenario de precios ante cambios en los escenarios de demanda, la diferencia en la cantidad de pozos es explicada solamente por los pozos gasíferos, los cuales oscilan entre 2.000 y 2.500 para cada escenario. A estas inversiones deberán sumarse los montos correspondientes a las sucesivas rondas de exploración offshore.

Para el caso de la ampliación en la capacidad de transporte de gas, las inversiones nuevamente oscilan entre un mínimo para el escenario eficiente de 5.200 MMUSD y un máximo para el de gasificación, de 7.800 MMUSD en el total del período. La capacidad de transporte incorporada en cada escenario es 84 y 125 millones de metros cúbicos por día, y la diferencia radica principalmente en la incorporación de capacidad de transporte disponible para la evacuación del incremento de la producción gasífera de la cuenca neuquina de manera tal que satisfaga la demanda doméstica y de exportación.

En el caso de las inversiones de capital para la ampliación de transporte de petróleo, se consideraron 2 escenarios en los cuales se evalúan precios altos y medios de este hidrocarburo. Los resultados arrojan valores de 65 y 52 mil metros cúbicos diarios de ampliación respectivamente para cada escenario de precios, siendo las inversiones necesarias en el menor de los escenarios de alrededor de 785 MMUSD.

La ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica será la misma en cada escenario considerado del documento, ya que, como se comenta en la sección correspondiente, se utilizan los resultados del modelo “Oscar y Margo”, provenientes de las estimaciones de CAMMESA.

Las inversiones de capital para la incorporación de capacidad de generación de energía eléctrica varían entre 31.900 MMUSD en el escenario de eficiente y 46.400 MMUSD para el de electrificación. La incorporación de capacidad de generación es 19 y 29 GW, respectivamente y las diferencias son explicadas en 60% por la incorporación de parque de generación renovable y el restante 40% por incorporación de generación térmica.

Por último, las inversiones consideradas en la instalación de las plantas de licuefacción para la exportación de GNL ascienden aproximadamente a los 5.625 MMUSD con una capacidad de exportación estimada en 30 millones de metros cúbicos diarios en dos plantas (7,5 MTPA).

7. Escenarios de consumos finales de energía

En esta sección se presentan los escenarios correspondientes al consumo final de energía. Se utilizó un enfoque *bottom-up* en los casos para los que fue posible recopilar una cantidad de información suficiente, como por ejemplo, la demanda de gas natural y el transporte. Para el resto de los casos, los escenarios fueron construidos a través de un enfoque *top-down*.

La proyección de la demanda en el escenario tendencial se define por la continuidad de las tendencias actualmente presentes y las políticas en curso. Se evaluaron las demandas de energía eléctrica y gas natural, desagregadas por sectores de consumo, a fin de poder capturar las dinámicas diferenciales por tipo de usuario. También se proyectó la evolución de los consumos finales de los siguientes derivados: aerokerosene, naftas, gasoil, fueloil y kerosene en función del crecimiento del PIB y GLP como función de los hogares sin acceso a gas natural de red. Se debe tener presente que a los consumos finales de combustibles líquidos y de gas natural que se presentan en esta sección se le deben adicionar aquellos que surgen de los procesos de transformación intermedios como, por ejemplo, la generación eléctrica.

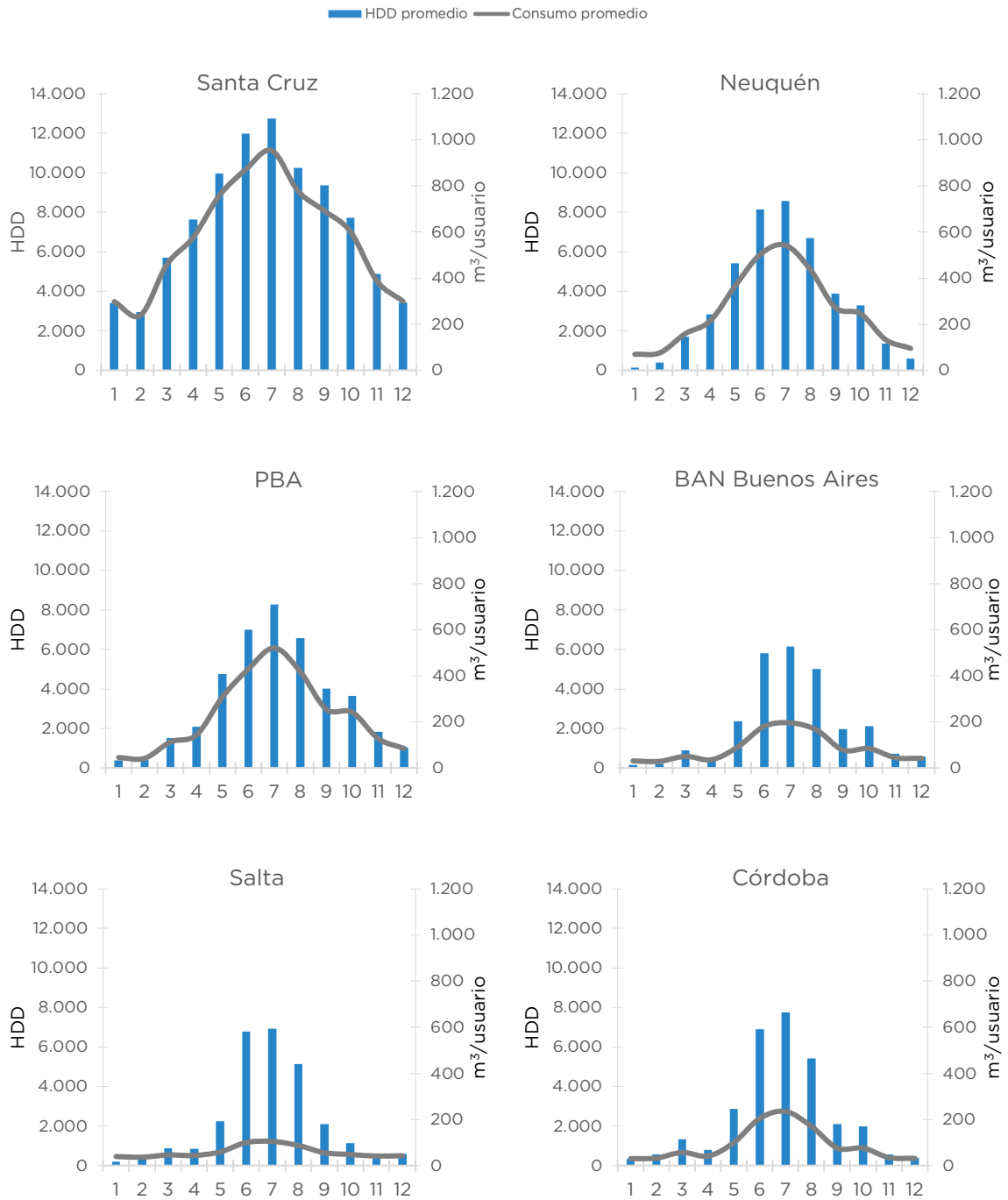
a. Principales variables empleadas en la construcción de los escenarios de demanda

Las principales variables utilizadas para la confección de los escenarios aquí presentados son la evolución futura prevista para el Producto Interno Bruto (PIB), la cantidad total de hogares, la cantidad total de hogares con conexiones de gas natural, el déficit de grados día de calefacción por provincia y el parque automotor. A modo de ejemplo, el siguiente gráfico muestra, para 6 provincias de referencia, la comparación para el consumo de gas natural residencial por usuario y el déficit de grados día de calefacción (HDD, por sus siglas en inglés).

El crecimiento del PIB utilizado surge del Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) del BCRA del mes de julio de 2019, el cual proyecta una contracción de 2,8% en 2019. Se tomaron los crecimientos de 2020 y 2021 del REM y a partir del último año informado se consideró un crecimiento promedio anual de 3,0%⁴² hasta 2030, alcanzando un valor de 2,78% anual acumulado en todo el período.

⁴² Baumann, I. y L. Cohan (2018). *Crecimiento económico, ptf y pib potencial en Argentina*, Ministerio de Hacienda. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/crecimiento-economico-ptf-y-pib-potencial-en-argentina.pdf>

Gráfico N° 7-1: Consumo medio de gas natural por usuario y déficit de grados día de calefacción para provincias seleccionadas, 2018



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda sobre la base de información del Servicio Meteorológico Nacional del Ministerio de Defensa y del ENARGAS.

En materia de crecimiento poblacional y de hogares, se trabajó sobre la base de las estimaciones demográficas del INDEC⁴³. A partir de dichas previsiones

⁴³ INDEC (2015), *Estimaciones y proyecciones de población 2010-2040 Total país*. Nro. 35 serie: Análisis demográfico.

estimó al año 2030 una población de aproximadamente 49,4 millones de personas y 17,3 millones de hogares.

Tabla N° 7-1: Proyección de crecimiento poblacional, 2020-2030

Año	MM de Hogares	MM de Personas
2020	14,7	45,4
2021	14,9	45,8
2022	15,2	46,2
2023	15,4	46,7
2024	15,7	47,1
2025	16,0	47,5
2026	16,2	47,9
2027	16,5	48,3
2028	16,7	48,7
2029	17,0	49,0
2030	17,3	49,4

Fuente: SSPE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda sobre la base de información del INDEC.

Sobre esta cantidad de hogares se estimó una evolución de la penetración del gas natural en el sector residencial, que pasaría del 64% en 2018 a 68% hacia 2030 (76% en el escenario de gasificación), contemplando el crecimiento vegetativo de las distribuidoras e incorporando el impacto de las obras en materia de gasoductos troncales, especialmente el caso del gasoducto del noreste argentino (GNEA), a partir del inicio del abastecimiento domiciliario a diversas localidades a través de distribuidoras conectadas al GNEA en 2019. Se adoptaron supuestos de penetración por provincia teniendo en cuenta características geográficas y de saturación observados con las series de ENARGAS para el período 1993-2018. Para cada una de las provincias se estimaron curvas de carga teniendo en cuenta los grados día de calefacción alcanzados mensualmente en cada región, calculados sobre la base de información de temperaturas horarias del Servicio Meteorológico Nacional.

Se estimó también la evolución del parque vehicular por tipo de vehículo y consumo de combustibles a partir de las estadísticas de Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC). El mismo se proyecta según la relación PIB per cápita y tasa de motorización. Dicha relación se estimó econométricamente a partir de un panel de datos de más de 30 países en desarrollo y desarrollados durante 10 años. Como resultado, se espera que al año 2030 el parque pase a 418 automóviles cada 1.000 habitantes desde los 301 automóviles cada mil de 2018⁴⁴ (2,8% a.a.).

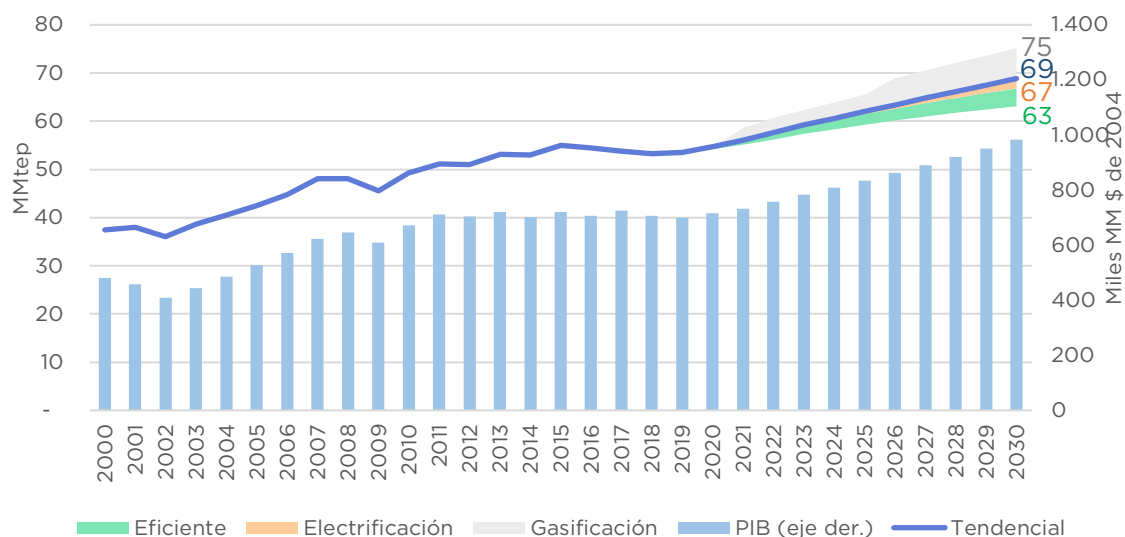
⁴⁴ Gartner, Andrés (2011). *Estudio sobre tasa de motorización. Relaciones y determinantes*. Centro Tecnológico de Transporte, Tránsito y Seguridad, UTN.

b. Evolución del consumo final de energía

A continuación se describen y analizan los principales resultados de las proyecciones de la demanda final de energía de la Argentina para el período 2018–2030.

La demanda final de energía para el total país en el período 2018-2030, crecería a una tasa del 2,2% anual acumulado (a.a) en el escenario tendencial, 1,4% a.a. en el escenario eficiente, 1,9% a.a. en el de escenario de electrificación y 2,9% a.a. en el escenario de gasificación. Partiendo en 2018 con un consumo final energético⁴⁵ de 53,2 MMtep, en 2030 se alcanzarían 68,9 MMtep en el escenario tendencial y 63,1 MMtep en el eficiente. En consecuencia, el ahorro entre ambos escenarios para el último año sería de 5,7 MMtep, 8,3% del consumo esperado en al escenario tendencial. En cuanto a los escenarios de políticas activas, se alcanzarían 66,8 MMtep en el caso de la electrificación y 75,2 MMtep en el caso de la industrialización del gas natural.

Gráfico N° 7-2: Evolución del consumo final de energía y PIB, 2000-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

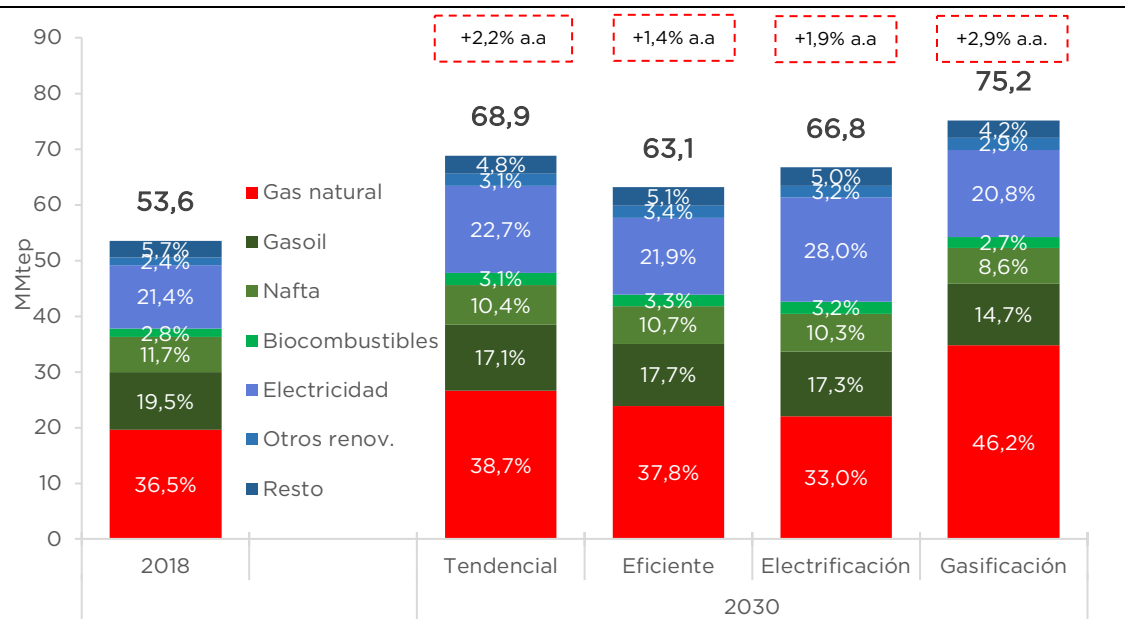
El consumo final de energía creció en el período 1993–2018 a una tasa media de 2,1% a.a., resultando una elasticidad respecto del PIB del orden de la unidad. La elasticidad implícita resultante de la prospectiva 2018–2030 es 0,71 en el escenario tendencial y 0,47 en el eficiente, reducción que se explica básicamente por las políticas de ahorro y eficiencia energética.

Al realizar la apertura del consumo final por segmento, puede observarse que, en todos los escenarios, el sector de transporte es el segmento que más energía consume, seguido por el industrial, el residencial y finalmente por el comercial y público, y el sector agropecuario. Particularmente en el escenario

⁴⁵ Se excluye el consumo no energético.

eficiente, debido a las políticas de ahorro y eficiencia energética, el consumo del sector residencial se reduce en 3,3 MMtep respecto del tendencial. En los escenarios de políticas activas, particularmente en el escenario de gasificación, una mayor penetración del uso del gas en los hogares haría que el consumo residencial en 2030 sea de 22,1 MMtep, 5,2% por encima del correspondiente al escenario tendencial. Además, en este escenario, el sector Industrial aumentaría su participación en el consumo total debido a la incorporación de nuevos proyectos petroquímicos desde el 2022 en adelante (implica un aumento de 4,9 MMtep respecto del tendencial).

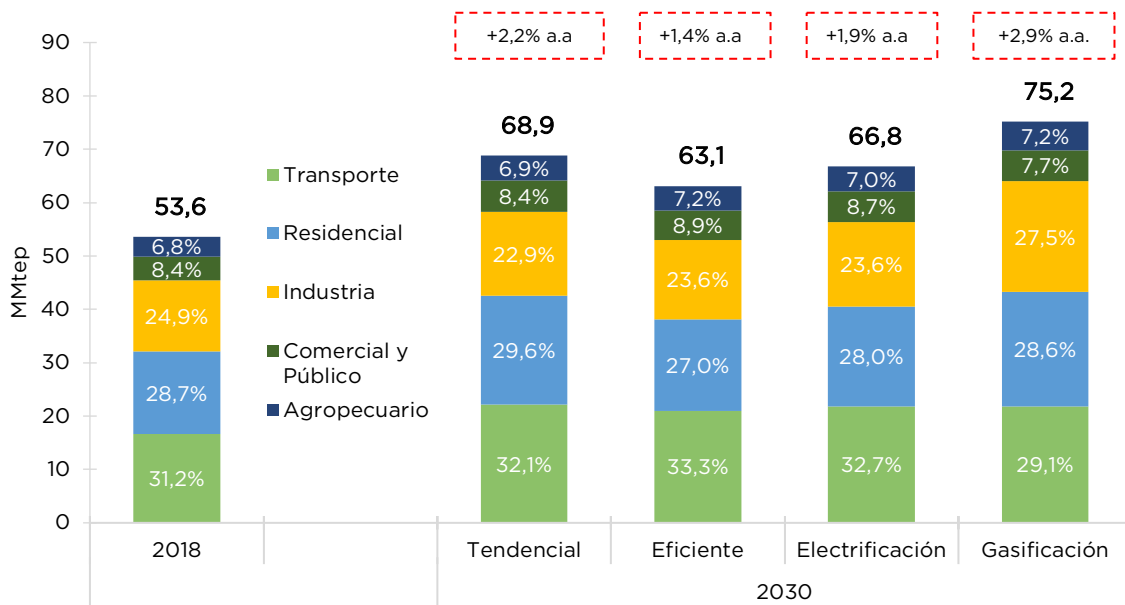
Gráfico N° 7-3: Consumo final de energía por fuente para cada escenario en 2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

A continuación se presenta el consumo final de energía por segmento para cada uno de los escenarios evaluados, donde se observa la diferente participación de cada segmento en el consumo final.

Gráfico N° 7-4: Consumo final de energía por segmento para cada escenario en 2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

c. Estructura del consumo final de energía por segmento

A continuación se describen, para los cuatro escenarios elaborados, la proporción en que se consume cada fuente energía según los sectores en que se divide el Balance Energético Nacional para el año 2030.

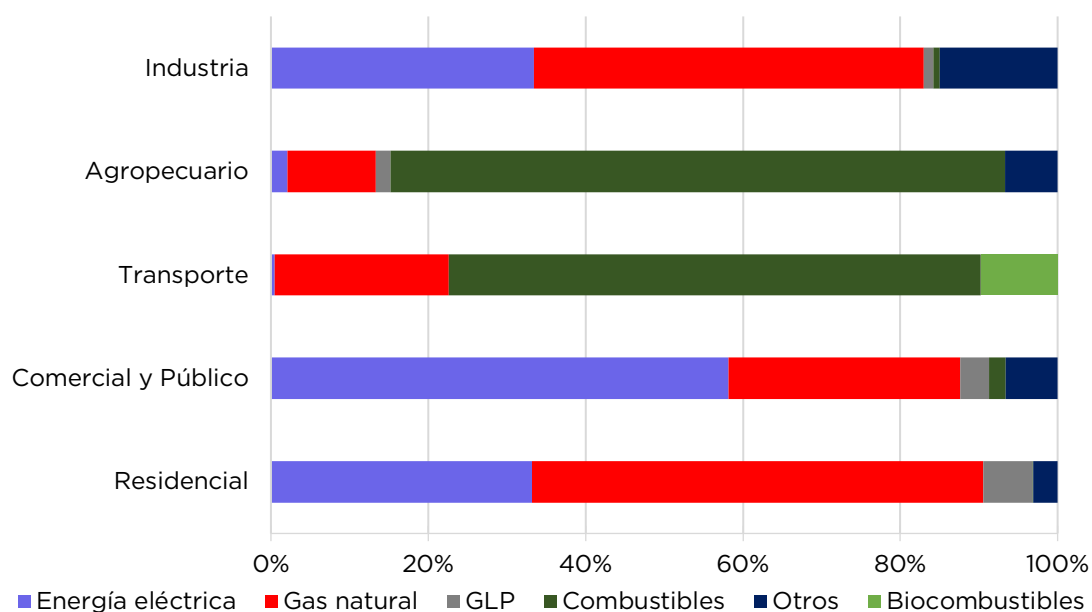
En el escenario tendencial, el sector residencial consumiría casi en su totalidad (en un 88%) energía eléctrica (32%) y gas natural (56%), similar patrón de consumo que el comercial y público, sector en el que el 83% del consumo se explica por estas fuentes (55% energía eléctrica y 28% gas natural). Dentro del sector transporte, se consumirían principalmente combustibles líquidos (69%) y gas natural —vehículos a GNC— (21%), con una pequeña participación de los biocombustibles (9%), producto de los cortes exigidos por la Ley. El sector agropecuario, por su parte, consumiría casi en su totalidad combustibles líquidos (75%) y una pequeña porción de gas natural 10%. Por último, es en el sector Industrial en el que se encuentra la mayor dispersión en el consumo entre las distintas fuentes que, ordenadas en forma decreciente, se distinguen el gas natural (44%), la energía eléctrica (30%) y otras fuentes (24%), dentro de las que se encuentran el bagazo, leña, eólica, coque y carbón, entre otros.

Tabla N° 7-2: Estructura del consumo final de energía por segmento — escenario tendencial 2030

Fuente	Residencial	Comercial y Público	Transporte	Agropecuario	Industria
Energía eléctrica	32,3%	55,2%	0,4%	1,9%	29,9%
Gas natural	56,0%	28,0%	21,4%	10,2%	44,2%
GLP	6,1%	3,5%	0,0%	1,7%	1,1%
Combustibles líquidos	0,1%	2,0%	68,8%	75,2%	0,8%
Otros	5,4%	11,3%	0,0%	11,0%	24,0%
Biocombustibles	0,0%	0,0%	9,4%	0,0%	0,0%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Gráfico N° 7-5: Estructura del consumo final de energía por segmento — escenario tendencial 2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Para el escenario eficiente, la desagregación en el consumo tendría un comportamiento similar al descrito en el párrafo anterior, con cambios marginales en algunos casos, que se pueden observar en la siguiente tabla.

Tabla N° 7-3: Estructura del consumo final de energía por segmento — escenario eficiente 2030

Fuente	Residencial	Comercial y Público	Transporte	Agropecuario	Industria
Energía eléctrica	29,7%	55,4%	0,5%	1,9%	30,7%
Gas natural	56,8%	27,4%	21,5%	10,7%	42,1%
GLP	7,0%	3,5%	0,0%	1,7%	1,1%
Combustibles	0,1%	2,0%	68,6%	74,3%	0,8%
Otros	6,5%	11,7%	0,0%	11,4%	25,4%
Biocombustibles	0,0%	0,0%	9,5%	0,0%	0,0%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

La situación cambia cuando se analizan los escenarios de políticas activas — electrificación y gasificación—. En el caso del primero, si bien el sector residencial consume un 88% entre energía eléctrica y gas natural —idéntica cantidad que en el escenario tendencial—, cambia sensiblemente su composición, pasando a consumir un 51% de la primera fuente y 37% de la segunda. En el resto de los sectores estos escenarios imprimen variaciones despreciables en la composición del consumo respecto del escenario tendencial.

Tabla N° 7-4: Estructura del consumo final de energía por segmento — escenario de electrificación 2030

Fuente	Residencial	Comercial y Público	Transporte	Agropecuario	Industria
Energía eléctrica	50,5%	55,2%	1,2%	1,9%	29,9%
Gas natural	36,8%	28,0%	21,7%	10,5%	44,2%
GLP	6,7%	3,5%	0,0%	1,7%	1,1%
Combustibles	0,1%	2,0%	67,8%	74,7%	0,8%
Otros	5,9%	11,3%	0,0%	11,2%	24,1%
Biocombustibles	0,0%	0,0%	9,3%	0,0%	0,0%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Por último, en el escenario de gasificación, el sector residencial elevaría su consumo a un 89% entre energía eléctrica y gas natural, pero modificando su composición. Comparado con el escenario tendencial, consume 1 punto porcentual (pp.) menos de energía eléctrica y 3 pp. adicionales de gas natural. En este escenario, el sector comercial y público no presenta variaciones respecto del tendencial. Por su parte, el sector transporte evidencia un marcado aumento en el consumo de gas natural de 5 pp. (26%) que es casi compensado con una reducción de combustibles líquidos en 4 pp. (64%). Comportamiento similar presenta el sector agropecuario, con un crecimiento en el consumo de gas natural de 15 pp. (25%), también compensado parcialmente por una reducción en el consumo de combustibles líquidos de 13 pp. (62%). Por último, en el sector industrial se percibe un aumento en el consumo de gas natural de 12pp (56%) que es equilibrado con una reducción de 7pp. en el consumo de energía eléctrica (23%) y 5 pp. en otros (19%).

Tabla N° 7-5: Estructura del consumo final de energía por segmento — escenario de gasificación 2030.

Fuente	Residencial	Comercial y Público	Transporte	Agropecuario	Industria
Energía eléctrica	30,7%	55,5%	0,4%	1,7%	23,4%
Gas natural	58,7%	28,0%	26,2%	25,4%	56,4%
GLP	5,4%	3,2%	0,0%	1,4%	0,8%
Combustibles	0,1%	1,9%	64,5%	61,8%	0,6%
Otros	5,2%	11,4%	0,0%	9,7%	18,8%
Biocombustibles	0,0%	0,0%	8,9%	0,0%	0,0%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

8. Escenarios de demanda de las principales fuentes de energía

a. Gas Natural

i. Demanda final doméstica de gas natural

La demanda final de gas natural (excluyendo usinas) rondó en 2018 los 76,4 MMm³/d. Su distribución por sector contiene en primer lugar 36,1 MMm³/d para el sector industrial, seguido por el sector residencial con 29,1 MMm³/d, el consumo de GNC con 6,6 MM m³/d y el sector comercial y público con 4,6 MMm³/d.

En función de los escenarios presentados se estima que el consumo final de gas natural para el período 2018–2030 tendría un incremento del 2,7% anual acumulado en el escenario tendencial y de 1,9% en el escenario eficiente. De este modo, el consumo de gas distribuido final al 2030 alcanzaría los 106 y 96 millones de metros cúbicos diarios en los escenarios tendencial y eficiente, respectivamente.

En la estimación del escenario tendencial, el consumo de gas natural por parte del sector transporte desplegaría un crecimiento importante en el marco de diversas políticas existentes que se espera se desarrollen aprovechando los mayores recursos de formaciones no convencionales de la cuenca Neuquina. Es por esto que dicho sector es el que presenta la mayor tasa de crecimiento, 8,7% anual acumulativa, producto de una alta penetración del fluido como combustible en los vehículos, seguido del crecimiento del sector residencial (2,4% a.a.), comercial y público (1,7%) e industria (1,5%).

Existen dos grupos de metodologías mediante las cuales se estimaron los segmentos de demanda final. Para la estimación residencial se realizaron ejercicios econométricos de corte mensual provincial que relacionan la demanda de gas con los indicadores HDD (*Heating Degree Days*) de grados día, y que indican las necesidades de calefacción mínimas por parte de los hogares, construyendo una curva de carga por usuario de cada región, según se mostró en la sección 7. Luego, mediante la construcción de proyecciones provinciales de conexión de hogares de gas natural se obtiene la estimación del total residencial entre 2019 y 2030. Las demandas de gas utilizadas fueron las observadas por ENARGAS hasta el primer semestre de 2019, por provincia, mientras que los indicadores HDD fueron obtenidos de las estaciones de medición de temperaturas del Servicio Meteorológico Nacional ubicadas en diferentes puntos del país.

De acuerdo con estas estimaciones, la demanda de gas natural residencial se elevaría de 29,1 MM m³/d en 2018 a 38,6 MM m³/d en 2030, a una tasa anual acumulativa de 2,4%. En el escenario eficiente, el consumo del año 2030 sería

de 32,9 MMm³/d (1,0% anual acumulado), representando un ahorro aproximado de 5,7 MM m³/d de gas natural frente al escenario tendencial.

La demanda residencial de gas natural se vería fuertemente modificada en los escenarios de *políticas activas*, reduciéndose 40% en el escenario de electrificación (23,3 MMm³/d) e incrementándose 10% en el escenario de gasificación (42,6 MMm³/d), en ambos casos respecto del escenario tendencial. En las subsecciones siguientes se presentan las causas principales de estas modificaciones en la demanda de tendencia.

Por su parte, la demanda de gas natural del sector comercial y público fue estimada para cada provincia a partir de un modelo *bottom-up* donde se proyectó la cantidad de usuarios como función del crecimiento de la población (con una elasticidad inferior a la unidad) y una demanda de gas natural por usuario proyectada de manera consistente con la evolución de los últimos años. La demanda de gas natural del sector comercial y público se elevaría de 4,6 MM m³/d en 2018 a 5,7 MMm³/d en 2030 en el escenario tendencial (1,7% de crecimiento anual acumulado), mientras que en el escenario donde se aplican políticas de eficiencia energética, el consumo de este segmento en el año 2030 sería de 5,4 MMm³/d (1,3% de crecimiento anual acumulado), lo que implica un ahorro del 5,2% respecto de la tendencia.

En el caso de la demanda de gas natural para el sector transporte se combinaron distintos elementos que confluyen en una mayor utilización del gas natural en reemplazo de otros combustibles fósiles, los cuales se tratarán con mayor detalle en el apartado 8.c, donde se muestra el consumo de combustibles. Es por esto que, teniendo en cuenta la relevancia estratégica que tiene el desarrollo de los recursos no convencionales de gas natural —y considerando en particular su potencial como combustible de reemplazo de combustibles líquidos fósiles, generando reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero—, se simuló una mayor penetración del GNC así como la difusión del gas natural licuado (GNL) para su utilización en el transporte de larga distancia (de cargas y de pasajeros).

Simulada la aplicación de estas políticas, se obtiene un incremento del consumo de gas natural vehicular, que pasaría de 6,6 MMm³/d en 2018 a 17,9 MMm³/d en 2030 (8,7% anual acumulado) o 17,2MM m³/d en el escenario eficiente (8,3% a.a.). Por su parte, un uso intensivo del gas natural en transporte como el proyectado en el escenario de gasificación elevaría el consumo a 24,5 MMm³/d (11,6% a.a.).

Para la proyección se estimó la evolución del parque de vehículos a gas natural comprimido (GNC), continuando su tendencia temporal, y proyectando un incremento de la penetración del orden de 60% entre 2018 y 2030. Paralelamente, se proyectó un descenso gradual en el consumo de gas natural por vehículo, el cual disminuiría un 7% hacia el año 2030, respecto del año 2018

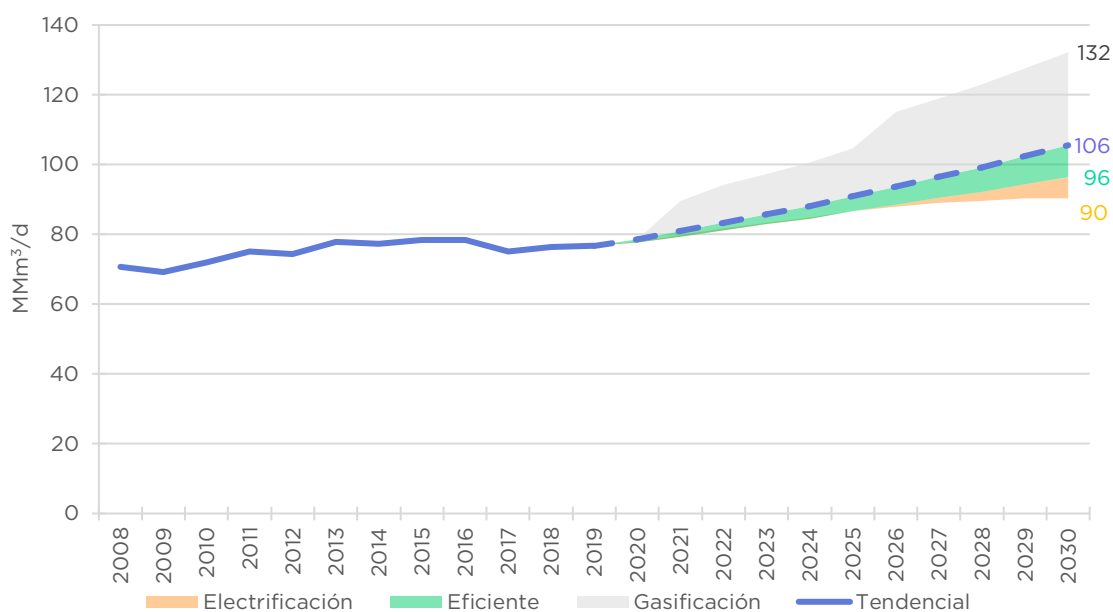
como consecuencia de incorporación de motores más eficientes en el parque vehicular.

Finalmente, la demanda de gas natural para industrias se obtuvo a través de un modelo tipo *top-down* donde se relacionó la variación de esta demanda con la variación del PIB (exceptuando los consumos de la petroquímica Cerri⁴⁶) utilizando un modelo econométrico de diferencias en diferencias. En función de estos cálculos, la demanda de gas natural industrial se incrementaría de 36,1 MMm³/d en 2018 a 43,3 MMm³/d en 2030, a una tasa anual acumulativa de 1,5%. En el escenario eficiente, el consumo del año 2030 sería de 40,8 MMm³/d (1,0% a.a.), generando un ahorro de 2,5 MMm³/d respecto del tendencial. El escenario de políticas activas de electrificación masiva contempla el mismo consumo industrial que el escenario tendencial.

En el caso del escenario de políticas activas de industrialización masiva del gas natural, se le adiciona al escenario tendencial la incorporación de grandes proyectos, principalmente petroquímicos, que podrían llegar a concretarse en caso de contar con una alta disponibilidad del fluido a precios competitivos y capacidad de transporte adicional. Asimismo, la posibilidad de mayor evacuación de gas natural hacia áreas industriales exportadoras con costos competitivos desarrollaría las condiciones necesarias y suficientes para viabilizar proyectos de expansión de esta actividad, así como también incrementar la competitividad de otras actividades intensivas en la utilización del fluido. Esto puede verse reflejado en el escenario de gasificación, donde la demanda industrial alcanzaría los 59,5 MMm³/d en 2030 (4,2% a.a.).

⁴⁶ En cuanto a la petroquímica Cerri, se estimó que su consumo se mantendría estable cercano a los 4 MMm³/d.

Gráfico N° 8-1: Demanda final de gas natural, 2005-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

A continuación se presenta, a modo de contraste entre escenarios, una tabla que sintetiza la demanda de gas natural doméstica para cada uno de los segmentos para los años 2018 y 2030.

Tabla N° 8-1: Demanda final de gas natural por segmento

Gas Natural (MMm³/d)	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Residencial	29,1	38,6 (2,4% a.a.)	32,9 (1,0% a.a.)	23,3 (-1,8% a.a.)	42,6 (3,2% a.a.)
Comercial y Público	4,6	5,7 (1,7% a.a.)	5,4 (1,3% a.a.)	5,7 (1,7% a.a.)	5,6 (1,7% a.a.)
Industria ⁴⁷	36,1	43,3 (1,5% a.a.)	40,8 (1,0% a.a.)	43,3 (1,5% a.a.)	59,5 (4,2% a.a.)
Transporte	6,6	17,9 (8,7% a.a.)	17,2 (8,3% a.a.)	17,9 (8,7% a.a.)	24,5 (11,6% a.a.)
Total	76,4	105,5 (2,7% a.a.)	96,3 (1,9% a.a.)	90,2 (1,4% a.a.)	132,2 (4,7% a.a.)

Fuente: SSPE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

ii. Demanda de exportación de gas natural

Como se observa en los escenarios presentados, la demanda doméstica de gas natural presenta ciertos límites en términos de requerimientos domésticos de todos los segmentos. Un mayor desarrollo de los recursos de gas de reservorios no convencional se puede alcanzar mediante la apertura comercial de nuevos mercados de exportación al resto del mundo. En primera instancia, debido a ventajas de conexiones físicas existentes, las exportaciones

⁴⁷ La demanda de industria no incluye RTP.

regionales retomadas a fines de 2018 representan un primer paso de relevancia, dado que aquellas ya han tenido magnitudes considerables en el pasado⁴⁸. En segunda instancia, de alcanzarse condiciones de precio en boca de pozo competitivas y el desarrollo de infraestructura para exportar al resto del mundo mediante GNL, la demanda ampliaría su límite muy por encima de las necesidades de abastecimiento doméstico.

En términos de exportaciones regionales del escenario tendencial, se consideraron las exportaciones a Chile⁴⁹, las cuales presentarían en 2030 exportaciones medias de 19 MMm³/d, similares a los máximos históricos; y a Brasil y Uruguay con promedios en 2030 de 4 MMm³/d y 1 MM m³/d. Todos estos valores se estimaron teniendo en cuenta la modulación de los meses de invierno, dados los mayores requerimientos domésticos durante dichos meses.

En cuanto a las exportaciones de GNL, se ha computado en primer lugar la barcaza de YPF que ya se encuentra en operación con una capacidad de 2,5 MMm³/d (0,5 MTPA) y se adicionan al análisis dos plantas de licuefacción con capacidades de 10 y 20 MMm³/d (2,5 y 5 MTPA) ingresando en 2024 y 2026, respectivamente. Estas exportaciones también presentarían cierta estacionalidad, con disminuciones en época invernal, que implican un factor de uso de las plantas de licuefacción del 80%.

Adicionalmente, se han analizado los diferentes escenarios de demanda doméstica (políticas activas y existentes) en ausencia de exportaciones de GNL, es decir, sin incluir las dos plantas de licuefacción de 10 y 20 MMm³/d y con algo menos de exportaciones regionales⁵⁰. De ese modo, se pueden observar en la sección de oferta de hidrocarburos los efectos que las plantas de licuefacción tienen sobre la producción doméstica de gas natural y su efecto sobre la balanza comercial.

En el gráfico que se presenta a continuación puede observarse la evolución mensual de las exportaciones modeladas por destino, las cuales alcanzarían en total los 51,2 MMm³/d en 2030 (con picos de 61,5MM m³/d en los meses estivales, cuando la demanda doméstica tiene menores requerimientos) si se consideran las exportaciones de GNL. En cambio, si no existieran las dos plantas de licuefacción, manteniéndose la barcaza de YPF y las exportaciones

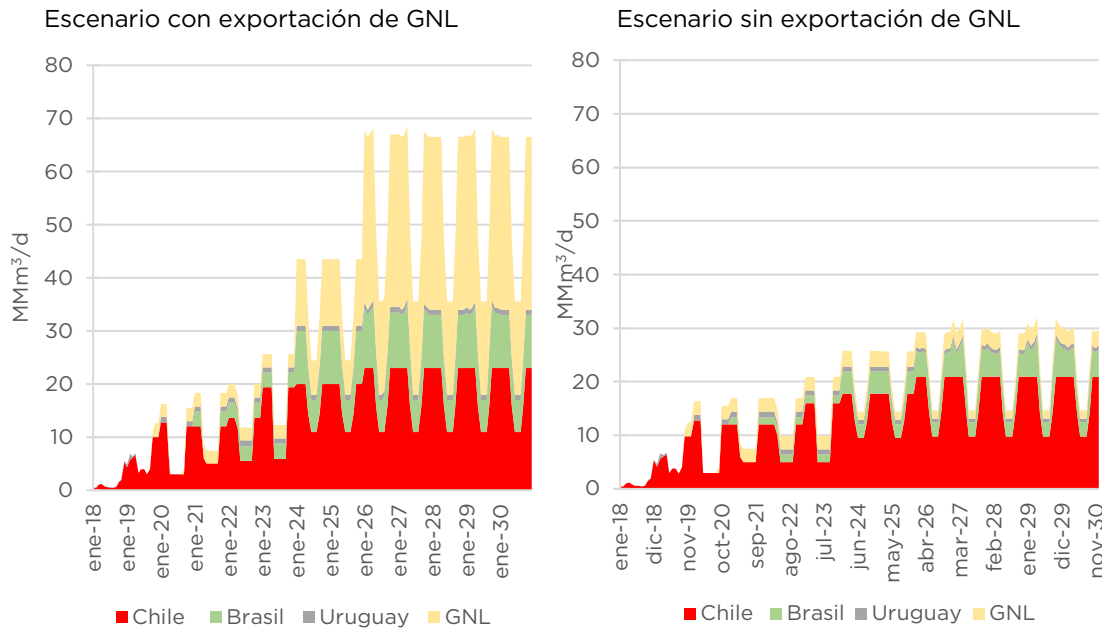
⁴⁸ Durante el año 2004 se alcanzó un promedio anual de 20 MMm³/d. El máximo registro de exportación mensual se observa en marzo de 2006 con 25 MMm³/d.

⁴⁹ Las exportaciones regionales incluyen en menor cuantía exportaciones de GNL en camiones a Chile.

⁵⁰ El factor de carga de las plantas de GNL fue modelado entre el 85% y 90% con paradas de planta durante en invierno favoreciendo el aplanamiento de la demanda total, lo que permitiría satisfacerla con producción doméstica (ver sección 9). Por esto, las exportaciones regionales en un escenario con menor modulación de la demanda de exportación de GNL requerirían que modulen más las exportaciones a países vecinos para no importar más GNL en invierno al mismo tiempo en que se exporta gas natural (desventaja de precio). Para más información consultar el Box 8-1.

regionales, las mismas alcanzarían los 24,6 MMm³/d (50% menos vs. el escenario tendencial), con picos de 29,7 MMm³/d en los meses estivales.

Gráfico N° 8-2: Exportaciones de gas natural por destino, 2018-2030



Fuente: SSPE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Box 8-1: Estimación de netbacks para la exportación de GNL a escala

Es posible realizar una aproximación hacia la evaluación de las posibilidades de exportación de gas natural fuera de la región mediante el cálculo de netback a un productor en la cuenca Neuquina de las potenciales exportaciones de GNL.

Por este motivo, este box tiene el objetivo de proveer una primera aproximación a cuál podría ser el precio percibido por el productor para diferentes escenarios de precios de GNL en sus mercados de destino.

Para realizar esta estimación, al precio de venta del GNL en algunos de sus posibles mercados de destino se le restan los costos que implicaría entregar dicho fluido hasta llegar a su precio en boca de pozo en una determinada cuenca. De este modo, se podría estimar el precio que recibirían los productores domésticos para que dicha venta sea plausible. Dicho precio sirve para compararlos con los precios de cierre del gas doméstico, y así determinar si es factible o no realizar dichas exportaciones.

A tal efecto, se presentan tres escenarios alternativos de precios para dos mercados internacionales:

- i) Dos compatibles con los escenarios de precios “medios” y “altos” evaluados a lo largo de este documento, y
- ii) uno correspondientes a precios del mercado europeo (TTF, *Title Transfer Facility* Países Bajos) y asiático (Tokio, Japón) según estimaciones de Wood Mackenzie⁵¹.

Para todos los casos, los precios corresponden al precio promedio en el periodo 2025-2030.

Para el cómputo se tomaron estimaciones de precios internacionales, costo de transporte, costo de licuefacción evaluados en el marco de los Escenarios Energéticos 2030, e información provista por Wood Mackenzie. Con relación a los costos de transporte, se obtuvo de dicho documento:

- i. costos de transporte por barco, dependiendo del destino (Europa o Japón),
- ii. costo de licuefacción para un factor de uso de planta de un 80%, 750 USD/TPA de costo de inversión y 11,5% de pérdidas en el proceso.

Adicionalmente, se adoptó el supuesto de un costo de transporte interno desde la cuenca Neuquina hasta el puerto (se tomaron valores para Bahía Blanca) en 0,8 USD/MMBTU.

La tabla que se presenta a continuación resume la estimación y el netback resultante para diferentes precios de venta de GNL con gas proveniente de la cuenca Neuquina.

Tabla N° 8-2: Precio de cierre para exportación de GNL desde la cuenca Neuquina para diversos precios de GNL según destino (en USD/MMBTU)

Componente	Precios Escenarios Energéticos				Precios Wood Mackenzie	
	TTF		Japón		TTF	Japón
	GNL medio	GNL alto	GNL medio	GNL alto		
Precio en destino	6,1	7,3	6,7	8,0	7,0	8,1
Transporte Japón / Países Bajos	0,9	0,9	1,3	1,3	0,9	1,3
Costo de Licuefacción con FU 80%	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Gasoducto cuenca Neuquina - Bahía Blanca	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Netback	1,6	2,9	1,9	3,1	2,6	3,3

Notas: 1) Capex de planta de licuefacción de 750 USD/TPA, 2) Para los precios de destino de Escenarios Energéticos, se tomaron las proyecciones de precios de importación, y se descontaron los costos de transporte al destino de una posible exportación argentina (Japón/Países bajos).

Fuente: SSPE sobre la base de relevamientos propios y de Wood Mackenzie.

⁵¹ *Can Argentina's LNG exports compete in the global market*, Wood Mackenzie, Junio 2019.

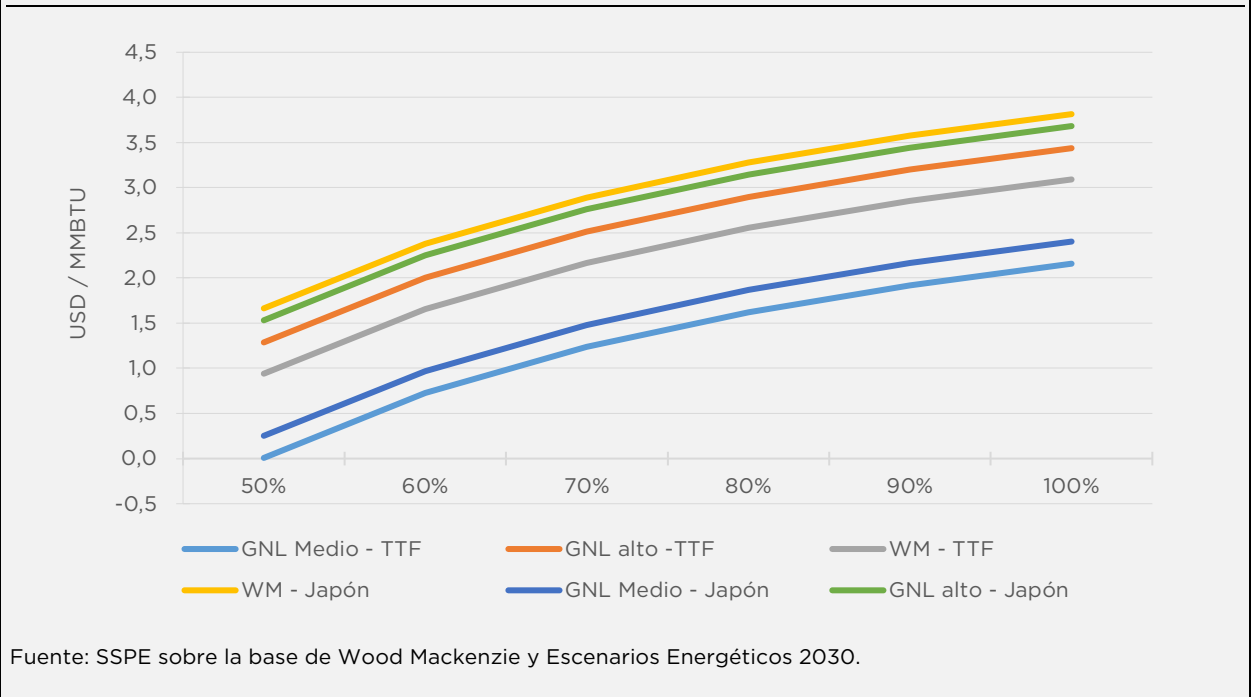
Cabe destacar que debido a la alta volatilidad del mercado mundial de GNL estos valores se exponen únicamente a modo de referencia, puesto que podrían variar significativamente en el horizonte analizado. Asimismo, en cuanto al CAPEX, cabe destacar que, debido a cuestiones vinculadas al costo de capital, éste podría resultar sensiblemente mayor al aquí presentado. A modo de ejemplo, el costo de licuefacción correspondiente a los escenarios presentados en la tabla precedente, que para 750 USD/TPA se ha estimado en 2,7 USD/MMBTU para un factor de uso del 80%, ascendería a 3,6 USD/MMBTU para un CAPEX de 1.000 USD/TPA para el mismo factor de uso, restando 0,82 USD/MMBTU al netback estimado.

Según Wood Mackenzie, el 80% de los proyectos de GNL tiene un factor de utilización mayor al 60%. A su vez, el promedio de dicho factor de todas las plantas de licuefacción a nivel global desde el año 2000 es cercano al 85%.

En la tabla precedente puede observarse que para dichos valores (compatibles con a una plena utilización de la planta en épocas estivales y una utilización de 50% en 4 meses de invierno), el netback para exportaciones se encontraría en el rango de 1,6-3,3 USD/MMBTU.

Con el objeto de presentar la sensibilidad al factor de carga de estos proyectos, el gráfico que se muestra a continuación presenta una aproximación a los diferentes netbacks que se obtendrían en proyectos de exportación de GNL en los diferentes destinos en función de distintos costos de licuefacción (sobre la base del factor de uso de planta).

Gráfico N° 8-3: Precio de cierre para exportación de GNL desde la cuenca Neuquina según destino y su sensibilidad al factor de uso de planta de licuefacción



b. Derivados del petróleo

Las principales variables utilizadas para la estimación de la demanda de derivados fueron el crecimiento y composición del parque automotor, los supuestos de eficiencia en los motores (10% entre 2018 y 2030) y la trayectoria del PIB.

En 2018, más del 80% del consumo final de productos derivados del petróleo fue compuesto por motonaftas (133 mil barriles de petróleo equivalentes por día y gasoil (225 mil barriles de petróleo equivalentes por día). Como se explicará luego en la subsección que expone la metodología de consumo de combustibles para transporte, se estima un crecimiento del consumo de motonaftas⁵² aproximadamente en 1,5% anual acumulado en el escenario tendencial, alcanzando al año 2030 unos 158 mil barriles equivalentes de petróleo por día. Del mismo modo, el consumo final de gasoil⁵³ alcanzaría los 259 mil barriles equivalentes de petróleo por día en 2030 incrementándose 1,2% a.a. en el escenario tendencial. El consumo final de aerokerosene en ese mismo año sería de 9,4 miles de barriles equivalentes de petróleo por día (-1,9% a.a.) y la demanda de fueloil⁵⁴ alcanza los 0,1 miles de barriles diarios (-23,9%), excluyéndose en ambos casos el consumo de bunker internacional y el consumo de usinas (en fueloil).

El consumo de kerosene, por su parte, disminuiría a un ritmo del 12,9% a.a., siguiendo la tendencia de los años previos, alcanzando un consumo de 0,05 miles de barriles equivalentes de petróleo por día en 2030. En la siguiente tabla se brinda un mayor detalle de la demanda de combustibles por tipo de derivado para cada uno de los escenarios.

Tabla N° 8-3: Demanda de combustibles por tipo de derivado para cada escenario

(en kboe/d)	2018		2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación	
Aerokerosene	12,0	9,4 (-2,0% a.a.)	9,4 (-2,0% a.a.)	9,4 (-2,0% a.a.)	9,4 (-2,0% a.a.)	9,4 (-2,0% a.a.)
Kerosene	0,24	0,05 (-12,3% a.a.)	0,05 (-12,3% a.a.)	0,05 (-12,3% a.a.)	0,05 (-12,3% a.a.)	0,05 (-12,3% a.a.)
Motonaftas ⁵⁵	133,5	157,6 (1,4% a.a.)	151,3 (1,0% a.a.)	151,5 (1,1% a.a.)	151,5 (1,1% a.a.)	142,5 (0,5% a.a.)
Gasoil	225,1	258,6 (1,2% a.a.)	236,4 (0,4% a.a.)	236,4 (0,4% a.a.)	253,5 (1,0% a.a.)	242,0 (0,6% a.a.)
Fueloil	2,0	0,1 (-23,9% a.a.)	0,1 (-23,9% a.a.)	0,1 (-23,9% a.a.)	0,1 (-23,9% a.a.)	0,1 (-23,9% a.a.)
GLP	32,1	34,7 (0,6% a.a.)	33,6 (0,4% a.a.)	34,7 (0,7% a.a.)	34,7 (0,7% a.a.)	31,9 (-0,1% a.a.)
Biodiesel	21,0	27,8 (2,4% a.a.)	27,8 (2,4% a.a.)	27,8 (2,2% a.a.)	27,3 (2,2% a.a.)	26,2 (1,9% a.a.)
Bioetanol	11,1	17,6 (3,9% a.a.)	17,6 (3,9% a.a.)	17,6 (3,7% a.a.)	17,1 (3,7% a.a.)	16,0 (3,1% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

⁵² Incluye corte con bioetanol.

⁵³ Incluye corte con biodiesel. No incluye consumo en centrales eléctricas.

