

ANEXO I

Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030

Resumen ejecutivo

El cambio climático, además de ser una amenaza global, es esencialmente un problema de desigualdad social. Se trata de una crisis impulsada por el proceso de desarrollo económico de las naciones de mayores ingresos, pero cuyos costos recaen mayoritariamente sobre los países más pobres, obstaculizando sus tardíos procesos de desarrollo. A su vez, este mecanismo se replica al interior de cada país dado que los mayores impactos medioambientales afectan a los sectores históricamente más vulnerables. En este marco, la transición energética es una de las tareas a abordar para dar respuesta a la problemática medioambiental de nuestra casa común. En todos estos procesos, la política pública debe tener un rol central en la administración de los costos y beneficios que implicarán los desafíos impuestos por la crisis climática.

La transición energética, motorizada por la demanda de acción climática, debe ser justa, asequible y sostenible. Debe tener simultáneamente consistencia social, macroeconómica, fiscal, financiera y de balanza pagos. El proceso de transición energética implica un cambio estructural en los sistemas de abastecimiento y utilización de la energía, lo cual tiene consecuencias inciertas en los modos de organización social. A diferencia de las transiciones del pasado, que surgieron endógenamente como resultado de innovaciones tecnológicas y/o descubrimientos de recursos, la actual es una transición consciente para evolucionar del paradigma fósil, que fue tanto facilitador de la expansión de las economías centrales en los últimos dos siglos como causante del deterioro ambiental del planeta.

En línea con el principio de “responsabilidades comunes pero diferenciadas y capacidades respectivas” establecido por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), el esfuerzo de mitigación global debe ser equitativo. Por ello, Argentina plantea cumplir sus compromisos internacionales mediante un sendero de descarbonización de la matriz energética acorde a sus capacidades tecnológicas y productivas, considerando sus posibilidades macroeconómicas y su delicado contexto social. En este sentido, se busca incrementar la producción y distribución de más energía limpia en emisiones de gases efecto invernadero de manera confiable, sostenible y asequible acompañando el crecimiento productivo y poblacional, promoviendo la eficiencia energética y afianzando los mecanismos de adaptación al cambio climático. Los recursos con los que contamos actualmente son los que nos permitirán un proceso de transición basado en nuestras capacidades, el cual podría acelerarse en caso de que los países con mayor grado de desarrollo económico y responsabilidad ambiental histórica honren su compromiso global, aumentando sus niveles

de cooperación internacional con el resto del mundo para garantizar una transición justa, asequible y sostenible.

Desde el Ministerio de Economía de la Nación, organismo bajo cuya órbita se encuentra la Secretaría de Energía de la Nación, se ha venido trabajando en la formulación e implementación de 6 objetivos de política económica para caracterizar una estructura productiva que sea (i) inclusiva, (ii) dinámica, (iii) estable, (iv) federal, (v) soberana y (vi) sostenible. Dado que la matriz energética en Argentina es un vector central del desarrollo económico argentino, la política económica y la política energética deben tener un enfoque conjunto y articulado. Es por eso que asumimos el desafío de integrar estos seis objetivos en un programa de transición energética que parta de las restricciones macroeconómicas que tiene nuestro país y logre convertirse en una hoja de ruta frente a los problemas sociales, productivos y energéticos que estructuralmente condicionan la calidad de vida de nuestro pueblo.

El proceso de transición global encuentra a la Argentina frente a una compleja situación social y financiera. Una significativa proporción de la población se encuentra por debajo de la línea de pobreza. Adicionalmente, el país enfrenta una compleja situación en el frente externo, agudizada por los elevados compromisos de deuda en moneda extranjera. La transición energética no puede pensarse aislada de esta realidad sino que debe armonizarse con la estabilización macroeconómica necesaria para el desarrollo, buscando fortalecer nuestras capacidades en un sendero compatible con la inclusión social y disponibilidad de divisas. Por lo tanto, el rumbo hacia una estructura productiva que sea inclusiva, estable, dinámica, federal, soberana y sostenible debe contemplar escenarios energéticos que sean compatibles con estos principios.

El documento está dividido en seis secciones. En la primera, se exponen los antecedentes vinculados a las cumbres internacionales y los compromisos climáticos asumidos por el país y se referencian los trabajos impulsados desde la Secretaría en pos de conformar un Plan de Transición Energética. En la segunda sección, se realiza una revisión bibliográfica y estadística de la agenda climática y energética a nivel global. Para ello, se consideran las emisiones del sector energético entre diferentes países y los compromisos asumidos en las NDCs. Se analizan también los límites y oportunidades de la transición energética para países periféricos. En la tercera sección se describe la situación energética, socioeconómica e institucional del país. En este aspecto, se destaca la trayectoria de los principales sectores energéticos. En la cuarta sección se detallan la visión, los objetivos y los lineamientos de la transición energética nacional. En la quinta sección se presentan los escenarios energéticos al 2030 y los resultados esperados. Por último, en la sexta sección se presentan las conclusiones del trabajo.

Índice:

Resumen ejecutivo	1
1. Antecedentes	6
2. El cambio climático y el sector energía	8
2.1. Contexto global	8
2.2. Transición energética	13
2.3. Compromisos asumidos en las NDCs	16
2.4. Límites y oportunidades para países periféricos	22
3. Circunstancias nacionales	25
3.1. Matriz energética	25
3.1.1 Hidrocarburos	27
3.1.2 Energía hidroeléctrica	29
3.1.3 Energía nuclear	30
3.1.4 Biocombustibles	31
3.1.5 Energías renovables no convencionales	32
3.2. Contexto social y macroeconómico	34
4. Objetivos y lineamientos	35
4.1. Objetivos generales	35
4.2. Lineamientos estratégicos	36
5. Escenarios energéticos al 2030	38
5.1 Conformación de los escenarios y resumen	38
5.2 Supuestos en cuanto a precios, drivers, y políticas	39
5.3 Demanda eléctrica y de gas natural	40

5.4 Medidas de eficiencia energética	43
5.4.1 Eficiencia en el sector residencial	44
5.4.2 Eficiencia en el sector industrial	45
5.4.3 Eficiencia en el sector transporte	46
5.4.4 Otras medidas de eficiencia	46
5.4.5 Barreras de implementación	46
5.5 Demanda de Combustibles	47
5.6 Oferta de energía eléctrica	49
5.7 Oferta local de Petróleo y Gas	53
5.8. Emisiones	55
5.8.1 Resultados teóricos del modelo REN 20	57
5.8.2 Resultados teóricos del modelo REN 30	57
5.9 Inversiones	57
5.9.1. Inversiones en potencia instalada	58
5.9.2 Inversiones en Operación y Mantenimiento (O&M)	60
5.9.3 Inversiones en transporte eléctrico	61
5.9.4 Inversiones en infraestructura gasífera	62
5.10. Consideraciones adicionales	65
6. Comentarios finales	66
Referencias bibliográficas	67

Índice de Tablas y Gráficos:

Gráficos:

Gráfico N° 1: Emisiones por sector, año 2016.

Gráfico N° 2: Matriz energética primaria, primeros diez emisores del sector energético y Argentina, en porcentaje, año 2018.

Gráfico N° 03. Principales países exportadores de aerogeneradores, módulos fotovoltaicos y turbinas de vapor y motogeneradores para bioenergías, 2001-2019 (en%).

Gráfico N° 04: Matriz primaria y generación eléctrica mundial, años 1973 y 2017 (%).

Gráfico N° 05: Matriz primaria nacional, año 2020 (%).

Gráfico N° 06: Oferta eléctrica nacional, año 2020 (%).

Gráfico N° 07: Principales supuestos utilizados.

Gráfico N° 08: Evolución de la demanda eléctrica al 2030.

Gráfico N° 9.1: Evolución de la demanda de gas al 2030, escenario vigente.

Gráfico N° 9.2: Evolución de la demanda de gas al 2030, escenario ambicioso.

Gráfico N° 10: Demanda de combustibles para transporte.

Gráfico N° 11. Incorporación proyectada de potencia para proyectos hidroeléctricos, nucleoeeléctricos y térmicos en ejecución. 2022 - 2030.

Gráfico N° 12. Incorporación proyectada de potencia renovable. 2022 - 2030.

Gráfico N° 13. Matriz de generación 2030 escenario REN 30 y REN 20.

Gráfico N° 14. Producción de gas en cada escenario.

Gráfico N° 15. Producción de petróleo en cada escenario.

Gráfico N° 16.1 Oferta y demanda de gas mensual. Escenario ambicioso.

Gráfico N° 16.2 Oferta y demanda de gas mensual. Escenario Políticas vigentes.

Gráfico N° 17. Emisiones de CO₂e 2016 y escenarios REN 30 y REN 20.

Gráfico N° 18. Divisas necesarias para las inversiones en potencia por año.

Gráfico N° 19. Inversiones en transporte eléctrico.

Tablas:

Tabla N° 1: Primeros diez emisores del sector energético y Argentina, año 2018, e indicadores seleccionados.

Tabla N° 2: Consumo de carbón de los primeros diez emisores del sector energético y Argentina.

Tabla N° 3: Emisiones de las primeras diez centrales eléctricas a carbón, año 2018.

Tabla N° 04: NDC por países seleccionados.

Tabla N° 05. Incorporación de potencia estimada por tipo de fuente.

Tabla N° 06. Reducción de las emisiones en el subsector Generación de Electricidad con respecto al 2016, para los escenarios REN 20 y REN 30.

Tabla N° 06. Incorporación de potencia estimada por tipo de fuente.

Tabla N° 07. Resumen de inversiones necesarias.

Tabla N° 08. Inversiones necesarias en nueva potencia para cada escenario.

Tabla N° 08. Inversiones necesarias en nueva potencia para cada escenario.

Tabla N° 09. Potencia incorporada y divisas requeridas por escenario.

Tabla N° 10. Inversiones en transporte eléctrico.

Tabla N° 11. Inversiones en infraestructura gasífera.

1. Antecedentes

La República Argentina ratificó, en 1994, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) mediante la sanción de la Ley N° 24.295 con el objetivo de estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático y en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurando que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitiendo que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

Posteriormente, el país 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 diciembre de 2015. El Acuerdo de París se basa en la Convención y, por primera vez, se apoyó en la causa común que tienen todas las naciones para emprender esfuerzos ambiciosos para combatir el cambio climático y adaptarse a sus efectos, con un mayor apoyo para ayudar a los países en desarrollo a hacerlo.

De conformidad con el Acuerdo de París, todas las Partes deben esforzarse por formular y comunicar estrategias a largo plazo de desarrollo de bajas emisiones de gases de efecto invernadero, teniendo en cuenta el objetivo de mantener el aumento de la temperatura media global muy por debajo de los 2 °C respecto de los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los impactos negativos del cambio climático. El objetivo de la estrategia a largo plazo es confirmar el compromiso de acción climática global y presentar una visión que pueda conducir a lograr emisiones de gases de efecto invernadero netas cero en la segunda mitad del siglo a través de una transición socialmente justa de manera sostenible.

Argentina había presentado el 1° de octubre de 2015 su Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés). Durante la vigésima segunda Conferencia de las Partes (COP22), realizada en Marruecos en noviembre de 2016, la Argentina presentó una versión revisada que se convirtió en su primera Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés).

Mediante el Decreto N° 891/2016 se creó el Gabinete Nacional de Cambio Climático (GNCC) para facilitar la adopción de estas políticas, presidido por el Jefe de Gabinete de Ministros e inicialmente conformado por doce ministerios con competencia sobre las políticas sectoriales de mitigación y adaptación. En la reunión COP 23, que se desarrolló en Bonn (Alemania) en 2017, el gobierno argentino presentó los avances realizados para la implementación de su NDC, que fueron trabajados en el marco del GNCC, a través de planes sectoriales.

En el año 2018, en el marco del Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas desarrollado para la presidencia argentina del G20, se inició el proceso de diálogo *Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050*, convocada por el entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación (hoy Secretaría de Energía), conducida por el Comité Ejecutivo de la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta iniciativa se realizó con el objetivo de aportar a la formulación de una estrategia nacional de largo plazo para un desarrollo bajo en emisiones de GEI, de acuerdo a lo establecido en el Acuerdo de París, y reflejar el compromiso del Estado Argentino de promover a nivel nacional una visión de largo plazo relativa a los desafíos que enfrenta en el sector energético, teniendo en cuenta que es uno de los sectores más primordiales entre los que deben llevar a cabo significativos esfuerzos de descarbonización.

En el marco de este proceso de diálogo, desarrollado entre junio 2018 y abril 2019, representantes de instituciones de la producción, transporte y distribución de energía, de grandes consumidores, de consumidores residenciales, del sector del trabajo, de instituciones socio-ambientales y del sector académico conformaron un Consejo Consultivo que analizó, debatió y reflexionó sobre los pilares, objetivos y metas de la transición energética Argentina al 2050, con lo cual el proceso cuenta con una legitimidad que se sustenta en el trabajo y consenso intersectorial sobre la visión de la transición energética argentina que se ha llevado a cabo desde entonces.

En diciembre de 2020 Argentina presentó su segunda NDC, cuya meta es no exceder los 359 MtCO_{2e} para 2030. Esto equivale a una disminución total del 19% de las emisiones hacia 2030 en comparación con el máximo histórico de emisiones alcanzado en el año 2007, y una reducción del 25,7% respecto de la NDC anterior. Posteriormente, en la Cumbre Latinoamericana sobre Cambio Climático, el gobierno argentino amplió el compromiso de reducir sus emisiones de GEI al 2030 en un 2% respecto a las presentadas en la segunda NDC de forma tal de no exceder 349,16 MtCO_{2e} (un 27,7% menor a las metas presentadas en el año 2016).

2. El cambio climático y el sector energía

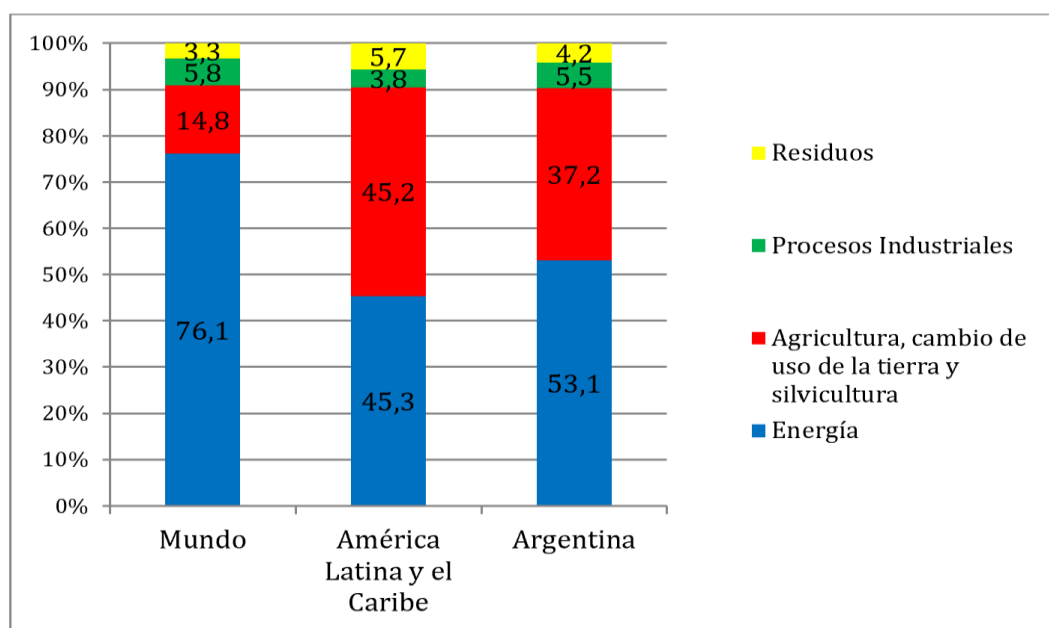
2.1. Contexto global

De acuerdo a la categorización realizada por Climate Watch, el principal peso de las emisiones a nivel global recae en el sector energético, con el 76% del total. El segundo lugar lo ocupa la sumatoria de los sectores de agricultura, cambio de uso de la tierra y silvicultura con el 14,8%, seguido de los sectores de procesos industriales y residuos con participaciones menores (ver Gráfico N° 1).

La estructura de emisiones en América Latina y el Caribe se muestra diferente. El peso del sector energético es prácticamente el mismo que la sumatoria del de agricultura, cambio de uso de la tierra y silvicultura. A su vez, el hecho de que el 19% de las emisiones regionales se origine en el cambio de uso del suelo indica que en ella existe un importante espacio para mitigar en materia de deforestación respecto a otros sectores (Bárcena et al, 2020).

El caso argentino se asemeja más a la particularidad regional que al promedio mundial ya que el sector energético representa el 53% del total de las emisiones. En tanto, el sector agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra (tal como se categoriza en Moreira Muzio et al 2019) genera el 37,2% de las emisiones de GEI.

Gráfico N° 1: Emisiones por sector, año 2016.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de [Climate Watch](#) y [Moreira Muzio et al \(2019\)](#).

Cuando se realiza el ejercicio de focalizar las emisiones generadas en el sector energético exclusivamente, la lista de los primeros diez países, ordenados por las emisiones sectoriales del año 2018, incluye a China, Estados Unidos, India, Rusia, Japón, Irán, Alemania, Canadá,

Corea del Sur e Indonesia. En conjunto, representan el 66,2% de las emisiones sectoriales y casi el 64% de las emisiones sectoriales acumuladas en el período 1990-2018. Fundamentalmente, el peso recae en los cinco primeros países, cuyas emisiones suman el 57,4% de 2018 y el 54,7% del acumulado. Por su parte, Argentina se ubica en el puesto N° 31 con una participación del 0,5% del total del sector, tanto en 2018 como en el acumulado del período (ver Tabla N°1).

Si bien la lista incluye a algunos de los países más poblados del mundo, en conjunto representan el 51% de la población mundial mientras que su consumo primario de energía alcanza casi el 65% del total. Respecto a la intensidad de emisiones del sector, el conjunto se mantiene en el promedio mundial pero individualmente son notorios los casos que superan el promedio como China, Rusia, Indonesia e India. En el caso de la Argentina, no sólo tiene un consumo de energía poco representativo y ajustado al tamaño de su población (0,6%) sino que se debe destacar que la intensidad de sus emisiones se encuentra por debajo del promedio mundial.

Tabla N° 1: Primeros diez emisores del sector energético y Argentina, año 2018, e indicadores seleccionados.

#	País	Emisiones energía 2018 (MtCO ₂ eq)	%	Emisiones energía 1990-2018 (MtCO ₂ eq)	%	Consumo primario de energía (Mteqp)	%	Intensidad de CO ₂ por unidad de energía consumida	Consumo primario de energía per cápita (gigajoules)
	Mundo	37.225,0		858.087,6		13.864,9		2,7	76
1	China	10.318,5	27,7	171.168,9	19,9	3.273,5	23,6	3,2	96,9
2	Estados Unidos	5.271,2	14,2	163.212,2	19,0	2.300,6	16,6	2,3	294,8
3	India	2.424,6	6,5	38.348,1	4,5	809,2	5,8	3,0	25,0
4	Rusia	2.275,6	6,1	63.480,6	7,4	720,7	5,2	3,2	209,6
5	Japón	1.090,4	2,9	33.416,3	3,9	454,1	3,3	2,4	149,5
6	Irán	716,8	1,9	14.028,4	1,6	285,7	2,1	2,5	145,9
7	Alemania	713,8	1,9	24.100,3	2,8	323,9	2,3	2,2	164,8
8	Canadá	626,1	1,7	16.446,2	1,9	344,4	2,5	1,8	390,2
9	Corea del Sur	617,2	1,7	13.312,1	1,6	301,0	2,2	2,1	246,3
10	Indonesia	598,2	1,6	10.927,7	1,3	185,5	1,3	3,2	29,1
	Subtotal	24.652,4	66,2	548.440,8	63,9	8.998,7	64,9	2,6	175,2
31	Argentina	186,8	0,5	4.554,5	0,5	85,1	0,6	2,2	79,7

Fuente: Elaboración propia en base a datos de [Climate Watch](#) y BP.

En cuanto al consumo primario de energía per cápita, todos los países, excepto India e Indonesia, superan holgadamente el promedio mundial. Cabe resaltar los casos de Canadá y de Estados Unidos que quintuplican y cuadruplican, respectivamente, el promedio mundial.

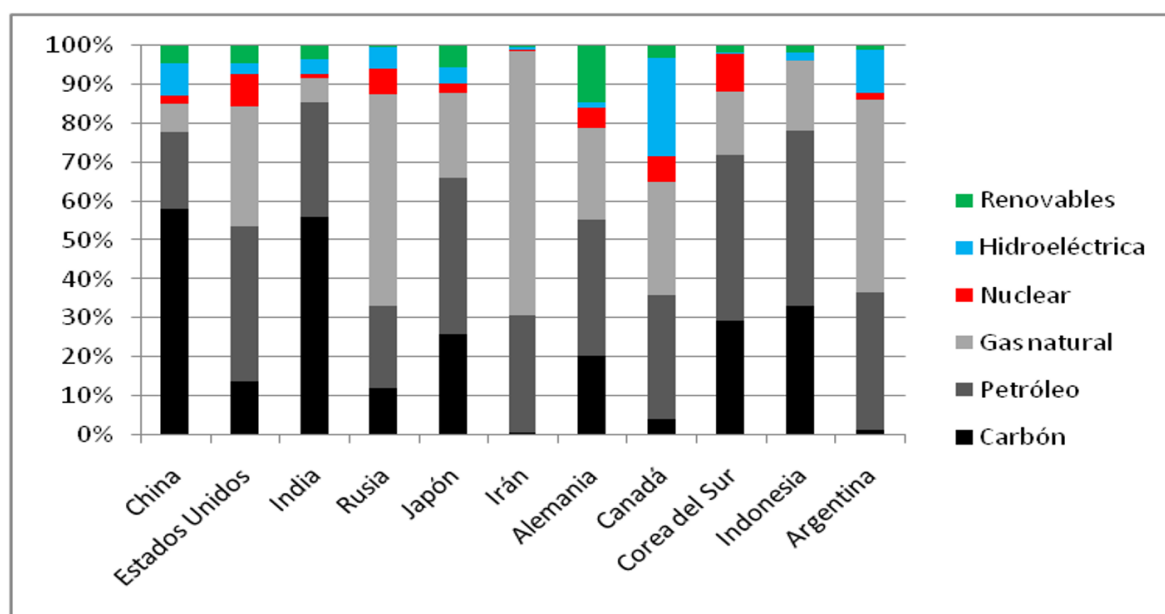
En un tercer escalón se ubica Corea del Sur, cuyo consumo per cápita triplica el promedio. En este aspecto, la Argentina apenas supera el promedio.

