



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LANÚS

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA

MAESTRÍA EN LA GESTIÓN DE LA ENERGÍA

TRABAJO DE TESIS MaGE:

***“PROPUESTAS DE ACCIONES RELEVANTES DE POLÍTICA
PARA PROMOVER EL CUMPLIMIENTO DE LAS NDCs DEL
SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO AL AÑO 2030”***

Autora: CAÑADAS, Valeria.

Director de Tesis: Ing. Norberto Ruben Coppari.

Buenos Aires, Argentina, 2024.

Agradecimientos:

A Norberto Coppari, por su guía en mi formación y mi tesis

A Mariela Iglesia, por su compañerismo, influencia y sostén

A Laura Giumelli, por su asistencia, paciencia y apoyo

A Alicia Frigerio, por su afecto, empuje y disposición

A Maitena y Ariel, mis amores, por su comprensión y aguante

A mi familia y amigas, que me acompañan en la vida y
durante el desarrollo y concreción de este trabajo

ÍNDICE

GLOSARIO DE TÉRMINOS Y ABREVIATURAS	9
1. TESIS DE MAESTRÍA: “ <i>PROPUESTAS DE ACCIONES RELEVANTES DE POLÍTICA PÚBLICA PARA PROMOVER EL CUMPLIMIENTO DE LAS NDCs DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO AL AÑO 2030</i> ”	21
1.1. INTRODUCCIÓN	21
1.2. OBJETO DE ESTUDIO	33
1.3. OBJETIVOS GENERALES	33
1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	33
1.5. HIPÓTESIS	33
1.6. METODOLOGÍA DE TRABAJO	34
2. ANÁLISIS DE LOS EJES DE LA PROPUESTA DE LOS NDC	37
2.1. MM DE DEMANDA: TECNOLOGÍAS Y EFICIENCIA ENERGÉTICA (EE)	38
2.1.1. Calentamiento de Agua: Calefones o Termotanques Solares	38
2.1.2. Reducción de Electricidad: Mejoras de Eficiencia Electrodomésticos	38
2.1.3. Reducción de GN: Calefones y Termotanques Eficientes	39
2.1.4. Reducción de GN: Bombas de Calor	40
2.1.5. Reducción de GN: Economizadores de Agua Caliente	40
2.1.6. Reducción de GN y Electricidad: Climatización en Edificios	40
2.1.7. Reducción de Electricidad: Iluminación Residencial	41
2.1.8. Reducción de Electricidad: Alumbrado Público	41
2.1.9. Consideraciones generales de MM sobre la Demanda	42
2.2. MM DE OFERTA - CENTRALES DE GENERACIÓN (CG)	43
2.2.1. Generación Hidroeléctrica de gran potencia conectada al SADI	43
2.2.2. Generación Nucleoeléctrica conectadas al SADI	46
2.2.3. Generación Renovable conectada al SADI	50
2.2.4. Generación Renovable Distribuida conectadas al SADI	57
2.2.5. Generación Renovable Aislada del SADI	62
2.2.6. Sustitución de Combustibles Fósiles por Biocombustibles	63
2.2.7. Sustitución de Combustibles Fósiles por GN	65
2.2.8. Mejoras en la Eficiencia de Centrales Térmicas	66
3. ANÁLISIS DIMENSIONAL DE LAS MM SELECCIONADAS	67
3.1. RECORTE CONCEPTUAL Y DETALLE DE LAS MM SELECCIONADAS	67
3.2. MATRIZ FODA DE CADA MM	70
3.2.1. Matriz FODA GHIDI	70
3.2.2. Matriz FODA GNUC	73
3.2.3. Matriz FODA GRENI	76
3.3. DIMENSIÓN AMBIENTAL	79
3.3.1. GHIDI	86
3.3.2. GNUC	92
3.3.3. GRENI	94
3.4. DIMENSIÓN TECNOLÓGICA	98
3.4.1. GHIDI	98
3.4.2. GNUC	99
3.4.3. GRENI	99
3.5. DIMENSIÓN ECONÓMICA	99
3.5.1. GHIDI	99
3.5.2. GNUC	101
3.5.3. GRENI	103

3.5.4. COMPETITIVIDAD ECONÓMICA DE LAS MM	105
3.6. DIMENSIÓN REGULATORIA	114
3.6.1. GHIDI	114
3.6.2. GNUC	115
3.6.3. GRENI	117
3.7. ANÁLISIS INTEGRAL DE LAS MM	121
3.8. ACTUALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE LAS MM FRENTE AL PTE 2030	126
4. PROPUESTAS DE MEJORA DE VIABILIDAD PARA LAS MM	133
4.1. CONCLUSIONES Y PROPUESTAS	133
4.2. COMENTARIOS FINALES:	135
I. ANEXO I: Demanda, Oferta y Proyecciones Eléctricas	137
I.1 Proyecciones de Demanda y Oferta en el SADI	137
I.2 Características del Sistema Eléctrico Nacional	139
II. ANEXO II: Información Complementaria Dimensión Ambiental	151
II. 1. Escenarios de Emisiones GEI	155
III. ANEXO III: Información Complementaria Dimensión Económica.	159
IV. ANEXO IV: Últimos Escenarios Energético y de Emisiones	165
V. BIBLIOGRAFÍA	179

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.1: Reportes climáticos internacionales de Argentina.....	23
Figura 1.1.2: Oferta eléctrica 2023.....	28
Figura 1.1.3: Despacho horario futuro con 20 % generación renovable.....	29
Figura 1.1.4: Esquema de líneas de transporte GEOSADI 2022.	31
Figura 1.1.5: Esquema de distribución eléctrica SIG Energía 2022.	32
Figura 2.1: Vínculo entre los planes sectoriales y los ODS.....	37
Figura 2.2.3.1: Evolución rondas 1, 1.5 y 2 Plan Renovar.	52
Figura 2.2.3.2: Potencia instalada regional por tecnología renovable.	53
Figura 2.2.3.3: Mapa transporte eléctrico y necesidades de inversión.....	53
Figura 2.2.3.4: Mapa del recurso eólico velocidad de viento.....	54
Figura 2.2.3.5: Mapa de radiación solar en kWh/m ² en verano e invierno.	55
Figura 2.2.4.1: Potencia Instalada de GD América Latina 2021/23 en MW.	59
Figura 2.2.6.1: Ranking de Producción Mundial Biocombustibles 2023.....	65
Figura 3.1.1: Emisiones GEI Argentina 2014 y 2018.....	68
Figura 3.1.2: Líneas Estratégicas PNAyMCC.....	69
Figura 3.3.1: Proporción de Emisiones GEI por Sector 2014 y 2018.	80
Figura 3.3.2: Esquema de emisiones de GEI por Subsector 2014 y 2018.	81
Figura 3.3.3: Emisiones eléctricas Escenarios Energéticos 2030.	83
Figura 3.3.4: Riesgos Relevamiento Preliminar PANeyCC 2017.....	85
Figura 3.3.3.1: Variación de Demanda Eléctrica versus PBI.	97
Figura 3.5.3.1: Precios adjudicados rondas Planes RenovAr.	104
Figura 3.5.4.1: Cartera con organismos internacionales de crédito.	107
Figura 3.5.4.2: Distribución de ingresos de impuesto al CO ₂ Argentina ¹⁵⁴	109
Figura 3.5.4.3: Competitividad económica relativa entre MM.....	112
Figura 3.5.4.4: Variabilidad del LCOE de las MM.....	112
Figura 3.5.4.5: Sensibilidad LCOE en función de i para MM.....	113
Figura 3.6.2.1: Organigrama del Sector Nuclear.....	116
Figura 3.7.1: Comparación Multicriterio de MM.	125
Figura 3.8.1: Esquema de incorporaciones de MM y sus dependencias.	132
Figura I.1: Resultados demanda de Escenarios energéticos 2030.	138
Figura I.2: Tecnologías de generación Escenarios energéticos 2030.	139
Figura I.3: Curva típica despacho horario SADI.	141
Figura I.4: Variaciones interanuales de GHIDI.	142
Figura I.5: Cotas y caudales ríos Chocón y Limay 2021-2022 ¹⁸²	142
Figura I.6: Evolución caudales promedio de ríos andinos 1910-2010.	143
Figura I.7: Variabilidad generación eólica y solar fv.	144
Figura I.8: Margen de reserva del MEM.	145
Figura I.9: Cadena de reservas actuales ¹⁸⁷	145
Figura I.10: Cadena de reservas con mayor incorporación de GRENI.....	146
Figura I.11: Longitudes de línea por nivel de tensión y región año 2022.	147
Figura I.12: Evolución de longitudes de línea por región en kilómetros.	147
Figura I.13: Distribución Líneas de Transporte CAMMESA 2022.....	148
Figura I.14: Evolución de potencia de transformadores por región.	148
Figura II.1: Mapa de vulnerabilidades de Argentina frente al CC.	152
Figura II.2: Medidas de política eléctrica en vigor por área de acción.....	153
Figura II.1: Escenarios de emisiones al 2030 PANeyCC 2017-19.	155
Figura III.1: Análisis 2019 del LCOE por tecnología en USD/MWh SE.	159
Figura III.2: Resumen de Costos por tecnología de generación.....	160

Figura IV.1: Incorporación de potencia anual planificada hasta el 2030.	166
Figura IV.2: Evolución planificada de capacidad instalada al 2030.	167
Figura IV.3: Emisiones GEI 2018 Sector Energía y Proyección 2030.	168
Figura IV.4: Medida 8.2 Potenciar generación nuclear PTE 2030.	171
Figura IV.5: Resultados emisiones por sector energético PTE 2030.	172
Figura IV.6: Metas de Mitigación PNAYMCC.	173

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1-1: Acuerdos climáticos internacionales suscriptos.	23
Tabla 1.1-2: Marco normativo y documentos oficiales sobre CC.	25
Tabla 1.1-3: Distribución de la demanda eléctrica año 2023.	26
Tabla 1.1-4: Resumen Sector Eléctrico 2023.	27
Tabla 2.2.3-1: Desarrollo nacional de instalaciones renovables.	51
Tabla 2.2.4-1: Evolución de Potencia Instalada de GD 2019-2023.	58
Tabla 2.2.5-1: Distribución PERMER por sector año 2022/23.	62
Tabla 3.2.1-1: Contexto interno - Fortalezas y Debilidades GHIDI.	72
Tabla 3.2.1-2: Contexto externo GHIDI - Oportunidades y Amenazas.	73
Tabla 3.2.2-1: Contexto interno GNUC - Fortalezas y Debilidades.	75
Tabla 3.2.2-2: Contexto externo GNUC - Oportunidades y Amenazas.	76
Tabla 3.2.3-1: Contexto interno GRENI - Fortalezas y Debilidades.	77
Tabla 3.2.3-2: Contexto externo GRENI - Oportunidades y Amenazas.	78
Tabla 3.3-1: Factor de emisiones evitadas parque eléctrico SADI.	79
Tabla 3.3-2: Evolución 2005-2023 de emisiones CO ₂	82
Tabla 3.3-3: Escenarios de consumo y ahorro de electricidad.	84
Tabla 3.3-4: Emisiones GEI por generación eléctrica total.	84
Tabla 3.3.1-1: Medidas previstas en Plan de Acción PANeCC 2017.	87
Tabla 3.3.1-2: Medidas previstas en Plan de Acción PANeCC 2019.	88
Tabla 3.3.1-3: Reducción de emisiones GEI por GHIDI PANeCC 2017.	88
Tabla 3.3.1-4: Resumen de proyectos hidroeléctricos PANeCC 2017.	90
Tabla 3.3.1-5: Resumen de proyectos hidroeléctricos PANeCC 2019.	91
Tabla 3.3.2-1: Emisiones de CO ₂ por tecnología.	92
Tabla 3.3.3-1: Resumen de proyectos nucleoelectricos.	95
Tabla 3.3.3-2: Cumplimiento metas de abastecimiento GRENI.	96
Tabla 3.3.3-3: Resumen GRENI.	96
Tabla 3.5.3-1: Beneficios fiscales y precios adjudicación Renovables.	104
Tabla 3.5.4-1: Factores económicos MM.	106
Tabla 3.5.4-2: Recaudación anual impuesto a los combustibles.	108
Tabla 3.5.4-3: Competitividad Económica entre MM.	111
Tabla 3.6.3-1: Resumen dimensión regulatoria para MM.	120
Tabla 3.7-1: Cuantificación comparativa Multicriterio entre MM.	123
Tabla 3.8-1: Evolución de metas y objetivos en documentación oficial.	127
Tabla 3.8-2: Comparación resultados PTE 2030 contra INGEI 2018.	128
Tabla 3.8-3: Cronologías, hitos, riesgos, dependencias y actores MM.	131
Tabla I-1: Consumo y ahorro de energía Escenarios energéticos 2030.	138
Tabla I-2: Aportes de tipos de regulación por tecnología ¹⁸⁷	146
Tabla II-1: Reducción de emisiones MM PANeCC 2017 vs 2019.	151
Tabla II-2: Variables explicativas de emisiones GEI Argentina.	154
Tabla II-3: Costos estimados por línea estratégica.	155
Tabla III-1: Supuestos tecnologías genéricas y proyectos específicos.	161
Tabla III-2: Impuestos al carbono USD/tCO ₂ e Banco Mundial.	162
Tabla III-3: Impuestos AFIP al CO ₂ en Argentina por energético.	163
Tabla IV-1: Indicadores relevantes de Argentina 2022.	165
Tabla IV-2: Hipótesis y resultados eléctricos PTE al 2030.	165
Tabla IV-3: Inversiones necesarias en nueva potencia.	167
Tabla IV-4: Resumen de inversiones Sector Eléctrico.	168
Tabla IV-5: Hipótesis y Resultados Energéticos.	169

Tabla IV-6: Oferta total de energéticos.....	170
Tabla IV-7: Inversiones necesarias Sector Energético completo.	171
Tabla IV-8: Estrategias, líneas de acción y medidas LETE PNAyMCC.....	173
Tabla IV-9: Línea de acción 1 LETE PNAyMCC.	174
Tabla IV-10: Línea de acción 2 LETE PNAyMCC.	174
Tabla IV-11: Línea de acción 3/1 LETE PNAyMCC.	175
Tabla IV-12: Línea de acción 3/2 LETE PNAyMCC.	176
Tabla IV-13: Línea de acción 7 LETE PNAyMCC.	177

GLOSARIO DE TÉRMINOS Y ABREVIATURAS

A

AA: Áreas de acción del PTE 2030.

ADEERA: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina.

AFAC: Asociación de fábricas argentinas de componentes.

AFIP: Administración Federal de Ingresos Públicos.

AMBA: Área metropolitana de Buenos Aires, que incluye a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a 40 municipios de la Provincia de Buenos Aires.

ARN: Autoridad Regulatoria Nuclear.

AT REDD+: reducción de emisiones GEI brutas por deforestación evitada (*"Architecture of Transactions for Reducing emissions from deforestation and forest degradation"*).

AT: Alta Tensión.

B

BCRA: Banco Central de la República Argentina.

Barreras Finan.: Barreras financieras.

Barreras Regul.: Barreras regulatorias.

BAS: Región de la Provincia de Buenos Aires, exceptuando el AMBA.

BESS: *Battery Energy Storage System* (sistema de almacenamiento energético).

BID: Banco Interamericano de Desarrollo.

Bioener: Bioenergías.

BO: Boletín oficial.

BT: Baja Tensión.

C

C. Comb.: Costo de combustible.

CAF: Corporación Andina de Fomento.

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.

CANDU: marca registrada de la compañía *Atomic Energy of Canada Limited*, de la expresión "CANadá Deuterio Uranio", en referencia a su moderador de neutrones de óxido de deuterio (agua pesada) y su utilización de uranio natural como combustible.

CAPEX: del inglés *Capital Expenditure*, inversiones en activos a largo plazo, amortizadas en el tiempo.

CAREM: Central Argentina de Elementos Modulares.

CC: Cambio Climático.

CEN: Región central del país comprendida por las provincias de Córdoba y San Luis.

CG: Centrales de generación.

CF OyM: Costo Fijo de operación y mantenimiento.

CI / Costo Inv.: Costo de Inversión.

CM: carbón mineral.

CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

CN: Comunicación nacional.

CNA-1: Central Nuclear Atucha I.

CNA-2: Central Nuclear Atucha II.

CNE: Central Nuclear Embalse.

CNEA: Comisión Nacional de Energía Atómica.

CNV: Comisión Nacional de Valores.

CO₂e: Dióxido de Carbono equivalente.

COHIFE: Consejo Hídrico Federal.

COM: Región del Comahue, comprendida por las provincias de La Pampa, Neuquén y Río Negro.

COMB.: Combustible.

COP: Conferencia de las Partes

CUY: Región cuyana argentina, comprendida por las provincias de Mendoza y San Juan.

CV OyM: Costo variable de operación y mantenimiento.

D

Desarr.: Desarrollo.

D₂O: Agua pesada.

Dific. Despacho.: Dificultad de despacho.

Dific. Monit. Indic.: Dificultad de monitoreo del indicador.

Dto.: Decreto.

E

EAT: Extra alta tensión.

EDENOR: Compañía distribuidora que abastece la zona norte del AMBA.

EDESUR: Compañía distribuidora que abastece la zona sur del AMBA.

EE: Eficiencia energética.

EPEC: Empresa Provincial de Energía de Córdoba.

EPESF: Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe.

EDET: Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán.

EDEMSA: Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza.

ELP: Estrategia de Desarrollo Resiliente con Bajas Emisiones a Largo Plazo a 2050.

EN: Estado Nacional.

ENARSA: Empresa Energía Argentina Sociedad Anónima.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

ENUMeC: Estrategia Nacional para el Uso de los Mercados de Carbono de la República Argentina.

Eól: Energía Eólica.

ET: Estaciones Transformadoras de electricidad.

F

FE: factor de emisiones, coeficiente utilizado para contabilizar la cantidad de contaminantes de una fuente determinada. Se expresa en peso del contaminante, por unidad de peso, volumen, distancia, duración o energía generada (tCO₂e/MWh: toneladas de Dióxido de Carbono equivalente por Mega Watt hora de electricidad generada).

FA: proyectos hidroeléctricos comprometidos como medidas de mitigación adicionales (futuras adicionales).

Factor Disp. / fd: factor de disponibilidad de las tecnologías de generación.

FI: proyectos hidroeléctricos comprometidos como medidas de mitigación incondicionales (futuras incondicionales).

FMI: Fondo Monetario Internacional.

FO: Fuel Oil.

FODA: Matriz que analiza las fortalezas y debilidades inherentes a cada MM y las oportunidades y amenazas del contexto externo para ellas.

FODER: Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables, fideicomiso de administración y financiero que opera en todo el territorio argentino.

FV: tecnología solar fotovoltaica.

G

GD: Generación Distribuida.

GDe: Grandes Demandas del MEM.

Gdor.: Gobernador.

GEOSADI: Mapa interactivo geo-referenciado del Sistema Argentino de Interconexión.

GENERAC.: Generación de energía de las tecnologías de generación eléctrica.

Gen II: reactores nucleares comerciales de segunda generación, construidos entre los años ´70 y ´90 con 40 años de vida útil, extensible a una o dos décadas, (la mayoría de los reactores en funcionamiento a nivel mundial).

Gen III y III+: reactores nucleares de tercera generación y evolutivos de tercera generación, actualmente en construcción u operación. Toman la experiencia de operación de los Gen II, con incorporación de sistemas pasivos y redundantes de seguridad, diseños más simples y robustos, menos componentes, construcción estandarizada y simplificada y mayor vida útil, entre otras características.