⁵⁴ No incluye consumo en centrales eléctricas ni bunker.

⁵⁵ Incluye corte de bioetanol.

El consumo de GLP fue estimado como una proporción fija de la diferencia entre los hogares con acceso a la red de gas y los hogares totales, por lo cual se estima un consumo interno de 34 mil barriles equivalentes de petróleo por día en 2030 (0,7% a.a.) el cual en un escenario de mayores conexiones (gasificación) se reduciría a valores similares a los actuales: 32 mil barriles equivalentes de petróleo por día.

En la actualidad, el corte de biodiesel es del 10% para todo el parque automotor. Teniendo en cuenta las tendencias observadas en algunas provincias del centro del país, se computaron ciertas flotas cautivas con un corte B100 de transporte urbano de pasajeros de manera de reflejar dicho fenómeno. El resto del parque, por su parte continuaría con un corte B10. Al año 2030, el corte efectivo en el total del consumo de biodiesel alcanzaría alrededor del 11,5%.

En el caso del bioetanol, el corte obligatorio actual es de un 12%. Al año 2030 se plantea un escenario donde el 30% del parque cuenta con una tecnología del tipo *flex fuel*, donde se supone un 70% de consumo de bioetanol (E100) y un 30% de consumo de combustibles fósiles. El 70% del parque remanente continúa con el corte de 12% por lo que se lograría alcanzar un corte efectivo del 16% en el escenario tendencial.

i. Evolución de los consumos de combustibles en transporte: metodología de estimación

Con el objeto de estimar la demanda de combustibles para los sectores transporte y agropecuario, se realizó un modelo tipo *bottom-up* partiendo de la flota de vehículos estimada por la Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC) para el año 2017, ajustada por la distribución de parque automotor estimada por la Asociación de Fabricantes de Automotores (ADEFA), proyectada mediante la evolución de las ventas publicadas por la Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina (ACARA) y por los patentamientos de la Dirección Nacional de los Registros Nacionales de la Propiedad del Automotor y de Créditos Prendarios (DNRPA).

El parque automotor del año 2017 estaba compuesto por 13,3 millones de vehículos automotores (AFAC) y aproximadamente 7,6 millones de motovehículos. Entre los automotores, se repartieron en 12,8 millones de autos y vehículos livianos y 479 mil pesados, de los que se estima que 53 mil son autobuses.

Dadas estas estimaciones y teniendo en cuenta las ventas de automotores del año 2018, se estimó el parque automotor en el año base. La proyección del parque automotor de autos y livianos a 2030 surge mediante la utilización de una metodología que utiliza una tasa de motorización objetivo. La misma se corresponde con la tasa de motorización actual de los países con un PIB per cápita similar al que se espera para nuestro país para el último año de esta

proyección. La tasa objetivo alcanzaría 418 automóviles cada mil habitantes en 2030, siendo actualmente de 301 cada mil habitantes (año 2018).

En cuanto a los vehículos pesados, se estimó la evolución del parque en función de la tasa de crecimiento del PIB. Entre ellos, se supuso que los buses mantendrían una participación constante del 11% sobre el total del parque de pesados.

En el caso de los motovehículos se estima que su penetración se incrementará desde 74 motos cada 100 autos en 2017 a 88 cada 100 autos en 2030.

A continuación se presenta la composición del parque automotor estimado por tipo de vehículo para los años 2018 y 2030.

Tabla N° 8-4: Parque automotor por tipo de vehículo

MM Ud.	Autos	Livianos	Pesados (exc. buses, en miles)	Buses (en miles)	Total automotores	Motos
2018	10,7	2,7	415	51,8	13,9	8,4
2030	16,5	4,1	573	71,4	21,3	14,5
Var%	54%	54%	38%	38%	54%	74%

Fuente: elaboración propia sobre la base de AFAC, ACARA, ADEFA y DNRPA.

Según AFAC, el 64% de los vehículos actuales son nafteros, algunos de los cuales cuentan con equipo a GNC y el resto posee motor diesel. La flota de vehículos a GNC ascendería a 1,65 millones de vehículos en diciembre de 2018 según datos de ENARGAS, lo que equivale al 11,9% del parque.

Se espera que en los próximos años se produzcan cambios en los tipos de combustibles que impulsen la movilidad, en función de las tendencias que ya comienzan a observarse a nivel mundial, las cuales apuntan a alternativas menos contaminantes que el uso de combustibles líquidos fósiles. Adicionalmente, se estima que la mayor disponibilidad de gas natural en Argentina impulse una mayor penetración del GNC vehicular, así como del GNL en vehículos pesados.

En ese sentido los escenarios de políticas existentes incluyen ciertas políticas específicas que llevan a estimar que:

- El 30% de los vehículos nafteros cuenten con tecnología *flex* en 2030.
- Corte efectivo de bioetanol: 16%⁵⁶ (12% obligatorio).
- El 12% de las ventas de autos y livianos en 2030 sean eléctricos.
- 8 mil buses de corta distancia sean B100 en 2030⁵⁷.
- Corte efectivo de biodiesel: 11,5%⁵⁸ (10% obligatorio).
- 50% de las ventas⁵⁹ de buses de corta distancia sean a GNC en 2030.

⁵⁶ Resultante de la combinación del corte obligatorio (12%) y la utilización de bioetanol en motores *flex*.

⁵⁷ Esto implicaría que las provincias de Santa Fe, Córdoba, Salta, Tucumán y Santiago del Estero transformen la mayor parte de su flota a esta tecnología junto a una penetración poco significativa en el resto del país.

⁵⁸ Resultante del corte obligatorio (10%) y la utilización de biodiesel en motores B100 o B50.

⁵⁹ Excluye los buses de corta distancia ya convertidos a B100.

- o La participación de los vehículos a GNC se eleve al 22% en 2030 (desde el 12% en 2018).
- o 25% de las ventas de vehículos pesados (excepto buses) sean propulsadas a GNL en 2030.

Además, los escenarios de políticas activas se proponen cambios estructurales que modifican la composición por combustible de la matriz energética del transporte. En ese sentido, se planteó un escenario con una alta penetración de la movilidad eléctrica (en electrificación) y otro con una utilización masiva de gas natural en el sector transporte (en gasificación).

En el escenario de electrificación se proyecta que para el año 2030:

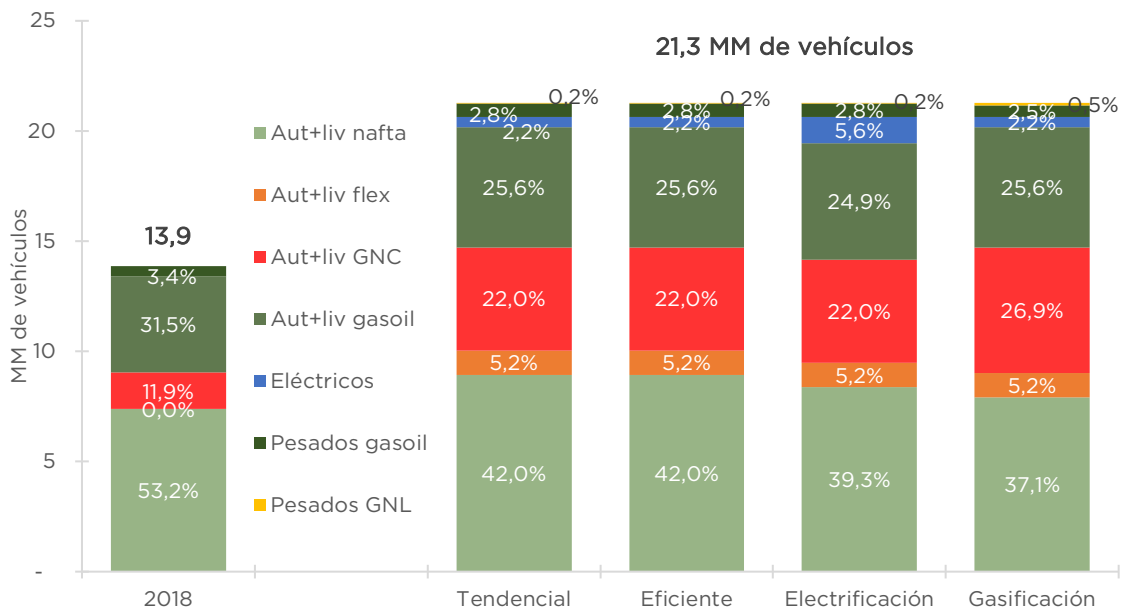
- o El 30% de las ventas de autos y livianos sean eléctricos.
- o 50% de las ventas⁶⁰ de buses de corta distancia sean eléctricos.

Por otro lado, en el escenario de gasificación se proyecta que:

- o 70% de las ventas de vehículos pesados (excepto buses) sean propulsadas a GNL.
- o La participación de los vehículos a GNC se eleve al 27% en 2030 (desde el 12% en 2018).

A continuación se presenta una figura que resume la composición del parque automotor en 2018 y de cada uno de los escenarios al 2030. Se espera un crecimiento de la flota desde los 13,9 millones de vehículos actuales a 21,3 millones de vehículos en 2030.

Gráfico N° 8-4: Parque automotor por tipo de vehículo y combustible (en unidades)



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

⁶⁰ Excluye los buses de corta distancia ya convertidos a B100.

Sobre la base del parque automotor proyectado, y teniendo en cuenta la evolución del consumo histórico de combustibles, se estimó un consumo medio y distancia anual media para cada tipo de vehículo, los cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla N° 8-5: Consumo y recorrido medio por tipo de vehículo

Tipo de vehículo	Consumo medio (l/100 km)	Recorrido medio (mil km/año)
Auto naftero / flex	9,5	8,9
Liviano naftero / flex	13,0	15,6
Moto	3,0	11,1
Auto GNC (m ³ /100km)	9,5	8,9
Liv. GNC (m ³ /100km)	13,0	15,6
Auto diésel	8,6	8,9
Liviano diésel	11,7	15,6
Pesados diésel	40,0	40,0
Buses Corta Distancia (d)	45,0	75,0
Buses Larga Distancia (d)	38,0	51,8
Autos eléctricos (kWh/100)	20,0	8,9
Livianos eléctricos (kWh/100)	50,0	15,6
Buses CD eléctricos (kWh/100)	110,0	75,0

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En todos los casos se estimó un incremento del rendimiento del 10% entre 2017 y 2030 así como una menor distancia recorrida en autos, livianos y motos (-11%).

A partir de las proyecciones de parque automotor y de sus consumos se calculó la demanda final por combustible para transporte y agropecuario en los escenarios de políticas existentes.

Tabla N° 8-6: Consumo de combustibles en transporte (políticas existentes)

	Nafta	Bioetanol	Gasoil	Biodiesel	GNC	GNL	Electric.
	MMm ³			MM m ³ /d		Miles t	TWh
2018	8,22	1,12	12,11	1,35	6,58	0	0
Tend.	9,40	1,77	13,69	1,78	16,18	438	1,17
Var %	14%	59%	13%	32%	146%	-	-
2030	8,86	1,70	12,99	1,70	15,44	438	1,17
Var%	8%	52%	7%	27%	135%	-	-

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Entre los principales resultados se destacan:

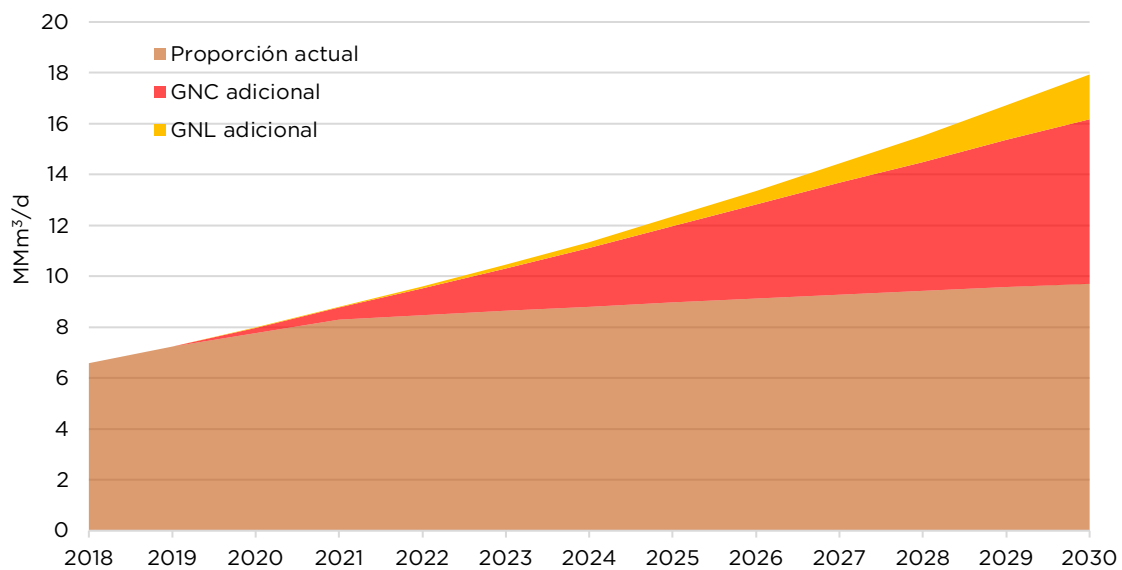
- i) La irrupción de vehículos eléctricos, alcanzando el 12% de las ventas y un consumo anual de 1,1 GWh en 2030.
- ii) El impacto de una mayor penetración del GNC, lo cual permitiría alcanzar conexiones en el 23% del parque de autos y vehículos livianos en 2030, vs. una estimación de base del 12% en 2018. Adicionalmente se supuso en el escenario de tendencia que, para el año 2030, la mitad de los buses de corta distancia utilizan GNC como

combustible. Estos dos elementos elevan la demanda en 6,4 MM m³/d por sobre escenario base en el final del período analizado.

- iii) En el año 2030 el 25% de las ventas de camiones y buses de larga distancia corresponden a vehículos que utilizan GNL como combustible, generando una demanda adicional de 1,7 MM m³/d en dicho año.

Agregando estos datos, la demanda de gas natural para transporte en el escenario tendencial alcanzaría los 17,9 MM m³/d en 2030, incrementándose a una tasa anual acumulativa del 8,7% en el período. En el escenario eficiente, el consumo del año 2030 sería de 17,5 MM m³/d (8,5% anual acumulativa).

Gráfico N° 8-5: Consumo de gas natural en transporte en escenario tendencial, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

A continuación se muestran los resultados para los dos escenarios de políticas activas: electrificación y gasificación.

En el escenario de gasificación se adoptó el supuesto de reemplazo en el consumo de gasoil por GNL vehicular para el 70% de los nuevos vehículos pesados. Además, se incrementaron las conexiones de GNC lo cual se tradujo en un mayor consumo del parque a GNC con conexiones equivalentes al 27% del total del parque frente al 22% previsto en los escenarios de políticas existentes.

En el escenario de electrificación se consideró una mayor penetración de vehículos eléctricos, que alcanzaría el 30% de las ventas de autos y vehículos livianos, en detrimento de los vehículos nafteros y diésel, mientras que también se tomó en cuenta una participación de buses eléctricos del 50% de las ventas. Es decir, para el año 2030 no se venderían más buses de corta distancia impulsados por combustibles fósiles líquidos, ya que además de los vehículos B100 proyectados, la mitad de las ventas serían a GNC y la otra mitad, eléctricos.

Tabla N° 8-7: Consumo de combustibles en transporte en 2030 (escenarios de políticas activas)

Unidad	Nafta	Bioetanol	Gasoil	Biodiesel	GNC	GNL	Electric.
		MMm ³			Mil MMm ³	mil t	TWh
Electr.	9,03	1,72	13,41	1,75	5,90	438 ⁽¹⁾	3,24
Var%	10%	54%	11%	30%	146%	-	-
Gasific.	8,50	1,62	12,79	1,68	7,14	1.227 ⁽²⁾	1,17
Var%	3%	44%	6%	25%	198%	-	-

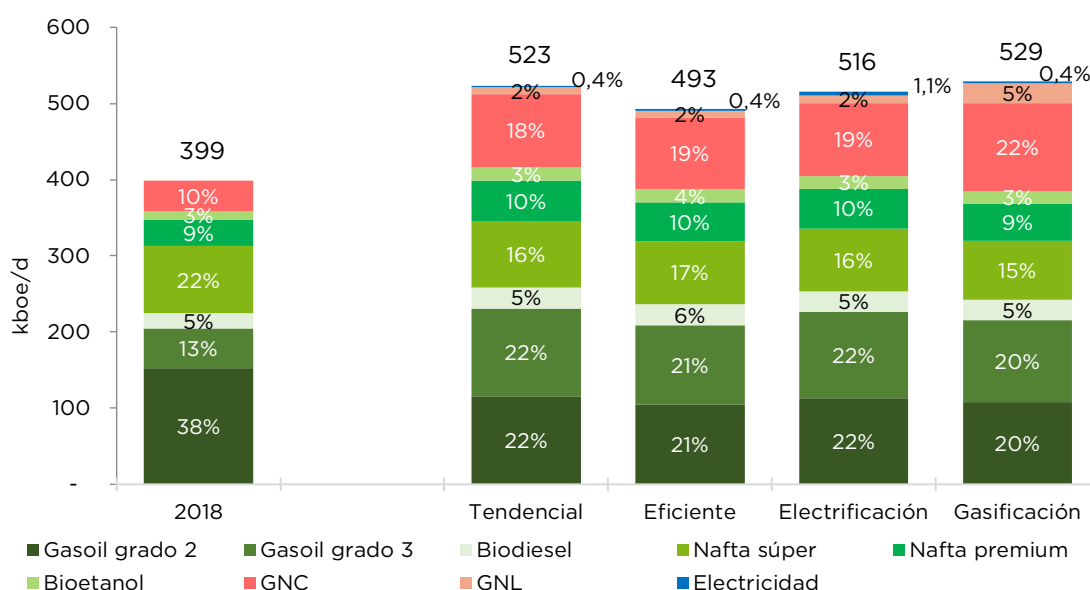
(1) Equivalente a 1,76 MM m³/d de Gas natural de 9.300 kcal.

(2) Equivalente a 4,93 MM m³/d de Gas natural de 9.300 kcal.

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

A modo de síntesis, se espera que la demanda de combustibles en el sector se incremente un 31% entre 2018 y 2030 hasta alcanzar los 523 mil barriles equivalentes de petróleo diarios en el escenario tendencial. A continuación se presenta un gráfico donde se observa la distribución por tipo de combustible para los cuatro escenarios. Se puede observar que el consumo total difiere levemente entre ellos. Esto se debe a las diferencias de eficiencia entre las distintas tecnologías. Por ejemplo, la eficiencia de un motor eléctrico (motor a rueda) es el triple a la de su equivalente a combustión. Sólo en el caso eficiente se observa una diferencia apreciable, precisamente porque refleja ahorros de combustible en lugar de un reemplazo de fuentes.

Gráfico N° 8-6: Consumo de combustibles en transporte



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

También se puede observar que en el escenario de gasificación el consumo de gas natural se eleva del 18% tendencial al 22%, mientras que el GNL lo hace del 2% al 5%, reduciendo el consumo de derivados del petróleo desde el 82% esperado en el tendencial al 65%. Mas detalle de los supuestos de este escenario para el sector transporte se pueden apreciar en la sección “Demanda de gas natural en escenario de industrialización masiva del gas natural”.

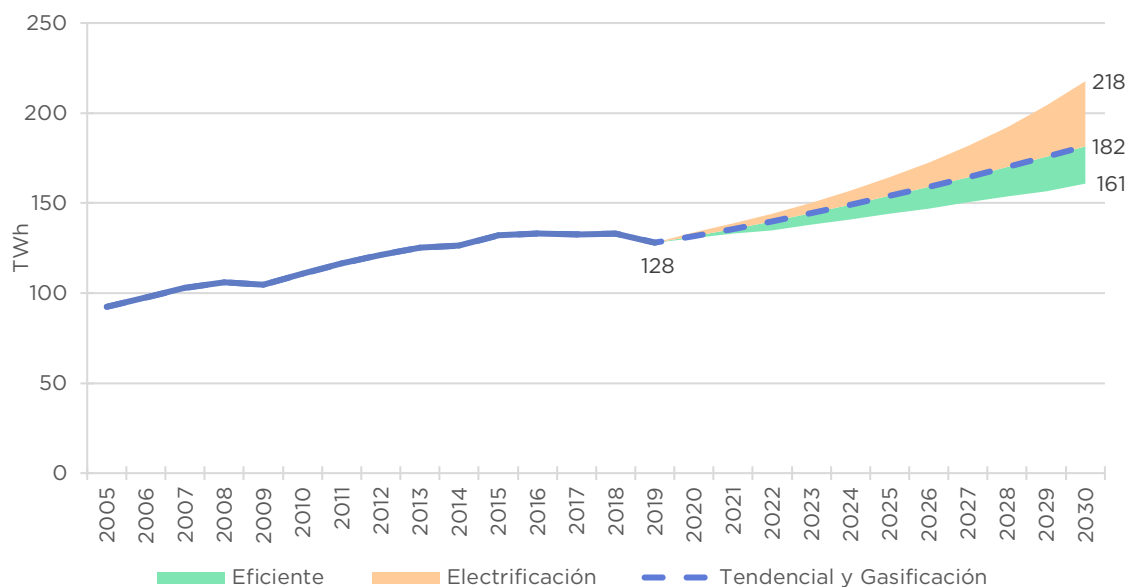
Por su parte, en el escenario de electrificación el consumo de electricidad se eleva de 0,4% tendencial a 1,1%, mientras que el consumo de derivados de petróleo se reduce al 70%.

c. Energía Eléctrica

La demanda de energía eléctrica en términos agregados se ha mantenido estable desde 2013, ubicándose entre los 130 TWh y 135 TWh. A modo de contexto, en 2018 la demanda agregada fue de 133 TWh, compuesta en un 43% por el segmento residencial (58 TWh), seguidas por industrias grandes con un 28% (37,7 TWh), mientras que el conjunto de pequeñas industrias y comercios juntos suman el otro 29% (38,3 TWh).

Para el período 2018–2030 se estima un crecimiento anual acumulado del consumo eléctrico del 2,6%, alcanzando los 182 TWh en el escenario tendencial, lo que podría reducirse a 161 TWh (1,6% a.a.) si se aplican diversas medidas de eficiencia energética, según los resultados obtenidos para el *escenario eficiente*. En el *escenario tendencial*, el sector con mayor crecimiento es el de usuarios menores e intermedios⁶¹, con un 3,6% de crecimiento anual acumulado, seguido por los usuarios residenciales (2,7% a.a.) y finalmente el de grandes usuarios (1,1% a.a.). Dichos valores fueron estimados mediante una metodología tipo *top-down*, utilizando como principal variable la relación entre las tasas de crecimiento del PIB y la demanda eléctrica.

Gráfico N° 8-7: Demanda de energía eléctrica, 2005-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

⁶¹ Corresponde a aquellos usuarios con potencias menores a 10 kW para el caso de los menores y entre 10 kW y 300 kW para los intermedios.

En el caso de los escenarios de *políticas activas* se destaca un fuerte incremento a partir de las medidas de electrificación masiva, alcanzando una demanda de 218 TWh (4,2% a.a.) en 2030. Este incremento se corresponde, principalmente, con un reemplazo de artefactos de gas natural en hogares y una mayor penetración de vehículos eléctricos, algo que se verá con mayor detalle en el apartado correspondiente a este escenario. Por su parte, en el escenario de *gasificación* la demanda eléctrica se corresponde con la tendencial debido a que no se aplican políticas que cambien el consumo de esta fuente en los diferentes segmentos de la demanda. La siguiente tabla muestra la descomposición de la demanda por segmento y sus variaciones anuales acumuladas.

Tabla N° 8-8: Demanda de energía eléctrica por segmento

(TWh)	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Residencial	57,0	78,6 (2,7% a.a.)	60,6 (0,5% a.a.)	112,6 (5,8% a.a.)	78,6 (2,7% a.a.)
Menores (<10kW) e Intermedios (10kW y 300kW)	38,3	58,7 (3,6% a.a.)	56,0 (3,2% a.a.)	58,7 (3,6% a.a.)	58,7 (3,6% a.a.)
Mayores (>300kW)	37,7	43,2 (1,1% a.a.)	43,2 (1,1% a.a.)	43,2 (1,1% a.a.)	43,2 (1,1% a.a.)
Autos Eléctricos	0,0	1,2 (-)	1,2 (-)	3,2 (-)	1,2 (-)
Total	133,0	181,6 (2,6% a.a.)	160,9 (1,6% a.a.)	217,7 (4,2% a.a.)	181,6 (2,6% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

La movilidad eléctrica es una tecnología que aún presenta desafíos para su inserción a gran escala, pero que podría irrumpir en el corto y mediano plazo en el mercado doméstico. Entre los desafíos se encuentran cuestiones vinculados a sus costos, autonomía e infraestructura de carga y regulación. Sin embargo, el desarrollo de la tecnología y la esperada disminución de costos (principalmente de las baterías⁶²) incentivarían la penetración de esta clase de vehículos.

En línea con lo planteado en la edición 2017 ejercicio de *Escenarios Energéticos*⁶³ y en el marco de la incertidumbre sobre cómo evolucionarán los desafíos previamente planteados, se estima una penetración de los vehículos moderada, similar a las proyecciones realizadas por otros estudios. Según el trabajo *Electric Vehicle Outlook 2017*, se estima que al año 2050 el 50% de las ventas vehiculares podría corresponder a vehículos eléctricos⁶⁴. De esta

⁶² IRENA (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

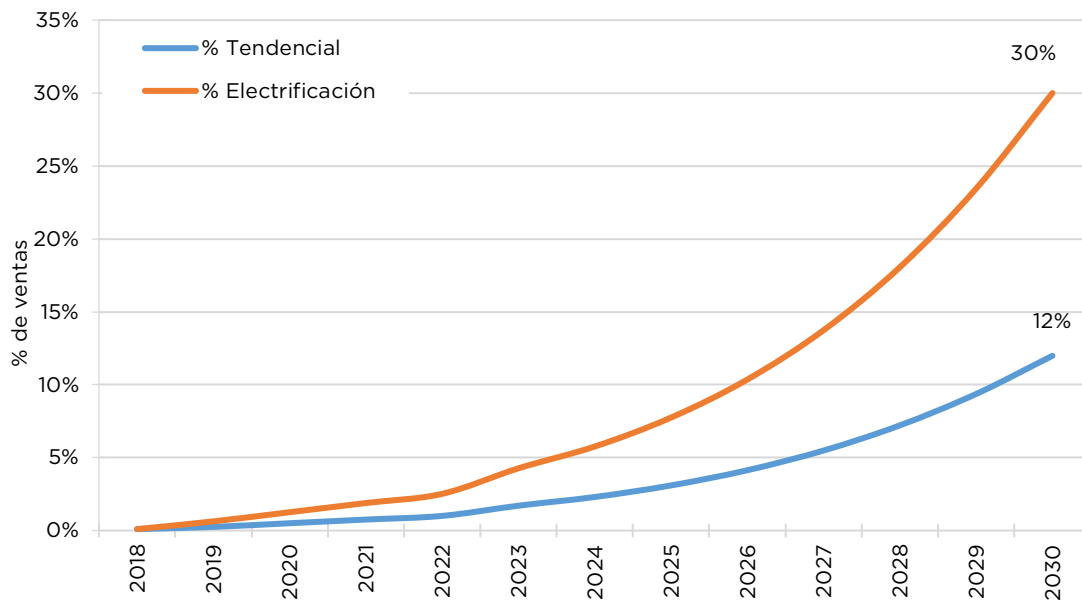
⁶³ *Escenarios Energéticos 2030*. Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos. Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico. Diciembre 2017. <http://datos.minem.gob.ar/dataset/9e2a8087-1b49-446a-8e86-712b476122fb/resource/04dbee7f-0b6f-48d0-b460-8d7fa3b282c7/download/minem-documento-escenarios-energeticos-2030pub.pdf>

⁶⁴ Bloomberg 2017, *Electric Vehicle Outlook*.

manera, y de acuerdo con una curva de penetración de ventas con una rampa más pronunciada al principio y que luego disminuya su intensidad, se supone que en ambos escenarios de políticas existentes (escenario tendencial y escenario eficiente) y escenario de *gasificación*, el 12% de las ventas de automotores sería eléctrica, mientras que, en el caso del escenario de *electrificación*, este porcentaje asciende al 30%.

El gráfico que se muestra a continuación representa la curva de incorporación de vehículos eléctricos. Se supone que el tipo de vehículo sigue la misma estructura de incorporación de vehículos que la del parque total.

Gráfico N° 8-8: Autos Eléctricos – Porcentaje sobre ventas totales, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En el escenario tendencial, dichas penetraciones representan al año 2025 unos 88 mil vehículos, que significan 3% de las ventas y 0,5% del parque. Al año 2030 alcanzarían los 473 mil vehículos, representando el 12% de las ventas y el 2,2% del parque. Los mismos implican un consumo de 242 GWh en 2025 y 1,17 TWh en 2030, el 0,6% de la demanda eléctrica para este último año.

En el escenario de electrificación se proyectó un mayor uso de vehículos eléctricos, los cuales alcanzarían 1,2 millones de unidades en 2030 (5,6% del parque y 30% de las ventas) consumiendo 3,24 TWh (1,5% de la demanda eléctrica).

Se puede considerar que el consumo de electricidad por penetración de autos eléctricos y buses eléctricos es bajo con relación al consumo total, lo que no generaría mayores impactos en el sistema eléctrico, que sí pueden cobrar relevancia si aumenta el grado de penetración, teniendo en cuenta, por ejemplo, los momentos de carga de las baterías y su impacto sobre la carga monótona.

A los fines de este ejercicio, la carga de las baterías se simuló como 50% en el valle (6h) y el restante consumo se distribuye entre las horas Resto (13h), Pico (4h) y Súper Pico (1h).

d. Consumo evitado de energía a partir de la implementación de medidas de eficiencia energética

Las políticas de eficiencia energética buscan incentivar y promover el uso racional y eficiente de todas las fuentes que configuran la matriz energética argentina, en cada uno de los sectores que las requieren para el desarrollo de sus actividades. Estas medidas se traducen en una disminución en el consumo de energía que realizan los actores involucrados para satisfacer los mismos servicios energéticos, generando en términos agregados una caída en la demanda energética respecto de una línea de base.

Además del efecto directo, existen efectos indirectos generados a partir de la aplicación de medidas de eficiencia energética, que se manifiestan en mejoras sistémicas para el desarrollo económico-social, los principales son: aumentos de productividad energética, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), incrementos en la calidad de vida, mejora de la seguridad energética (por reducción de importaciones), mejor aprovechamiento de los recursos fiscales (centralmente por desplazamiento de inversiones de infraestructura para abastecer la demanda futura y reducción de subsidios).

Dentro de los escenarios de políticas existentes, el escenario de demanda eficiente ha sido construido como el resultado que se obtiene de restar en el escenario tendencial de demanda los ahorros acumulados por la implementación de políticas específicas de eficiencia energética que se están aplicando y planificando. Esto provoca que, gracias a las políticas de ahorro y eficiencia energética, la proyección de la demanda de energía sea menor como consecuencia de la optimización en el uso de los recursos energéticos.

La cuantificación de ese consumo evitado de energía, asociado a las políticas de eficiencia energética, se realizó a través de una modelización *bottom-up*, partiendo de parámetros de requerimiento unitario de energía e impacto esperado de cada medida en módulos homogéneos de demanda energética de cada sector de consumo final (residencial, industrial, transporte, comercios y sector público). Es importante aclarar que las hipótesis de ahorro por medida no contabilizaron las optimizaciones en el consumo de energía derivadas de la mejora tecnológica tendencial o de mercado (que se produciría aún de no mediar políticas activas).

Así, se estimó el consumo evitado de energía resultante de 46 medidas de eficiencia energética, donde el 50% de este conjunto forma parte del compromiso asumido incondicionalmente por la Argentina en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) para la mitigación del cambio climático. A su vez, los beneficios alcanzados con el éxito de las medidas hacia el año 2030, están alineados con el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en particular con el ODS 7, cuya tercera meta está vinculada precisamente a la eficiencia energética.

A continuación se presentan las hipótesis utilizadas en la construcción de los ahorros energéticos asociados a las principales medidas, que se encuentran computadas en el escenario eficiente:

- **Eficiencia en electro y gasodomésticos⁶⁵:** la incorporación de tecnología con mejores rendimientos energéticos en los equipos de uso residencial y comercial se basa fundamentalmente en la aplicación de políticas de estándares mínimos de eficiencia energética. Esta definición implica el desarrollo de una planificación en la implementación, incremento y actualización del etiquetado o calificación energética de los equipos de uso final de la energía.
- **Incremento del uso de LED en el parque de iluminación:** intervenir con regulación a través de estándares mínimos y prohibición de tecnología ineficiente, que suponen un importante incremento en la participación de la tecnología LED en el parque vigente.
- **Bombas de calor:** se tuvo en cuenta el desplazamiento de calefactores por bombas de calor, considerando una potencia promedio de calefacción de 2.700 W y un alcance de sustitución equivalente al 74% de las ventas de tiro balanceado en el año 2030. Las bombas de calor aumentan el consumo eléctrico y este incremento se compensa más que proporcionalmente con el ahorro en el consumo del gas natural.
- **Alumbrado público:** se asumió un recambio completo progresivo de luminarias públicas al año 2030, que permite ahorros medios del 35% respecto del consumo base del parque tendencial.
- **Optimización de energía en la Industria:** en esta política se agrupó un compendio de medidas dirigidas al sector industrial donde se articulan la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía y promoción de la implementación de diagnósticos energéticos.
- **Cogeneración:** con el objetivo de mejorar la eficiencia de procesos térmicos se consideró la incorporación de nuevas centrales de cogeneración eléctrica, especialmente de pequeña escala y de aprovechamiento de vapor en el sector industrial.
- **Calefones y termotanques:** se contempló un ahorro derivado de estos gasodomésticos a partir de políticas de etiquetado unificado (normativa que elimina la fabricación de unidades con piloto) y de medidas de incentivo puntual para el reemplazo de termotanques por calefones.
- **Transporte urbano e interurbano:** se dimensionaron los ahorros en medidas para el transporte carretero (incorporación de bolsas de carga para la reducción de falsos fletes, motores más eficientes, neumáticos con menor rozamiento y capacitación en manejo eficiente a choferes). Además, se incluyeron otras políticas que también fueron consideradas en el Plan Sectorial de Transporte y Cambio Climático, como la recuperación del sistema ferroviario, transporte urbano sustentable y

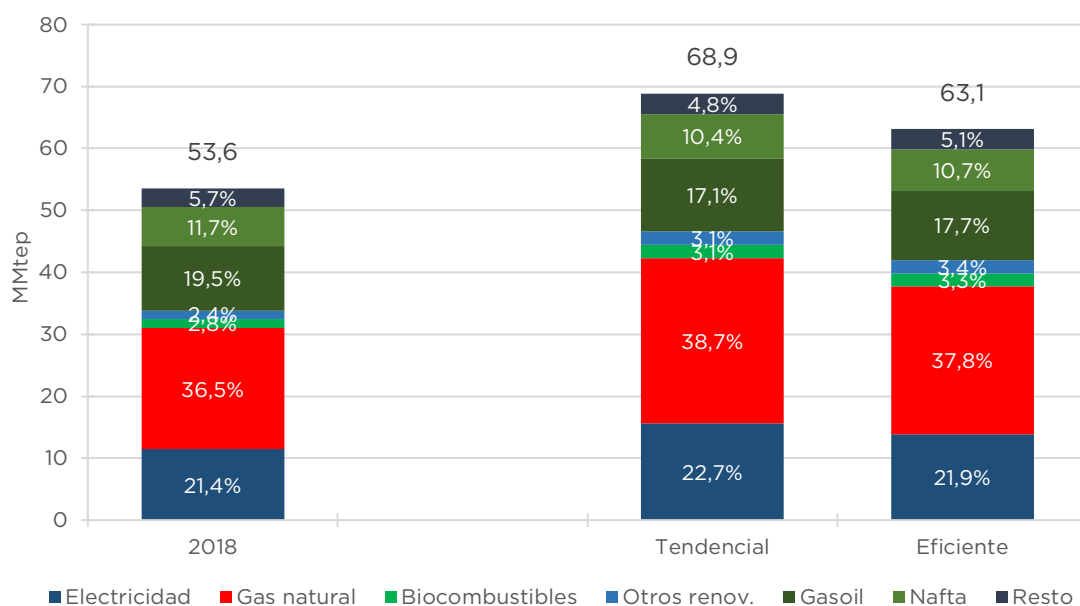
⁶⁵ Heladeras, lavarropas, cocinas, calefones, termotanques, estufas de tiro balanceado y tiro natural, televisores, grifería, ventanas y equipos acondicionadores de aire.

etiquetado vehicular asociado a la definición de estándares mínimos de eficiencia energética.

- Educación y comunicación:** en estas dos esferas se estimaron implementaciones de políticas transversales de sensibilización y concientización acerca de los usos de la energía. Se dimensionó un horizonte objetivo centrado en los cambios de hábito, optimizando y potenciando el uso eficiente de la energía. Para alcanzarlo, se ha venido trabajando para el desarrollo de programas integrales de educación en todos los niveles del sistema de enseñanza formal, en alianza con las distintas jurisdicciones del país y múltiples acciones de comunicación para promover el desarrollo sostenible en nuestro país.
- Promoción de nuevas tecnologías y resto de acciones:** existe un compendio de políticas involucradas aplicadas en distintos sectores de consumo, y sobre las que se proyectaron ahorros de manera muy conservadora. En este grupo se destacan: el fomento para incrementar la cantidad de variadores de velocidad en motores eléctricos dentro de la industria manufacturera, morigerar la reducción del consumo de energía para calentamiento de agua sanitaria a través de la incorporación de economizadores de agua en el sector residencial, incentivar la mejora de aislaciones residenciales y el uso de materiales innovadores para mejorar la envolvente térmica de edificaciones, y aplicar parámetros de eficiencia en las construcciones a cargo del Estado o como contraprestación de incentivos directos para el desarrollo de viviendas.

A continuación se presentan los ahorros por fuente en comparación con la demanda final.

Gráfico N° 8-9: Consumo final de energía en escenarios de políticas existentes



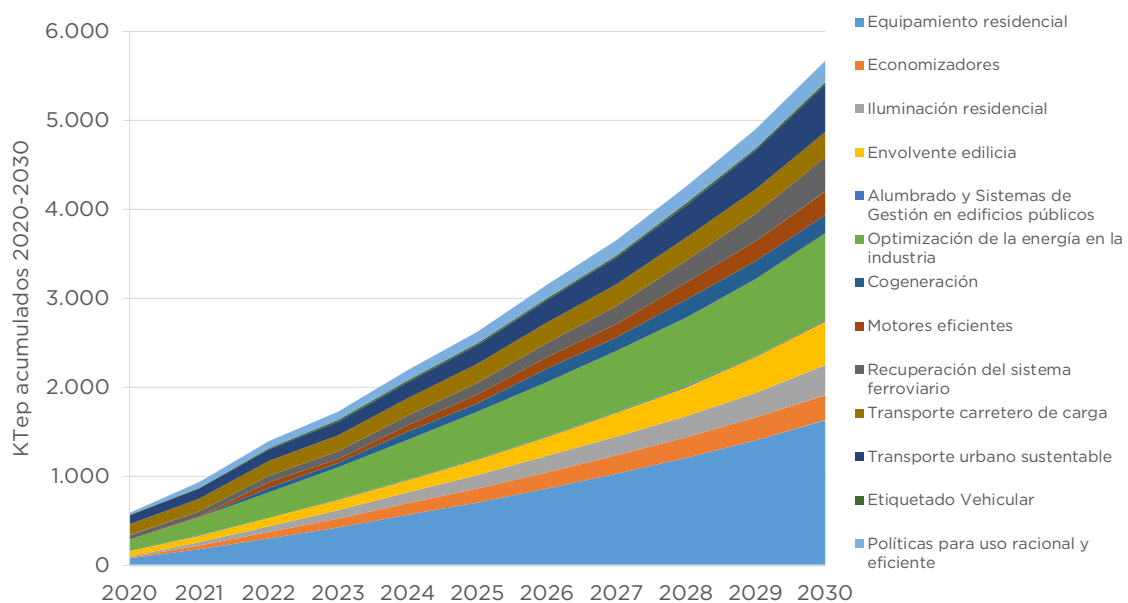
Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

El ahorro total en el escenario eficiente alcanzaría el 8,4% del total del consumo final estimado en el escenario tendencial. Si se compara por energético, el ahorro en gas natural sería del 10,5%, mientras que el consumo evitado de energía eléctrica representaría el 11,4% de su contrapartida tendencial.

En este sentido, el análisis por sector de consumo muestra que el residencial lidera los ahorros proyectados en el año 2030 con un 58% del total de ahorros, seguido por el sector transporte con un 19% y el sector industrial con 16%. Esto surge como consecuencia que el sector residencial es uno de los que posee mayor potencial de optimización, por lo que allí se centra la mayoría de las políticas proyectadas.

Con el objeto de mostrar las trayectorias de cada una de las medidas se presentan en el siguiente gráfico los ahorros acumulados por política entre 2020 y 2030. El ahorro proyectado acumulado entre los años 2020 y 2030 asciende a 31,1 MMtep.

Gráfico N° 8-10: Ahorros acumulados según política de ahorro y eficiencia energética, 2020-2030



Nota: el equipamiento residencial incluye políticas de etiquetado y estándar mínimo.

Fuente: elaboración propia sobre la base de estimaciones de la Subsecretaría de Planeamiento Energético y la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

e. Escenario de electrificación: Estimación de la potencial electrificación de consumos en el sector residencial y el transporte en un escenario de políticas activas

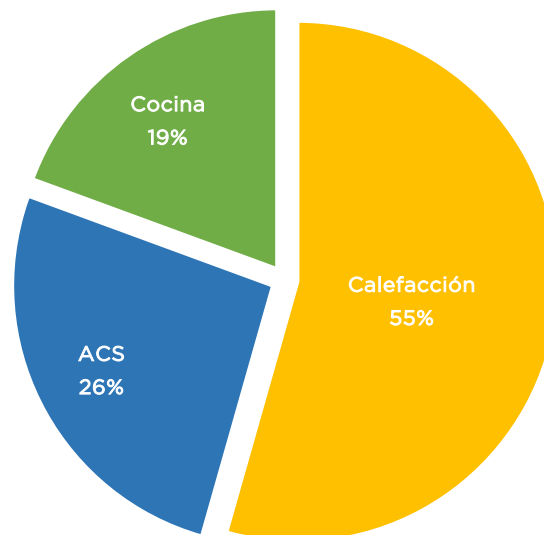
En este apartado se describe el proceso de construcción del escenario de políticas activas de electrificación en el sector residencial y en el sector transporte, que fue elaborado bajo un esquema *top-down*, a partir de la desagregación de dicha demanda en tres usos: calefacción, cocción y

calentamiento de agua caliente sanitaria (ACS). El trabajo fue realizado con el apoyo de la Coordinación de Diseño y Evaluación de Políticas de Eficiencia Energética sobre la base de información preliminar proveniente de la Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares 2017-2018. En este caso, el supuesto rector del análisis fue la migración paulatina de artefactos domésticos (cocinas, calefones, termotanques, calefactores y estufas) que consumen gas natural hacia otros artefactos que funcionan con energía eléctrica.

Dado que esta es una primera aproximación al problema, deberán profundizarse en ediciones posteriores de los Escenarios Energéticos las cuestiones vinculadas a las dinámicas de sustitución y su potencial.

De acuerdo con los datos provisorios de la ENGHo 2017-2018, el consumo de gas natural para el sector residencial se distribuiría como se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 8-11: Distribución actual del consumo de gas natural residencial, 2017-2018



Fuente: Elaboración propia de la SSPE y la SSERyEE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

A partir de dicha distribución se realizó el cálculo de la demanda energética para cada uno de los usos y se aplicaron las siguientes políticas contempladas para la electrificación de los consumos:

- Reemplazo del 50% del parque de cocinas y calentadores de agua de gas a eléctrico.
- Reemplazo del 80% de las ventas de calefactores a gas por su homólogo eléctrico en 2030.

Cada reemplazo se efectuó a una tasa 1:1 procurando mantener la energía útil equivalente y contemplando los rendimientos de la tabla que se presenta a continuación:

Tabla N° 8-9: Rendimiento de los distintos artefactos considerados para el análisis

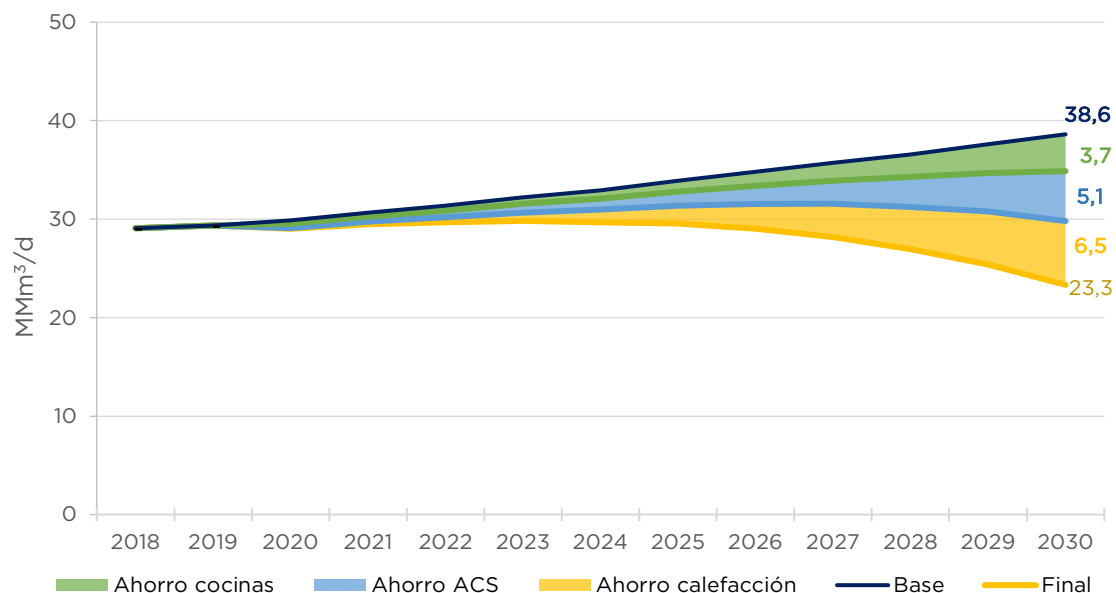
Artefacto	Rendimiento (Energía útil / Neta)
Cocina a gas	0,50
Cocina eléctrica	0,70
Calefón a gas	0,80
Termotanque a gas	0,64
Termotanque eléctrico	0,95
Estufa a gas (tiro balanceado)	0,65
Acondicionamiento de aire	3,32
Calefactor eléctrico	1,00

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Una vez efectuados los reemplazos se calculó la demanda resultante de gas natural (reducida) así como la demanda de energía eléctrica (incrementada) que se muestran en las dos figuras que se presentan a continuación.

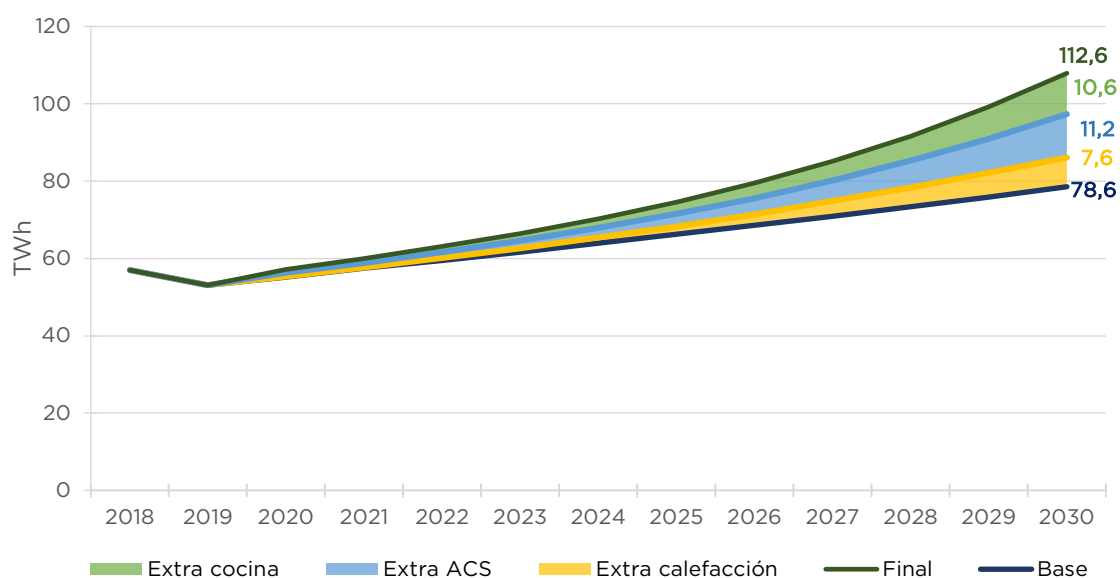
De esta manera, la demanda de gas natural residencial se reduciría respecto de la línea de base en 15,3 MMm³/d desde 38,6 MMm³/d a 23,3 MMm³/d. La desagregación de los descuentos se realiza teniendo en cuenta el ahorro de 6,5 MMm³/d en calefacción, 5,1 MMm³/d en agua caliente sanitaria y 3,7 MMm³/d en cocción.

Gráfico N° 8-12: Demanda y ahorros de gas natural residencial por electrificación, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 8-13: Incremento del consumo eléctrico residencial por electrificación, 2018-2030

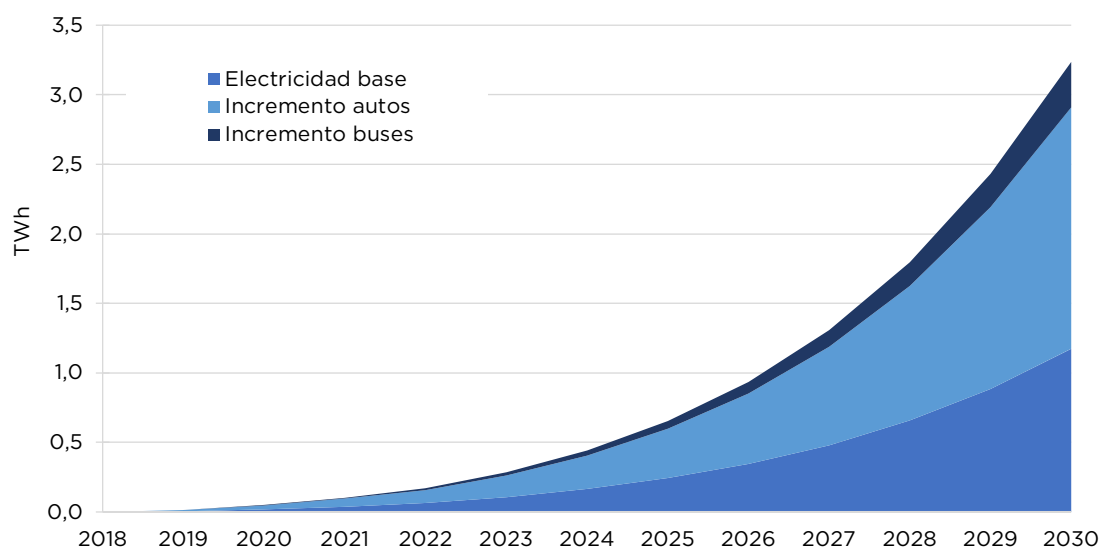


Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Por su parte, la demanda eléctrica residencial se incrementaría 34 TWh desde los 79 TWh tendenciales a 113 TWh como consecuencia de un consumo adicional de 10,5 TWh en cocción, 16 TWh en agua caliente sanitaria y 7,5 TWh en calefacción.

En cuanto al mayor uso eléctrico en el sector transporte, en el escenario de electrificación se proyectó un mayor uso de vehículos eléctricos, los cuales alcanzarían 1,2 millones de unidades en 2030 (5,6% del parque consumiendo 3,24 TWh (1,5% de la demanda eléctrica). La siguiente gráfica muestra cómo se incrementa el consumo de electricidad respecto del escenario tendencial por mayor cantidad de autos eléctricos (30% de las ventas) y buses eléctricos (50% de las ventas).

Gráfico N° 8-14: Incremento del consumo de electricidad en transporte por electrificación, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

f. Demanda de gas natural en escenario de industrialización masiva del gas natural

El escenario de políticas activas de industrialización masiva del gas natural plantea una mayor demanda de gas natural para todos los segmentos dada la influencia de políticas activas que incentivan un mayor uso del energético.

En términos de demanda final (excluyendo usinas), en el año 2030 los consumos de este escenario ascienden a 132 MMm³/día, es decir, 27 MMm³/día por encima de la demanda tendencial de los escenarios de políticas existentes.

Los segmentos donde se estima mayor potencial para un uso más intensivo de gas natural son la industria y el transporte, aunque también se observan espacios en el sector residencial.

En cuanto a este último, se espera que la cobertura de hogares aumente del 68% (tendencial) al 76% en 2030. El total de demanda residencial crecería al 3,22% promedio anual, en lugar del 2,39% anual del escenario tendencial, alcanzando un promedio de 43 MMm³/día respecto de los 39 MMm³/día en 2030.

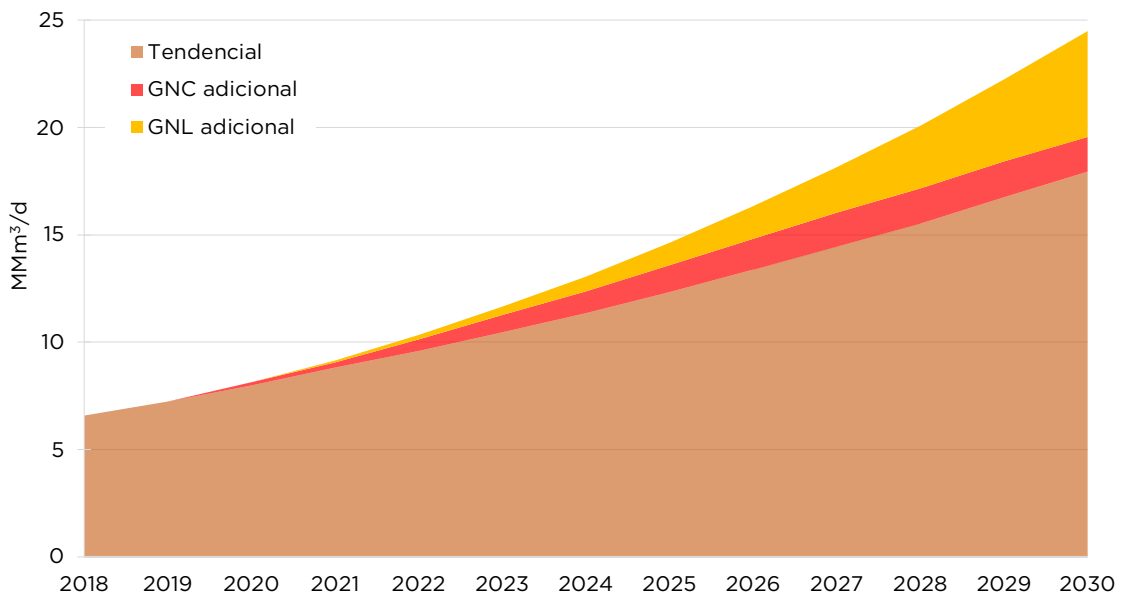
Las regiones con mayor penetración son:

- NEA: Como resultado de la mayor penetración del GNEA, al 2030 se espera pasar de 115.000 (10% de cobertura), a 390.000 usuarios (33% de cobertura).
- Patagonia: al 2030 aumenta de 118.000 usuarios (84% de cobertura) a 153.000 (91% de cobertura).