El análisis de la matriz primaria de cada uno de estos países, que expresa una representación cuantitativa del total de las fuentes de energía utilizadas, permite un mejor entendimiento de su peso en las emisiones sectoriales. Invariablemente, en todos los casos existe un claro predominio de los hidrocarburos, aunque la particularidad pasa por la participación del carbón. Este mineral ocupa el primer lugar en China (58,2%) e India (55,9%) y es la segunda fuente energética en Indonesia (33,2%), Corea del Sur (29,3%) y Japón (25,9%).

Por su parte, Alemania cuenta al carbón como tercera fuente (20,5%), por encima de las fuentes renovables (14,6%). Estados Unidos y Rusia tienen una menor participación del carbón aunque todavía lo utilizan en niveles considerables (13,8% y 12,2%, respectivamente), mientras que en Canadá es una de las fuentes menos utilizadas (4,2%) y en Irán su consumo es poco significativo (0,5%).

En Argentina el carbón ocupa un lugar marginal (1,4%), en una matriz con predominio casi absoluto del gas natural, solamente comparable a los casos ruso e iraní, y en la cual las fuentes hidroeléctrica y nuclear son más importantes inclusive (ver Gráfico N° 2).

Gráfico N° 2: Matriz energética primaria, primeros diez emisores del sector energético y Argentina, en porcentaje, año 2018.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de BP.

Respecto al subsector eléctrico, el carbón tiene un fuerte predominio en el consumo de India (75,3%), China (66,5%) e Indonesia (58,5%). También es la primera fuente en Corea del Sur (44%) y en Alemania (35,3%) y la segunda fuente en Japón (33%) y Estados Unidos (27,9). En cambio, Canadá tiene un fuerte predominio de la hidroelectricidad y Rusia e Irán del gas

natural. El caso argentino se emparenta con los últimos dos aunque, a diferencia de Rusia, la generación eléctrica a partir del carbón tiene una participación menor (1,4% y 16%, respectivamente) (ver Gráfico N° 2).

No es fortuito distinguir el uso energético de los distintos hidrocarburos. Definitivamente, el carbón es la mayor fuente de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía a nivel mundial ya que representa más del 70% del total. Esto se debe tanto al uso generalizado del carbón para generar energía eléctrica como a la intensidad excepcionalmente alta de CO₂ de la energía alimentada con carbón: el carbón emite 879 gramos de CO₂ equivalente por kWh, superior a la emisión del petróleo (713 gCO₂/kWh) y más del doble que el gas natural (391 gCO₂/kWh) (Foster & Bedrosyan, 2014).

En este sentido, las estadísticas del consumo de carbón son elocuentes. Los primeros diez países emisores consumieron el 82,4% del total en 2018 y el 76,2% en el acumulado del período 1965-2018. La mitad del consumo presente lo explica China, seguido de India y Estados Unidos. Los tres juntos utilizan más del 70% global. En el acumulado, los cinco primeros emisores sectoriales representan el 68,4% del consumo de carbón, a los cuales debería adicionarse la importante participación alemana (4,7%). Otros países fuera de esta lista, pero que se encuentran entre los principales veinte emisores sectoriales, han utilizado intensivamente el carbón como son los casos de Sudáfrica (2,6% del acumulado), el Reino Unido (2,4%) y Australia (1,6%).

Tabla N° 2: Consumo de carbón de los primeros diez emisores del sector energético y Argentina.

País	2018 (%)	1965-2018 (%)
China	50,5	32,9
Estados Unidos	8,4	17,4
India	12	3,5
Rusia	2,3	8,3
Japón	3,1	6,3
Irán	0,04	0,04
Alemania	1,8	4,7
Canadá	0,4	1
Corea del Sur	2,3	1,5
Indonesia	1,6	0,6
Subtotal	82,4	76,2
Argentina	0,03	0,04

Fuente: Elaboración propia en base a datos de BP.

La ausencia de datos sistematizados impide realizar un análisis histórico de más largo plazo del uso del carbón como fuente predominante de energía, aunque resulta lógico enlazar el temprano desarrollo de los países centrales con la quema de carbón para satisfacer sus necesidades desde la Revolución Industrial. En cambio, el uso del carbón en la Argentina es insignificante en el presente (0,03%) y en el acumulado (0,04%) (ver Tabla Nº 2). Eso se debe a la temprana gasificación de la matriz nacional, lo que constituye una ventaja relativa respecto a las emisiones de CO2 acumuladas en la atmósfera en los últimos 50 años.

Por último, para tener una dimensión más acabada del daño ambiental del consumo de carbón y su concentración geográfica queda detallar las emisiones de las centrales eléctricas hipercontaminantes. Indefectiblemente, las diez generadoras más nocivas en términos ambientales se alimentan de carbón y tres de ellas se encuentran en Corea del Sur, dos en India y el resto en Polonia, Taiwán, China, Alemania y Japón (Don Grant et al 2021). La suma de sus emisiones en el año 2018 alcanza los 303,8 millones de toneladas de CO2 (ver Tabla Nº 3), lo que equivale al 83% de las emisiones totales de la Argentina (364,4 MtCO2e). Si solamente se suman las emisiones de las seis primeras (195,7 MtCO2e), superan incluso las emisiones nacionales del sector energético (193,4 MtCO2e). Finalmente, la primera, la planta polaca Belchatow, genera el equivalente al 78,6% de las emisiones del subsector de generación eléctrica en nuestro país (47,8 MtCO2e).

Tabla Nº 3: Emisiones de las primeras diez centrales eléctricas a carbón, año 2018.

Nombre de la planta	País	Emisión de CO2 (MT)
Belchatow	Polonia	37,6
Vindhyachal	India	33,9
Dangjin	Corea del Sur	33,5
Taeon	Corea del Sur	31,4
Tauchung	Taiwán	29,9
Tuoketuo	China	29,5
Niederaussem	Alemania	27,2
Sasan Umpp	India	27,2
Yonghungdo	Corea del Sur	27,0
Hekinan	Japón	26,6
Total 10 primeras		303,8

Fuente: Elaboración propia en base a Don Grant et al (2021).

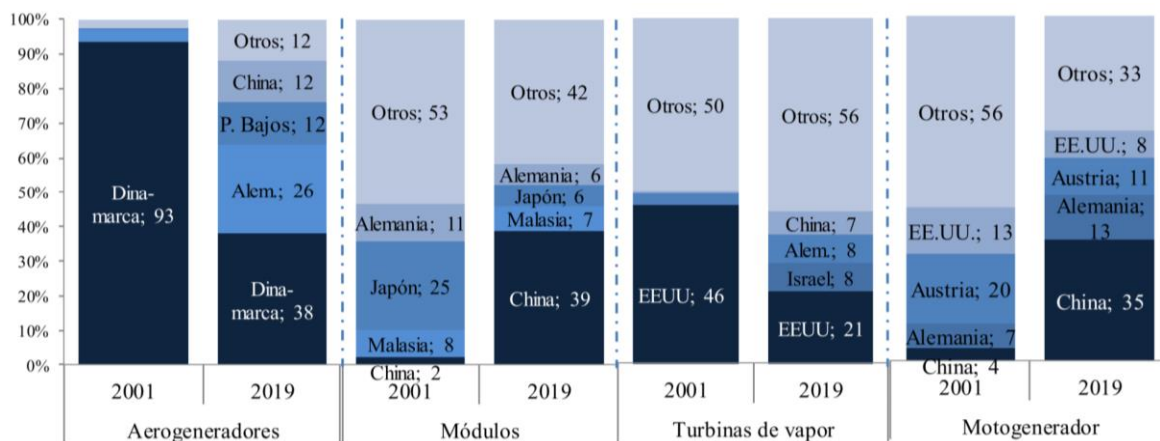
2.2. Transición energética

Una transición energética es un cambio estructural en el sistema de provisión y utilización de la energía (Carrizo et al., 2016), una transformación fundamental, multidimensional y a largo plazo del sector energético en un contexto tecno-institucional específico que incluye y afecta una amplia gama de tecnologías, estructuras organizativas e institucionales (Kern & Markard, 2016). Toma varias décadas en consolidarse: ochenta años transcurrieron desde 1830, cuando la contribución del carbón mineral a la energía mundial superó el 10%, hasta que alcanzó su pico de cerca del 45% hacia 1910 y cincuenta y cinco años pasaron desde que, durante la Primera Guerra Mundial, el petróleo figuraba con el 10% en la matriz energética, hasta que llegó a su máxima participación con poco más del 40% en la década de 1970 (Carrizo et al., 2016).

A diferencia de otras transiciones energéticas, que surgieron como consecuencia de la aparición de nuevas tecnologías y/o descubrimientos de recursos, la actual es una transición intencionada (*purposive transition*) fundada en la necesidad de disminuir las emisiones de GEI (Kern & Markard, 2016). En ese sentido, las políticas públicas juegan un papel clave y requieren algunas características para ser exitosa como por ejemplo la persistencia/continuidad, ya que las transiciones llevan tiempo, incluso décadas. A su vez, el conocimiento tecnológico debe ser continuado y adquirido, de lo contrario se deprecia rápido. Además, el alineamiento de las políticas es clave para la multiplicidad de factores y los diferentes mecanismos de cambio que requieren señales de política consistentes y libres de contradicciones (Grubler, 2012).

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) destaca tres aspectos fundamentales de la actual transición: expansión de las energías renovables, promoción de la eficiencia energética y electrificación. A su vez, considera seis tendencias que impulsan el rápido despliegue de las renovables: la caída de costos, el cambio climático, las metas nacionales, la innovación tecnológica, la acción corporativa y de los inversores y la opinión pública (IRENA, 2019a). Sin embargo, el nuevo escenario dista de agotar las disputas geopolíticas que estuvieron vigentes durante el reinado del paradigma fósil y aparecen nuevas. En este sentido, es posible analizar los potenciales beneficiarios del proceso mediante el análisis de los principales exportadores por tipo de tecnología como indicador de los países que concentran las mayores capacidades tecnológicas en estos sectores.

Gráfico N° 03. Principales países exportadores de aerogeneradores, módulos fotovoltaicos y turbinas de vapor y moto generadores para bioenergías, 2001-2019 (en%).



Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de Trademap

Para el caso de la energía eólica, Dinamarca lidera el ranking con el 38% de las exportaciones de aerogeneradores, la tecnología núcleo de generación. El segundo lugar es ocupado por Alemania (26%). Países Bajos y China comparten el tercer lugar con 12% cada uno. Dentro de los principales tecnólogos internacionales se encuentran Vestas (Dinamarca), Goldwind (China), Siemens Gamesa (España), GE Renewable Energy (Estados Unidos) y Envision (China), con una presencia creciente pero no determinante de las empresas asiáticas (Statista, 2020).

En el caso de la energía solar, el 39% de las exportaciones globales de módulos fotovoltaicos proviene de China. Luego siguen Malasia (7%), Japón (6%) y Alemania (6%). Actualmente las principales empresas internacionales que lideran la fabricación de módulos son Jinko Solar (China), JA Solar (China), Trina Solar (China), LONGi Green Energy Technology (China) y Canadian Solar (Canadá), con un considerable predominio de compañías del gigante asiático entre los principales puestos, con siete compañías entre las primeras diez.

Pese a la crisis climática en curso, el régimen energético fósil está lejos de ser desplazado en la velocidad requerida. De acuerdo a datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), en el período 1973-2017 la participación de los hidrocarburos en la matriz primaria ha pasado de 86,8% a 81,3% y en la generación eléctrica de 75,2% a 64,8%. Es decir, que en 44 años el régimen fósil solamente ha perdido una participación de 5,5 y 10,4 puntos porcentuales (p.p.), respectivamente (IEA, 2019).

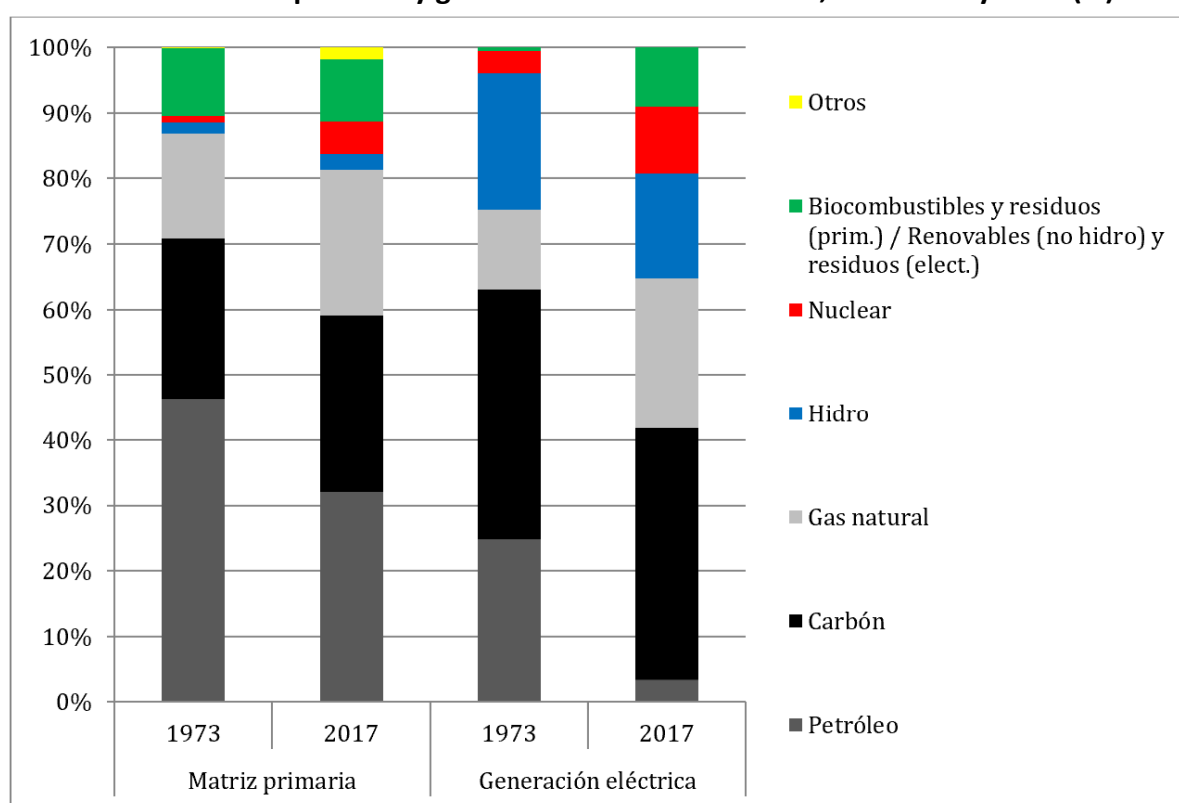
En línea con lo analizado anteriormente, la cuota del carbón se ha incrementado 2,6 p.p. en la matriz primaria (de 24,5% a 27,1%) y se ha mantenido constante en la generación eléctrica (38%), en la cual se mantiene como la primera fuente a lo largo de todo el período. Con todo, existen ciertos cambios al interior del régimen. El petróleo ha retrocedido 14,3 p.p. en la matriz primaria (de 46,3% a 32%), aunque sigue en el primer puesto, y se ha derrumbado en la generación eléctrica al caer del 24,8% al 3,3%. Esto se debe fundamentalmente a que en las últimas cuatro décadas existe una mayor penetración del gas natural tanto en la matriz

primaria como en la generación eléctrica dado que en 1973 representaba el 16% y el 12,1% para pasar en 2017 al 22,2% y 23%, respectivamente.

Para completar el análisis de la matriz primaria, las fuentes hidroeléctricas pasaron de 1,8% a 2,5%, mientras que la nuclear sí tuvo un incremento significativo de 4 p.p. para alcanzar casi el 5%. Finalmente, los biocombustibles y residuos se mantuvieron en el orden del 10%.

En cuanto a la electricidad, la hidro perdió participación (de 20,9% a 15,9%), mientras que la nuclear avanzó 7 p.p. (de 3,3% a 10,3%) y las renovables escalaron desde el fondo hasta el 9% del total (ver Gráfico N°).

Gráfico N° 04: Matriz primaria y generación eléctrica mundial, años 1973 y 2017 (%).



Fuente: Elaboración propia en base a datos de IEA (2019)

Asimismo, es notorio el incremento del consumo energético. A nivel primario se incrementó 129%, al pasar de 6.097 a 13.972 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP), y a nivel eléctrico se cuadruplicó, al pasar de 6.131 a 25.606 TWh entre 1973 y 2017. En cambio, la población aumentó un 92% (de 3.927 a 7.547 millones de habitantes), lo que refleja un mayor consumo energético per cápita.

De modo que a nivel global existe, por una parte, una mayor demanda energética que debe ser satisfecha y, por otra parte, una oferta que no se diversifica con la misma velocidad y que tampoco logra adecuarse en tiempo y forma a las urgencias climáticas. En este sentido, el

mundo se ha movido hacia una lenta transición en energías limpias o de bajas emisiones las cuales pasaron a representar, en conjunto, del 13 al 17% de la matriz primaria y del 26 al 35% de la generación eléctrica.

A escala nacional, existen múltiples trayectorias energéticas, condicionadas por distintos factores. Por caso, el G20 adoptó el concepto de “transiciones” (en plural), enfoque sugerido por la presidencia argentina durante 2018, en el cual se reconoce que *“los países disponen de diferentes vías para alcanzar sistemas energéticos más limpios, mientras promueven la sostenibilidad, la resiliencia y la seguridad energética. 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”* (G20, 2018).

En la misma línea, el Secretario Ejecutivo de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), Alfonso Blanco, ha recomendado tomar el enfoque de transiciones en plural como base de las políticas de largo plazo para la región en la medida que la descarbonización de la economía requiere un cuidadoso criterio de costo eficiencia dado que debe incorporar las implicancias sociales. La incorporación de fuentes renovables no convencionales en los países de la región se ha producido a diferentes ritmos y de forma asimétrica, condicionada por la dotación de recursos de los países, la estructura interna de costos del sistema energético y el marco de políticas e institucionalidad que permite o promueve el desarrollo de proyectos de infraestructura energética. Al mismo tiempo, los países productores de hidrocarburos no pueden prescindir de ellos en el corto y mediano plazo sin que afecte sus economías y el cubrimiento de las necesidades básicas de la población. También se debe considerar que los combustibles fósiles aportan el respaldo que las fuentes intermitentes de energía requieren y que el consumo energético del sector transporte (que representa un 38% del consumo final de energía en la región) tiene baja elasticidad respecto a los hidrocarburos, pese a los avances en materia de movilidad eléctrica (Blanco, 2018).

2.3. Compromisos asumidos en las NDCs

Una forma de abordar las transiciones energéticas previstas por cada parte de la CMNUCC son las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) que se presentan ante la comunidad internacional como un compromiso asumido al 2030. En la Tabla N° 4 se muestran los documentos presentados oficialmente por cada parte, las metas de mitigación y las metas específicas del sector energético. Se seleccionaron los 10 principales emisores del sector energético y también dos casos regionales: México y Brasil.

A excepción de Irán, que no ratificó al Acuerdo de París, todas las partes escogidas, incluyendo a la Unión Europea, cumplieron en presentar su primera NDC, que en algunos casos fue

actualizada. En ninguno de estos casos se presentó una segunda NDC. Argentina sí lo hizo. Todas las NDC seleccionadas informan metas generales de reducción de emisiones hacia al año 2030, pero difieren en medirla respecto al escenario tendencial o a un año base. Arabia Saudita, en cambio, plantea la fórmula de emisiones evitadas. Rusia aclara que su meta queda sujeta al “desarrollo económico social sostenible y equilibrado” del país. Indonesia y México son los únicos casos en los que se proponen tanto metas incondicionales como condicionales.

Solamente en cinco de los trece casos existe compromiso de neutralidad de carbono o climática en 2050 (Estados Unidos, Japón, Unión Europea, Canadá y Corea del Sur). Por su parte, Brasil establece como año de neutralidad 2060, pero sujeto al “buen funcionamiento de los mecanismos de mercado previstos en el Acuerdo de París”. Cabe aclarar que el gobierno chino anunció su neutralidad para 2060 el año pasado, pero no fue formalizado aún en un nuevo documento presentado a la CMNUCCC.

Tabla N° 04: NDC por países seleccionados.