Gen IV: reactores nucleares de cuarta generación muy innovadores en fase de diseño, con ventajas en sostenibilidad, economía, seguridad, fiabilidad, no proliferación y protección física, que se espera estén en operación comercial masiva en los próximos 15 a 20 años. No están exclusivamente orientados a la producción eléctrica, sino también a otras aplicaciones como la generación de hidrógeno, grandes sistemas de transporte o generación de calor.

GENREN: Programa de Generación de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables.

GHIDI: Generación Hidroeléctrica.

GLP: Gas licuado de petróleo.

GN: Gas natural.

GNL: Gas natural licuado.

GNCC: Gabinete Nacional de Cambio Climático.

GNUC: Generación Nuclear.

GO: Gas Oil.

GRENI: Generación Renovable No Convencional Interconectada.

GTF: Generación térmica fósil.

GTFCI: Grupo de Trabajo de Financiamiento Internacional.

GU: Grandes Usuarios del MEM.

H

H₂: Hidrógeno vector energético.

I

i: tasa de interés de descuento.

IAPG: Instituto Argentino del Petróleo y Gas.

IBA: Informe Bienal de Actualización.

IEA: Agencia Internacional de Energía por sus siglas en inglés.

I+D: Investigación y desarrollo.

IMP C1: Impuesto a las emisiones de carbono de 25 USD/tCO₂.

IMP C2: Impuesto a las emisiones de carbono de 60 USD/tCO₂.

IMP C3: Impuesto a las emisiones de carbono de 100 USD/tCO₂.

INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

Indic.: Indicador.

Indet.: fecha indeterminada de ingreso de algunas medidas de mitigación.

INGEI: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

Ingr. Planif.: Ingreso planificado de las medidas de mitigación.

INI: Informe Nacional de Inventario.

IPCVA: Instituto de Promoción de la Carne Vacuna Argentina.

IVA: Impuesto al valor agregado.

J

K

kW: unidad de potencia eléctrica en miles de Watt.

L

LED: “*Light Emitting Diode*”, luminarias de mayor eficiencia energética que las anteriores de sodio

LETE: Línea estratégica de Transición Energética del PNAyMCC.

LGA: Ley de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas.

LIT: Región litoral argentina, comprendida por las provincias de Santa Fe y Entre Ríos.

LCOE: Costo Nivelado de Generación, por sus siglas en inglés.

M

MA: Medidas de adaptación.

MATER: Régimen de Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable.

Max: máximo.

MAYDS: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

MECON: Ministerio de Economía de la Nación.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

MEyM: Ministerio de Energía y Minería.

MGD: Micro- Generación Distribuida.

Millones ARG: Millones de pesos argentinos.

Millones USD: Millones de dólares estadounidenses.

Min: mínimo.

Mitig.: Mitigación.

MM: Medidas de mitigación.

Monit.: Monitoreo.

MOX: Mezcla de óxido de uranio natural, uranio reprocesado o uranio empobrecido y óxido de plutonio.

MRECIC: Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto.

MRV: monitoreo, revisión y verificación de MM.

MT: Media Tensión.

MTFS: Mesa Técnica de Finanzas Sostenibles.

MW: Millones de Watt, unidad de potencia eléctrica.

MyE: monitoreo y evaluación de MA.

N

NASA: Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima.

ND: No disponible.

NDCs: Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional.

NEA: Región noreste argentina, comprendida por las provincias de Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones.

NOA: Región noroeste argentina, comprendida por las provincias de Catamarca, Jujuy, Salta, La Rioja, Santiago del Estero y Tucumán.

NREF: Nivel de Referencia de Emisiones Forestales.

Ñ

O

OIC: organizaciones internacionales de crédito.

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible.

OPEX: *Operational Expenditure*, inversiones en bienes operativos.

ORSEP: Organismo Regulador de Seguridad de Presas.

OyM: Operación y mantenimiento.

P

PAH: Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, menores a 50 MW.

PANeyCC: Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático.

PAT: Región patagónica argentina, comprendida por las provincias de Chubut y Santa Cruz para las regiones eléctricas, contemplando además a Tierra del Fuego para la superficie y población.

PBI: Producto Bruto Interno.

PE: proyectos hidroeléctricos con política existente.

PERMER: Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales.

PHWR: “Presurized Heavy Water Reactor”, reactores nucleares que utilizan uranio natural como combustible y agua pesada como refrigerante y moderador.

PMG: pequeños medios de generación.

PMGD: pequeños medios de generación distribuida.

Pte.: Presidente.

PyME: Pequeñas y Medianas Empresas.

PNayMCC: Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático.

POND: Ponderación.

Poten. Base Firme.: Potencial de base firme.

Pot. Desarr. Tecn.: Potencial de desarrollo tecnológico.

Pot. Impacto CC.: Potencial de impacto de cambio climático.

Pot. Mitig.: Potencial de mitigación de emisiones.

Precio Máx Adjud.: Precio máximo adjudicado en rondas RENOVAR.

PTE: Plan Nacional de Transición Energética al 2030.

PWR: “Presurized Water Reactor”, reactores nucleares que utilizan uranio enriquecido como combustible y agua liviana como refrigerante y moderador.

PyD: Pérdidas y daños.

Q

R

ReNaMi: Registro Nacional de Proyectos de Mitigación del Cambio Climático.

RenMDI: licitación lanzada a fines de 2023 para fomentar inversiones de generación renovable, estratégicamente ubicadas en puntos de la red cuyo aporte disminuya o elimine restricciones de abastecimiento y generación forzada.

Convocatoria abierta nacional e internacional de Manifestaciones de Interés de proyectos de infraestructura, que contribuyan a incorporar Generación Renovable y/o instalaciones de almacenamiento de energía, en puntos de la red de Transporte por Distribución Troncal y/o de Distribución, con cuyo aporte se incremente la participación de la generación renovable en el abastecimiento, disminuyendo o eliminando restricciones de suministro y generación forzada.

RenovAr: Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Repoten.: Repotenciación de una central durante su proceso de extensión de vida, se mejoran ciertos mecanismos permitiendo un aumento de la potencia nominal.

Requer. Infr. Adic.: Requerimientos de infraestructura adicional.

Requer. Respaldo.: Requerimientos de respaldo.

Res.: Resolución.

Riesgo Eval. Rec.: Riesgo de evaluación del recurso.

Riesgo Fact. Disp.: Riesgo de factor de disponibilidad.

RSU: residuo solido urbano.

S

SADI: Sistema argentino de interconexión.

SAP NT: nuevas tecnologías de luminarias de sodio de alta presión.

SCE: Sistemas de Comercio de Emisiones.

SE: Secretaría de Energía de la Nación.

SENASA: Servicio Nacional de Sanidad y Calidad Agroalimentaria.

SIG: Sistema de Información Geográfica.

Smart Grids: redes de distribución eléctrica inteligentes para integrar las acciones de todos los usuarios conectados (generadores, consumidores o ambos), para suministrar electricidad de manera eficiente, sostenible, económica y segura.

SMR: “*Small Modular Reactors*” tecnología evolutiva de reactores modulares pequeños Gen III o Gen IV, con potencias eléctricas de alrededor de 300 MWe, que se espera ingresen en operación en varios países entre 2025 y 2030.

SNICC: Sistema Nacional de Información del Cambio Climático.

SNI-GEI-AR: Sistema Nacional de Inventario de Gases de Efecto Invernadero de Argentina.

Sol: Energía solar.

SSPE: Subsecretaría de Planeamiento Energético.

SSRFID: Secretaría de Asuntos Económicos y Financieros Internacionales del MECON.

T

Tasa crec. interanual Gen %: Tasa de crecimiento interanual de la generación en porcentaje.

Tend. / Tendencial: Escenario Tendencial.

Tecn.: Tecnológico.

U

U: símbolo químico del elemento Uranio.

U_E: Uranio enriquecido, combustible compuesto por un 3,5 % del isótopo U₂₃₅.

U_{NAT}: Uranio natural, combustible compuesto por un 0,71 % del isótopo U₂₃₅.

ULE: Uranio Levemente Enriquecido, combustible compuesto por un 0,85 % del isótopo U_{235} .

UNECE: Comisión Económica de las Naciones Unidas.

V

VAD: Valor Agregado de Distribución.

W

X

Y

Z

1. TESIS DE MAESTRÍA: “PROPUESTAS DE ACCIONES RELEVANTES DE POLÍTICA PÚBLICA PARA PROMOVER EL CUMPLIMIENTO DE LAS NDCs DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO AL AÑO 2030”

1.1. INTRODUCCIÓN

Considerando que la prospectiva energética tiene por objeto la identificación de barreras para el cumplimiento de los planes, la planificación de mecanismos adecuados para cuantificar y alcanzar las metas, el análisis y propuesta de políticas públicas para facilitar una toma de decisiones basada en evidencias, este trabajo intentará una contribución a estas tareas.

Teniendo en cuenta, además, que el diseño de toda política pública de abastecimiento debería partir de las necesidades de la demanda a atender, la misma debe ser evaluada en cuanto a su pertinencia mediante políticas de gestión de demanda y de eficiencia energética, previo a considerar las diferentes alternativas de oferta para abastecerla. Esto se justifica en la necesidad de realizar una eficaz y eficiente gestión de los recursos.

De esta forma, el presente trabajo analizará y propondrá acciones o modificaciones a las políticas climáticas a través de determinadas medidas de mitigación¹ (MM) del Sector Eléctrico, conducentes al cumplimiento de las [Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional](#) (NDCs)² comprometidas por el país, con objeto de minimizar los efectos negativos del Cambio Climático.

En cuanto a los acuerdos ambientales a nivel global, Argentina viene participando en negociaciones y ratificando convenios en materia climática desde 1992, según se presenta en la siguiente Tabla 1.1-1.

Como surge de dicha Tabla, los principales compromisos asumidos incluyen cuantificar e informar periódicamente, en forma transparente y definida, los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero³ (INGEI), avanzar en los programas nacionales para mitigar el cambio climático a través de MM de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y facilitar una adecuada adaptación, entre otros.

¹ Se consideran medidas de mitigación a las acciones orientadas a reducir las emisiones GEI responsables del cambio climático, así como a las destinadas a potenciar, mantener, crear y mejorar sumideros de carbono; y medidas de adaptación a las políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que puedan prevenir, atenuar o minimizar los daños o impactos asociados al Cambio Climático y explorar y aprovechar las nuevas oportunidades de los eventos climáticos (Ley N° 27.520, 2019).

² <https://unfccc.int/gcse?q=cmnucc> Compromisos asumidos por los países miembro de la CMNUCC, para intensificar sus acciones contra el cambio climático, en función de las circunstancias nacionales y respectivas capacidades de los países.

³ Los reportes están disponibles en unfccc.int/BURs.

COMPROMISOS INTERNACIONALES ratificados por Ley N°		Año
Protocolo de Montreal (PM), adoptado en Canadá en 1987 Control de casi 100 sustancias químicas con capacidad de dañar y agotar la capa de ozono de la atmósfera terrestre, estableciendo un calendario para la eliminación gradual de producción y consumo de esos compuestos, hasta eventualmente eliminarlos por completo.	23.778	1990
Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), adoptada en Rio de Janeiro en 1992 Marco general de esfuerzos intergubernamentales para abordar el desafío del CC, estabilizar concentraciones GEI en la atmósfera hasta impedir interferencia antropógena con el sistema climático, con plazos suficientes para permitir adaptación de ecosistemas, controlar amenazas a la producción de alimentos y lograr un desarrollo económico sostenible.	24.295	1993
Convenio sobre la Diversidad Biológica (CDB), adoptado en Rio de Janeiro en 1992 Con objeto de conservar la diversidad biológica, la utilización sostenible de sus componentes y el intercambio justo y equitativo de beneficios del uso de recursos genéticos, abarcando todos los ecosistemas, especies y recursos genéticos.	24.375	1994
Convención de las Naciones Unidas de Lucha contra la Desertificación (CNULD) adoptada en Paris, Francia en 1994 Medidas para combatir la desertificación y mitigar efectos de sequías en países expuestos y contribuir al desarrollo sostenible, con apoyo de cooperación internacional y acuerdos de asociación.	24.701	1996
Protocolo de Kioto (PK), adoptado en Kioto, Japón en 1997 Compromete a las Partes a limitar y reducir emisiones GEI en la atmósfera, reconociendo como principales responsables a países desarrollados, imponiéndoles una mayor carga ("responsabilidades comunes pero diferenciadas y capacidades respectivas") y estableciendo objetivos vinculantes de reducción de emisiones para 36 países industrializados y la Unión Europea (UE).	25.438	2001
Protocolo de Nagoya (PN) adoptado en Nagoya, Japón en 2010 Acuerdo sobre acceso, conservación y utilización sostenible de la diversidad biológica (recursos genéticos del CDB), a los conocimientos tradicionales y a los beneficios derivados de su utilización, con participación justa y equitativa.	27.246	2015
Acuerdo de París (AP) firmado en COP21, Francia, 2015 Propone acelerar e intensificar acciones e inversiones para combatir el CC y lograr un futuro resiliente con bajas emisiones de C; obligando a cada Parte a preparar, informar y mantener las sucesivas NDC que se proponga lograr, indicando los esfuerzos para reducir sus emisiones nacionales y adaptarse a los efectos del CC. Así se busca limitar el aumento de la temperatura mundial en el siglo a 1,5 °C con respecto a niveles preindustriales, aumentando la capacidad de países vulnerables para adaptarse al CC, logrando financiación coherente con un nivel bajo de emisiones, en un contexto de desarrollo sostenible y erradicación de la pobreza.	27.270	2016
Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, adoptada en USA en 2015 Plan de acción para la erradicación de la pobreza en todas sus formas y dimensiones, igualdad de género y fortalecimiento de la paz mundial dentro de un concepto amplio de	Dto.499	2017

COMPROMISOS INTERNACIONALES ratificados por Ley N°		Año
<i>libertad, mediante el establecimiento de 17 Objetivos de desarrollo sostenible (ODS) y 169 Metas, conjugando las tres dimensiones económica, social y ambiental, a cumplimentarse al 2030.</i>		
Marco de Sendai para la Reducción del Riesgo de Desastres, adoptado en Japón en 2015 Reconoce la responsabilidad principal del Estado de reducir el riesgo de desastres , a compartirse con gobiernos locales, sector privado y otros actores.	Res.803	2018
Acuerdo de Escazú (AE), adoptado en Costa Rica en 2018 Protege el acceso a la información y a la justicia en asuntos ambientales con participación pública en la toma de decisiones, en América Latina y el Caribe, defendiendo el derecho a vivir en un medio ambiente sano y el desarrollo sostenible.	27.566	2020

Tabla 1.1-1: Acuerdos climáticos internacionales suscriptos.

Elaboración propia en base a información oficial.

En el plano nacional, el país elabora, aplica, publica y actualiza regularmente Programas con Medidas orientadas a la Adaptación y la Mitigación climáticas, tomando en cuenta las emisiones antropogénicas por fuente y las absorciones por sumidero de todos los GEI no controlados por el Protocolo de Montreal. Desde la ratificación de la CMNUCC en 1994, fueron emitidos los principales documentos oficiales en la materia, resumidos en las siguientes Figura 1.1.1 y Tabla 1.1-2.

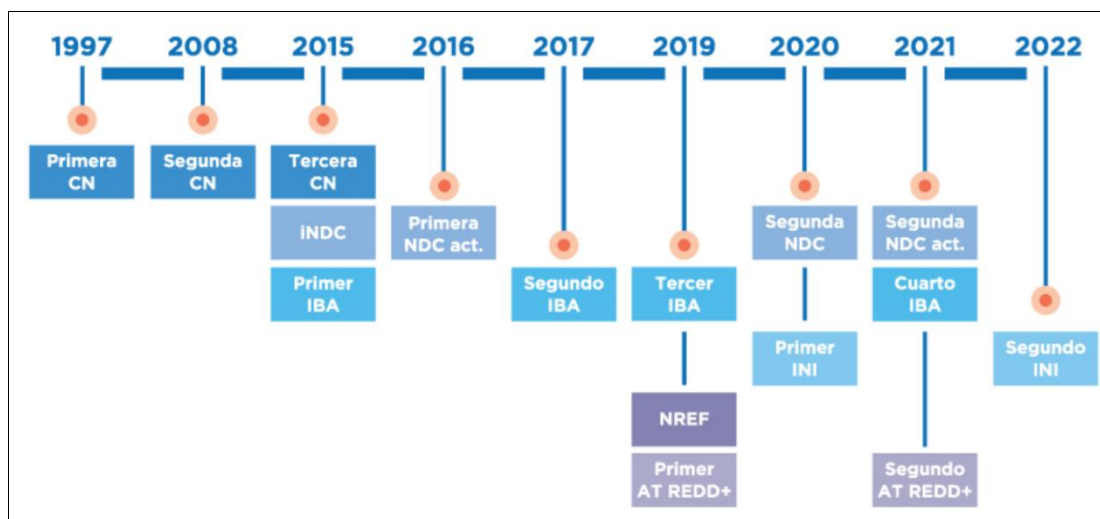


Figura 1.1.1: Reportes climáticos internacionales⁴ de Argentina.

⁴ <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/>

Normativa climática y documentos oficiales emitidos por Ley, Decreto o Resolución N°		Año
Primera Comunicación Nacional ⁵ (CN) y su revisión ⁶ Segunda CN ⁷ y su actualización ⁸ Tercera CN		1997/99 2008 2015
4 Informes Bienales de Actualización (IBA), con sus respectivos Inventarios Nacionales de GEI (INGEI), el último con información al año 2018		2015/17 2019/21
Primera Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) y su actualización Segunda NDC ⁹ y su actualización		2015/16 2020/21
Estrategia Nacional sobre la Biodiversidad y Plan de Acción 2016-2020 ¹⁰ Prórroga para el período 2021-2024 ¹¹	Res.151 E Res.356	2017 2022
Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático ^{12,13} (PANEyCC) 2017 Actualización 2019	Res.447	2017 2019
Programa de Acción Nacional de Lucha contra la Desertificación, degradación de Tierras y mitigación de los efectos de la Sequía actualizado a la Meta 2030 y Primer compromiso de Metas Voluntarias de Neutralidad de Degradación de la Tierra.	Res.70	2018
Nivel de Referencia de Emisiones Forestales (NREF) en el marco del mecanismo REDD+ ¹⁴		2019

⁵https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20First/Traducci%C3%B3n%20NDC_Argentina.pdf

⁶<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20First/17112016%20NDC%20Revisada%202016.pdf>

⁷https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20Second/Argentina_Segunda%20Contribuci%C3%B3n%20Nacional.pdf

⁸<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20Second/Actualizaci%C3%B3n%20de%20emisiones%202030.pdf>

⁹https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20Second/Argentina_Segunda%20Contribuci%C3%B3n%20Nacional.pdf

¹⁰ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-151-2017-273039/texto>

¹¹ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-356-2022-369811/texto>

¹² https://www.argentina.gob.ar/normativa/332234_res447-2_pdf/archivo

¹³ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/222018/20191127>

¹⁴ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/nivel-referencia-emisiones-forestales>

Normativa climática y documentos oficiales emitidos por Ley, Decreto o Resolución N°		Año
Ley Nacional de Cambio Climático, de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global ¹⁵ y creación del Sistema Nacional de Información sobre Cambio Climático	27.520	2019
Decreto Reglamentario ¹⁶	1030	2020
Primer Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático (PNAYMCC) y Planes de Acción Nacionales Sectoriales en los sectores de Energía, Transporte, Agro, Industria, Salud, Infraestructura y Territorio y Bosques ¹⁷	Res.447	2019
Segundo PNAYMCC ¹⁸	Res.146	2023
Registro Nacional de Proyectos de Mitigación del Cambio Climático (ReNaMi) ¹⁹	Res.363	2021
Acuerdo de Acción Climática: plataforma público-privada para la resiliencia y la carbono neutralidad al 2050		2021
Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030	Res.1036	2021
Creación del Gabinete Nacional de Cambio Climático (GNCC) por Decisión Administrativa N°	1013	2022
Estrategia de Desarrollo Resiliente con Bajas Emisiones a Largo Plazo a 2050 (ELP) ²⁰	Res. 218	2023
Estrategia Nacional para el Uso de los Mercados de Carbono (ENUMeC)	Res. 385	2023
Plan Nacional de Transición Energética al 2030	Res. 517	2023
Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050	Res. 518	2023

Tabla 1.1-2: Marco normativo y documentos oficiales sobre CC.