- Litoral: al 2030 aumenta de 394.000 usuarios (65% de cobertura), a 680.000 usuarios (78% de cobertura).

Para el sector transporte en el escenario de gasificación se proyecta un incremento de la demanda de gas natural vehicular de 6,55 MMm³/d al 2030 respecto del escenario tendencial, de los cuales tres cuartas partes corresponderían a una mayor utilización del GNL vehicular que pasaría de las 438 mil toneladas anuales (0,4 MTPA) del escenario tendencial a 1,2 millones de toneladas en el de gasificación (1,2 MTPA).

Gráfico N° 8-15: Consumo de gas natural en transporte: escenario gasificación, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Respecto de la industria, en las proyecciones realizadas para el escenario tendencial se incluyen proyectos individuales que se encuentran en los planes de diferentes actores del mercado. Los proyectos, sus requerimientos de gas natural y tiempo de construcción se presentan en la siguiente tabla, y surgen de un trabajo en conjunto realizado por la SSPE con la Secretaría de Transformación Productiva del Ministerio de Producción y Trabajo de la Nación. Se observa que el sector con mayor potencial, o demanda de escala relevante es el de la petroquímica.

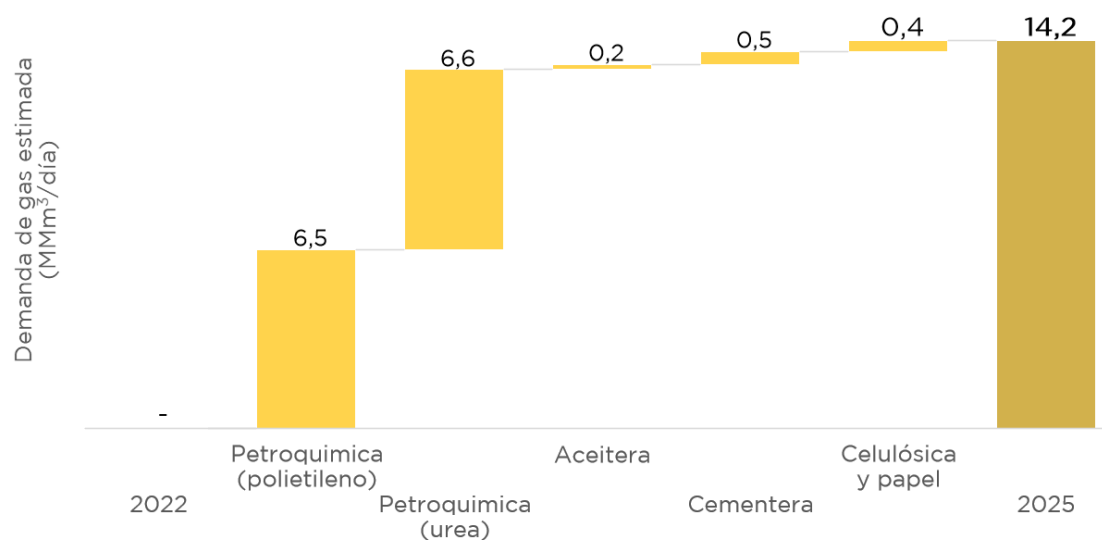
Tabla N° 8-10 Proyectos industriales específicos considerados en escenario de industrialización del gas natural.

Id proyecto	Sector	Demanda de gas estimada (MMm ³ /d)	Año de ingreso
1	Petroquímica (polietileno)	5,6	2025
2	Petroquímica (urea)	2,5	2025
3	Petroquímica (polietileno)	1,0	2025
4	Petroquímica (urea)	1,6	2025
5	Petroquímica (urea)	2,5	2025
6	Aceitera	0,2	2022
7	Cementera	0,04	2022
8	Cementera	0,4	2022
9	Celulósica y papel	0,4	2022
	Total proyectos específicos	14,2	

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda sobre la base de Secretaría de Transformación Productiva - Ministerio de Producción y Trabajo.

El siguiente gráfico muestra la contribución por grupo de proyectos desde 2022 a 2025 que se modeló en los escenarios adicionalmente al crecimiento tendencial de la industria.

Gráfico N° 8-16: Proyectos de industrialización el gas natural



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda sobre la base de Secretaría de Transformación Productiva - Ministerio de Producción y Trabajo.

Adicionalmente a los proyectos específicos, se realizó una estimación de la demanda potencial de las industrias del noreste argentino (NEA) que podría suceder en un escenario de aprovisionamiento competitivo del gas natural.

Para poder estimar el consumo industrial de gas natural, en una primera instancia se buscó definir el esquema productivo de las provincias seleccionadas de la región: Chaco, Corrientes y Formosa. Una vez identificado el esquema, se consideró el consumo promedio de gas natural para cada una de esas actividades productivas en las provincias que poseen conexión de gas natural, de manera tal de extrapolar dichos consumos a los de la región.

En síntesis, con la información de consumo de gas natural (GN) por sector de actividad 2015 se obtuvo la intensidad energética sectorial de Argentina (consumo GN/Valor Agregado —VA—). Se aplicó dicha intensidad a los VA sectoriales de Chaco, Corrientes y Formosa, con lo que se obtuvo un consumo industrial adicional de 2,7 MMm³/d de gas natural para la región⁶⁶.

⁶⁶ Con ese objetivo se tomaron los datos del Valor Bruto de la Producción por provincia, abierto por año entre 2004 y 2015, obteniendo las participaciones relativas de cada actividad dentro del total. Una vez obtenidas las participaciones se ajustaron por crecimiento —tomando como base los precios de 1993— y por variación de precios —tomando el Índice de Precios Implícitos del Valor Agregado Bruto de la Producción con base 2004—. Por último, se tomaron los consumos en ktep de gas natural para cada rubro de actividad en 2015 y se extrapolaron para cada sector, respetando cada ponderador industrial.

9. Escenarios de producción de hidrocarburos

En esta sección se presentan los escenarios de producción de gas natural y petróleo. Los mismos fueron confeccionados teniendo en cuenta la desagregación de los hidrocarburos por cuenca y tipo de recurso, de acuerdo con distintos perfiles de pozos “tipo” definidos y su evolución esperada en cada una de las tecnologías de extracción.

Los escenarios de evolución de la producción de gas natural, dado un sendero de aprendizaje y productividad positivo por parte de la industria, encuentran como una de sus variables determinantes y limitantes los escenarios de demanda doméstica, así como las restricciones asociadas (capacidad de evacuación) y el potencial de exportaciones, mientras que en los escenarios de producción de petróleo su referencia más directa está vinculada a la evolución de los escenarios de precios internacionales.

Resulta importante destacar que los escenarios de producción de gas natural deben ser compatibles con la evolución de la infraestructura de tratamiento y transporte, así como con el comportamiento de la demanda, particularmente por las dificultades que presenta en la actualidad el almacenaje de gas natural.

La marcada estacionalidad invernal de la demanda doméstica de gas natural plantea uno de los principales desafíos para estimular la producción dado que, para abastecer el pico de demanda doméstica se debe contar con alternativas para comercializar o almacenar la producción que exceda al consumo en los meses de menor demanda (meses de “no invierno”).

En esta línea, cabe destacar que Argentina carece en la actualidad de infraestructura de almacenamiento de gas natural adecuada para compensar la estacionalidad del consumo doméstico. Sólo existe una pequeña planta de almacenaje de GNL en el partido de General Rodríguez (de *peak shaving*), en el Gran Buenos Aires, propiedad de la empresa Naturgy Argentina S.A. y un almacenaje subterráneo desarrollado por YPF S.A., en las proximidades de Comodoro Rivadavia, denominado ASDG Diadema. Dadas ciertas condiciones, como la diferenciación de señales de precio que reflejen la escasez relativa entre los períodos de menor y mayor demanda y la capacidad de evacuarse en los períodos “pico” el fluido almacenado, podrían materializarse nuevas instalaciones en el horizonte aquí planteado, permitiendo desplazar oferta de gas natural desde los periodos de menores consumos hacia los picos de invierno. Actualmente se encuentran en estudio por parte de actores del sector público y privado opciones de almacenamiento, ya sea de gran escala como de pequeña.

Por último, en los escenarios aquí presentados se proyectan exportaciones regionales y de GNL durante todo el año, pero con mayores caudales durante los meses estivales (de menor demanda doméstica). En los escenarios de base,

se estiman hacia 2030 exportaciones regionales anualizadas por 29 MMm³/d y exportaciones de GNL por 27 MMm³/d⁶⁷.

a. Gas natural

i. Escenarios de base con exportaciones de GNL

El supuesto de evolución de la producción de gas convencional se estableció observando la producción por cuenca en función de declinos coincidentes con la información histórica. De este modo se asumió la continuidad de la tendencia declinante de la producción convencional hasta el año 2030 (de manera agregada la tasa de declino es de 3,1% a.a.). El supuesto de la continuidad de la tendencia declinante de la producción de yacimientos convencionales está vinculado a la información disponible al momento de realizar esta estimación, y no establece supuestos sobre la realización o no de nueva actividad exploratoria sobre formaciones convencionales en cuencas actualmente productivas o no productivas, o de nuevos descubrimientos. No obstante, al igual que en el caso de las rondas de exploración costa afuera lanzadas en el año 2019, dada la incertidumbre inherente a la actividad de la exploración de hidrocarburos, aplicando el principio de prudencia, no se asigna producción asociada a nuevos descubrimientos o extensiones en tanto no se materialicen nuevas reservas comprobadas o probables de esas características, que podrían tener impacto sustancial en la producción en el mediano plazo.

En función de lo anterior, se asume a los fines de este ejercicio que el comportamiento de la producción en la última década de cada cuenca responde tanto a políticas de explotación de hidrocarburos como a la madurez de las formaciones, que se traducen en la forma declinante de dichas curvas, a excepción de las cuencas del Golfo San Jorge y Austral, donde se observan declinos inferiores al 0,5%. De manera agregada, se proyecta un declino en la producción del total país en lo que se refiere a recursos convencionales.

La producción no convencional fue estimada sobre la base del comportamiento de los pozos perforados entre 2017 y 2019, y construyendo con los mismos perfiles de producción “tipo” por pozo para cada recurso aplicando el modelo *Arps* hiperbólica a exponencial (puede consultarse la metodología en la subsección de pozos e inversiones). Las estimaciones agregadas sientan sus bases en que la producción total satisfaga las demandas (doméstica y exportaciones) de los meses estivales de menor demanda contemplando los contratos de importación ya celebrados por nuestro país con el Estado Plurinacional de Bolivia.

⁶⁷ Asimismo, se estudia un escenario alternativo donde en el que no se exporta GNL por encima de la barcaza actualmente en operación y las exportaciones regionales resultan un poco menores que las de base.

Teniendo en cuenta el declino anteriormente mencionado para la producción convencional, el crecimiento de la producción no convencional (junto con el gas asociado a la producción de petróleo) es tal que satisface los diferentes requerimientos de demanda. Sin embargo, fueron computados ciertos límites en la modulación invernal respecto del crecimiento de la producción estival dada la demanda de verano (doméstica más exportaciones), por lo que en algunos meses de invierno continuaría resultando necesaria la importación de gas natural.

Al crecimiento de la demanda doméstica que se mostró en el primer apartado de la sección, se agregan las exportaciones regionales crecientes y dos plantas de licuefacción adicionales⁶⁸ con capacidades de 10 MMm³/d (2,5 MTPA, comenzando operación en 2024) y 20 MMm³/d (5 MTPA, comenzando operación en 2026).

La materialización de lo previsto en los escenarios de base tiene como condición alcanzar netbacks que puedan competir en los principales mercados de demanda a partir de condiciones favorables para el crecimiento de la inversión, desarrollo de la logística e infraestructura necesaria, mejora de la eficiencia y de los tiempos de los procesos de perforación (y por ende mayor reducción de los costos por pozo), y a su vez un uso de tecnología más avanzada, principalmente vinculada a la actividad no convencional. Dados estos supuestos, los escenarios estiman un desarrollo a escala de los recursos no convencionales, principalmente en formaciones que se encuentran en la cuenca Neuquina.

Como se mencionó anteriormente, los escenarios de producción se encuentran condicionados por los comportamientos de la demanda doméstica y regional, y particularmente el invierno por la capacidad de evacuación, restringida principalmente en cuanto a la capacidad de transporte hacia los mayores centros de consumo (AMBA-Litoral). Así, el rango de niveles de producción en 2030 se encontraría entre 211 MMm³/d y 258 MMm³/d en los escenarios eficiente e industrialización masiva del gas natural respectivamente, con crecimientos entre el 4,1% y el 5,9% anual acumulado, pero con un incremento particularmente moderado hasta el año 2022, cuando se producirían ampliaciones significativas en la capacidad de transporte. De darse estos pronósticos, la perforación de nuevos pozos no convencionales de gas natural acumulados entre 2019 y 2030 alcanzaría 2.000 pozos en el escenario eficiente y 2.547 pozos en el de industrialización del gas natural.

Los gráficos que se presentan a continuación muestran la evolución estimada de la producción en los diferentes escenarios.

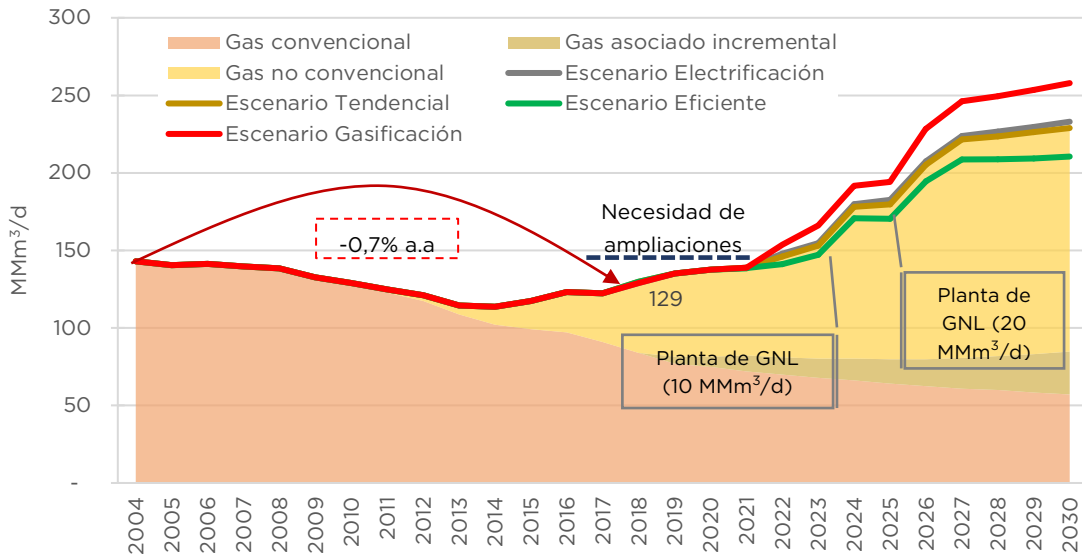
Es importante destacar que el concepto que se presenta en los gráficos como “gas asociado” corresponde al gas asociado a la producción *incremental* no

⁶⁸ Se adopta como supuesto que la barcaza Tango FLNG continúa las exportaciones con la capacidad existente, primero de manera estacional y luego de manera continua.

convencional de petróleo (principalmente shale) de 2019 en adelante, mientras que para los años previos no se muestra discriminado.

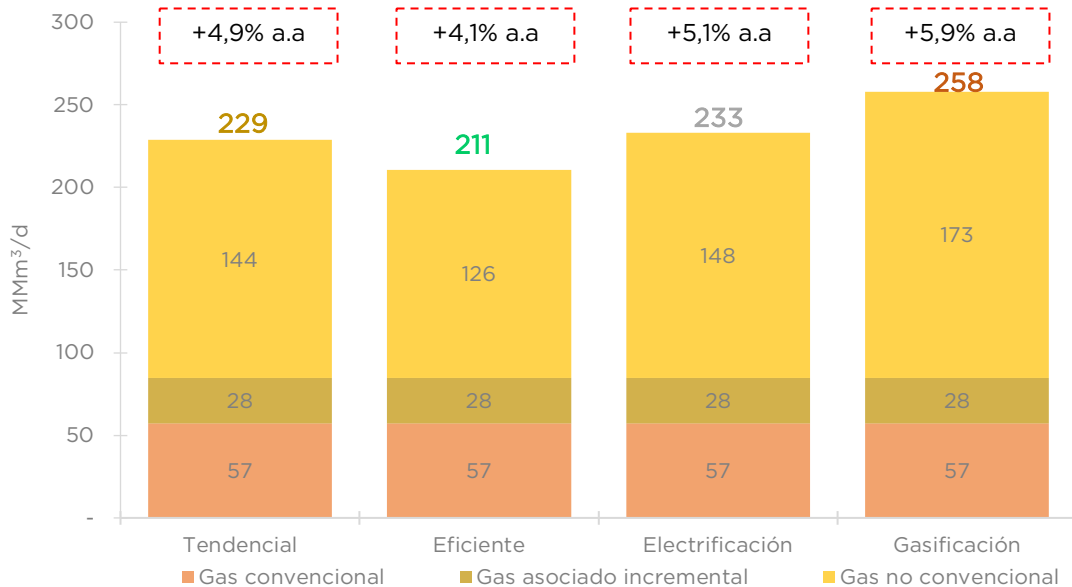
Es importante destacar que estos volúmenes incrementales de gas natural asociado al shale oil podrían resultar sustancialmente mayores en un escenario en el que la actividad de producción de petróleo migrara con mayor intensidad hacia la ventana de petróleo volátil en contraposición a la actividad en petróleo negro.

Gráfico N° 9-1: Producción de gas natural por escenario, 2004-2030



Fuente: SSPE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 9-2: Producción de gas natural 2030 por escenario, 2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

A continuación, se resumen en una tabla los resultados de los escenarios analizados teniendo en cuenta el tipo de recurso y sus variaciones anuales acumuladas.

Tabla N° 9-1: Producción de gas natural por escenario

(MMm ³ /d)	2018			2030	
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Convencional	83,8	57,1	57,1	57,1	57,1
No convencional	45,7	171,8	153,4	175,9	200,8
Total	129,5	228,9 <i>(4,9% a.a.)</i>	210,5 <i>(4,1% a.a.)</i>	233,0 <i>(5,0% a.a.)</i>	257,9 <i>(5,9% a.a.)</i>

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

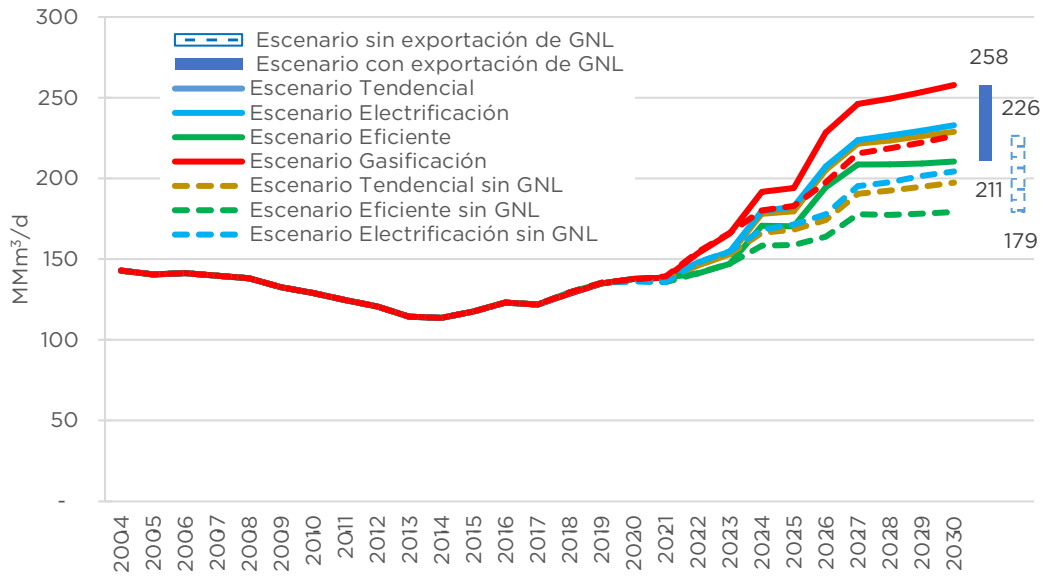
ii. Escenario de producción de gas natural en ausencia de condiciones de exportación de GNL

En esta subsección se presenta una sensibilidad para comprender los efectos que tendría sobre la producción de gas natural la ausencia de condiciones que generen netbacks competitivos y la infraestructura necesaria para la exportación de GNL en los escenarios modelados⁶⁹.

En los gráficos que se muestran a continuación se presenta la evolución de los niveles de producción a 2030 para cada escenario en contraste con el ejercicio presentado en la anterior subsección. Las líneas punteadas se corresponden con la producción en los casos en que la demanda externa no incluye exportaciones de GNL. Se observa que los niveles de producción disminuyen en valores cercanos a los 30 MMm³/d, implicando rangos de producción entre 179 y 226 en los escenarios eficiente y de industrialización masiva de gas natural. Las barras a la derecha dan cuenta de los rangos para los escenarios con exportación de GNL y sin la misma.

⁶⁹ A modo de síntesis, se estima que dados los precios internacionales del GNL hacia el 2030 mostrados en la sección 4 y considerando que la exportación de GNL requiere ampliaciones de capacidad de transporte local, los netbacks para que sea competitiva la exportación deberían rondar entre 1,6 USD/MMBTU y 3,3 USD/MMBTU. Para arribar a los mismos, se realizó un análisis expeditivo de la evaluación para la instalación de una potencial planta de exportación de GNL, teniendo en cuenta una tasa de descuento del 10%, costo de inversión del orden de 750 MMUSD/MTPA, pérdidas del 11,5% en el proceso de licuefacción y un factor de uso entre 80% y 90%. Además, se supone que, a beneficio del proyecto dada la sobreoferta observada en el mercado de GNL durante nuestro invierno en el último año y las necesidades domésticas, las paradas de planta se realizarían de manera planificada durante el pico invernal de demanda de gas natural. Pueden encontrarse los detalles de esta estimación en el box 8.1.

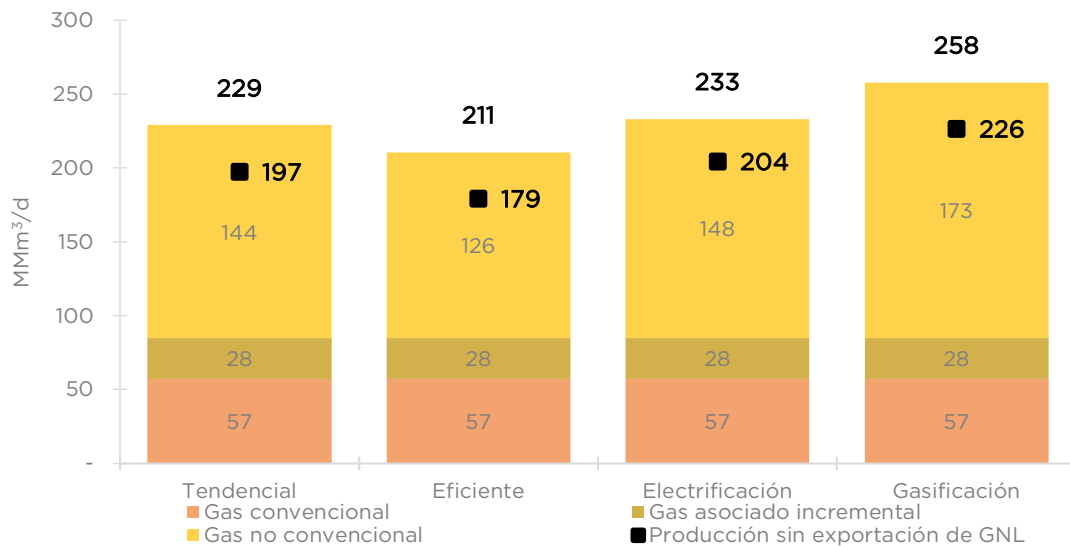
Gráfico N° 9-3: Producción de gas natural por escenario de demanda en ausencia de exportaciones de GNL, 2004-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

La menor disponibilidad de fluido doméstico durante el verano para exportación demarca mayores límites a la producción que modula en los inviernos, lo cual hace que, en este escenario, además de reducirse las exportaciones (o, en rigor, dado que éstas se reducen), se incrementen las importaciones de gas natural, como se observará luego en la sección de balanza comercial.

Gráfico N° 9-4: Producción base de gas natural y sensibilidad en ausencia de exportaciones de GNL, 2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

iii. Balance de gas natural

Con el objeto de realizar estimaciones consistentes de la oferta y la demanda de gas, se diseñó un modelo *ad-hoc* que representa el balance de gas mensual. Este modelo tiene en cuenta tanto la inyección por cada tipo de recurso para cada cuenca como la necesidad de importaciones, las restricciones de transporte de los principales centros de evacuación, y las demandas por segmento para cada uno de los 9 nodos analizados en el modelo integrado de despacho de gas y electricidad (ver descripción del modelo MESSAGE utilizado en la sección 10), considerando también consumos, centrales y exportaciones *off system*.

El modelo de despacho de gas natural permite contrastar la consistencia de las estimaciones de oferta y demanda y proyectar los requerimientos de importaciones de GNL y/o líquidos a utilizar en las usinas eléctricas.

El balance de gas fue realizado en dos etapas, una inicial con características de balanceo contable de la oferta y la demanda, y una segunda etapa donde el mismo fue contrastado con los resultados del modelo MESSAGE, el cuál como se describe en la sección 10, modela las cadenas eléctricas y de gas de manera conjunta.

Por el lado de la oferta, se consideran las estimaciones de producción bruta de cada una de las cuencas por tipo de recurso. El gas inyectado se obtuvo restando de las producciones los consumos en yacimientos y gas aventado y corrigiendo la misma en función del poder calorífico superior del gas natural (9.300 kcal). Dentro de dicha oferta también se adicionan las importaciones regionales de Bolivia siguiendo los volúmenes contratados, surgiendo de manera endógena los requerimientos de importaciones de GNL.

Para el transporte de gas se consideraron las capacidades actuales de los gasoductos troncales, y las ampliaciones descritas en la sección de evacuación de hidrocarburos. Se modela de manera exógena un nuevo gasoducto con evacuación desde cuenca Neuquina hacia la región de GBA y Litoral con un desarrollo total a fines de 2023 cercana a los 40 MMm³/d. Posteriormente se realizan otras ampliaciones endógenas sobre la base de los requerimientos del modelo MESSAGE para poder evacuar las producciones adicionales y los requerimientos de demanda.

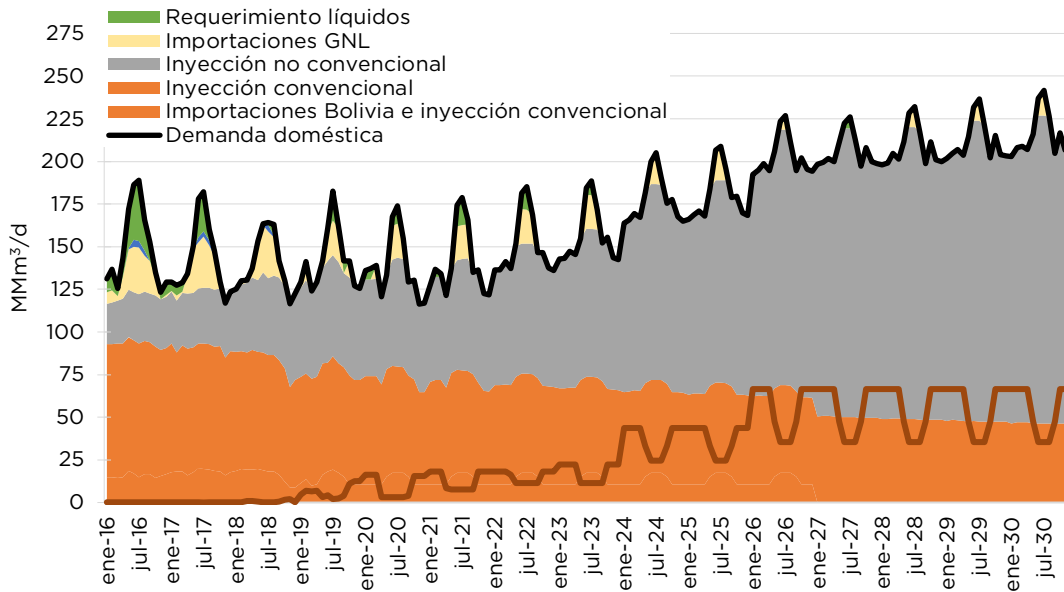
Por el lado de la demanda se consideran las demandas de todos los segmentos con su respectiva estacionalidad mensual y regionalización de cada una de ellas para los 9 nodos.

Del balance mensual entre el gas inyectado y las demandas (teniendo en cuenta las pérdidas por consumo de combustible entre el primero y las segundas) se obtiene como resultado los requerimientos adicionales de importaciones de GNL o líquidos para usinas (cuando hay exceso de

demanda), o exportaciones residuales potenciales en meses estivales (o potenciales recortes de producción en el caso de exceso de oferta).

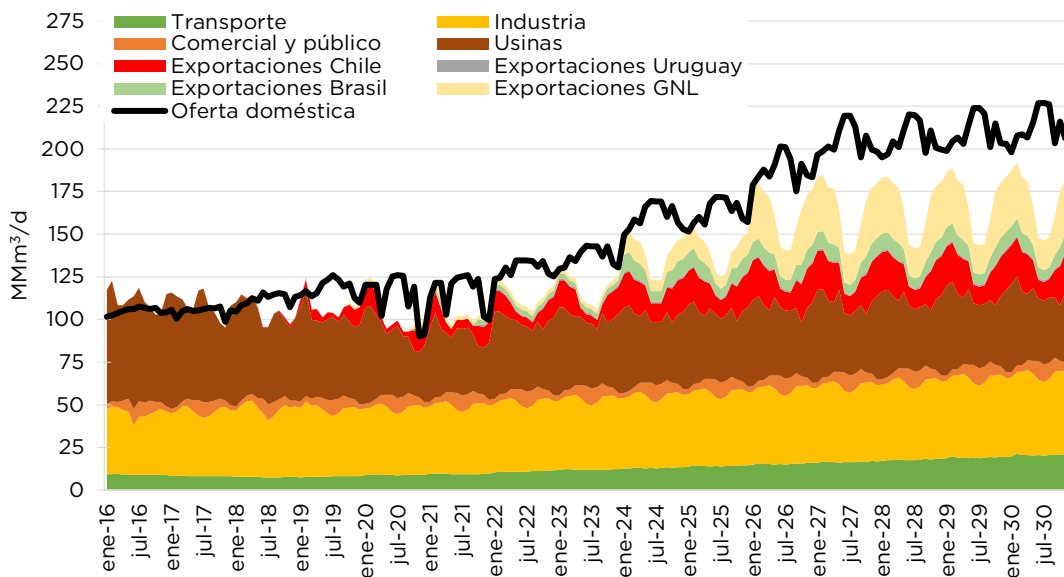
Los gráficos que se presentan a continuación muestran los componentes de la oferta y de la demanda de gas natural mensual para el escenario tendencial en los casos con exportaciones de GNL y sin exportaciones de GNL.

Gráfico N° 9-5: Balance de gas natural: oferta por componente versus demanda total (apilada) en escenario tendencial con exportación de GNL, 2016-2030



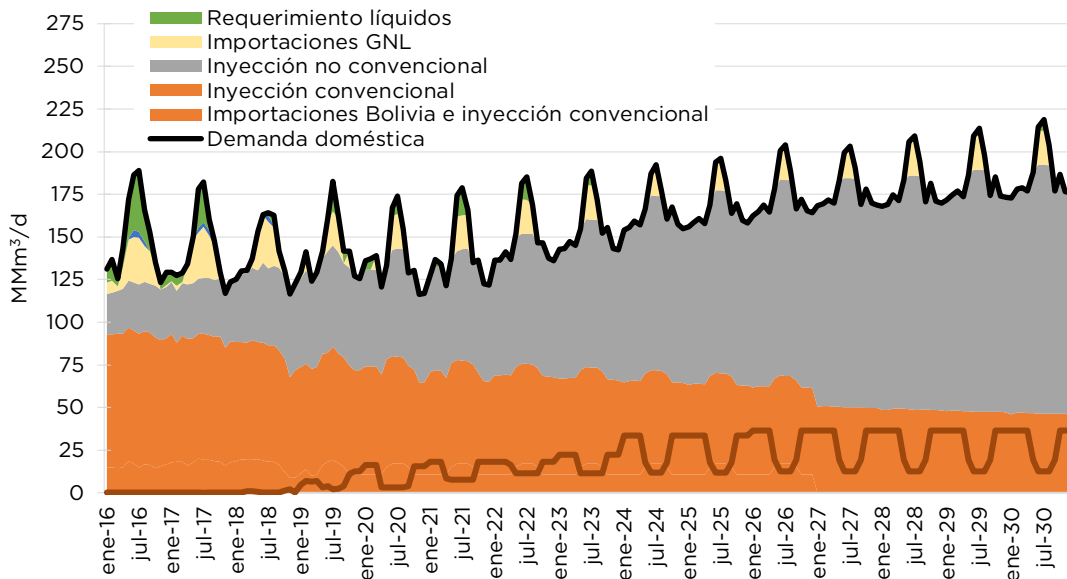
Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 9-6: Balance de gas natural: Componentes de la demanda doméstica y externa respecto de la oferta doméstica en escenario tendencial con exportación de GNL, 2016-2030



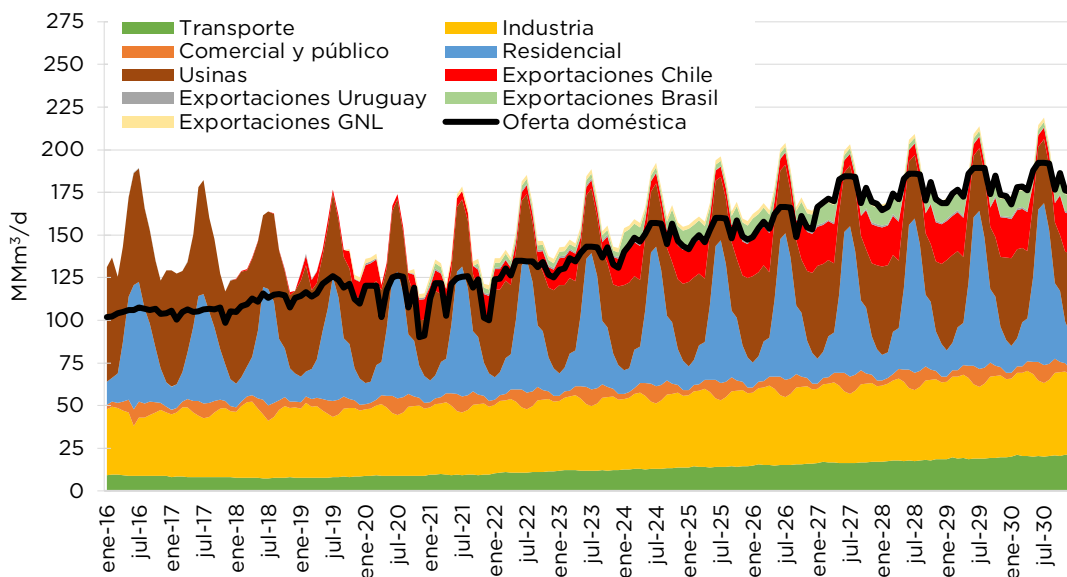
Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 9-7: Balance de gas natural: oferta por componente versus demanda total (apilada) en escenario tendencial sin exportación de GNL, 2016-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 9-8: Balance de gas natural: Componentes de la demanda doméstica y externa respecto de la oferta doméstica en escenario tendencial sin exportación de GNL, 2016-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Las tablas que se presentan a continuación muestran el balance de gas natural resultante de las proyecciones para el escenario tendencial en los casos con exportaciones de GNL y sin exportaciones de GNL. La misma se presenta con paso anual con fines de sintetizar la presentación.

Por el lado de la oferta, se presentan las inyecciones de gas convencional e importaciones regionales, las inyecciones de no convencional y las

importaciones de GNL. Por el lado de la demanda, se muestran las pérdidas de transporte y distribución, la demanda doméstica separada en final y usinas, y las demandas de exportaciones discriminadas entre regionales y GNL.

Tabla N° 9-2: Balance de gas natural en escenario tendencial con exportación de GNL, 2019-2030

Año	Oferta MMm ³ /d			Demanda MMm ³ /d				
	Inyección convencional e importaciones regionales	Inyección no convencional	Importación GNL	Pérdida T+D	Final	Usinas	Exportación regional	Exportación GNL
2019	79,1	57,8	7,5	14,5	82,1	41,2	6,1	0,5
2020	78,4	60,9	7,5	14,7	83,2	39,4	8,2	1,3
2021	76,6	64,4	7,5	14,9	85,3	36,0	9,8	2,5
2022	73,5	75,1	7,2	15,5	88,1	38,3	11,3	2,5
2023	71,3	84,4	4,6	15,8	90,6	37,6	13,8	2,5
2024	69,5	111,1	3,4	18,0	93,0	40,3	22,2	10,5
2025	67,8	115,0	4,1	18,3	95,8	40,1	22,1	10,5
2026	66,2	142,6	1,7	21,0	98,6	39,0	24,9	27,0
2027	52,1	160,6	2,4	21,8	101,4	40,2	24,7	27,0
2028	51,1	163,3	1,8	21,9	104,1	39,1	24,1	27,1
2029	49,6	168,1	2,7	22,3	107,4	38,9	24,8	27,0
2030	48,4	172,0	2,8	22,6	110,5	38,9	24,1	27,0

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Tabla N° 9-3: Balance de gas natural en escenario tendencial con exportación de GNL, 2019-2030

Año	Oferta MMm ³ /d			Demanda MMm ³ /d				
	Inyección convencional e importaciones regionales	Inyección no convencional	Importación GNL	Pérdidas T+D	Final	Usinas	Exportación regional	Exportación GNL
2019	79,1	57,8	7,4	14,5	82,1	41,4	5,9	0,5
2020	78,0	60,5	7,5	14,7	83,2	38,6	8,2	1,3
2021	75,7	63,5	7,5	14,8	85,3	34,4	9,8	2,5
2022	73,5	75,0	7,2	15,5	88,1	38,3	11,3	2,5
2023	71,2	84,4	4,7	15,8	90,6	37,6	13,8	2,5
2024	69,5	99,0	3,5	16,9	93,0	40,4	19,3	2,5
2025	67,9	103,4	4,0	17,2	95,8	40,5	19,2	2,5
2026	66,3	111,1	3,6	17,8	98,6	40,2	21,9	2,5
2027	52,5	129,1	4,2	18,8	101,4	40,5	22,6	2,5
2028	51,3	132,0	3,7	19,0	104,1	39,8	21,7	2,5
2029	49,9	136,6	4,5	19,4	107,4	38,7	23,1	2,5
2030	48,6	140,3	4,9	19,6	110,5	39,1	22,1	2,5

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

b. Petróleo

La producción de petróleo convencional, al igual que para el gas convencional, considera la evolución histórica de los declinos de producción por cuenca, aplicando el principio de prudencia para el desarrollo de recursos convencionales de nuevos descubrimientos descrito en la subsección correspondiente al gas natural y para el incremento en la actividad de recuperación secundaria y terciaria en yacimientos convencionales. Para su estimación se asumió una continuidad del declino observado para cada cuenca hasta el año 2030, a una tasa anual acumulativa del 3,3%.

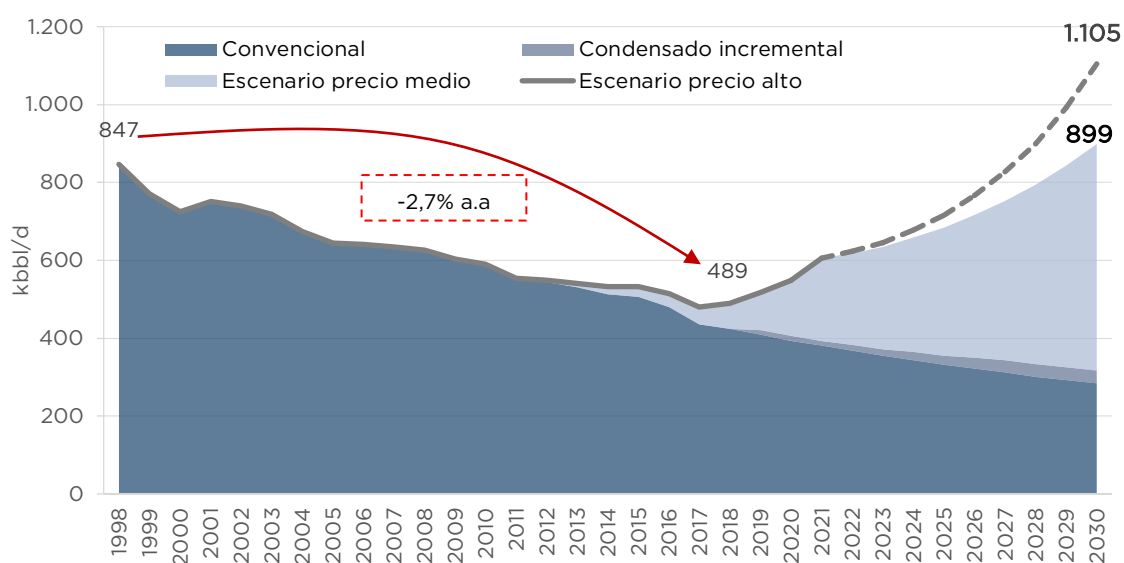
La proyección de la producción proveniente de reservorios no convencionales se realiza de acuerdo con la tasa de crecimiento observada en los últimos años para el corto plazo (hasta 2021), teniendo en cuenta también el pasaje a fase de desarrollo de varios yacimientos de la formación Vaca Muerta. Posteriormente se estima la evolución de la producción teniendo en cuenta la elasticidad de la producción respecto de cambios en los niveles de precios observada en la producción de petróleos de reservorios no convencionales en los Estados Unidos en el periodo 2009-actualidad (periodo a partir del cual se observa el *shale boom* en dicho país).

Los escenarios de precios internacionales que se presentaron en secciones anteriores alcanzarían valores de 70 USD/bbl y 90 USD/bbl en 2030 en los casos de precios medios y altos respectivamente. Esto estaría asociado a un crecimiento de la producción hacia 2030 que se corresponde con 899 mil barriles diarios de petróleo en el escenario de precios medios y 1.105 mil barriles diarios de petróleo en el caso de los precios altos. La cantidad de pozos no convencionales acumulados en el periodo 2019–2030 para dichos escenarios sería de aproximadamente 2.500. Los niveles de producción que se alcanzan bajo estas hipótesis se ilustran en el gráfico que se muestra a continuación.

Es importante destacar que el concepto que se presenta en los gráficos como “condensado” corresponde al condensado asociado a la producción *incremental* no convencional de gas natural (principalmente shale) de 2019 en adelante, mientras que para los años previos no se muestra discriminado.

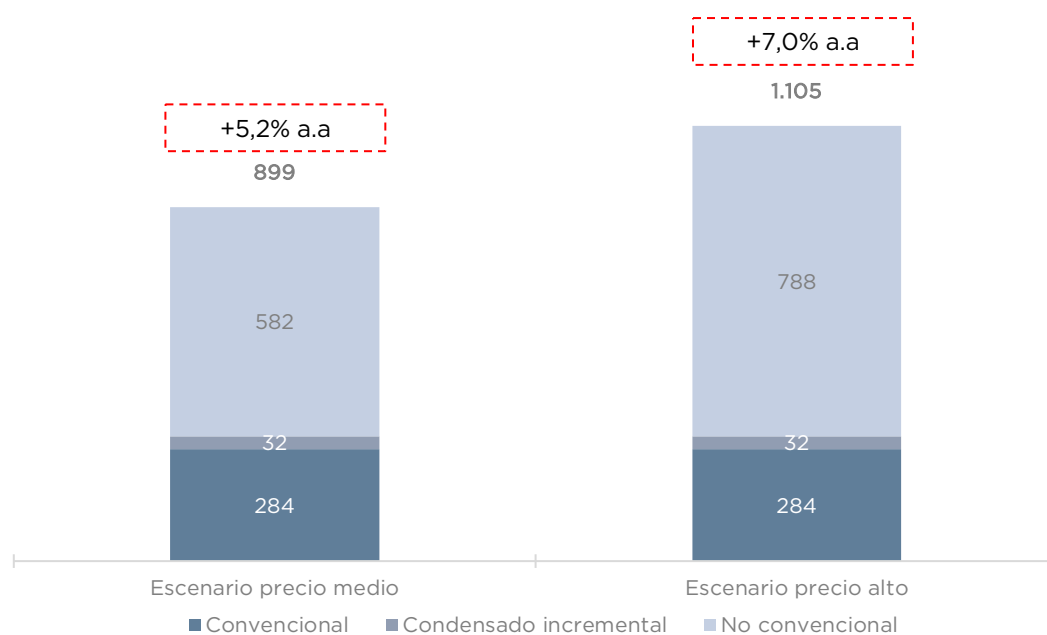
Estos volúmenes incrementales de condensado asociado al shale gas podrían resultar sustancialmente mayores en un escenario en el que la actividad de producción de gas natural se extendiera también con mayor intensidad hacia la ventana de gas húmedo y condensado, en contraposición a la actividad en gas seco.

Gráfico N° 9-9: Producción de petróleo por escenario, 1998-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 9-10: Producción de petróleo por escenario, 2030, en kbbl/d.



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Los principales resultados de ambos escenarios se presentan sintetizados en la siguiente tabla.

Tabla N° 9-4 Producción de petróleo y condensado por escenario

(kbbl/d)	2018	2030	
		Precios medios	Precios altos
Convencional	423,4	284,0	284,0
No convencional	65,8	614,7	820,6
Total	489,3	898,7 (5,2% a.a.)	1,104,6 (7,0% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

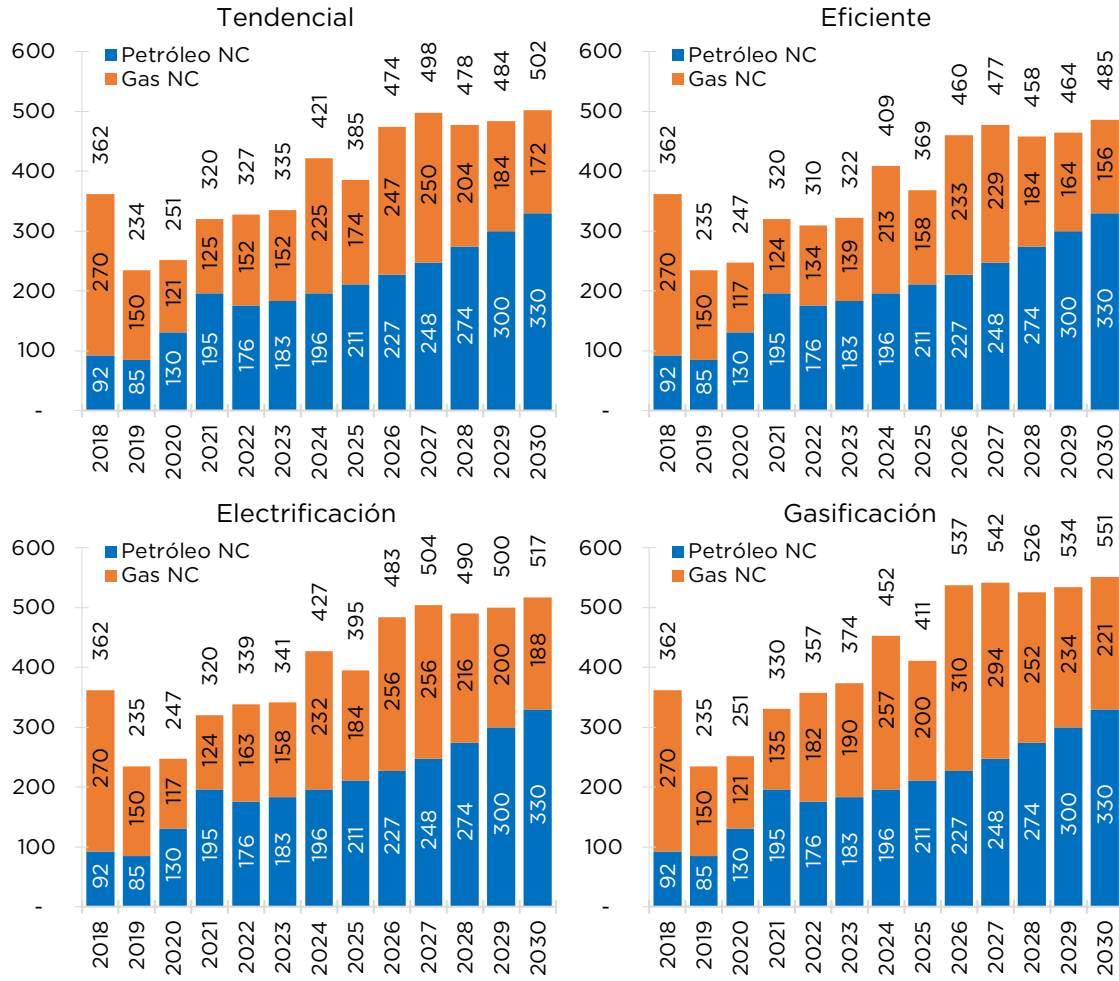
c. Pozos no convencionales e inversiones necesarias

Para proyectar la producción de hidrocarburos provenientes de reservorios no convencionales para el período 2019—2030 se utilizaron “perfiles tipo” de producción de pozos hidrocarburíferos para los tipos de recurso *shale gas*, *tight gas* y *shale oil*. Los mismos fueron modelados principalmente en la cuenca neuquina, y responden a una estructura de costos y a un nivel de precios de cierre que aseguran su viabilidad económica. La información referida a los perfiles de producción y a la mejora de productividad se puede consultar en el Box 9-1.

Los gráficos que se presentan a continuación indican las inversiones asociadas a la producción no convencional y cantidad de pozos resultante en las campañas de perforación necesarias de manera de generar los volúmenes de producción de hidrocarburos presentadas previamente en los casos de base (escenarios base con exportación de GNL y con precios medios).

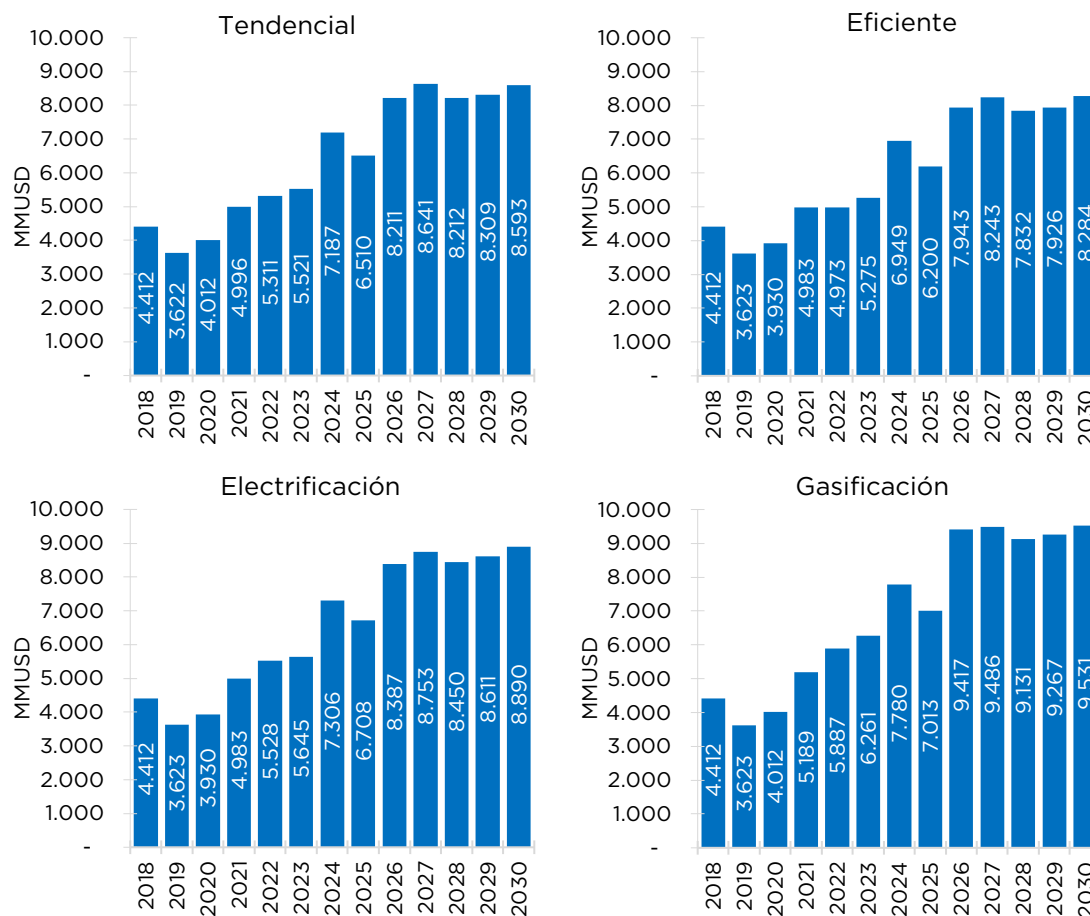
En cuanto a los insumos requeridos para la realización de dichos pozos, la cantidad de arena que se utilizó para tales fines ascendió a 216 toneladas por etapa de fractura para el *shale gas* y 238 para el *shale oil*. En el caso del *tight gas*, los pozos no suelen contar con rama horizontal y, para la muestra utilizada, los mismos promedian once etapas de fractura cada uno y utilizan 86 toneladas de arena por etapa de fractura.