País	Último documento presentado a la CMNUCCC	Meta general	Meta sector energético
China	1er NDC (03/09/2016)	Lograr el pico de emisiones de dióxido de carbono alrededor de 2030 y hacer los mejores esfuerzos para alcanzar el pico temprano. Reducir las emisiones de dióxido de carbono por unidad de PIB entre un 60% y un 65% en 2030 con respecto al nivel de 2005	En 2030 aumentar la participación de los combustibles no fósiles en el consumo de energía primaria a alrededor del 20%
Estados Unidos	1er NDC después de reincorporar se al Acuerdo de París (22/04/2021)	Reducir las emisiones netas de GEI en un 50-52% por debajo de los niveles de 2005 en 2030. Lograr emisiones netas cero, en toda la economía, a más tardar en 2050	Alcanzar una generación eléctrica 100% libre de contaminación de carbono para 2035

India	1er NDC (02/10/2016)	Reducir la intensidad de emisiones del 33% al 35% para 2030 por debajo de los niveles de 2005	Aumentar la proporción de recursos energéticos no fósiles al 40% de la capacidad de energía eléctrica instalada para 2030 con la ayuda de la transferencia de tecnología y financiamiento internacional de bajo costo, incluido el Fondo Verde para el Clima (GCF)
Rusia	1er NDC (25/11/2020)	Reducir 70% las emisiones de GEI para 2030 respecto al nivel de 1990, teniendo en cuenta la máxima capacidad de absorción posible de los bosques y otros ecosistemas y sujeto al desarrollo económico social sostenible y equilibrado de la Federación Rusa	No hay
Japón	1er NDC actualización provisoria (12/10/2021)	Reducir las emisiones de GEI en un 46% en el año fiscal 2030 con respecto a los niveles del año fiscal 2013, estableciendo un objetivo ambicioso que está alineado con el objetivo a largo plazo de lograr el cero neto para 2050.	Reducir las emisiones de CO2 relacionadas con la energía en el año 2030 en un 45% respecto a 2013.
Unión Europea	1er NDC actualizado (18/12/2020)	Reducción de al menos un 55% de las emisiones de GEI para 2030 en comparación con 1990. Neutralidad climática en 2050	La eficiencia del consumo de energía final y primaria de la UE mejorará en al menos un 32,5% para 2030 en comparación con una línea de base histórica. Aumentar la energía renovable en el consumo final de energía para alcanzar al menos el 32% para 2030, lo que representará casi el doble de los niveles de 2017
Irán	No ratificó el Acuerdo de París		

Canadá	1er actualizado (12/07/2021)	NDC	Reducir las emisiones entre un 40% y un 45% por debajo de los niveles de 2005 para 2030. Emisiones netas cero para 2050	No hay
Corea del Sur	1er actualizado (30/12/2020)	NDC	Reducir el 24,4% de las emisiones nacionales totales de GEI en 2017, que es de 709,1 MtCO ₂ e, para 2030. Neutralidad de carbono en 2050.	Reducción significativa de la generación de energía a base de carbón (por ejemplo, prohibición de construir nuevas centrales eléctricas de carbón, reducción adicional de las centrales eléctricas de carbón existentes, conversión a combustibles ecológicos como el GNL), así como la ampliación de la energía renovable (para aumentar la proporción de energía renovable hasta un 20% para 2030 y un 30-35% para 2040).
Indonesia	1er actualizado (22/07/2021)	NDC	Reducción incondicional del 29% de las emisiones de GEI en comparación con el escenario BAU para el año 2030. Reducción condicional de hasta un 41%, sujeto a la disponibilidad de apoyo internacional para financiamiento, transferencia de tecnología y desarrollo y creación de capacidad.	Transformar, para 2025 y 2050, la combinación de suministro de energía primaria de la siguiente manera: a) energía nueva y renovable al menos el 23% en 2025 y al menos el 31% en 2050; b) el petróleo debería ser menos del 25% en 2025 y menos del 20% en 2050; c) el carbón debe ser mínimo del 30% en 2025 y mínimo del 25% en 2050; y d) el gas debe ser mínimo del 22% en 2025 y mínimo del 24% en 2050.
Arabia Saudita	1er (03/11/2016)	NDC	Hasta 130 millones de toneladas de CO ₂ eq evitadas anualmente para 2030	No hay

México	1er NDC actualizado (30/12/2020)	Compromisos condicionados: reducción del 22% de las emisiones de GEI y 51% de las emisiones de carbono negro al año 2030 respecto al escenario tendencial (business-as-usual, BAU). Compromisos condicionados: reducción de hasta un 36% las emisiones de GEI y 70% de las emisiones de carbono negro al año 2030 respecto al escenario BAU.	no No hay
Brasil	1er NDC actualizado (09/12/2020)	Reducción de emisiones de GEI en un 37% en 2025 y un 43% en 2030, en comparación con 2005. Compatible con un objetivo indicativo a largo plazo de alcanzar la neutralidad climática en 2060, pero dependerá del buen funcionamiento de los mecanismos de mercado previstos en el Acuerdo de París.	No hay

Fuente: Elaboración propia.

En lo que refiere al sector energético, en cinco casos no se presentaron metas específicas, al menos en los respectivos NDC: Rusia, Canadá, Arabia Saudita, México y Brasil. En los restantes, las metas son muy diversas y van desde objetivos sectoriales a subsectoriales, particularmente el eléctrico. También existen ciertas condicionalidades. India, por caso, apunta a ampliar las fuentes de energía no fósiles, pero “con la ayuda de la transferencia de tecnología y financiamiento internacional de bajo costo, incluido el Fondo Verde para el Clima (GCF)”.

Entre los grandes consumidores de carbón, únicamente Corea del Sur se compromete a un desplazamiento radical de su consumo, mediante la prohibición de construir nuevas centrales e incluso reducir el uso de las existentes. Indonesia plantea una participación todavía alta del carbón en su matriz primaria, incluso hacia 2050. Por su parte, el gobierno chino tampoco ha formalizado metas respecto al carbón, aunque prevé que su consumo alcanzará un pico en 2025 y comenzará a caer a partir de entonces. El presidente Xi Jinping aseguró en abril de este año, durante la Cumbre de Líderes sobre Cambio Climático, que "limitaremos estrictamente

el aumento en el consumo de carbón durante el decimocuarto período del plan quinquenal (2021-2025) y lo eliminaremos gradualmente en el decimoquinto período del plan quinquenal (2026-2030)" (Reuters, 2021). Posteriormente, en la última Asamblea General de las Naciones Unidas, Xi Jinping también anunció que China no construirá nuevas centrales eléctricas de carbón en el extranjero y, al mismo tiempo, aumentará su apoyo a los países en el desarrollo de energía verde y baja en carbono. En este escenario, el carbón es la primera fuente apuntada para encarrilar el sendero de descarbonización global. Con miras a la COP 26 en Glasgow, donde será anfitrión, el primer ministro británico, Boris Johnson, afirmó que se debe "dejar el carbón en la historia" para limitar el calentamiento global y agregó la necesidad de "cambiar a fuentes de energía limpia, proteger la naturaleza y proporcionar financiamiento climático para los países en primera línea". Asimismo, en Alemania la nueva coalición gobernante planea abandonar la energía del carbón en 2030, 8 años antes de la meta prevista anteriormente (BBC, 16 de octubre de 2021).

Por último, algunas consideraciones respecto a los casos regionales seleccionados. En su última actualización, Brasil no presentó metas más progresivas y ambiciosas. Tampoco establece metas energéticas, aunque sí las había cuantificado en el documento previo (Borges et al, 2021):

- Lograr una participación estimada del 45% de las energías renovables en la composición de la matriz energética en 2030.
- Ampliar el uso de fuentes renovables, además de la energía hidroeléctrica, en la matriz energética total a una participación del 28% al 33% para 2030.
- Ampliar el uso doméstico de fuentes de energía no fósiles, aumentando la proporción de energía renovable (además de la energía hidroeléctrica) en el suministro de electricidad al menos al 23% para 2030, incluso aumentando la proporción de energía eólica, biomasa y solar.
- Lograr un aumento de la eficiencia del 10% en el sector eléctrico para 2030.

En el caso mexicano, tampoco existen metas cuantificables. En el NDC se expresa la intención de incrementar "la participación de energías limpias en la red eléctrica nacional, el fortalecimiento y la optimización de la infraestructura eléctrica y el fomento de tecnologías innovadoras en los ámbitos de almacenamiento y de redes inteligentes" (Gobierno de México, 2020). Sin embargo, en el último año desde el gobierno mexicano se ha decidido priorizar las centrales de generación fósil por sobre las centrales renovables, luego de responsabilizar a éstas últimas por el apagón nacional que afectó a 10,3 millones de personas los últimos días del año 2020.

2.4. Límites y oportunidades para países periféricos

Desde comienzos de la década del setenta, la economía mundial enfrenta una creciente internacionalización de los procesos productivos, asociada a la fragmentación y deslocalización de la producción por lo que las empresas multinacionales fueron progresivamente modificando la forma de producir bienes y servicios cuya organización pasó a articularse en cadenas globales de valor. Cada eslabón de la cadena de un bien o servicio se lleva a cabo donde los recursos y las habilidades necesarias para su realización están disponibles a precio y calidad competitiva, por lo que se configuran distintos patrones de estructuración geográfica y gobernanza, de acuerdo a qué firmas líderes (por sus capacidades tecnológicas, innovadoras, comercializadoras, financieras o de desarrollo de marca) son las mayores responsables de estructurar los eslabones y cómo se distribuye la renta al interior de la cadena (Santarcángelo, Schteingart, & Porta, 2017).

Bajo estas condiciones, los países periféricos, como Argentina, enfrentan múltiples desafíos para sostener un proceso de desarrollo económico de largo plazo. La mera participación en las cadenas globales no garantiza el crecimiento con equidad social y para eso es requisito indispensable incrementar las capacidades productivas, tecnológicas e innovadoras del aparato productivo doméstico con el fin tanto de cambiar la composición de la canasta de bienes y servicios exportados como de sustituir importaciones en sectores estratégicos (Santarcángelo et al. 2017).

En este aspecto, la política industrial se define como “un conjunto de acciones selectivas orientadas a ciertas actividades manufactureras —en particular, las industrias especializadas proveedoras de equipo y las industrias basadas en la ciencia— que, por su potencial de encadenamientos y rendimientos crecientes y dinámicos, son pasibles de inducir el cambio estructural y aumentar la productividad de la economía” (Lavarello 2017: 60).

La reducción de las emisiones provenientes del sector ocupa un lugar protagónico en los compromisos asumidos por los Estados firmantes del Acuerdo de París, al mismo tiempo que la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible (Agenda 2030) suscripta en el ámbito de las Naciones Unidas en el año 2015 contiene un objetivo específico en materia de energía (ODS N°7). El propósito de este objetivo es el acceso universal a los servicios energéticos modernos, duplicar la tasa de mejora de la eficiencia energética y aumentar sustancialmente la participación de las energías renovables en la combinación global de energía para 2030. También se propone aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relacionadas con la energía limpia, lo que resulta crucial para los países periféricos ya que la transición hacia las energías renovables está reconfigurando distintos aspectos de la geopolítica mundial, entre ellos la carrera por los derechos de propiedad intelectual sobre las patentes de tecnologías limpias de vanguardia (Scholten et al, 2020).

Las consecuencias de la dependencia tecnológica fueron oportunamente señaladas desde la periferia latinoamericana. Desde el estructuralismo cepalino se afirmaba que el problema no eran los avances científicos y tecnológicos del centro, sino el carácter subordinado e imitativo de la periferia, la cual debería asumir una adaptación creadora respecto a los mismos (Prebisch, 1984). De manera más enfática, desde la teoría de la dependencia se aseveraba que la dependencia tecnológica profundizaba la dependencia económica: la incorporación de bienes de capital, productos intermedios y know-how dominado por grandes empresas monopólicas hace que el crecimiento industrial de la periferia sea extremadamente dependiente de la balanza de pagos y por lo tanto de los efectos de los auges y recesiones de las economías centrales (Dos Santos, 2020).

Después de la crisis financiera de 2008, Hurtado y Souza (2018) advertían sobre el interés de las economías centrales y las organizaciones de gobernanza global por promover una difusión masiva de tecnología verde a regiones no centrales, especialmente, con el objetivo de relanzar la acumulación capitalista. Sin embargo, la transición energética global también puede ser una oportunidad para los países periféricos. En períodos de transición entre paradigmas tecnológicos, tienen mayores oportunidades de reducir las brechas tecnológicas mediante su inserción como imitadores tempranos, ya que los desarrollados todavía no lograron desplegar todo su potencial y no completaron la curva de aprendizaje. En el área energética el manejo de las tecnologías de generación y/o producción de energía constituye el portal de entrada para desarrollar capacidades que habilitan el ingreso a otras cadenas como, por ejemplo, los servicios relacionados, el paquete tecnológico o las infraestructuras conexas. Una matriz energética que favorezca el desarrollo industrial debería armonizar recursos, tecnologías y capacidades industriales del país (Roger, 2019).

En cierta forma, el proceso de descarbonización de la economía global abrió un período de transición hacia un nuevo paradigma tecnológico y el fomento de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales puede constituirse en una estrategia de desarrollo local mediante el impulso de nuevas industrias y cadenas de suministro (IRENA, 2019). En ese sentido, Alemania implementó una política selectiva de transición energética dirigida a la reconversión productiva hacia las energías eólica y solar por medio de un conjunto de instrumentos e instituciones que incluyen el apoyo a la I+D, con requisitos de alianzas público-privadas regionales, financiamiento del KfW Development Bank, compra garantizada por volumen ilimitado y subsidios a las tarifas de energía para uso industrial por 20 años (feed-in tariffs), con un monto fijo inicial que luego va decreciendo (Lavarello, 2017). En otros casos, los mecanismos de incorporación de capacidad renovable, por ejemplo las subastas, pueden diseñarse para servir a objetivos de desarrollo socioeconómico más amplios y, para ello, se exige o incentiva a los promotores de grandes proyectos a que utilicen un umbral mínimo de bienes y servicios locales (IRENA, 2019b).

En América Latina, se observa un predominio de los mecanismos de subastas en los últimos años y en menor medida los sistemas de primas (feed-in premium) o de tarifas garantizadas (feed-in tariffs) (Bersalli, Hallack, Guzowski, Losekann, & Zabaloy, 2018). Dentro del mecanismo de subasta, la tecnología puede estar sujeta a cuotas de contenido local para facilitar el desarrollo de cadenas de suministro locales. Particularmente, dos países impulsaron políticas en esa dirección. El primero es Uruguay, donde todos los proyectos están sujetos a un requisito de contenido local del 20% y las empresas que superan esa cuota reciben un precio más alto. El segundo es Brasil que no tiene un requisito formal en el mecanismo de subastas, pero el Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) enfoca su financiamiento a bajo costo hacia aquellos proyectos que tienen un contenido local mínimo (Viscidi & Yepez, 2020).

En Argentina la apuesta por el sector de energías limpias es relevante, ya que permitiría avanzar positivamente en una serie de elementos críticos de la economía nacional. Además de los compromisos asumidos en materia de mitigación del cambio climático, la ampliación de la potencia instalada a través de fuentes no emisoras de gases de efecto invernadero aportaría a la diversificación de la matriz energética nacional primaria, dependiente del gas natural y el petróleo. Asimismo, con el objeto de asegurar la asequibilidad y seguridad energética, se presenta un nuevo marco normativo de inversiones en el sector hidrocarburífero que permita amortiguar las posibles fluctuaciones en nuestro país y permita ayudar a las transiciones de otros países a través de la exportación.

Asimismo, en línea con lo señalado, uno de los principales beneficios de aumentar la capacidad instalada de fuentes de energías renovables radica en que, si su fomento se realiza a través de un plan integral, se podría apuntalar el sector de bienes de capital a través del fortalecimiento de proveedores locales. Esta estrategia que contribuiría a afianzar el proceso de reindustrialización de una rama con elevada agregación de valor, no sólo ayudaría a sustituir importaciones sino que, aprovechando la escala nacional, potencialmente se podría proveer tecnología a países de la región. Se trata, en suma, de una actividad que, de ser incentivada con políticas correctas permitiría ahorrar divisas a partir de las menores importaciones de bienes y aportaría divisas por la potencial venta de maquinaria y equipo con alto contenido tecnológico. De lograrse este objetivo, permitiría modificar paulatinamente el perfil de inserción regional e internacional, reduciendo el sesgo tradicional de productor de materias primas o manufacturas de origen agropecuario. Dado que la cadena de bienes de capital permitiría expandir la capacidad de producción a partir de desarrollos tecnológicos endógenos, se podrían trasladar al conjunto de la sociedad estos avances técnicos y en las mejoras de productividad. Al tratarse de una industria con un número de tecnólogos que son provistos por pequeñas y medianas empresas (pymes) con un origen nacional del capital, las mejoras en las capacidades productivas potencian encadenamientos intra e inter industriales con bienes que contienen mayor valor agregado, crean puestos de trabajo con mejores calificaciones, con mayor productividad y nivel salarial más alto del promedio.

El Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés) define la sostenibilidad energética en base a tres dimensiones, que juntas constituyen un “trilema”: seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad medioambiental. La seguridad energética es la gestión eficaz del suministro de energía primaria de fuentes nacionales y externas, fiabilidad de la infraestructura energética y capacidad de los proveedores de energía para satisfacer la demanda actual y futura. La equidad energética es la accesibilidad y asequibilidad del suministro de energía para toda la población. Y por último, la sostenibilidad ambiental abarca el logro de eficiencias energéticas del lado de la oferta y la demanda y el desarrollo del suministro de energía a partir de fuentes renovables y otras fuentes bajas en carbono (WEC, 2017).

Cuando se piensa en los desafíos de la transición en Argentina, el trilema se convierte en un cuadrilema, en el cual intervienen cuatro dimensiones que pueden reportar objetivos contradictorios o tensiones entre sí. En el contexto nacional, la seguridad energética se traduce en el histórico anhelo del logro del autoabastecimiento y también en la inversión en infraestructura para el despliegue del potencial renovable. En un país que se ha caracterizado por recurrentes crisis originadas en el sector externo, debería entenderse asociada al desarrollo de capacidades industriales y tecnológicas que alivie estas restricciones. La segunda dimensión, el costo energético, es más amplia que la equidad energética, ya que incluye no sólo el acceso y la asequibilidad, sino también la competitividad de la economía y la inclusión social. La tercera dimensión, la descarbonización, como meta específica dentro de la sostenibilidad ambiental, en el marco de la mitigación del cambio climático abre un período de transición hacia un nuevo paradigma tecnológico y nuestra estrategia es usar el desafío de la transición para impulsar el desarrollo local mediante nuevas industrias y sus cadenas de suministro tecno-productivos. Finalmente, la cuarta dimensión está directamente ligada con la problemática descrita en el punto anterior y que está ausente en los análisis de los organismos internacionales como el WEC: el desarrollo tecno-industrial, entendido como la consolidación, ampliación y/o creación de capacidades tecnológicas e industriales vinculadas a las energías renovables.

El éxito parcial o total de la transición energética en Argentina depende de la resolución conjunta de las cuatro dimensiones que necesariamente requiere una política de planificación de largo plazo para superar las tensiones o dilemas entre cada una de ellas.

3. Circunstancias nacionales

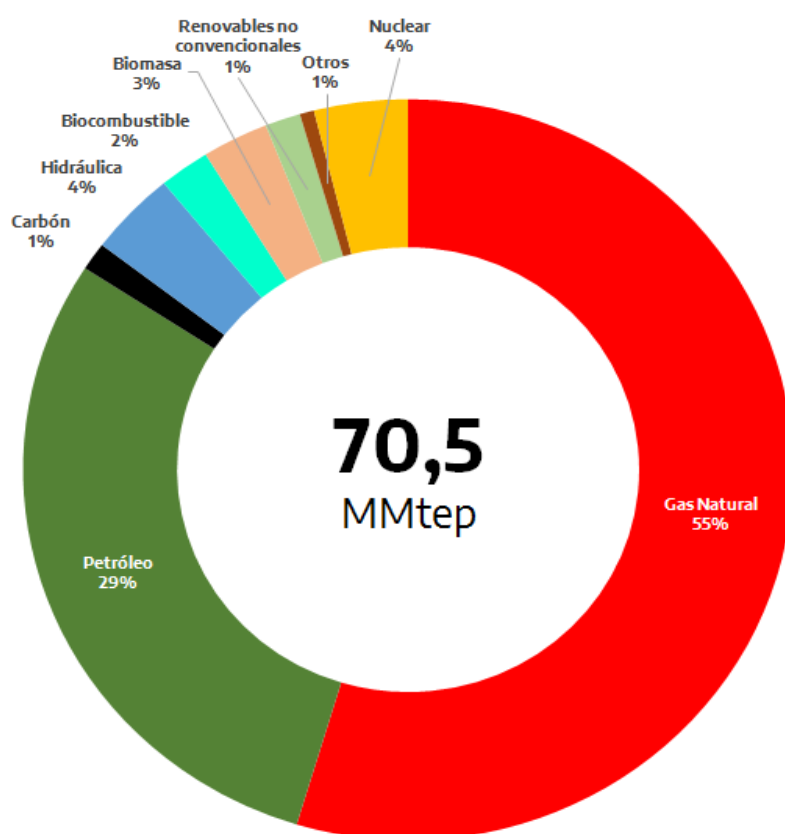
3.1. Matriz energética

La descarbonización de la matriz energética argentina parte de una extensa trayectoria vinculada a tecnologías asociadas a energías bajas en emisiones de carbono, abundancia de fuentes energéticas y capacidades tecnológicas, científicas y productivas con un gran potencial

de desarrollarse. Cualquier agenda de transición energética debe comenzar con un análisis del punto de partida, para trazar un sendero propio capaz de compatibilizar el desarrollo de las nuevas fuentes energéticas limpias con las exigencias macroeconómicas y sociales.

La matriz energética nacional se encuentra ampliamente dominada por los hidrocarburos que, en conjunto, representan el 85% del total, encabezada por el gas natural, seguida por el petróleo y una participación poco significativa del carbón. Entre las energías limpias, la hidráulica alcanza el 3,7%, la nuclear 3,9% y las renovables no convencionales 1,5% (fundamentalmente de origen eólico). Entre los biocombustibles líquidos, los aceites vegetales tienen una participación del 1,5% y los alcoholes vegetales el 0,6% (ver Gráfico N° 05).

Gráfico N° 05: Matriz primaria nacional, año 2020 (%).

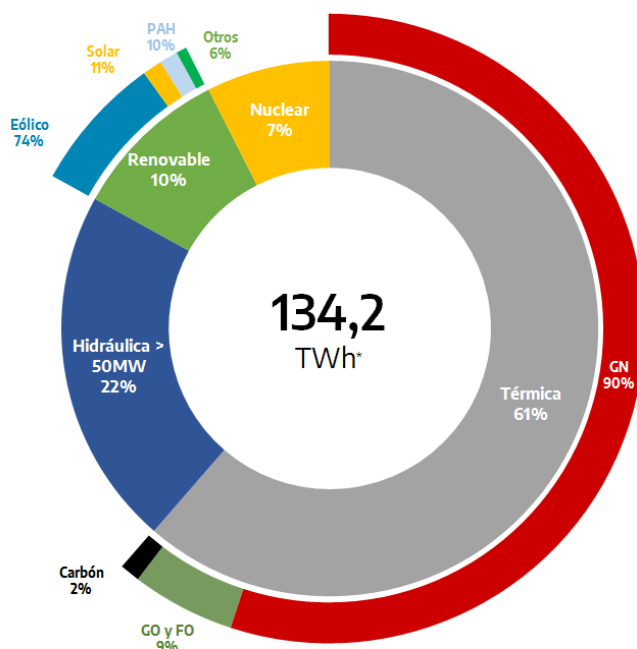


Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía

La demanda eléctrica nacional está cubierta en un 61% con generación térmica. El principal combustible es el gas natural y, en mucha menor medida, se emplean otros combustibles líquidos y sólidos (gasoil, fueloil y carbón). Las energías limpias agrupadas alcanzan el 39%,

lideradas por la hidroeléctrica, seguida por las renovables no convencionales y la nucleoelectrica (Gráfico N° 6). Entre las renovables no convencionales, la de origen eólico es la más importante con el 74% del subtotal y luego siguen la solar (11%), los pequeños aprovechamientos hidráulicos (10%), biomasa (3%) y biogás (2%), según datos de CAMMESA.

Gráfico N° 06: Oferta eléctrica nacional, año 2020 (%).



Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA.

3.1.1 Hidrocarburos

El complejo hidrocarburiífero nacional es una industria centenaria que tiene su piedra fundacional en el descubrimiento de petróleo el 13 de diciembre de 1907 en Comodoro Rivadavia, provincia de Chubut. Actualmente, las actividades del upstream se desarrollan en cinco cuencas productivas: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral o de Magallanes.