Elaboración propia en base a información oficial.

¹⁵ argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27520-333515

¹⁶ argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-1030-2020-345380

¹⁷ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/222018/20191127>

¹⁸ argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-146-2023-382506

¹⁹ argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-363-2021-358905

²⁰ argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-218-2023-385470

Como se ha mencionado en el Capítulo 1.4, al haber realizado este trabajo antes de la emisión de los últimos documentos del año 2023, los cálculos se regirán por lo indicado en el PANEyCC 2017/19, y finalmente se realizarán comentarios y consideraciones respecto de los cambios provenientes de los últimos documentos. De igual forma se han actualizado las estadísticas a la última información disponible.

Haciendo foco en el Sector Eléctrico, Argentina migró en la década del '90 de un diseño de integración vertical a un sistema desregulado, estructurado en 3 subsectores horizontales independientes de generación, transporte y distribución. En los siguientes párrafos se introducirán las características principales de cada uno.

A continuación, la Tabla 1.1-3 presenta la conformación de la demanda eléctrica del año 2023 en los Sectores de Gran Demanda, Residencial y Consumos Intermedios; su distribución en las distintas jurisdicciones del país, y la superficie y población de cada ubicación. Como puede apreciarse regiones como el NEA y NOA presentan proporciones de consumo de energía menores a su población, por la falta de actividades productivas y el bajo nivel económico de la población de esas provincias. Por su parte el resto de las regiones, suelen presentar mayores porcentajes de demanda que de población, según la cantidad de actividades y requerimientos energo-intensivos que se desarrollen en sus territorios.

ELECTRICIDAD POR SECTOR		Demanda TWh	%
Industria		36,7	26,0
Residencial		65,3	46,4
Comercial y Público		38,9	27,6
TOTAL		140,9	100,0
CONSUMO POR REGIÓN	Demanda %	Superficie %	Población %
AMBA	37,6	0,1	30,6
BAS	12,1	11,0	14,7
LIT	12,0	7,7	10,8
CEN	8,9	8,7	9,4
NOA	8,4	20,3	12,6
NEA	7,4	10,7	9,3
CUY	6,0	8,6	6,1
PAT	3,9	17,0	2,6
COM	3,7	15,9	3,9

Tabla 1.1-3: Distribución de la demanda eléctrica año 2023.

Elaboración propia en base a datos de CAMMESA e INDEC.

Dada la importante influencia de la temperatura²¹ en la demanda eléctrica, especialmente en el Sector Residencial, en los últimos años se ha registrado un incremento de situaciones de estrés y exigencia de los sistemas de distribución de energía eléctrica ante fluctuaciones climáticas, afectando así su funcionamiento y configuración. Ello obedece al cambio estructural que desde el año 2010 se viene identificando en el crecimiento tendencial de la demanda, con un mayor pronunciamiento de los picos de verano e invierno. Se infiere que estos picos de demanda se deben a un aumento de equipos acondicionadores de aire y de calefacción eléctrica, por ausencia de mecanismos de incentivos en tarifas y políticas de eficiencia energética; provocando un alto costo de mantenimiento por la necesidad de mayor potencia y de líneas de transporte y distribución.

En cuanto a las expectativas de la demanda futura a abastecer, del documento Escenarios²² Energéticos 2030 de diciembre de 2017 y su actualización del 2019, surgen dos alternativas de evolución de la demanda eléctrica sobre los que se han basado los cálculos del PANeyCC: un escenario Tendencial (que mantiene los comportamientos de demanda y la estructura de la oferta casi sin realizar modificaciones hasta el fin del período de estudio) y uno Eficiente (que introduce políticas de uso eficiente de la energía).

Este trabajo analizará ambos escenarios, cuyos supuestos y aclaraciones se detallan en el capítulo 3.5 de Dimensión Económica y su Anexo III.

Por su parte, el mercado eléctrico fue abastecido en el año 2023 con las siguientes tecnologías de generación, como se visualiza en la Tabla 1.1-4 y Figura 1.1.2 con un factor de emisión promedio²³ de la red interconectada nacional de 0,27 tCO₂/MWh para toda la oferta y de 0,48 para la generación térmica, mostrando una evolución respecto del valor 0,53 utilizado en los cálculos del PANeyCC 2017.

Tecnologías de Suministro		Generación Total	Potencia Instalada
Térmicas Fósiles %		51,7	58,1
Nucleares %		6,3	4,0
Hidroeléctricas %		27,8	24,8
Otras Renovables %		14,2	13,1
TOTAL	%	100,0	100,0
	Valores nominales	141.401 GWh	43,8 GW
	DEMANDA ABASTECIDA	140.882 GWh	-

Tabla 1.1-4: Resumen Sector Eléctrico 2023²⁴.

²¹https://web.archive.org/web/20230314045519/http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/mercado_electrico/informeselectrica/as14946098911.pdf

²²Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico.

²³Informe Anual 2022 CAMMESA pág. 59.

²⁴Elaboración propia en base al Informe Anual 2023 CAMMESA.

En relación a la gestión del suministro, en nuestro país el horario de mayor consumo eléctrico (pico), ocurre diariamente alrededor de las 21 hs, por la concentración de requerimientos residenciales en los hogares luego del masivo retorno laboral, con una cantidad de actividades electro-intensivas. Justamente en esos horarios, ya no se cuenta con el aporte de centrales fotovoltaicas por falta de radiación solar, mientras que las turbinas eólicas presentan una enorme variabilidad horaria (como se muestra en la siguiente Figura 1.1.3 y se amplía en el capítulo 3.3 Dimensión Ambiental o su Anexo II).

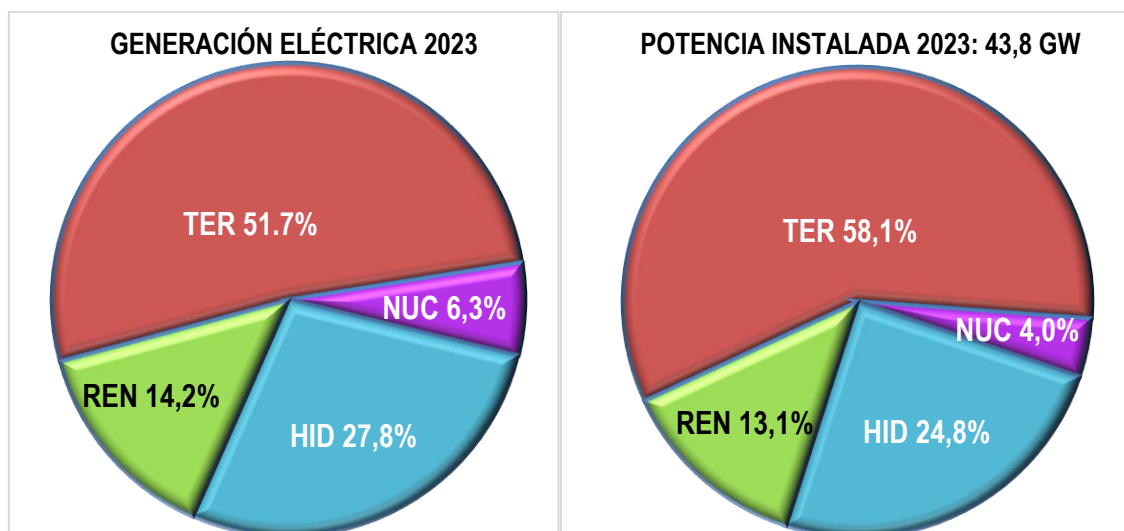


Figura 1.1.2: Oferta eléctrica 2023.

Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Situación similar se registra durante el pico de la tarde en verano, contando en este caso con el aporte fotovoltaico. Por esos motivos, las alternativas de generación intermitente deben ser respaldadas por tecnologías de rápido ingreso como turbinas de gas o hidroeléctricas de embalse.

Las tecnologías de base firme, en cambio, tales como hidroeléctricas de pasada, nucleares o ciclos combinados a gas natural (GN); no presentan capacidad de regulación para responder a estas intermitencias, y por sus menores costos operativos deben generar al máximo posible la mayor parte del tiempo. Así, la variabilidad propia de los recursos renovables hace necesario disponer de tecnologías de respaldo para abastecer la demanda eléctrica ante la insuficiencia de esos recursos, volviéndolas dependientes de otras centrales, en caso de caída intempestiva de su generación.

Por otra parte, en Argentina la electricidad tiene una cobertura muy amplia, alcanzando el 99% de los hogares²⁵, comparada por ejemplo con la red de GN²⁶ que alcanza un porcentaje del 68,5%.

²⁵ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/289826/20230707> y Datos Censo 2022, INDEC y Plan Nacional de Transición Energética a 2030, Pág. 9.

²⁶ <https://datos.bancomundial.org/indicador/> y Plan Nacional de Transición Energética al 2030, pág.35.

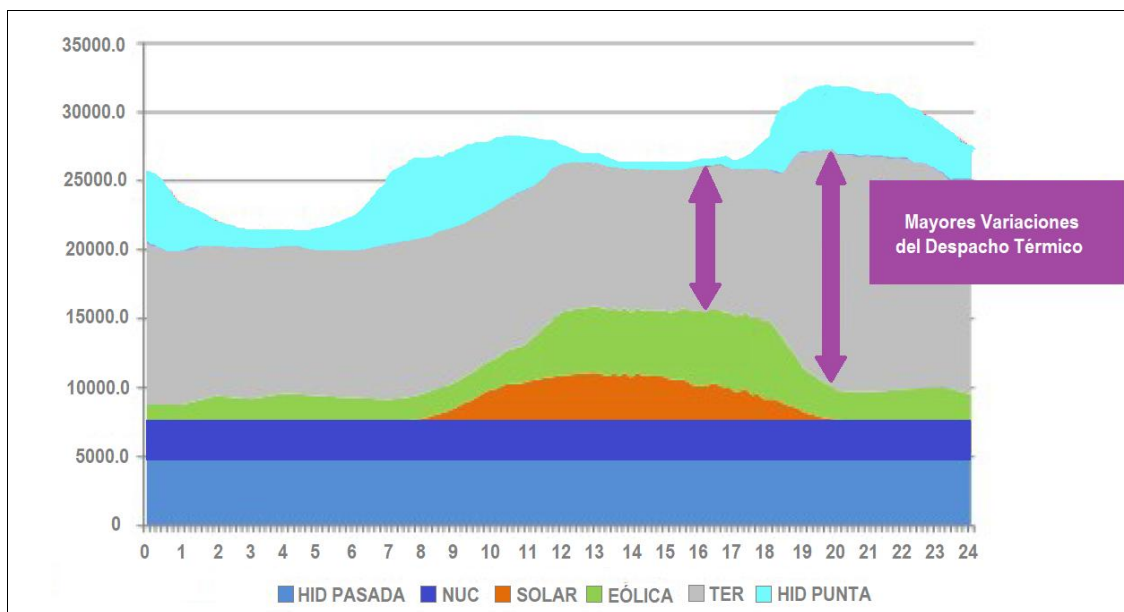


Figura 1.1.3: Despacho horario futuro con 20 % generación renovable²⁷.

Para mantener el nivel de suministro, considerando la dispersa ubicación de los recursos energéticos y centrales de generación, así como la amplitud geográfica y la concentración de los nodos de consumo, el país cuenta con una extensa red interconectada de transporte en configuración de bucle²⁸ cerrado y redes de distribución locales, que conforman el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Por su gran extensión, (casi 15.000 km de líneas de Alta Tensión - AT²⁹ - en 500 kV), la energía eléctrica es transportada a otras 6 compañías regionales. Luego el Sistema de distribución troncal adiciona 21.000 kilómetros de líneas de entre 345 y 33 kV, para vincular la energía con más de 30 empresas distribuidoras a lo largo de todo el país.

En la Figura 1.1.4 se presentan los diagramas de transmisión que, según fuentes oficiales³⁰, presentan al 2023 pérdidas acumuladas con un promedio del 13,5³¹ % para las redes de distribución y del 3,4³² % para el Transporte. Estas resultan significativas en términos económicos y dan lugar a un aumento de las emisiones por generación y fueron calculadas con datos de ADEERA y CAMMESA.

²⁷ <https://catedras.facet.unt.edu.ar/centraleselectricas/wp-content/uploads/sites/19/2021/09/Curva-demanda-y-generacion.pdf>

²⁸ En el pasado el sistema eléctrico funcionaba en forma radial, al igual que las líneas de ferrocarriles y subterráneos. El Sector eléctrico con distintas obras fue entretejiendo el sistema y hoy se puede considerar altamente mallado, aunque queden zonas aún por mejorar. Para ello se ha lanzado el Plan Federal de Transporte Eléctrico Regional del año 2022 y el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión de 2023.

²⁹ TRANSENER es la compañía encargada de las redes nacionales de transporte en AT y las operadoras regionales: TRANSCOMAHUE, TRANSNOA, TRANSNEA, TRANSPA, TRANSBA y DISTROCUYO.

³⁰ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/tercer-informe-bienal>

³¹ <https://www.adeera.org.ar/>

³² <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/>

Como referencia, según la última actualización disponible de CEPAL, las pérdidas promedio³³ de transmisión y distribución en el año 2018 fueron en promedio del 7% para los países de la OCDE, y del 15% para América Latina.

Las pérdidas técnicas ocurren en las líneas de transmisión y distribución, son inherentes al transporte de la electricidad y se asocian a las características de la infraestructura de los sistemas de energía (en el núcleo de los transformadores, efecto corona en las redes, ciclo de histéresis, y otras relacionadas con la resistencia de los conductores y la corriente que circula por los mismos).

Las pérdidas no técnicas se refieren a la electricidad entregada, pero no pagada por los usuarios. En principio son causadas por factores externos a los sistemas eléctricos, pero relativos a la gestión de las distribuidoras, y factores institucionales del sector. Las pérdidas técnicas y no técnicas (o comerciales) implican electricidad no facturada por las distribuidoras y electricidad subsidiada por el Estado Nacional o incremento de tarifas, si el ente regulador autoriza pérdidas no técnicas más altas. En este sentido, estas pérdidas son parcialmente trasladadas como costos a la demanda del sistema de distribución, como parte de los costos considerados en el Valor Agregado de Distribución (VAD), por lo que implica un problema muy importante en el sector.

Dadas las características regulatorias del sector eléctrico, las distribuidoras constituyen monopolios regionales que abastecen la demanda por áreas de concentración. Así, entre EDENOR y EDESUR en el AMBA, EPEC en Córdoba, EPESF en Santa Fe, EDET en Tucumán, y EDEMSA en Mendoza; suministran cerca del 60% de la demanda correspondiente a los principales centros urbanos, mientras la energía restante se entrega por otras distribuidoras más pequeñas o empresas cooperativas de distribución, como se aprecia en la Figura 1.1.5.

³³ <https://biee-cepal.enerdata.net/es/datamapper/rate-of-electricity-t&d-losses.html>

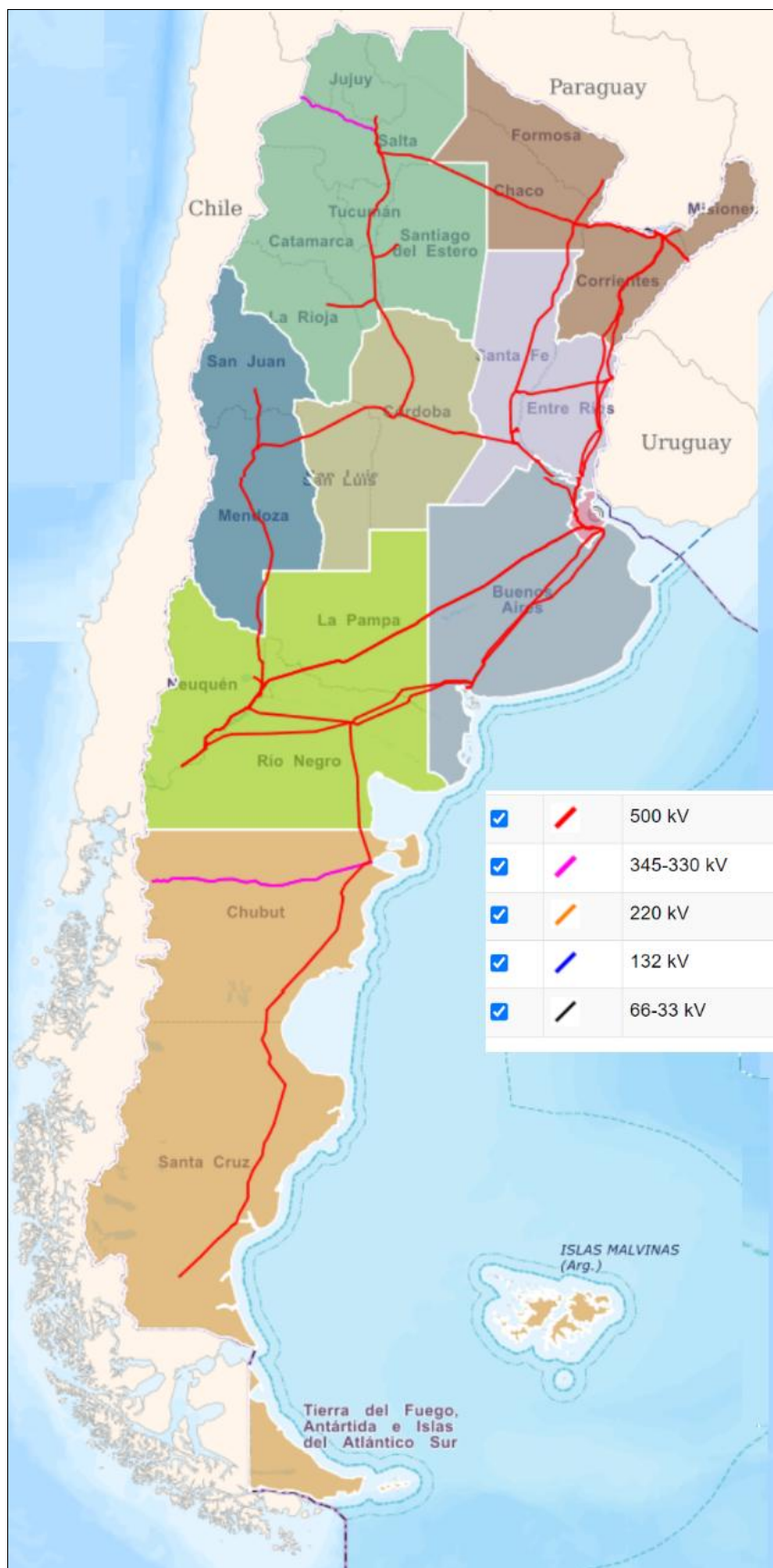
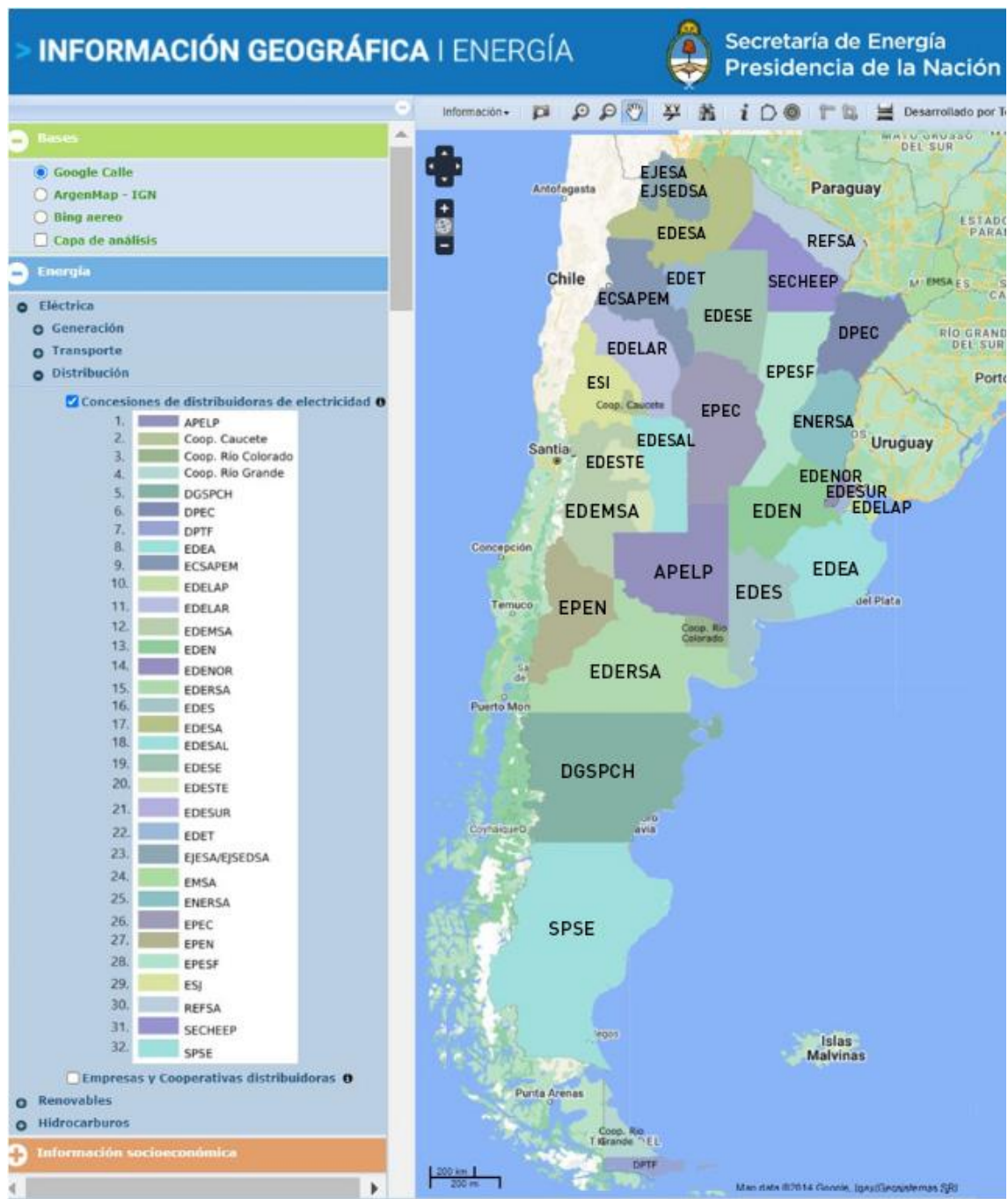