Gráfico N° 9-11: Cantidad de pozos por escenario, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 9-12: Inversiones totales en pozos petrolíferos y gasíferos, terminación e instalaciones de superficie, 2018-2030⁷⁰



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

⁷⁰ La inversión total del upstream se construyó sobre la base de los costos de los pozos e inversiones complementarias. Los costos de los pozos son los informados en la Tabla N° 9-3 del Box 9-1. Con relación a las inversiones complementarias, y a fin de compatibilizar las estimaciones con el total de inversiones informadas por las empresas en la base proveniente de la Resolución 2057/2005, se estimó el ratio de inversiones de pozos productivos sobre el total de inversiones. Dicho ratio se encuentra en el rango de 60-70% para 2009-2019 y se utilizó para escalar el costo de los pozos a las inversiones totales. Los componentes de inversiones edilicias que se adicionan a los costos de los pozos comprenden facilities, inversiones edilicias y pozos no productivos, entre otros.

Box 9-1: Perfiles “tipo” de producción y mejoras de productividad en pozos no convencionales

Los perfiles “tipo” de producción, o curvas de declinación, ajustan la tendencia de la producción al modelo de declinación empírica de *Arps*, del tipo *hiperbólica a exponencial*⁷¹. La misma se compone de los siguientes parámetros: caudal inicial (q_i), declinación inicial (D_i) y factor b (velocidad a la que cambia la declinación). El caudal en función del tiempo, $q(t)$, y la producción acumulada en función del caudal, $Q(q)$, responden a las siguientes ecuaciones:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_it)^{1/b}}$$

$$Q(q) = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b})$$

Donde t es el tiempo (meses), $q(t)$ es el caudal al tiempo t (m^3/d) y q_i es el caudal de producción inicial (m^3/d) en $t=0$. Dichos parámetros se calcularon a partir de las características y el comportamiento de los pozos más representativos de las empresas que operan en la cuenca neuquina (aquella que concentra la mayor parte de la actividad no convencional), sobre una base que contiene información sobre más de 2.400 pozos no convencionales⁷².

No se consideró un perfil para *tight oil*, ya que actualmente no existe producción considerable de petróleo obtenido desde roca reservorio y se presume un desarrollo volcado primordialmente al *shale oil*. La tabla que se presenta a continuación contiene los principales supuestos que se consideraron en la construcción de los perfiles “tipo”.

Tabla N° 9-5: Supuestos en perfiles “tipo”

	Shale oil	Shale gas	Tight gas
EUR _{y30} =	148 Mm ³ (932 kboe)	325 MMm ³ (11,5 BCF)	158 MMm ³ (5,6 BCF)
CAPEX	10,0 MMUSD	11,3 MMUSD	6,5 MMUSD
Etapas de fractura	35	35	8
Longitud rama horizontal	2.500 m	2.500 m	n.c.
GOR (m ³ gas / m ³ petróleo).	20	26.000	12.000

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

En cuanto a la cantidad de fracturas y la longitud de la rama horizontal, se estimaron sobre la base de las tendencias observadas según la evolución de estas características durante los últimos años, sobre una base que contiene información sobre características significativas de etapas de fractura de 1.470 pozos no convencionales, y que convergen hacia estos valores.

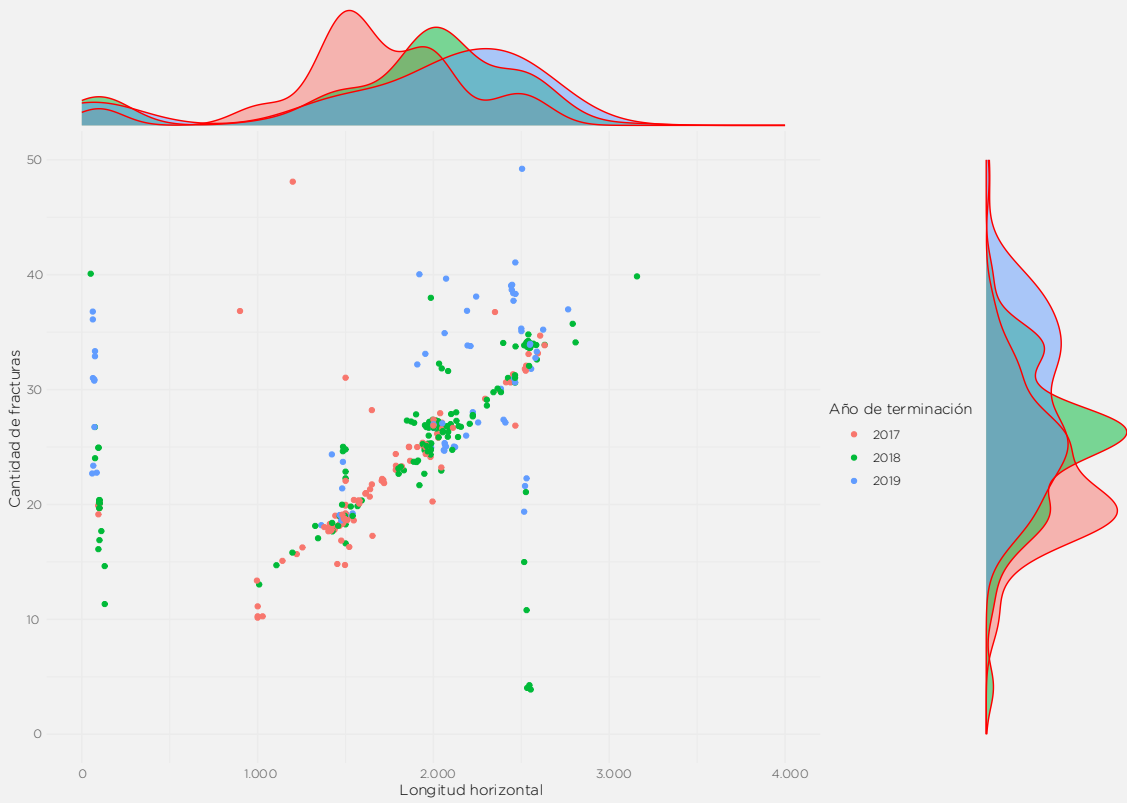
A modo de ejemplo, se presenta en el siguiente gráfico la evolución de la cantidad de etapas de fractura y de la longitud de rama horizontal para pozos horizontales de *shale gas* terminados en el período comprendido entre enero 2017 y agosto de 2019⁷³.

⁷¹ La diferencia con el declino hiperbólico es que se fija una tasa de declino final, la cual no varía a partir de alcanzada la misma. Esto lleva a corregir el sesgo a la sobreestimación de la recuperación final total de recursos que tiene el declino hiperbólico.

⁷² Esta información se encuentra disponible en el portal de datos abiertos de la Secretaría de Gobierno de Energía (Capítulo IV: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>).

⁷³ Los datos vinculados a la cantidad de etapas de fractura y la longitud de rama horizontal se encuentran disponibles a partir de octubre de 2019 en el portal de datos abiertos de la Secretaría de Gobierno de Energía (Adjunto IV: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/datos-de-fractura-de-pozos-adjunto-iv>).

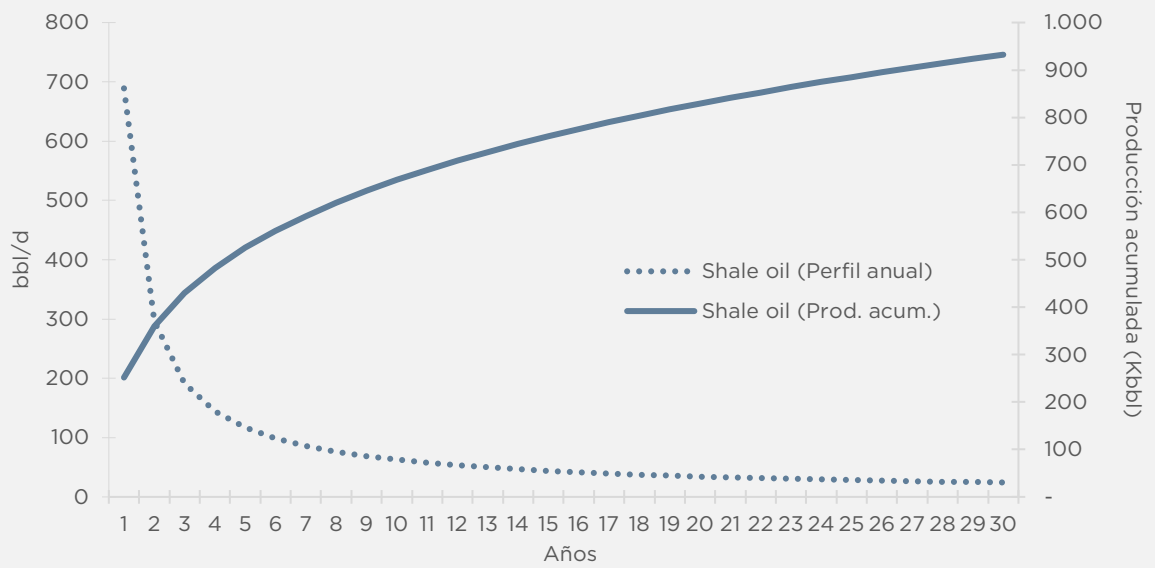
Gráfico N° 9-13: Cantidad de etapas de fractura y de longitud de rama horizontal - *Shale gas*, 2017-2019



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

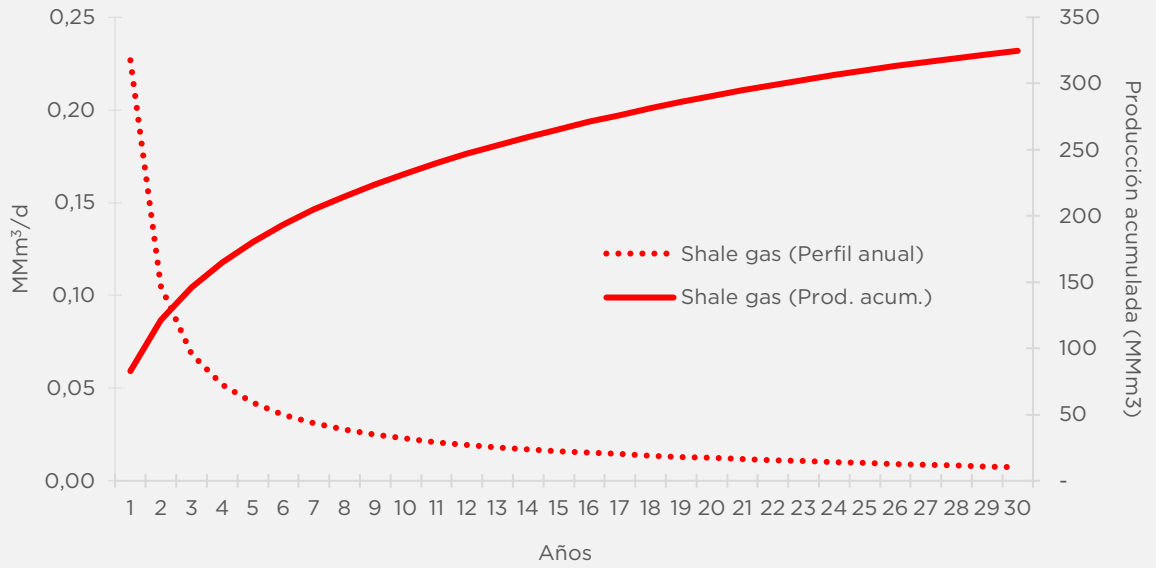
Los gráficos que se presentan a continuación presentan los perfiles “tipo” utilizados en las proyecciones.

Gráfico N° 9-14: Perfil de pozo - *Shale oil*



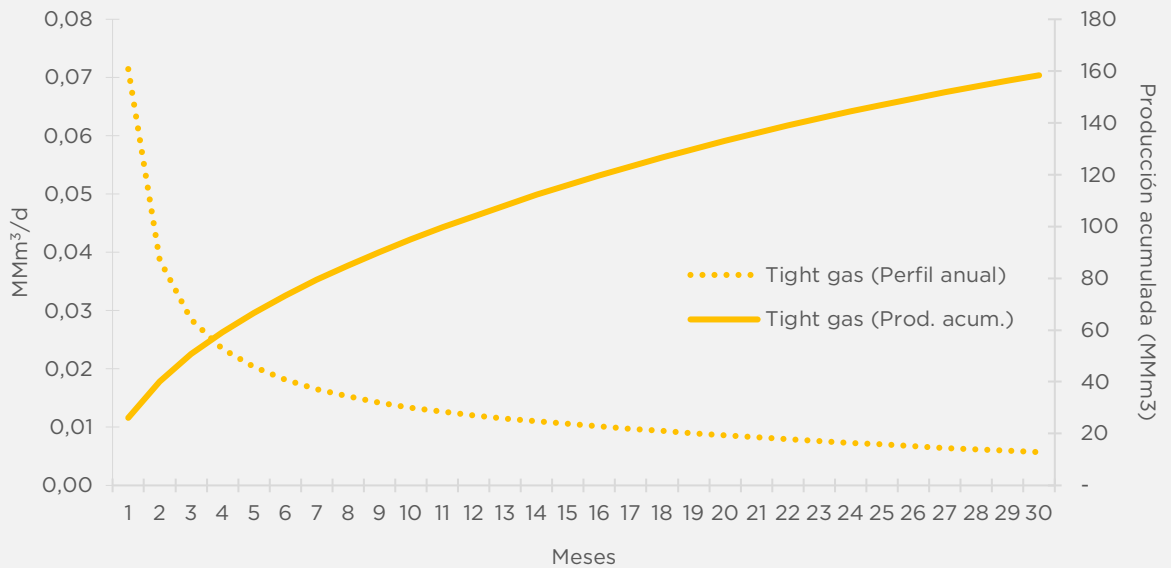
Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 9-15: Perfil de pozo - *Shale gas*



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 9-16: Perfil de pozo - *Tight gas*



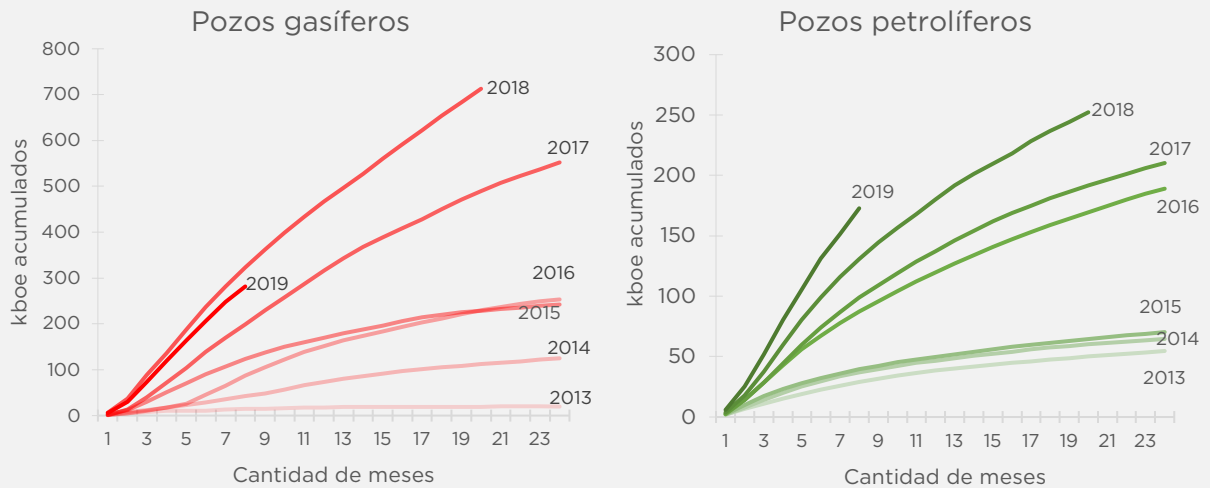
Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

La mejora en la productividad de los pozos ha sido sostenida en el tiempo, sobre todo desde 2017. Debido a esto, como se puede observar en los perfiles tipo previos, se utilizaron parámetros de pozos con características actuales.

A su vez, dadas las posibles mejoras en los perfiles futuros, se han asumido aumentos en la productividad de los perfiles “tipo” de producción del orden del 2% anual, en línea con un el tránsito de la curva de aprendizaje por parte de la industria, teniendo en cuenta el estado actual del conocimiento en nuestro país.

Se presentan a continuación dos gráficos donde se puede observar la evolución por año de la producción acumulada promedio por pozo shale, tanto para el caso de pozos petrolíferos como para gasíferos.

Gráfico N° 9-17: Evolución de productividad de pozos, 2013-2019



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía-Ministerio de Hacienda sobre la base de información de Capítulo IV.

A los fines de posibilitar la comparación, la unidad de medida utilizada es barriles de petróleo equivalentes, ya que expresa la cantidad total de hidrocarburos obtenidos de un pozo, sin importar las proporciones en las cuales se obtienen de los mismos. De esta forma, se puede comparar la producción media de los diferentes pozos a través de los años.

Como puede apreciarse, las productividades se han incrementado considerablemente desde el año 2013, computando un promedio de 2.700% para los pozos gasíferos y 500% para los petrolíferos.

A partir de los perfiles tipo estimados y las mejoras de productividad supuestas, en conjunto con las estimaciones de producción, se obtiene a los fines de este ejercicio la cantidad de pozos e inversiones a realizarse en los años proyectados.

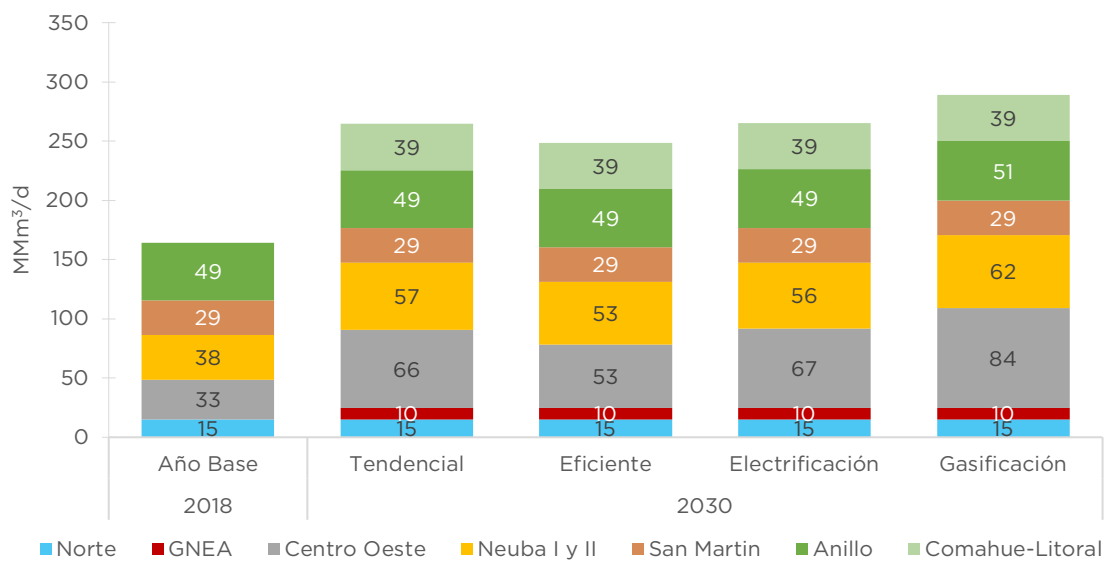
d. Acerca de la evacuación de los hidrocarburos

i. Gasoductos: Expansión de la red de transporte troncal

Para la construcción del modelo de despacho de gas se computaron las capacidades de transporte en los distintos tramos de los gasoductos troncales que se solapan con las 9 regiones eléctricas de manera de realizar el despacho conjunto de gas y electricidad en el modelo MESSAGE. El principal crecimiento de las redes troncales surge como consecuencia del potencial desarrollo a escala de los recursos no convencionales de la cuenca Neuquina y el abastecimiento de gas al resto de las regiones del país. Así, se incorporó en primer lugar un gasoducto troncal con características similares al proyecto de

gasoducto Tratayén-Salliqueló-San Nicolás (entrando en operación total en el año 2023) y luego se realizan de manera endógena diferentes ampliaciones adicionales de capacidad, incluyendo la finalización del GNEA, entre otras ampliaciones. Dichas ampliaciones se requieren principalmente en el gasoducto Centro-Oeste para abastecer las regiones Centro, Litoral y GBA, revirtiendo flujos luego en la región Noroeste a partir del año 2026, promoviendo la competencia gas vs. gas en la cuenca con Bolivia. También se estiman a futuro adiciones en la capacidad de transporte hacia Bahía Blanca, relacionados con las posibilidades de exportación de GNL y reversiones parciales del gasoducto Norte.

Gráfico N° 9-18: Capacidad de transporte de gas natural por escenario, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Las necesidades de incorporación de capacidad en la cuenca del Comahue⁷⁴ para evacuar mayor producción desde Vaca Muerta están en línea con las proyecciones de producción. Como se observa en los dos gráficos siguientes, donde en el mayor de los escenarios (gasificación) necesita transportar alrededor de 180 MMm³/día, mientras que, para el escenario con menor producción de gas (eficiente), las capacidades de los gasoductos rondan los 150 MMm³/día. En todos los casos, las capacidades de transporte presentan un alto factor de carga como consecuencia de la modelación de exportaciones contra-estacionales de gas natural a países vecinos y de GNL de exportación.

⁷⁴ El modelo utilizado para la modelización de los requerimientos de transmisión eléctrica subdivide a Argentina en nueve regiones, en consonancia con las regiones usadas por CMMESA en su agrupamiento regional del SADI. A los efectos de este documento, para la modelación del sistema de gas natural se considera la misma división regional, aun considerando que no son exactamente las mismas en función de lo establecido por la ley N° 24.076 del Marco Regulatorio de Gas Natural.

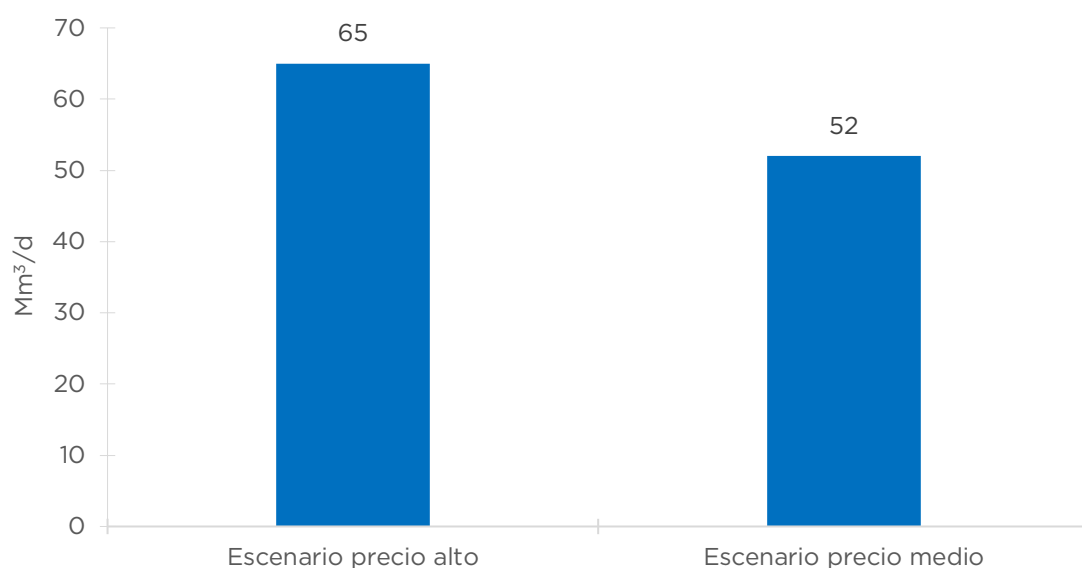
ii. Petróleo

La capacidad de transporte de oleoductos adicional requerida en los escenarios corresponde al petróleo producido de la Cuenca Neuquina por sobre la capacidad de transporte actual, el incremento de capacidad planeado por Oldelval en 2020 y la vuelta en operaciones del oleoducto de Otasa.

Para 2020, Oldelval tiene estipulado el reacondicionamiento y modernización de sus instalaciones, lo que implica un aumento de su capacidad en el Tramo Allen-Puerto Rosales a 36 mil m³/día. A su vez, se considera la reutilización del oleoducto de Otasa hacia Chile, con una capacidad de 18 mil m³/día.

De este modo, teniendo en cuenta tanto la capacidad actual de los oleoductos como las ampliaciones y rehabilitaciones mencionadas precedentemente, se necesitarían ampliaciones en la capacidad oleoductos en un rango entre 52 mil m³/d y 65 mil m³/d en los escenarios de precios medios y altos respectivamente, con el objeto de poder evacuar los incrementos de la producción de la cuenca Neuquina.

Gráfico N° 9-20: Capacidad de transporte adicional de petróleo, 2030

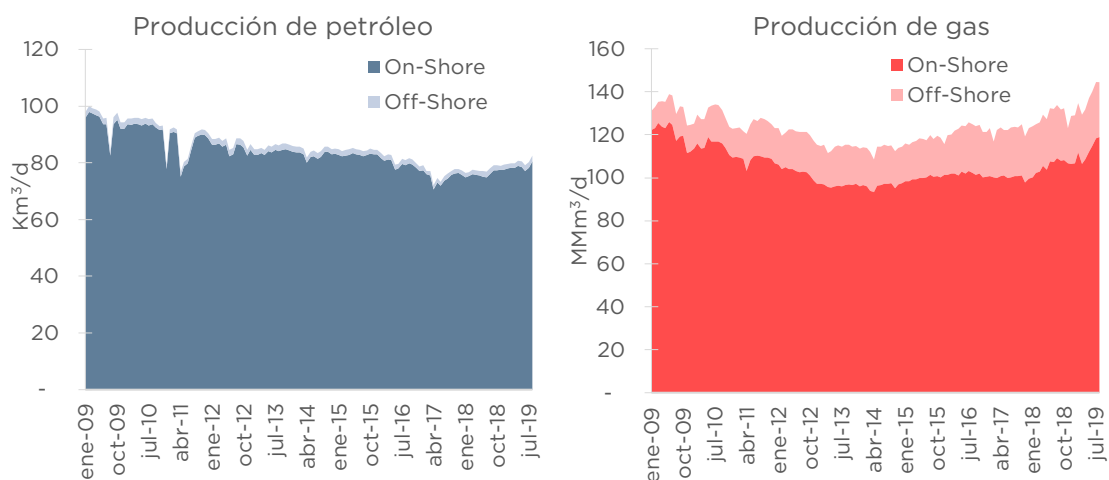


Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

e. Producción offshore

La producción off-shore en la Argentina representa aproximadamente el 2,3% de la producción total de petróleo y el 17,7% de la producción de gas, según los datos de producción de 2019. Estas magnitudes, alcanzan 11,4 kbbl/d de petróleo y 24 MMm³/d de gas natural. Al observar su evolución en la última década, se puede apreciar que la producción de petróleo en estos reservorios se ha mantenido estable en su participación sobre el total, en contraste con la producción de gas, que prácticamente se ha duplicado desde 2009. La producción off-shore es operada principalmente por 2 empresas, ambas en diferentes áreas de la cuenca Austral. En el Box 9-2 se sintetiza información acerca de nuevos concursos internacionales costa afuera.

Gráfico N° 9-21: Producción offshore y onshore, 2009-2019



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Box 9-2: Concurso público internacional Off-Shore N° 1

En noviembre de 2018 la Secretaría de Gobierno de Energía realizó un llamado a concurso público para la adjudicación de 38 áreas offshore en las cuencas Argentina Norte, Austral y Malvinas Oeste, de la plataforma marítima argentina, para otorgar permisos de exploración luego de 30 años.

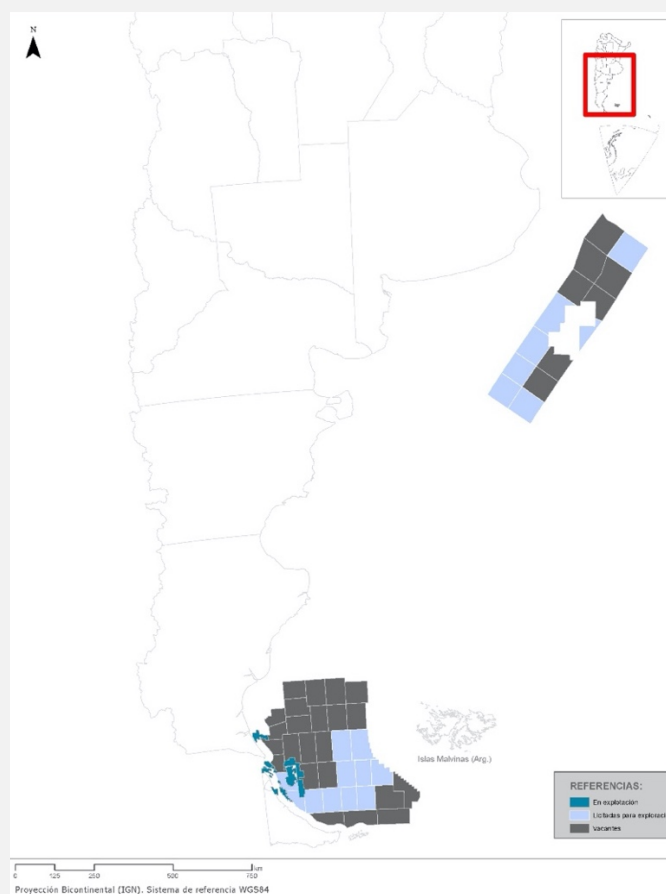
En total, las áreas licitadas suman más de 200 mil km², las cuales se encuentran tanto en aguas someras (hasta 100 m, cuenca Austral), como en aguas profundas (hasta 600 m, cuenca Malvinas Este) y ultra-profundas (hasta 4.000 m, cuenca Argentina Norte). Como resultado de la licitación, se adjudicaron 18 de las 38 áreas, por un total de 724 MMUSD a un total de 9 consorcios, conformados por 13 empresas distintas. Las 18 áreas adjudicadas suman 94,8 miles de km², lo que representa el 47% del total de la superficie que se licitó.

En este mismo sentido, se está preparando un nuevo concurso, para realizarse sobre el final de 2019, en la que se prevén licitar 24 áreas en la cuenca Argentina Norte y Colorado.

Como se señaló al inicio de la sección de escenarios de producción de petróleo y gas natural, si bien la actividad off-shore está en camino a desarrollarse con más énfasis en los próximos años. Por tratarse esta de una fase aun exploratoria, no se incluyeron nuevas producciones costa afuera en la estimación de la producción a 2030. Asimismo, dichas inversiones deberían sumarse a las presentadas en el apartado correspondiente.

El siguiente mapa muestra las áreas costa afuera actualmente en explotación y exploración, las potenciales áreas a licitar y las áreas vacantes.

Gráfico N° 9-22: Áreas costa afuera



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética - SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de información de la Dirección Nacional de Exploración y Producción de Hidrocarburos.

10. Escenarios de generación y transporte de energía eléctrica

Para la evolución del sector eléctrico se presentan los habituales cuatro casos que surgen de los respectivos escenarios de demanda. Se analizan en conjunto las cadenas de producción, transformación y consumo de gas natural y energía eléctrica. Esto resulta de suma relevancia al considerar la extensión regional de nuestro país, donde coexisten diversos patrones de consumo de estos energéticos. El modelo utilizado subdivide a Argentina en nueve regiones, en consonancia con las regiones usadas por CMMESA en su agrupamiento regional del SADI⁷⁵. Para la modelación del sistema de gas natural se considera la misma división regional, aun considerando que no son exactamente las mismas en función de lo establecido por la ley N° 24.076 del Marco Regulatorio de Gas Natural. Las regiones establecidas a los fines de este ejercicio son:

- 1- NOA: Noroeste Argentino, conformado por las provincias de Jujuy, Salta, Catamarca, Tucumán, Santiago del Estero y La Rioja.
- 2- NEA: Noreste Argentino, conformado por las provincias de Misiones, Formosa, Chaco y Corrientes.
- 3- CEN: Centro, conformado por las provincias de Córdoba y San Luis.
- 4- CUY: Cuyo, conformado por las provincias de San Juan y Mendoza.
- 5- LIT: Litoral, conformado por las provincias de Santa Fe y Entre Ríos.
- 6- BAS: Resto de la Provincia de Buenos Aires, la Provincia de Buenos Aires sin los Partidos del Gran Buenos Aires, correspondiente a las áreas de concesión de EDEN, EDEA y EDES.
- 7- GBA: Conformado por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires, correspondiente a las áreas de concesión de EDENOR, EDESUR y EDELAP.
- 8- COM: Comahue, correspondiente a las provincias de La Pampa, Neuquén y Río Negro.
- 9- PAT: Patagonia, correspondiente con las provincias de Chubut y Santa Cruz.

Queda fuera de esta representación del sistema eléctrico la provincia de Tierra del Fuego, Islas del Atlántico Sur y Antártida Argentina por encontrarse fuera del SADI. Esta provincia si se toma en consideración en las proyecciones de producción y demanda de gas natural por la producción de la cuenca Austral y las conexiones por gasoducto.

En lo que respecta a la producción de gas natural, se modelan las curvas de producción de gas de cada cuenca (Noroeste, Cuyana, del Comahue

⁷⁵ Sistema Argentino de Interconexión.

convencional y no convencional, del Golfo San Jorge y Austral), las capacidades y proyecciones de importación, ya sea mediante gasoducto (Bolivia) o mediante regasificación de GNL (Escobar, Chile y GNL adicional). Dicho gas es transportado por los gasoductos existentes, usando como capacidades de transporte aquellas que atraviesan regiones. Para ilustrar esto podemos mencionar que, aunque el gasoducto del Norte tiene una capacidad de inyección de 28,53 MMm³/día⁷⁶, para la conexión NOA-CEN se utiliza la capacidad de transporte disponible en el tramo Recreo-Deán Funes, entre las dos regiones, de 15,03 MMm³/día. En el caso de la demanda eléctrica, se trabaja directamente con las demandas de las distribuidoras, por lo que no se contabilizan aquí las pérdidas en este segmento (12%). Por otro lado, las pérdidas de transporte, como la capacidad de las líneas y la potencia instalada corresponden a los datos modelados por CAMMESA en su programación estacional. En promedio, las pérdidas de transporte se estiman en 3,5%. En esta edición de los escenarios energéticos se proyectaron curvas de carga constantes por región, para todo el período, quedado pendiente para futuras modelizaciones la medición del impacto de la implementación de medidas de uso eficiente y gestión de la demanda de manera de modificar la curva de carga.

En cuanto a los intercambios eléctricos, se tuvieron en cuenta los existentes con Brasil, Chile, Paraguay, Uruguay y el futuro con Bolivia. La demanda eléctrica se modelizó teniendo en cuenta las particularidades de cada región, sin desagregar por sector de consumo.

Corresponde aclarar que en este ejercicio no se incluyeron aspectos de cambio tecnológico que se encuentran bajo análisis y pueden generar significativos impactos en los escenarios evaluados como, por ejemplo, la incidencia del almacenamiento eléctrico, redes inteligentes, entre otros.

a. Acerca del modelo MESSAGE

El subsistema de oferta eléctrica tiene en nuestro país características particulares debido a su interrelación con el sistema de abastecimiento y demanda de gas natural. El principal combustible utilizado es gas natural y las restricciones, tanto en oferta global como en transporte y su distribución impactan directamente sobre el sistema eléctrico, generando las sustituciones por combustibles líquidos, generalmente más caros. Esto se realiza a través del modelo MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts* - Modelo para Estrategias Alternativas de Abastecimiento de Energía y sus Impactos Ambientales Generales).

El MESSAGE (IIASA-IAEA) es un modelo de optimización basado en programación lineal (PL). La función objetivo del modelo es la minimización del costo total del sistema actualizado a valores presentes, utilizando una única

⁷⁶ Datos tomados del Anexo IV del informe anual de ENARGAS 2017.

tasa de descuento. Como todo modelo de PL, la optimización de la función objetivo se realiza en un espacio definido por restricciones, que en este caso se corresponden con asegurar el abastecimiento de toda la demanda energética, además de considerar la disponibilidad de combustibles, inversiones en diversas fuentes energéticas, limitaciones a impactos ambientales y cualquier otra restricción física del sistema.

El MESSAGE se cataloga como un modelo de flujos físicos, es decir, busca reproducir la realidad teniendo en cuenta restricciones reales del sistema energético analizado. Dada una demanda específica, el modelo construye todos los pasos necesarios de transformación energética requeridos para su abastecimiento, hasta llegar a los recursos considerados, en lo que se llaman cadenas energéticas. La interrelación de estas cadenas energéticas modeladas termina configurando el modelo energético utilizado para su optimización.

Se introdujo en el modelo una regionalización de nuestro país, con el objetivo de representar de manera más fidedigna algunas de las características más sobresalientes del mismo, como ser la amplitud geográfica de la República Argentina, donde el transporte de energía cobra especial importancia y los diferentes patrones de consumo y producción de energía que se presentan en cada región.

El modelo tiene la posibilidad de representar las fluctuaciones estacionales de demanda, tanto eléctricas como gasíferas y el comportamiento de algunas fuentes energéticas, como la hidroeléctrica y la solar, por nombrar solo algunas. Estas fluctuaciones se denominan curvas de carga y se conforman mediante la convolución de factores de carga estacionales, diarios y horarios. Previamente, se debe dividir el año en diversos períodos que sean representativos del sistema.

Las curvas de carga eléctricas fueron establecidas en forma mensual, con cuatro subdivisiones dentro de cada mes, correspondientes al Valle, Resto, Pico y Súper pico, con una doble funcionalidad, por un lado, poder establecer los consumos máximos y mínimos del sistema eléctrico, pero al mismo tiempo relacionarlos con la temporalidad de esas ocurrencias. Lo primero es esencial para establecer los requerimientos de potencia máxima y el uso general de los sistemas, mientras que lo segundo adquiere cada vez más relevancia en un sistema donde las energías no despachables incrementan su participación y su modelación generalmente está asociada a patrones de generación temporales. Existe una relación entre las divisiones consideradas en el modelo MESSAGE y la división horaria Pico-Resto-Valle convencional.

En cuanto a la demanda de gas natural, el modelo incorpora una sola demanda por región a partir de la consolidación de las demandas residencial, comercial y público, GNC e industrial, para las que se realizaron análisis de estacionalidad. La demanda industrial se supone plana, a pesar de que en los últimos años se observan algunos cuellos de botella en invierno; el gas utilizado en centrales

eléctricas, por su parte, se ajusta a las restricciones de demanda de gas natural ocasionada por los picos de consumo residencial de invierno.

b. Incorporación de potencia

Como se mencionara anteriormente, los resultados obtenidos del modelo MESSAGE se encuentran restringidos por condiciones de borde demarcadas por los proyectos en curso o definidos a priori, tales como centrales hidroeléctricas y nucleares, o la fijación de metas para la cobertura de la demanda mediante generación de origen renovable adicional a la brindada por centrales hidroeléctricas de porte mayor a 50 MW de potencia.

Si bien no se plantea un retiro de máquinas significativo, la generación de origen térmico sufre una disminución considerable, debido al reemplazo de viejas instalaciones por otras de mayor eficiencia (ciclos combinados) y la nueva generación hidráulica, nuclear y renovable.

La modelización de incorporaciones se realizó siguiendo el esquema que se presenta a continuación para las tecnologías hidráulica y nuclear, independientemente de los escenarios considerados.

Tabla N° 10-1: Esquema de incorporación de nuevas centrales hidráulicas y nucleares

Escenario de incorporación hidroeléctrica	MW	Año de ingreso
Aña Cuá	276	2022
La Barrancosa	360	2023
Cóndor Cliff	950	2024
El Tambolar	70	2025
Portezuelo del Viento	210	2026
Chihuido I	637	2027
Total Hidroeléctrica	2.503	
Escenario de incorporación nuclear	MW	Año de ingreso
Repotenciación Embalse ⁷⁷	+35	2019
CAREM 25	27	2023
IV Central Nuclear	1.200	2028
Total Nuclear	1.262	

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Dentro del escenario de incorporación térmica se tuvo en cuenta el ingreso de 2.067 MW de potencia licitada según el proceso iniciado mediante la resolución 287/2017. Adicionalmente se consideró los cierres de ciclo de Brigadier López (+140 MW), Guillermo Brown (+300 MW) y Ensenada Barragán (+280 MW). Para el escenario eficiente se supone el ingreso de

⁷⁷ Se considera como potencia adicional (35 MW) aquella que surge del proyecto de repotenciación y extensión de vida útil de la Central Nuclear de Embalse.

generación térmica de 1.791 MW adicionales, para el escenario tendencial un ingreso de 2.486 MW, para el escenario de electrificación un ingreso de 5.371 MW y para el Escenario de gasificación un ingreso de 2.346 MW.

En cumplimiento de la ley 27.191, cada uno de los escenarios de demanda incorpora generación renovable para cumplir con las metas mencionadas en su Art. 8, con una interpolación lineal en los años intermedios, alcanzando el 20% en el 2025 y luego, dada las curvas de reducción de costos que se esperan en estas tecnologías, se obtienen ampliaciones del porcentaje a partir de fuentes de energías renovables no convencionales al 25% al 2030.

Los factores de carga de cada tipo de tecnología se encuentran relacionados a parámetros históricos locales y en los casos en los cuales no se contaba con dicha información, resultó necesaria la adopción de estándares internacionales.

i. Principales resultados de los escenarios de potencia y generación eléctrica.

La incorporación de potencia hidroeléctrica (2.503 MW) y nuclear (1.227 MW) es la misma para todos los escenarios debido a la incorporación de las centrales hidroeléctricas de Aña Cuá, La Barrancosa, Condor Cliff, el Tambolar, Portezuelo del viento y Chihuido I, así como el Carem y la IV Central Nuclear. En el caso de las fuentes renovables y térmicas se realizan las incorporaciones necesarias para cubrir la demanda eléctrica de cada escenario, partiendo del cumplimiento de la Ley 27.191 (20% de la demanda en 2025 es cubierta con energías renovables no convencionales) y se extiende su participación al 25% para el año 2030.

Cabe destacar que adicionalmente y solo a los fines de la presentación, se incluye a la energía distribuida agrupada dentro de las energías renovables no convencionales. En este sentido, los escenarios cumplen con el objetivo de la Ley 27.424, incorporando 1.000 MW al año 2030.

Adicionalmente al ingreso de los proyectos térmicos predefinidos, el sistema requerirá al año 2030 la incorporación de potencia firme que asegure un margen de reserva del 20%. Si bien se modeliza el despacho por mínimo costo (sujeto a las restricciones antes mencionadas), se presenta a modo de referencia en el Box 10-1 y en el Anexo 1 un ejercicio acerca de los costos normalizados estimados para cada una de las tecnologías (con CAPEX, factores de carga y tasas de interés de largo plazo) y los precios de los últimos proyectos incorporados teniendo en cuenta necesidades de expansión de gasoductos y líneas de transmisión, costo de potencia firme y beneficios fiscales.

Los siguientes gráficos resumen la incorporación de potencia para cada uno de los escenarios eléctricos planteados. El primero de ellos muestra para cada uno de los 9 nodos analizados la potencia incorporada por tipo y región. El

segundo gráfico muestra año a año la incorporación por tecnología teniendo en cuenta los proyectos predefinidos y los ingresos endógenos térmicos y renovables. Por último, la tercera figura muestra la incorporación acumulada de potencia al año 2030.

Gráfico N° 10-1: Nueva potencia instalada acumulada a 2030

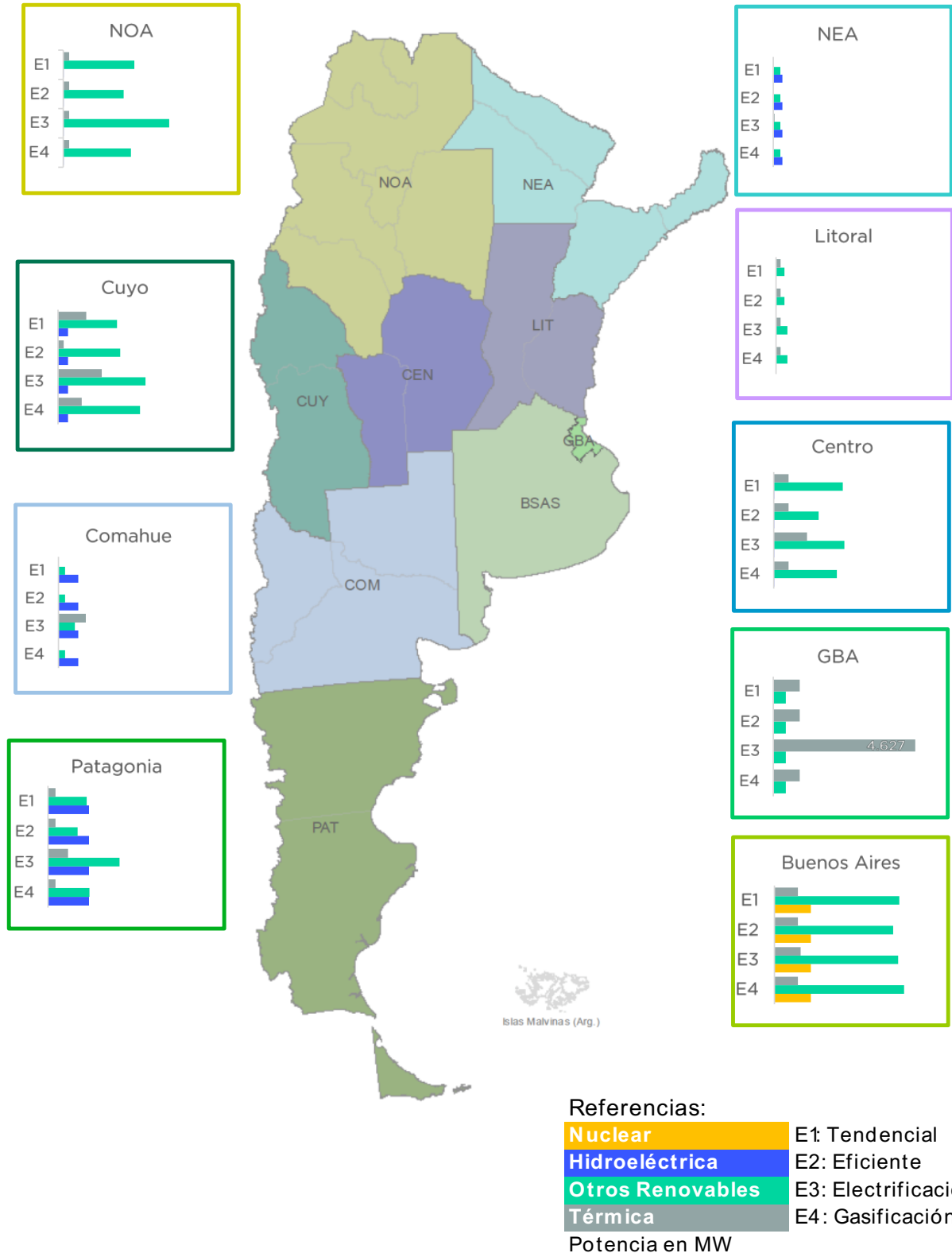


Gráfico N° 10-2: Nueva potencia instalada anualmente entre 2019 y 2030

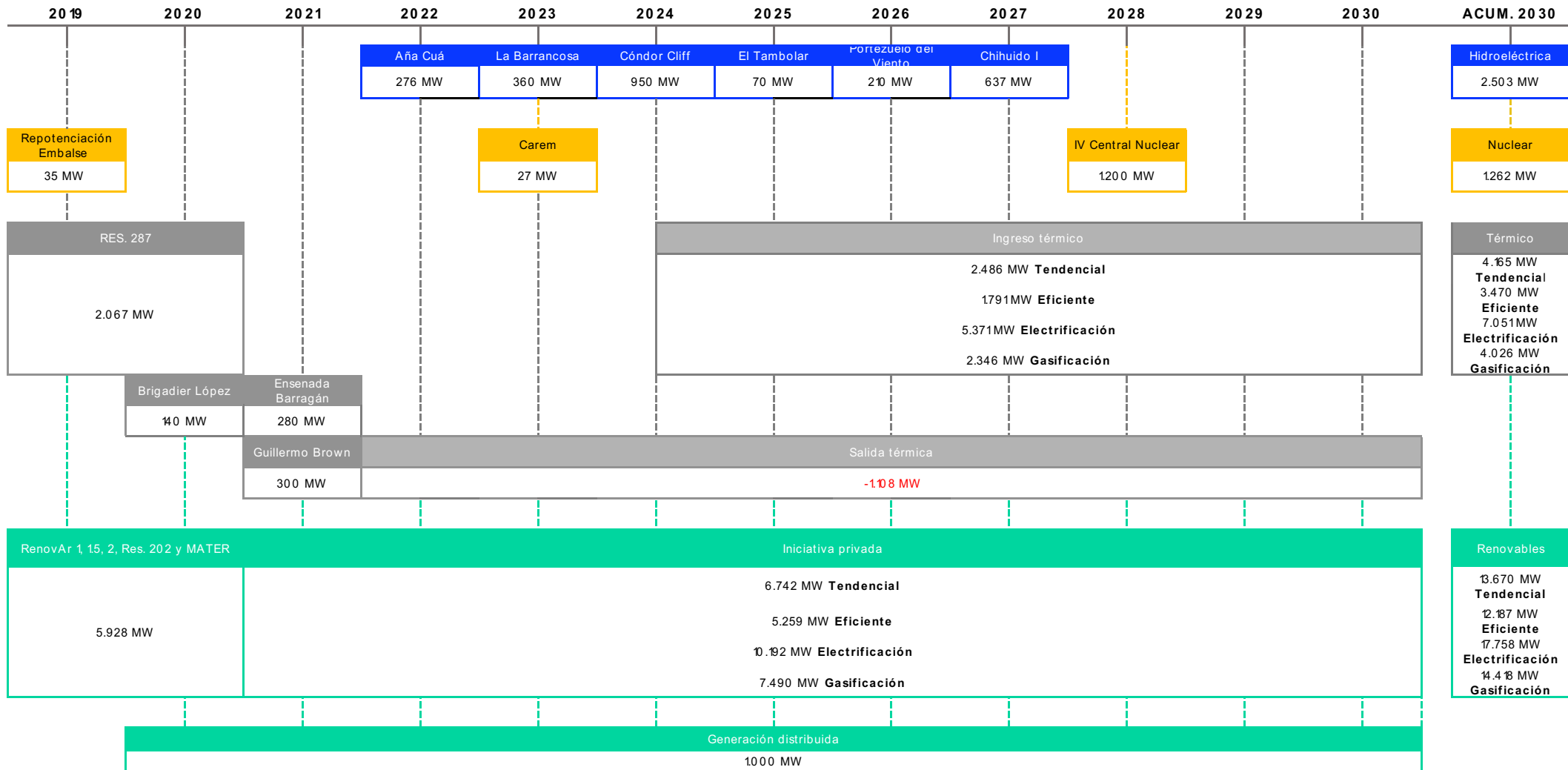
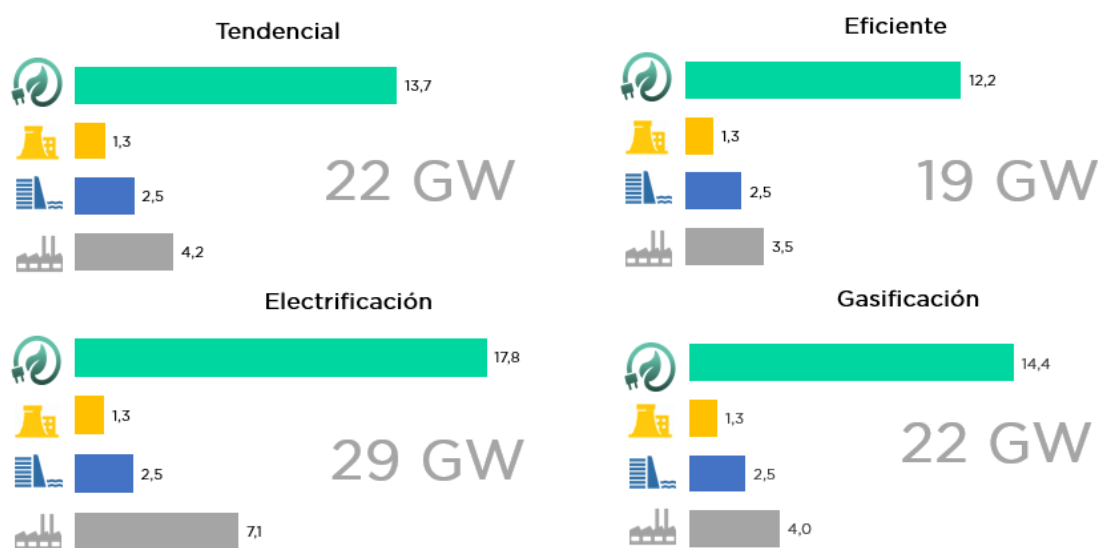


Gráfico N° 10-3: Nueva potencia instalada acumulada a 2030



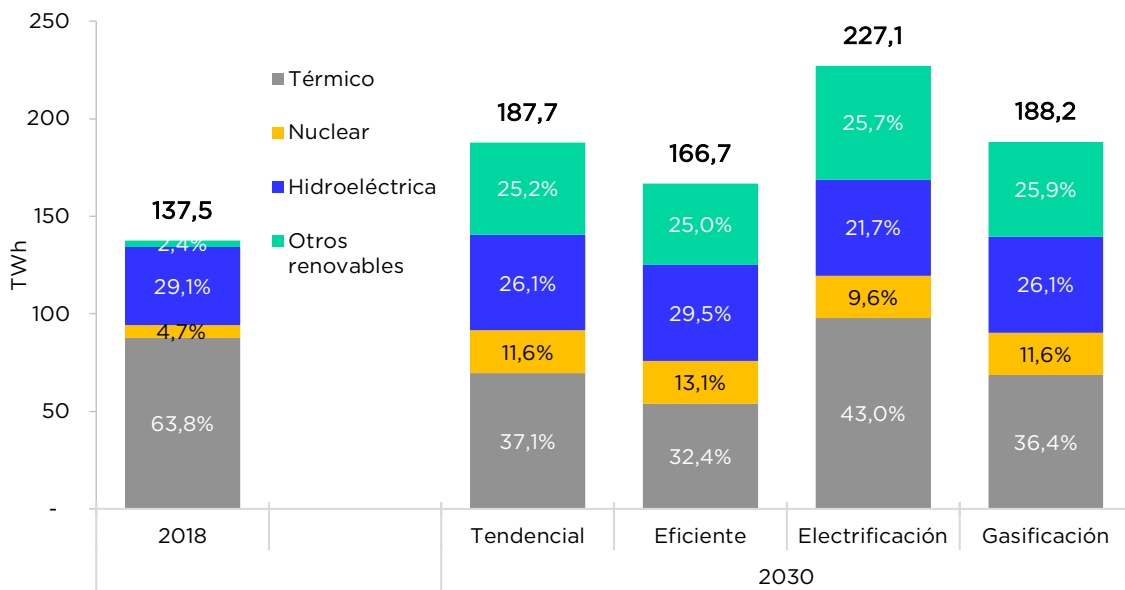
Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En los gráficos expuestos anteriormente se muestra la sensibilidad en la incorporación de energía térmica y renovable dada por un escenario con incorporación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía, donde una menor demanda de energía eléctrica se traduciría en una reducción de requerimientos de potencia del orden de 3 GW. A su vez, el escenario de gasificación evidencia una necesidad de potencia adicional similar al tendencial, pero con mayor incidencia de las fuentes renovables, mientras que el escenario de electrificación requeriría 7 GW adicionales.