Argentina tiene una extensa trayectoria en materia hidrocarburiífera. En primer lugar, fue pionera con la creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Y.P.F.) en 1922, primera petrolera integrada estatal del mundo. Además de dedicarse a la actividad extractiva, en 1925 la empresa ya había inaugurado la refinería de La Plata, la cual sigue siendo la más grande del país hasta hoy y, para finales de esa década, había instalado una red de estaciones de servicio

en buena parte del país. De esta manera, en pocos años se convirtió en una empresa que operaba en toda la cadena petrolera, desde la exploración y extracción (upstream) a la refinación y comercialización (downstream) y sirvió de modelo a otros países para administrar el recurso estratégico del desarrollo industrial moderno.

En segundo lugar, también fue pionera global en la transición energética al gas natural durante la segunda mitad del siglo XX, producto de políticas de Estado sostenidas a lo largo de décadas. La creación de la empresa Gas del Estado en 1946, abocada a la distribución y comercialización del gas extraído por Y.P.F., y la inauguración del gasoducto Comodoro Rivadavia - Buenos Aires, el más extenso del mundo de su época, sólo tres años después, dieron inicio a un gradual proceso de transición sustentado en los recursos nacionales. A partir de allí se construyeron miles de kilómetros de gasoductos troncales y redes de distribución, abarcando a buena parte del país, con destino al uso residencial e industrial. La transición al gas se fortaleció con el descubrimiento del gran yacimiento gasífero Loma La Lata en 1977. Posteriormente, se complementó con el aprovechamiento de su uso final en el transporte, mediante la difusión del gas natural comprimido (GNC) a partir de la década de 1980. En la generación eléctrica, se incorporó el gas natural a través de la proliferación de centrales de ciclo combinado a partir de la década de 1990. Como corolario de este proceso, el gas natural sobrepasó al petróleo como primera fuente energética a mediados de aquella década.

En términos relativos, la gasificación de la matriz energética nacional contrasta marcadamente con las características de la generación térmica a nivel mundial, redundando en una ventaja ambiental. A diferencia de otros países analizados anteriormente, es el gas natural y no el carbón el principal combustible utilizado para la generación de electricidad mediante fuentes térmicas, lo cual implica una baja intensidad de emisiones del sector en términos comparados. De esta manera, Argentina ha tenido históricamente una de las configuraciones de generación termoeléctrica más limpia en términos comparados, con sólo el 1,2% de esta generación desarrollada a base de carbón.

Actualmente, el sector hidrocarburífero se encuentra en pleno proceso de desarrollo, tanto de sus cuencas onshore como offshore, para aportar las divisas necesarias que requiere el proceso de transición hacia una matriz más limpia. Bajo el objetivo de lograr el autoabastecimiento energético argentino, el desarrollo gasífero se da de forma complementaria a las necesidades energéticas nacionales e internacionales. Así, el sector se constituye como fuente de energía primaria estratégica, como complemento para la expansión de las energías renovables y como un posible impulsor para el desarrollo del hidrógeno azul. Se espera, entonces, que el escenario global de transición brinde nuevas oportunidades para el sector, colaborando con la descarbonización en países de la región y el mundo.

Por otra parte, Argentina ocupa el segundo lugar mundial en recursos técnicamente recuperables de shale gas y el cuarto en shale oil, alojados principalmente en la formación Vaca Muerta. La explotación de estos hidrocarburos no convencionales ha permitido suplir parte del declino natural de los reservorios convencionales y, de ese modo, sustituir costosas importaciones de gas natural licuado (GNL) y combustibles líquidos.

Por último, el parque de refinación local concentra prácticamente toda su capacidad en ocho refinерías: La Plata, Luján de Cuyo, Campana, Dock Sud, San Lorenzo, Campo Durán y Plaza Huinca.

3.1.2 Energía hidroeléctrica

El complejo hidroeléctrico argentino fue pionero en la región, consolidando un sistema de generación de electricidad a partir de represas, con fuerte participación estatal y nacional no sólo en el diseño y la planificación sino también en la construcción, el desarrollo, la puesta en marcha y la gestión de proyectos de gran escala. Históricamente, la generación hidroeléctrica se posicionó como un factor de relevancia en la matriz energética. Con la concreción de grandes desarrollos, llegó a ser la principal fuente de generación total de energía eléctrica, con un máximo histórico de participación del 50% en el año 1985. Algunas de las represas más importantes son: El Chocón (1973-1977), Cerros Colorados (1978), Futaleufú (1978), Alicurá (1985), Piedra del Águila (1993), y las binacionales Salto Grande (1979) y Yacyretá (1994-2011).

Actualmente están en marcha tres nuevas centrales hidroeléctricas que incrementarán en 1586 MW la potencia instalada en energía baja en emisiones. En particular, se consideran las represas Néstor Kirchner y Gobernador Cepernic, en la provincia de Santa Cruz, y Aña Cuá en el complejo binacional de Yacyretá.

Recientemente, se está trabajando desde la Secretaría de Energía en conjunto con la Secretaría de Infraestructura y Políticas Hídricas del Ministerio de Obras Públicas, para continuar la planificación y gestión de grandes proyectos hidroeléctricos. Entre ellos se destaca el complejo multipropósito Chihuído I, en la provincia de Neuquén, que se proyecta con 640 MW de potencia. Estas obras incluyen además una Línea de Extra Alta Tensión de 500 kilovoltios (kV), una Estación Transformadora de 500 a 132 kV en conjunto con obras y acciones para mitigar y compensar el impacto ambiental, como la relocalización de poblaciones y áreas productivas. A su vez, permitirá administrar el recurso hídrico que se ha convertido en algo cada vez más escaso y de difícil acceso para emprendimientos agropecuarios regionales.

A partir de este y otros proyectos, Argentina podría recuperar su fuerte tradición en materia de obras hídricas y de generación hidroeléctrica de manera tal que se generen capacidades locales, se sustituyan proveedores internacionales, al tiempo que se mejora la gestión de los

niveles de los ríos en cuestión, mejorando la calidad de vida y la sustentabilidad de las comunidades.

3.1.3 Energía nuclear

Argentina también fue pionera regional en materia nuclear. En 1950 fue creada la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) con el objetivo de desarrollar, recibir y ejercer la función de controlar y transferir tecnología nuclear para diversos fines. La generación eléctrica fue el motivo principal, aunque también se llevaron a cabo otras aplicaciones, como la producción de radioisótopos para uso médico, agropecuario e industrial. De esta manera, nuestro país está dentro de un exclusivo club de países que dominan esta tecnología con fines pacíficos. Esto se complementa con el diseño y construcción de centrales nucleares de potencia desde la etapa de planificación y diseño, al posterior desarrollo y operación de los mismos. Este proceso incluye la presencia de proveedores locales ya desarrollados, con los máximos estándares de seguridad y calidad. En 1974 se puso en marcha Atucha I, que fue la primera central nuclear de toda Latinoamérica y, en el año 1984, se inauguró la segunda central, ubicada en Embalse Río Tercero. A fines de esa década la generación nuclear alcanzó un máximo histórico de un 15% de la generación eléctrica total. Finalmente, en el año 2014 entró en operación Atucha II, luego de que se viera postergada su construcción durante dos décadas.

A los efectos de potenciar estas capacidades de generación de energía baja en emisiones GEI, el plan de nuclear argentino prevé la evaluación, diseño, y estudios de factibilidad necesarios para la futura puesta en marcha de dos nuevas centrales, CANDU y HUALONG, que podrían agregar hasta 1400 MW de potencia. Estos dos proyectos se encuentran en estructuración y forman parte del plan de acción de Nucleoeléctrica Argentina S.A.

Asimismo, se encuentra en construcción el primer prototipo de la Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM). El CAREM es el primer reactor nuclear de potencia íntegramente diseñado y construido en la Argentina, perfilándose a su vez como uno de los líderes mundiales en el segmento de reactores modulares de baja y media potencia (SMR, por sus siglas en inglés). Esta clase de reactores tienen una gran proyección para el abastecimiento eléctrico de zonas alejadas de los grandes centros urbanos o de polos fabriles e industriales con alto consumo de energía (incluyendo la capacidad de alimentar plantas de desalinización de agua de mar).

La obra civil comenzó el 8 de febrero de 2014, momento desde el cual el CAREM se ha constituido como el primer SMR del mundo en estar oficialmente en construcción. Esta primera versión será capaz de generar 32 megavatios eléctricos, y se destaca por un riguroso estándar de seguridad aplicado desde el diseño, obtenido mediante soluciones de alta ingeniería que simplifican su construcción, operación y mantenimiento. Se estima que alrededor del 70% de sus insumos, componentes y servicios vinculados sea provisto por

empresas argentinas certificadas bajo los exigentes estándares internacionales de calidad, supervisados por la CNEA.

En paralelo al desarrollo del prototipo, la CNEA avanza en el diseño conceptual del que será el módulo comercial del CAREM, el cual tendrá una potencia mayor (de entre 100 y 120 MW), y sería la base de una central multi-reactor que permitirá alcanzar costos muy competitivos para el mercado internacional (CNEA, s/f).

Dentro del período considerado en estudio, si bien la adición de potencia nuclear queda restringida al prototipo del reactor CAREM, se realizará el proyecto de extensión de vida (PEV) de la central nuclear Atucha I. En Atucha II, se trabajará en el cambio de combustibles para que pasen a quemar uranio levemente enriquecido (ULE), se ampliará la capacidad de almacenamiento de elementos combustibles gastados con el proyecto de Almacenamiento en Seco en el sitio de Atucha, entre los proyectos más relevantes.

3.1.4 Biocombustibles

En el año 2006 se sancionó la Ley 26.093 que creó el Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles. Dicho régimen estableció los criterios para regular la producción de biodiesel y bioetanol en el país y dispuso la implementación de niveles de corte obligatorio de los combustibles fósiles con biocombustibles. Inicialmente este corte se realizó con el 5% de etanol en cada litro de nafta (E5) y 5% de biodiesel por litro de gasoil (B5) comercializado en el territorio nacional. Adicionalmente, atribuyó a la autoridad de aplicación la potestad para modificar el porcentaje de corte obligatorio cuando lo considere conveniente, permitiendo que el uso de biocombustible se fuera incrementando progresivamente hasta alcanzar el 10% en el caso del biodiesel (B10) y 12% en el etanol (E12).

El complejo productor de biodiesel se compone de grandes empresas integradas, productoras de aceite de soja y exportadoras de buena parte de su producción y productores de menor escala direccionados al mercado interno. Por su parte, las empresas productoras bioetanol son 18, de las cuales 13 producen en base a caña de azúcar y las 5 restantes lo hacen en base a maíz.

Recientemente, se sancionó un nuevo marco regulatorio a través de la Ley Nº 27.640, con vigencia hasta el año 2030 y con la posibilidad de extenderse 5 años más. Establece nuevos porcentajes de cortes para nafta y gasoil en relación con los distintos componentes que participen de su elaboración. En el caso de la nafta, pauta un mínimo obligatorio de 12% de bioetanol y una eventual reducción al 9% mientras que, para el caso de la caña de azúcar, deberá contemplar un mínimo de 6% de mezcla obligatoria. Para el gasoil, el corte mínimo del biodiésel será de un 5% con una eventual reducción al 3%.

3.1.5 Energías renovables no convencionales

Argentina cuenta con recursos eólicos significativos, fundamentalmente en la Patagonia y en gran parte de la provincia de Buenos Aires, buenas condiciones de radiación solar en las regiones del Noroeste y Cuyana, numerosos cursos de ríos para la construcción de pequeños aprovechamientos hidráulicos, y recursos biomásicos producto de la actividad agroganadera y forestal.

Mediante la Ley N° 27.191 de 2015, se establecieron metas para la incorporación de fuentes de energía renovables¹. En una primera etapa, se propuso alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2017 y, en una segunda etapa, el 20% hacia el 31 de diciembre de 2025, con escalonamientos progresivos cada dos años. También se estableció para los grandes usuarios la obligatoriedad de incorporar un consumo mínimo de energía eléctrica de fuentes renovables en el mismo porcentaje y en el mismo plazo que los fijados como objetivo nacional. Cabe destacar que, para las energías renovables, se estableció la misma prioridad de despacho que prevista para las centrales hidroeléctricas de pasada y que no se exigió el respaldo físico de potencia. En ese sentido, la autoridad de aplicación disponía de los mecanismos para asegurar la reserva de potencia asociada a la generación renovable, cuyo costo sería absorbido por todo el sistema.

Recientemente, fueron implementados tres instrumentos para incorporar fuentes renovables: el Programa RenovAr, la Resolución N° 202/2016 y el MATER. El Programa RenovAr consiste en un mecanismo de licitación pública con el fin de evaluar proyectos presentados por personas jurídicas nacionales o extranjeras y, eventualmente, adjudicar contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables con CAMMESA², la firma que administra el despacho nacional de electricidad. Entre 2016 y 2018 se realizaron cuatro rondas de subasta de potencia de energía. Entre 2016 y 2019 se realizaron cuatro rondas de subasta de potencia de energía: la Ronda 1 (convocada por las Resoluciones Nros. 71 y 136 de 2016), la Ronda 1.5 (Resolución N° 252/2016), la Ronda 2 (Resolución N° 275/2017) y la Ronda 3 (Resolución N° 100/2018). La última ronda se denominó MiniRen ya

¹ De acuerdo a la ley, se incluyen a las fuentes eólica, solar térmica, solar fotovoltaica (PV), geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, pequeños aprovechamientos hídricos (PAH) de hasta 50 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles (con excepción de los usos previstos en la Ley N° 26.093). En este documento se denomina a este conjunto de fuentes como renovables no convencionales y se engloba como energías limpias o bajas en emisiones de carbono a la suma de las renovables no convencionales, la energía hidroeléctrica de gran escala y la energía nuclear.

² La modalidad de contratación de los proyectos ganadores fue a través de power purchase agreement (PPA), en la que los consorcios de empresas son los responsables de la implementación de los proyectos, de solucionar los mecanismos financieros y de la fiabilidad del sistema de generación energética por el plazo de 20 años que dura el contrato. Para ello, se establecieron precios en dólares y los contratos fueron firmados por CAMMESA como representante de la demanda (distribuidoras y grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista), y el consorcio propietario de los parques, por el lado de la oferta.

que apuntó a proyectos de menor escala, dadas las restricciones de capacidad y transporte existentes en las líneas de alta y extra alta tensión.

Mediante la Resolución N° 202/2016 se re adecuaron diez contratos celebrados en licitaciones anteriores que por distintos motivos no habían logrado la habilitación comercial. Las condiciones contractuales son similares al Programa RenovAr, pero con precios considerablemente menores a los suscritos originalmente. El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables (MATER) fue creado por la Resolución 281-E/2017 y habilita a los grandes usuarios que posean una demanda anual mayor a 300 kW a comprar energía a través de la libre negociación con empresas generadoras de energía eléctrica. La compleja situación macroeconómica del país impidió la concreción de muchos de los proyectos de las sucesivas rondas RenovAr, por este motivo, están en proceso de elaboración y evaluación diferentes herramientas normativas que permitan destrabar, reiniciar, motorizar y potenciar los proyectos paralizados o con problemas de financiación. Esto permitirá dar fluidez al desarrollo del sector de generación renovable al mismo tiempo que plantear las condiciones de desarrollo sostenido del sector.

Finalmente, debe sumarse un cuarto instrumento de política pública: la sanción de la Ley N° 27.424 de Generación Distribuida en 2017. Se trata de energía eléctrica generada en el punto de consumo, mediante fuentes de energía renovable, y por los mismos usuarios que se encuentran conectados a la red eléctrica de distribución. En otras palabras, se otorga el derecho a los usuarios a generar su propia energía a través de fuentes renovables con destino al autoconsumo y, de existir excedentes, inyectarlos en la red eléctrica y recibir una remuneración por dicha inyección. Los equipos de generación distribuida, como paneles solares, pequeños aerogeneradores u otras tecnologías, pueden instalarse en industrias, PyMEs y hogares.

La abundancia de fuentes energéticas renovables abre la posibilidad de potenciar tanto la trayectoria de tecnólogos nacionales en la generación de energía como la del complejo metalmeccánico en toda la cadena de valor. Actualmente hay cerca de 300 empresas proveedoras de bienes inscriptas en el Registro de Proveedores de Energías Renovables (REPROER) que están insertas en distintos eslabones de las cadenas de valor. En cuanto a su tamaño y contenido tecnológico, el 70% de ellas son PYMES y cerca de la mitad proveen manufacturas de medio y alto contenido tecnológico (21% y 26%, respectivamente). Los proveedores locales de bienes están en condiciones para abastecer los principales componentes de la obra electromecánica de los futuros parques de energía (transformadores, tableros eléctricos, interruptores, conductores, aisladores, entre otros). Por lo tanto, es factible el diseño de una estrategia específica para este sector de proveedores. Por todo esto, la transición energética puede ser un vector de desarrollo social y económico, en tanto esté sustentada en alinear las capacidades tecnológicas, industriales y científicas nacionales con las abundantes fuentes energéticas naturales.

Asimismo, la Argentina cuenta con importantes oportunidades en relación a los sistemas de almacenamiento, fundamentalmente vinculados a las baterías de ion-litio, y al hidrógeno como vector energético. A partir de la existencia de cuantiosas reservas localizadas en el noroeste del país, la industria del litio presenta una gran oportunidad para el desarrollo de energías renovables y la movilidad sustentable. Recientemente, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de la Nación, el de Defensa, el CONICET, la Universidad de la Plata (UNLP), el Instituto de Investigaciones Científicas y Técnicas para la Defensa (CITEDEF), el Ministerio de Producción, Ciencia e Innovación Tecnológica de la Provincia de Buenos Aires, la Comisión de Investigaciones Científicas de dicha provincia (CIC) e Y-TEC, firmaron un Memorando de Entendimiento para la ejecución del proyecto de diseño, instalación, configuración y puesta en funcionamiento de una planta de fabricación de celdas y baterías de litio. El objetivo del proyecto será el de atender las demandas estratégicas del Estado y del sector productivo. En esta línea, a través de la mencionada planta se procura desagregar el paquete tecnológico respecto del diseño y la fabricación de las celdas y baterías, con miras a la definitiva incorporación de la tecnología y generando, de este modo, las condiciones propicias para el desarrollo de futuras plantas similares o de mayor porte (Y-TEC, 2021).

3.2. Contexto social y macroeconómico

El proceso de transición global encuentra a la Argentina frente a una compleja situación social y macroeconómica. Por lo tanto, el rumbo hacia una estructura productiva que sea inclusiva, estable, dinámica, federal, soberana y sostenible debe contemplar escenarios energéticos que sean compatibles con estos principios. La descarbonización de la matriz energética debe pensarse para abastecer a una Argentina inclusiva en lo social y dinámica en términos productivos.

En lo social, los desafíos más relevantes están relacionados con la reducción de pobreza, la creación de empleo y la mejora de ingresos en términos reales. Esta compleja situación social tiene su correlato en los consumos energéticos. Los deciles de menores ingresos generalmente están también expuestos a mayores dificultades de acceso a los consumos energéticos residenciales, ya sea por características urbanísticas y habitacionales, por ubicación geográfica fuera de los alcances de las redes de distribución o simplemente por tener menor equipamiento residencial. Esto hace que el consumo energético de estos hogares sea significativamente menor. El escenario deseado de una sociedad cada vez más justa, con mejores condiciones de vida para todos los argentinos, y, sobre todo, para los estratos de menores ingresos, tiene como resultado un mayor consumo energético en estos hogares. El mayor consumo directo energético en los hogares se dará por mayor cantidad de equipos residenciales instalados a la red o más penetración en las redes de distribución de gas natural.

El camino al 2030 comienza hoy. Si en este camino se proyecta una Argentina con dinamismo industrial, y con una mejora en los ingresos reales, sobre todo en los deciles de menores

ingresos, también hay que considerar que esa Argentina necesariamente consumirá más energía. Esto implica un aumento del consumo en el complejo industrial y un aumento del consumo residencial de las familias.

La transición energética no puede pensarse aislada tampoco de la realidad macroeconómica, condicionada por un complejo escenario externo y compromisos de deuda en moneda extranjera. El rumbo hacia 2030 requiere planificar con cautela y con inteligencia los requerimientos de divisas, de manera tal que los usos de las mismas sean compatibles con la estabilización macroeconómica necesaria para el desarrollo. Se debe armonizar un sendero de transición energética compatible con la inclusión social, el crecimiento económico y la disponibilidad de divisas. En este sentido, se espera que el desarrollo del complejo hidrocarburífero, con grandes potencialidades de gas no convencional, pueda contribuir no sólo a la transición energética global sino también a aumentar los niveles de exportación a la región, contribuyendo a mejorar la performance de la economía argentina en lo que a generación de divisas y reduciendo la vulnerabilidad externa.

4. Objetivos y lineamientos

4.1. Objetivos generales

Desde el Ministerio de Economía de la Nación, organismo bajo cuya órbita se encuentra la Secretaría de Energía, se ha venido trabajando en la formulación e implementación de 6 objetivos de política económica para caracterizar una estructura productiva que sea (i) inclusiva, (ii) dinámica, (iii) estable, (iv) federal, (v) soberana y (vi) sustentable. Dado que la matriz energética en Argentina contribuye de manera decisiva en la configuración de su estructura productiva y así actúa como vector central del desarrollo económico argentino, la política económica y la política energética deben tener un enfoque integral y articulado. Es por eso que en el marco de dicha visión de política económica, se han establecido 6 objetivos de política energética para la transición, para caracterizar una matriz energética que sea inclusiva, dinámica, estable, federal, soberana y ambientalmente sostenible:

- 1. Inclusión:** El sistema energético debe contribuir a mejorar la calidad de vida de la población de nuestro país disminuyendo progresivamente los costos de su matriz energética. Esto implica garantizar el acceso universal y equitativo a servicios energéticos modernos y de calidad a todos los hogares, independientemente de su ubicación geográfica y de la condición socioeconómica. Asimismo, esto requiere asegurar la asequibilidad de los servicios energéticos, atendiendo, especialmente, a la situación de los sectores socioeconómicos más vulnerables, incorporando la visión sobre las desigualdades de género.
- 2. Estabilidad y desarrollo:** Aportar a la reducción de las restricciones estructurales del país, procurando un adecuado nivel de precios e inversiones en infraestructura de

forma tal que se garantice la estabilidad energética, la rentabilidad económica y la generación de empleo, manteniendo al mismo tiempo la estabilidad macroeconómica, y la disminución del costo de la matriz energética.