Figura 1.1.4: Esquema de líneas de transporte GEOSADI³⁴ 2022.
Elaboración propia en base a mapa interactivo GEOSADI.

³⁴ <https://aplic.cammesa.com/geosadi>



³⁵ <https://sig.energia.gob.ar/visor/visorsig.php>

1.2. OBJETO DE ESTUDIO

“Medidas de mitigación de emisiones GEI cuantificables del Sector de Generación Eléctrica.”

1.3. OBJETIVOS GENERALES

“Evaluar y proponer acciones de política ambiental en materia eléctrica, que promuevan la eliminación de barreras para el cumplimiento de las NDCs”.

1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Partiendo de los compromisos nacionales establecidos en las NCDs que surgen del Documento PANEyCC 2017 y su actualización 2019, se definen los siguientes objetivos específicos:

- ✓ **Describir las MM** planificadas por el país para el Sector eléctrico al año 2030;
- ✓ Establecer **el recorte realizado** dentro de la totalidad de las MM para el sector, con objeto de enfocarse en ellas para analizarlas y detectar desvíos o inconsistencias (y eventualmente proponer ajustes), para contribuir al logro de una matriz eléctrica más limpia.

Nota: esta tesis fue comenzada en el año 2021 utilizando los documentos e información disponibles a esa fecha; siendo finalizada en su primera versión en el año 2023, previo a la emisión de los documentos posteriores.

Finalmente, respondiendo a las revisiones realizadas por parte del comité evaluador de la Maestría, se actualizaron los datos estadísticos a la última información disponible al año 2023.

- ✓ Jerarquizar **las MM**, según el potencial sinérgico que contribuya al desarrollo regional y nacional permitiendo para poner de manifiesto una comparación global de las 3 tecnologías. Si bien todas ellas deben ser impulsadas para diversificar la canasta energética, el tomador de decisión puede basarse en esta jerarquización al momento de establecer prioridades.

1.5. HIPÓTESIS

Las MM propuestas en las NCDs son consistentes con las políticas energéticas puestas en marcha en los últimos años, considerando las variables:

- ✓ **Tiempo:** cumplimiento de los **plazos comprometidos**.
- ✓ **Espacio:** disponibilidad de **ubicaciones adecuadas** para las tecnologías consideradas, que cuenten con los **permisos administrativos ambientales y sociales**, insumos y recursos necesarios para la generación eléctrica, así como también con **la infraestructura de evacuación y transporte de la energía generada hacia los centros de consumo** (capacidad y extensión suficiente de las líneas de transporte,

requerimientos específicos de refrigeración, mano de obra especializada, entre otras);

- ✓ **Pertinencia en el contexto nacional:** compatibilidad de la inserción en este momento histórico, de cada MM en el sistema eléctrico nacional, en base a sus características, asequibilidad y potencial de desarrollo.

1.6. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para verificar la validez de la hipótesis enunciada se presentarán los escenarios de las necesidades energéticas proyectadas y se analizará la consistencia de la prospectiva utilizada en los cálculos. Ello permitirá estudiar las causas de potenciales desvíos, con objeto de minimizar las demandas no suministradas, las inversiones en tecnologías de generación y transporte eléctrico, y priorizar la viabilidad de las MM seleccionadas.

En función de ello, el análisis se distribuye en los siguientes apartados:

- ✓ En el capítulo 1 se presenta el tema de tesis, se realiza una introducción del trabajo, se definen el objeto, objetivos, hipótesis y metodología del estudio.
- ✓ En el capítulo 2 se presentan la totalidad de las MM comprometidas por el país como parte de sus políticas ambientales para el Sector Energético, indicando sus características principales y mencionando barreras potenciales para su implementación.
- ✓ En el capítulo 3, de toda la gama de medidas propuestas para el área de Energía, se individualizan y detallan aquellas MM en las que se centra el presente análisis sobre en el Sector Eléctrico, a través de ciertos criterios explicitados a largo del trabajo. Luego se plantean las 4 dimensiones ambiental, tecnológica, económica y regulatoria de cada MM a analizar, atravesadas por las variables temporal, espacial y de pertinencia en el contexto nacional, antes mencionadas.
- ✓ En el capítulo 4 se analiza la viabilidad de las MM propuestas en el contexto actual y se proponen acciones para la implementación de una política pública que contribuya al cumplimiento de los NDCs, así como conclusiones y un análisis final del trabajo.
- ✓ Por su parte en el Anexo I se amplía información sobre actores y regulaciones características del sector eléctrico argentino, restricciones y dificultades en su gestión; manejo histórico y actual de la demanda y la oferta y los comportamientos de cada subsistema; así como un detalle de las proyecciones de demanda utilizadas, para comprender la problemática del sector y la pertinencia de las MM propuestas en este contexto particular.
- ✓ En el Anexo II se desarrolla información relacionada con la Dimensión Ambiental del análisis, que por su extensión no fue incluida en el capítulo 3.3.

- ✓ En el Anexo III se detalla información relacionada con la Dimensión Económica del análisis, que por su extensión no fue incluida en el capítulo 3.5.
- ✓ En el Anexo IV se incorpora información sobre Nuevos Escenarios Energéticos y de Emisiones GEI, emitidos posteriormente al presente análisis, cuyos cambios se contemplan en el capítulo 3.8 de Ampliación del Análisis de las MM frente al PTE 2030.

2. ANÁLISIS DE LOS EJES DE LA PROPUESTA DE LOS NDC

En este capítulo se presentarán las MM propuestas que afectan al sector eléctrico, para luego establecer el recorte conceptual del presente trabajo.

De la actualización del Plan de Acción Nacional de Energía³⁶ y Cambio Climático (PANEyCC) de 2019, surge el Listado³⁷ de las 16 MM propuestas en el subconjunto del sector energético, (muchas de las cuales afectan al sector eléctrico), las que se presentan en la siguiente Figura 2.1 y se detallan seguidamente.

Planes Sectoriales	ODS vinculado	Metas ODS	Medidas relacionadas
Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático		Metas del ODS principal: Meta 7.2. Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.	Generación eléctrica a partir de fuentes renovables para la red Generación eléctrica distribuida
		Meta 7.3. Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.	Corte con biocombustibles en gasoil y naftas para transporte carretero
		Otras metas de los ODS relacionados: Meta 8.4. Mejorar progresivamente la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, conforme al Marco Decenal de Programas sobre modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, empezando por los países desarrollados.	Centrales hidroeléctricas Centrales nucleares Generación renovable aislada (PERMER II) Economizadores de agua
		Meta 12.2. Lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales.	Calefones solares Alumbrado público Eficiencia en electrodomésticos
		Meta 13.2 Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales. Meta 17.1. Fortalecer la movilización de recursos internos, incluso mediante la prestación de apoyo internacional a los países en desarrollo, con el fin de mejorar la capacidad nacional para recaudar ingresos fiscales y de otra índole.	Bombas de calor. Envolvente térmica en viviendas. Calefones y termotanques eficientes Iluminación Residencial Sustitución de fósiles con mayor factor de emisión por gas natural en la generación eléctrica Mejora en la eficiencia de centrales térmicas

Figura 2.1: Vínculo entre los planes sectoriales y los ODS.³⁸

Nota: la Meta 17.1 en este caso implicaría el aprovechamiento de apoyo internacional hacia países en desarrollo, para colaborar con la implementación de las medidas de mitigación propuestas.

³⁶ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales/energia>

Plan coordinado por la Dirección Nacional de Cambio Climático y la Secretaría de Gobierno de Energía (consensuado con ministerios, la Mesa de Energía del GNCC, y actores académicos, organizaciones no gubernamentales, cámaras, empresas, trabajadores, y participantes de las mesas ampliadas), con el objetivo principal de planificar la implementación de las medidas contenidas en la Contribución Nacional.

³⁷ [Listado_de_medidas_de_mitigacion_y_adaptacion_a_nivel_nacional.pdf \(argentina.gob.ar\)](#)

³⁸ Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático, Pág. 14.

Las 16 MM listadas en la tabla precedente fueron categorizadas según su eje de intervención sobre la oferta o la demanda, como se desarrollará en los apartados siguientes. Si bien en dicha tabla se mencionan primeramente las medidas relacionadas con tecnologías de generación, este análisis inicia con las medidas de demanda, por considerar que las gestiones para minimizar los requerimientos energéticos constituyen el primer paso para disminuir las necesidades de abastecimiento y evitar excesos de inversiones sobre la oferta y redes de transmisión.

2.1. MM DE DEMANDA: TECNOLOGÍAS Y EFICIENCIA ENERGÉTICA (EE)

Consideran en general todas las actuaciones que permitan minimizar los requerimientos energéticos desde los usos finales, así como sustituir los combustibles más contaminantes por otros con menores factores de emisión de GEI.

A continuación, se presentan las particularidades de las 8 medidas correspondientes al eje de intervención sobre la Demanda, planteando la reducción de consumos de GN y Electricidad.

2.1.1. Calentamiento de Agua: Calefones o Termotanques Solares

Esta medida considera la inserción de tecnologías para calentar agua sanitaria, dotadas de resistencias eléctricas que permitan cubrir la intermitencia del recurso solar con la red eléctrica, para los momentos de radiación insuficiente.

Considerando que los calefones tiro balanceado tienen menor grado de eficiencia por cuestiones de seguridad (en prevención de emanaciones de dióxido y monóxido de carbono hacia el interior de los ambientes), este reemplazo tecnológico implicaría un beneficio múltiple al permitir aprovechar el recurso renovable hasta su máximo potencial, a la vez que minimizar los consumos eléctricos a lo estrictamente necesario para evitar el uso de combustibles fósiles y sus riesgos de seguridad asociados.

En este caso, seguramente se requieran planes de financiamiento para contrarrestar las barreras al recambio tecnológico de los artefactos en uso que presentan los usuarios; así como programas de etiquetado y regulaciones que vayan quitando del mercado los equipos que se pretendan desplazar.

2.1.2. Reducción de Electricidad: Mejoras de Eficiencia Electrodomésticos

Esta medida contempla una actualización del parque de electrodomésticos y su reemplazo por equipos de mayor eficiencia. Esto incluye el etiquetado de heladeras, lavarropas, equipos de aire acondicionado y televisores, para generar un reemplazo paulatino (espontáneo o forzado por normativas), así como la incorporación de equipos con reducción de consumo en modo *stand by*. Si bien el etiquetado de electrodomésticos ya existe, así como normativas con requerimientos mínimos de eficiencia; se podría continuar con

esta línea de normativas desde la Secretaría de Energía, con planes de financiamiento para el recambio tecnológico.

Ello responde a que la Secretaría de Energía (SE) tiene competencia nacional para la definición de políticas nacionales y promoción de estas medidas; la implementación depende de las provincias o municipios, con lógicas diferentes de funcionamiento. Por ello, las acciones del Estado quedan acotadas a posibles planes de financiamiento para el recambio tecnológico, a su aplicación en edificios gubernamentales de la Nación y al aporte del ENRE en los lineamientos generales de política (a través de campañas de concientización y promoción de eficiencia energética).

En consecuencia, la implementación de políticas y medidas en el ámbito de la energía, presenta obstáculos de competencias jurisdiccionales y falta de coordinación interinstitucional entre los organismos correspondientes; además de las barreras económico financieras para el reemplazo tecnológico ya señaladas.

2.1.3. Reducción de GN: Calefones y Termotanques Eficientes

Propuesta para reducir consumos de GN mediante la eliminación de “pilotos” de encendido (dispositivos que consumen un mínimo de combustible constantemente mientras estén encendidos, para responder rápidamente al calentamiento de agua cuando ésta circula, implicando un gasto ineficiente del combustible mientras no se utiliza). Aplica a dispositivos de calentamiento de agua sanitaria como calefones y termotanques, así como la sustitución de los últimos (que mantienen una masa de agua contenida a una temperatura constante, recalentándola continuamente, aunque no esté siendo utilizada).

Si bien el logro de esta medida permitiría importantes ahorros³⁹ de GN aumentando su disponibilidad para otros usos, su concreción seguramente también requiera de medidas de fomento (como etiquetado de electrodomésticos) para promover el recambio tecnológico en un plazo determinado y planes concretos de financiamiento, para contrarrestar las barreras económico-financieras al recambio tecnológico en los sectores Residencial, Comercial y Público.

En consecuencia, y considerando el crecimiento interanual de la demanda eléctrica, la reducción de estos consumos habilitaría una mayor disponibilidad de este combustible para usinas, (particularmente en verano con los mayores requerimientos de electricidad para el abastecimiento de aires acondicionados); así como para exportación y otros usos industriales; en reemplazo de combustibles líquidos o sólidos, más contaminantes.

³⁹ <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/modos-eficientes-econ%C3%B3micos-producir-agua-caliente-viviendas.pdf>

2.1.4. Reducción de GN: Bombas de Calor

En nuestro país, esta medida propone la disminución de consumos de GN para usos térmicos en los sectores Residencial, Industrial y Comercial (como calefacción, mediante el remplazo de las estufas o calderas por bombas de calor). Esto se justifica en la necesidad de disminuir el consumo de combustibles fósiles (siempre que se verifique una reducción en el inventario de carbono, respecto del consumo directo de estos energéticos), y también en la baja eficiencia de estufas de tiro balanceado (por razones de seguridad ya mencionadas en el punto 2.2.1.).

En contraste, las bombas de calor presentan superiores eficiencias al aprovechar el diferencial de temperaturas entre el exterior y el interior para lograr un menor requerimiento de electricidad.

Por otra parte, el GN desplazado quedaría disponible para su uso en transporte y otras aplicaciones industriales y usinas en reemplazo de combustibles líquidos o carbón (con mayores factores de emisión); así como también para mercados de exportación.

Para el caso particular de usos térmicos industriales o calentamiento centralizado de edificios a través de calderas, utilizado en décadas pasadas, esta medida se fue extinguendo con los años por obsolescencia, sin considerarse la incorporación de modernos sistemas de *District Heating*, con mayor eficiencia sistémica permitiendo su aplicación en áreas industriales, distribuyendo los remanentes para usos residenciales y comerciales, menos exigentes en cuanto a los niveles de temperatura. Actualmente permanecen aún edificios de categoría con “loza radiante”, con altos costos para los copropietarios y escaso nivel de implementación.

2.1.5. Reducción de GN: Economizadores de Agua Caliente

Esta medida es propuesta para reducir el consumo de combustible en el calentamiento de agua, mediante dispositivos reguladores de caudal en los grifos (economizadores de agua).

Aquí también, la aplicación de esta medida requerirá de planes concretos de promoción y financiamiento, para contrarrestar las barreras económico-financieras para el recambio tecnológico.

Por otra parte, los subsidios a las tarifas desincentivan el ahorro energético.

2.1.6. Reducción de GN y Electricidad: Climatización en Edificios

Aquí se propone disminuir requerimientos de climatización mediante mejoras en la envolvente térmica de los edificios (tanto por optimización de las aberturas y aislaciones, como uso de materiales innovadores y avances constructivos); que permitan generar ahorros en consumo de combustibles y electricidad para brindar similares prestaciones.

Para efectivizar estas medidas, deberían actualizarse no solo los códigos de edificación, sino también emitirse nuevas exigencias sobre las edificaciones existentes, con una reglamentación nacional a la que puedan adherirse las provincias o municipios. Ello obedece a que desde hace varios años, en las nuevas construcciones, se reemplazan paredes de ladrillos por grandes ventanales vidriados, sin incluir persianas, para disminuir costos. Ello desfavorece la intención de ahorro energético, por ser el vidrio el peor aislante térmico.

Cabe aclarar que la falta de injerencia de las autoridades nacionales en las provincias y municipios, puede dificultar la aplicación de estas políticas en forma eficiente, limitando la promoción estatal a su aplicación en edificios públicos.

En este caso también serían aplicables planes concretos de promoción y financiamiento, ya que por las inversiones necesarias seguramente pocos usuarios puedan asumir los costos de éstas mejoras, con el único estímulo de la quita de subsidios de combustibles y electricidad.