En todos los escenarios se alcanzaría el 25% de generación eléctrica a partir de las energías renovables no convencionales, contrayéndose en todos los casos la participación de la generación térmica respecto del año base 2018 (64%). Al respecto, esa participación resulta mayor en el escenario de electrificación (producto de la mayor demanda de energía eléctrica) donde alcanzaría el 43%, mientras que en el resto de los escenarios se encontraría entre 32% y 37% de la matriz de generación.

En términos generales y a excepción del escenario de electrificación, la incorporación de potencia térmica en el período rondaría entre los 3,5 y los 4,2 GW, de los cuales 2,7 GW son incorporaciones de corto plazo teniendo en cuenta los proyectos de cierres de ciclo y cogeneración de la Resolución 287/17, y los cierres de ciclo de Brigadier López, Ensenada Barragán y Guillermo Brown.

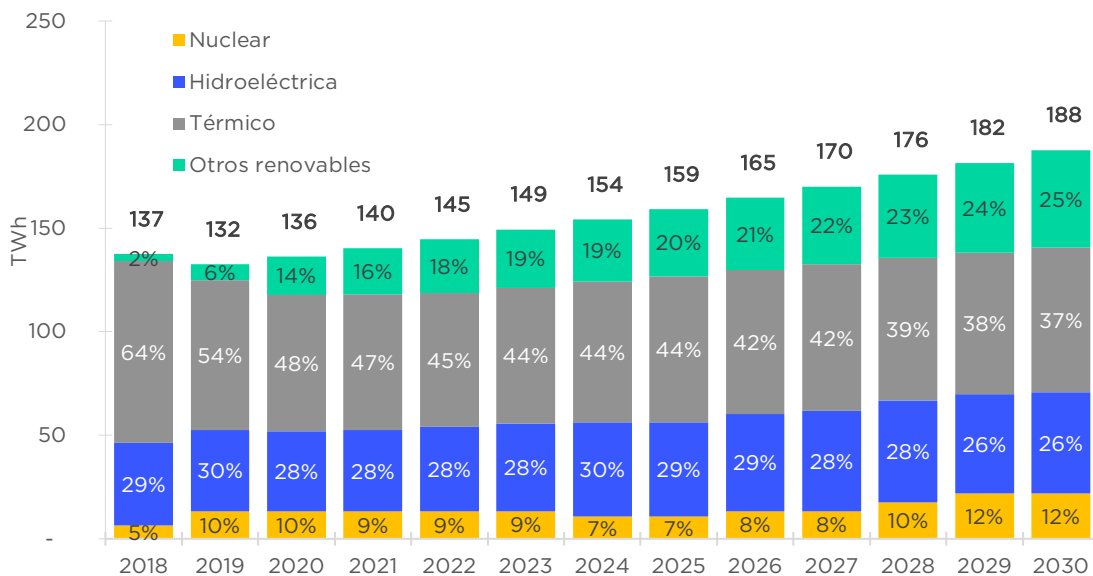
Gráfico N° 10-4: Resultados comparados por escenario - mix de generación



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

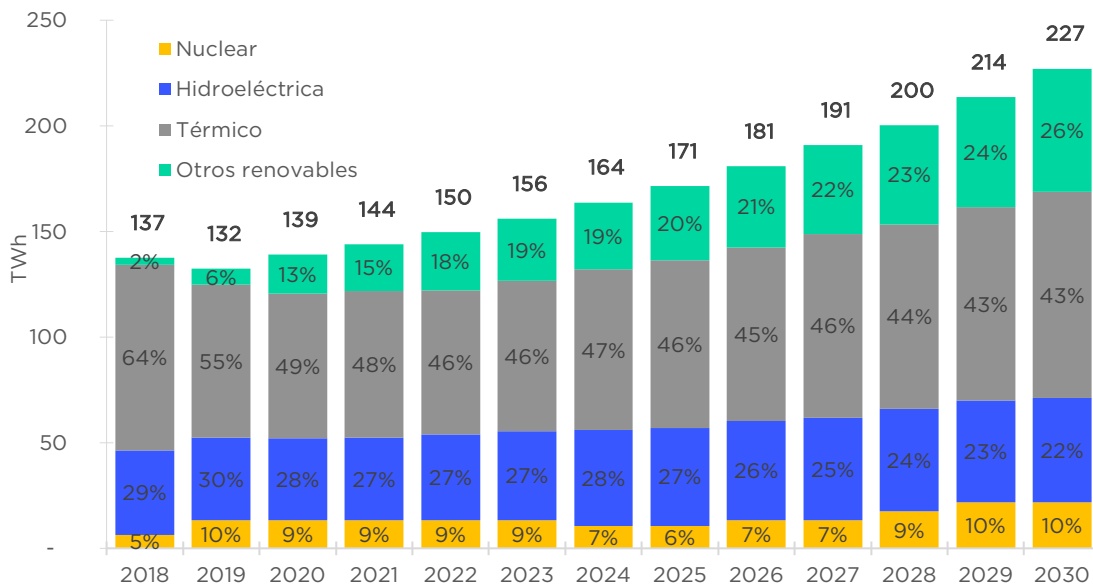
A modo de resumen, los siguientes dos gráficos muestran el balance anual de generación para los escenarios tendencial y de electrificación masiva. Se puede observar como la generación proveniente de fuentes térmicas disminuiría a medida que pasan los años con el incremento de potencia de fuentes más limpias.

Gráfico N° 10-5: Composición de la generación por fuente en escenario tendencial, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

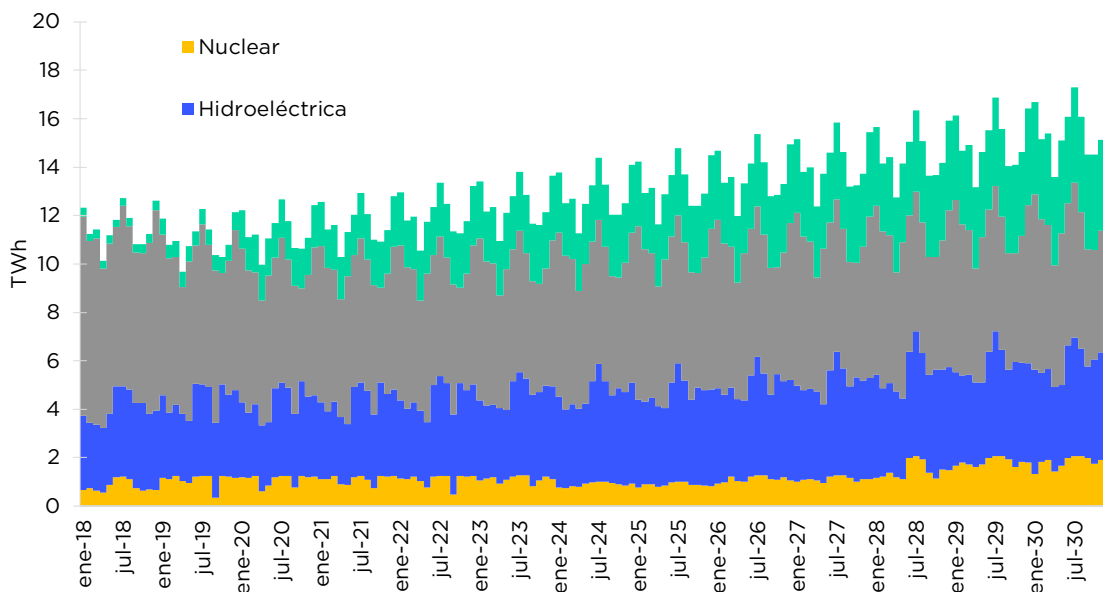
Gráfico N° 10-6: Composición de la generación por fuente en escenario de electrificación masiva, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

El siguiente gráfico muestra a modo de ejemplo la generación para el escenario tendencial con una resolución mensual.

Gráfico N° 10-7: Generación mensual por fuente en escenario tendencial, 2018-2030

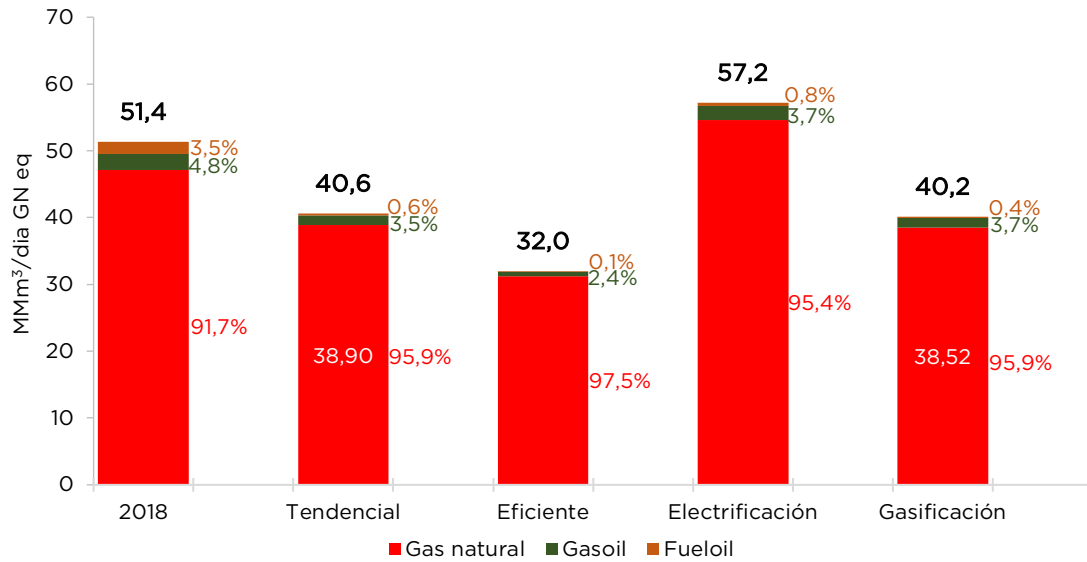


Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

A continuación se muestra el consumo de los distintos combustibles para generación por año para cada escenario. En concordancia con la generación, el escenario tendencial tiene mayor consumo de gas natural que el eficiente dado por una mayor generación de origen térmico. A su vez, se observa una fuerte disminución de la participación de los combustibles líquidos en los escenarios de políticas existentes y algo menor en el escenario de

electrificación, en el cual la mayor demanda obligaría a incorporar un volumen relativamente mayor de gasoil. Esto se debe por un lado al aumento de producción de gas natural y por el otro a la fuerte diversificación de la matriz eléctrica.

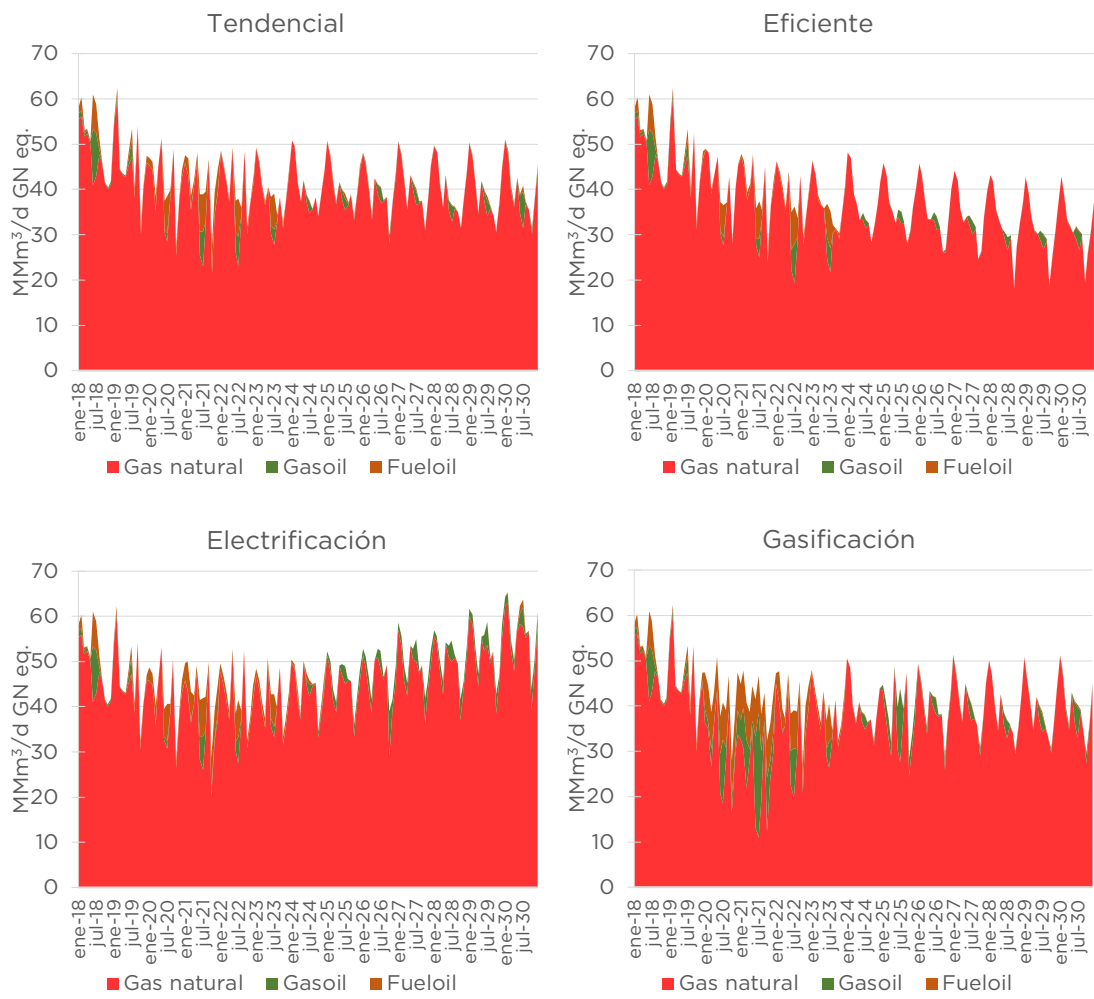
Gráfico N° 10-8: Consumo de combustibles en las centrales térmicas, 2018 y 2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Es importante destacar que para la construcción de estos escenarios se supusieron valores medios, por ejemplo en la hidráulicidad o en los factores de carga. A modo de ejemplo, ante un eventual año seco, la disponibilidad de energía de origen hidráulico disminuiría, teniendo que recurrir el sistema a importaciones adicionales de gas natural o mayor cantidad de líquidos. Lo mismo sucede ante un eventual año frío, donde los requerimientos de gas natural para calefacción sean mayores que los valores medios proyectados. En los gráficos de consumo mensual de combustibles que se observan a continuación, resulta notorio como los combustibles alternativos disminuyen considerablemente y se concentran especialmente en los momentos de pico de demanda de gas natural del sistema (principalmente en invierno).

Gráfico N° 10-9: Consumo de combustibles en las centrales térmicas, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Box 10-1: Costos normalizados de generación eléctrica en Argentina

Como se muestra en el anexo 1, el costo normalizado de energía, conocido por su sigla en inglés LCOE o sLCOE⁷⁸, es un método para comparar distintas centrales eléctricas o tecnologías de generación, sobre la base del capital requerido, los costos de financiamiento, el costo de combustible, los costos fijos y variables de operación y mantenimiento, y el correspondiente factor de carga.

La fórmula para el cálculo del sLCOE⁷⁹ es:

$$sLCOE = \frac{CTC \times FRC + O\&MF}{8.760 \times FC} + (CC \times PC) + O\&MV$$

Donde:

$$FRC: \text{Factor de Recuperación de Capital} = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

i: Tasa de interés

n: Número de anualidades

CTC: Costo Total de Capital

O&MF: Costo Fijo de Operación y Mantenimiento

FC: Factor de Carga

CC: Costo de Combustible

PC: Poder Calorífico

O&MV: Costo Variable de Operación y Mantenimiento

Cabe destacar que el cálculo de los costos normalizados corresponde a una estimación de tecnologías sobre la base de parámetros genéricos. El objetivo de esta sección es mostrar dicha comparación y complementarla con la evaluación de proyectos específicos para el caso argentino.

Los costos normalizados se presentan en este documento de manera de realizar una comparación conceptual de los costos de las tecnologías. Por lo tanto, no tienen en cuenta impuestos, efectos sobre impuesto a las ganancias, beneficios fiscales o costos adicionales que terminan determinando los precios de cada una de las tecnologías⁸⁰.

La comparación entre tecnologías disímiles debe considerarse desde la estructuración del proyecto. A diferencia de los proyectos de generación térmica y renovable no convencional, donde prevalecen las inversiones privadas, las centrales hidroeléctricas y nucleares son proyectos de largo plazo que suelen realizarse con capital público, puesto que además de su escala conllevan externalidades positivas multipropósito sobre curso de los ríos o programas de I+D, que se solventan con apoyo estatal financiándose a una menor tasa de retorno del proyecto. Es por esto que a modo conceptual se descontaron los proyectos públicos al 5% y los privados al 10%.

Con el fin de incorporar costos adicionales a los de generación, al gráfico de costos normalizados para los casos térmicos, solar y eólico se le adicionarán los costos correspondientes al transporte nuevo dado el requerimiento que implica un nuevo gasoducto para evacuar el gas de la cuenca neuquina o nuevas líneas eléctricas para transportar generación renovable lejana a la demanda. En un trabajo elaborado por CAMMESA sobre comparación de tecnologías renovables y térmicas se presentan los costos adicionales en una central térmica y en una central eólica por el transporte por gasoducto y por el transporte eléctrico (ambos correspondientes a proyectos nuevos).

⁷⁸ Levelized Cost of Energy (LCOE), o Simple Levelized Cost of Energy (sLCOE).

⁷⁹ Según el National Renewable Energy Laboratory (NREL), del U.S. Department of Energy.

⁸⁰ Dado que se comparan tecnologías “despachables” y “no despachables”, debe incorporarse de manera consensuada en la metodología el método de cálculo del “costo de back up o de potencia firme” para sustraer en las despachables o adicionar en las no despachables. En esta ocasión se utilizó un informe conjunto CAMMESA-SSME presentado al grupo de trabajo del gabinete de la SGE en el marco de las sesiones de “Temas Clave”.

En el caso térmico, se agrega un costo de 1,6 USD/MMBTU al gas doméstico y esto implica 8,2 USD/MWh adicionales en el costo de generación. En el caso renovable, la línea adiciona 11,2 USD/MWh al costo de generación.

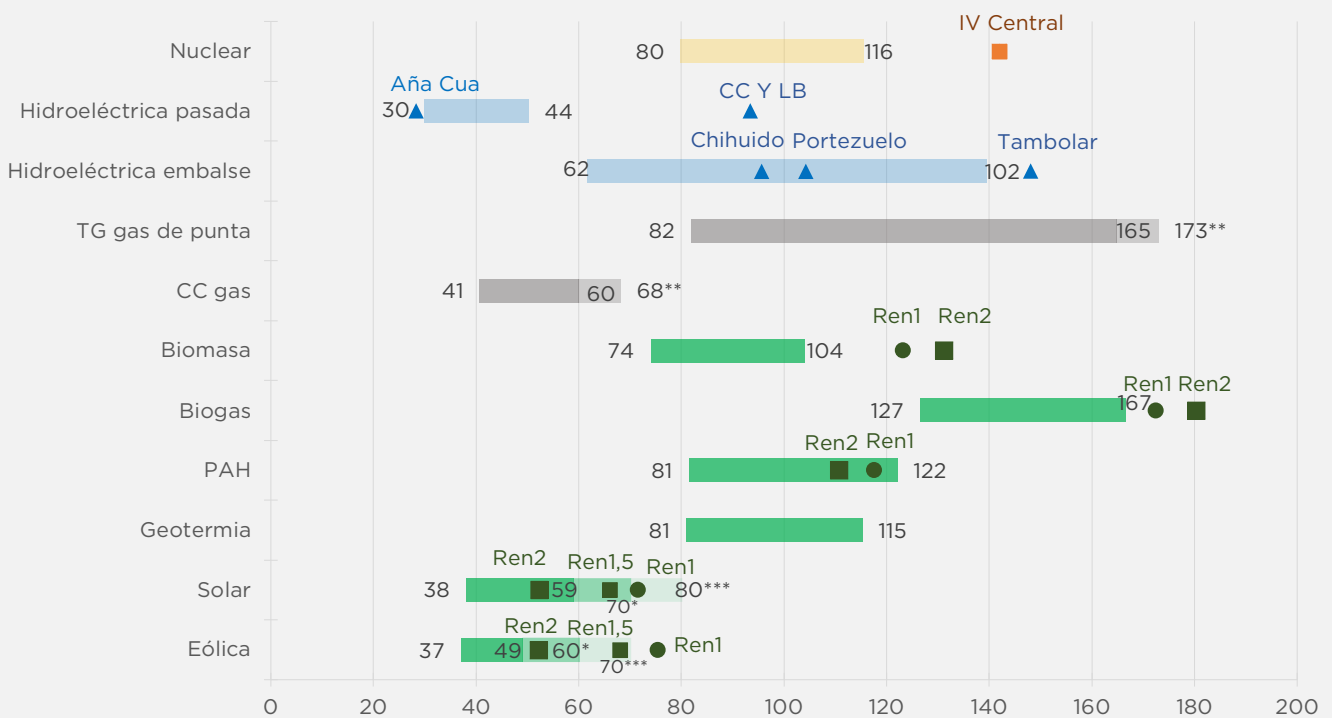
En el caso de la energía eólica y solar, también se adiciona en la comparación el costo de la inclusión de una tecnología térmica de respaldo para cubrir las intermitencias que la energía renovable variable presenta. A los fines de este ejercicio se supone un costo de potencia firme de 10 USD/MWh. Por otra parte, en un trabajo elaborado por CAMMESA y la SSME sobre comparación de tecnologías renovables y térmicas, se considera en una evaluación a largo plazo, el ingreso de una TG por una potencia equivalente al 80% de una central eólica, cuyo factor de uso es de 39%. El costo de generación para la TG da 108,5 USD/MWh, el de la central eólica 56,4 USD/MWh y el promedio 77,3 USD/MWh. Esto llevaría a deducir que el costo de potencia firme asciende a unos 20,9 USD/MWh para la eólica. Haciendo el mismo cálculo se estima el costo equivalente para la solar en 23,8 USD/MWh.

A continuación se presentan rangos de costos normalizados teóricos evaluados a tasas de interés de referencia (5% y 10%) sensibilizando CAPEX, factores de uso y costos de combustibles, contrapuesto con los precios de los diferentes proyectos que se encuentran en carpeta para incorporaciones futuras, así como también los precios de la potencia adicionada en los últimos años, en las rondas de RenovAr para renovables y Resolución 21 para térmica.

Cabe destacar los factores de incentivos y beneficios fiscales que reciben las tecnologías renovables. A los precios de las rondas RenovAr presentados se les adicionaron los factores de incentivo y ajustes que se otorgaron a los proyectos que se incorporaron al MEM bajo estas rondas licitatorias. Los mismos incrementan el precio aproximadamente entre un 20% y un 28%.

En el caso de la tecnología nuclear, se incorporó el proyecto de la IV Central Nuclear. Para las Hidroeléctricas se consideraron los proyectos Cóndor Cliff—La Barrancosa, Aña Cuá, El Tambolar, Chihuido I.

Gráfico N° 10-10: Costos normalizados y proyectos individuales (en USD/MWh)



Referencias: (*) Adición de expansión de transmisión (11 USD/MWh); (**) Adición del costo adicional de transporte de gas (8 USD/MWh); (***) Adición a la expansión de transmisión, del costo de potencia firme (10 USD/MWh).

Nota: Los supuestos para la evaluación de los proyectos específicos (nucleares e hidroeléctricos) y las tecnologías teóricas se presentan de manera simplificada en las tablas 16-3, 16-4 y 16-5 del Anexo I.

c. Transporte Eléctrico

i. Ampliaciones de corto plazo

Actualmente el sistema de transmisión eléctrico presenta ciertos cuellos de botella relevantes en términos de la capacidad de evacuación en Gran Buenos Aires. Es menester, en función de lo establecido por la planificación de la expansión de la transmisión eléctrica, descongestionar la ET Ezeiza con una nueva ET en Plomer así como conformar un segundo anillo sobre Gran Buenos Aires mediante un conjunto de obras de corto plazo.

Las ampliaciones de las líneas en las afueras de GBA permiten dar confiabilidad al sistema y evacuar hacia los centros de carga los niveles de generación prevista en el marco de los programas de generación renovable y térmica, ubicados en gran proporción en la zona del Comahue, Patagonia, Cuyo, NOA y sur GBA.

Las líneas propuestas para GBA en la zona entre Ezeiza, Rodríguez, Belgrano y Atucha proponen un cambio topológico que permite redistribuir el flujo de potencia en el área, y estas series de modificaciones están enfocadas en desvincular el corredor desde Henderson en formar directa con Ezeiza, con el sentido de reducir los niveles de cortocircuito en las estaciones existentes de GBA. Adicionalmente, las obras se complementan con el ingreso de la ET Plomer y ET O. Smith que descargan la ET Ezeiza y ET Rodriguez, respectivamente. Cabe destacar también que varias de las obras del plan de corto plazo sirven para eliminar la generación distribuida en las unidades generadoras móviles (UGEM) y de esta manera dar confiabilidad y seguridad de suministro a los usuarios finales.

En este sentido, la Secretaría de Gobierno de Energía a través de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha puesto en marcha un plan de transmisión hacia 2022 para responder a las necesidades de expansión del sistema de corto plazo que implica ampliar el sistema de transporte en aproximadamente 2.200 km de líneas de alta tensión (500 KV), dando flexibilidad y capacidad al sistema para que los generadores puedan hacer contratos de largo plazo, en pos de brindar beneficio a todos los usuarios. La tabla que se presenta a continuación muestra los proyectos de corto plazo que son considerados en el plan director de expansiones, encontrándose los primeros 6 proyectos en una primera etapa (TransportAr 1) y los siguientes en una segunda etapa (TransportAr 2).

Tabla N° 10-2: Proyectos de transmisión en 500 kV y obras complementarias

Índice	Proyecto	Descripción
1°	Plomer Ezeiza Belgrano Plomer	Dos líneas de 500 kV Plomer – Ezeiza By-pass entre las EETT Henderson y Rodríguez a realizarse en las cercanías de Ezeiza Comprende la construcción una línea de 500 kV de 35 km hasta el empalme con la existente línea M. Belgrano - Rodríguez y las adecuaciones necesarias para su correcto funcionamiento.
2°	Plomer Vivoratá	Línea de 500kV Charlone – Plomer. Se considera para el año 2022 que no existirá compensación serie en el corredor Bahía Blanca – Vivoratá – Plomer.
3°	Comodoro Rivadavia	Ampliación de una ET de 500 kV a 132 kV que asegura el abastecimiento de Comodoro Rivadavia y permite evacuar energía eólica de la zona.
4°	Rodeo La Rioja Sur	Nueva ET Rodeo 500 kV y operación de línea Rodeo – San Juan en 500 kV Nueva línea Rodeo - La Rioja Sur de 500 kV de 300 km
5°	Puerto Madryn Choele-Choel	Nueva línea de 500kV Choele Choel – Puerto Madryn con compensación serie idéntica a la existente. 354 km de longitud
6°	Río Diamante a Charlone	Línea de 500 kV de 488 km Río Diamante – Charlone y nueva ET Charlone 500/132 kV
7°	Atucha Belgrano 2 Oscar Smith	Nueva sección ET Belgrano 2 vinculada con la ET existente Manuel Belgrano a través de un reactor limitador de cortocircuito. Nueva línea de 500 kV entre Atucha – Belgrano 2 de 35 km. Nueva ET Oscar Smith vinculada en 500 kV a través de dos líneas 50 km cada una.
8°	Charlone O’Higgins Plomer	Línea de 500 kV Charlone - O’Higgins – Plomer. Contempla la compensación serie en el corredor Río Diamante – Charlone – Plomer
9°	Atucha Plomer	Línea de 500 kV de 100 km Atucha - Plomer

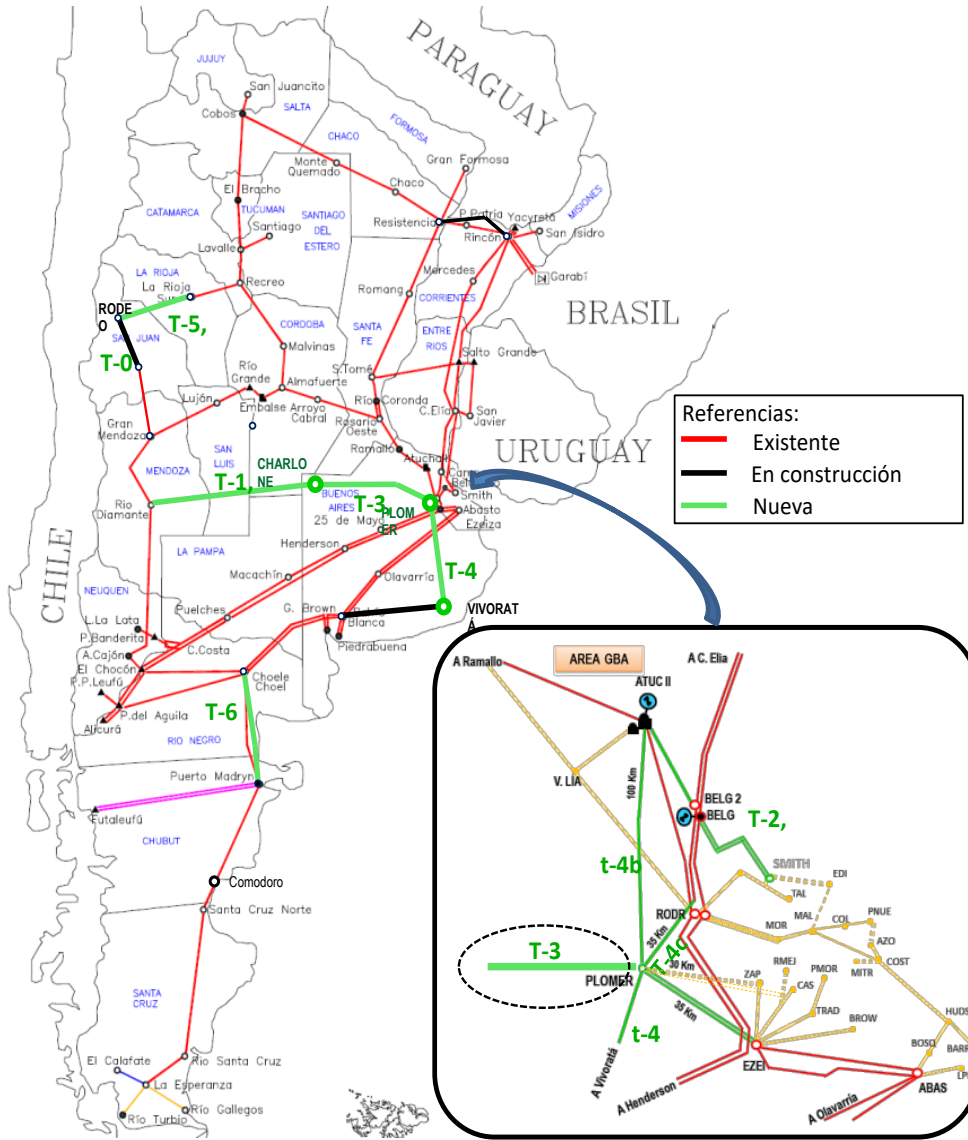
Fuente: Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Actualmente se están definiendo los Proyectos Preliminares de Transporte de Energía Eléctrica vinculados a la construcción de la ET Plomer y obras asociadas, segunda línea en extra alta tensión (LEAT) entre las estaciones Choele Choel y Puerto Madryn y las obras entre las futura estación Rodeo y La Rioja Sur. Actualmente está en construcción la línea San Juan y Rodeo. La siguiente figura muestra la red de transmisión de alta tensión y el proyecto de plan de transmisión que se prevé para el año 2022.

En resumen, el plan hasta 2022 implica un total de obras programadas de 3 nuevas estaciones transformadoras: Charlone, Plomer, y Oscar Smith; 4900

MVA de transformación, 2200 km de red en LEAT, y 600 km de líneas de 132 kV.

Gráfico N° 10-11: Obras esperadas de infraestructura de transmisión eléctrica hacia 2022



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de información de CAMMESA.

ii. Ampliaciones de largo plazo

A modo de referencia, el incremento en la generación de energía renovable (adicional a la hidroeléctrica de porte mayor a 50 MW) está enmarcado en la Ley N° 27.191, que estipula que el 20% de la demanda eléctrica al 31 de diciembre del año 2025 debe ser cubierta con fuentes renovables no convencionales. Dado sus costos normalizados y como se mostrará en la siguiente subsección, la mayor parte de dicho cubrimiento será mediante fuentes renovables de generación variable (VRE), determinando requerimientos concretos del sistema de transmisión para transmitir la energía

renovable a los grandes centros de consumo. Para alcanzar los objetivos de la Ley para el año 2025, se prevé que la potencia instalada debería aumentarse en los escenarios de mayor incorporación a 8,7 GW (en el escenario tendencial) y 9,8 GW (en el escenario de electrificación) entre 2018 y 2025 solamente con energía renovable no convencional, principalmente ubicada en la zona del Comahue, Cuyo y NOA como principales sitios para el desarrollo de la generación renovable.

Los escenarios consideran las capacidades de transporte eléctrico establecidas en el modelo MARGO (Programación estacional definitiva Mayo-Septiembre 2019). El modelo contempla la incorporación de dichas líneas en relación con las propias previsiones de crecimiento del transporte eléctrico que realiza CMMESA además de permitir la incorporación de nuevas líneas en caso de aparecer restricciones al sistema.

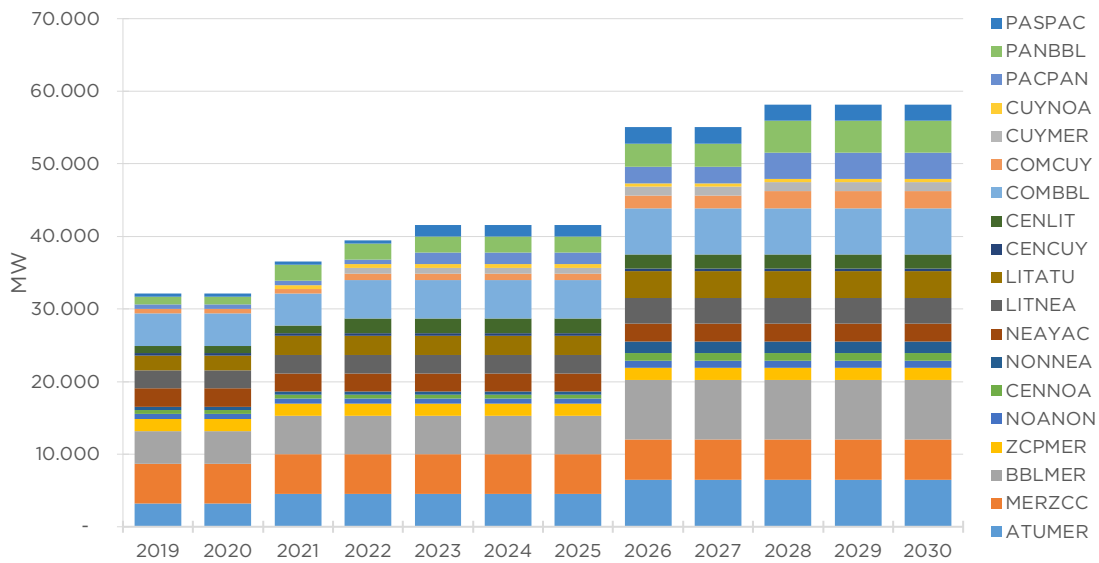
Como se comentó anteriormente, los Escenarios Energéticos 2030 se modelan en MESSAGE con una regionalización del despacho integrado gas natural-electricidad para las 9 regiones de CMMESA (BAS, GBA, PAT, CUY, COM, NOA, NEA, CEN, LIT) de manera de poder integrar el despacho eléctrico al despacho de gas natural y agrupando algunas de las 16 regiones presentes en el modelo MARGO de CMMESA.

Esta diferencia entre regiones de los modelos implica que algunas líneas de transporte eléctrico se adicionen (p. ej. ATU_MER y BBL_MER se juntan en una sola conexión entre las regiones BAS_GBA), mientras que otras no aparecen nuevos requerimientos de transporte eléctrico (p. ej. las líneas consideradas PAS_PAC, PAC_PAN no se muestran, ya que están dentro de la región PAT en el modelo MESSAGE).

Por simplicidad, el modelo MESSAGE adoptó las incorporaciones de transporte eléctrico del modelo MARGO, con las consideraciones mencionadas previamente. Esto significa que se consideraron ampliaciones en los años 2021, 2022, 2023, 2026 y 2028, prácticamente duplicando las capacidades de transporte disponibles al año 2018. Los resultados que se obtienen del modelo, en los cuatro escenarios analizados, indican que las ampliaciones consideradas son suficientes y no surgen restricciones al transporte.

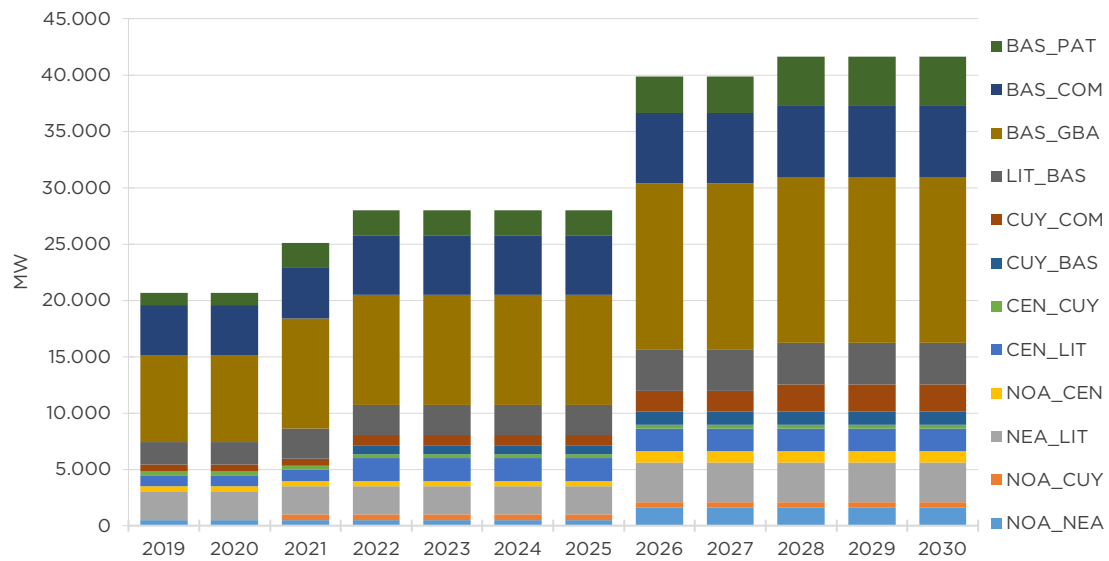
Vale aclarar que dichas restricciones resultan simplemente un balance de energía, sin considerar el comportamiento real del sistema que requiere de estudios de otra naturaleza.

Gráfico N° 10-12: Capacidad de transporte en modelo MARGO, 2019-2030



Fuente: CAMMESA - Programación estacional mayo - octubre 2019.

Gráfico N° 10-13: Capacidad de transporte en modelo MESSAGE, 2019-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

11. Escenarios del sector de refinación

En Argentina la producción doméstica de derivados es complementada mayormente con la importación de gasoil grado 3 y gasoil para usinas para atender a la demanda. Entre los años 2016 y 2018 los productos obtenidos de las refinerías locales fueron complementados con importaciones que equivalieron en volumen a entre el 11% y el 13% de las ventas.

En el caso del petróleo procesado, las refinerías suelen abastecerse de petróleo doméstico, recurriendo marginalmente al crudo importado, principalmente debido a requerimientos de características físicoquímicas no atendidas por la oferta doméstica de crudo. Esto se verificó entre los años 2012 y 2018, con requerimientos de importaciones vinculados a la declinación en la producción doméstica de petróleos livianos, que comenzó a revertirse a mediados de 2017.

Los desafíos del subsector se centran en el corto plazo en la adecuación a los nuevos crudos (mayor participación de *shale oil*), en las necesidades de balancear el mercado externo reduciendo principalmente el déficit de gasoil, y en el cumplimiento de especificaciones alineadas a los patrones de calidad internacional.

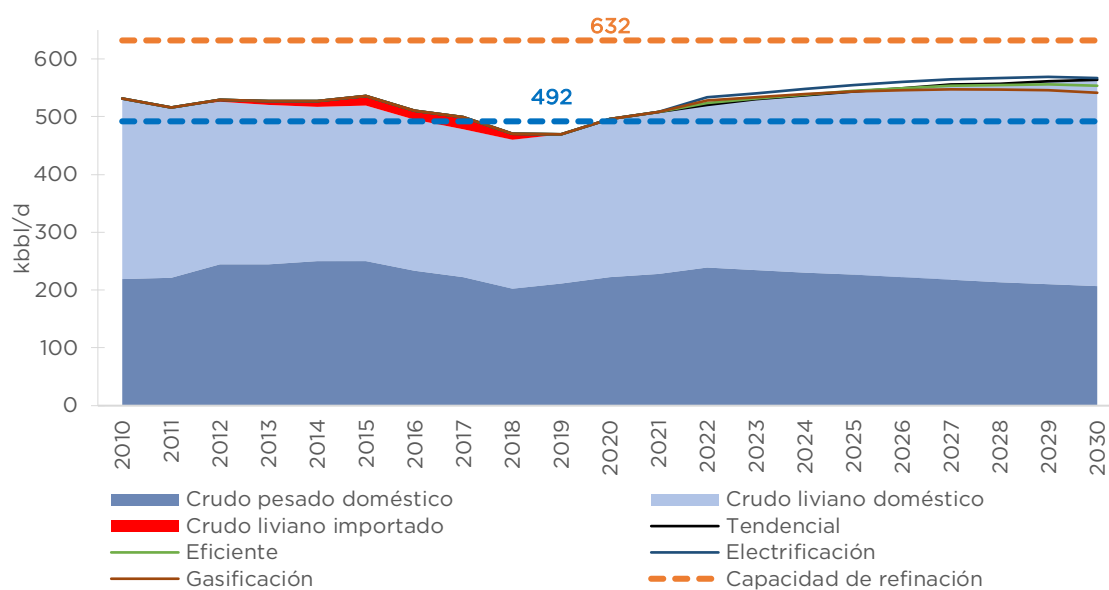
Las adecuaciones de las instalaciones para alcanzar los estándares de calidad internacionales y cumplir con la Resolución 5/2016 (modificación de la resolución 1283/2006) de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos y sus modificatorias, como las Resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía 558/2019 y 576/2019, se realizan principalmente incrementando la capacidad de desulfurización a niveles superiores a los estándares vigentes.

Como punto de partida, se estimaron las necesidades de producción doméstica de combustibles líquidos al descontar a la demanda interna (presentada en secciones anteriores) las importaciones, especialmente las de gasoil de mayor calidad y el destinado a usinas, obteniendo el nivel de procesamiento necesario para alcanzar dichos volúmenes, los cuales varían según el escenario considerado.

Durante los primeros años proyectados se mantuvo la proporción histórica de cargas de petróleo liviano y pesado, reemplazando parcialmente crudo liviano por pesado en función de sus disponibilidades dado el incremento de la producción. Finalmente, aquel petróleo no procesado en las refinerías locales será destinado al mercado internacional.

Asimismo, el incremento de la participación de los crudos livianos en el mix de producción doméstica, vinculada al incremento de la producción de hidrocarburos no convencionales, sumado a las reformas previstas en las refinerías, redundarían en una menor participación del fueloil y en una mayor participación de productos livianos en el mix de subproductos obtenidos.

Gráfico N° 11-1: Participación de los crudos y capacidad de refinación, 2010-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En función de la demanda de combustibles estimada que fuera presentada en la sección 8 y dados los resultados aquí presentados de utilización de la capacidad instalada de refinación, no resultaría necesario incrementar dicha capacidad, sino que podrían necesitarse nuevas inversiones para adecuar la calidad de los combustibles a los estándares que entrarían en vigencia a partir del año 2024.

No obstante, y satisfecha la demanda doméstica, sí podría eventualmente incrementarse el procesamiento y/o la capacidad de refinación con fines de exportación, resultados que no son contemplados en estos escenarios.

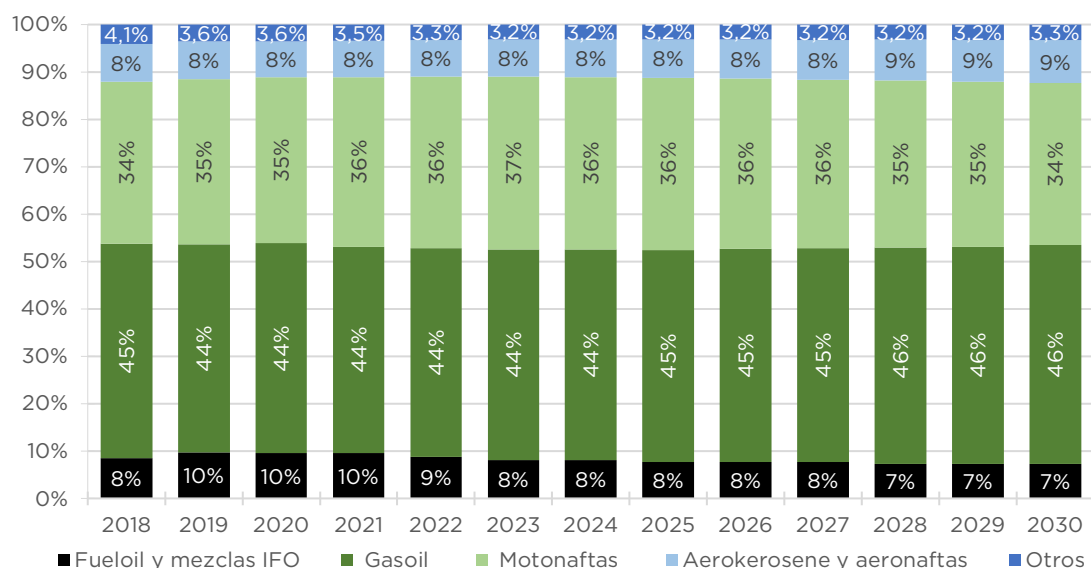
a. Producción e importaciones de combustibles

Como ya se mencionó, la mayor participación de *shale oil* en el mix de producción total aumenta la proporción de cortes livianos en los subproductos obtenidos, acompañando el crecimiento de la demanda, y en detrimento del fueloil. Sin embargo, no se espera un cambio significativo en el mix de producción, aunque sí se esperan mejoras en la calidad de los combustibles logrando un mayor cubrimiento de la demanda de naftas premium y gasoil grado 3⁸¹.

En el gráfico y tabla que se muestran a continuación se presenta la participación de los tipos de subproductos del petróleo por año y las producciones en 2018 y 2030 por escenario.

⁸¹ Se supone el pleno cubrimiento de la demanda de nafta *premium* con producción doméstica en 2030 (actualmente se abastece el 90%) y producir localmente el 86% de la demanda del gasoil grado 3 (actualmente se abastece el 61%).

Gráfico N° 11-2: Rendimiento por barril del parque refinador, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

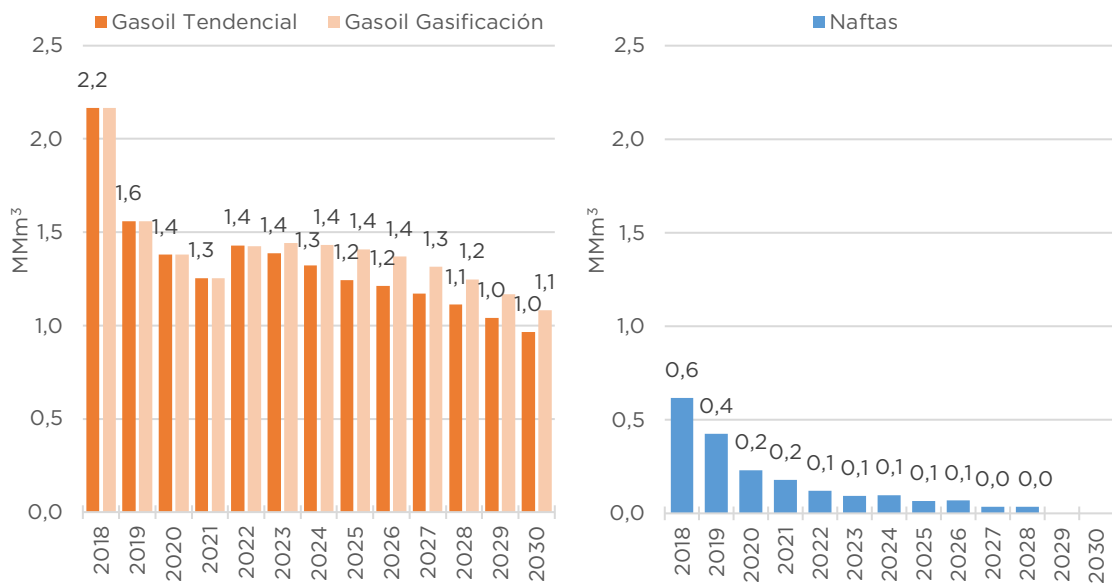
Tabla N° 11-1: Producción de principales subproductos del petróleo

Derivados	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Aeroerosene (MMm ³)	1,83	2,50 (2,6% a.a.)	2,50 (2,6% a.a.)	2,50 (2,6% a.a.)	2,50 (2,6% a.a.)
Motonaftas (MMm ³)	7,82	9,40 (1,5% a.a.)	8,86 (1,0% a.a.)	9,03 (1,2% a.a.)	8,50 (0,7% a.a.)
Gasoil (MMm ³)	10,38	12,72 (1,7% a.a.)	12,07 (1,3% a.a.)	12,46 (1,5% a.a.)	11,89 (1,1% a.a.)
Fueloil (MMt)	1,95	1,99 (0,2% a.a.)	2,09 (0,6% a.a.)	2,15 (0,8% a.a.)	2,04 (0,4% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En cuanto a la importación de combustibles, no se observan variaciones significativas en los volúmenes adquiridos entre los distintos escenarios. Se espera que las importaciones de motonaftas se reduzcan a cero hacia el 2030, mientras que las de gasoil rondarían el millón de metros cúbicos anuales, la mitad de lo importado en 2018. Sobre este último caso, la importación podría elevarse hasta un 11% adicional en el escenario de gasificación.

Gráfico N° 11-3: Importaciones de nafta y gasoil, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

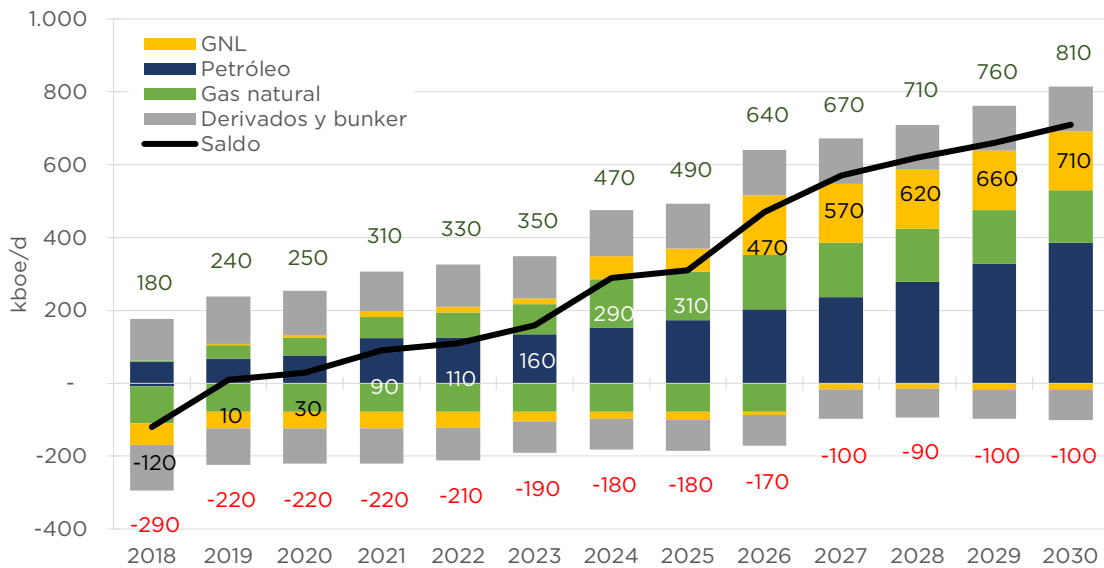
12. Balanza comercial energética

A partir de los escenarios planteados, en la presente sección se analiza la evolución de la balanza comercial energética tanto en unidades de energía como en millones de dólares⁸². La balanza comercial depende tanto del escenario planteado en términos de demanda como del vector de precios internacionales considerado.

En los siguientes gráficos se puede observar el resultado de la balanza para las fuentes de energía primaria y secundaria, medido en miles de barriles diarios de petróleo equivalentes (kboe/d, por sus siglas en inglés).