- 3. Soberanía energética:** Lograr el autoabastecimiento energético, mediante la utilización plena de los recursos más abundantes, disponibles y valiosos, de las cuencas onshore y off shore. El desarrollo de las potencialidades gasíferas como fuente de energía principal en todo el proceso de transición, puede reemplazar combustibles líquidos en toda la región y como materia prima básica para la producción de hidrógeno azul etapa previa conveniente en el tránsito de nuestro país hacia el uso pleno de energías ambientalmente sostenibles. De esta manera, Argentina contribuirá también a los procesos de transición de la región y del mundo, mediante exportaciones de gas natural, o su variante GNL, colaborando en la descarbonización global.
- 4. Dinamismo:** Impulsar una mayor eficiencia en todos los sectores (generación, transporte, consumo) y, al mismo tiempo, promover el desarrollo de nuevas tecnologías tendientes a una mayor diversificación energética, desarrollando la industria Nacional asociada a la producción de bienes, equipamientos, instalaciones, maquinarias y procesos que deban utilizarse en este camino de transición energética. Construir sobre la base de los recursos y capacidades locales con el propósito estratégico de procurar el desarrollo tecnológico, maximizando las capacidades locales en términos de generación del trabajo y valor agregado.
- 5. Federalismo:** una política energética federal, que promueva la diversificación energética en todo el territorio nacional de acuerdo a la potencialidad regional, buscando que las provincias intervengan en su proceso de desarrollo energético, no solo considerando sus recursos tradicionales, sino también las nuevas fuentes de energía renovable.
- 6. Sostenibilidad:** Sobre la base de los recursos existentes y potenciales, mitigar el impacto medioambiental incluyendo una reducción de las emisiones de CO₂.

4.2. Lineamientos estratégicos

Para cumplir con los objetivos propuestos y contribuir de forma significativa a la reducción de las emisiones GEI, se proponen las siguientes líneas de acción:

- A. Eficiencia energética:** bajo esta línea de acción se desarrollarán medidas con el objetivo de reducir en hasta 8,5% el consumo de electricidad y de gas en todos los sectores de la economía al año 2030, en relación con el escenario de demanda energética tendencial, por medio de usos más eficientes del consumo energético. También se incluyen medidas asociadas a la mayor eficiencia en la generación de

electricidad y la adopción de tecnologías para la reducción de emisiones fugitivas de metano.

- B. Energía limpia en emisiones de gases efecto invernadero (GEI):** La generación de electricidad contribuirá de manera significativa a trabajar por los objetivos generales globales para el 2030, reduciendo sus emisiones de GEI. Para lograrlo, de concluirse los proyectos ya mencionados, más del 90% del incremento de la potencia instalada entre 2022 y 2030 provendrá de fuentes energéticas bajas en emisiones, aumentando significativamente su generación con respecto al promedio de los últimos años, superando el 55% de participación en la generación eléctrica y desplazando las centrales térmicas menos eficientes y más contaminantes. Este sendero de descarbonización se manifestaría en una reducción cercana al 50% de la intensidad de carbono de la matriz eléctrica respecto a la actualidad, reduciendo cerca de la mitad las emisiones del subsector. También se alcanzará 1 GW de potencia renovable distribuida en distintos puntos de consumo residenciales, comerciales e industriales. La diversificación de la matriz energética y la promoción de la generación autónoma permitirán aumentar la redundancia del sistema energético, contribuyendo a su resiliencia.
- C. Gasificación:** Se implementarán medidas tendientes a gasificar consumos energéticos hoy abastecidos por medio de combustibles líquidos derivados del petróleo. De esta forma, se reducirán las emisiones de GEI por medio de un suministro confiable, asequible, continuo y menos contaminante a la vez que se aprovechan los recursos del país. A través del desarrollo de sus cuencas hidrocarburíferas, costa adentro y costa afuera, Argentina buscará transformarse en un proveedor de gas natural a escala regional y global, colaborando con la viabilidad de las transiciones energéticas de otros países.
- D. Desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales:** Se buscará aprovechar los recursos que tiene nuestro país en materia energética para potenciar desarrollos científicos, tecnológicos y productivos. Se intentará generar no sólo valor agregado sectorial por medio del desarrollo de proveedores locales que creen empleo de calidad, sino también, procesos de aprendizaje continuo y acumulación de capacidades de cara a nuestras metas y objetivos ambientales y de transición energética de cara al 2050. Mediante este camino se prevé la reducción en la vulnerabilidad externa del proceso de transición, generando condiciones de mayor estabilidad sobre las cuales se pueda escalar en el largo plazo de forma sostenible.
- E. Resiliencia del sistema energético:** La posibilidad de eventos climáticos extremos para las distintas regiones de Argentina demandan esfuerzos adicionales para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica de manera estable y confiable, tanto en la generación como en el transporte y la distribución. Se emprenderán adecuaciones no sólo en la matriz de generación, sino también en el transporte de alta y media tensión

y en las redes de distribución, para asegurar las condiciones óptimas de funcionamiento incluso durante períodos extraordinarios. Se garantizará el acceso a la energía asequible, a través de la ampliación de la red eléctrica y la promoción de la generación distribuida, tanto en entornos rurales como urbanos, para reducir la vulnerabilidad de la población ante eventos extremos.

F. Federalización del Desarrollo Energético: La transición energética se emprenderá de manera federal, con la participación activa de las provincias en la planificación y desarrollo de conglomerados productivos de generación energética a partir de energías renovables y limpias en emisiones de GEI. Se buscará también la inclusión de actores locales en proyectos esenciales para la transición energética, generando equidad territorial y de género en el desarrollo de las capacidades tecnológicas nacionales.

G. Estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno: esta línea de acción incorpora el desarrollo de una hoja de ruta para impulsar un complejo productor y exportador de Hidrógeno como nuevo vector energético, que utilice como materia prima básica al Gas Natural, y pondere otros recursos disponibles para su producción. Se considerará la necesidad de contar con nueva potencia renovable para la producción de hidrógeno Verde, así como infraestructura para el almacenamiento y transporte hacia los puntos de consumos finales.

5. Escenarios energéticos al 2030

5.1 Conformación de los escenarios y resumen

Los escenarios aquí presentados se realizan analizando la demanda, la inversión y los precios. Los mismos son estimaciones preliminares de lo que podría ocurrir en función de las combinaciones de supuestos que se utilicen. Debido a la naturaleza dinámica del sector, los escenarios planteados son de carácter dinámico, pudiendo modificarse sus resultados en función de los cambios ocurridos en el contexto nacional e internacional.

Se desarrollan aquí diferentes escenarios energéticos y sus impactos sobre las trayectorias de emisiones del sector. También se incorporan dos escenarios de oferta de energía eléctrica, así como los requerimientos de inversiones de cada uno. En ambos escenarios se desarrollan importantes medidas en la búsqueda de mitigar el impacto de las emisiones. Así también, en ambos escenarios se plantea una implementación activa de políticas de eficiencia energética residenciales y en transporte.

Como se mencionó, los escenarios surgen de la combinación de políticas tanto de demanda como de oferta. Desde el punto de vista de la demanda se plantean políticas en dos aspectos: por un lado en el sector transporte, con una trayectoria tendencial en cuanto al incremento

del parque y la motorización de los mismos, incluido una penetración de vehículos eléctricos y, por otra parte, un incremento en el parque que utiliza gas natural, como GNC y GNL, dependiendo del modo de transporte. Por el lado de la demanda de electricidad y gas natural, se presentan dos escenarios, uno tendencial donde se plantean las políticas de eficiencia existentes, y por el otro desde una mejora de eficiencia en el uso energético tanto en la demanda de gas como eléctrica.

En cuanto a la oferta, se plantean dos posibles escenarios. El primero implica mayores requerimientos de petróleo y gas natural con una participación en la generación de las energías renovables del 20% en la matriz eléctrica al 2030 (REN 20). En el segundo, se supone mayor requerimiento de gas natural y relativamente menores requerimientos de petróleo junto con una mayor participación de las energías renovables en la generación eléctrica alcanzando el 30% (REN 30). Ambos escenarios son analizados en función de la sostenibilidad del proceso.

Además, se destaca que los escenarios elaborados son el resultado de la interacción entre las variables mencionadas y no se asignan probabilidades de ocurrencia a los mismos, sino que se presentan los resultados de manera imparcial como un insumo para la toma de decisiones de la Secretaría de Energía.

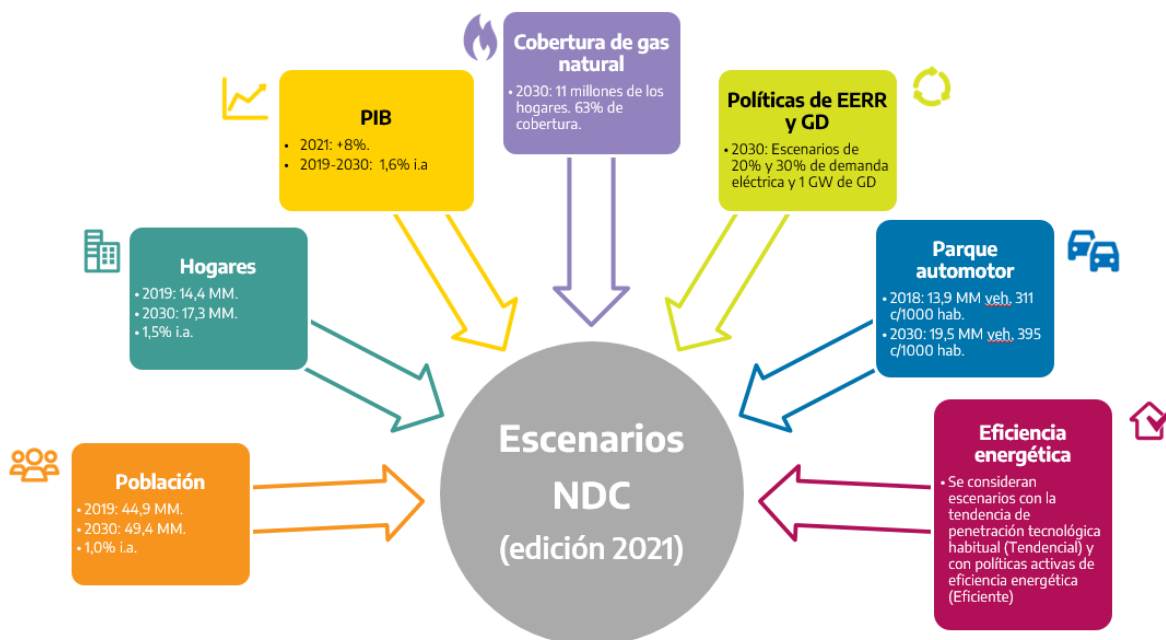
5.2 Supuestos en cuanto a precios, drivers, y políticas

Se pasan a detallar los supuestos bajo los que se elaboran los dos escenarios junto con los principales resultados:

- Se considera un crecimiento del PBI del 2% i.a. de largo plazo.
- La demanda eléctrica crece entre 1,7 y 2,4% i.a.
- La demanda de gas natural crece entre 1,7 y 3,5% i.a.
- La demanda de combustibles crece 2,3% i.a.
- La producción de gas natural para abastecimiento local crece entre 2,4 y 3% i.a. del 2019 al 2030. La producción de petróleo, para abastecimiento local, crece entre 3,4 y 6% i.a. para el mismo periodo.
- No se realizaron estimaciones de exportaciones de petróleo ni gas natural.
- El parque automotor crece en 5,2 MM de vehículos. La participación de autos y vehículos medianos a GNC se considera en un 27% del total, a esto se le adiciona la conversión a GNC de los buses de corta distancia. Los cortes con biocombustibles se mantienen en función de la normativa vigente.
- Se contabilizan para el 2030 unas 49,4 MM de personas (1% crecimiento i.a.). Los hogares ascienden a la suma de 17,3 MM. La cobertura de gas natural para los mismos es del 63%.

- La participación de la generación eléctrica de fuentes térmicas pasa del 61% en el 2019 al 40,3% en el escenario REN 20 y al 30,7% en el escenario REN 30.

Gráfico N° 07: Principales supuestos utilizados.



Fuente: SSPE – Secretaría de Energía – Ministerio de Economía

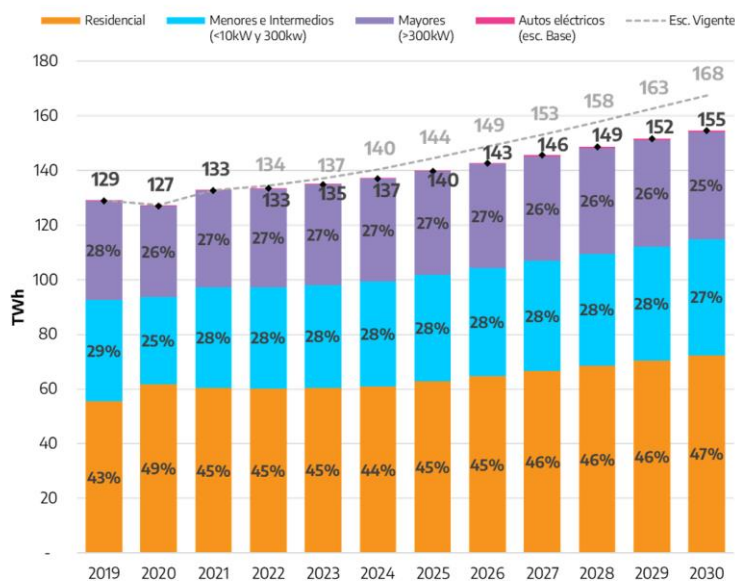
5.3 Demanda eléctrica y de gas natural

La demanda de energía eléctrica en términos agregados se ha mantenido estable desde 2013, ubicándose entre los 130 TWh y 135 TWh disminuyendo por debajo del 130 TWh en 2019 y 2020. A modo de contexto, en 2019 la demanda agregada fue de 129 TWh, compuesta en un 43% por el segmento residencial (55,5 TWh), seguidas por industrias grandes con un 28% (37 TWh), mientras que el conjunto de pequeñas industrias y comercios juntos suman el otro 29% (36 TWh).

Para el período 2022—2030 se estima un crecimiento anual del consumo eléctrico del 2,4%, alcanzando los 168 TWh en el escenario vigente, cuyo incremento podría reducirse a 155 TWh (a una tasa de 1,7% i.a.) si se aplican diversas medidas de eficiencia energética, según los resultados obtenidos para el escenario eficiente (permitiendo un ahorro de hasta 13 TWh, aproximadamente un 8% del total). En el escenario vigente, el sector con mayor crecimiento es el de usuarios residenciales, con un 3,7% de crecimiento anual acumulado, seguido por los

usuarios menores e intermedios³ (1,7% i.a.) y finalmente el de grandes usuarios (0,6% i.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 Nº 08: Evolución de la demanda eléctrica al 2030.



Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía

Por otra parte, la demanda final de gas natural (excluyendo usinas) rondó en 2019 los 76,8 MMm3/d. Su distribución por sector contiene en primer lugar 36,8 MMm3/d para el sector industrial, seguido por el sector residencial con 28,1 MMm3/d, el consumo de GNC con 6,8 MMm3/d y el sector comercial y público con 5,2 MMm3/d.

En función de los escenarios presentados se estima que el consumo final de gas natural para el período 2022—2030 tendría un incremento de 2,7% anual acumulado en el escenario vigente y de 3,6% en el escenario ambicioso explicando la diferencia por la mayor participación del uso de gas en el sector transporte. De este modo, el consumo de gas distribuido final al 2030 alcanzaría los 113 y 103 millones de metros cúbicos diarios en los escenarios ambicioso y vigente, respectivamente. Estos valores podrían reducirse a 104 y 93 millones de metros cúbicos diarios respectivamente luego de aplicarse políticas de eficiencia en el consumo, lo que representaría un ahorro de aproximadamente 9 MMm3/d.

³ 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.

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 -déficit 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. Luego, mediante la construcción de proyecciones provinciales de conexión de hogares de gas natural se obtiene la estimación del total residencial entre 2022 y 2030. Las demandas de gas utilizadas fueron las observadas por ENARGAS hasta el primer semestre de 2021, 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, incluyendo las políticas de eficiencia en el consumo, se elevaría de 28,1 MMm³/d en 2019 a 39,6 MMm³/d en 2030, a una tasa anual acumulativa de 2,4%.

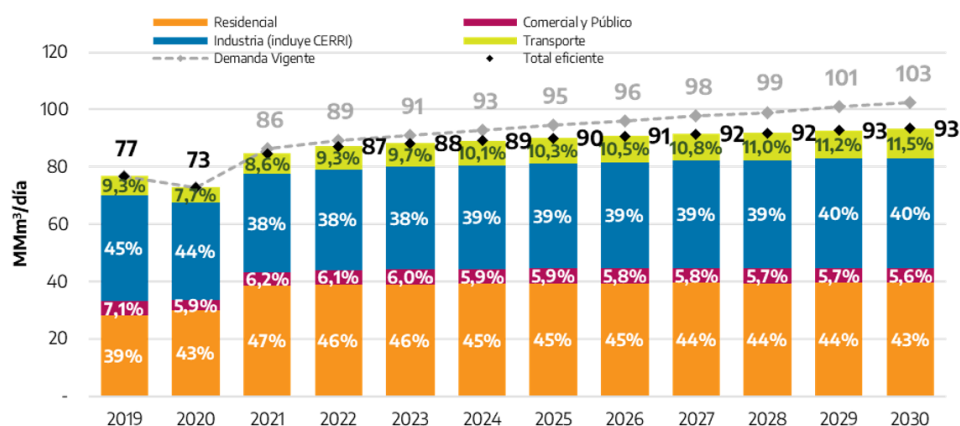
Por su parte, la demanda de gas natural del sector comercial y público fue estimada para cada provincia a partir de un modelo bottom-up donde se proyectó la cantidad de usuarios como función del crecimiento de la población y una demanda de gas natural por usuario proyectada de manera consistente con la evolución de los últimos años.

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 4.5, 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 6,7 MMm³/d en 2019 a 21 MMm³/d en 2030 en el escenario ambicioso alcanzando un 20% en la participación sobre la demanda total.

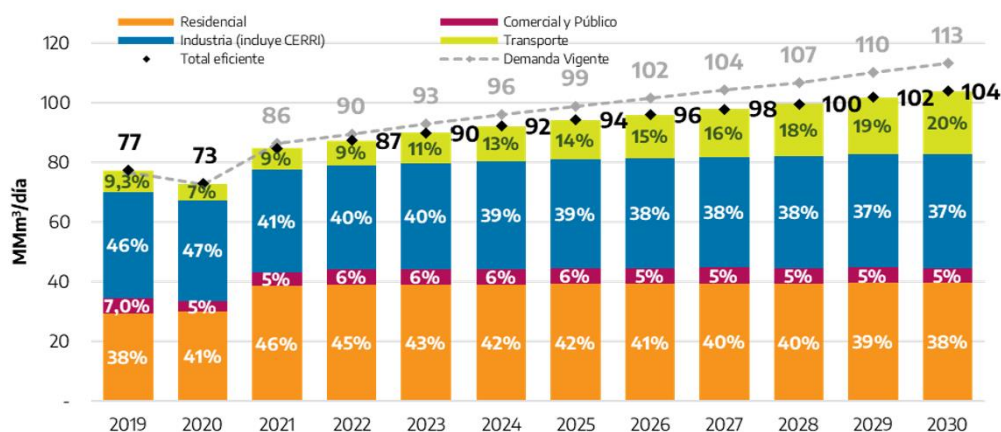
Finalmente, la demanda de gas natural para industrias se obtuvo a través de un modelo tipo top-down donde se relaciona la variación de esta demanda con la variación del PIB (exceptuando los consumos de la petroquímica Cerri⁴).

Gráfico Nº 9.1: Evolución de la demanda de gas al 2030, escenario vigente.



Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía

Gráfico Nº 9.2: Evolución de la demanda de gas al 2030, escenario ambicioso.



Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía

5.4 Medidas de eficiencia energética

Las políticas de eficiencia energética para la demanda buscan incentivar y promover el uso racional y eficiente de todas las fuentes que configuran la matriz energética argentina. Estas

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

medidas se traducen en una disminución en el consumo de energía que se hubiese realizado para satisfacer los mismos servicios, generando un ahorro en términos agregados.

Además de este efecto directo, existen otros indirectos generados a partir de la aplicación de medidas de eficiencia, que se manifiestan en mejoras sistémicas para el desarrollo económico-social, como pueden ser:

- Aumentos de productividad energética,
- Mejoras en la competitividad,
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI),
- Mejora en la calidad de vida,
- Mejora de la robustez y seguridad en el abastecimiento energético.

La incorporación de tecnología con mejores rendimientos energéticos en los equipos de uso residencial, comercial e industrial, se basa fundamentalmente en la aplicación de políticas de etiquetado y estándares mínimos de eficiencia energética que cruzan a todas las propuestas de eficiencia que se plantean a continuación. La etiqueta debe ser una herramienta de decisión para la elección de equipamiento, permitiendo conocer de manera rápida y sencilla cuál es el consumo de energía de los artefactos, electrodomésticos y gasodomésticos y cuál es su nivel de eficiencia energética en comparación con otros.

5.4.1 Eficiencia en el sector residencial

Dentro del sector residencial se encuentran las mayores posibilidades a la hora de obtener ganancias de eficiencia de las medidas a implementar, impactando las mismas, también, sobre la calidad de vida y el confort de las personas, pudiendo a su vez, representar una oportunidad para el desarrollo nacional. Dentro de las acciones a implementar se encuentran:

- Promoción de medidas de aislación edilicias en envolventes y controles de temperatura: la utilización de un aislamiento térmico efectivo y de sistemas de control de temperatura permitirían un ahorro en los gastos de refrigeración y/o calefacción de entre 40 y 50%.
- Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas: introduciendo la Etiqueta de Eficiencia Energética en los inmuebles como instrumento para brindar información y generar incentivos para el adecuamiento de los mismos a los estándares fijados por la medida.
- Sustitución de equipos de conservación de alimentos: Promoviendo el recambio de artefactos con antigüedad mayor a 8-10 años por otros más nuevos y de eficiencia "A" o mayor, asegurando también la correcta disposición final del parque a sustituir.⁵
- Reemplazo de calefones y termotanques para el calentamiento de agua sanitaria: se promueve el recambio de artefactos por otros de eficiencia "A", de acuerdo al acceso de energía de los hogares.⁶

⁵ La medida considera la promoción en el recambio de artefactos por equipos más eficientes, asegurando la salida del parque y disposición final de aquellos sustituidos para evitar el "efecto rebote".