2.1.7. Reducción de Electricidad: Iluminación Residencial

Esta propuesta plantea la reducción de consumos eléctricos por reemplazo de lámparas convencionales, por iluminación LED o de bajo consumo. Según fuentes referenciadas, el reemplazo de luces de sodio por iluminación LED puede permitir un ahorro de un 50 % del consumo energético al año, con un menor impacto ambiental.

En el sector residencial esta medida se ha desarrollado con éxito, por la sencillez del reemplazo tecnológico con el solo recambio de las lámparas consumibles, permitiendo que las mejoras por “etiquetado” y nuevas exigencias de reglamentación fueran limitando los sistemas de iluminación de mayor consumo hasta su exclusión, obteniéndose así importantes ahorros de consumo eléctrico.

2.1.8. Reducción de Electricidad: Alumbrado Público

Incorporación de luminarias de mayor eficiencia energética en el alumbrado público⁴⁰, uno de los sectores con mayor potencial para la reducción de emisiones. Los nuevos sistemas incluyen tanto tecnología "light, emitting diode" (LED) como nuevas tecnologías de Sodio de Alta Presión (SAP NT), para sustituir las luminarias tradicionales de SAP o mercurio.

Esta medida fue implementada particularmente en la Ciudad de Buenos Aires de 2013 a 2019, con un proyecto de recambio del 100 % de luminarias por

⁴⁰ <https://economiasustentable.com/noticias/esta-tecnologia-le-hizo-ahorrar-mas-de-100-millones-de-kw-a-buenos-aires> <https://www.ambito.com/economia/lanzan-nuevo-plan-lamparas-consumo-quienes-le-corresponde-n5731105> <https://www.sanisidro.gob.ar/novedades/la-iluminacion-100-led-en-todo-el-distrito-genera-un-ahorro-energetico-mensual-de-13>

LED, lo que permitió un ahorro energético de 110 millones de kWh, equivalente al consumo de 144.000 heladeras o de 33.700 hogares tipo”.

2.1.9. Consideraciones generales de MM sobre la Demanda

Para lograr un desarrollo eficaz en la implementación de estas medidas, podrían impulsarse mediante normativa nacional (como el etiquetado y requerimientos mínimos de eficiencia); gestionando con provincias y localías los mecanismos para su implementación.

En cuanto a las barreras a su aplicación, en forma general se identifican los siguientes conflictos de organización interinstitucional:

- ✓ Las distintas competencias jurisdiccionales de los servicios de GN (correspondientes a la nación) y de electricidad (gestionados por los municipios), dificultan la aplicación de políticas eficientes
- ✓ Cuando la implementación de estas medidas incumbe a las esferas provinciales o municipales, su viabilidad depende de contar con ingresos suficientes para poder impulsarlas
- ✓ Posibilidad de conflicto de intereses para las empresas proveedoras locales de GN y electricidad, que pueden resultar perjudicadas por la aplicación de medidas de eficiencia, al ver disminuido su volumen de negocios. En este caso podrían ofrecer servicios de recambio de artefactos y luminarias, entre otros, para favorecer ingresos.
- ✓ Si bien sería útil lanzar un Plan Nacional, también habría que estudiar esquemas de subsidios a las tarifas que no desincentiven ni dificulten enviar señales claras para obtener los resultados esperados, limitando la promoción estatal a su aplicación en edificios públicos
- ✓ Es necesario generar los incentivos para producir los cambios deseados
- ✓ Considerando las dificultades económicas de la población, se requerirá de planes concretos de financiamiento para lograr su aplicación, contrarrestando las barreras económico-financieras para el recambio tecnológico.

Cabe aclarar que además de las MM comprometidas por el país, otra que no figura en el listado comprometido, y podría ser viable para el caso argentino en el futuro, es el **Reemplazo de GN por Electrificación de Usos Térmicos**.

Esta medida permitiría cubrir requerimientos de demandas de cocción, calefacción y calentamiento de agua, en reemplazo de tecnologías que quemen GN, desplazando estas demandas hacia la electricidad. Así, el GN desplazado quedaría disponible para su uso en transporte y otras aplicaciones industriales, usinas en reemplazo de combustibles líquidos o carbón (con menores factores de emisión); así como también para potenciales exportaciones.

Sin embargo, la utilidad de estos reemplazos para la disminución de emisiones GEI, depende fuertemente del nivel de descarbonización de la matriz eléctrica; de otra forma podría obtenerse un efecto indeseado al sustituir consumos térmicos fósiles por una electricidad que, (en caso de ser

mayoritariamente generada con éstos), podría terminar resultando más contaminante.

Igualmente, teniendo en cuenta la actual dependencia de los combustibles fósiles en la matriz de generación y las excelentes reservas de GN del yacimiento Vaca Muerta, muchos autores consideran como más conveniente para el país, realizar una primera sustitución de combustibles líquidos y sólidos más contaminantes por GN en la próxima década, para luego ir evaluando la eliminación de este último de la matriz eléctrica futura, mediante la combinación de otras alternativas no emisoras de GEI.

2.2. MM DE OFERTA - CENTRALES DE GENERACIÓN (CG)

A continuación, se enuncian las principales particularidades de las 8 medidas correspondientes al eje de intervención sobre la Oferta.

2.2.1. Generación Hidroeléctrica de gran potencia conectada al SADI

Esta medida propone una mayor utilización de generación hidroeléctrica de gran escala (potencias mayores a 50 MW), a través de la tecnología que aprovecha la fuerza del agua para transformarla en energía eléctrica. Sus principales características son:

✓ **Tipos de centrales hidroeléctricas disponibles en el país: 3** (de pasada, de embalse y de bombeo).

-Centrales de pasada: Son las instalaciones más eficientes al suministrar continuamente energía de base, aprovechando la velocidad y pendiente de cauces permanentes y abundantes de agua, a través del flujo natural o modificado de ríos de llanura, para convertir su energía cinética y potencial en electricidad.

-Centrales de embalse: Aprovechan y mejoran mediante obras de contención, el torrente de ríos de montaña, acumulada en embalses o reservorios para poder controlar su flujo y convertir en electricidad la energía potencial del salto. Se utilizan para suministrar energía de punta, ante requerimientos eléctricos intempestivos o que no llegan a cubrirse con otras tecnologías de generación; pero también para optimizar el recurso hidráulico para riego, suministro de agua, control de inundaciones y otros fines.

-Centrales de almacenamiento por bombeo: Se trata de una modificación de las centrales de embalse, que permite acumular agua en dos niveles diferentes para generar electricidad en una primera instancia y devolver luego el agua turbinada hacia el nivel superior; en horarios nocturnos o de generación disponible de otras fuentes; permitiendo así volver a contar con el salto hidroeléctrico para los momentos de mayor necesidad.

- ✓ **Vida útil:** tienen un promedio de vida útil de entre 50 a 100⁴¹ años, y se pueden actualizar fácilmente con la incorporación de tecnologías más recientes, con bajos costos de operación y mantenimiento.
- ✓ **Estado de desarrollo:** estas tecnologías se encuentran en etapa de maduración con pocas posibilidades de introducir importantes mejoras innovadoras en sus procesos; aunque sí puedan incorporar mejoras en digitalización⁴².
- ✓ **Ubicación:** resultan altamente dependientes de la ubicación y variabilidad de los recursos hídricos aprovechables y en el país suelen ubicarse alejadas de los principales centros de consumo, repercutiendo ello en mayores requerimientos de inversión en transporte y distribución.
- ✓ **Operación:** las centrales de pasada operan en la base de la curva de carga del sistema, con altos factores de disponibilidad; las de embalse se reservan para momentos de necesidad abasteciendo las puntas de la curva de demanda y las de bombeo operan como las de embalse durante momentos de necesidad, recargando las represas con el agua turbinada en horarios de bajo consumo eléctrico.
- ✓ **Costos del recurso:** si bien carecen de costos de combustibles, tienen regulatoriamente asignado un valor para el agua diferenciado para las centrales de pasada y de embalse, de forma que el agua almacenada sea el último recurso a utilizar. Ello responde a que las centrales de pasada brindan energía de base, que sería la más económica del sistema al contar con disponibilidad permanente; mientras que la energía de pico se trata de la más cara, sobre todo en épocas de escasez de agua, para abastecer los momentos que superen la media de la demanda y por escasos lapsos de tiempo, en función de la posibilidad de reponer el embalse. De esta forma se evitan inversiones en potencia instalada adicional que quedaría ociosa la mayor parte del tiempo, y CAMMESA establece como abastecer cada pico según hidraulicidad de los ríos y precios de los combustibles para las centrales térmicas de punta, entre otras variables técnico-económicas.
- ✓ **Cierre**⁴³: Dadas las grandes infraestructuras que implican estas centrales, desde caminos, movilización de tierras e incluso poblaciones, territorios a inundar, etc; no suelen conllevar un desmantelamiento sino más bien modernización de sus estructuras, como presas y tuberías; reemplazo o reparación de elementos. Si bien se diseñan para operar entre 40 y 80 años, pueden ser reemplazadas con anticipación en caso de nuevas

⁴¹ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/hidroelectrica/usos-multiples-del-agua-embalsada-y-aspectos-ambientales/por-que-formentar-la-hidroelectricidad#:~:text=Con%20un%20promedio%20de%20vida,pueden%20beneficiar%20a%20varias%20generaciones.>

⁴² <https://blogs.iadb.org/energia/es/innovacion-y-digitalizacion-el-futuro-de-las-hidroelectricas-en-america-latina/>

⁴³ <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/faq> <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/12026792/11/22/La-sequia-obligara-a-parar-por-primera-vez-en-su-historia-la-mayor-central-hidroelectrica-de-Endesa.html>

tecnologías más eficientes, alcanzando algunas más de 120 años de vida en pleno funcionamiento. En otros casos por sequías o disminución de caudales hídricos por cambios climáticos, se determina el cierre de las plantas.

- ✓ **Aceptación social:** Dependiendo de la magnitud de las obras e infraestructuras a desplegar, de la cercanía a las poblaciones, de la disponibilidad del recurso hídrico para las poblaciones aguas abajo de la central, y otras variables; la construcción de estas centrales puede conllevar conflictos de licencias sociales. Si bien desde su construcción fomentan el desarrollo socioeconómico de las regiones, con incorporación de caminos, requerimientos de servicios para las empresas operadoras y constructoras, disponibilidad de una gestión de los recursos hídricos para riego y actividades productivas, actividades turísticas, etc; los principales problemas suelen centrarse en situaciones de competencia por el territorio (en los casos donde sea preciso inundar grandes extensiones), así como por el uso del recurso hídrico, acentuada por la mayor variabilidad y vulnerabilidad de la hidráulica de los ríos, por el mismo fenómeno de CC.

En virtud de lo anterior se detectan las **principales ventajas:**

- ✓ al consumir combustibles fósiles solo durante su construcción y mantenimiento, generan muchas menores emisiones de CO₂ que otras tecnologías durante todo su ciclo de vida,
- ✓ cuentan con largos plazos de operación y amortización,
- ✓ Argentina cuenta con experiencia en estos desarrollos y recursos hídricos potenciales disponibles,

A continuación, se listan las principales **desventajas:**

- ✓ demandan obras de envergadura que conllevan largos plazos de construcción y grandes requerimientos de inversión en infraestructuras, con alta incidencia en los mismos del aplazamiento de las obras,
- ✓ en Argentina los recursos se encuentran a largas distancias de los concentrados centros urbanos,
- ✓ altos requerimientos de inversión en transporte eléctrico en alta y extra alta tensión (AT y EAT), sumado a las pérdidas eléctricas proporcionales a las considerables distancias que separan al recurso de la demanda,
- ✓ considerando dichas distancias a los centros de demanda y la magnitud de la generación obtenida por este tipo de generación, la vulnerabilidad a los riesgos de interrupción por fallas en el transporte (tanto por fenómenos climáticos como por ataques a la integridad de la red), puede ocasionar perturbaciones con gran impacto en el suministro, por sus dificultades de compensación.

La acción mancomunada de estas ventajas y desventajas, complejiza el óptimo aprovechamiento de esta alternativa tecnológica.

2.2.2. Generación Nucleoeléctrica conectadas al SADI

Esta medida propone una mayor utilización de generación nuclear de potencia en el país, fuente capaz de suministrar electricidad a escala industrial sin producir de forma significativa gases que aporten al efecto invernadero ni al cambio climático.

Cabe aclarar que Argentina es uno de los pocos países que cuenta con más de 73 años aprovechando la energía de la fisión de los átomos para transformarla en energía eléctrica, no solo operando sino también construyendo reactores de investigación y actualmente, de potencia; entre otras actividades conducidas del *Ciclo de Combustible Nuclear*.

Sus principales características son:

- ✓ **Tipos de tecnología disponibles en el país: 2** (las 3 centrales nucleares en operación son del tipo **PHWR** y existe otra en construcción tipo **PWR**).

-**Centrales de U_{Nat} y Agua Pesada PHWR**: los reactores en operación se basan en esta tecnología, que utiliza como combustible uranio natural (Un 0,71 % isótopo U₂₃₅) o uranio levemente enriquecido para el caso de Atucha I (ULE 0,85 %, obtenido como una mezcla mecánica de uranio natural y enriquecido al 3,5%).

En este caso, el combustible fue modificado para lograr una reducción de consumo de aproximadamente el 30% y otros beneficios adicionales. Las centrales Atucha I y II utilizan la alternativa **PHWR** (reactor presurizado de agua pesada), mientras que Embalse responde al diseño CANDU (de tubos de presión). Todas ellas utilizan agua pesada (D₂O), como moderador y refrigerante. Se trata de reactores de segunda generación (Gen II) y si bien son muy confiables, el mundo se ha ido desarrollando hacia el otro tipo tecnológico.

-**Centrales de Uranio Enriquecido y Agua liviana PWR** (reactor presurizado de agua liviana): este tipo tecnológico de Gen III es el más utilizado en el mundo, (reactores avanzados con diseños desde 1990, evolutivos de los más exitosos de la Gen II), operando con uranio enriquecido como combustible y agua liviana como moderador y refrigerante.

El país se encuentra actualmente construyendo el **primer reactor CAREM-25**, que responde a una tecnología evolutiva de llamados reactores modulares pequeños con potencias escalables hasta 120 MW por módulo (SMR⁴⁴), con una cantidad de ventajas competitivas (sistemas modulares menos sofisticados y más competitivos para reducir costos de capital y tiempos de construcción; mejoras de seguridad por simplicidad, redundancias y sistemas pasivos); además de tratarse de un diseño local y de última generación, con solo algunos competidores a nivel mundial en etapa de construcción.

⁴⁴ SMR por su sigla en inglés *small modular reactors*.

Otras ventajas de este tipo de reactores modulares pequeños, incluyen su posibilidad de abastecer sistemas eléctricos menores (que no justificarían la inversión de una central convencional) y utilizar los sobrantes de su generación para abastecer otras demandas, además de la eléctrica⁴⁵, como desalinización de agua de mar, abastecimiento de calor industrial o para calefacción urbana y producción de hidrógeno, entre otras opciones.

-A nivel mundial también existen los llamados reactores **evolutivos**⁴⁶ **Gen III y III+** (actualmente en desarrollo), que son grandes unidades que perfeccionan a las de Gen II por toda su experiencia de operación, con mejoras en el diseño del combustible, diseños estandarizados y simplificados, e incorporación de sistemas pasivos y redundantes de seguridad, entre otros.

-Por último, los reactores de **Gen IV** corresponden a los diseños del futuro, con muchas líneas en etapa de estudio e investigación, siendo en general de muy altas temperaturas, con empleo de gas o sodio como refrigerante en lugar de agua. Incluyen innovaciones de combustibles (torio, uranio, plutonio y MOX⁴⁷), para minimizar el volumen y actividad de los residuos, que constituyen los mayores desafíos de la tecnología actual. También se esperan sustanciales mejoras en las concepciones nuevas, más económicas o competitivas; aún en etapa de diseño, conllevando años de desarrollo.

- ✓ **Vida útil:** según el tipo tecnológico presentan un promedio de vida útil de entre 40 a 60 años, que pueden luego prolongarse mediante un proceso de extensión de vida, en el caso de ser conveniente económica y técnicamente.
- ✓ **Estado de desarrollo:** según el tipo tecnológico, algunas como la Gen II se encuentran en etapa de maduración con pocas posibilidades de introducir importantes mejoras innovadoras en sus procesos; mientras que la Gen III, Gen III + y Gen IV se encuentran en pleno desarrollo de innovación tecnológica.
- ✓ **Ubicación:** tienen la ventaja de poder ubicarse cerca de los grandes centros de consumo, siempre que cuenten con las licencias sociales que lo permitan; disminuyendo los requerimientos de inversión en transporte y distribución.
- ✓ **Operación:** las grandes centrales nucleares tienen por diseño poco margen de regulación de potencia, y por sus características técnicas y económicas operan en la base de la curva de carga del sistema, con altos factores de disponibilidad. Sin embargo, se espera que reactores más pequeños del tipo SMR, permitan una mayor capacidad de regulación de

⁴⁵ https://www.linkedin.com/pulse/sinergia-entre-la-energ%C3%ADa-nuclear-y-renovables-david-galeano-czjwe/?trk=public_post&originalSubdomain=es

⁴⁶ <https://www.foronuclear.org/actualidad/a-fondo/cuales-son-los-nuevos-reactores-del-futuro/>

⁴⁷ Mezcla de óxido de uranio natural, uranio reprocesado o uranio empobrecido y óxido de plutonio:
<https://www.foronuclear.org/actualidad/a-fondo/el-combustible-mox-que-es-y-como-se-usa/#:~:text=El%20combustible%20reelaborado%20se%20conoce,empobrecido%20y%20%C3%B3xido%20de%20plutonio.>

la potencia que les permita responder como respaldo de generación intermitente.

- ✓ **Costos de combustible:** por decisiones políticas tomadas en el país en la década del 90, se paralizó la producción local de uranio natural existente por lo cual actualmente el país importa U_{NAT} y U_E para los reactores, el que procesa a través de la empresa Dioxitek, para llevarlo a la concentración necesaria. Pero el país aún cuenta con recursos uraníferos propios disponibles para explotar, como se realizaba desde 1952 hasta 1995, con una producción⁴⁸ total de 2.581.7 tU. Para ambos tipos tecnológicos, por el alto poder calorífico del U el costo unitario de combustible en U\$/kWh generado, es mucho menor al de otras centrales térmicas que queman combustibles fósiles.
- ✓ **Cierre⁴⁹:** Al momento existen 2 criterios para evaluar el proceso de desmantelamiento: el más costoso, es el de desmantelar y descontaminar la central al finalizar su operación por medios robóticos, disponiendo de los residuos en lugares preparados a tal fin, con las medidas de seguridad y enfriamiento correspondientes. El segundo procedimiento menos costoso, pero más prolongado, implica realizar un cierre controlado de la central por una cantidad de años mínima que permita el decaimiento natural de la radiactividad de mayor intensidad, para luego realizar un desmantelamiento y descontaminación más sencillos. La diferencia entre ambos métodos reside en que con el paso de los años se va perdiendo el personal que se ha desempeñado en las centrales a desmantelar, dificultando su valiosa participación en el proceso. En el caso de Argentina, la central Embalse ya ha realizado su extensión de vida durante 2016-2018, mientras que Atucha I ha comenzado tareas de extensión de vida⁵⁰ y saldrá de servicio en el periodo 2024-2026 para completar este proceso. Por último, Atucha II se conectó a la red en 2015, por lo que le quedan varias décadas de operación antes de definir su cierre.
- ✓ **Aceptación social:** Si bien desde su construcción fomentan el desarrollo socioeconómico de las regiones, a través de la incorporación de mano de obra, requerimientos de servicios para las empresas operadoras y constructoras, entre otras ventajas para la comunidad; la construcción de estas centrales suele conllevar conflictos de licencias sociales. Para lograr la aceptación pública necesaria es preciso generar un plan de comunicación adecuado en poblaciones cercanas a los sitios potenciales de localización.