De acuerdo con esta medición, el saldo negativo de la balanza comercial observado desde 2011 recuperaría el equilibrio en 2019, alcanzando en 2030 un superávit que se ubicaría entre los 710/750 kboe/d (precios medios) y los 930/970 kboe/d (precios altos) miles de barriles equivalentes de petróleo por día.

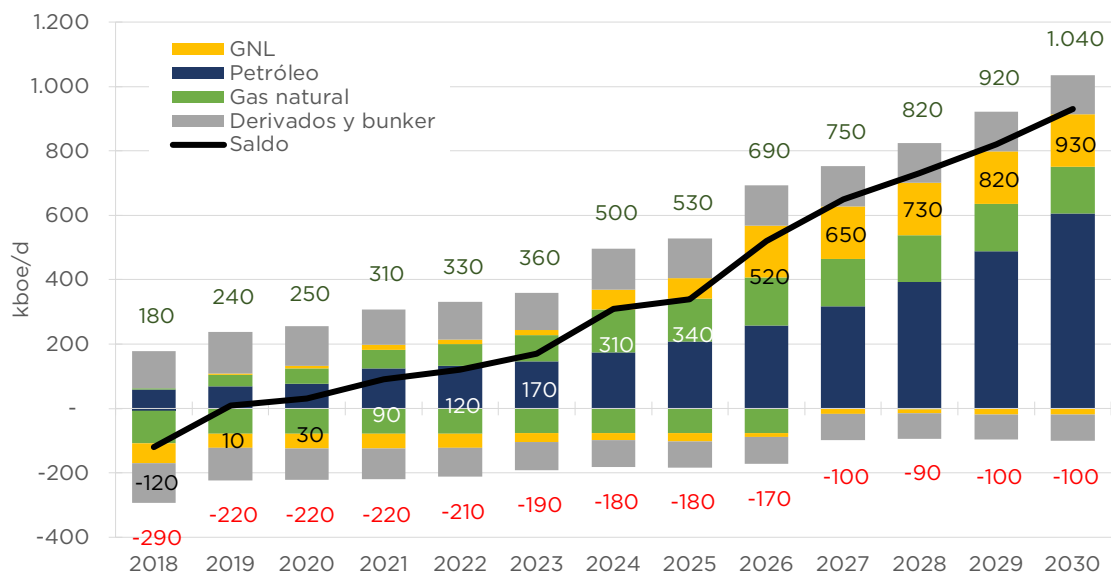
Gráfico N° 12-1: Balanza comercial energética tendencial, con precios medios y exportaciones de GNL, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

⁸² Las cifras expresadas en dólares mantienen su poder adquisitivo corriente, ya que a lo largo de este trabajo no se han incorporado supuestos de la evolución futura de la tasa de inflación norteamericana.

Gráfico N° 12-2: Balanza comercial energética tendencial, con precios altos y exportaciones de GNL, 2019-2030

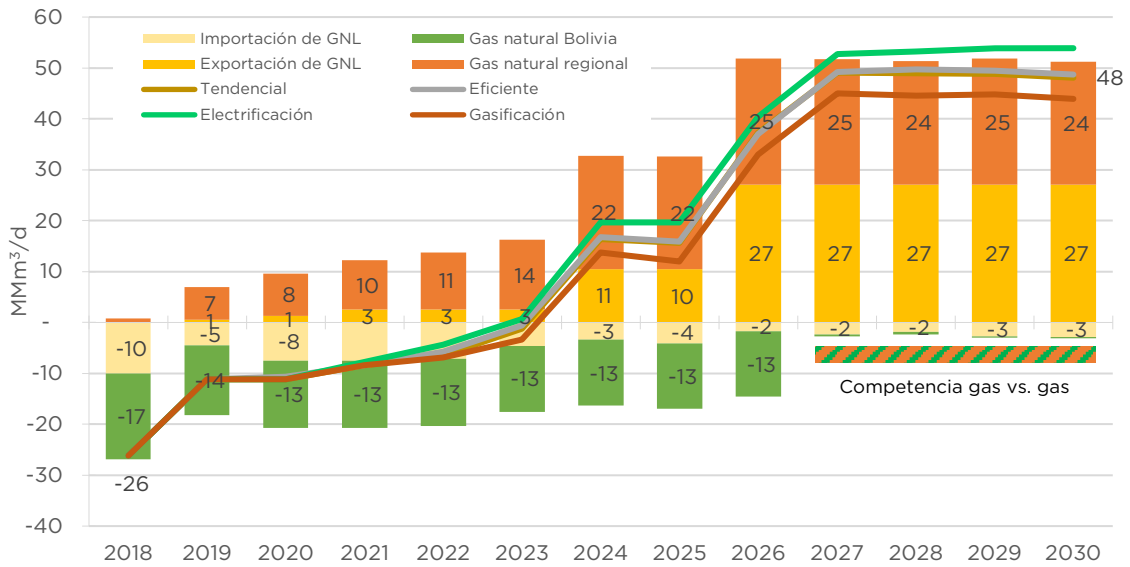


Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Durante el año 2019 el país comenzó a equilibrar la balanza comercial de combustibles y energía. Sin embargo, se espera que las importaciones de gas natural continúen en los próximos años para atender necesidades estacionales, sujetas a las condiciones contractuales hasta la finalización del contrato entre YPFB e IEASA para luego converger a un esquema de competencia gas vs. gas. Es decir, no se descarta que los envíos desde el país vecino continúen complementando la oferta doméstica si los precios vigentes en ese momento lo hicieran posible en una competencia de dicho gas respecto del gas doméstico.

En el siguiente gráfico se puede apreciar que la necesidad de importación del gas natural licuado (GNL) se va reduciendo (acotándose a los meses de invierno).

Gráfico N° 12-3: Comercio exterior de gas natural y GNL – Escenario tendencial, de precios medios y con exportaciones de GNL, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En línea con lo mencionado en la sección 8, donde se detallan mensualmente las exportaciones estimadas de gas abiertas por destino —Brasil, Chile, Uruguay y GNL—, estos escenarios mantienen tales estimaciones. Para el caso del gas natural, el volumen exportado alcanzaría los 25 MMm³/d promedio en los últimos cinco años, mientras que el GNL alcanzaría los 27 MMm³/d en 2030. A partir de esta información, es posible estimar que para el año 2024 se revierta la balanza comercial de gas natural (incluyendo GNL).

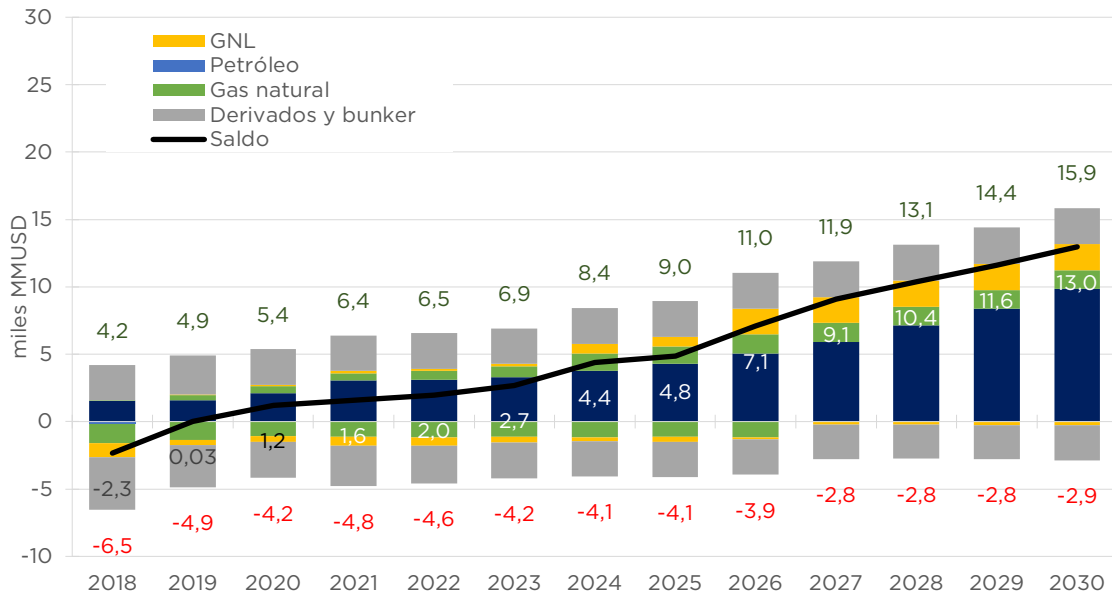
El factor más determinante para el fortalecimiento de la balanza comercial para los próximos años sería la exportación de petróleo crudo, que explicaría cerca del 60% del volumen y 80% del valor exportado.

Esto se debe, en parte, a que se estima a lo largo del presente documento que la demanda doméstica de combustibles crecerá moderadamente en los próximos años (con migración también hacia combustibles más limpios en el transporte), en paralelo a un fuerte incremento de la producción de crudo. Por otro lado, como dicha producción se encuentra asociada directamente al precio internacional, esto determina que en el escenario de precios altos la producción se incremente sensiblemente y todo ese diferencial se destine a la exportación. Así, la exportación de petróleo en el escenario de precios altos podría alcanzar los 20 mil millones de dólares, el doble del valor de las exportaciones que se presentan en el escenario de precios medios, teniendo en cuenta el doble efecto de volúmenes y precios.

En los siguientes gráficos se presentan las balanzas comerciales del escenario tendencial, en miles de millones de dólares, para los escenarios de precios medios y altos. De acuerdo con las distintas sensibilidades analizadas, durante

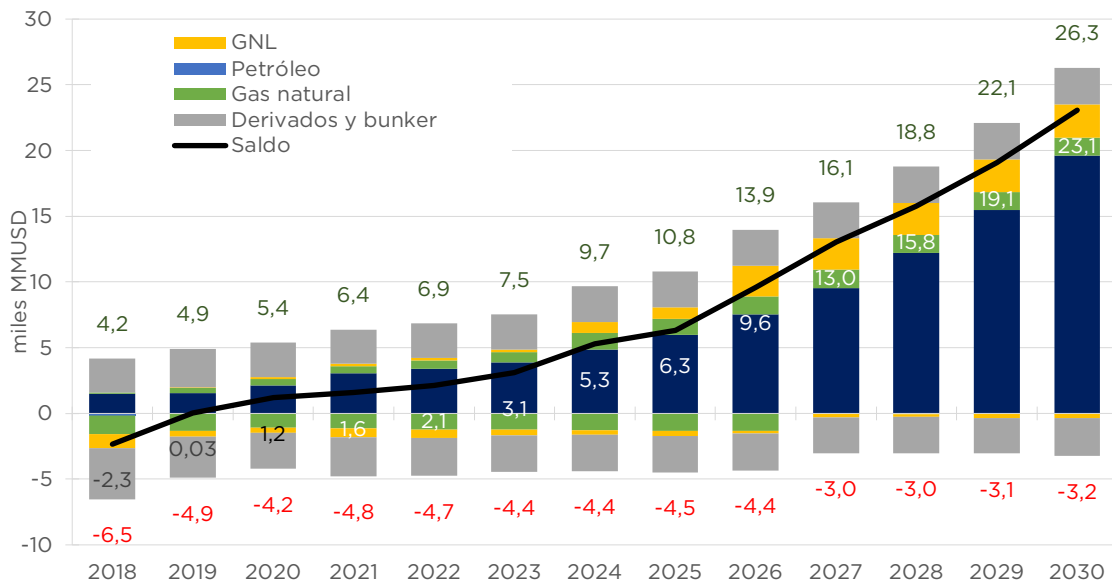
el año 2030 se alcanzaría un superávit de entre 12.900/13.300 MMUSD (precios medios) y 23.000/23.500 MMUSD (precios altos)⁸³.

Gráfico N° 12-4: Balanza comercial energética en miles MMUSD escenario tendencial con precios medios y exportaciones de GNL, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 12-5: Balanza comercial energética en miles MMUSD en escenario tendencial con precios altos y exportaciones de GNL, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

⁸³ La variación de precios y las exportaciones de petróleo explican las grandes diferencias en el valor exportado en cada sensibilidad. Los escenarios de demanda analizados sólo explican una diferencia de entre 350 MM USD y 450 MM. Por ejemplo, entre los escenarios de precios medios, el de gasificación, en el que se alcanza el menor superávit, alcanzaría 12.913 MMUSD, mientras que en el eficiente (mayor superávit) alcanzaría 13.272 MMUSD. Para la sensibilidad de precios altos, estos valores alcanzarían 23.053 MMUSD y 23.501 MMUSD.

a. Sensibilidad en la balanza comercial sin exportaciones de GNL

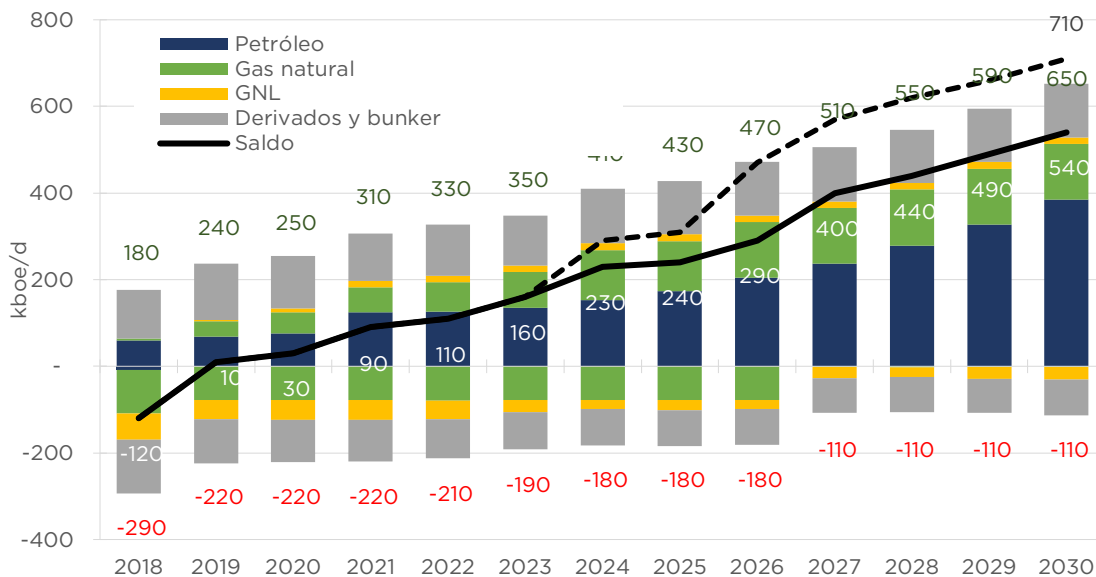
En esta subsección se presentan los efectos sobre la balanza comercial de sensibilidades a los escenarios de precios medios y precios altos en los que no se produjeran exportaciones significativas de GNL.

En los gráficos que siguen se presentan los niveles comercializados internacionalmente (exportados e importados) y el saldo, tanto en energía como en unidades monetarias, en los escenarios modelados en ausencia de exportaciones de GNL.

Los efectos de la ausencia de exportaciones de GNL resultarían naturalmente en menores niveles de exportaciones totales y, a su vez, en una mayor importación de dicho combustible, dado que una menor demanda de exportación implica una menor producción doméstica en los meses pico debido a limitaciones en la capacidad de modulación.

De esta manera, como puede observarse en el gráfico siguiente, el saldo comercial disminuiría respecto del escenario con exportaciones de GNL en cerca de 170 kboe/d⁸⁴ en el año 2030, principalmente como consecuencia de menores exportaciones de gas licuado y mayores necesidades de importaciones de gas natural.

Gráfico N° 12-6: Balanza comercial energética en escenario tendencial de precios medios en ausencia de exportaciones de GNL, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

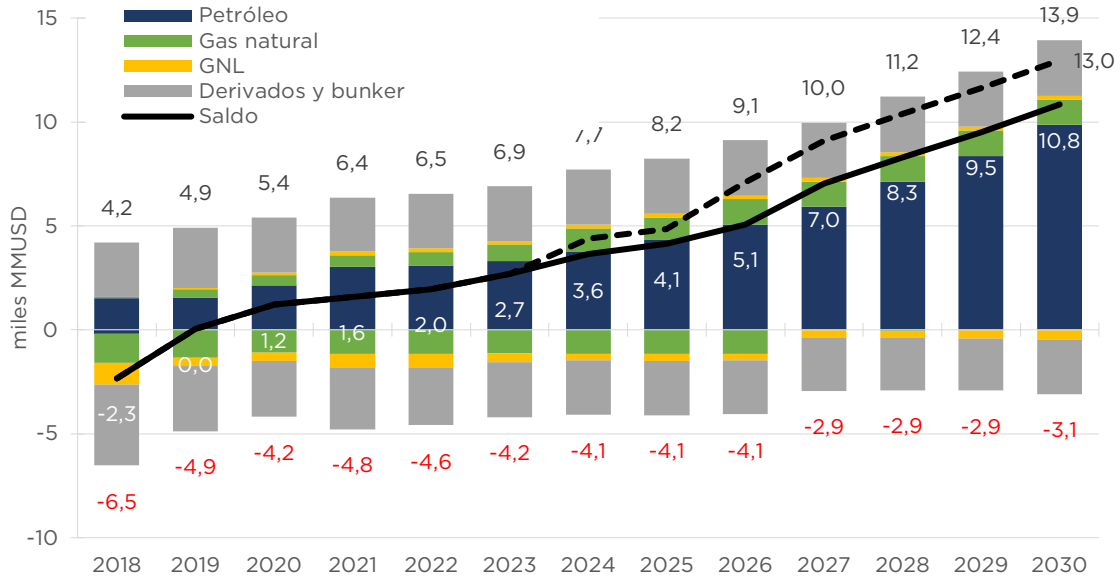
En términos económicos, esta diferencia asciende a 2.100 MMUSD⁸⁵ y está explicada, en buena medida, por la caída en las exportaciones de GNL —que

⁸⁴ Los 170 kboe/d surgen de restarle al saldo de la balanza comercial con exportaciones de GNL (710 kboe/d) el saldo para el caso sensibilizado sin exportaciones (540 kboe/d).

⁸⁵ Los 2,1 mil MM USD surgen de restarle al saldo de la balanza comercial con exportaciones de GNL (12,97 mil MM USD) el saldo para el caso sensibilizado sin exportaciones (10,84 mil MM USD).

pasan de 1.960 MMUSD a 180 MMUSD—, y por el aumento de las importaciones —que pasan de 260 MMUSD a 450 MMUSD—, tal como surge del siguiente gráfico.

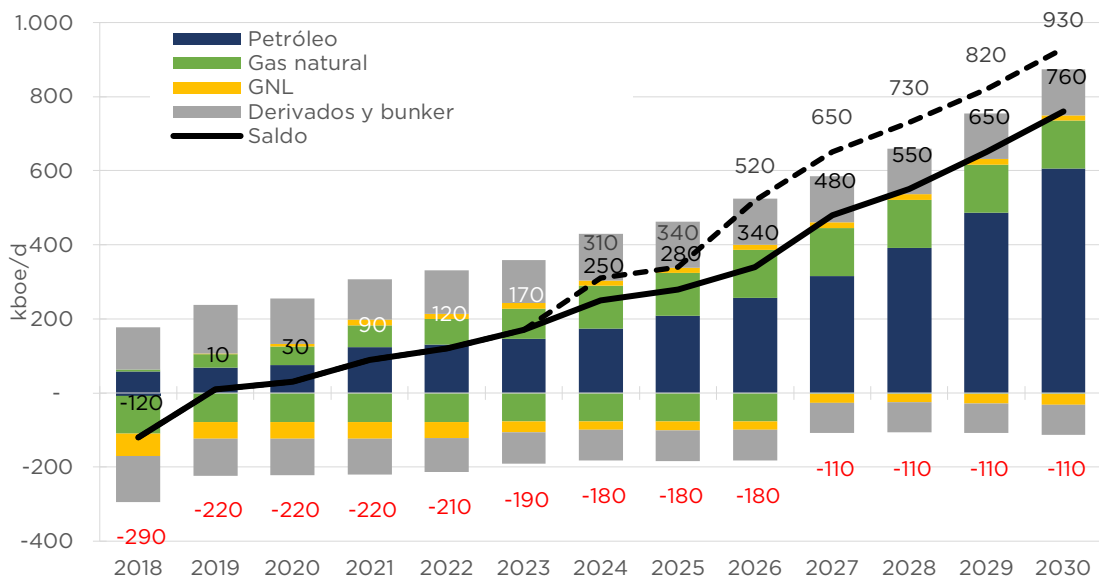
Gráfico N° 12-7: Balanza comercial energética en miles MMUSD en escenario tendencial de precios medios sin exportaciones de GNL, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En los dos gráficos que siguen se exponen los resultados en volumen y en USD de la sensibilización del modelo para el escenario de precios altos. Hacia el año 2030, la diferencia entre el saldo de la balanza comercial con y sin exportaciones de GNL asciende a 170 kboe/d, al igual que en escenario de precios medios.

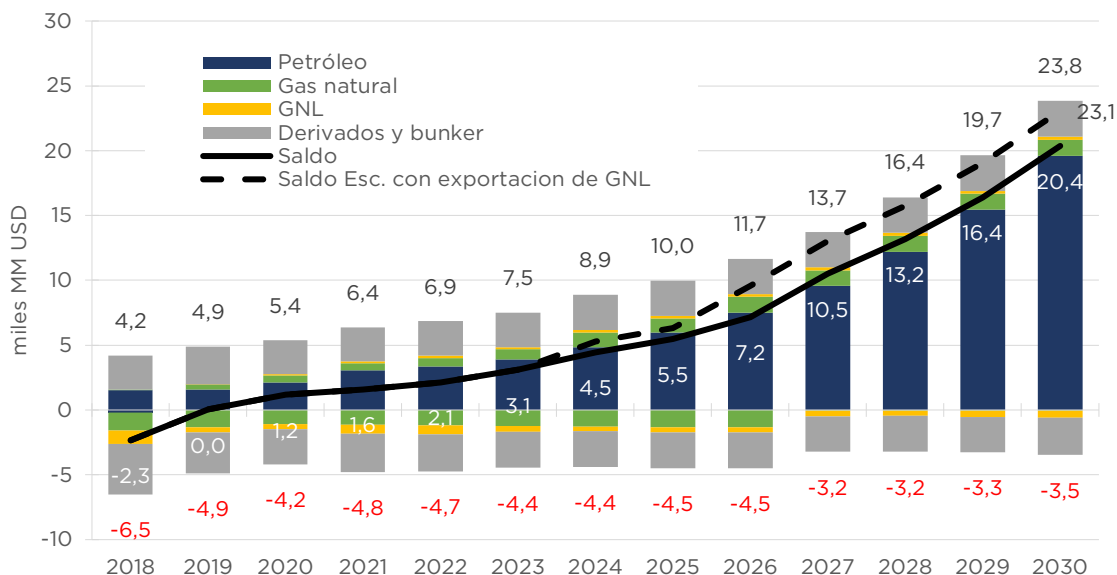
Gráfico N° 12-8: Balanza comercial energética en escenario tendencial de precios altos sin exportaciones de GNL, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

No obstante, al analizar la diferencia del saldo comercial en términos monetarios, esa brecha aumenta sensiblemente vs. la observada en el escenario de precios medios, alcanzando un monto de 2.700 MMUSD, debido al mayor precio unitario del GNL considerado en este análisis.

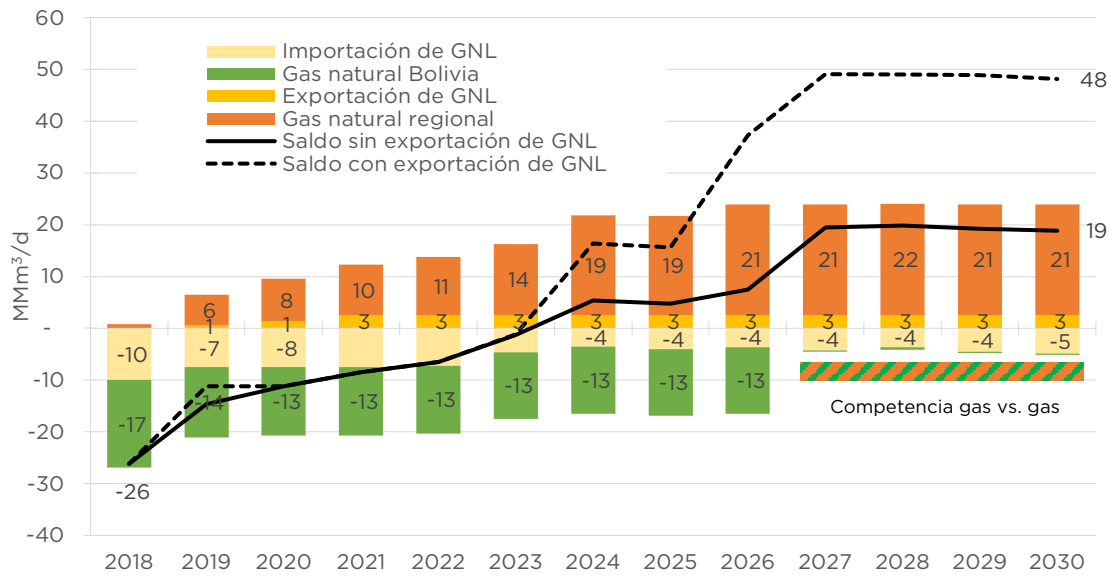
Gráfico N° 12-9: Balanza comercial energética en miles MMUSD en escenario tendencial de precios altos sin exportaciones de GNL, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En términos del comercio exterior de gas, como se comentara anteriormente la ausencia de exportaciones de GNL disminuye la demanda de verano de gas natural, lo que provoca que, dadas las restricciones en la modulación invernal de la producción, se necesite recurrir también a mayores importaciones de gas natural (o en caso de saturación de la capacidad, de líquidos) en invierno para abastecer el total de la demanda.

Gráfico N° 12-10: Comercio exterior de gas natural y GNL - Comparación en el escenario tendencial de precios medios, con y sin exportaciones de GNL, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

13. Emisiones de gases de efecto invernadero

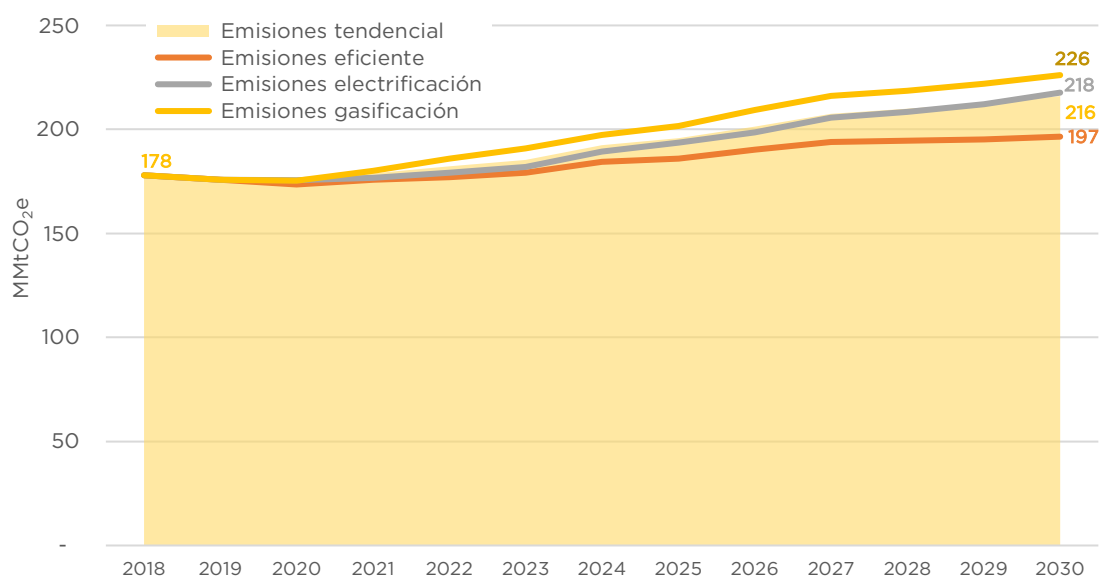
Las emisiones totales del sector energético resultan de la producción primaria, transformación y consumo final de la energía (demanda). Las emisiones son estimadas según el punto de la cadena energética donde se producen. En general, están asociadas a la quema de combustibles fósiles (categoría 1A de las directrices del IPCC), aunque también se generan emisiones de menor cuantía relativa en otros puntos, como en los procesos de extracción de hidrocarburos, en el transporte y tratamiento de gas natural y en la refinación (categoría 1B; Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles).

Es importante aclarar que, en el caso de las emisiones correspondientes al consumo final energético se consideran las que se producen todos los sectores⁸⁶ independientemente de la asignación que por responsabilidad o ámbito asigna la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático. Por ejemplo, las emisiones provenientes del consumo de energía del sector transporte o el consumo energético por parte de la industria están incorporadas en este cálculo. La estimación de las emisiones del sector energético fue computada mediante la metodología del Grupo Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático (IPCC) correspondiente al año 2006, con el que se presentan bienalmente los informes de actualización del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (BUR, por sus siglas en inglés).

A continuación se presenta un gráfico que se muestra la evolución de las emisiones totales del sector energético, mediante el cual se observa un incremento en términos en los 4 escenarios simulados, mientras que se reduce su intensidad. En el escenario eficiente las emisiones totales del sector energético aumentarían a un ritmo del 0,8% a.a. Por su parte, en el escenario tendencial se incrementarían al 1,6% anual acumulado. Dentro de los escenarios de políticas activas, las emisiones en el escenario de electrificación crecerían al 1,7% anual acumulado y en el de gasificación al 2,0% anual acumulado.

⁸⁶ Incluye *Actividades de quema de combustible* (1A: Industrias de la energía, Industrias manufactureras y de la construcción, Transporte y otros sectores), y *Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles* (1B).

Gráfico N° 13-1: Emisiones totales del sector energético, 2018-2030



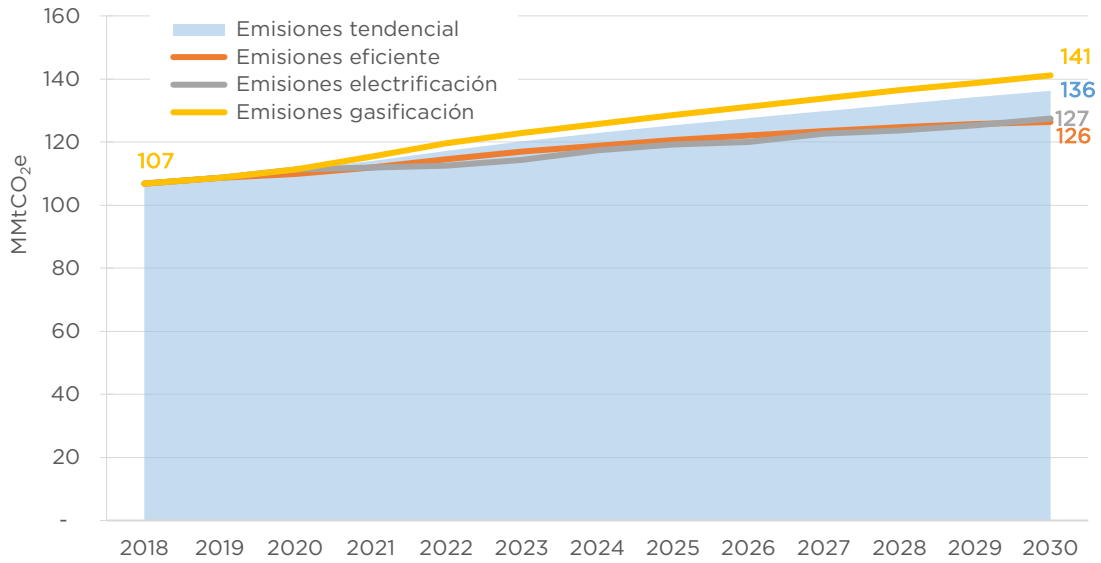
Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En estos escenarios se incrementarían de manera considerable las exportaciones de energía primaria tal como se observa en secciones anteriores. En ese sentido, aplicando las metodologías establecidas por el IPCC⁸⁷, las emisiones de quema de combustible exportado naturalmente no se contabilizan dentro del Inventario Nacional de nuestro país, aunque la mayor producción de hidrocarburos incrementa las emisiones fugitivas de Argentina como consecuencia del proceso productivo.

Al desagregar las fuentes de emisión en sus componentes se observan resultados heterogéneos. Por un lado, las políticas de inserción de energías renovables no convencionales sumadas a los proyectos hidroeléctricos y nucleares harían que el mix de generación pase de un 65% fósil a otro mix de generación donde aproximadamente dos tercios de la matriz de generación es libre de emisiones. Por otro lado, las emisiones resultantes de los incrementos de la demanda final, del aumento de la producción y de otras emisiones relacionadas a sectores de producción de energía aportan un incremento sobre el total. En el gráfico que se muestra a continuación se exhiben los resultados de la evolución de las emisiones correspondientes al consumo final para los cuatro escenarios.

⁸⁷ Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático. *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*. 2006.

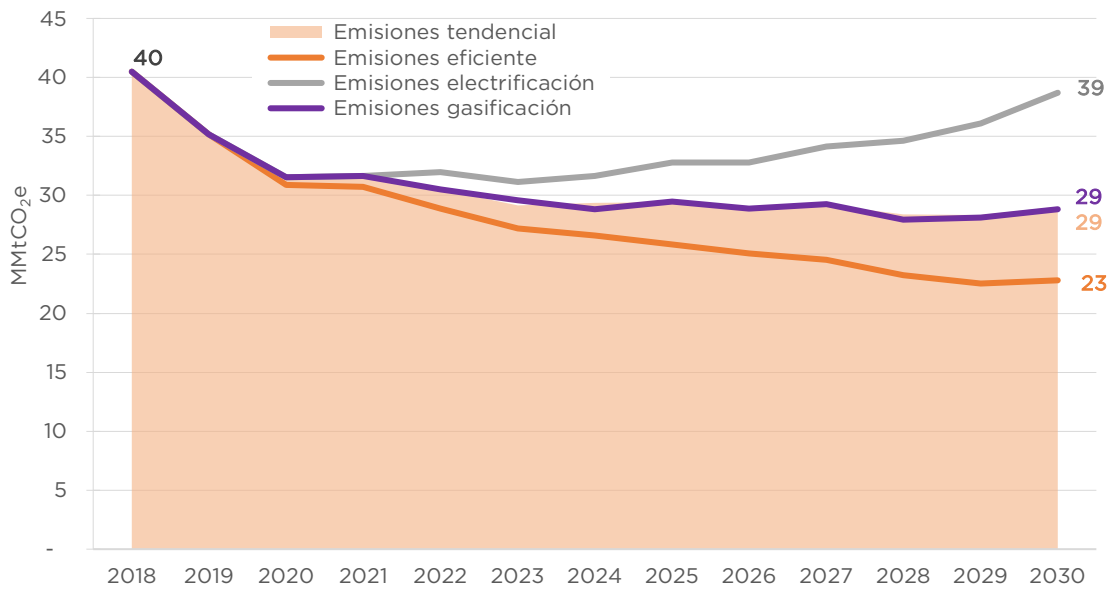
Gráfico N° 13-2: Emisiones de consumo final, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En cuanto a las emisiones provenientes de centrales eléctricas, se puede observar que al año 2030, y a excepción del escenario de electrificación masiva (como consecuencia de mayor gas utilizado en centrales), las emisiones disminuirían debido a la incorporación de energía nuclear, hidráulica, otras fuentes renovables y energía distribuida. En todos los escenarios se cumple en 2025 el objetivo de la ley 27.191, que establece lograr una contribución de las fuentes renovables no convencionales de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2025. Por otra parte, tal como se observa en los resultados de la sección 10, se incrementa dicho porcentaje estimando una contribución de dichas fuentes del veinticinco por ciento (25%) en 2030. De esta manera el mix de generación pasaría a provenir de una matriz energética más diversificada, incrementando el uso de los recursos renovables y buscando un punto de equilibrio entre costo, seguridad energética y disminución de emisiones GEI.

Gráfico N° 13-3: Emisiones en centrales eléctricas, 2018-2030



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

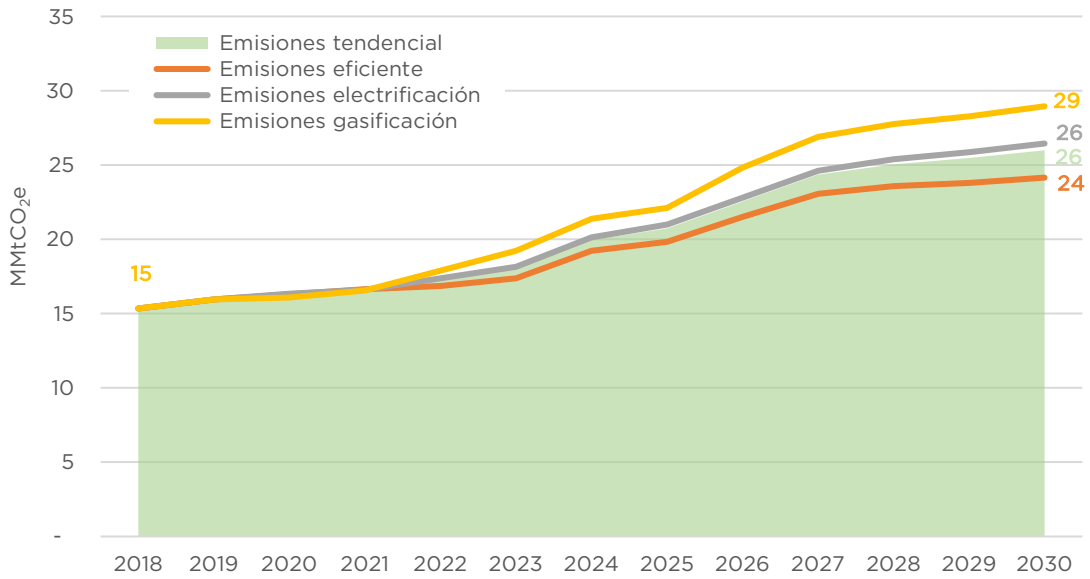
Según el escenario tendencial, la disminución en las emisiones de centrales sería de 11 MMtCO₂e, pasando de 40 MMtCO₂e en 2018 a 29 MMtCO₂e en 2030. Si, adicionalmente, se consideran medidas de eficiencia energética, dicha disminución alcanzaría los 17 MMtCO₂e.

Las emisiones fugitivas consideradas para el cálculo son las liberadas de forma intencional o no intencional de los gases de efecto invernadero que pueden ocurrir durante la extracción, el procesamiento y la entrega de los combustibles fósiles al punto de utilización final. Estas emisiones son expresadas en MMtCO₂e y son originadas en los escapes de los equipos (sin combustión), venteo, quema de antorcha, fugas y/o accidentes que se producen a lo largo de la cadena de producción.

Se consideran las emisiones según lo estipulado por las directrices IPCC 2006, empleando factores por defecto de emisión. Esta ecuación utiliza los respectivos datos de la industria del petróleo y del gas natural, y los factores de emisión correspondientes a dichos datos; el valor final resulta de la sumatoria de las emisiones correspondientes a cada actividad en la industria del petróleo y del gas natural.

En el caso del petróleo, los datos utilizados fueron: producción (m³), producción por buque (m³), producción por ductos (m³), cantidad procesada (m³), consumo (m³) y consumo gas licuado (m³). En el gas natural, los datos utilizados fueron: producción (m³), cantidad inyectada al sistema de transporte (m³) y cantidad inyectada al sistema de distribución (m³).

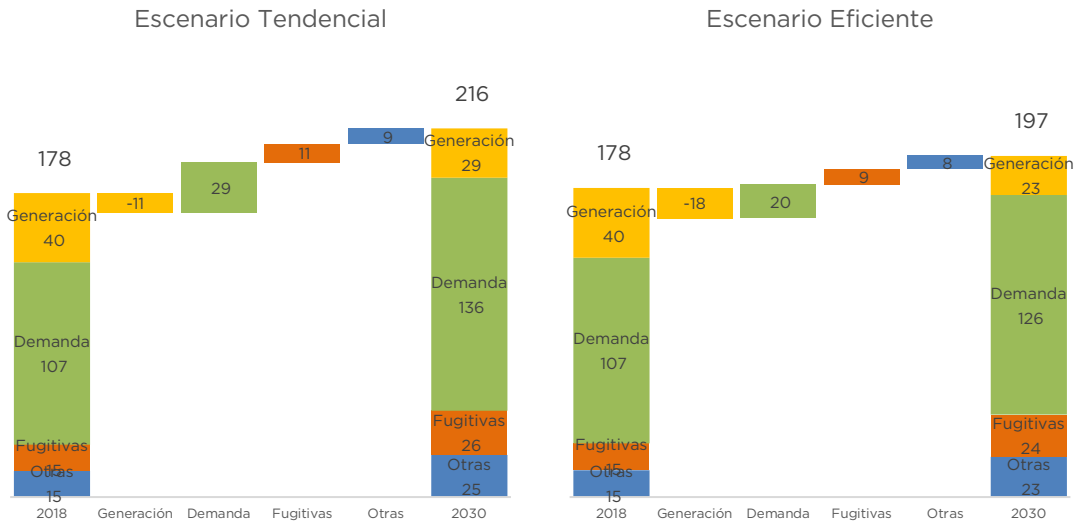
Gráfico N° 13-4: Emisiones fugitivas, 2018-2030

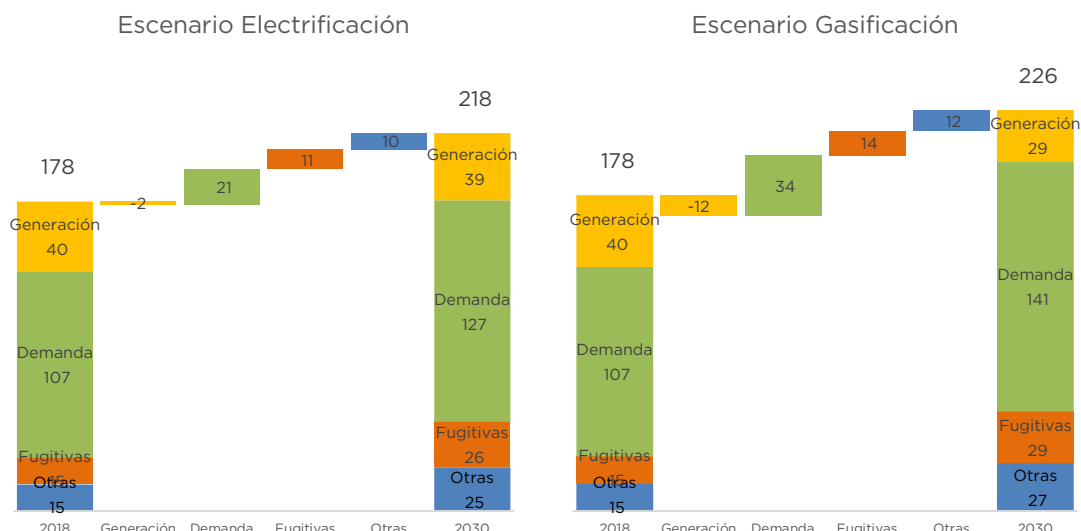


Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Los gráficos que se presentan a continuación muestran las emisiones para cada una de sus componentes en los escenarios y cómo, en cada uno de los segmentos, las emisiones crecen o disminuyen respecto de la base en 2018.

Gráfico N° 13-5: Emisiones de GEI por escenario a 2030 (en MMtCO₂e)





Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Como puede observarse, a excepción del escenario de electrificación masiva (que resulta casi neutral respecto del escenario tendencial), en el resto de los escenarios se observa la caída en las emisiones del sector energético al 2030 en el componente de generación, mientras que se incrementarían principalmente por la suba de la demanda final, seguida por las fugitivas y otros.

Al vincular las emisiones generadas de GEI en el sector energético con el consumo final de energía, se obtiene un indicador que vincula dichas emisiones por cada tep consumido. Como se puede observar en la siguiente tabla, este indicador disminuye su valor en todos los escenarios estimados a 2030.

Tabla N° 13-1: Emisiones de GEI por consumo final de energía

	2018		2030		
	Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación	
Emisiones por unidad de consumo final de energía tCO ₂ e/tep	3,32	3,14 (-0,5% a.a.)	3,11 (-0,5% a.a.)	3,26 (-0,2% a.a.)	3,01 (-0,8% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Teniendo en cuenta los importantes cambios en el mix de generación, resulta relevante la reducción que dicha modificación genera en las emisiones de centrales. Es por esto que la siguiente tabla vincula las emisiones estimadas a 2030 con la generación eléctrica total (tCO₂e/GWh) observándose el mismo resultado, una disminución de las emisiones equivalentes unitarias.

Tabla N° 13-2: Emisiones de GEI por GWh de generación total

	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Emisiones por GWh generado tCO ₂ e/GWh	289	155 (-5,2% a.a.)	137 (-6,2% a.a.)	170 (-4,5% a.a.)	154 (-5,2% a.a.)

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda

Durante el año 2018 el 64% de la generación provino del uso de combustibles fósiles. En 2030, esta contribución pasaría a 43% en el escenario de electrificación, 37% en el escenario tendencial, 36% en el escenario de gasificación y 32% en el escenario eficiente. Como se observa, estos indicadores reflejan que la relación pasa de 1/3 a 2/3 para la generación de fuentes libres de emisiones, bajando en algunos casos a menos de la mitad las emisiones por cada GWh generado.

Como resultado relevante, se destaca que todos los escenarios desarrollados a lo largo de este documento cumplirían con los compromisos internacionales asumidos por Argentina en el marco del Acuerdo de París e implicarían, *ceteris paribus*, una notable reducción de la participación del sector energético en su totalidad respecto de las emisiones objetivo de la NDC, representando el 41% y el 47% de las emisiones totales de la NDC, respectivamente, lo que brinda una base compatible con el desarrollo de una Estrategia de Largo Plazo (LTS, por sus siglas en inglés) de reducción de emisiones, como la que actualmente está desarrollando la República Argentina en el marco de lo establecido en el párrafo 19 del Artículo 4 del Acuerdo de París con el objeto de incrementar la ambición para contribuir a los esfuerzos globales en la mitigación del cambio climático.

14. Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático

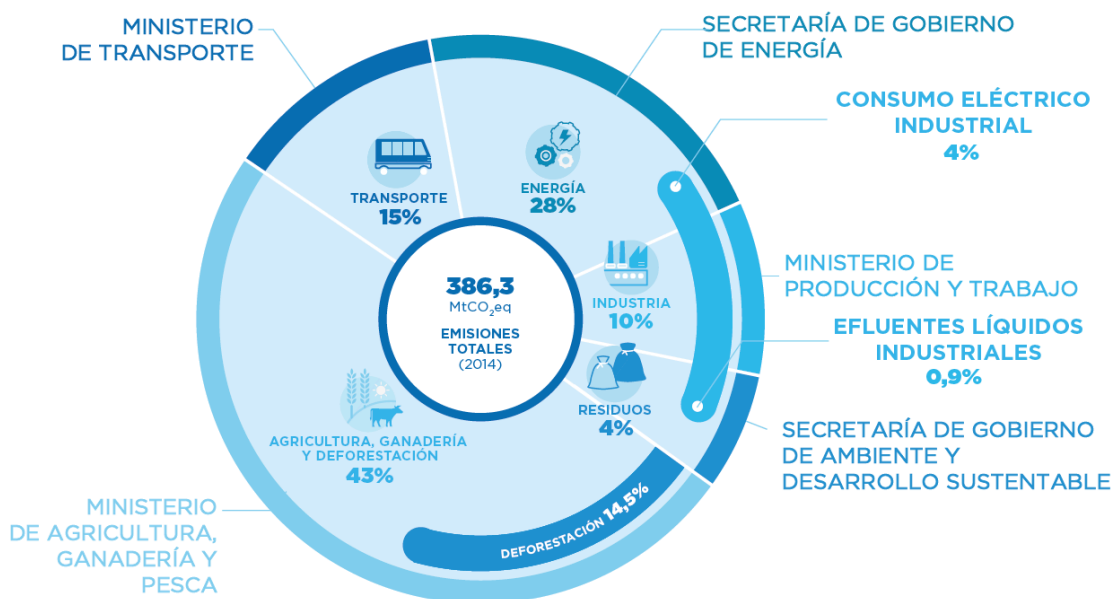
En el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático (GNCC) se desarrollaron Planes Sectoriales orientados al cumplimiento de la Contribución Determinada a Nivel Nacional presentada por la República Argentina a la CMNUCC. En función de dicho objetivo, se desarrollaron planes de acción sectoriales en función de las competencias de cada una de las jurisdicciones integrantes del GNCC.

Los planes de acción sectoriales constituyen un importante paso para desarrollar el Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático que responda integralmente a la necesidad de Argentina de hacer frente, de manera coordinada y eficiente, a los desafíos que implica el cambio climático en dos aristas:

- i. La promoción e implementación de medidas de adaptación al cambio climático, en especial en aquellas poblaciones, actividades productivas y ecosistemas particularmente vulnerables.
- ii. El desarrollo de políticas, medidas y acciones que contribuyan a limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), sin comprometer el desarrollo sustentable del país.

El siguiente gráfico muestra la distribución de las emisiones de GEI asignadas según dichas competencias.

Gráfico N° 14-1: Inventario de emisiones GEI según organismo de aplicación. 2014



Fuente: GNCC, Informe de actividades 2017, SAyDS.

Como puede observarse, las emisiones bajo las competencias de la Secretaría de Gobierno de Energía representaban el 28% del inventario de emisiones de GEI en 2014. Para llegar al total de emisiones computadas en términos de “Energía” a este porcentaje debe adicionársele a fines de computar las emisiones totales del sector energético las emisiones imputadas en el marco del GNCC al Ministerio de Transporte (15%) y un 10% proveniente de otras dependencias de manera de arribar al 53% que representa en términos del total (193 MMtCO₂e).

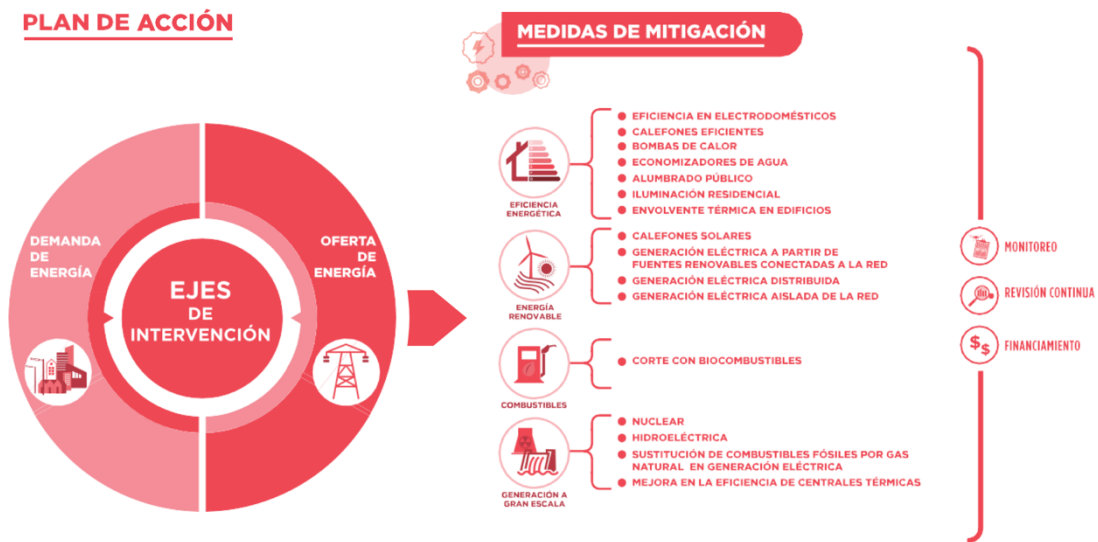
El objetivo del Plan de Acción de Energía y Cambio Climático es planificar la implementación de las medidas contenidas en la Contribución Determinada a Nivel Nacional bajo la jurisdicción de la Secretaría de Gobierno de Energía, con el fin de acompañar el desarrollo del país cumpliendo con los compromisos asumidos en materia de cambio climático.

La visión estratégica del Plan de Acción contempla que, para el año 2030, la Argentina habrá implementado políticas, acciones y medidas para el abastecimiento asequible de energía de manera limpia, confiable y sostenible, acompañando el crecimiento productivo y poblacional e incorporando el uso responsable de la energía a través de la promoción de la eficiencia energética como eje rector, logrando una reducción sustancial de las emisiones de GEI y mecanismos de adaptación al cambio climático que reduzcan la exposición al riesgo y la vulnerabilidad social y de los sistemas energéticos.

a. Acerca del Plan Nacional de Mitigación de Energía y Cambio Climático.

La siguiente figura esquematiza la estructura y los ejes de intervención del plan, describiendo las distintas medidas de mitigación consideradas en el Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático.

Gráfico N° 14-2: Estructura del Plan de Acción de energía y cambio climático



Fuente: Plan de Acción de Energía y Cambio Climático – Secretaría de Gobierno de Energía y Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Las medidas y acciones de mitigación para el sector energético consideradas en la Contribución Determinada a Nivel Nacional se estructuran en dos ejes centrales correspondientes a la oferta y la demanda de energía.

Según el Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático elaborado en 2017, en su conjunto, las medidas identificadas permitirían una reducción de emisiones en el sector energético para el año 2030 de 77,4 MMtCO₂e. Este objetivo sectorial de reducción de emisiones de GEI contribuirá de manera significativa al cumplimiento de la meta de la Contribución Determinada a Nivel Nacional. Como se mencionara, las medidas referidas al sector transporte se encuentran detalladas en el Plan de Acción Nacional de Transporte y Cambio Climático, así como las medidas referidas al sector industrial en su correspondiente plan.

No obstante, debido al carácter sistémico de toda la cadena energética, es importante destacar que diversas medidas que pueden darse en el ámbito de aplicación de otras jurisdicciones tendrán también impacto en el sector energético, tanto en términos de creación de nuevas demandas o modificaciones en la matriz de abastecimiento. En consecuencia, independientemente de los ámbitos de aplicación establecidos en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático, resulta necesario abordar la cuantificación de las medidas de mitigación en forma conjunta debido a su

influencia en el despacho eléctrico y de gas natural, evitando los inconvenientes propios de obtener óptimos locales en detrimento de una optimización global.

Asimismo, mediante un conjunto de medidas adicionales a las comprometidas en la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Argentina se podrían lograr ahorros adicionales por un total de 21,0 MMtCO₂e, lo cual llevaría a reducciones de 98,4 MMtCO₂e para el año 2030. Esto sucedería siempre y cuando se superen las barreras para la implementación de estas medidas adicionales, que actualmente fundamentan su condicionalidad. Muchas de estas medidas fueron previamente presentadas en la sección de metodología de estimación de las demandas al considerar las políticas de ahorro y eficiencia energética mientras que otras fueron esbozadas en la incorporación de fuentes limpias a la matriz de generación eléctrica en su correspondiente apartado.