⁶ En hogares con acceso a red de gas natural, se estiman que existen 4,3 millones de Termotanques y 2,6 millones de calefones (Encuesta Nacional de Gastos de Hogares ENGHo 2017-2018) para ser reemplazados. Para los hogares sin acceso a red de

- Incremento de tecnología LED en el parque de iluminación y recambio de luminarias menos eficientes: Combina la regulación a través de estándares mínimos de eficiencia con la prohibición y el reemplazo de la tecnología ineficiente por tecnología LED.⁷
- Economizadores de agua: Fomento del uso de dispositivos que permitan hacer un uso racional del agua, disminuyendo las necesidades de calentamiento y bombeo.

5.4.2 Eficiencia en el sector industrial

En este apartado se agrupa un compendio de medidas dirigidas al sector industrial donde se articulan la implementación de Sistemas de Gestión de la energía, generación de capacidades, promoción de la implementación de diagnósticos energéticos y medidas de eficiencia energética puntuales en el sector industrial.

Los Sistemas de Gestión de la Energía, tienen por objetivo mejorar el desempeño energético de las organizaciones participantes, donde, a través de lo que se conocen como Redes de Aprendizaje de Eficiencia Energética, se las acompaña en la implementación de un Sistema de Gestión de la Energía (SGEN).

Estas redes son una metodología que implica un espacio de colaboración donde se reúnen diferentes actores que persiguen un objetivo común, valiéndose para lograrlo, del intercambio de experiencias, así como del acompañamiento técnico brindado por expertos en la materia. Están conformadas por empresas de distintos sectores productivos y se basan en pilares fundamentales como:

- Elaboración de diagnósticos iniciales que permitan establecer una línea base o punto de partida.
- Establecimiento de metas tanto individuales como compartidas.
- Acompañamiento técnico orientado a ayudar a los participantes a cumplir con las metas fijadas.
- Evaluación final, con el objetivo de determinar hasta qué punto se han alcanzado las metas de la red.
- Capacitación: Realización de talleres para desarrollar habilidades y competencias en los temas principales que implica un SGEN.
- Seguimiento de implementación: ejecución de los avances asignados después de cada uno de los talleres.

La implementación de las medidas de eficiencia dependerá de las características productivas y de transformación de cada sector industrial en particular, así como de la utilización de la energía en sus procesos productivos.

El impacto de estas medidas tenderán a repercutir no solo en recambio de bienes de capital más eficientes sino en reingenierías y mejoras de procesos productivos en general, orientado

gas natural, se estiman unos 180.000 usuarios que utilizan calefones a GLP; y 1.3 Millones de Termotanques eléctricos de eficiencia menor a Categoría "A", plausibles de ser reemplazados.

⁷ Se estima que existen aproximadamente 76 millones de lámparas (Incandescentes, Halógenas, Bajo consumo y tubos fluorescentes), para ser reemplazadas por tecnología de iluminación LED. Teniendo en cuenta que el horario cuando los hogares activan su iluminación coincide con los periodos de alta demanda. Esta medida tiene un efecto positivo de suavizar o amortiguar el consumo.

a los principios de la Industria 4.0 y potenciando la mejora continua, la competitividad y desarrollo Industrial.

5.4.3 Eficiencia en el sector transporte

Se busca como objetivo general el promover buenas prácticas, introduciendo herramientas de gestión y tecnologías que permitan una reducción significativa en el consumo de combustibles.

Las iniciativas aquí planteadas se encuentran dirigidas a vehículos de carga pesados, transporte de pasajeros y a vehículos livianos particulares, entendiendo que allí recaen los mayores consumos del sector y, por ende, presentan un gran potencial para obtener ganancias de eficiencia. La promoción de una utilización más eficiente del consumo de combustible, la implementación de etiquetas de eficiencia energética vehicular y el impulso a la producción de vehículos de bajas emisiones para el reemplazo del parque automotor viejo.

- Promover el uso racional y eficiente de los vehículos de transporte de pasajeros y de carga.
- Promoción de las tecnologías más eficientes en el parque automotor y reemplazo del parque viejo.
- Promover la sustitución de fuentes energéticas, mejorar la calidad del combustible y penetración de nuevas tecnologías
- Promover los cambios en los patrones de movilidad en el transporte de pasajeros urbano interurbano

5.4.4 Otras medidas de eficiencia

Existe también otro conjunto de medidas de eficiencia que no se concentran en la demanda de energía sino que se focalizan en las pérdidas y fugas de combustibles durante el proceso de extracción, transporte y distribución. La inquietud respecto a las emisiones fugitivas es creciente en todo el mundo, sobre los riesgos asociados a las fugas de gases y vapores que se producen en los propios yacimientos y en el transporte y distribución de hidrocarburos con la consiguiente afectación de la salud de la población, la contaminación ambiental, la afectación de la capa de ozono y su contribución al calentamiento global.

Frente a ello, la Secretaría de Energía de la Nación está estudiando implementar una política más activa en la materia, para llevar adelante un novedoso sistema de monitoreo de emisiones fugitivas de gases, que incluya programas de inspección periódica necesarios para la detección y cuantificación de las referidas emisiones en las instalaciones e infraestructura.

5.4.5 Barreras de implementación

Todas las propuestas enunciadas anteriormente, se enfrentan ante una serie de limitaciones o barreras para la eficaz implementación, entre las cuales pueden encontrarse:

- Integración tecnológica y disponibilidad de divisas: necesidad de importar componentes o artefactos que no se producen localmente
- Acceso a la información: desconocimiento y complejidades de acceso a la misma por parte del sector usuario.
- Educación y concientización: el usuario no lo considera importante.
- Económicas: las opciones de artefactos o materiales energéticamente más eficientes son demasiado costosas en comparación con las tradicionales.
- Etiquetas de eficiencia energética difíciles de comprender y comparar.

Si bien se ha trabajado en el desarrollo de programas integrales de educación en todos los niveles del sistema de enseñanza formal, en coordinación con las distintas jurisdicciones del país y en conjunción con múltiples acciones de comunicación. Con el objetivo de profundizar estas acciones y en pos de sortear los obstáculos mencionados se desarrollarán mayores políticas transversales de sensibilización y concientización acerca de los usos de la energía, dimensionando un horizonte objetivo centrado en los cambios de hábito, optimizando y potenciando la utilización eficiente y responsable.

5.5 Demanda de Combustibles

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 2019, 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).

Se estimó el parque automotor del año 2019 en 14,3 millones de vehículos automotores (AFAC) y aproximadamente 8,3 millones de moto vehículos. 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 385 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.

Estos valores resultan en un parque automotor para 2030 de aproximadamente 19,5 millones de vehículos sin tener en cuenta los moto vehículos.

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 acciones específicas que llevan a las siguientes estimaciones para el 2030:

- El 5% de las ventas de vehículos nafteros contarán con tecnología *flex*.
- El 8% de las ventas de autos y livianos serán eléctricos.
- El 25% de las ventas de buses de larga distancia serán B20.
- El 80% de las ventas de buses de corta distancia serán a GNC.
- La participación de los vehículos a GNC se mantendrá en un 13%.
- El 9% de las ventas de vehículos pesados (excepto buses) serán a GNL.

Por otro lado, los **escenarios de políticas activas** proponen cambios estructurales que modifican fuertemente 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 y con una utilización masiva de gas natural en el sector transporte.

En ese sentido los escenarios de políticas activas incluyen ciertas políticas específicas que llevan a las siguientes estimaciones para el 2030:

- El 20% de los vehículos nafteros contarán con tecnología *flex*.
- 8 mil buses de corta distancia serán B100⁸.
- 400 buses de corta distancia eléctricos.
- Corte efectivo de bioetanol: 14,8%⁹ (12% obligatorio).
- Corte efectivo de biodiesel: 9,3%¹⁰ (5% obligatorio).
- El 20% de las ventas de autos y livianos serán eléctricos.
- El 50% de las ventas¹¹ de buses de corta distancia serán a GNC.
- El 45% de las ventas de vehículos pesados (excepto buses) sean propulsadas a GNL.
- La participación de los vehículos (autos y livianos) a GNC se elevará al 27% (partiendo de un 12% en 2019).

⁸ 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.

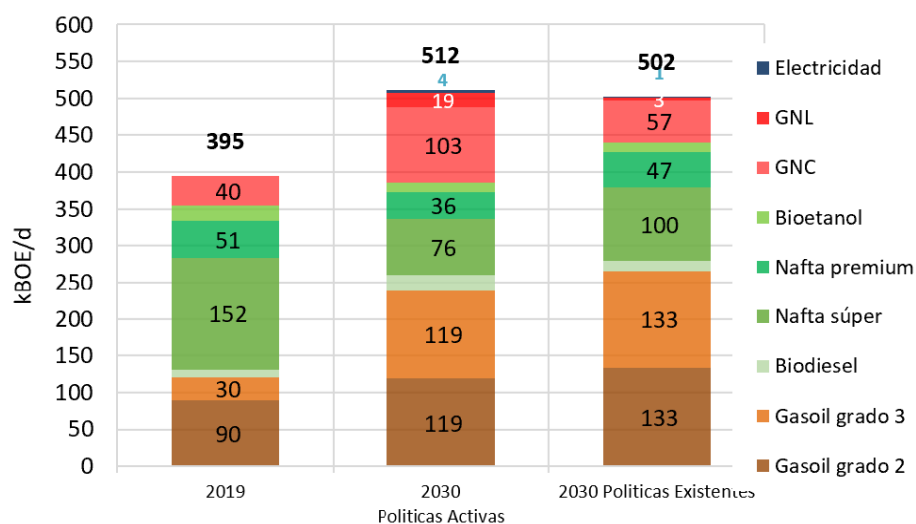
⁹ Resultante de la combinación del corte obligatorio (12%) y la utilización de bioetanol en motores *flex*.

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

¹¹ 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 lo que permitió calcular la demanda de combustibles para ambos escenarios en 2030, tal como se muestra en el gráfico a continuación.

Gráfico N° 10: Demanda de combustibles para transporte.



Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía.

A modo de síntesis, se espera que la demanda de combustibles en el sector se incremente un 29% entre 2019 y 2030 hasta alcanzar los 512 mil barriles equivalentes de petróleo equivalentes diarios en el escenario de políticas activas y los 502 mil barriles equivalentes diarios en el de políticas existentes. Se puede observar que el consumo total difiere levemente entre ellos. Esto se debe a las diferencias de eficiencia entre las distintas tecnologías.

5.6 Oferta de energía eléctrica

Para cumplir con los objetivos climáticos, la expansión del sistema eléctrico durante la próxima década deberá realizarse sobre la base de tecnologías bajas en emisiones de carbono, revertiendo la predominancia de las fuentes fósiles en la generación de electricidad. Sobre esta premisa se fundamenta un sendero de incorporación de potencia al 2030 que de concluirse las obras en cartera, la gran mayoría de la nueva potencia provendría de fuentes energéticas limpias. Se consideran 2 escenarios de oferta en el presente análisis:

- **Escenario de transición energética con capacidades nacionales, que alcanza un 20% de generación renovable al 2030 (REN 20 en adelante):** Este escenario consiste en un escalamiento de la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica, en

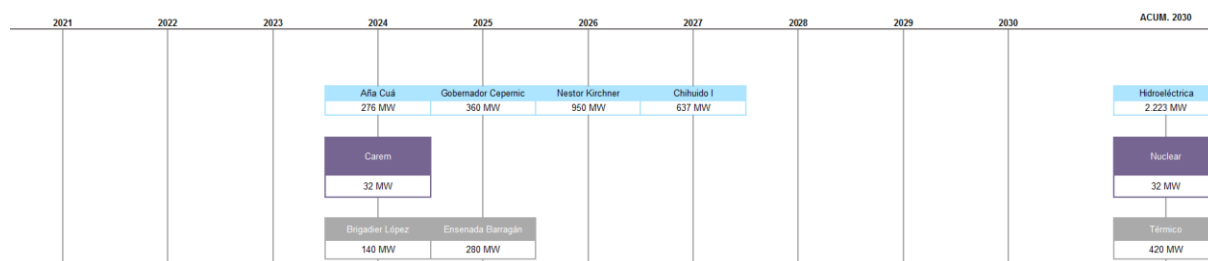
línea con una tendencia fundada en las capacidades nacionales, consistente con la estabilidad macroeconómica (menor demanda de divisas) y a un ritmo de incorporación de nueva potencia en sintonía con el crecimiento de la demanda eléctrica. Así se alcanzaría un 20% de abastecimiento con energías renovables lo que implicaría una incorporación de nueva potencia instalada por un total de 8.700 MW.

- **Escenario de transición con ritmo acelerado de renovables (REN 30 en adelante):** incorporación de potencia renovable que alcanzaría el 30% de participación en la generación eléctrica para el 2030. Ello requeriría la adición de 11.875 MW (3.175 MW más que en REN 20), a un ritmo más acelerado que el demandado por el mercado eléctrico, aumentando significativamente las inversiones requeridas y las divisas demandadas.

El camino hacia 2030 nos encuentra con una serie de proyectos de inversión en materia de potencia instalada de generación eléctrica que necesitan desarrollarse para obtener una matriz energética robusta, que satisfaga las proyecciones de demanda para ese entonces. Estos proyectos de inversión tienen distintos grados de avance, pudiendo estar en estudio, en proceso de licitación, adjudicación, o incluso ya en ejecución. La mayoría de estos corresponden al complejo hidroeléctrico, térmico y nucleoelectrico.

A fines prácticos, se considerarán en ambos escenarios la incorporación de potencia proveniente de las obras que ya se encuentran en proceso de ejecución con cierto grado de avance y que se espera con un elevado grado de certeza que para 2030 hayan incorporado la potencia esperada a la matriz de generación eléctrica nacional.

Gráfico N° 11. Incorporación proyectada de potencia para proyectos hidroeléctricos, nucleoelectricos y térmicos en ejecución. 2022 - 2030.

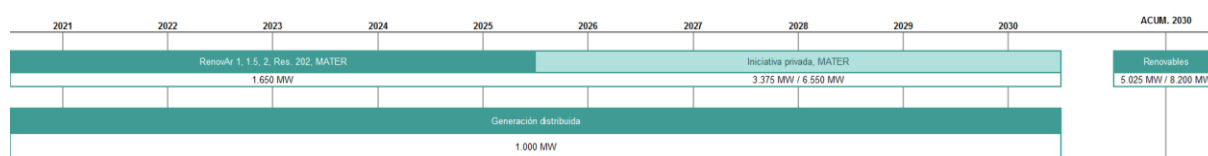


*Se estima que la IV Central Nuclear se pondría en marcha luego del 2030. Su incorporación implicaría unos 1.200 MW adicionales de generación con una inversión (CAPEX) cercana a los u\$s 7900 millones.

En total, estos proyectos permitirán expandir alrededor de 2.675 MW de potencia a la matriz (2.223 MW de nueva potencia hidroeléctrica y 420 MW de los cierres de ciclos combinados de

dos centrales termoeléctricas, además de los 32 MW que se prevé que aportará el prototipo de reactor nuclear modular) (Ver gráfico N° 11). Ambos escenarios consideran que toda la potencia de generación eléctrica que se incorpore, más allá de estos proyectos ya en construcción, será en base a energía renovable no convencional. Para completar ambos escenarios se estima que, inicialmente, se completarán aproximadamente 1.650 MW de los proyectos (de RenovAr, Res 202 y MATER) que todavía no fueron ejecutados y se encuentran en proceso de negociación. Adicionalmente, para cumplir con el escenario REN 20, se necesitarán 3.375 MW adicionales de potencia renovable y para el cumplimiento del escenario REN 30, 6.550 MW de potencia renovable. En ambos escenarios se contempla el cumplimiento de la Ley de Generación Distribuida N° 27.424, con 1.000 MW de potencia al año 2030.

Gráfico N° 12. Incorporación proyectada de potencia renovable. 2022 - 2030.



En ambos escenarios, la preponderancia en la incorporación de las energías limpias bajas en emisiones es casi absoluta. Sobre el total de potencia incorporada al 2030, el escenario que alcanza el 30% de renovables incorpora un 96% energía limpia, mientras que el REN 20 incorpora un 95% de energía limpia.

Tabla N° 05. Incorporación de potencia estimada por tipo de fuente.

Incorporación de potencia (MW) (2022-2030)				
Tipo	REN 30	%	REN 20	%
Limpia	10419	96%	7244	95%
Fósil	420	4%	420	5%
Total	10839	100%	7664	100%

Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía.

Tabla N° 06. Incorporación de potencia estimada por tipo de fuente.

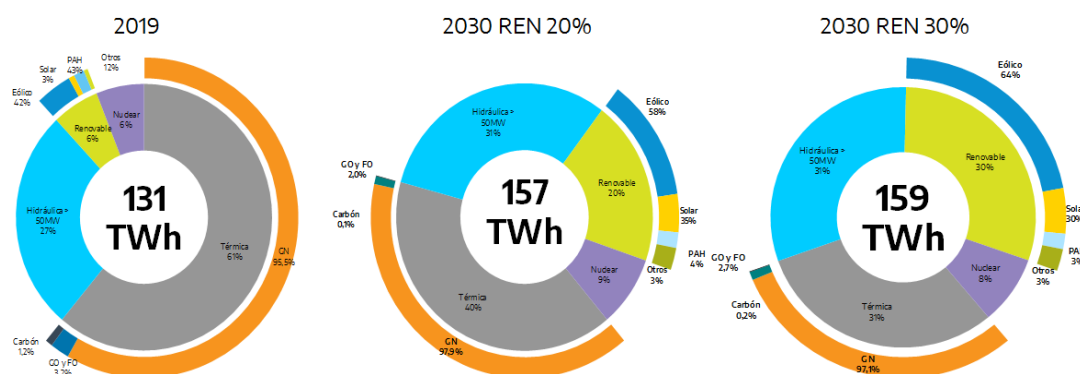
Incorporación de potencia (MW) por tecnología (2022-2030)			
	REN 30	REN 20	Diferencia
Eólica	6008	3283	2725
Hidroeléctrica	2187	2187	0
Solar Fotovoltaica*	1400	950	450
Biomasa/Biogás	422	422	0
Termoeléctrica	420	420	0
PAH	370	370	0
Nuclear (CAREM)**	32	32	0
Total	10839	7664	3175

*No se incluyen los 1000 MW correspondientes a generación distribuida.

**Se supone la puesta en marcha del prototipo CAREM de 32 MW.

Ambos escenarios cubren las necesidades de demanda eléctrica proyectada al 2030. La incorporación de potencia adicional en el REN 30 (3.175 MW) no está asociada al abastecimiento del mercado eléctrico, sino al cumplimiento de una meta cuantitativa de penetración de energías renovables no convencionales del 30%.

Gráfico N° 13. Matriz de generación 2030 escenario REN 30 y REN 20.



Fuente: SSPE- Secretaría de Energía- Ministerio de Economía

5.7 Oferta local de Petróleo y Gas

El escenario de PA implica una mayor demanda de gas natural, impulsando la producción nacional en 10 MMm³/día. El escenario de PE implica una mayor producción de combustibles, con lo que se produce una mayor producción de petróleo generando también mayores saldos exportables.

El crecimiento de la producción de gas natural se asocia principalmente al crecimiento de la demanda local (mayor en el grupo de escenarios PA) y la potencialidad de exportar gas a escala (hasta 30 MMm³/día) tanto a Brasil como a Chile colaborando con la transición energética de los países vecinos.

Gráfico N° 14. Producción para requerimientos locales de gas en cada escenario.

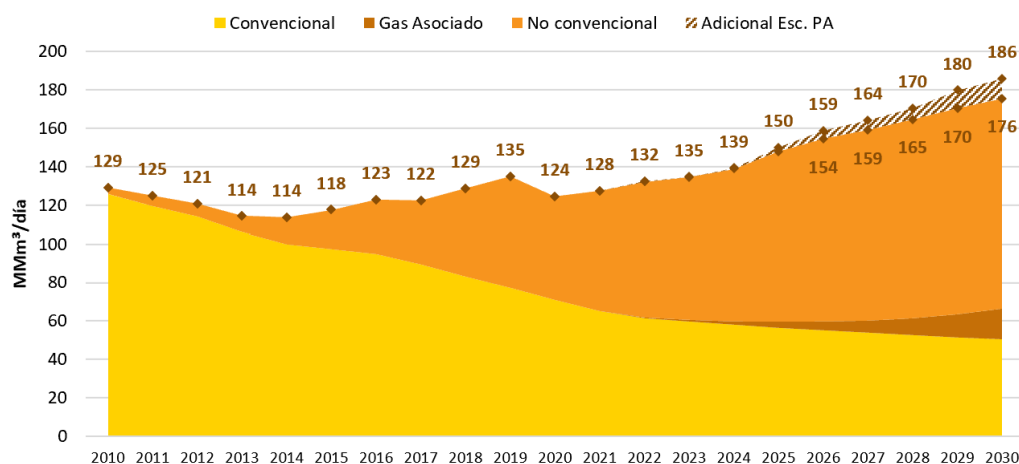
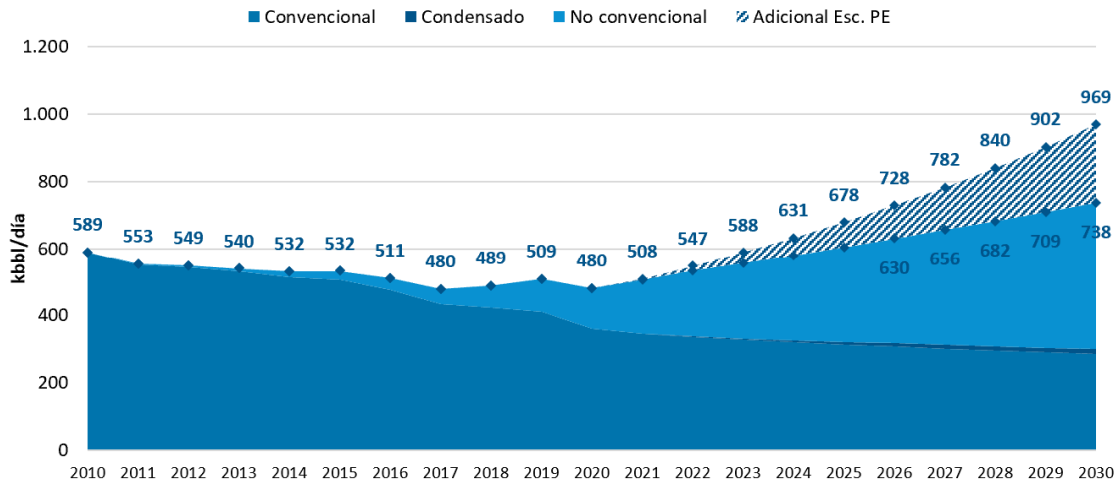


Gráfico N° 15. Producción para requerimientos locales de petróleo en cada escenario.



Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía.

Gráfico Nº 16.1 Oferta y demanda de gas mensual. Escenario ambicioso.

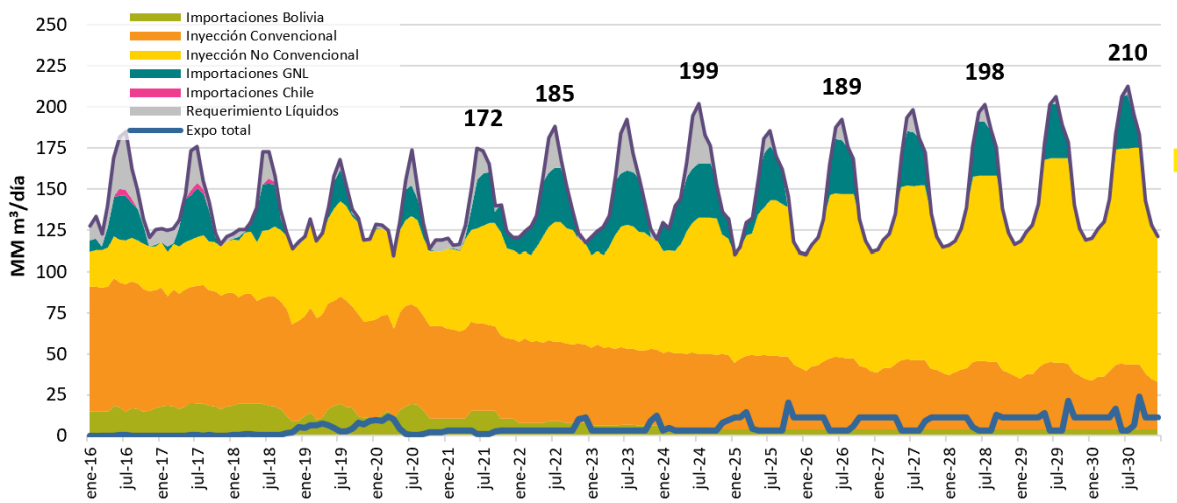
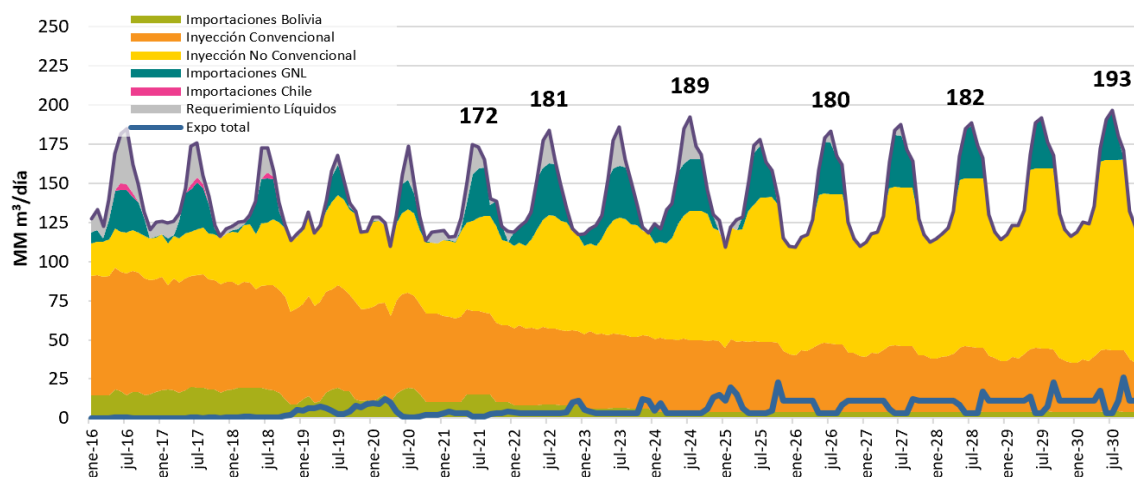


Gráfico Nº 16.2 Oferta y demanda de gas mensual. Escenario Políticas vigentes.

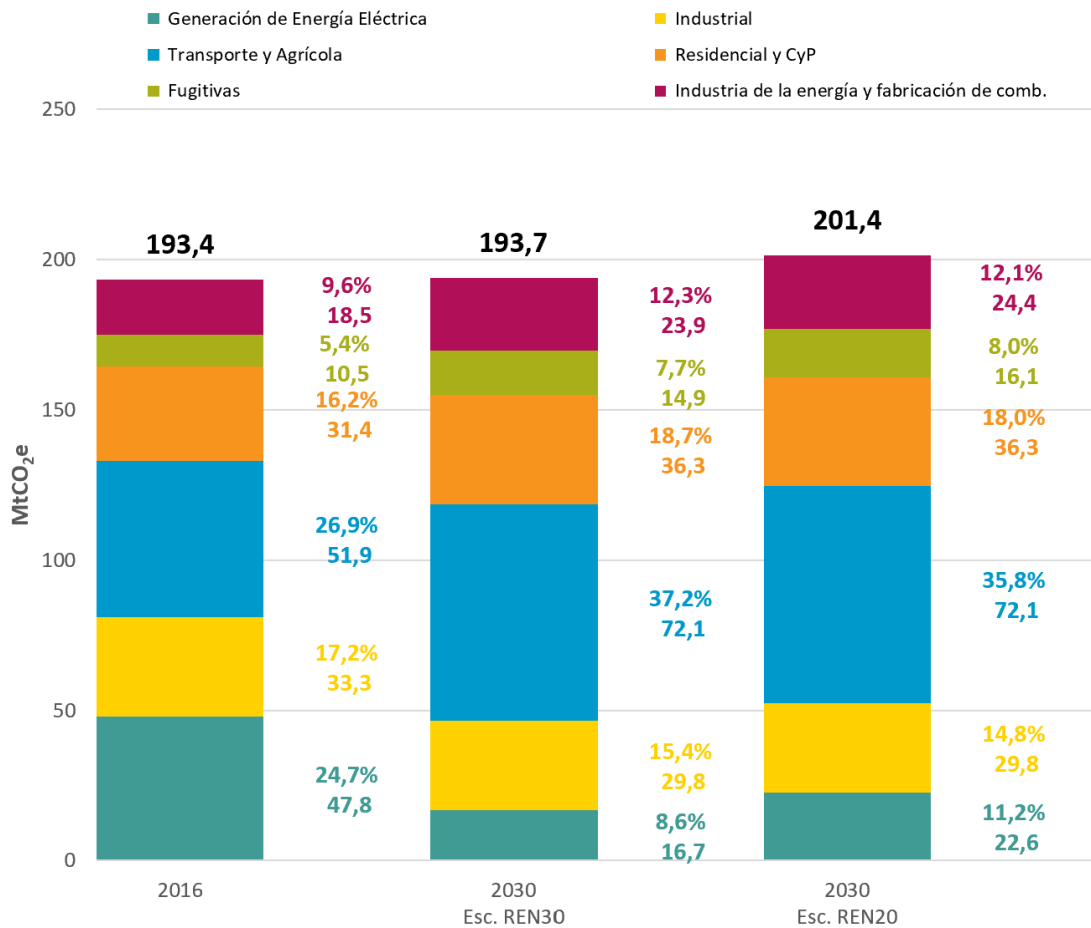


Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía.

5.8. Emisiones

Se exponen las emisiones de CO₂e para el año 2016 y para los escenarios REN 30 y REN 20. Se observa que ambos escenarios logran reducciones considerables en el subsector Generación de Energía Eléctrica, reduciendo su participación en el total de emisiones del sector energético respecto al 2016 (año del último Inventario Nacional de GEI hasta el momento del análisis).

Gráfico N° 17. Emisiones de CO₂e 2016 y escenarios REN 30 y REN 20.



La reducción en las emisiones del subsector Generación de Electricidad es de 52,7% para el REN 20 y de 64,2% para el REN 30.

Tabla N° 06. Reducción de las emisiones en el subsector Generación de Electricidad con respecto al 2016, para los escenarios REN 20 y REN 30.

Emisiones (MtCO2eq)					
		REN 20		REN 30	
	2016	2030	Var. (%)	2030	Var. (%)
Sector energético	193.35	201.4	4.2%	194.1	0.4%
Subsector generación electricidad	47.83	22.6	-52.7%	17.1	-64.2%

El desarrollo de estas líneas de acción implicarán un gran esfuerzo para la economía argentina. El avance y profundización de cada línea de acción, así como sus consecuentes resultados, están estrictamente ligados a las capacidades de la economía para crecer y poder afrontar los esfuerzos financieros en divisas que la transición energética requiere. A modo comparativo, se muestran los resultados esperados para cada escenario.

5.8.1 Resultados teóricos del modelo REN 20

1. Las emisiones del sector energético serían como máximo 201,4 MtCO_{2e}. Este resultado en emisiones es un 9% inferior respecto a las proyecciones estimadas en 2019 (221 MtCO_{2e}). Es notable destacar que el sector eléctrico disminuye un 52,7% las emisiones respecto a 2016, mejorando también la proyección realizada en 2019.
2. La reducción en la intensidad de carbono de la matriz eléctrica se encontraría cercana al 50% con respecto a la intensidad promedio de los últimos años.
3. Las energías bajas en emisiones superarían a los combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica, logrando representar al menos el 55% del total. El porcentaje de participación de la generación renovable no convencional en la matriz de energía eléctrica alcanzaría el 20%.

5.8.2 Resultados teóricos del modelo REN 30

1. Las emisiones de gases de efecto invernadero del total del sector energético disminuirían hasta alcanzar un total de 194,1 MtCO_{2e}.
2. La intensidad de carbono de la matriz eléctrica disminuiría en más del 60% respecto a la intensidad promedio de los últimos años.
3. La participación de las energías bajas en emisiones sería superior al 65%, llegando al 30% de energía renovable no convencional.

5.9 Inversiones

En este apartado se presentarán estimaciones de costos asociados a los dos escenarios de oferta eléctrica. A modo de resumen se presentan en la Tabla N° 7 los montos de inversiones necesarias en el subsector para las trayectorias propuestas. En particular, se busca exponer las diferencias en inversiones y emisiones de los escenarios REN 30 y REN 20.

Tabla N° 07. Resumen de inversiones necesarias.

Comparativa de escenarios		REN 30	REN 20	Diferencia	
Incremento en potencia eléctrica (MW)		10839	7664	3175	
Inversiones en potencia (CAPEX) (MM u\$s)	total	13970	9924	4046	
	divisas	6770	3796	2974	
Inversiones en transporte eléctrico (MM u\$s)	total	5575	2875	2700	
	divisas	2230	862.5	1367.5	
Inversiones en eficiencia eléctrica (MM u\$s)	total	7829	7829	0	
	divisas	5610	5610	0	
Inversiones totales (MM u\$s)					
		total	27374	20628	6746
		divisas	14610	10269	4342
Emisiones subsector eléctrico (MtCO₂eq)		17.1	22.6	-5.5	
Emisiones sector energético (MtCO₂eq)		194.1	201.4	-7.3	

5.9.1. Inversiones en potencia instalada

A continuación, se estiman los montos de inversiones en capacidad instalada por tipo de tecnología. El escenario REN 20 requiere una inversión cercana a los u\$s 9924 millones en total (u\$s 3796 millones en divisas), mientras que el escenario REN 30 requiere u\$s 13970 millones (u\$s 6770 millones en divisas). La diferencia entre ambos escenarios se explicaría por la potencia instalada adicional en energía eólica (43% de la potencia incorporada en REN 20 y 55% en REN 30) y solar fotovoltaica (12% para REN 20 y REN 30).

Tabla N° 08. Inversiones necesarias en nueva potencia para cada escenario.

Inversión (CAPEX) para la instalación de centrales (2022-2030) (MM u\$s)						
	REN 30		REN 20		Diferencia	
	Total	divisas	Total	Divisas	Total	Divisas
Eólica	7403	4356	3858	1623	3545	2733
Hidroeléctrica*	3004	901	3004	901	0	0
Solar Fotovoltaica	1268	423	767	182	501	241
Biomasa/Biogás	882	441	882	441	0	0
Termoeléctrica	420	252	420	252	0	0
PAH	993	397	993	397	0	0
Nuclear**	0	0	0	0	0	0
Total	13970	6770	9924	3796	4046	2974

*No se contemplan los costos financieros de los proyectos. **No se contemplan los costos asociados a la incorporación de la IV Central nuclear que entraría en marcha en 2031 (se estaría construyendo desde 2024) ni los costos de investigación y desarrollo del prototipo CAREM.

Escalamiento tecnológico y requerimiento de divisas

Dada la importancia que presenta el acceso a divisas para la estructura productiva argentina, se consideró de particular interés desagregar los requerimientos de divisas de las inversiones totales necesarias para la incorporación de nueva potencia. Para su cálculo, se realizaron los siguientes supuestos:

Para cada tecnología se realizó un análisis de los componentes principales en la estructura de costos. Para cada componente se estimó una intensidad de importaciones que derivó posteriormente en el cálculo de requerimiento de divisas por unidad de potencia instalada. Los cálculos sólo incluyen CAPEX, dejando de lado costos financieros de los proyectos.

En ambos escenarios se supone un moderado escalamiento de las capacidades de producción de los tecnólogos nacionales en energía eólica y solar, complementado con empresas importadoras o ensambladoras según sea el caso. Este escalamiento de la producción vía tecnólogos nacionales incrementa los costos totales pero reduce los requerimientos de divisas de la inversión. Cabe aclarar que los requerimientos de divisas podrían ser aún menores en caso de que se buscara incrementar la participación de tecnólogos nacionales en el total de la nueva capacidad instalada y/o se redoblaran los esfuerzos de desarrollo de partes y proveedores nacionales. Bajo estos supuestos es posible estimar y comparar los flujos anuales de divisas asociados a la instalación de potencia para cada escenario, sin considerar costos financieros.

- 1) En el escalamiento de potencia instalada de la energía solar y eólica participan tres actores: un tecnólogo nacional, una empresa importadora y una empresa ensambladora. Cada uno de ellos presenta distintos costos de inversión total (CAPEX), intensidad de importaciones en su estructura de costos, generación de empleo por potencia instalada y potencial sustitutivo en diversos componentes en su estructura de costos. En general, el tecnólogo nacional presenta mayores costos de inversión total, menor intensidad de importaciones, mayor potencial tanto de generación de empleo como de potencial sustitutivo de sus componentes. En todos los casos se supone una gradual reducción de costos de instalación al 2030.
- 2) Para el tecnólogo nacional se supusieron dos escenarios de escalamiento de la potencia instalada: conservador y ambicioso. Para los cálculos presentados se utilizó el conservador, complementando el diferencial de potencia instalada con empresas importadoras en el caso de la energía eólica y con empresas ensambladoras en el caso de la energía solar fotovoltaica. Para el caso de la energía eólica, la participación del tecnólogo en la potencia instalada total alcanza el 70% en el REN 20 y el 38% en el REN 30. En el caso de la energía solar fotovoltaica, es posible cubrir un 70% del incremento de potencia en el REN 20 y un 46% en el REN 30.
- 3) Se estimaron dos escenarios de evolución gradual en la integración nacional de los componentes: uno conservador y otro optimista. Para los cálculos presentados se utilizó el conservador. Para el caso de empresas importadoras se mantiene constante para todo el período.

- 4) Tanto para el biogás/biomasa como para los pequeños aprovechamientos hidráulicos se supuso un costo constante para todo el período y no se estimaron potencial sustitutivo de sus componentes.
- 5) Para los proyectos térmicos e hidroeléctricos en marcha los requerimientos se utilizaron los pliegos de las licitaciones para los costos y el requerimiento de divisas surgió de estimaciones.

Es posible combinar los distintos escenarios de oferta eléctrica (REN 20 y REN 30) con los escenarios de escalamiento de los tecnólogos (conservador y ambicioso) y evolución de integración nacional (conservador y optimista) lo cual arrojaría un rango de valores.

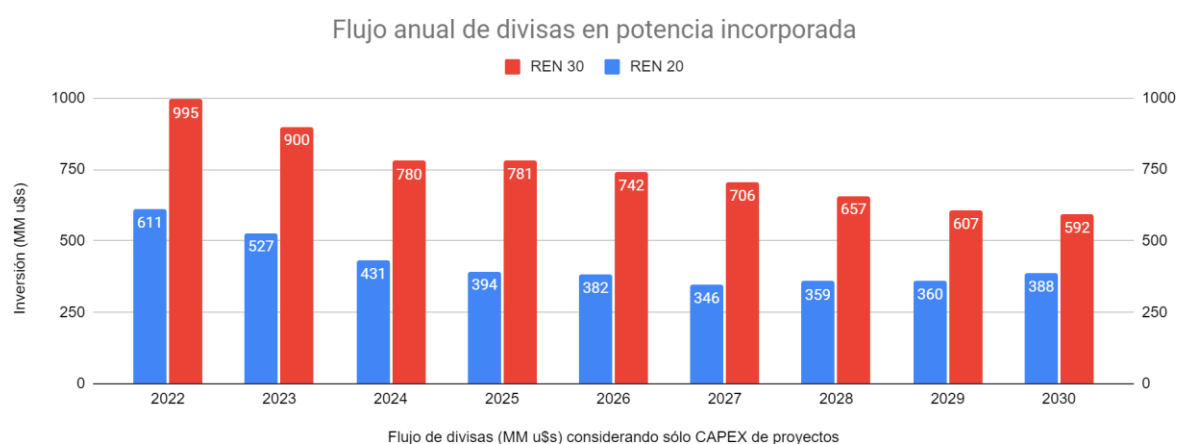
El REN 30 lograría un aumento en la potencia instalada 41% mayor al planteado por el escenario REN 20, incrementando la demanda de divisas en un 78%.

Tabla N° 09. Potencia incorporada y divisas requeridas por escenario.

Potencia incorporada y divisas requeridas			
	REN 30	REN 20	Diferencia (%)
Potencia incorporada (MW)	10839	7664	41%
Divisas requeridas (MM u\$s)	6770	3796	78%

Esto implicaría una demanda media anual de divisas en el REN 20 de u\$s 422 millones, mientras que en el REN 30 el número ascendería a u\$s 751 millones anuales, en promedio.

Gráfico N° 18. Divisas necesarias para las inversiones en potencia por año.



5.9.2 Inversiones en Operación y Mantenimiento (O&M)

En promedio se estima que el gasto mantenimiento y operación del parque de generación eléctrica requiere de una inversión constante anual del orden del 2-3% del valor de la inversión total, lo cual implicaría un gasto de aproximadamente 188 millones u\$s para el escenario REN

20 y 268 millones u\$s para el escenario REN 30 (incremento del 42%). No se incluyen dentro de esta categoría los costos asociados al recambio de la planta una vez acabada su vida útil, ni los costos de decomisación estimados en un 5% del valor total de la inversión.

5.9.3 Inversiones en transporte eléctrico

Un campo sumamente relevante a la hora de considerar las inversiones que requiere nuestra matriz energética es el vinculado a las obras de infraestructura en el interconectado eléctrico de alta y media tensión. Toda incorporación de potencia debe estar asociada a un nodo que permita la interconexión con el sistema nacional de transporte eléctrico, por lo que se deben considerar las inversiones que la nueva potencia demandará. En este sentido, existen obras de transporte eléctrico que se presentan como urgentes, necesarias e imprescindibles para mejorar la eficiencia, por un lado, y para permitir la incorporación de manera exitosa de los proyectos ya considerados de aumentos en la capacidad instalada, por el otro.

Las líneas de alta y media tensión, sean obras de mantenimiento, refuerzo o ampliación, no sólo revisten obras de infraestructura para la transición, sino que contribuyen fuertemente con la descarbonización de la matriz. El motivo esencial es la sustitución a partir de la integración a la red, atento a que localidades aisladas o punta de línea requieren generación térmica, usualmente a diésel, mientras que al conectarse, dicho combustible podría sustituirse por el promedio generado en el Mercado Eléctrico Mayorista. Realizar estas inversiones es parte de la estrategia de transición.

El flujo mínimo de inversiones necesarias considera, por ejemplo, la línea de alta tensión que se requiere para las dos represas hidroeléctricas actualmente en construcción en la provincia de Santa Cruz (Pres. Néstor Kirchner y Gob. Cepernic) las obras de interconexión de alta tensión entre la estación de Vivotatá con las estaciones de Plomer y Ezeiza y la línea de alta tensión que conectará San Juan con la estación transformadora El Rodeo, lugar de vital relevancia geográfica si se pretende introducir la energía solar fotovoltaica a generarse en los parques solares en construcción en la Provincia de San Juan. También se consideran una serie de obras altamente necesarias en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), que permitirán mayor eficiencia y eficacia entre los nódulos más relevantes del subsistema y las diferentes centrales de generación de la zona.

Sin embargo, estas obras de mínima están pensadas y planificadas para contener e incorporar las obras de generación e instalación de potencia que ya se están ejecutando, o que están muy prontas a ello. Actualmente el sistema interconectado eléctrico argentino necesita de una ampliación si planifica un escenario de incorporación de mayor potencia al 2030. Perseguir un objetivo más ambicioso en la incorporación de potencia de fuentes renovables requiere mayores obras en la red de transporte de alta tensión. Por esto mismo se planificó un

escenario alternativo, que contemple los mayores requerimientos en la red de transporte y distribución que la expansión de potencia adicional requiere.

En el gráfico siguiente se presentan los flujos de fondos estimados para las inversiones necesarias en materia de transporte eléctrico para cada escenario. El escenario de mayor penetración de fuentes renovables de generación eléctrica demanda mayores inversiones, ya que se necesitan nuevos nodos geográficos y líneas de alta tensión que permitan el aprovechamiento de toda la nueva energía generada en los lugares de consumo masivo. En total, las inversiones en el escenario base ascienden a 2875 millones de dólares, mientras que en el escenario de mayor penetración de renovables las inversiones se estiman en 5575 millones de dólares.

Gráfico N° 19. Inversiones en transporte eléctrico.