En virtud de lo detallado se detectan las **principales ventajas:**

- ✓ al consumir combustibles fósiles solo durante su construcción y mantenimiento, generan mucho menos emisiones GEI CO_2 eq, que otras tecnologías durante todo su ciclo de vida,

⁴⁸ Clase 8 “La Reactivación Nuclear en Argentina, Materia Prospectiva y Planificación Energética”.

⁴⁹ <https://www.iaea.org/sites/default/files/23-01076sweb.pdf>

⁵⁰ <https://econojournal.com.ar/2022/09/la-cnv-aprobo-el-fideicomiso-para-extender-la-vida-util-de-atucha-i/>

- ✓ por el alto poder calorífico del U, el costo unitario de combustible en U\$/kWh generado resulta mucho menor al de otras centrales térmicas que queman combustibles fósiles,
- ✓ cuenta con los mayores⁵¹ índices de desarrollo regional a nivel mundial, fomentando desde su construcción el desarrollo socioeconómico de su localización, desde la incorporación de caminos, requerimientos de servicios para las empresas operadoras y constructoras, requerimientos y capacitación de mano de obra especializada, etc.
- ✓ pueden ubicarse a mucha menor distancia de los grandes centros de demanda, minimizando los requerimientos de infraestructura de transporte eléctrico,
- ✓ el país cuenta con recursos humanos altamente capacitados en el desarrollo de estos proyectos e infraestructuras desarrolladas a lo largo de las décadas,
- ✓ largos plazos de operación y amortización,
- ✓ altos factores de disponibilidad que le permiten abastecer un porcentaje de la demanda durante la mayor parte de las horas del año, en la base de la curva de demanda.
- ✓ llegando al nivel de desarrollador actual de tecnología nuclear y potencial proveedor regional o mundial,
- ✓ alta potencialidad de exportación y generación de divisas para el país en el desarrollo de reactores CAREM comerciales,
- ✓ los combustibles nucleares gastados, tienen potencial energético remanente, por el cual podrían ser reprocesados para su uso en reactores innovadores.
- ✓ las centrales nucleares pueden complementar⁵² la generación variable de energía renovables y, gracias a la inercia de sus grandes turbinas de vapor, estas centrales también pueden ayudar a estabilizar las redes y garantizar un suministro limpio y fiable de energía eléctrica.

A continuación, se listan las **principales desventajas**:

- ✓ barreras al establecimiento de instalaciones nucleares y al transporte de materiales radiactivos en ciertas jurisdicciones del país, por cuestiones de aceptabilidad social,
- ✓ altos requerimientos de inversión y de capacidad tecnológica,
- ✓ potenciales demoras en la construcción implican no solo mayores costos por pagos de intereses sino también por el mantenimiento adecuado de todo el equipamiento, cañerías e instrumentación en condiciones de presión, temperatura y humedad,

⁵¹ <https://www.iaea.org/es/newscenter/news/hacia-una-transicion-energetica-justa-la-energia-nucleoelectrica-presume-de-ofrecer-los-empleos-mejor-remunerados-del-sector-de-la-energia-limpia>

⁵² <https://www.iaea.org/es/bulletin/la-energia-nucleoelectrica-y-la-transicion-a-una-energia-limpia/inteligentes-estables-fiables>

- ✓ requieren de plazos iniciales de incorporación de las infraestructuras necesarias para desarrollar la tecnología con seguridad y luego una continuidad en la formación de personal,
- ✓ requieren coordinación interinstitucional que permita mantener y perfeccionar los conocimientos en la materia, el mínimo personal calificado para operar en forma segura las instalaciones existentes durante su vida útil, y luego del fin de su operación, por el tiempo necesario para garantizar la seguridad del público y el ambiente.

La interacción de estas características, hace que pocos países en el mundo puedan disponer de esta tecnología, que Argentina viene sosteniendo en los últimos 73 años, a pesar de las sucesivas crisis socio-económicas del país. Por otra parte, el desconocimiento y baja aceptación social de estos proyectos obstaculizan su mayor incorporación.

2.2.3. Generación Renovable conectada al SADI

Las energías renovables⁵³ son aquellas fuentes energéticas basadas en la utilización del sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal. Se caracterizan por no utilizar combustibles fósiles, sino recursos capaces de renovarse ilimitadamente. Por lo tanto, estas MM contemplan la generación eléctrica en base a recursos que no se extinguen con su utilización, como pueden ser: Eólico, Solar Fotovoltaica, Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH menor a 50 MW), Generación con Biomasa, Biogás y otras Fuentes Renovables (según Ley 27.191⁵⁴). Si bien dicha Ley incluye a todas las fuentes no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo, no todas ellas presentan el mismo nivel de desarrollo ni disponibilidad, ni se aprovechan necesariamente para la generación eléctrica, sino que algunas pueden resultar más útiles para usos térmicos.

- ✓ **Tipos de tecnologías renovables de generación disponibles en el país: 4** (eólica, solar fotovoltaica, pequeñas hidroeléctricas y bioenergías).

-Centrales Eólicas: Parques de molinos eólicos que aprovechan la fuerza del viento para convertirla en electricidad. En Argentina, estos son los aprovechamientos renovables de mayor disponibilidad, al contar con los mejores promedios del recurso a nivel mundial (cerca al 50%), a pesar de su alta variabilidad, inherente a todas las energías renovables.

-Centrales Solares Fotovoltaicas: Producen electricidad mediante células solares que convierten la luz directamente en electricidad por efecto fotoeléctrico de determinados materiales de absorber fotones y liberar electrones, generando una corriente eléctrica. El país cuenta con muy buenos niveles de radiación solar a lo largo de todo el año; si bien presentan intermitencias por nubosidad.

⁵³ https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sectorial_energias_alternativas-3.pdf

⁵⁴ <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>

"energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26.093".

-Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos: a diferencia de las centrales mayores a 50 MW, aprovechan de igual forma la energía potencial y cinética de cursos de agua para generar electricidad, pero con obras más pequeñas.

-Bioenergías (Generación con Biomasa y Biogás): Producción de electricidad a partir de centrales térmicas que utilizan leña, residuos forestales, agrícolas y/o ganaderos como combustible o utilización de gases de vertedero, gases de plantas de depuración o lodo de depuradoras y residuo sólido urbano (RSU). Así, se utilizan dichos desechos para generación eléctrica, mayormente para autoconsumo, aunque existen algunas centrales vinculadas al SADI.

-Otras Fuentes Renovables⁵⁵: como las tecnologías solar térmica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas y biocombustibles (excepto los usos previstos en la Ley N° 26.093, bioetanol, biodiesel y biogás de origen agropecuario, agroindustrial o de desechos orgánicos; para cortes con combustibles fósiles en el sector transporte de pasajeros y de cargas); no presentan al momento con suficiente grado de desarrollo para su incorporación al SADI.

En este sentido el PNAyMCC incluye en sus metas⁵⁶, convertir 2 millones de toneladas anuales de residuos orgánicos en recursos para la generación de energía al 2028; con un potencial de mitigación de 1 MtCO_{2e}/año y 8 MtCO_{2e} al 2030.

- ✓ **Estado de desarrollo:** la energía eólica seguida por la solar fotovoltaica y de biocombustibles, resultan las más maduras en nuestro país, por los extraordinarios niveles de estabilidad y potencia del recurso eólico en algunas zonas; el alto nivel de radiación solar de otras regiones durante todo el año y el crecimiento de cultivos para desarrollo de biocombustibles.

En las siguientes Tabla 2.2.3-1 y Figura 2.2.3.1 puede apreciarse la participación y evolución de estas tecnologías en las últimas licitaciones, mientras que el resto de las renovables se encuentran en estado de desarrollo incipiente.

Parámetros por Tecnología AÑO 2023	Eól	Sol	PAH	Bioenergías ⁵⁷
Potencia Instalada %	64	24	9	3
Generación %	72	16	6	6
Precio Máx ⁵⁸ Adjud. Ronda 2 RENOVAR U\$S/MWh	56,3	57,0	105	110 a 160
Precio Máx ⁵⁹ Adjud. Ronda 3 RENOVAR U\$S/MWh	60	60	105	110 a 160

Tabla 2.2.3-1: Desarrollo nacional de instalaciones renovables.

Elaboración propia en base a información de CAMMESA.

⁵⁵https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/?doing_wp_cron=1701150679.8162469863891601562500

⁵⁶ Pág. 794 PNAyMCC.

⁵⁷<https://web.archive.org/web/20221024134323/https://www.pwc.com.ar/es/publicaciones/renovar2-energias-renovables-en-argentina.html>

⁵⁸ Clase Proyectos Renovables, Materia Prospectiva y Planificación Energética, Carrera de Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible.

⁵⁹ <https://cammesaweb.cammesa.com/miniren-ronda-3/> <https://www.trsym.com/programa-renovar-miniren-ronda-3/>

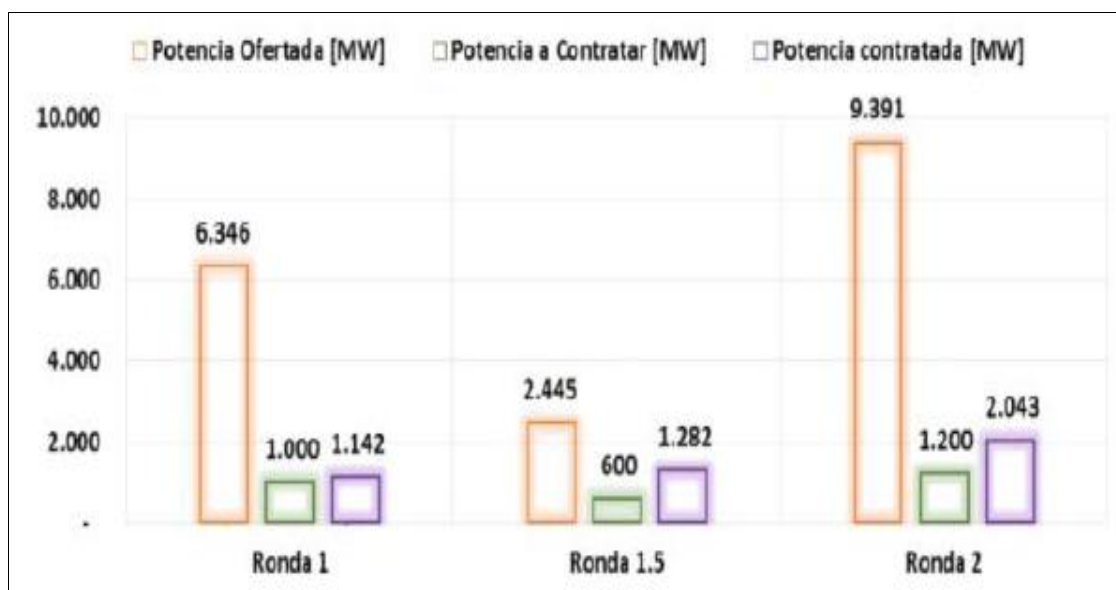


Figura 2.2.3.1: Evolución rondas 1, 1.5 y 2 Plan Renovar.

- ✓ **Vida útil:** si bien depende de cada tipo tecnológico, las condiciones de operación y el mantenimiento apropiado, se estima en 20 a 25 años para la alternativa eólica⁶⁰ y 25 a 30 años para la solar fotovoltaica⁶¹.
- ✓ **Ubicación:** Estas instalaciones se encuentran dispersas en diferentes zonas del país, según la ubicación de los recursos que explotan. Así, la Patagonia ofrece excelentes condiciones para la energía eólica, la región de Cuyo y el Norte es favorable para aprovechamientos solares y donde existen ríos de cordillera o de sierras predomina la instalación de hidroeléctricas de menor escala. Por último, en la región Centro o Nordeste, la abundancia de materia orgánica permite generar energía con biomasa o biogás, como puede apreciarse en las siguientes Figura 2.2.3.2, Figura 2.2.3.3, Figura 2.2.3.4 y Figura 2.2.3.5. Considerando que los nodos de mayor demanda del país se encuentran en su zona central, resulta vital para el desarrollo de estos aprovechamientos contar con redes de transporte suficientes, lo que se ha convertido en el cuello de botella que restringe su expansión. De esta forma, las últimas licitaciones de energías renovables en el país debieron circunscribirse a instalaciones de menor potencia para poder utilizar las redes disponibles de media tensión.

⁶⁰ <https://argentinaeolica.org.ar/novedades/cuanto-contamina-un-aerogenerador-1>
<https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2023/01/02/824-que-dice-la-iea-del-crecimiento-de-la-energia-eolica-para-2027>

⁶¹ <https://iea-pvps.org/key-topics/service-life-estimation-for-photovoltaic-modules/>
 Report IEA-PVPS T13-16:2021, pág. 14: "for economic viability of PV projects, most PV module manufacturers guarantee a power reduction of less than 20%, referenced at standard test conditions (STC), modules tested under 25°C temperatures, 1000 W/m2, irradiance, and air mass 1.5, within 25-30 years of operation. Therefore, in the manufacturers' context, the lifetime of a PV module is often defined as the time required for a PV module to lose its initial STC power by 20% (so-called degradation limit)."

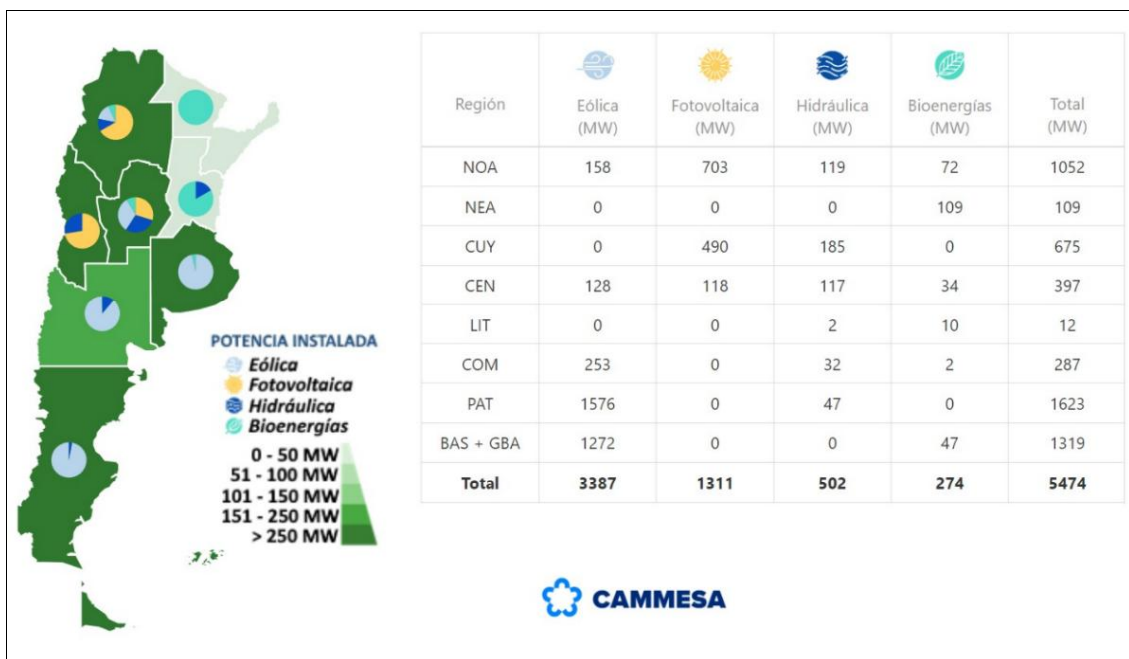


Figura 2.2.3.2: Potencia instalada regional por tecnología renovable.

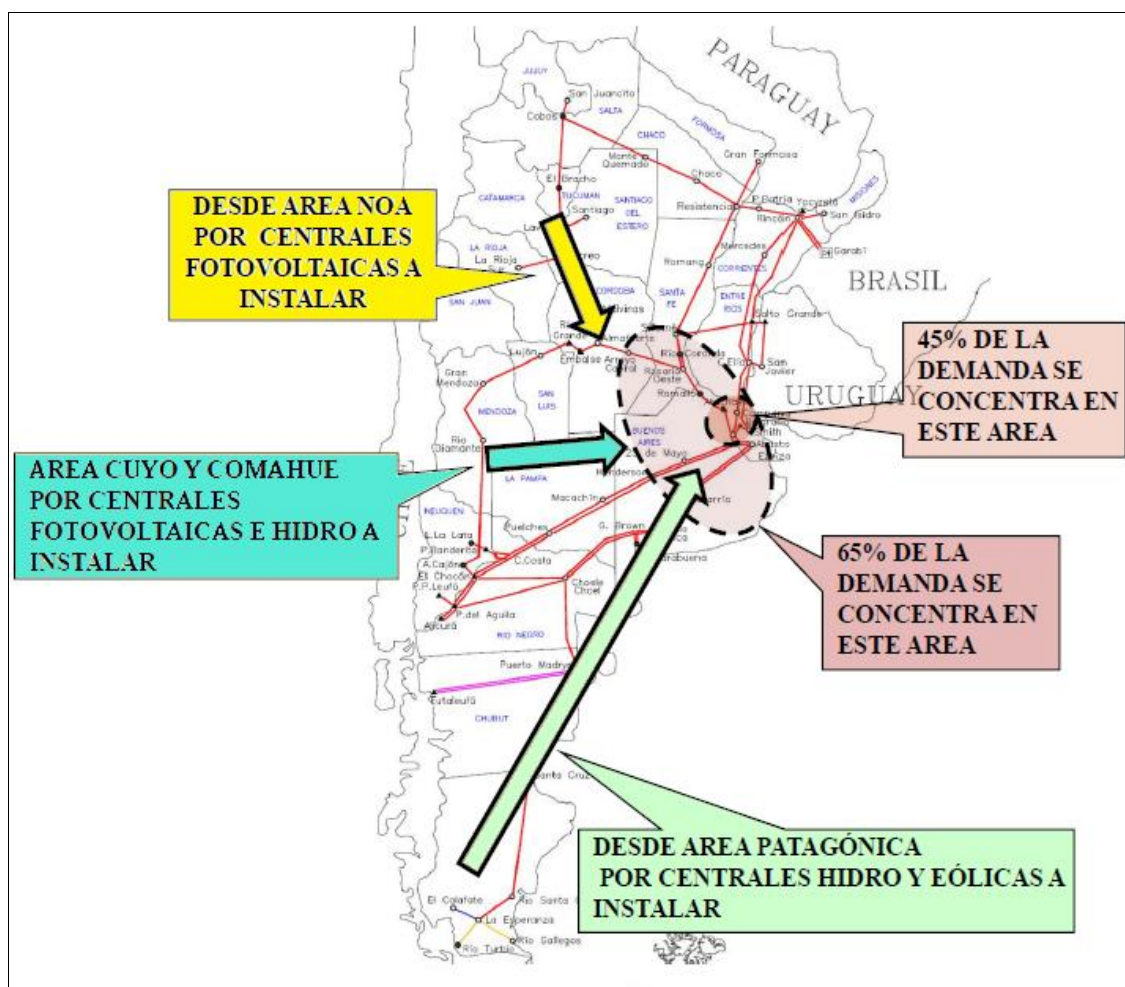


Figura 2.2.3.3: Mapa transporte eléctrico y necesidades de inversión.