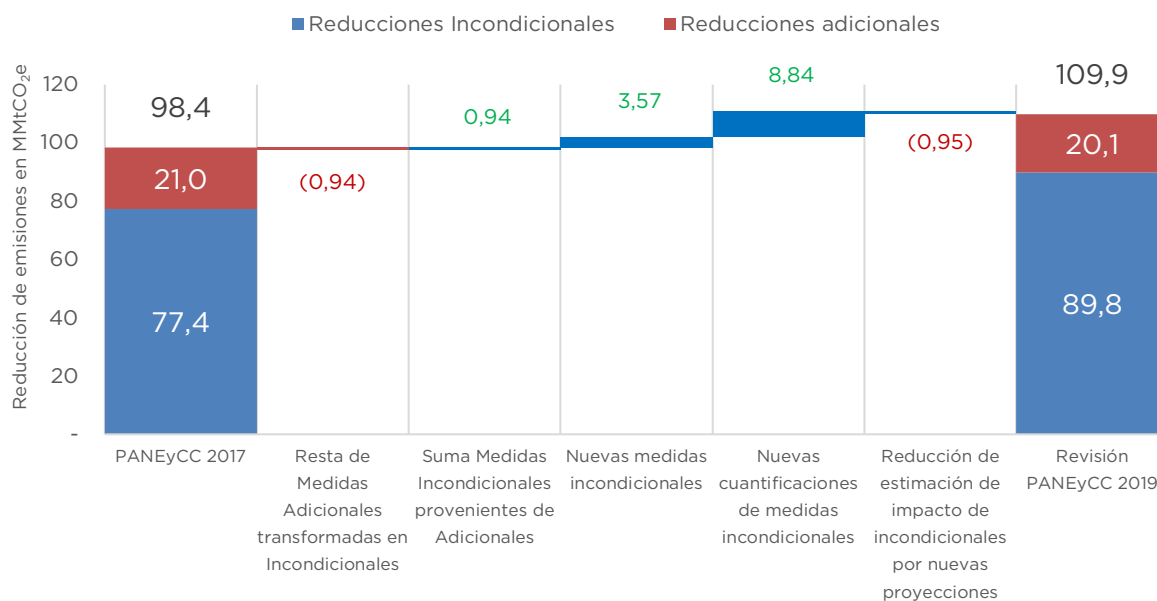
Dicho plan de acción fue revisado en 2019, y su anexo de revisión, de próxima publicación, arroja como resultado relevante que las medidas incondicionales pasan de representar una reducción de emisiones de 77,4 MMtCO₂e en el PANeCC 2017 a 89,8 MMtCO₂e en esta revisión, incrementándose el compromiso de reducción de emisiones atribuible a estas medidas en 16%, mientras que la cuantificación de las medidas adicionales se ve reducida en 0,94 MMtCO₂e, resultando en 20,1 MMtCO₂e, por lo que entre las medidas incondicionales y las adicionales totalizarían una reducción de 109,9 MMtCO₂e.

El siguiente gráfico presenta las principales variaciones. A grandes rasgos se observa, en primer lugar, se observa la incorporación debida a la cuantificación de medidas que habían sido catalogadas como “nuevas” en el Plan, que pasan a computarse como incondicionales a partir de esta revisión⁸⁸, sumando una reducción incondicional de 8,84 MMtCO₂e. En segundo lugar, se suman “nuevas medidas incondicionales” vinculadas a los incrementos del compromiso incondicional en generación eléctrica distribuida, generación hidroeléctrica y corte de biocombustibles, que resultan en un incremento de 3,57 MMtCO₂e en compromisos incondicionales. Por otra parte, se presenta una transferencia de 0,94 MMtCO₂e correspondientes a medidas anteriormente contempladas como “adicionales” que en esta revisión han pasado a categorizarse como incondicionales, y por último, se muestra una reducción de 0,95 MMtCO₂e vinculada al recálculo del impacto de algunas medidas asociado principalmente a los plazos de ejecución de los proyectos.

Seguidamente se presentan las variaciones por grandes rubros resultantes de los cambios en el cómputo de las medidas de mitigación contempladas en esta revisión en relación a las medidas presentes en el Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático en su edición 2017.

⁸⁸ Sustitución de combustibles fósiles carbono intensivos (carbón, fueloil y diésel) por gas natural para la generación de energía eléctrica conectada a red y aumento de la eficiencia en la generación.

Gráfico N° 14-3: Diferencias en la reducción de emisiones entre el PANEyCC 2017 y su revisión



Fuente: Plan de Acción de Energía y Cambio Climático (Anexo Revisión 2019) - Secretaría de Gobierno de Energía y Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Cada una de estas medidas está brevemente caracterizada en el documento y, para la mayoría de ellas, se estimó el impacto en materia de ahorro de emisiones como resultado de su implementación hasta el año 2030 como horizonte temporal de referencia. No obstante, todas las cuantificaciones se realizaron en función de parámetros y supuestos vigentes al momento de la estimación y elaboración del presente Plan. Los valores obtenidos se modificarán y actualizarán en función de la disponibilidad de nuevos datos, de la actualización de supuestos y de los ajustes por interacción entre medidas.

Asimismo, se requiere en el corto plazo realizar un análisis en profundidad de las interacciones entre las medidas y un mayor ajuste de los aspectos vinculados con el financiamiento actual y futuro para la implementación de las medidas, que se desarrollará en etapas subsiguientes del plan de trabajo.

i. Eje de oferta de energía: medidas de mitigación

- Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red:** La medida tiene como objetivo reducir las emisiones de GEI producidas por la generación eléctrica, a través de la instalación de centrales de generación a partir de fuentes renovables no convencionales. Incluye plantas eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (de potencia menor a 50 MW) y generación a partir de biogás y biomasa, entre otras fuentes renovables.

- **Generación eléctrica distribuida:** Contempla la generación de electricidad a nivel residencial y comercial/industrial pequeño, conectada a la red, empleando fuentes renovables. Esta medida propone que una parte de la generación se realice directamente en los puntos de consumo, disminuyendo la carga sobre los sistemas de transporte y distribución de energía.
- **Calefones solares:** La medida contempla la utilización de sistemas solares térmicos para calentamiento de agua.
- **Corte con biocombustibles:** Considera la utilización de combustibles de origen vegetal (biodiésel y bioetanol) para corte de combustibles de origen fósil en el transporte carretero.
- **Generación hidroeléctrica:** Incluye la generación de electricidad a partir de aprovechamientos hídricos de gran escala (mayores a 50 MW) conectados a la red.
- **Generación nuclear:** Considera la incorporación de nuevas centrales nucleares para la generación de energía eléctrica.
- **Generación eléctrica aislada de la red:** Donde se incluye la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en viviendas e instalaciones públicas rurales que no tienen acceso a la red de distribución de energía eléctrica.
- **Sustitución de fósiles con mayor factor de emisión por gas natural en la generación eléctrica:** La medida consiste en la sustitución de combustibles fósiles carbono intensivo (carbón, fueloil y diésel) por gas natural para la generación de energía eléctrica conectada a la red.
- **Mejora en la eficiencia de centrales térmicas:** La medida se enfoca en la conversión del parque generador para incrementar su eficiencia.

ii. Eje de demanda de energía: medidas de mitigación

- **Economizadores de agua:** La medida plantea la utilización de dispositivos reguladores del caudal de agua en los grifos para reducir su consumo y el consecuente consumo de combustible para su calentamiento.
- **Alumbrado público:** La medida considera la incorporación de luminarias de mayor eficiencia energética en los sistemas de alumbrado público.
- **Eficiencia en electrodomésticos:** La medida incluye la actualización del parque de electrodomésticos por equipos de mayor eficiencia. La medida incondicional está orientada al etiquetado principalmente de heladeras, lavarropas y equipos de acondicionamiento de aire e incluye también la incorporación de equipos con reducción de consumo en stand-by.
- **Bombas de calor:** La medida considera el reemplazo de estufas de tiro balanceado por equipos de acondicionamiento de aire frío-calor (bombas de calor).

- **Envoltente térmica en edificios:** La medida considera la mejora de las aislaciones de las viviendas residenciales y el uso de materiales innovadores que mejoren la envoltente térmica del edificio, para reducir los consumos de combustibles y de electricidad para la climatización.
- **Calefones eficientes:** La medida apunta a la utilización de calefones y termotanques de mayor eficiencia, sin piloto y a la sustitución de los termotanques por calefones.
- **Iluminación residencial:** Esta medida considera el reemplazo de las lámparas convencionales por iluminación LED en el sector residencial

Cada una de estas medidas se encuentra brevemente caracterizada en el documento del plan⁸⁹ y, para la mayoría de ellas, se estimó el impacto en materia de ahorro de emisiones como resultado de su implementación, hasta el año 2030 como horizonte temporal de referencia. No obstante, todas las cuantificaciones se realizaron en función de parámetros y supuestos vigentes al momento de la estimación y elaboración del plan en cuestión. Los valores obtenidos se modificarán y actualizarán en función de la disponibilidad de nuevos datos, a la actualización de supuestos y a los ajustes por interacción entre medidas.

La cuantificación individual de cada medida en el plan tiene como objetivo apoyar la planificación interna en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático. El compromiso ante la comunidad internacional es la meta absoluta establecida en la Contribución Determinada a Nivel Nacional.

Cabe destacar que el plan de acción sectorial de energía presenta partes de su estructura en desarrollo y se elaborarán, complementarán o ajustarán progresivamente. Por otra parte, las hojas de ruta de las medidas de mitigación constituyen contenidos sometidos a una mejora continua.

iii. Esquema de monitoreo

En el Plan de Acción de Energía y Cambio Climático se detallan las hojas de ruta, donde se describe el posible camino de implementación de cada medida, incluyendo los organismos responsables de su ejecución, las barreras y los instrumentos regulatorios y económicos que posibilitan actual o potencialmente la implementación. Además, se menciona el financiamiento existente y necesario para desarrollar las medidas y se presentan los indicadores y las variables que permitirán realizar el seguimiento y monitoreo del cumplimiento de los objetivos cuantitativos asumidos. El monitoreo de las medidas contenidas en la NDC se realizará progresivamente, a medida que los datos para medir los indicadores seleccionados estén disponibles⁹⁰.

⁸⁹Fuente: <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales/energia>

⁹⁰El seguimiento de algunos de estos indicadores, como las medidas de generación a gran escala, energías renovables y biocombustibles, ya se encuentra disponible en el sitio web de la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados> (solapa monitoreo)

A continuación se sintetizan los indicadores y variables que permitirán realizar un seguimiento y monitoreo de los resultados de las medidas planificadas y de sus avances para el cumplimiento de los objetivos.

Tabla N° 14-1: Medidas e indicadores de Monitoreo del Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático

Medidas	Indicadores de Monitoreo
Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red: <ul style="list-style-type: none"> ○ Solar ○ PAH ○ Eólica ○ Biomasa ○ Biogás 	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de plantas operativas nuevas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año, ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Generación total (MWh) de plantas operativas nuevas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor de plantas del año ○ Valor de plantas acumuladas desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
Generación eléctrica distribuida	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de plantas operativas nuevas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año, ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Generación total (MWh) de plantas operativas nuevas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor de plantas del año ○ Valor de plantas acumuladas desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
Corte con biocombustibles	<ul style="list-style-type: none"> • Generación total (MWh) de plantas operativas nuevas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor de plantas del año ○ Valor de plantas acumuladas desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Volumen de biodiésel utilizado en el segmento de ómnibus urbanos: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año, ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Cantidad de vehículos flex fuel por tipo incorporados al parque: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030

Medidas	Indicadores de Monitoreo
Generación hidroeléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de plantas operativas nuevas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año, ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida • Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
Generación nuclear	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de plantas operativas nuevas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año, ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Generación total (MWh) de plantas operativas nuevas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor de plantas del año ○ Valor de plantas acumuladas desde el inicio de la medida Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Cantidad de centrales con financiamiento: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Cantidad de centrales en construcción: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
Generación eléctrica aislada de la red	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de instalaciones operativas nuevas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Generación total de instalaciones operativas nuevas <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor de instalaciones del año ○ Valor de instalaciones acumuladas desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Cantidad de instalaciones con financiamiento otorgado que comenzarían a construirse en los próximos dos años. • Generación total de instalaciones con financiamiento otorgado que comenzarían a construirse en los próximos dos años. • Cantidad de instalaciones en construcción que comenzarían a operar en los próximos dos años. • Generación total de instalaciones en construcción que comenzarían a operar en los próximos dos años.
Sustitución de fósiles con mayor factor de emisión por gas natural en la generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Generación (MWh) por tipo de combustible: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

Medidas	Indicadores de Monitoreo
Mejora en la eficiencia de centrales térmicas	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de unidades convertidas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Generación (MWh) por tipo de tecnología: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Consumo de combustible por tipo de tecnología: valor del año, valor acumulado desde el inicio de la medida y porcentaje <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
Economizadores de agua	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de economizadores de agua vendidos: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Gas natural consumido para determinar el gas ahorrado (m³) por año: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Energía eléctrica consumida para determinar la energía eléctrica ahorrada (MWh) por año: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
Calefones solares	<ul style="list-style-type: none"> • m² de colectores instalados (Se determina mediante ventas de equipos, por tipo de tecnología y zona): <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Potencia (MWth) instalados: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Millones de m³ de gas natural equivalente ahorrado por año, calculado por la implementación del equipamiento de energía solar térmica.
Alumbrado público	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia instalada para determinar la potencia ahorrada (MW), según tecnología: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Estimación de la energía ahorrada (MWh/año) en base a la potencia ahorrada y a las horas de uso, según tecnología: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Cantidad de luminarias instaladas por tipo: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
Eficiencia en electrodomésticos	<ul style="list-style-type: none"> • Ventas de electrodomésticos por año, según eficiencia: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Energía consumida para determinar la energía ahorrada (MWh) por año, por electrodoméstico: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

Medidas	Indicadores de Monitoreo
Bombas de calor	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de aires acondicionados frío-calor vendidos: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030 • Cantidad de estufas de tiro balanceado vendidas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030 • Cantidad de estufas de tiro normal vendidas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Energía eléctrica consumida a nivel residencial (MWh) por año <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Gas natural consumido a nivel residencial (Mm3) por año: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
Envolvente térmica en edificios	<ul style="list-style-type: none"> • Consumo residencial de electricidad (kWh/m2): <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Consumo residencial de electricidad (kWh/habitante): <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Consumo residencial de gas natural (Mm3/m) <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Consumo residencial de gas natural (Mm3/habitante): <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Cantidad de viviendas sociales construidas con los nuevos estándares de eficiencia energética al año <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Cantidad de edificaciones certificadas según norma IRAM 11.900 v2017: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Cantidad de profesionales capacitados para certificar viviendas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
Calefones eficientes	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de calefones vendidos por clase de eficiencia: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030. • Cantidad de termostatos vendidos por clase de eficiencia: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.
Iluminación residencial	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de lámparas vendidas por tipo: <ul style="list-style-type: none"> ○ Valor del año ○ Valor acumulado desde el inicio de la medida ○ Porcentaje de avance con respecto al objetivo al 2030.

Fuente: Plan de Acción de Energía y Cambio Climático (Anexo Revisión 2019) – Secretaría de Gobierno de Energía y Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

b. Acerca del capítulo de Adaptación del Plan Nacional de Energía y Cambio Climático

A fines del año 2019, con financiamiento del Fondo Verde para Clima, Argentina está elaborando su la estrategia de Adaptación al Cambio Climático liderada por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático.

Dicha estrategia se refiere al conjunto de acciones tendientes a desarrollar capacidades preventivas y de respuesta, ante los posibles impactos adversos provocados por eventos climatológicos extremos. Estas incluyen la generación de información y conocimiento sobre la vulnerabilidad, así como las iniciativas y medidas encaminadas a reducir la vulnerabilidad de los sistemas ante los efectos reales o esperados de un Cambio Climático. Esto se realiza con el objeto de asegurar el cumplimiento de las metas presentadas en la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Argentina en el marco del Acuerdo de París. La meta comprometida en la Contribución Determinada a Nivel Nacional en lo que respecta a adaptación es diseñar e implementar un Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático de la República Argentina.

Las iniciativas en torno a la construcción del Plan Nacional de Adaptación de Energía y Cambio Climático promueven el avance en la agenda de adaptación del sector energético, trazando una estrategia y línea de acción para su confección.

Con este objeto se realiza un diagnóstico preliminar con una descripción de los principales aspectos del sector energético que tendrán relación con cuestiones de adaptación al Cambio Climático, focalizándose en generación, transporte y distribución de energía, así como características de la demanda energética y se lanzarán una serie de estudios que servirán como base para futuras discusiones y análisis. Esto permitirá sentar las bases para el análisis de cómo los efectos del Cambio Climático podrían afectar al sector, sus vulnerabilidades, riesgos, amenazas, brechas de conocimiento y posibles propuestas de adaptación del sector.

Según la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la CMNUCC, en el país se han observado cambios en el clima desde la segunda mitad del siglo pasado que, de acuerdo con las proyecciones de los modelos climáticos, podrían intensificarse o al menos no se revertirían en este siglo.

Ejemplos de los potenciales impactos negativos del Cambio Climático en el sector energético son el aumento de eventos extremos climáticos puede dañar la infraestructura o interrumpir el abastecimiento de energéticos (energía eléctrica y combustibles); pueden afectar la generación (dañar los paneles solares, los molinos eólicos, eficiencias de sistemas de generación), y la infraestructura de transmisión y distribución eléctrica, afectando su estabilidad.

En particular, según la Tercera Comunicación Nacional, la demanda de electricidad y gas natural de los centros urbanos densamente poblados puede ser afectada sensiblemente por el Cambio Climático debido a la variación en las condiciones térmicas extremas. Asimismo, podrían sufrir impactos significativos la generación hidroeléctrica asociada a los caudales de los ríos, así como la infraestructura de la red de transporte y distribución como consecuencia de vientos severos y por variaciones en los patrones de precipitación.

La siguiente tabla muestra una síntesis de los principales riesgos identificados en el relevamiento preliminar del Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático.

Tabla N° 14-2: Síntesis de riesgos identificados en el relevamiento preliminar del Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático

Recurso	Riesgo sobre el recurso
Hidroeléctrica	Cambios en los patrones de lluvia: Modificación de los flujos de los ríos: <ul style="list-style-type: none"> - Menor generación hidroeléctrica - y en el caso contrario impactan en la infraestructura. Disminución de la capacidad para amortiguar sequías <ul style="list-style-type: none"> - Menor generación hidroeléctrica Derretimiento de glaciares <ul style="list-style-type: none"> - Impacto en los caudales de los ríos.
Térmica	Olas de calor: <ul style="list-style-type: none"> - Disminución de la capacidad de refrigeración. - Reducción de la eficiencia de las máquinas térmicas. Disminución de precipitaciones: <ul style="list-style-type: none"> - Reducción de la disponibilidad de agua para procesos de enfriamiento. Inundaciones: <ul style="list-style-type: none"> - Potenciales daños a la infraestructura.
Solar	Alta nubosidad y olas de calor: <ul style="list-style-type: none"> - Reducción de la eficiencia de la generación de energía fotovoltaica. Vientos fuertes, lluvias y episodios de granizos intensos: <ul style="list-style-type: none"> - Potenciales daños a las instalaciones de los paneles. Olas de calor: <ul style="list-style-type: none"> - Disminución del rendimiento de los paneles.
Eólica	Cambios repentinos en la dirección, velocidad promedio y temporalidad de los vientos: <ul style="list-style-type: none"> - Puede afectar negativamente a la desempeño de turbinas y por ende a la generación. Vientos extremos: <ul style="list-style-type: none"> - Pueden afectar los factores de carga. - Potenciales daños a los equipos. - Cambios en los requerimientos de diseño.
Nuclear	Olas de calor y sequía: <ul style="list-style-type: none"> - Incremento de la temperatura del agua reduciendo la eficiencia térmica. - Menor disponibilidad de agua podría dificultar los procesos de refrigeración.

Recurso	Riesgo sobre el recurso
Biomasa	<p>Disminución de precipitaciones de lluvia:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reducción de la disponibilidad de agua para procesos de enfriamiento y producción. - Impacto en el crecimiento de plantaciones de maíz, soja y caña de azúcar para biocombustibles. <p>Olas de calor:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reducción de la eficiencia de la planta. <p>Incremento de CO₂ atmosférico</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mayor crecimiento de biomasa a causa de la mayor disponibilidad atmosférica de CO₂.
Transmisión eléctrica	<p>Olas de calor:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reducción en la capacidad de transmisión eléctrica por la sobrecarga en los transformadores y líneas de transmisión. <p>Vientos extremos e Incremento de la precipitación media anual :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Puede ocasionar daños a la infraestructura.
Distribución eléctrica	<p>Olas de calor:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga de los transformadores dejándolos fuera de servicio. <p>Sequía extrema:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Efectos sobre los aisladores de líneas y estaciones transformadoras, aumentando la probabilidad de contorneo y falla. <p>Inundaciones y vientos fuertes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potenciales daños a los centros de transformación y pueden generar cortes de fases por caída de árboles, ramas y postes eléctricos.
Demanda eléctrica	<p>Olas de calor:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Incremento de la demanda eléctrica por el mayor uso de equipos de acondicionamiento de aire para refrigeración. <p>Cambios de temperatura en periodos estacionales imprevistos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Disminución del uso de calefacción, y por lo tanto una disminución en la demanda. - Incremento del uso de calefacción o incremento del uso de refrigeración, ocasionando problemas de capacidad de respuesta ante la demanda.

Fuente: Plan de Acción de Energía y Cambio Climático (Anexo Revisión 2019) – Secretaría de Gobierno de Energía y Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

El documento base se encuentra a noviembre de 2019 en estado de elaboración. Se ha presentado un borrador con un relevamiento parcial que será incluido en la primera versión preliminar del Plan Nacional de Adaptación y en la revisión 2019 del Plan Nacional de Energía y Cambio Climático. Ambos se encontrarán disponibles en el sitio web de la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable⁹¹.

⁹¹ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales>

15. Consideraciones finales

Si bien los avances en materia de recopilación de información existente, análisis de datos y modelización sectorial realizados en los últimos años han permitido la confección de escenarios energéticos hacia 2030 con un razonable nivel de detalle y consistencia basándose en políticas existentes y futuras opciones de políticas, resulta necesario continuar profundizando en aspectos clave de la oferta y demanda de energía subsectorial, y abrir nuevos campos de investigación para la prospectiva.

La regionalización de los datos y los análisis de oferta y demanda de energía a nivel regional, provincial y local es un campo de trabajo indispensable para alcanzar un conocimiento más profundo y detallado de los recursos energéticos existentes, su consumo real y potencial, y sobre cómo se distribuye espacialmente, resultando habilitante para un diseño más preciso y adecuado de las políticas públicas en la materia. En este sentido, resulta necesario establecer mecanismos específicos que permitan acceder a información con ese nivel de desagregación en tiempo y forma. Durante los años 2018 y 2019 se han producido avances firmes en esa dirección mediante la cooperación de la SGE con las Provincias y con la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, que entregó como producto la colección de Balances Energéticos Provinciales⁹².

En esta línea, para sustentar y enriquecer los procesos de recolección y control de la información y los estudios regionales, será necesario recurrir al uso de herramientas de georreferenciación, idealmente asociadas a datos administrativos. La futura ampliación del modelo energético integrado prevé la incorporación de más información cartográfica y una ampliación de los resultados del modelo para analizar las condiciones locales del sector.

Asimismo, la recuperación del dinamismo de los intercambios energéticos con los países de la región (en particular mediante las exportaciones de gas natural a Chile), exige mejorar los desarrollos metodológicos vinculados con la integración regional, en particular en gas natural y en electricidad, brindando también la oportunidad de la realización de trabajos conjuntos de prospectiva que permitan analizar con mayor detalle las opciones de complementación y competencia en el cono sur.

A los fines de fortalecer la continuidad técnica de los desarrollos en términos de planeamiento energético de corto, mediano y largo plazo, será necesario no solo armonizar las diferentes fuentes de información, sino también acelerar los procesos y facilitar el intercambio de conocimiento entre expertos de las diferentes dependencias de la Administración Pública Nacional y de las

⁹² Al respecto, ver: Dirección Nacional de Información Energética: *Balances Energéticos Provinciales, Notas metodológicas y consolidación de la información*. 2018. (<http://datos.minem.gob.ar/dataset/balances-energeticos/archivo/41016f41-5e3c-4857-84d9-49ee0e2ba2ff>).

administraciones provinciales y municipales, así como el intercambio de aquellos con los actores del sector privado.

La magnitud de las interrupciones tecnológicas atravesadas por el sector energético durante los últimos años, así como las que posiblemente puedan surgir en los próximos años tanto en la producción como en el uso de la energía —especialmente en un contexto de digitalización transversal—, tornan cada vez más desafiante la tarea de la prospectiva, ya que estos factores tendrán una incidencia significativa en el corto, mediano y largo plazo.

Dado que para el desarrollo de estos escenarios fue utilizado un conjunto de modelos económicos-ingenieriles y ambientales, la mencionada interrupción tecnológica genera la necesidad de obtener mayor granularidad en el análisis de cada subsector energético. Esto requerirá del enriquecimiento de la modelización del sistema energético integral existente a partir del uso de nuevos modelos específicos para cada mercado. Mientras que el modelo integrado provee información general del sector en el mediano y largo plazo, también resulta importante utilizar herramientas adicionales de modelización subsectorial y la realización de estudios especiales para contrastar los resultados de nivel agregado, y estudiar y verificar su operación.

Los programas de ahorro y uso eficiente de energía que se incorporaron en el presente informe han sido y serán objeto de estudio permanente en el análisis de la demanda de energía. Es necesario profundizar en el conocimiento y en la elaboración y desarrollo de las políticas de ahorro y uso eficiente hacia el interior de cada uno de los sectores demandantes: residencial, industrial, comercial, servicio público, transporte, etc. Esta tarea se nutrirá en gran medida de los estudios y propuestas que se elaboran en las áreas específicas de la Secretaría de Gobierno de Energía, particularmente a la luz del proyecto de construcción del Balance de Energía Útil de Argentina y con la reciente incorporación del módulo energético en el marco de la Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares relevada entre 2017 y 2018, y cuyos resultados finales estarán disponibles a fin del 2019 de acuerdo con calendario del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

Otro factor importante para considerar es el análisis de las implicancias ambientales de los escenarios evaluados y su internalización a los costos del sistema. El problema del cambio climático condicionará la competitividad de los países y de las industrias, tanto en términos de su impacto natural como de política internacional.

En el año 2020 la República Argentina deberá presentar en el marco del Acuerdo de París su estrategia de largo plazo con horizonte al año 2050, por lo que la experiencia de modelación que surgió de este ejercicio, sumado a los resultados del proceso “Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050” y de la experiencia recogida en el ejercicio

“Escenarios Energéticos Argentina 2040⁹³” resultan de suma utilidad para la construcción del apartado energético de dicha estrategia.

El desarrollo de la estrategia de largo plazo requerida por el Acuerdo de París impone grandes desafíos para la modelización de un escenario ambicioso, responsable y posible, y para el diseño de políticas que resulten en un desarrollo compatible con las trayectorias hacia 2050 que mantengan el aumento de la temperatura media global muy por debajo de 1,5°C y 2°C respecto de los niveles de la era preindustrial. Esto exigirá esfuerzos para conjugar esta necesaria reducción de emisiones con el crecimiento de la economía, la sostenibilidad fiscal, la asequibilidad de la energía y la satisfacción de las necesidades de la población.

Asimismo, resulta de alta relevancia profundizar la comprensión sobre los efectos adversos que puede tener el cambio climático sobre la infraestructura, la oferta y la demanda energética para el desarrollo de políticas y la selección y el trazado de hojas de ruta para la implementación de medidas de adaptación al cambio climático, que deberán ser evaluadas con criterios de eficacia, factibilidad y costo.

Entendemos que otro punto importante es ampliar la participación activa de otras dependencias del Estado Nacional, de las provincias y de otros actores calificados en el proceso de planeamiento. La participación ciudadana, a través de mecanismos apropiados y bien implementados, permitirá avanzar en análisis más complejos, abarcativos, y que reflejen las distintas alternativas futuras para la evolución del sector.

Respecto de la dimensión económico financiera, resulta de importancia también avanzar en estudios relacionados con las inversiones, gastos y tributos de los diferentes subsectores energéticos, conforme los distintos escenarios que se ejerciten. De esta forma se podrá contar con elementos para mejorar las evaluaciones de impacto fiscal y planificar diferentes alternativas de financiamiento para dichos requerimientos, ya sea con la generación de recursos propios o la obtención de éstos a través de terceros.

⁹³ *Escenarios Energéticos Argentina 2040* (<https://www.escenariosenergeticos.org/>) es un ejercicio desarrollado entre los años 2017 y 2018 en el marco de un convenio de colaboración entre las entidades de su Comité Ejecutivo y el entonces Ministerio de Energía y Minería (MINEM) con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El Comité Ejecutivo estuvo constituido por Fundación Avina, el Centro de Estudios de Regulación Energética de la Universidad Nacional de Buenos Aires (CEARE), el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Por su parte, los escenaristas fueron: Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), Asociación de Grandes Usuarios de la Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) en conjunto con la Unión Industrial Argentina (UIA), Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME), Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER). Foro de Ecología Política (FEP), Fundación Vida Silvestre (FVS), Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) en conjunto con la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires (UNICEN), Grupo NOA (Salta y Jujuy), y el Consejo Asesor de Política Energética de la Provincia de Córdoba (CAPEC).

Dada la relevancia del sector energético en la macroeconomía, es necesario profundizar la vinculación entre las proyecciones energéticas y su impacto en el funcionamiento del resto de la macroeconomía, evaluando la consistencia entre los requerimientos de recursos del sector energético y los del resto de los sectores productivos y del Estado, de manera que el insumo energético acompañe y contribuya al crecimiento de la economía y al bienestar de la sociedad.

Todos los estudios en materia de prospectiva energética tienen un destino final, que también debe constituir un campo de trabajo específico en la agenda en curso: el análisis y elaboración de políticas públicas, la toma de decisiones basada en evidencias, y el diseño de los mecanismos apropiados para hacerlas operativas y para medir sus impactos.

Los editores.

16. Anexo I: Costos normalizados de las tecnologías de generación de electricidad

a. Antecedentes

La definición de lineamientos estratégicos para la incorporación de potencia eléctrica a mediano y largo plazo constituye un tema clave para la configuración de la matriz energética nacional y su incidencia en aspectos económico-financieros, de competitividad, fiscales, poblacionales, ambientales y de posicionamiento internacional del país.

A esos aspectos debe sumarse la consideración de elementos como la disponibilidad de recursos naturales, humanos, técnicos y financieros, los costos directos e indirectos de las distintas alternativas y su posible complementariedad.

b. Complementación gas-renovables

Argentina está dotada de abundantes recursos de gas natural y de fuentes renovables de energía. Sin embargo, tal como quedó evidenciado en los consensos encontrados durante el proceso “Hacia una visión compartida de la Transición Energética Argentina 2050”, presentados en el cuarto apartado de la cuarta sección, en el país existen posturas diferentes respecto de su competencia y complementación.

Por un lado, hay quienes priorizan el desarrollo a gran escala del gas proveniente de reservorios no convencionales para alcanzar a largo plazo costos competitivos para su exportación masiva, contribuyendo a la reducción global de la emisión de GEI, mediante la sustitución de carbón por gas en las centrales de los países importadores. Consideran que ese desarrollo no sería posible si en el interin sólo se utilizara el gas domésticamente como fuente de potencia firme.

Por otro lado, otros actores sostienen que a largo plazo el mercado y el contexto internacional le darán mayor peso a la dimensión ambiental, reduciendo el rol del gas más allá de la sustitución de combustibles líquidos más contaminantes. Consideran que los costos de las renovables continuarán decreciendo y probablemente se alcanzará una solución tecnológica y económica al almacenamiento. Ante esa perspectiva, plantean que desarrollar el gas a gran escala implica el riesgo de que los activos que fueran subsidiados a tal efecto queden sin amortizar.

La posición oficial del Estado Argentino en el G20 y otros foros internacionales es que el gas natural es el combustible de las transiciones energéticas, sustituyendo otros combustibles fósiles más contaminantes, a la vez que una mayor proporción de renovables pueda ir insertándose en las matrices

energéticas de manera competitiva y teniendo en cuenta las responsabilidades comunes pero diferenciadas de cada país.

Las proyecciones a 2040 elaboradas por BP⁹⁴ y la Agencia Internacional de Energía (IEA)⁹⁵, en los casos donde se supone la continuidad en las políticas gubernamentales, y no se consideran cambios disruptivos en la tecnología y las preferencias de demanda de servicios energéticos, prevén un significativo declino en los costos de las tecnologías de generación eléctrica eólica y solar. Sin embargo, aun teniendo esto en cuenta, al año 2040 las renovables sólo representarían 15% del consumo total de energía primaria incumpliendo los objetivos del Acuerdo de París.

El gas natural superaría al carbón ya en 2030, impulsado por la demanda industrial, el uso para calefacción y la necesidad de un suministro eléctrico ininterrumpido, y al 2040 ocuparía el segundo lugar (con 26% del consumo total de energía primaria, según BP), siguiendo de cerca al petróleo.

Dado que en estos dos escenarios no se conseguiría el rápido descenso en las emisiones de gases de efecto invernadero, necesario para alcanzar los objetivos fijados en París, tanto BP como la IEA elaboraron escenarios alternativos⁹⁶ con mayor nivel de electrificación y mayor uso de renovables, sostenido mediante mejoras en el almacenamiento de energía y del lado de la demanda. Bajo estos supuestos las renovables podrían pasar al primer lugar, representando casi un tercio del consumo total de energía primaria. Pero el gas natural, complementado con CCUS⁹⁷, mantendría su segundo puesto y su nivel relativo (26% según BP).

A lo largo de este documento se ha podido observar los diferentes futuros posibles atendiendo estas alternativas en el marco de la construcción de los Escenarios Energéticos 2030 de la Subsecretaría de Planeamiento Energético.

c. Costo normalizado de la energía (LCOE)

Tal como se mostró brevemente en el Box 10-2, el costo normalizado de energía, conocido por su sigla en inglés LCOE o sLCOE⁹⁸, es un método para comparar distintas centrales eléctricas o tecnologías de generación, sobre la base del capital requerido, los costos de financiamiento, el costo de combustible, los costos fijos y variables de operación y mantenimiento, y el correspondiente factor de carga.

⁹⁴ BP Energy Outlook 2019. Escenario “Evolving Transition”.

⁹⁵ IEA World Energy Outlook 2018 (de Noviembre de ese año). Escenario “New Policies”.

⁹⁶ El escenario “Rapid Transition” de BP y el “Sustainable Development” de la IEA.

⁹⁷ CCUS: Carbon Capture, Utilization, and Storage.

⁹⁸ Levelized Cost of Energy (LCOE), o Simple Levelized Cost of Energy (sLCOE).

La fórmula para el cálculo del $sLCOE$ ⁹⁹ es:

$$sLCOE = \frac{CTC \times FRC + O\&MF}{8.760 \times FC} + (CC \times PC) + O\&MV$$

Donde:

FRC: Factor de Recuperación de Capital = $\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$

i: Tasa de interés

n: Número de anualidades

CTC: Costo Total de Capital

O&MF: Costo Fijo de Operación y Mantenimiento

FC: Factor de Carga

CC: Costo de Combustible

PC: Poder Calorífico

O&MV: Costo Variable de Operación y Mantenimiento

Cabe destacar que el cálculo de los costos normalizados corresponde a una estimación de tecnologías sobre la base de parámetros genéricos. El objetivo de esta sección es mostrar dicha comparación y complementarla con la evaluación de proyectos específicos para el caso argentino.

Los costos normalizados se presentan en este documento de manera de realizar una comparación conceptual de los costos de las tecnologías. Por lo tanto, no tienen en cuenta impuestos, efectos sobre impuesto a las ganancias, beneficios fiscales o costos adicionales que terminan determinando los precios de cada una de las tecnologías¹⁰⁰.

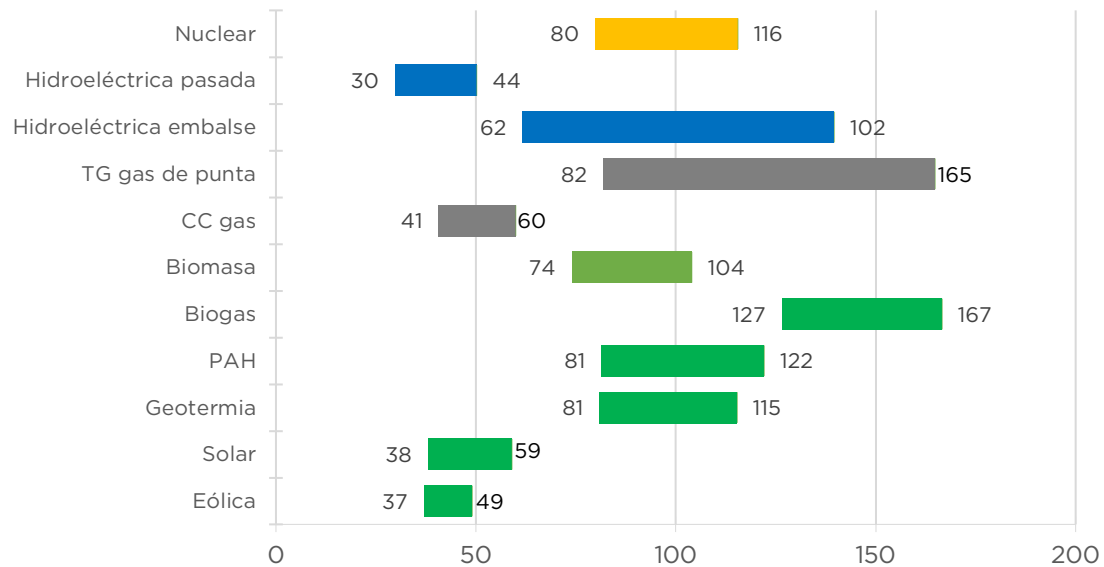
La comparación entre tecnologías disímiles debe considerarse desde la estructuración del proyecto. A diferencia de los proyectos de generación térmica y renovable no convencional, donde prevalecen las inversiones privadas, las centrales hidroeléctricas y nucleares son proyectos de largo plazo que suelen realizarse con capital público, puesto que además de su escala conllevan externalidades positivas multipropósito sobre curso de los ríos o programas de I+D, que se solventan con apoyo estatal financiándose a una menor tasa de retorno del proyecto. Es por esto que a modo conceptual se descontaron los proyectos públicos al 5% y los privados al 10%.

⁹⁹ Según el National Renewable Energy Laboratory (NREL), del U.S. Department of Energy.

¹⁰⁰ Dado que se comparan tecnologías “despachables” y “no despachables”, debe incorporarse de manera consensuada en la metodología el método de cálculo del “costo de back up o de potencia firme” para sustraer en las despachables o adicionar en las no despachables. En esta ocasión se utilizó informe conjunto CAMMESA-SSME presentado al grupo de trabajo del gabinete de la SGE en el marco de las sesiones de “Temas Clave”.

El siguiente gráfico presenta los costos normalizados teóricos con las particularidades correspondientes a la Argentina. Se presentan rangos de costos sensibilizando CAPEX, factores de uso y costos de combustibles.

Gráfico N° 16-1: Análisis de LCOE, por tecnología en USD/MWh

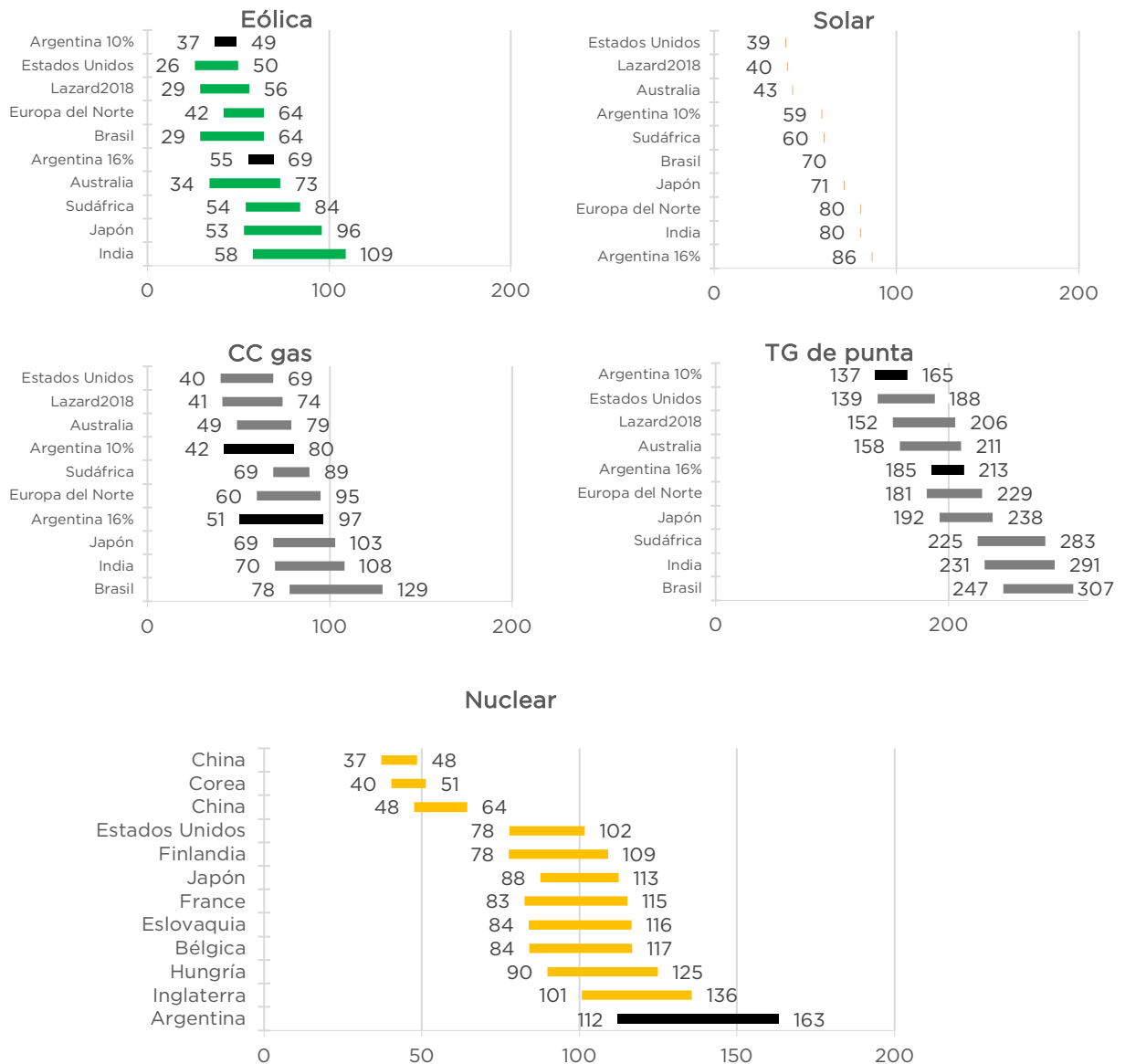


Fuente: SSPE (con la colaboración de diferentes áreas de la SGE) - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda. Notas: En la Tabla 16-3 del subanexo se presentan los supuestos utilizados para la composición de las sensibilidades presentadas.

Debe tenerse en cuenta que los costos normalizados son computados de manera teórica sin considerar cuestiones impositivas ni externalidades.

El siguiente conjunto de gráficos muestra la comparación de los costos normalizados de Argentina y de diferentes países.

Gráfico N° 16-2: Comparación internacional de LCOE por tecnología (en USD/MWh).



Fuente: SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía – Ministerio de Hacienda sobre la base de Lazard (2018) y Agencia Internacional de Energía (2015). Notas: 1) Para Argentina se exhiben LCOE con tasas de descuento alternativas de 10% y 16% para los proyectos privados. 2) Los rangos LCOE de nuclear para los diferentes países se presentan con tasas de descuento entre 7% y 10% sobre la base del documento comparativo de la Agencia Internacional de Energía (IEA)¹⁰¹. A modo de hacer comparables los proyectos potenciales de Argentina con la estimación, se realizó el mismo ejercicio de LCOE del análisis de la primera gráfica con los y OPEX de la IV Central Nuclear y mismos rangos de tasa de descuento (7% y 10%, ambos a 60 años de vida útil).

Con el fin de incorporar costos adicionales a los de generación, al gráfico de costos normalizados para los casos térmicos, solar y eólico se le adicionarán los costos correspondientes al transporte nuevo dado el requerimiento que implica un nuevo gasoducto para evacuar el gas de la cuenca Neuquina o

¹⁰¹ International Energy Agency. *Projected costs of generating electricity*, 2015.

nuevas líneas eléctricas para transportar generación renovable lejana a la demanda. En un trabajo elaborado por CMMESA sobre comparación de tecnologías renovables y térmicas se presentan los costos adicionales en una central térmica y en una central eólica por el transporte por gasoducto y por el transporte eléctrico (ambos correspondientes a proyectos nuevos). En el caso térmico, se agrega un costo de 1,6 USD/MMBTU al gas doméstico y esto implica 8,2 USD/MWh adicionales en el costo de generación. En el caso renovable, la línea adicional agrega 11,2 USD/MWh al costo de generación.

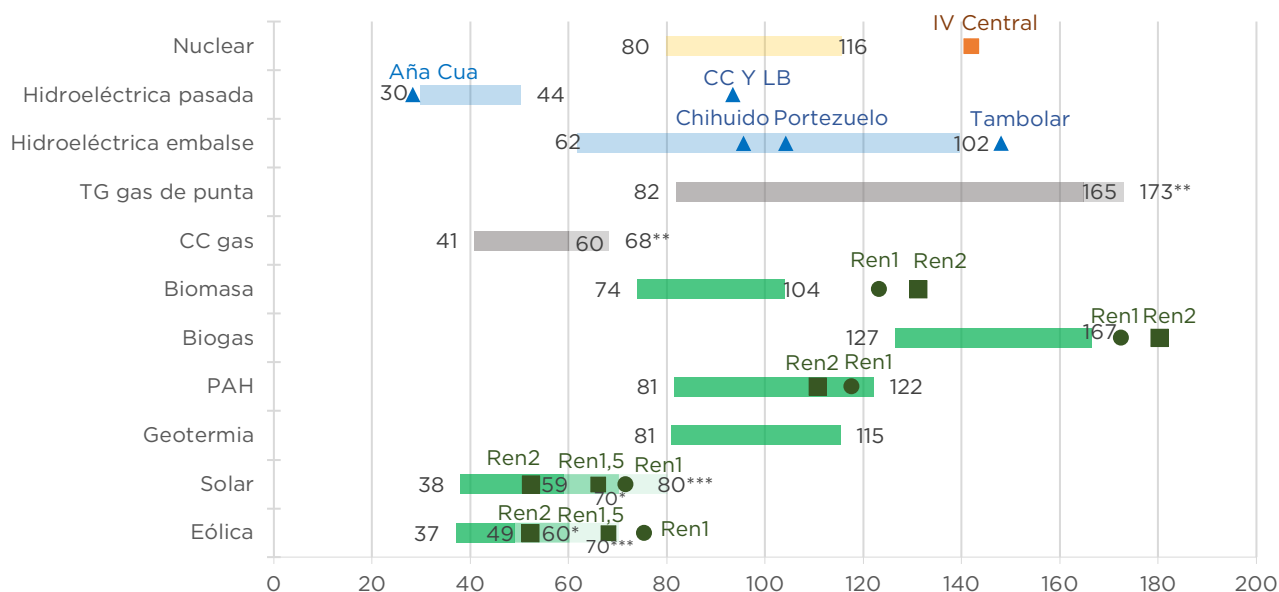
En el caso de la energía eólica y solar, también se adiciona en la comparación el costo de la inclusión de una tecnología térmica de respaldo para cubrir las intermitencias que la energía renovable variable presenta. A los fines de este ejercicio se supone un costo de potencia firme de 10 USD/MWh. Por otra parte, en un trabajo elaborado por CMMESA y la Subsecretaría de Mercado Eléctrico sobre comparación de tecnologías renovables y térmicas, se considera en una evaluación a largo plazo, el ingreso de una TG por una potencia equivalente al 80% de una central eólica, cuyo factor de uso es de 39%. El costo de generación para la TG da 108,5 USD/MWh, el de la central eólica 56,4 USD/MWh y el promedio 77,3 USD/MWh. Esto llevaría a deducir que el costo de potencia firme asciende a unos 20,9 USD/MWh para la eólica. Haciendo el mismo cálculo se estima el costo equivalente para la solar en 23,8 USD/MWh.

Por último, se presenta a continuación la contraposición de los costos normalizados presentados inicialmente con los precios de los diferentes proyectos que se encuentran en carpeta para incorporaciones futuras, así como también los precios de la potencia adicionada en los últimos años, en las rondas de RenovAr para renovables.

Cabe destacar los factores de incentivos y beneficios fiscales que reciben las tecnologías renovables. A los precios de las rondas RenovAr presentados se les adicionaron los factores de incentivo y ajustes que se otorgaron a los proyectos que se incorporaron al MEM bajo estas rondas licitatorias. Los mismos incrementan el precio aproximadamente entre un 20% y un 28%.

En el caso de la tecnología nuclear, se incorporó el proyecto de la IV Central Nuclear. Para las Hidroeléctricas se consideraron los proyectos Cóndor Cliff—La Barrancosa, Aña Cuá, El Tambolar, Chihuido I.

Gráfico N° 16-3: Costos normalizados por tecnología y proyectos específicos (en USD/MWh).



Fuente: SSPE (con la colaboración de diferentes áreas de la SGE) - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda. Notas: En la Tabla 16-1 del subanexo se presentan los supuestos utilizados para la composición de las sensibilidades presentadas.

Referencias: (*) Adición de expansión de transmisión (11 USD/MWh); (**) Adición del costo adicional de transporte de gas (8 USD/MWh); (***) Adición a la expansión de transmisión, del costo de potencia firme (10 USD/MWh).

Nota: Los supuestos para la evaluación de los proyectos específicos (nucleares e hidroeléctricos) se presentan de manera simplificada en las tablas 4 y 5 del subanexo.

La IV Central Nuclear que se presenta es el proyecto en carpeta con financiamiento de la República Popular China. El mismo requiere un repago de capital en 14 años, a pesar de tratarse de una tecnología con una vida útil de 30 o más años, lo cual significa que luego del repago la tecnología puede seguir produciendo energía al costo de operación (de alrededor de 27 USD/MWh).

Los proyectos hidroeléctricos presentan una importante amplitud de los costos normalizados dadas las características diferentes de los proyectos. A diferencia de los costos normalizados que evalúan la tecnología en función de su vida útil, para los proyectos específicos fueron computados los precios que repagan el financiamiento con 20 años de generación. En la comparación, Aña Cuá posee un costo normalizado bajo, de 28 USD/MWh, dado que implica la inclusión de turbinas en Yacyretá sobre infraestructura existente. En los casos de los aprovechamientos multipropósito, como Chihuido I, Portezuelo del Viento y El Tambolar, no necesariamente deberían ser remunerados en su totalidad por la generación de energía, pues si así fuera, el monto por MWh generado estaría pagando, además de la energía suministrada, los beneficios asociados en materia de riego, turismo, u otros beneficios adicionales.

Respecto de los aprovechamientos hidroeléctricos del río Santa Cruz, se computaron los costos conjuntos del proyecto (embalse + pasada), ubicándose por simplicidad en el cuadro en la línea “de pasada”.

En la comparación se incluyen las centrales térmicas que ingresaron mediante la Resolución 21/16. Al tener dichos PPA un costo fijo por MW, cuando se variabiliza su costo por la energía generada se observan costos más altos. Esto se debe a que son máquinas de punta, es decir se los incorpora para cubrir los picos de demanda, y actualmente poseen un factor de uso de cerca de 21%.¹⁰²

Las tecnologías solar y eólica presentan costos normalizados similares y/o menores a los estimados para ciclos combinados. Como se mencionó anteriormente, a los fines de la comparación deben tenerse en cuenta costos asociados que surgen de la incorporación de estas tecnologías en gran escala dentro de la matriz eléctrica.

d. Internalización del cambio climático

A los fines de evaluar proyectos y políticas vinculados al sector energético, resulta necesario también considerar las externalidades asociadas a cada alternativa. En particular, en relación con el cambio climático, resulta útil a los fines de cuantificar el impacto de diversas opciones mediante la valorización de las emisiones de gases de efecto invernadero, que a los fines del análisis podrían adicionarse a los costos de generación obtenidos, “internalizando” su contribución al cambio climático.

En esta dirección, y en el marco del Proyecto *Partnership for Market Readiness*¹⁰³ del Banco Mundial, Argentina ha comenzado a explorar el uso de mecanismos de mercado para el establecimiento de precios al carbono. En particular, en lo que respecta al sector energético, se ha trabajado en componentes vinculados a energías renovables, eficiencia energética, y en un componente transversal vinculado a los impuestos al carbono, en el que el sector tiene especial gravitación debido tanto a su contribución a las emisiones de gases de efecto invernadero como a su potencial de mitigación.

Más de la mitad de los países que han suscripto el acuerdo de París ha establecido ya o planea utilizar el sistema de precio del carbono como incentivo para la transición hacia una economía con bajos niveles de emisión de carbono.

Según el informe “State and Trends of Carbon Pricing 2019” del Banco Mundial, en 2018 un total de 74 jurisdicciones (46 nacionales y 28 subnacionales)

¹⁰² Al evaluar las mismas centrales pero con un factor de utilización del 85%, los costos normalizados pasarían de cerca de 200 USD/MMBTU a un poco más de 80 USD/MMBTU.

¹⁰³ <https://www.thepmr.org/>

recaudaron fondos por valor de USD 44.000 millones, a través de impuestos al carbono o de Sistemas de Comercio de Emisiones (SCE)¹⁰⁴.

Los valores a abril 2019 informados por el Banco Mundial se presentan a continuación.