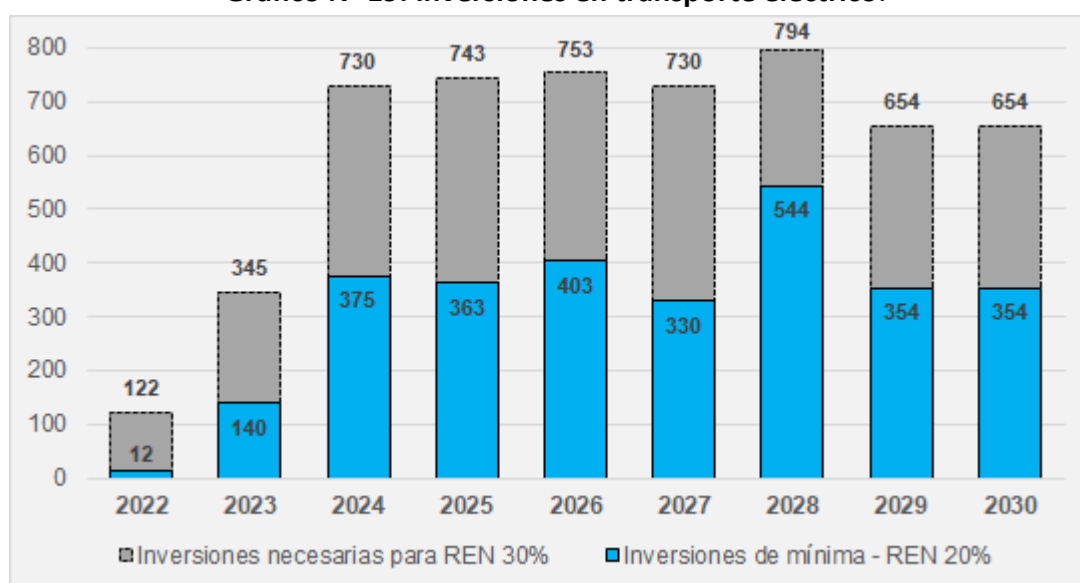


Tabla N° 10. Inversiones en transporte eléctrico.

RESUMEN de inversiones en transporte		
	Escenario Base	Escenario REN 30
Inversión total (MM u\$s)	2875	5575
Costo en divisas (MM u\$s)	862.5	2230

5.9.4 Inversiones en infraestructura gasífera

Actualmente, el principal límite estructural para el mayor consumo de gas es el transporte desde los centros de producción hasta los puntos de consumo en los centros urbanos y de producción industrial. Ello implica que a pesar del incremento registrado en la producción nacional impulsada por el plan GAS.AR, no se llegue a cubrir la demanda interna, y sea necesario recurrir extraordinariamente a importaciones para cubrir picos en la demanda.

Para resolver este déficit de infraestructura en el transporte desde la Secretaría de Energía ha diseñado el Plan TransportAR. Dada la disponibilidad de gas en las Cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, y Austral que requieren obras importantes para llegar a los centros de consumo nacional, sumado a un creciente interés manifiesto de importar gas natural por parte de Chile y Brasil.

El Plan TransportAR tiene por objetivo general generar las condiciones que permitan abastecer estas demandas insatisfechas, y a través de los siguientes objetivos particulares:

1. Sustituir las importaciones de GNL que hoy se requieren para cubrir los picos de demanda doméstica de gas natural
2. Reemplazar el combustible líquido que actualmente se utiliza en centrales térmicas por gas natural de producción nacional
3. Enfrentar la caída de la producción de gas en la cuenca NOA y de nuestro tradicional proveedor, Bolivia, sustituyendo el gas proveniente de estas cuencas con aquel proveniente de las cuencas donde hay excedentes de producción.
4. Terminar con la falta de capacidad del sistema de transporte para abastecer con gas natural nacional a los grandes centros de consumo.
5. Exportar a países vecinos los excedentes de gas natural nacional y contribuir en su proceso de transición energética.

En su Etapa I, prevista a ejecutarse desde el año 2021 hasta 2023, el Plan TransportAR prevé inversiones en gasoductos por 3.371 millones de dólares, las cuales fueron estratégicamente seleccionadas en función de las demandas gasíferas no cubiertas.

El primero de los gasoductos es el Gasoducto Néstor Kirchner, que podrá transportar hasta 39MMm³/d de gas producido en la Cuenca Neuquina, y transferir en Saliqueló parte de este volumen al gasoducto Neuba II, para alimentar las zonas de Bahía Blanca y AMBA. De esta forma, permitirá sustituir importaciones de GNL y llevar GN a las grandes centrales termoeléctricas y al polo petroquímico. En un segundo tramo, el gasoducto Nestor Kirchner conectará Saliqueló con San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fé, brindando GN a los gasoductos de distribución del norte de Buenos Aires y el Litoral. Está planificado desarrollarse en dos tramos, con dos etapas sucesivas, de manera que permita atender en lo inmediato la demanda de gas existente y su vinculación con la producción incremental de gas natural no convencional de la Cuenca Neuquina.

Tabla N° 11. Inversiones en infraestructura gasífera.

PLAN DE INVERSIONES	MM u\$s			
	Obras de Sistema de Gasoductos Transport.Ar Produccion Nacional - Etapa I	2021	2022	2023
1 Néstor Kirchner: Tratayén /Saliqueló/San Jerónimo	125	840	1575	2540
2 Ampliación NEUBA II - Terminación Ordoqui		85		85
3 Ampliación Tramos Finales PBA		75		75
4 Mercedes/Cardenales	24	108		132
5 Expansión Gasoducto Centro Oeste	20	140		160
6a Reversión Gasoducto Norte Etapa I	14	60		74
6b Reversión Gasoducto Norte Etapa II			75	75
7 Ampliación Capacidad de Compresión GNEA			90	90
8 Conexión GNEA - San Jerónimo (Barrancas a Desvío Arijon)			60	60
9 Loops y Compresión en Aldea Brasilera (Gasoducto Entrerriano)			80	80
Total	183	1308	1880	3371

Estrictamente vinculado al gasoducto Nestor Kichner, se contempla la ampliación del gasoducto NEUBA II, que aumentará el caudal de transporte de GN desde la conexión Saliqueló hasta las zonas de alto consumo del Gran Buenos Aires, llegando hasta la cabecera del Gasoducto Mercedes-Cardales para alimentar también el Litoral. También están contempladas obras de ampliación y refuerzo de tramos finales en los gasoductos del AMBA operados por TGN, permitiendo la llegada de mayor caudal a las estaciones de transferencia Los Cardales y Ezeiza. En conjunto, estas obras esperan también el reemplazo de combustibles líquidos en las centrales de ciclo combinado de CABA y La Plata.

También se prevén otras obras de nuevos gasoductos, de ampliación y refuerzos de líneas existentes, mejorando la interconexión del sistema. Por ejemplo, el gasoducto Mercedes/Cardales constituye la unión de los sistemas Sur y Norte. En tándem, con la ampliación del Neuba II, diversificará las opciones de abastecimiento para todo el sistema. Además en materia de abastecimiento regional, son los encargados de acercar el GN de la cuenca neuquina a las zonas de transferencia vinculadas a la exportación regional, ya sea hacia la República Oriental del Uruguay, Paraguay y/o Brasil. Por esto mismo es que también se prevé la expansión del gasoducto centro-oeste, ante la posibilidad de ampliar las exportaciones hacia Chile por medio del gasoducto Gas Andes, llegando con mayor volumen de GN a San Jerónimo en el Litoral. En el mismo sentido, pero concentrado exclusivamente en posibles exportaciones a Brasil, se prevén obras en el Gasoducto Entrerriano, con instalación de un loop y una planta compresora que elevará los niveles de presión y caudal en el gasoducto de transferencia hacia Brasil.

El resto de las obras de esta primera etapa se concentran en reforzar el transporte gasífero en el norte del país, con algunos cambios estructurales. Por ejemplo, la reversión en el sentido de transferencia del Gasoducto del Norte, que actualmente es Norte-Sur pero ante la caída de la producción de GN en Bolivia y en el Norte Argentino, circunstancialmente puede ser necesario cambiar el sentido de abastecimiento, dando la posibilidad de abastecer con Gas de la Cuenca Neuquina, los consumos residenciales, industriales, y de centrales térmicas del NOA.

El Plan TransportAR ya contiene una Etapa II en planificación, que incluirá las obras de finalización en la reversión del Gasoducto Norte, ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto San Martín, consolidación del gasoducto La Mora – Tio Pujio, y la Etapa II del gasoducto GNEA Mesopotamia, en las provincias de Corrientes y Misiones. Se estima también que para 2030 ya va a estar ejecutada la Etapa III del Sistema de Gasoductos TransportAR de producción nacional por lo que los montos invertidos en total se estiman en alrededor de USD 10.000 millones.

5.10. Consideraciones adicionales

Como fue mencionado anteriormente, la sostenibilidad del proceso de transición energética puede ser analizada sobre la base de la interacción de cuatro dimensiones: seguridad energética, equidad social, mitigación del cambio climático y el desarrollo tecno-industrial. El éxito de la estrategia de transición energética en Argentina depende de la resolución conjunta de estas dimensiones que presentan tensiones o dilemas entre sí.

En cuanto a la seguridad energética, en un país que se ha caracterizado por recurrentes ciclos de restricción externa y estrangulamientos de la balanza de pagos, debería entenderse no sólo asociada al suministro energético, sino también al desarrollo de recursos y capacidades industriales y tecnológicas que garanticen ese suministro minimizando impactos en la demanda de divisas para importación. El REN 30 pone el énfasis en aprovechar los recursos naturales renovables -en particular, viento y sol- a un ritmo de escalamiento que, necesariamente, derivaría en un aumento en la dependencia tecnológica de proveedores extranjeros y mayores requerimientos de divisas para el período. Por otro lado, el REN 20 se focaliza en el dominio de tecnologías y capacidades asociadas a los recursos, con el objetivo de que el suministro de energía sirva a objetivos de desarrollo socioeconómicos amplios y no una restricción al mismo.

En cuanto a la equidad social, ambos escenarios podrían presentar distintas implicancias tanto en el mercado laboral como en el costo de generación de la energía. Teniendo en cuenta las capacidades instaladas, los proyectos de incorporación de potencia en marcha y las proyecciones de demanda de energía eléctrica al 2030, el aumento de 7027 MW de potencia instalada en el REN 20 es suficiente para cubrir las necesidades del mercado eléctrico. La introducción de nueva potencia renovable por encima de las necesidades de demanda implicaría un sobredimensionamiento del parque de generación y un consecuente desplazamiento de generación térmica, que deberá ser remunerada. El desplazamiento de centrales térmicas eficientes ya amortizadas (con bajos costos de generación) por nuevas centrales renovables (con capital que debe amortizarse), llevaría a un aumento en los costos de generación, además de potenciales impactos negativos en el empleo del sector. Adicionalmente, la eventual necesidad de retirar el parque térmico que se encuentra bajo contratos de largo plazo podría acarrear incumplimientos no deseados. Estos factores se

suman al aumento en las necesidades de respaldo en la generación eléctrica para reducir la mayor volatilidad en la generación y atender el aumento en la complejidad del despacho. En suma, el escenario REN 30 presenta complejidades y desafíos que podrían repercutir negativamente en las tarifas eléctricas.

Por último, respecto a la mitigación del cambio climático, el REN 30 alcanza mayores reducciones que el REN 20, de cara al 2030. Sin embargo, acelerar el proceso de incorporación de renovables por encima de las posibilidades nacionales configuraría un problema estructural, al incrementar la dependencia tecnológica externa y la vulnerabilidad financiera. Al incorporar la dimensión tecno-productiva, es posible evaluar que este sendero tiende a aumentar la vulnerabilidad del proceso y puede poner en riesgo la sostenibilidad de la transición energética en el largo plazo, ya que no sólo serán necesarios divisas para el incremento de la potencia instalada hacia 2030, sino también para su mantenimiento y el recambio de un parque cada vez más amplio, siendo este necesario cada aproximadamente 25 años. Al abonar condiciones favorables que inducen un proceso endógeno de desarrollo de capacidades locales, el REN 20 permite pensar en mayores ambiciones hacia el 2050 respecto del escenario dependiente de mayor crédito externo y tecnología extranjera.

En síntesis, estas cuatro dimensiones permiten evaluar la sustentabilidad del proceso de transición energética. Durante los próximos diez años se necesita la adopción de medidas que encaucen nuestros esfuerzos hacia la meta de una descarbonización profunda en el largo plazo. Al respecto, es necesario comprender que el camino hacia el 2030 debe generar las condiciones necesarias para llegar de la mejor manera posible al 2050. Esto sólo podrá hacerse sobre la base de entender a la descarbonización de la matriz energética como una oportunidad única de inducir un proceso de desarrollo virtuoso que contribuya a la reducción de las restricciones del país y a la mejora de indicadores sociales, económicos y ambientales.

6. Comentarios finales

La transición energética debe ser socialmente justa y económicamente sostenible. El desarrollo de las líneas de acción presentadas implica asignar una parte importante de los recursos externos e internos de la economía argentina. Es por ello que resulta necesario un mayor compromiso de cooperación internacional en el cual se incluyan aportes no reintegrables, transferencias tecnológicas y financiamiento accesible de manera tal que los compromisos a futuro sean compatibles con las capacidades del país. Aún más, el proceso de transición debe mejorar la capacidad productiva y exportadora del entramado industrial del país. El avance y profundización de cada línea de acción, y sus consecuentes resultados, estarán estrictamente ligados a las capacidades de la economía para crecer y poder afrontar los esfuerzos financieros en divisas que la transición requiere.

Los desafíos comprendidos en las necesidades de adaptación de las matrices productivas a las metas de emisiones representan tanto un limitante como una oportunidad a la hora de planear las estrategias de desarrollo futuro. Es fundamental, frente a esta coyuntura, que dichas estrategias se tracen con especial atención a los requerimientos socio ambientales, priorizando a las familias y comunidades, potenciando el desarrollo local, generando empleo de calidad, mejorando los estándares de vida y reduciendo la desigualdad.

Sobre la base de la abundancia de recursos energéticos renovables e hidrocarburiíferos y las capacidades productivas de la economía argentina, los lineamientos aquí planteados buscan describir el escenario y establecer la visión estratégica a partir de la cual afrontar el proceso de transición energética desde una perspectiva nacional. Esta transición, motorizada por la demanda de acción climática, debe ser justa, asequible y sostenible. Es por esto que en las líneas de acción se evalúa la posibilidad de un desarrollo de las energías renovables no convencionales en base a las capacidades nacionales y el desarrollo de un sector hidrocarburiífero más limpio y eficiente, como abastecedor de energía, vector de empleo y generador de divisas, que asimismo aporte a la transición energética regional y global por medio de la exportación de recursos menos intensivos en emisiones de GEI por unidad de energía. Entender a estos sectores no como antagonistas, sino como complementos estratégicos debería constituir la base de una transición ordenada y sostenible, capaz de armonizar la mitigación del cambio climático con la seguridad energética, la justicia social y el desarrollo tecnoindustrial.

Si algo nos enseña la historia es que nuestro país supo obtener grandes logros en materia de soberanía energética y desarrollo nacional cuando se fijaron objetivos claros y se impulsaron políticas estratégicas. La creación de YPF como la primera petrolera estatal integrada del mundo, los desarrollos de la energía nuclear pioneros en la región o la construcción de la primera central hidroeléctrica de América Latina dan cuenta del tipo de capacidades nacionales que es necesario potenciar a futuro. Con una visión y con estrategias propias, con nuestros recursos, saberes y tecnologías, es posible alcanzar una Argentina inclusiva, dinámica, estable, federal, soberana y, fundamentalmente, sostenible en la que cada argentino y argentina pueda disfrutar de los beneficios sociales, económicos y ambientales que la transición energética debería posibilitar. La descarbonización como horizonte, planificada sobre la base de las capacidades sociales, tecnológicas, industriales y macroeconómicas argentinas, habilita un sendero de desarrollo hacia un país más limpio y más justo, para esta generación y las que han de venir.

Referencias bibliográficas

Bárcena, A., Samaniego, J., Peres, W. y Alatorre, J. (2020). La emergencia del cambio climático en América Latina y el Caribe: ¿seguimos esperando la catástrofe o pasamos a la acción?,

Libros de la CEPAL, N° 160 (LC/PUB.2019/23-P), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

BBC (22 de septiembre de 2021). China pledges to stop building new coal energy plants abroad. Disponible en: <https://www.bbc.com/news/world-asia-china-58647481> (acceso el 15/10/2021).

BBC (16 de octubre de 2021). German coalition plan sets bigger green targets. Disponible en: <https://www.bbc.com/news/world-europe-58924480> (acceso el 17/10/2021).

Bersalli, G., Hallack, M., Guzowski, C., Losekann, L., & Zabaloy, M. F. (2018). La efectividad de las políticas de promoción de fuentes renovables de energía: experiencias en América del Sur. *EnerLAC*, 2(1).

Blanco, A. (2018). ¿Transición Energética, economías intensivas en carbono o transiciones? *Enerlac*, vol. II, nº I.

Borges, C.; Dihl Prolo, C.; Lèbre La Rovere, E. (2021). Análise Científica e Jurídica da nova Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) Brasileira ao Acordo de Paris. Rio de Janeiro/RJ – Brasil.

Carrizo, S., Nuñez Cortés, M., & Gil, S. (2016). Transiciones energéticas en Argentina. *Revista Ciencia Hoy*, 147(September). <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1295.6644>

Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) (s/f). Reactor argentino CAREM. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/cnea/carem> (acceso el 26/10/2021).

Don Grant et al (2021). Reducing CO2 emissions by targeting the world's hyper-polluting power plants. *Environ. Res. Lett.* 16 094022.

Econojournal (6 de enero de 2021). México reducirá energías renovables tras responsabilizarlas de un apagón masivo. Disponible en: <https://econojournal.com.ar/2021/01/mexico-reducira-energias-renovables-tras-responsabilizarlas-de-un-apagon-masivo/> (acceso el 15/10/2021).

Foster, V. & Bedrosyan, D. (2014). Understanding CO2 Emissions from the Global Energy Sector. Live wire knowledge note series; No. 5. Washington DC; World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/2014/02/19120885/understanding-co2-emissionsglobal-energy-sector>

Fundación Bariloche (2021). Propuesta del Plan Nacional de Eficiencia Energetica Argentina.

Gobierno de México. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2020). Contribución Determinada a nivel Nacional: México. Versión actualizada 2020.

G20 (2018). Comunicado Reunión de ministros de Energía del G20 15 de junio de 2018, Bariloche, Argentina.

Hurtado, D. and Souza, P. (2018), "Goeconomic Uses of Global Warming: The "Green" Technological Revolution and the Role of the Semi-Periphery", *Journal of World-Systems Research*, nº 24, pp. 123-150.

IEA (2019). Key world energy statistics. International Energy Agency: París.

IEASA (2021). IEASA firma un acuerdo con el Instituto Fraunhofer para el desarrollo del primer proyecto de hidrógeno verde a gran escala en la República Argentina. Disponible en: <https://www.ieasa.com.ar/index.php/ieasa-firma-un-acuerdo-con-el-instituto-fraunhofer-para-el-desarrollo-del-primer-proyecto-de-hidrogeno-verde-a-gran-escala-en-la-republica-argentina/> (acceso el 26/10/2021).

IRENA (2019a). A New World: The Geopolitics of the Energy Transformation. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA. (2019b). Renewable Energy Auctions: Status and Trends Beyond Price. IRENA.

Kern, F., & Markard, J. (2016). Analysing Energy Transitions: Combining Insights from Transition Studies and International Political Economy. In *The Palgrave Handbook of the International Political Economy of Energy* (pp. 291–318). Palgrave.

Lavarello, P. (2017). De qué hablamos cuando hablamos de política industrial. In *Manufactura y cambio estructural* (CEPAL, pp. 283–330). Santiago de Chile: CEPAL. <https://doi.org/10.18356/a5ce8565-es>

MAYDS (2020). Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República Argentina.

Moreira Muzio, M., Gaioli, F. y Galbusera, S. (2019). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero: Argentina-2019. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación.

Naciones Unidas (1992). Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf> (consultado el 12/10/21).

Reuters (22 de abril de 2021). President Xi says China will start cutting coal consumption from 2026. Disponible en: <https://www.reuters.com/world/china/chinas-xi-says-china-will-phase-down-coal-consumption-over-2026-2030-2021-04-22/> (acceso el 15/10/2021).

Roger, D. (2019). Una nueva matriz energética para Argentina: rentas termodinámicas y desarrollo industrial, tecnológico y científico. *Realidad Económica* nº 328, pp. 27-58.

Santarcángelo, J., Schteingart, D., & Porta, F. (2017). Cadenas Globales de Valor: Una mirada crítica a una nueva forma de pensar el desarrollo. Cuadernos de Economía Crítica, 4(7), 99–129.

Scholten, D., Bazilian M., Indra Overland c, Kirsten Westphal (2020), “The geopolitics of renewables: New board, new game”, Energy Policy, v. 138.

Secretaría de Energía (2019). Escenarios Energéticos 2030. Versión 2019.

Secretaría de Energía (2019). Plan de acción nacional de energía y cambio climático. Versión 1 -2017 y actualización 2019.

Statista. (2020). Ranking de los principales fabricantes de aerogeneradores por cuota de mercado en 2018. Retrieved from <https://es.statista.com/estadisticas/600803/principales-fabricantes-de-aerogeneradores-por-cuota-de-mercado/>

Viscidi, L., & Yopez, A. (2020). Clean energy auctions. Inter-American Development Bank Monograph.

World Energy Council (WEC) (2017). World Energy Trilemma Index 2017: Monitoring the Sustainability of National Energy Systems. Disponible en: <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2017-monitoring-the-sustainability-of-national-energy-systems> (acceso el 2/10/2021).

Wright, K. (9 de agosto de 2021). Climate change: Make coal history says PM after climate warning. Disponible en: <https://www.bbc.com/news/uk-58144779> (acceso el 15/10/2021).

Y-TEC (2020). Más de 30 empresas pusieron en marcha el Consorcio para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno (H2ar). Disponible en: <https://y-tec.com.ar/mas-de-30-empresas-pusieron-en-marcha-el-consorcio-para-el-desarrollo-de-la-economia-del-hidrogeno-h2ar/> (acceso el 26/10/2021).

Y-TEC (2021). Argentina tendrá una planta de fabricación de celdas y baterías de litio. Disponible en: <https://y-tec.com.ar/argentina-tendra-una-planta-de-fabricacion-de-celdas-y-baterias-de-litio/> (acceso el 26/10/2021).



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2021 - Año de Homenaje al Premio Nobel de Medicina Dr. César Milstein

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número:

Referencia: Anexo EX-2021-103036234-APN-SE#MEC TRANSICION Lineamientos para un Plan de Transición Energética

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 70 pagina/s.