Elaboración propia en base a información de CAMMESA.

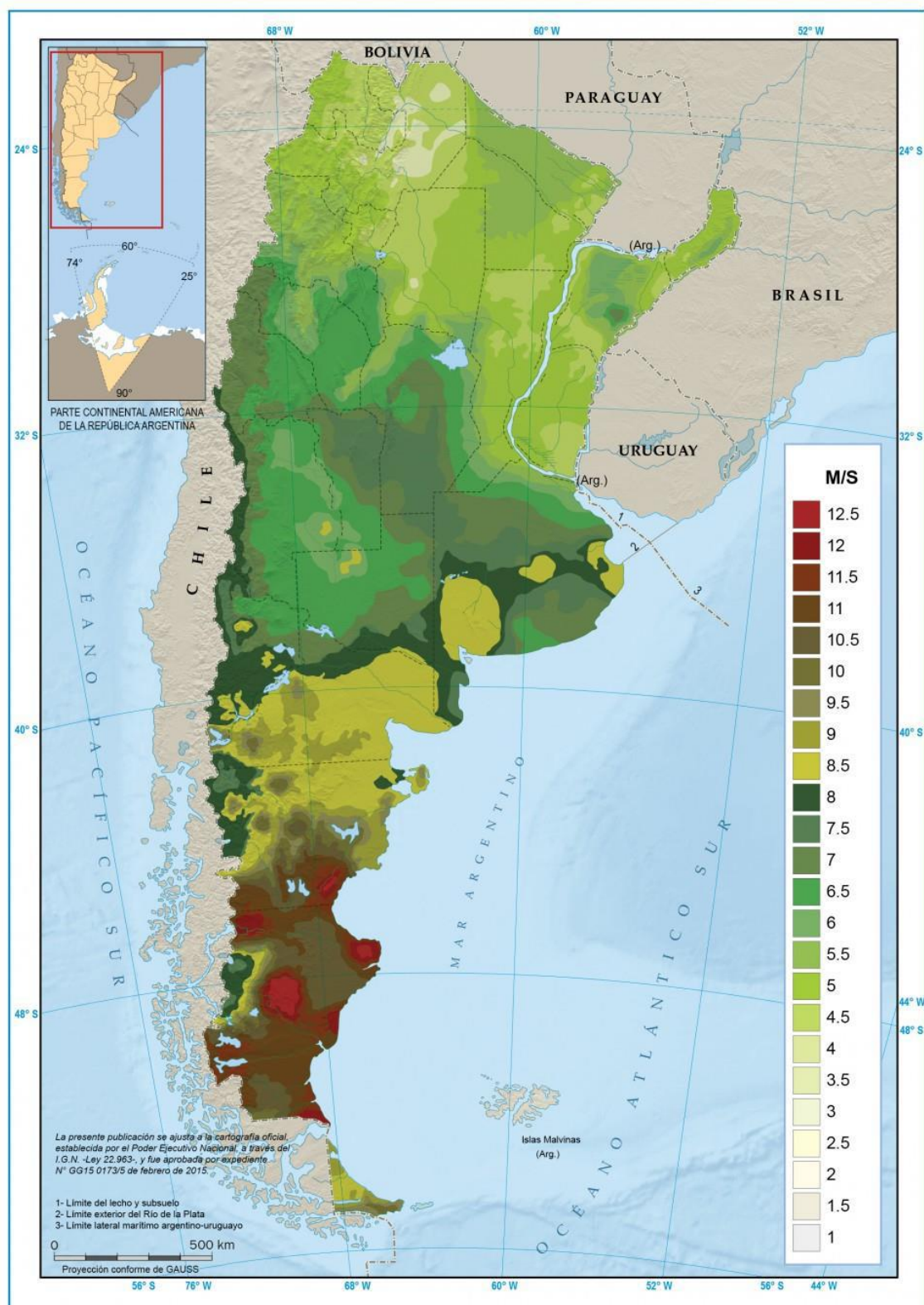


Figura 2.2.3.4: Mapa del recurso eólico velocidad de viento⁶².

⁶² https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-vientos/

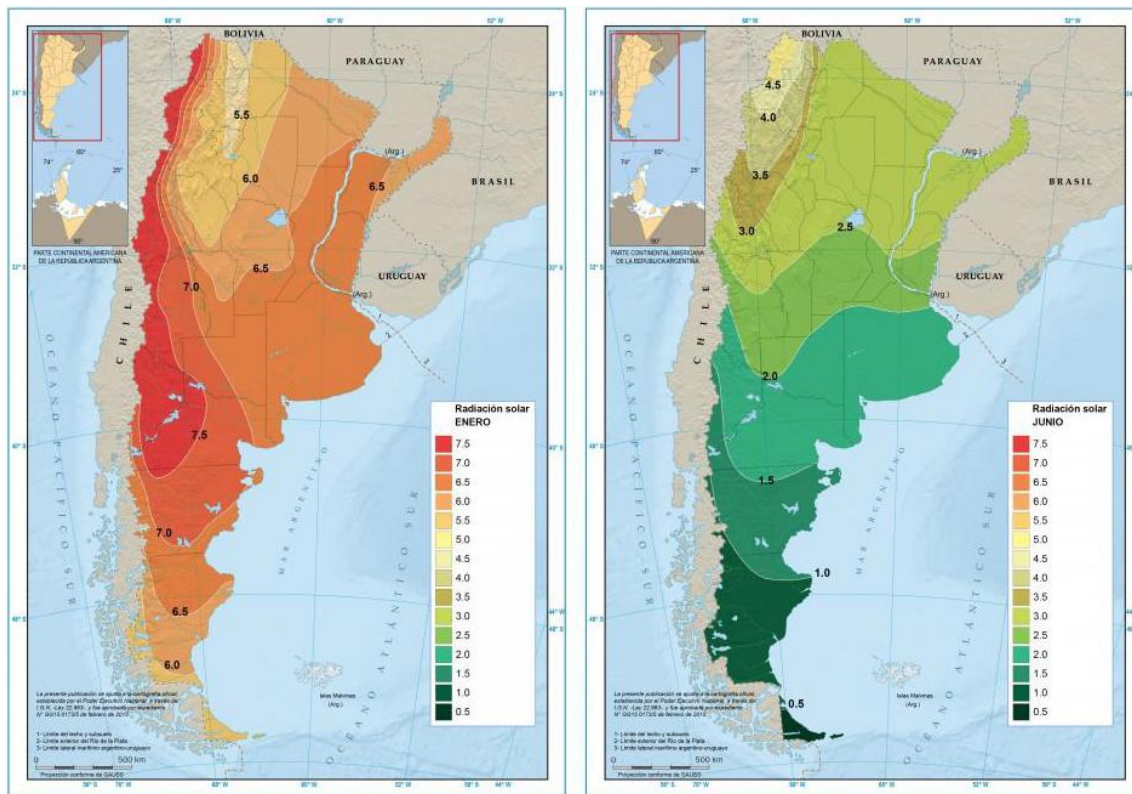


Figura 2.2.3.5: Mapa de radiación solar en kWh/m² en verano e invierno⁶³.

- ✓ **Operación:** En el caso de las energías eólica y solar, al no consumir combustibles y no ser gestionables por la imprevisibilidad de sus recursos, tienen prioridad de despacho para operar en la base del sistema y deben ser respaldadas por otras tecnologías de rápido ingreso al sistema, para cubrir salidas abruptas por interrupciones del suministro.

Por otra parte, los aprovechamientos de biomasa y biogás de origen agropecuario o agroindustrial, suelen tener períodos variables de producción (dependientes de la estacionalidad de obtención de los desechos que se utilizan), por lo que su generación también suele ser intermitente, reemplazando el uso de combustibles fósiles mientras sea posible. De esta forma resultan útiles para descontar demandas y también reducir costos de gestión de residuos.

En cambio, el biogás obtenido del RSU, puede obtenerse con mayor regularidad como subproducto de la gestión de los residuos orgánicos de grandes conglomerados urbanos, disminuyendo los requerimientos de combustibles comerciales de centrales cercanas a su obtención, en caso de que los costos de este aprovechamiento justifiquen las inversiones necesarias.

- ✓ **Costos del recurso:** Por su clasificación de renovables estos recursos se consideran infinitos y no tienen costos asignados, a excepción del hidráulico al que se le asigna un precio diferenciado para el agua embalsada, con el fin de resguardarla para su uso en los picos de demanda o coberturas excepcionales.

⁶³ https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-radiacion-solar/

- ✓ **Cierre:** Cada tecnología tiene sus problemáticas particulares al finalizar su operación, como la acumulación de residuos de turbinas eólicas (complejizado por las dimensiones de sus partes); así como de paneles solares obsoletos; para los cuáles se están buscando aplicaciones y optimización de criterios de disposición. Al tratarse de aprovechamientos que aún no cuentan con demasiada antigüedad, y a la vez con un crecimiento importante, aún se desconoce la magnitud de los deshechos e impactos ambientales acumulativos que acarrearán.
- ✓ **Aceptación social:** A excepción del impacto acústico de los parques eólicos y algunas especies de aves que pueden verse afectadas por estas instalaciones; o los daños identificados para algunos insectos en el caso Solar FV; el público no maneja más información sobre estas tecnologías que sus ventajas en la operación, por no quemar combustibles fósiles. Por otra parte, dado el escaso tiempo de utilización de estos aprovechamientos, pasando de pocas instalaciones por jurisdicción a parques cada vez mayores y más numerosos; aún se desconoce su verdadero impacto a futuro. Ello genera una menor percepción de riesgo y una mayor aceptación por parte del público, al no advertir que los residuos de cada tecnología deben evaluarse “desde la cuna a la tumba”, es decir desde el procesamiento de las materias primas y construcción de las instalaciones, hasta el final de su vida útil.

En virtud de lo anterior se detectan las **principales ventajas:**

- ✓ Bajos costos relativos de inversión, comparados con otras alternativas
- ✓ Plazos cortos de construcción
- ✓ Sin costos de combustible
- ✓ Aceptación social
- ✓ En estado de desarrollo de innovación a nivel mundial

A continuación, se listan las **desventajas:**

- ✓ Elevados costos de las bioenergías comparados contra la energía solar y fotovoltaica⁶⁴
- ✓ Alta variabilidad y dificultades de previsión en la disponibilidad de estos recursos
- ✓ Requerimientos de generación de base firme para compensar su variabilidad
- ✓ Disponibilidad de recursos alejados de los concentrados centros de demanda
- ✓ Altos requerimientos de inversión en transporte eléctrico y mecanismos de protección para responder ante bruscas salidas de servicio.

⁶⁴ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/316407/texto>

Particularmente en el Plan RENOVAR, se han planificado y licenciado proyectos renovables sin contemplar los requerimientos de transporte, por lo que en la licitación de Ronda 3 (MINIREN) fue necesario reducir la potencia de los proyectos posibles a incorporar hasta 400 MW⁶⁵, para poder utilizar las redes de media tensión, al no contar con margen disponible para las de AT. Una cantidad significativa de proyectos adjudicados en las rondas 1, 1.5, 2 y 3 presentan un retraso en el cumplimiento de los hitos de avance de obra establecidos en sus respectivos contratos.

Por esta falta de planificación e inversiones, se desaceleró un mayor ingreso de renovables, a lo que en diciembre de 2023 se respondió con la convocatoria RenMDI, para proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar Generación Renovable y/o instalaciones de almacenamiento de energía, en puntos específicos de la red de Transporte por Distribución Troncal y/o de Distribución. Con ello se pretendió incrementar la participación de la generación renovable en el abastecimiento, disminuyendo o eliminando restricciones de suministro y generación forzada.

2.2.4. Generación Renovable Distribuida conectadas al SADI

Esta medida contempla el uso de fuentes de energía renovables⁶⁶ en la generación de energía eléctrica a nivel residencial y comercial/industrial pequeño, conectada a la red, con destino al autoconsumo y la posibilidad de inyectar eventuales excedentes a la red pública de distribución. De esta forma pueden aprovecharse los sobrantes marginales de demanda en hogares, edificios, industrias y PyMEs, para lograr un ahorro en su factura del servicio eléctrico de hasta un 30⁶⁷ % y contribuir a la mitigación del cambio climático, disminuyendo así los requerimientos para el resto de las centrales y sistemas de transporte y distribución de energía.

De esta forma, la Generación Distribuida⁶⁸ (GD) en Media Tensión (MT) y Micro-Generación Distribuida (MGD) en Baja Tensión (BT), brindan la posibilidad de autoconsumo e inyección de excedentes a la red bajo un nuevo paradigma. Los pequeños medios de generación distribuida (PMGD) se conectan a un sistema de distribución, y los pequeños medios de generación (PMG) se conectan al sistema de transmisión.

El marco regulatorio⁶⁹ está dado por la Ley 27.424, su decreto reglamentario 968/18 y demás normativa asociada; diseñada para que los aportes resulten neutros para las distribuidoras, sin necesidad de refuerzo de la red; continuando la operación sin requerir información sobre el estado de la

⁶⁵ <https://econojournal.com.ar/2018/09/minicentrales-renovables-lanzan-licitacion-para-instalar-400-mw/>

⁶⁶ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida>

⁶⁷ <https://ingenieriayeficiencia.com/generacion-distribuida-de-energia/>

⁶⁸ <https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/133783>

⁶⁹ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/legislacion>

misma. Así, las protecciones y dispositivos quedan a cargo del inversor y el usuario generador recibe el mismo precio estacional sancionado al que la distribuidora le compra a CAMMESA.

Por otra parte, la Res. 235/24 de SE amplió el límite máximo de autoconsumo de 2 a 12⁷⁰ MW de potencia de fuentes renovables, permitiendo inyectar los excedentes a la red de distribución, en un monto equivalente a la categoría que les corresponda. Buscando incentivar la EE y sumar más energía al sistema, la SE y el Banco Nación lanzaron un Programa de Reconversión con financiamiento y condiciones preferenciales, para equipamientos destinados a la GD, electrodomésticos y otros materiales que contribuyan a la eficiencia en hogares y empresas.

Considerando que los países vecinos vienen logrando una gran evolución⁷¹ en este sistema en los últimos años, con esquemas de generación distribuida de hasta 9 MW para Chile, o de hasta 5 MW para Brasil (reducidos a 3 MW en 2023), como se muestra en Figura 2.2.4.1, las empresas del sector venían demandando aumentos en el máximo de 2 MW, para mejorar el impulso a proyectos renovables de baja y mediana escala. Ello respondía a las dificultades en alcanzar el objetivo del 16% en la participación de fuentes renovables (sobre el total del consumo propio de energía eléctrica) y los 14.563 usuarios-generadores establecidos en el PANEYCC 2017. Esta situación ha venido mejorando, más en potencia instalada que en usuarios generadores⁷², como se aprecia en la siguiente Tabla 2.2.4-1.

Desarrollo anual GD	Usuarios	kW	Variación Interanual %		
			Usuarios	kW	Período
2019	66	679	412,12	363,18	2019-2020
2020	338	3.145	111,24	189,54	2020-2021
2021	714	9.106	50,14	99,78	2021-2022
2022	1.072	18.192	48,60	68,70	2022-2023
2023 ⁷³	1.593	30.689	2.313,64	4.419,73	2019-2023

Tabla 2.2.4-1: Evolución de Potencia Instalada de GD 2019-2023.

Elaboración propia según fuentes referenciadas.

⁷⁰ <https://www.argentina.gob.ar/noticias/se-amplia-el-tope-para-la-generacion-distribuida-de-2-mw-12-mw>

⁷¹ <https://www.energiaestrategica.com/empresarios-argentinos-le-proponen-al-gobierno-replicar-el-modelo-de-pmgd-chileno/> El PMGD chileno acumula 1679 MW (1186 MW solares, el 71% del total); y el brasileño lidera sin pausa en la región con 8368 MW de los 13 GW fotovoltaicos instalados a principios de 2022.

⁷² <https://portalsolar.com.ar/actualidad/generacion-distribuida/la-generacion-distribuida-llego-para-quedarse/>

⁷³ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/reportes-de-avance-implementacion-de-la-ley-27424>

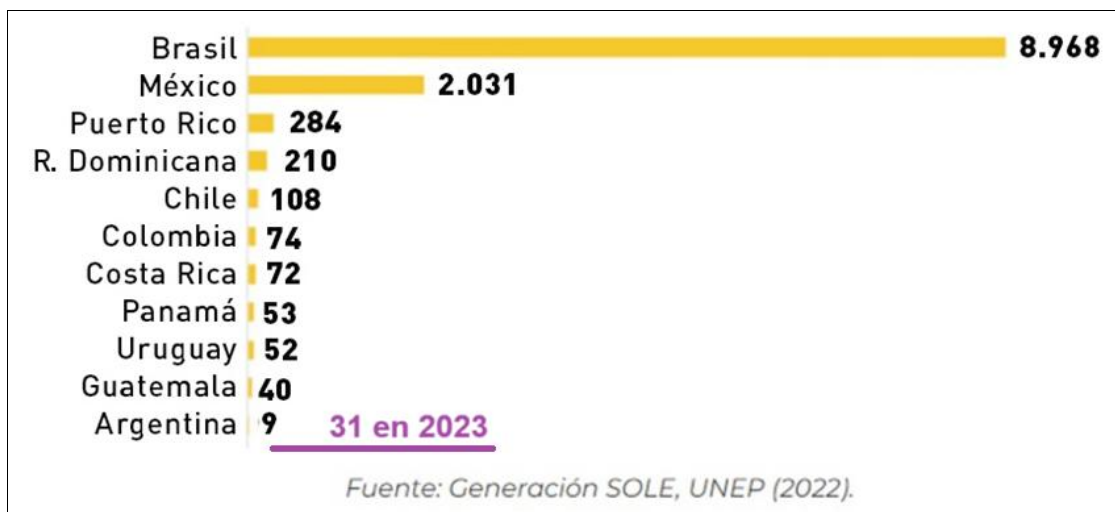


Figura 2.2.4.1: Potencia⁷⁴ Instalada de GD América Latina 2021/23 en MW.

De esta forma, para que la GD continúe desarrollándose en Argentina y cumplir el objetivo de 1.000 MW en 2030, es necesario lograr:

- estabilidad del contexto macroeconómico, propicio para el desarrollo de inversiones y que permita disponer de insumos para el sector;
- existencia de financiamiento con condiciones favorables, para “repartir” el peso de la inversión en el tiempo;
- certidumbre sobre las tarifas de energía eléctrica para calcular el repago de las inversiones;
- completitud del marco normativo (adhesión y reglamentación de las provincias que todavía no lo hicieron, creación del registro de instaladores calificados y actualización de los beneficios establecidos en la norma).

Como la Ley Nacional N° 27.424 faculta a la autoridad de aplicación a crear incentivos, las cámaras renovables proponen realizar planes de PMGD con mecanismos especiales para aprovechar la capacidad en las redes de distribución, financiamiento en pesos como inversión de capital para evitar la presión cambiaria especulativa, y sustituir el modelo del Programa RenovAr (más de 1.000 MW en stand by), sin necesidad de un marco jurídico nuevo con tratamiento parlamentario.

Sin embargo, esta Ley solo prevé autoconsumo con eventuales inyecciones de excedentes, para descontar demanda a la generación centralizada. De esta forma, esta MM queda reducida a una micro-generación distribuida con un límite máximo que, hasta 2024, fue de 2⁷⁵ MW (extendido a 12⁷⁶ MW, por Res. 235/24 de SE). Otros países como Brasil, que cuenta con

⁷⁴ <https://portalsolar.com.ar/actualidad/generacion-distribuida/la-generacion-distribuida-llego-para-quedarse/>

⁷⁵ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/preguntas-frecuentes#1>

⁷⁶ <https://www.argentina.gob.ar/noticias/se-amplia-el-tope-para-la-generacion-distribuida-de-2-mw-12-mw>

instalaciones individuales habilitadas de hasta 5 MW (3⁷⁷ MW desde 2023), ha logrado alcanzar un estimado de 16 GW⁷⁸ instalados, contra los 0,3 GW⁷⁹ existentes en el país, (de los 43 GW totales de capacidad instalada).