Tabla N° 16-1: Impuestos al carbono en USD/tCO₂e

Jurisdicción	Impuesto al carbono	SCE
Suecia		127
Suiza		96
Liechtenstein		96
Finlandia	70 (comb. para transporte); 60 (otros comb. fósiles)	
Francia		50
Islandia		31
Dinamarca	26 (líquidos); 23 (gas)	
Unión Europea		25
Reino Unido	24 (mínimo)	
Alberta (Canadá)		22
Corea		22
Eslovenia		19
Nueva Zelanda		17
España		17
California (EEUU)		16
Quebec (Canadá)		16
Terranova y Labrador (Canadá)		15
Portugal		14
Pekín (China)		11
Argentina	1 (fueloil y carbón mineral); 6 (otros)	
Colombia		6
Letonia		6
Chile		5
Shanghái (China)		4
Singapur		4
Noruega	3 (mínimo)	
México	<1 (mínimo); 3 (máximo)	
Japón		3
Estonia		2
Tianjin y Fujian (China)		2
Ucrania		<1
Polonia		<1
Shenzhen y Chongqing (China)		<1

Fuente: Banco Mundial, "States and Trends of Carbon Pricing 2019".

El Banco Mundial informa que estos precios y sistemas abarcan sólo el 20% de las emisiones de GEI, mientras que el 51% de las emisiones cubiertas registran precios inferiores a 10 USD/tCO₂e.

Esos precios se encontrarían lejos de los niveles necesarios para alcanzar los objetivos del acuerdo de París¹⁰⁵, que deberían situarse entre 40 y 80 USD/tCO₂e al 2020 y entre 50 y 100 USD/tCO₂e al 2030, de modo que es

¹⁰⁴ Conocidos por sus siglas en inglés, ETS, por *Emission Trading Systems*. El gobierno impone un límite máximo sobre las emisiones totales de cierto sector de la economía, donde las compañías deben contar con un permiso por cada t de emisiones, pero pueden recibir o comprar permisos de otras compañías.

¹⁰⁵ Según el *Report of the High-Level Commission on Carbon Prices*, del 29/05/17

esperable que se vaya incrementando la presión internacional por extender estos mecanismos y aumentar su nivel.

En el caso particular de Argentina, el impuesto al dióxido de carbono fue introducido en diciembre de 2017 a través de la Ley 27.430, de Reforma Tributaria, modificando la Ley 23.966.

El proyecto original preveía una tasa en pesos, equivalente a 25 USD/tCO_{2e} y se aplicaba a todos los combustibles fósiles.

La norma aprobada redujo sensiblemente ese monto y exceptuó a los combustibles destinados a exportación, al gas natural, al GNL, al gas licuado, a los aerokerosenes, al combustible para rancho y uso marítimo de cabotaje, al de uso petroquímico y a los biocombustibles contenidos en naftas o gasoil.

La Resolución General 4257/2018 de AFIP estableció los valores iniciales, que según la Ley se ajustan trimestralmente aplicando la variación del IPC¹⁰⁶.

Los montos actualizados para el período 1/11/19 al 30/11/19, se presentan a continuación.

Tabla N° 16-2: Impuesto al dióxido de carbono en Argentina por energético

Combustible	ARS/litro
Naftas, Gasolina, Solvente y Aguarrás	0,744
Gasoil, Diesel oil y Kerosene	0,856
Fueloil	0,094
Coque de petróleo	0,102
Carbón mineral	0,079

Fuente: AFIP.

Estos montos, convertidos a razón de 60 ARS/USD, representan en el caso de las naftas y el gasoil, un valor del orden de 5 USD/tCO_{2e}.

¹⁰⁶ La Ley 27.430 faculta al Poder Ejecutivo Nacional a aumentar hasta un 25% y disminuir 10% el impuesto “cuando así lo aconsejen las políticas en materia ambiental y/o energética”. El impuesto inicial fijado para fueloil, coque y carbón es superior al de los demás combustibles, pero se aplica escalonadamente en 10 años.

e. Subanexo: Supuestos para cómputo de costos normalizados

Tabla N° 16-3: Supuestos para tecnologías genéricas

Unidad	Tasa de descuento %	Capex USD/kW	Opex USD/MWh	Factor de uso %	Costo de gas USD/MMBTU	Vida útil Años	Costo combustible USD/MWh
Nuclear	5,0%	6.000-10.000	26,8	90%	-	60	-
Hidroeléctrica de embalse	5,0%	3.000-5.000	1,4	30%	-	60	-
Hidroeléctrica de pasada	5,0%	4.000-6.000	1,4	85%	-	60	-
Turbo gas	10,0%	850	3,5	10%-20%	2,5-5,5	20	-
Ciclo combinado	10,0%	1.000	3,5	85%	2,5-5,5	20	-
Eólico	10,0%	1.200-1.300	5,2 - 6,3	45%-55%	-	20	-
Solar	10,0%	800-900	4,9-6,9	25%-35%	-	20	-
Geotermia	10,0%	4.000-6.000	10	90%	-	20	-
Biogás	10,0%	5.000	-	85%	-	20	20 - 60
Biomasa	10,0%	3.000	-	85%	-	20	10 - 40
PAH	10,0%	3.000	12 - 19	40%-60%	-	20	-

Fuente: SSPE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda sobre la base de EIA, IEA, NREL y Lazard.

Tabla N° 16-4: Supuestos para evaluación de proyectos nucleares específicos

Unidad	Tasa de descuento %	Capex USD/kW	Opex (incluye combustible) USD/MWh	Factor de uso %	Repago del financiamiento / Vida útil Años
IV Central	5,75%	6.580	26,8	90%	14

Fuente: SSPE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Tabla N° 16-5: Supuestos para evaluación de proyectos hidroeléctricos específicos

Unidad	Tecnología	Tasa de descuento %	Capex USD/kW	Opex USD/MWh	Factor de uso %	Repago del financiamiento Años
Aña Cuá	De pasada	6,0%	1.300	11,9	70%	20
Condor Cliff / La Barrancosa	De pasada/embalse	6,0%	3.200	36,4	45%	20
Chihuido	Embalse/ Multipropósito	6,0%	2.500	12,2	31%	20
Portezuelo		6,0%	4.200	6,2	48%	20
El Tambolar		6,0%	6.900	2,4	56%	20

Fuente: SSPE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda sobre la base de EIA, IEA, NREL y Lazard.

17. Anexo II: Análisis de ciclo de vida y evaluación económica de proyectos del sector de transporte carretero

En esta sección se realiza un abordaje introductorio a la evaluación económica de proyectos del sector de transporte carretero desde la óptica del sector energético, dada su alta incidencia en el consumo final de energía de Argentina, que como se mostró en la sección 7 de este documento alcanzaba en 2018 el 31,2% del total y representaba a su vez, según Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de 2014 de la República Argentina, el 29,4% de las emisiones del sector energético y el 15,4% de las emisiones del país.

Resultará necesario profundizar este análisis en etapas posteriores internalizando las externalidades de cada alternativa (e.g. contribución a las emisiones de gases de efecto invernadero, polución local, requerimientos de infraestructura carretera, entre otros).

Asimismo, cabe destacar que debido a la complejidad del sector transporte, cuya evaluación requiere de un abordaje multidisciplinario, este apartado no pretende realizar un análisis de medidas adicionales vinculadas a la infraestructura, al cambio modal y otros.

Respecto de esto último, existe una constelación de políticas en estudio y en ejecución por parte del Ministerio de Transporte que podrían modificar de manera significativa las condiciones de borde utilizadas para este análisis.

a. Ciclo de vida: eficiencia, emisiones y rendimiento

En este apartado se realiza un análisis muy simplificado de ciclo de vida de diferentes alternativas de uso energético en el sector transporte automotor, evaluando a lo largo de la cadena las principales métricas de eficiencia y emisiones.

En tal sentido, se comparan automóviles con motorizaciones nafteras, diésel, a GNC y eléctricas, mientras que se realiza un ejercicio similar para buses de corta distancia diésel, a GNC y eléctricos.

i. Análisis de ciclo de vida

La metodología de análisis de ciclo de vida o *life cycle assessment* tiene como objetivo determinar el impacto agregado o total de una actividad (puede ser la producción de un bien o servicio o su consumo, por ejemplo), identificando en cada uno de los procesos involucrados los insumos y los productos, evaluando en cada caso la afectación del medio ambiente en términos de gases de efecto invernadero y la eficiencia (energética) de procesos.

Este tipo de análisis suele servir para identificar oportunidades de mejora en dichos procesos, así como también puede resultar útil para la toma de

decisiones en casos en los que se requiere evaluar alternativas para realizar una actividad.

Gas Natural Comprimido

El primer eslabón de la cadena identificado en el uso vehicular con motorización a GNC es la explotación hidrocarburífera. Partiendo de las estadísticas de balances de gas de la Secretaría de Gobierno de Energía, se calculó una eficiencia del 87,2% en la producción y captación, que incluye el gas aventado, el consumido en yacimiento y el gas retenido en sistemas de captación.

A continuación, la etapa de tratamiento y transporte de gas natural se caracteriza por un consumo propio cercano al 4%, mientras que la distribución de gas natural agrega otro 8% (Informe Anual ENARGAS 2018). Por último, se asume una merma cercana al 2% en la compresión del GNC en la estación, en tanto que se asume que el motor a combustión interna utiliza solamente el 25% de la energía insumida.

Para la estimación de emisiones de CO₂ a lo largo de la cadena, se utilizó el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero del año 2016 para la producción dada en el mismo año.

De esta manera, la eficiencia global de la actividad se calcula en 18,9%. Asimismo, para el caso del automóvil, considerando un consumo de 9,5 m³ cada 100 km, el total de energía necesaria (a lo largo de toda la cadena) para recorrer esa distancia alcanza los 414,3 miles de BTU, totalizando unos 20,4 kg de CO₂ equivalente (en adelante kg CO₂e) para recorrer esos 100 km. Por otra parte, las emisiones del bus de corta distancia se estiman en 127,6 kg CO₂e para la misma distancia, producto del rendimiento diferencial del ómnibus en cuestión.

Tabla N° 17-1: Análisis de ciclo de vida del GNC

Proceso	Eficiencia	Emisiones (kg CO ₂ /100 km)	
		Automóvil	Bus
Producción y captación	87,2%	0,6	3,7
Tratamiento y transporte	96,0%	0,3	1,9
Distribución	92,0%	0,1	0,5
Compresión GNC	98,0%	0,9	5,8
Motor combustión interna ¹⁰⁷	25,0%	18,5	115,7
Total ciclo de vida	18,9%	20,4	127,6
Consumo en m³ para 100 km		9,5	59,4
Miles de BTU necesarios para 100 km		414,3	2.590,5
Emisiones para 100 km		20,4	127,6
Emisiones para 1 MMBTU		49,2	49,2
Emisiones en kg CO ₂ e por m ³		2,1	2,1

Fuente: SSPE sobre la base de Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

¹⁰⁷ A modo de simplificación, se estima una eficiencia general del 25% en los motores de combustión interna, tanto para automóviles como para buses.

Electricidad

En el caso del motor eléctrico se analizan tres ciclos de vida distintos, uno que contempla un mix de generación equivalente al del año 2018 (65% térmica, 30% hidro, 5% resto), otro con generación eléctrica basada 100% en un ciclo combinado con gas doméstico y por último uno con el mix de generación tendencial de los Escenarios Energéticos 2030 (mix 2030 del escenario eficiente presentado en la sección 10), con una mayor participación de las energías renovables en la generación, y una contribución cercana al 35% de las fuentes térmicas, en las que se asume una contribución marginal (5%) de la generación con líquidos.

En el primer y último ciclo se calcula la eficiencia agregada del sector eléctrico, separando la generación eléctrica por fuente y estimando el total de insumos energéticos en cada una de las fuentes. Por ejemplo, se agregan las ineficiencias de toda la cadena del gas hasta el segmento transporte (primeras dos etapas del ciclo de vida del GNC analizado más arriba). En el primer caso, tomando como referencia la información del Balance Energético Nacional 2018, se calcula una eficiencia agregada del total de la generación eléctrica argentina cercano al 48,4%, mientras que para el ciclo mix 2030 se calcula de la misma manera una eficiencia del 63,2%.

Asimismo, en el segundo ciclo de vida se considera la generación de energía eléctrica en un ciclo combinado con un 50% de eficiencia abastecido con gas directamente desde la red de transporte.

Aguas abajo, en todos los casos se asumen pérdidas del orden del 3% para el transporte en alta tensión, y se considera una estación de carga de vehículos eléctricos abastecida mediante el servicio de distribución en media tensión, en consecuencia, se calculan pérdidas de 7%, en línea con las pérdidas reconocidas por el ENRE en las tarifas eléctricas de sus prestadoras EDENOR y EDESUR. El consumo propio de la estación de carga se estima en 15%, y por último se considera una eficiencia térmica del motor eléctrico cercana al 67%.

De esta manera, la eficiencia global de la actividad resulta 24,9% para el primer ciclo (mix de generación), 22,2% para el segundo y 32,5% para el tercero. Para la estimación de emisiones de CO₂ se consideraron las emisiones por quema del mix de generación del año 2018, incluyendo el transporte y distribución, así como también las emisiones por la cadena productiva de combustibles utilizando el inventario de emisiones afectado a la producción de los combustibles.

Con respecto al primer ciclo, considerando un consumo de 20 kWh cada 100 km para el automóvil, el total de energía necesaria (a lo largo de toda la cadena) para recorrer esa distancia alcanza los 183,7 miles de BTU, lo que determina un total de emisiones indirectas de 10,1 kg CO₂e/100 km. En el caso del bus, suponiendo un consumo de 116,5 kWh/100 km se logra un nivel de emisiones de 58,0 kg CO₂e/100 km.

Tabla N° 17-2: Análisis de ciclo de vida de la electricidad con el mix de generación 2018.

Proceso	Eficiencia	Emisiones (kg CO ₂ /100 km)	
		Automóvil	Bus
Generación eléctrica	48,4%		
Transporte eléctrico	97,0%	8,6	49,3
Distribución eléctrica	93,0%		
Estación de carga	85,0%	1,5	8,7
Motor eléctrico	67,0%	0,0	0,0
Total ciclo de vida	24,9%	10,1	58,0
Consumo en kWh para 100 km		20,0	116,5
Miles de BTU necesarios para 100 km		183,7	1.069,9
Emisiones para 100 km		10,1	58,0
Emisiones para 1 MMBTU		54,8	54,2
Emisiones en kg CO ₂ e por kWh		0,5	0,5

Fuente: SSPE sobre la base de Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

Con relación al ciclo de vida que involucra la generación eléctrica con ciclo combinado a gas, considerando nuevamente un consumo de 20 kWh/100 km para el automóvil, el total de energía necesaria para recorrer dicho tramo alcanza los 206,2 miles de BTU, lo que determina un total de emisiones indirectas de 11,0 kg CO₂e/100 km. En el caso del bus, suponiendo un consumo de 116,5 kWh/100 km se generan en este caso emisiones por 64,5 kg CO₂e/100 km, con un requerimiento energético bruto de 1,2 MMBTU.

Tabla N° 17-3: Análisis de ciclo de vida de la electricidad generando con un ciclo combinado.

Proceso	Eficiencia	Emisiones (kg CO ₂ /100 km)	
		Automóvil	Bus
Producción y captación	87,2%	0,6	3,7
Tratamiento y transporte	96,0%	0,3	1,9
Ciclo combinado	50,0%	8,1	47,0
Distribución eléctrica	93,0%	0,6	3,5
Estación de carga	85,0%	1,4	8,3
Motor eléctrico	67,0%	0,0	0,0
Total ciclo de vida	22,2%	11,0	64,5
Consumo en kWh para 100 km		20,0	116,5
Miles de BTU necesarios para 100 km		206,2	1.200,8
Emisiones para 100 km		11,0	64,5
Emisiones para 1 MMBTU		53,4	53,7
Emisiones en kg CO ₂ e por kWh		0,6	0,6

Fuente: SSPE sobre la base de Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

Como muestra la siguiente tabla, tomando el mismo consumo de 20 kWh/100 km para el automóvil (presentado en la sección 8), el requerimiento energético bruto para recorrer esa distancia es de 140,8 miles de BTU, totalizando emisiones indirectas por solamente 7,4 kg CO₂e/100 km. En el caso del bus, manteniendo el consumo de 116,5 kWh/100 km se llega a un nivel de emisiones de 43,5 kg CO₂e/100 km, con un consumo energético bruto de aproximadamente 820.000 BTU.

Tabla N° 17-4: Análisis de ciclo de vida de la electricidad con el mix de generación 2030.

Proceso	Eficiencia	Emisiones (kg CO ₂ /100 km)	
		Automóvil	Bus
Generación eléctrica	63,2%		
Transporte eléctrico	97,0%	6,3	37,0
Distribución eléctrica	93,0%		
Estación de carga	85,0%	1,1	6,5
Motor eléctrico	67,0%	0,0	0,0
Total ciclo de vida	32,5%	7,4	43,5
Consumo en kWh para 100 km		20,0	116,5
Miles de BTU necesarios para 100 km		140,8	819,9
Emisiones para 100 km		7,4	43,5
Emisiones para 1 MMBTU		52,9	53,1
Emisiones en kg CO _{2e} por kWh		0,4	0,4

Fuente: SSPE sobre la base de Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

Motores Diesel y nafta

Al igual que en el caso del GNC, el primer eslabón del ciclo de vida en lo relativo al uso vehicular con motorizaciones a nafta y diésel es la explotación hidrocarburífera. Sin embargo, los consumos propios de los pozos de petróleo pueden diferir de los consumos energéticos de los pozos de gas. Ello supone una dificultad adicional en el cálculo de la eficiencia, pues resulta más complejo documentar de manera representativa los consumos eléctricos y de gas natural de los yacimientos petrolíferos. Por este motivo, en este ejercicio se optó por asignar la eficiencia del pozo de gas al pozo de petróleo.

En relación con el procesamiento y transporte, se asume que el crudo producido se transporta por oleoductos con destino a una unidad de refinación. En el armado de este ejercicio se consideró el transporte de petróleo neuquino a través de oleoductos hasta Puerto Rosales, para luego ser transportado a la refinería de Ensenada a través del sistema de YPF. Al respecto, se calcula un 1% de pérdida de eficiencia en concepto de merma y consumo propio para bombeo (de gas y electricidad, tomando como referencia la información financiera de OLDELVAL).

La eficiencia del proceso de refino se estimó considerando la información de los Balances Energéticos Nacionales, en tanto que se calculó el consumo propio de un camión cisterna que transporta por 100 km unos 37 m³ de combustible. Finalmente, se estima en un 25% la eficiencia térmica de un motor de combustión interna de ciclo Otto, en tanto que para el motor diésel se asume un 35% de eficiencia.

En consecuencia, la eficiencia global resulta 28,7% para el ciclo diésel y 20,5% para el ciclo de vida naftero. Para la estimación de emisiones a lo largo de la cadena productiva, se utilizó el inventario de emisiones del año 2016 afectado por la producción de los combustibles considerados en dicho año.

Considerando un consumo de 8,6 l/100 km para un automóvil, el total de energía necesaria (a lo largo de toda la cadena) para recorrer esa distancia

alcanza los 358,8 miles de BTU para el motor diesel, generando en ese trayecto emisiones por 25,9 kg CO₂e. A su vez, con un consumo de 45 l/100 km, un bus que recorre el mencionado kilometraje insume casi 1,9 MMBTU y es responsable por un total de 135,4 kg CO₂e.

Tabla N° 17-5: Análisis de ciclo de vida del gasoil.

Proceso	Eficiencia	Emisiones (kg CO ₂ /100 km)	
		Automóvil	Bus
Producción y captación	87,2%	1,0	5,3
Transporte por ducto	99,0%	1,2	6,1
Refinación	95,0%	3,0	15,7
Transporte (cisterna)	99,9%	0,0	0,1
Motor combustión interna	35,0%	20,7	108,1
Total ciclo de vida	28,7%	25,9	135,4
Consumo en l para 100 km		8,6	45,0
Total combustible fósil en l		7,7	40,5
Miles de BTU necesarios para 100 km		358,8	1.877,6
Emisiones para 100 km		25,9	135,4
Emisiones para 1 MMBTU		72,1	72,1
Emisiones en kg CO ₂ e por l		3,0	3,0

Fuente: SSPE sobre la base de Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

Por último, se muestra en la siguiente tabla el resultado del ejercicio de ciclo de vida para una motorización naftera de automóvil, que presenta una eficiencia global del 20,5% en términos energéticos. Asumiendo un consumo de 9,5 l/100 km, el consumo bruto de energía necesario para recorrer dicha distancia es de 345,4 miles de BTU, totalizando emisiones a lo largo de toda la cadena por 26,4 kgCO₂e.

Tabla N° 17-6: Análisis de ciclo de vida de la nafta

Proceso	Eficiencia	Emisiones (kg CO ₂ /100 km)	
		Automóvil	
Producción y captación	87,2%		1,5
Transporte por ducto	99,0%		1,7
Refinación	95,0%		5,0
Transporte (cisterna)	99,9%		0,0
Motor combustión interna	25,0%		18,2
Total ciclo de vida	20,5%		26,4
Consumo en l para 100 km			9,5
Total combustible fósil en l			8,4
Miles de BTU necesarios para 100 km			345,4
Emisiones para 100 km			26,4
Emisiones para 1 MMBTU			76,4
Emisiones en kg CO ₂ e por l			2,8

Fuente: SSPE sobre la base de Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

i. Evaluación de proyectos de tecnologías alternativas para el sector transporte

En este apartado se realizan diversos ejercicios de comparación del valor actual de los costos para diferentes tecnologías de motorización en distintos segmentos de transporte automotor, limitando la evaluación a las consideraciones presentadas al inicio de esta sección. Se pretende esbozar

conceptualmente el diferencial de costos actualizados que generan vehículos livianos, buses de corta y larga distancia y camiones con opciones de motorización a gasoil, nafta, GNC, híbrida y/o eléctrica, utilizando una tasa de descuento del 12%. Para hacerlo se calculó el valor actual de la inversión para cada tipo de auto teniendo en cuenta el costo del vehículo y de la batería, si la hubiera, además de los gastos de combustibles, mantenimiento e impuestos (patente) para distintos recorridos anuales.

La tabla que se presenta a continuación contiene los principales supuestos utilizados para las evaluaciones económicas de los proyectos de transporte automotor en términos de valor de los vehículos (CAPEX), costos operativos (OPEX), duración de los proyectos, kilometraje medio utilizado, precios de los combustibles, consumo y origen del vehículo.

Tabla N° 17-7: Supuestos para evaluación de tecnologías en el sector transporte

	Autos	Buses	Camiones
CAPEX o valor de vehículo (USD)	Nafta / Flex: 23.400 GNC: 24.200 Eléctrico: 39.100 Híbrido: 37.500	Gasoil: 160.000 GNC: 203.000 GNL: 224.000 Eléctrico: 520.000 Biodiesel: 160.000	Gasoil: 135.000 GNL: 168.000
OPEX (USD) ¹⁰⁸	Nafta / Flex: 3.576 GNC: 3.830 Eléctrico: 5.026 Híbrido: 5.155 Bioetanol: 3576	Gasoil (CD): 17.780 Gasoil (LD): 13.780 GNC (CD): 25.109 GNL (LD): 19.292 Eléctrico (CD): 35.840 Biodiesel (CD): 17.780	Gasoil: 21.988 GNL: 27.024
Duración (años)	12	10	10
Km medios anuales (diarios)	20.000 (55)	70.000 (200) corta distancia 280.000 (800) larga distancia	280.000 (800) larga distancia
Precio combustible	Nafta: 1,03 USD/litro GNC: 0,44 USD/m ³ Electricidad: c/subsidio 149 USD/MWh	Gasoil: 0,94 USD/l (24,3 USD/MMBTU) GNC: 0,38 USD/m ³ (10,2 USD/MMBTU) GNL: 0,64/Kg (15 USD/MMBTU) Electricidad: c/subsidio 136 USD/MWh; s/subsidio 154 USD/MWh	Gasoil: 0,94 USD/litro (24,3 USD/MMBTU) GNL: 0,64/Kg (15 USD/MMBTU)
Consumo	Nafta / Flex: 9,5 l/100 km GNC: 9,5 l/100 km Eléctrico: 20 kWh/100 km Híbrido: 3,46 l/100 km Bioetanol: 13,56 l/100 km	Gasoil: 45 L/100km (CD y LD) GNC: 59,4 m ³ /100 km (CD) GNL: 39 kg/100 km (LD) Eléctrico: 116,5 kWh/100 km (CD)	Gasoil: 39 l/100 km (LD) GNL: 23,6 kg/100km (LD)
Origen de vehículo	Convertido	De fábrica	De fábrica

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

¹⁰⁸ El OPEX de los autos son los del primer período e incluye costos de mantenimiento, seguro y patente (cuyo valor es menor a medida que pasan los períodos). El OPEX de los buses y camiones incluyen el costo de mantenimiento y un costo de seguro y patente que va disminuyendo dado el valor residual de los vehículos.

i. Evaluación de vehículos pesados: buses de corta y larga distancia y camiones

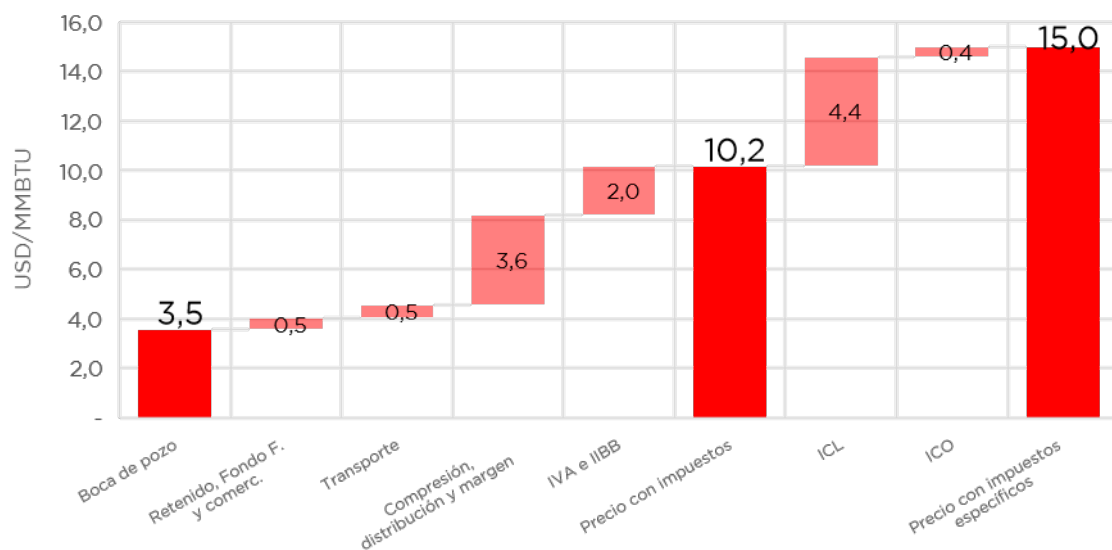
Sobre la base de los supuestos de la tabla que mostró anteriormente se realizó la comparación de los valores actuales de los costos de las diferentes tecnologías teniendo en cuenta diferentes recorridos anuales. A modo de referencia, el valor promedio de recorrido anual considerado para buses de corta distancia es de 70.000 km (200 km diarios durante 350 días) mientras que para los camiones y los buses de larga distancia se considera como promedio 280.000 km.

En el caso de los buses de corta distancia, la alternativa modelada al bus a gasoil surge en el bus a GNC y bus eléctrico, mientras que en la larga distancia se compara entre el bus y camión a gasoil y la alternativa a GNL.

En términos de precios de combustibles, a fines de la presente evaluación y teniendo en cuenta que los combustibles utilizados por los transportistas provienen del canal mayorista, se realizó un análisis bottom up de las componentes de los diferentes precios para el transporte de buses y camiones. La siguiente gráfica muestra la descomposición de los precios desde el combustible, los diferentes márgenes a lo largo de la cadena y la desagregación impositiva.

En los casos en los que no se aplican actualmente impuestos específicos a los combustibles (GNC, GNL y biocombustibles) se estimó también el costo de una imposición equivalente a la de los combustibles que sí la tienen, de manera de comprender en los proyectos si la potencial ventaja se da en términos impositivos o propia del combustible.

Gráfico N° 17-1: Composición del valor del GNC desde el pozo al surtidor

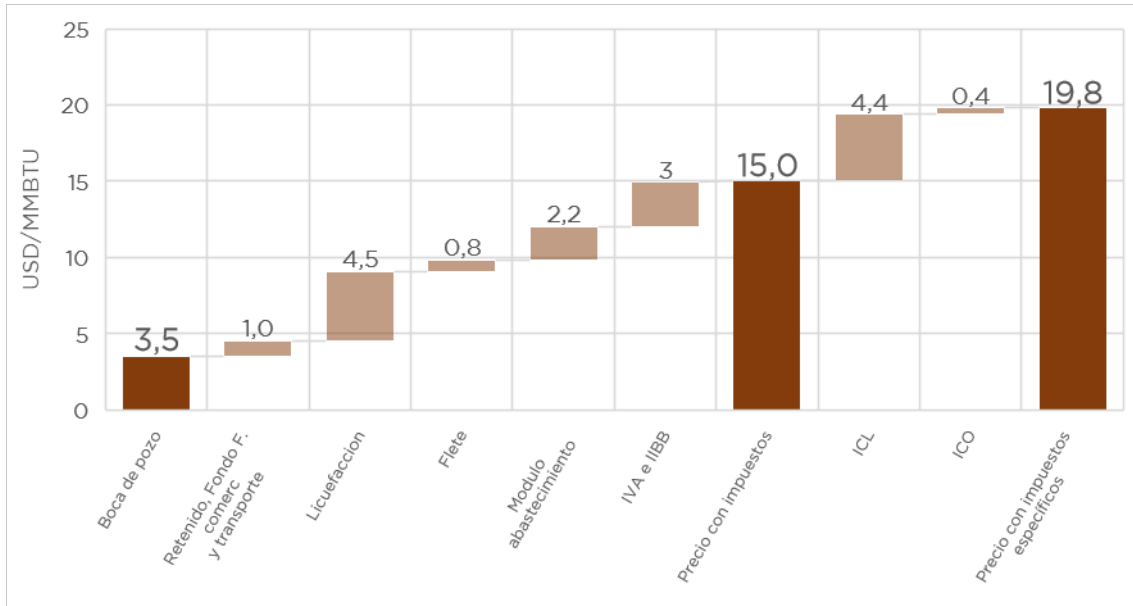


Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Teniendo en cuenta un precio promedio ponderado de julio de 3,5 USD/MMBTU en PIST, al sumarle los cargos por gas retenido, transporte,

compresión e impuestos al valor agregado e ingresos brutos, termina en un precio en surtidor de 10,2 USD/MMBTU. Si al GNC se imputaran potencialmente impuestos a los combustibles líquidos equivalente al gasoil, e impuestos al dióxido de carbono teniendo en cuenta el factor de emisión sobre el cual se discutió en la anterior sección, el precio del GNC con dichos impuestos sería de 15,0 USD/MMBTU.

Gráfico N° 17-2: Composición del valor del GNL desde el pozo al surtidor

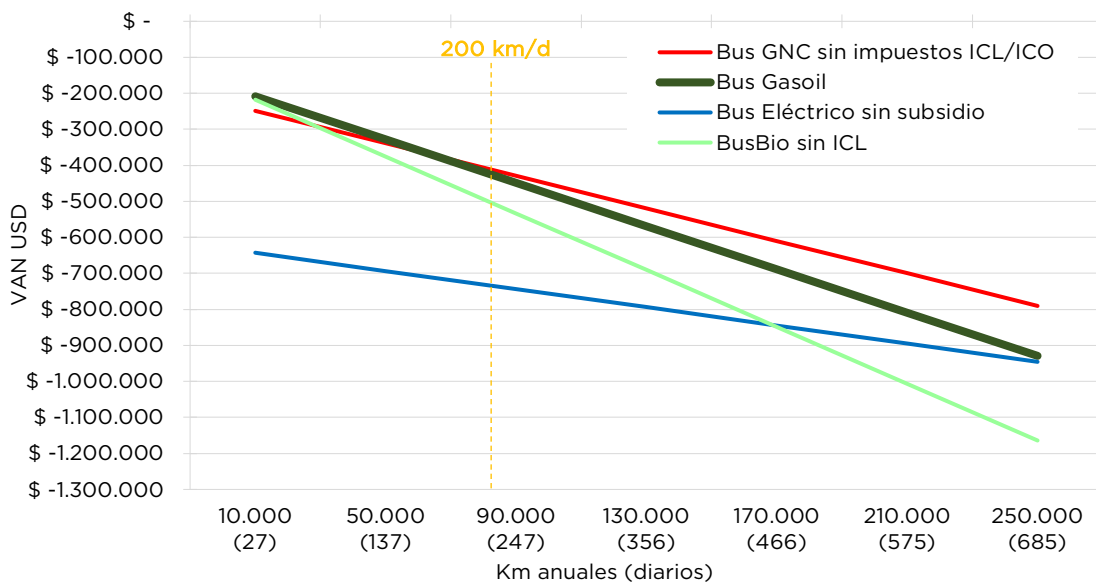


Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Dado el precio del gas en PIST de julio de 2019, al sumarle los cargos por retenido, transporte, compresión e impuestos al valor agregado e ingresos brutos, termina en un precio en surtidor de 15 USD/MMBTU. Si al GNL se imputaran impuestos a los combustibles líquidos equivalentes al gasoil, e impuestos al dióxido de carbono teniendo en cuenta el factor de emisión sobre el cual se discutió en la anterior sección, el precio del GNL con dichos impuestos sería de 19,8 USD/MMBTU.

La comparación de los valores de los costos actuales para las diferentes tecnologías de bus de corta y larga distancia, y camión de larga distancia se muestra a continuación.

Gráfico N° 17-3: Valor actual para buses de corta distancia por tipo de motorización



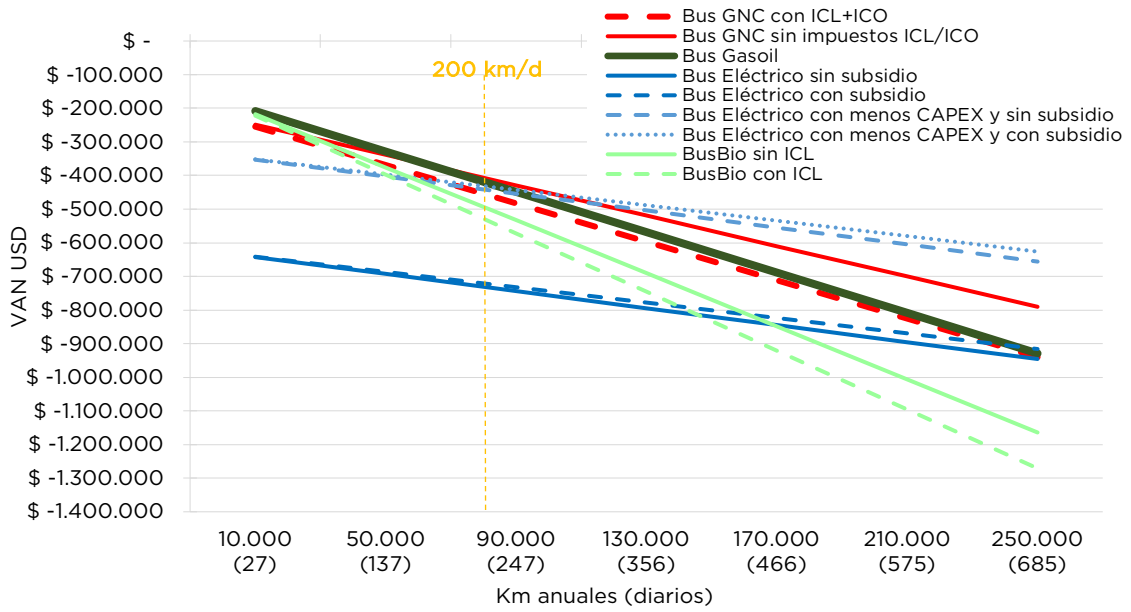
Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En los buses de corta distancia la comparación entre bus a GNC y bus a gasoil es claramente favorable para el primero donde el costo adicional del equipamiento más que compensa el sobrecosto de combustible a partir de aproximadamente 180 km por día. En el gráfico que se muestra a continuación se observa que en el caso en que el GNC se le compute potencialmente impuestos específicos sobre los combustibles, el bus a gasoil continuaría siendo la mejor opción para todos los km de la evaluación.

Por su parte, la comparación con el bus eléctrico no resulta favorable puesto que, aún en los análisis de mayor recorrido, los costos son sistemáticamente mayores¹⁰⁹. A modo de poder contrastar la evaluación económica del bus eléctrico, se realizó una sensibilidad en la cual disminuye el costo del bus a la mitad de precio. En la misma, se observa que a partir de aproximadamente los 90.000 kilómetros anuales (250 km por día) esta tecnología resultaría favorable en contraste con el resto; aunque el recorrido promedio excedería los kilómetros establecidos en el rango bajo análisis.

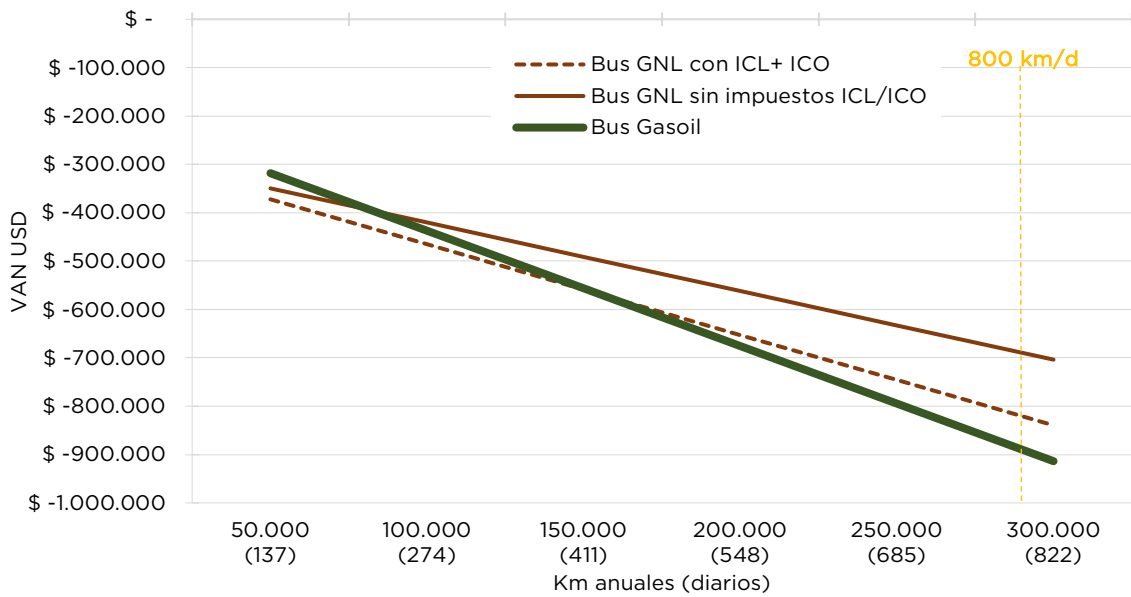
¹⁰⁹ Se debe tener en cuenta que, dada la autonomía, el mayor recorrido implicaría que se deban cargar mayor cantidad de horas las baterías. En este caso, las horas de carga de baterías no fueron descontadas suponiendo un intercambio rápido de las mismas en la terminal.

Gráfico N° 17-4: Valor actual para buses de corta distancia por tipo de motorización - Sensibilidades



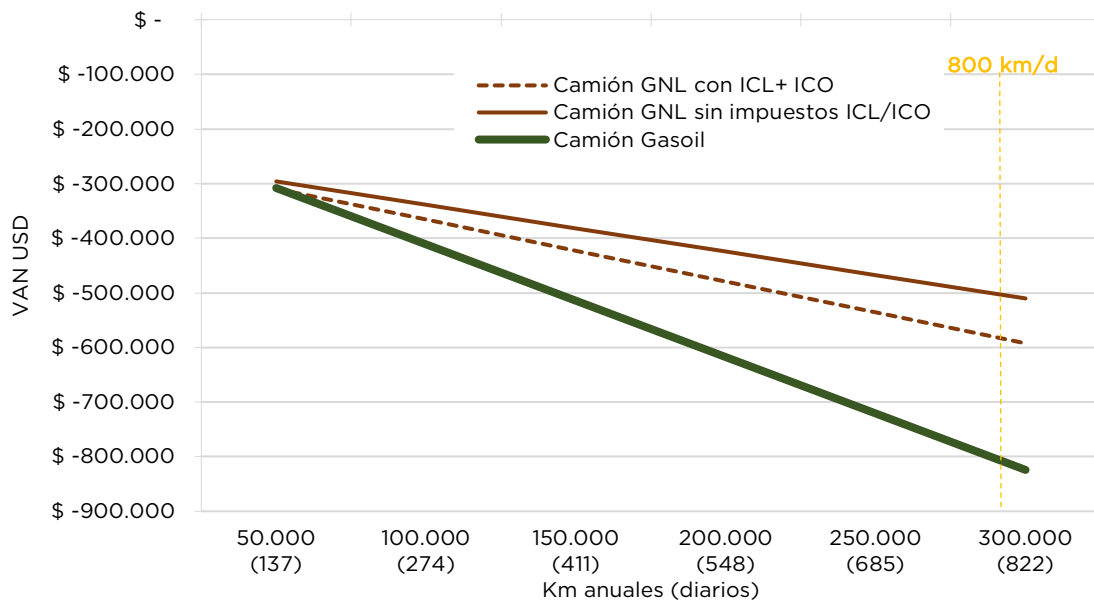
Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 17-5: Valor actual para bus de larga distancia por tipo de motorización



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Gráfico N° 17-6: Valor actual para camión de larga distancia por tipo de motorización

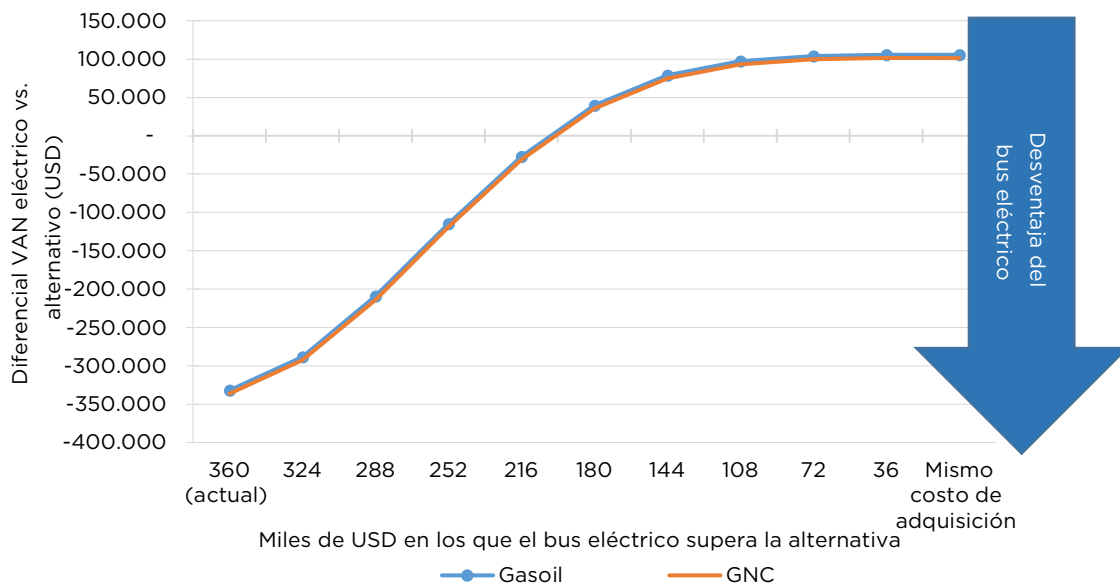


Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

En el caso del resto de los pesados se observa que, para recorridos más en línea con las necesidades de larga distancia (800 km diarios), el GNL sería más rentable que el gasoil como combustible primario, aun incluyendo algunos costos asociados a la instalación de nuevas terminales de servicio como se describió en la gráfica de cascadas. De colocarse impuestos específicos sobre el GNL, se observa que estos buses seguirían siendo favorables frente a los de gasoil, aunque lo son a partir de los 400 km diarios (en lugar de los 200 km diarios con GNL sin impuestos específicos), mientras que, para el caso de los camiones, la alternativa con gas natural licuado seguiría siendo la que menores costos arroja.

A los efectos de ilustrar cuál debería ser la caída en el CAPEX para que el bus eléctrico sea competitivo con el resto de las alternativas, el siguiente gráfico muestra cuánto debería ser la caída del CAPEX original (valuado en 520 mil dólares) para tornar competitivo el proyecto. En ese sentido, si el bus eléctrico tuviera el mismo costo de adquisición que el bus diesel y GNC, la diferencia positiva de VAN superaría los 100 mil USD.

Gráfico N° 17-7: Comparación del valor del bus eléctrico respecto del resto de las tecnologías



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

ii. Evaluación de vehículos livianos

En el caso de los vehículos livianos, a modo de contexto debe puntualizarse que el promedio de uso de éstos ronda los 10.000 kilómetros por año.

Para el cálculo del gasto en combustibles líquidos y GNC en surtidor se utilizaron los precios en dólares del mes de julio de 2019, previo a la entrada en vigencia del Decreto N° 566/2019. En el caso de la electricidad, se propone un costo base que es un residencial R7 de EDENOR (donde aproximadamente para los kilómetros promedio anuales necesitan 300 kWh de consumo específico de carga del vehículo y otros 300 kWh de consumo medio) cuya tarifa en distribución aproximadamente se encuentra alrededor de los 150 USD/MWh en presencia de subsidios eléctricos en el precio estacional y luego adicionalmente se realizó una sensibilidad con rangos potenciales de costo de energía distribuida. En los casos en los que no hay impuestos específicos a los combustibles (GNC y biocombustibles) se estimó también el costo de una imposición equivalente a la de los combustibles que sí la tienen, de manera de comprender en los proyectos si la potencial ventaja se da en términos impositivos o propia del combustible.

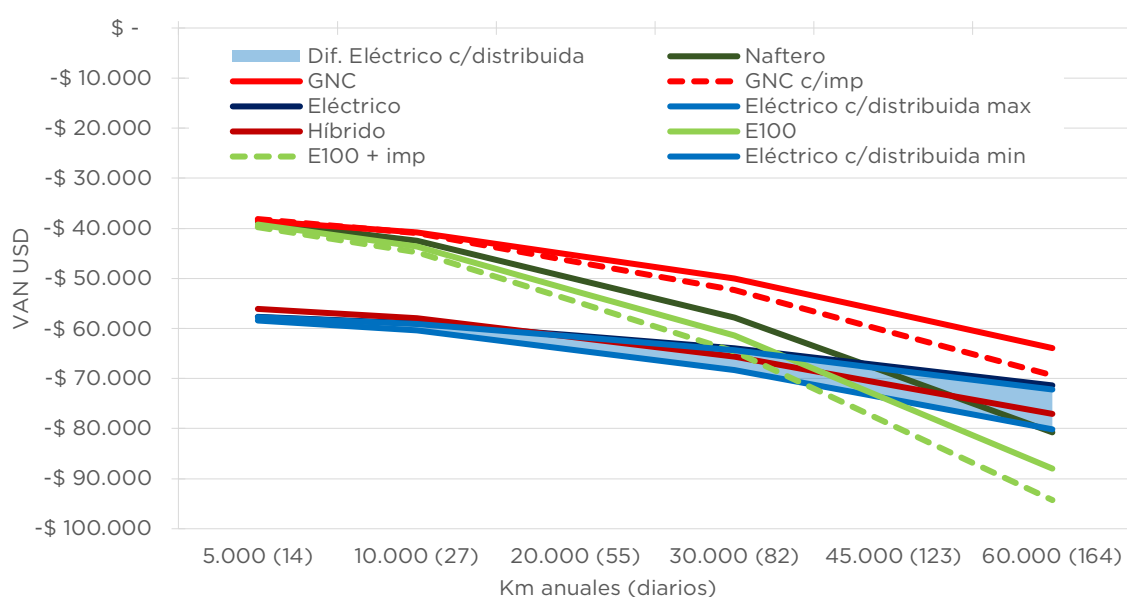
Tabla N° 17-8: Supuestos para evaluación de tecnologías en vehículos livianos

Tecnología	UM	Consumo UM/100km	Precio combustibles USD/UM	USD/km
Eléctrico	kWh	20	0,15	0,030
Híbrido	Litro	3,46	1,03	0,036
Naftero	Litro	9,50	1,03	0,098
GNC	m ³	9,50	0,44	0,042
GNC con impuestos	m ³	9,50	0,62	0,059
Bioetanol	Litro	13,56	0,86	0,117
Bioetanol con impuestos	Litro	13,56	0,99	0,134

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda, sobre la base de datos de AFIP.

A continuación, se presenta un gráfico donde se expone el valor actual de cada una de las alternativas consideradas en función de la distancia recorrida anual.

Gráfico N° 17-8: Valor actual para automóviles por tipo de motorización



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda, sobre la base de Res 1104/2004, Res 314/2017 y AFIP.

Como se puede observar, la alternativa más ventajosa para el usuario es el vehículo a GNC, independientemente de la distancia recorrida, incluso considerando un posible impuesto.

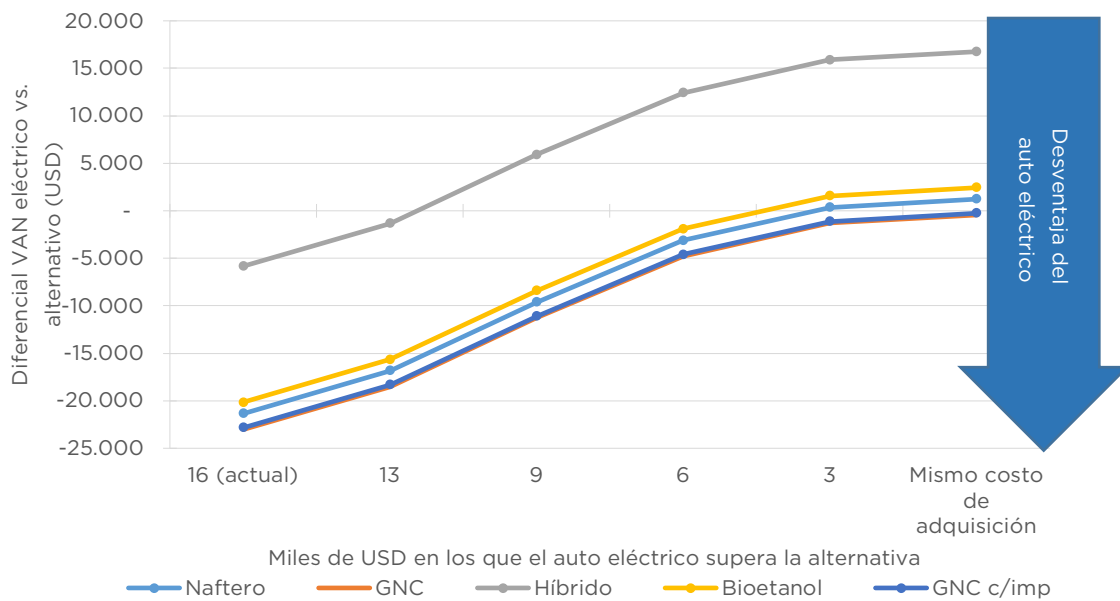
Luego continúan el vehículo naftero y el potencial de los vehículos Flex, estos últimos considerando un corte de biocombustibles del 100% (E100). En estos casos el costo de combustible tiene un peso relativamente alto por lo que el valor actual de la inversión se reduce significativamente a medida que aumenta la distancia recorrida haciendo más convenientes otras alternativas de combustibles más económicos por unidad de volumen, pero que requieren de una mayor inversión inicial a partir de los 40.000 kilómetros anuales.

Los vehículos híbridos y eléctricos, por su parte, se ubican en términos de este análisis, en los últimos lugares, debido a la alta inversión inicial requerida, siendo, en las circunstancias actuales, la opción menos competitiva dentro de las evaluadas la del vehículo eléctrico con energía distribuida. No obstante,

dado que el costo por kilómetro es considerablemente menor (alrededor de un tercio) al de la nafta y los biocombustibles, comienzan a volverse rentables a partir de cierta distancia recorrida. Sin embargo, esta distancia resulta ser elevada en comparación con la distancia media recorrida por los autos en nuestro país (10.000 kilómetros/año).

A los efectos de analizar cuál debería ser la caída en el CAPEX para que el auto eléctrico se torne competitivo con el resto de las alternativas, el siguiente gráfico muestra cuánto debería ser la caída del CAPEX original (valuado en 39 mil dólares) para mejorar la competitividad del proyecto. En ese sentido, si el auto eléctrico tuviera el mismo costo de adquisición que el resto de las tecnologías —lo que según las tendencias de reducción de costos de adquisición de las baterías podría alcanzarse en el mediano plazo—, la alternativa sería indiferente respecto del resto de las motorizaciones.

Gráfico N° 17-9: Comparación del valor del auto eléctrico respecto del resto de las tecnologías



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

Escenarios Energéticos 2030

Documento de síntesis

Subsecretaría de Planeamiento Energético

Responsable: **Luciano Caratori, Subsecretario** | privadaplaneamiento@energia.gob.ar

Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético

Responsable: **Leonardo Mastronardi, Director Nacional** | Imastronardi@energia.gob.ar

Coordinación de Prospectiva Hidrocarburífera

Responsable: **Pablo Lapun, Coordinador** | plapun@energia.gob.ar

Coordinación de Prospectiva Eléctrica

Responsable: **Juan Pablo Vila Martínez, Coordinador** | jpvila@energia.gob.ar

Dirección Nacional de Información Energética

Responsable: **Fernando Pino, Director Nacional** | fpino@energia.gob.ar

Dirección de Estadísticas Energéticas

Responsable: **Pablo Ronco, Director** | pronco@energia.gob.ar

Coordinación del Sistema Integrado de Información Energética

Responsable: **Cynthia Enrique, Coordinadora** | cenrique@energia.gob.ar

Dirección Nacional de Evaluación de Políticas y Proyectos Energéticos

Responsable: **Oscar Natale, Director Nacional** | onatale@energia.gob.ar

Dirección de políticas de precios y tarifas energéticas

Responsable: **Lisa Rivas, Directora** | lrivas@energia.gob.ar

Coordinación de Programas Interministeriales

Responsable: **Juan Francisco Hernández, Coordinador** | jhernandez@energia.gob.ar

Coordinación de Energía y Cambio Climático

Responsable: **Rocío Rodríguez, Coordinadora** | rorodriguez@energia.gob.ar

Últimas versiones y datos actualizados:

<https://www.argentina.gob.ar/energia/planeamiento-energetico>

<http://datos.energia.gob.ar/>



Secretaría de Gobierno de Energía
Ministerio de Hacienda
Presidencia de la Nación