Debido a la situación económica actual del país, la inserción de estas tecnologías implicaría un alto costo de inversión y mantenimiento para el usuario generador, (que sumado a los importantes gastos y aumentos que ya se afrontan (por ejemplo, para consorcios de copropietarios de edificios), dificultan superar las barreras a la introducción de estas instalaciones.

Como en las demás medidas de demanda, para lograr disminuir las barreras económico-financieras que dificultan este recambio tecnológico, se requieren planes y estímulos estatales específicos que promuevan su desarrollo.

De esta forma, el objetivo⁸⁰ incondicional de esta MM propone alcanzar los 1.000 MW instalados de potencia con 56.000 usuarios-generadores al año 2030, considerando sistemas fotovoltaicos de una potencia de 2,5 kWp (para usuarios de tipo residencial) y 50 kWp (para usuarios de tipo comercial/industrial pequeño). Los sistemas eólicos o de otro tipo no se consideraron para la cuantificación, pero están incluidos dentro de la medida.

✓ **Tipos de tecnologías renovables de generación distribuida disponibles en el país: 1** - Inicialmente solar fotovoltaica, si bien se encuentran habilitadas⁸¹ para operar bajo esta modalidad además, centrales eólicas, a biogás, biomasa e hidroeléctricas.

-Microgeneración eléctrica: Consiste en pequeñas fuentes de generación eléctrica de energías renovables distribuidas por la ciudad, para autoabastecerse y descontar demandas del abastecimiento centralizado. Puede tratarse de: placas solares fotovoltaicas (fv) instalables en cualquier edificio, pequeños generadores eólicos pensados para instalarse en una fuente de alumbrado y aportar a la red la energía que no necesiten, pudiendo llevar integradas pequeñas placas fv que generen electricidad en combinación con el aerogenerador.

-Vehículos eléctricos o híbridos (*Smart Grids*): en los casos en que el flujo de electricidad pueda invertirse gracias a las redes inteligentes; las baterías de estos vehículos pueden aportar electricidad a la red en los momentos en que no se utilicen para el transporte; cargándose durante las “horas valle” de menor demanda eléctrica. Su ventaja es la rapidez con la que pueden entregar esa energía, que no todas las fuentes de generación pueden brindar, al requerir tiempo para entrar en régimen y generar energía. Esta alternativa aún se vislumbra lejana para Argentina,

⁷⁷ <https://www.pv-magazine-latam.com/2023/03/30/la-generacion-solar-distribuida-en-brasil-supera-los-19-gw/>

⁷⁸ <https://www.bnamerica.com/es/noticias/capacidad-de-generacion-distribuida-de-brasil-podria-crecer-15>

⁷⁹ <https://www.energiaestrategica.com/argentina-finalizo-el-2022-con-mas-de-18-mw-en-generacion-distribuida/>

⁸⁰ PANEyCC Versión 2 2019, Pág. 18.

⁸¹ https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2018/08/ley-27424_actualizado.pdf

que, si bien planifica la inserción paulatina del transporte sostenible, aún se encuentra en etapa de proyecto para las próximas décadas, dada la rigidez del sistema de transporte, la magnitud de los cambios requeridos y las barreras económico financieras para incorporar estas tecnologías en reemplazo de las actuales.

- ✓ **Vida útil:** Se toma para la determinación de su vida útil la de la tecnología renovable utilizada en cada caso.
- ✓ **Estado de desarrollo:** Se trata de una medida aplicación incipiente, en estado de innovación.
- ✓ **Ubicación:** Fue diseñada para aplicarse a sectores residenciales, comerciales y aislados, pudiendo ubicarse tanto en ciudades como en zonas rurales.
- ✓ **Operación:** Al igual que para las tecnologías renovables conectadas al SADI, la generación distribuida no consume combustibles y tampoco es gestionable por la imprevisibilidad de sus recursos; pero se utiliza para descontar demanda eléctrica.
- ✓ **Costos del recurso:** Si bien por su clasificación de renovables estos recursos se consideran infinitos y no tienen costos asignados, la tecnología que permite su aprovechamiento presenta costos de inversión y mantenimiento que constituyen una barrera a su adquisición para un usuario final. Para el caso de un usuario industrial o comercial, de acuerdo a su consumo y tarifa eléctrica, determinará si estos costos resultan convenientes o no.
- ✓ **Cierre:** Según lo mencionado para las alternativas renovables, cada tecnología presenta problemáticas particulares al finalizar su operación, como acumulación de residuos; para los cuáles se están buscando aplicaciones y optimización de criterios de disposición. Al tratarse de aprovechamientos recientemente instalados, aún se desconoce la magnitud de los desechos e impactos ambientales.
- ✓ **Aceptación social:** En forma similar al caso de las tecnologías renovables, el público únicamente conoce de estas tecnologías sus ventajas en la operación por no quemar combustibles fósiles. Dado su escaso tiempo de utilización, aún se desconocen sus verdaderos riesgos e impactos ambientales acumulativos. Ello genera una menor percepción de riesgo y una mayor aceptación por parte del público, al no advertir que los residuos de cada tecnología deben evaluarse desde el procesamiento de las materias primas y construcción de las instalaciones, hasta el final de su vida útil.

Como información adicional relevante, en el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al CC, se mencionan las siguientes Barreras regulatorias⁸² para la ejecución de esta MM:

⁸² Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático, Pág. 786.

- ✓ se requiere la adhesión de las provincias y CABA a la Ley 27.424 “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”, sancionada en diciembre de 2017.
- ✓ La normativa establece los requisitos mínimos de las partes, distribuidor y usuario-generador, de los equipos de generación distribuida, los sistemas de medición y, a su vez, establece el esquema de facturación y los beneficios promocionales tanto para la demanda de equipos.
- ✓ Barreras económicas y de financiamiento: vinculadas con señales de precios de la energía residencial y acceso limitado al crédito por parte de las familias, el sector comercial y las PyMEs.
- ✓ Potenciales barreras de las distribuidoras que pueden ver complicada su incorporación masiva.

2.2.5. Generación Renovable Aislada del SADI

Esta medida propone la incorporación de generación renovable en viviendas e instalaciones públicas aisladas de la red del SADI, en reemplazo de generadores a carbón de leña y motores diésel, para disminuir las emisiones asociadas a estos combustibles. Por ello, posee las mismas características de las centrales renovables interconectadas, sumando además la ventaja instalarse in situ, donde la demanda lo requiere, por ejemplo, para uso de escuelas rurales.

En este sentido el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) tiene por objeto facilitar el acceso a la energía de poblaciones rurales dispersas y alejadas de las redes de distribución, como puede apreciarse en la siguiente Tabla 2.2.5-1. Al contar estas ubicaciones con bajas densidades poblacionales, esta medida representa un impacto menor en relación a las demás, pero corresponde considerarse por razones de equidad del servicio energético, para toda la población.

SERVICIO POR SECTOR	PI 2022 kW	% PI	Cantidades a 07/ 2023 ⁸³
Hogares	5.275	67,4	34.641
Escuelas	2.180	27,9	671
Servicio Público	342	4,4	836
Agropecuario	28	0,4	6.860
TOTAL	7.825	100,0	

Tabla 2.2.5-1: Distribución PERMER⁸⁴ por sector año 2022/23.

- ✓ **Tipos de tecnologías renovables aisladas de generación disponibles en el país: 2**

⁸³ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/permer/permer-en-numeros>

⁸⁴ Relevamiento Estadístico de Energía del Sector Eléctrico 2022.

Energía eólica y Solar fotovoltaica, con todas las características mencionadas en la descripción de las MM anteriores.

2.2.6. Sustitución de Combustibles Fósiles por Biocombustibles

Se considera la utilización de combustibles de origen vegetal para el corte de combustibles de origen fósil, en el transporte carretero, incluyendo biodiesel y bioetanol; de acuerdo a las leyes 26.093 del año 2006 y 27.640 de marco regulatorio de biocombustibles. Si bien no se utilizan para generación eléctrica, se mencionan en este trabajo como una de las MM comprometidas por el país.

De acuerdo al Decreto 438/22⁸⁵, todo combustible caracterizado como gasoil o diésel deberá ser mezclado con la especie de biocombustible denominada 'biodiesel', en un porcentaje mínimo del siete coma cinco por ciento (7,5%) sobre la cantidad total del producto final; (originalmente el corte fue del 5%, luego elevado a un 10% y reducido finalmente a este valor intermedio).

De igual forma, el combustible líquido clasificado como nafta que se comercialice dentro del territorio nacional, deberá contener un porcentaje obligatorio de bioetanol del doce por ciento (12%), en volumen, medido sobre la cantidad total del producto final.

La metodología⁸⁶ aplicada por el país para determinar el volumen de biocombustibles para cada período y jurisdicción, considera los datos estadísticos de corte de biocombustibles de la Secretaría de Energía (SE), para separarlos de los demás combustibles incluidos conjuntamente en las tablas "Refinación y Comercialización de Petróleo, Gas y Derivados (Tablas Dinámicas)".

✓ Tipos de BIOCOMBUSTIBLES disponibles en el país: 2.

-Biodiesel⁸⁷: En la Argentina, el biodiesel es producido exclusivamente a partir del cultivo de soja (*Glycine max*) como materia prima, cuyo principal insumo es el aceite de soja. Del procesamiento del grano de soja se obtiene aceite, concentrados y harinas proteínicas. A través de un proceso químico denominado *transesterificación*, mediante el cual el aceite se combina con alcohol, se obtienen ésteres metílicos, es decir biodiesel. Estos metilésteres se alcanzan una vez que pasaron por varias fases que incluyen la separación, purificación y estabilización.

-Bioetanol⁸⁸: obtenido mediante el proceso de fermentación a partir de biomasa, puede utilizarse mezclado con nafta en cantidades variables, en estado puro (sin mezclar) como una alternativa a la nafta, o bien, para la fabricación del etil-tri-butil-éter, un componente de naftas reformuladas que reemplaza al metil-tert-butil éter. Actualmente, la producción de

⁸⁵ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27640-352587/texto>

⁸⁶ Informe Metodológico - Asignación por Jurisdicción del Inventario de GEI de Argentina, Pág. 8.

⁸⁷ https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/observatorio_bioeconomia/indicadores/06/index.php#:~:text=En%20la%20Argentina%2C%20el%20biodiesel,es%20el%20aceite%20de%20soja.

⁸⁸ https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/observatorio_bioeconomia/indicadores/07/index.php

bioetanol en la Argentina se elabora en base a la melaza, un sub-producto de fabricación de azúcar, de jugo directo de caña de azúcar (*Sacharum officinarum* L) y de los cereales, principalmente el maíz (*Zea mays*), el cual fue incorporado con posterioridad a la caña.

-Biogás: gas producido por la descomposición de materia orgánica. Si bien se describe como biocombustible en la ley 26.093 del año 2006, **no se encuentra considerado en la ley 27.640 de marco regulatorio de biocombustibles.**

Entre las barreras para lograr una implementación exitosa de esta medida se encuentran:

- ✓ Alta dependencia del desarrollo de esta medida con los precios del petróleo, que ya de por sí presentan alta volatilidad.
- ✓ El fuerte liderazgo regional de Brasil (Figura 2.2.6.1), vuelve menos atractivo el desarrollo de este sector, para abastecer únicamente el mercado local. El país vecino es segundo productor mundial y desarrollador de biocombustibles, cuenta con un parque vehicular adaptado al consumo mixto de estos combustibles y los tradicionales, así como importantes ventajas competitivas (mayor oferta, ubicación más cerca a los mercados globales, menores costos de transporte, etc.).
- ✓ La tasa de corte obligatoria de biodiesel no se ha mantenido en los valores que las empresas esperaban, (variando entre un 5 un 10 %, planificando incluso un 16⁸⁹% y logrado finalmente un 7,5%). Esto dejó excluidas del mercado interno⁹⁰, a empresas vinculadas a la exportación de soja y derivados, generando una puja de precios y consecuentes restricciones.
- ✓ Su producción puede generar competencia con el territorio agrícola y recursos hídricos utilizados para el mercado de alimentos⁹¹, llevando a un alza en el precio de éstos últimos, y pudiendo aumentar la deforestación.

Por su parte el PNAYMCC establece como metas:

- ✓ Al 2026, se incrementa el corte obligatorio de bioetanol gradualmente hasta alcanzar el 15%.
- ✓ Al 2030: se logra abastecer el 20% de la oferta de nafta y gasoil para transporte con biocombustibles y se crean herramientas para la producción y uso de biocombustibles en la aviación.

⁸⁹ PANeyCC Versión 2 2019, Pág. 19.

⁹⁰ <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/la-66>

⁹¹ https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-27242011000100009#:~:text=Adem%C3%A1s%2C%20los%20biocombustibles%20se%20producen,el%20agua%2C%20y%20la%20deforestaci%C3%B3n.

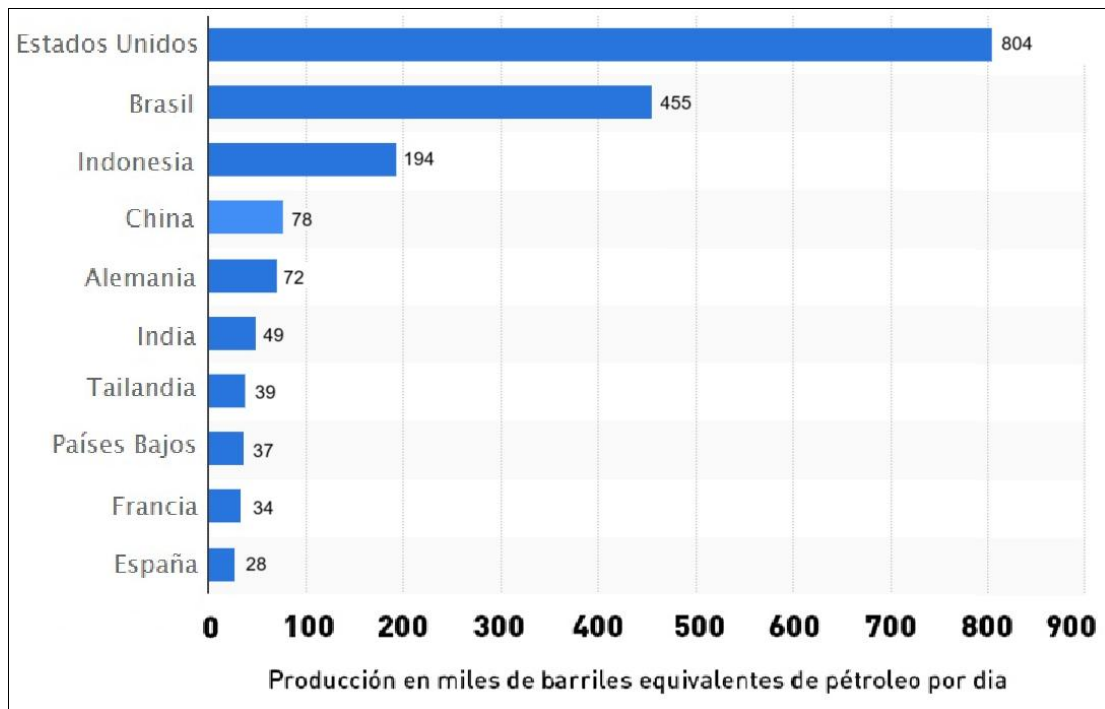


Figura 2.2.6.1: Ranking de Producción Mundial Biocombustibles⁹² 2023.

2.2.7. Sustitución de Combustibles Fósiles por GN

Considerando los mayores factores de emisión de combustibles fósiles carbono-intensivos (carbón, fueloil y diésel) para generación de energía eléctrica conectada a red, al sustituirlos por GN se obtiene una disminución de emisiones considerable.

Por ello esta medida impulsa el remplazo de combustibles líquidos y sólido más contaminantes, que actualmente se siguen utilizando para abastecer la demanda ante la escasez de GN y las dificultades económicas para costear las importaciones de combustibles.

Por otra parte, existen en el parque eléctrico tecnologías utilizadas en forma forzada para no desabastecer la demanda, que no admiten GN como combustible y deberían ser reemplazadas por nuevas tecnologías más eficientes que sí lo hagan.

Sin embargo, lograr el abastecimiento de GN necesario para este reemplazo, requiere de la explotación planificada de los yacimientos no convencionales de Vaca Muerta, para que el país vuelva a lograr el autoabastecimiento energético conseguido en décadas pasadas, disminuyendo o eliminando la necesidad de importaciones de combustibles, con sus consecuentes ventajas sobre la balanza comercial. Si bien la producción de gas de este yacimiento se considera suficiente para reemplazar los combustibles sólido y líquidos para generación eléctrica en el país, hay que evaluar la conveniencia de incorporar nuevos ductos, aumentar las presiones de transporte

⁹² <https://es.statista.com/estadisticas/635730/paises-lideres-en-la-produccion-de-biocarburante/>

y otras medidas, como lograr una gestión de la demanda que logre achatar la curva estacional de este insumo y utilizar energéticos alternativos en los períodos de mayor demanda invernal.

2.2.8. Mejoras en la Eficiencia de Centrales Térmicas

Esta medida contempla aumentos de eficiencia en la generación térmica fósil, que incluye actividades como actualización y recambio de partes de maquinarias mejorables; reemplazo de centrales ineficientes, así como el ingreso de turbinas de gas o de vapor a ciclo abierto, para transformarlas en sistemas de ciclo combinado⁹³, entre otros; conservando una cantidad mínima de turbinas de gas que permita resguardar cierta flexibilidad para el abastecimiento de las demandas de punta.

Una importante barrera para el cumplimiento de estas mejoras, es la falta de inversión en transporte eléctrico, ya que muchas tecnologías obsoletas de generación forzada persisten en el país para no desabastecer las crecientes demandas regionales. Así, los retrasos en las inversiones necesarias, implican un mayor consumo de fósiles y de emisiones asociadas, respecto de lo previsto y planificado al momento de realizar los compromisos ambientales del país.

⁹³ La adecuación tecnológica de los cierres de ciclo incluye la instalación de calderas recuperadoras de calor y de turbinas de vapor.

3. ANÁLISIS DIMENSIONAL DE LAS MM SELECCIONADAS

En este capítulo se individualizarán las MM foco del presente trabajo y someterán a un relevamiento enfocado en las siguientes dimensiones:

- i. **Ambiental:** para evaluar el ajuste entre los compromisos realizados y la reducción potencial de emisiones esperada por la aplicación de las MM seleccionadas.
- ii. **Tecnológica:** para analizar el estado de desarrollo actual y esperado de las MM propuestas, en función de su evolución, características técnicas y requerimientos específicos.
- iii. **Económica:** para comparar los aspectos socio-económico-financieros y jerarquizar a las MM según su capacidad de brindar la energía más limpia al mínimo costo y de acuerdo a las posibilidades del país.
- iv. **Regulatoria:** para especificar las restricciones y dificultades de promoción de las MM a nivel nacional, debidas a la organización jurisdiccional y procesal - administrativa vigente, permitiendo de esta forma una priorización entre las mismas en función de su real disponibilidad.
- v. **Análisis integral de las 4 dimensiones:** para evaluar la consistencia de las MM con los objetivos perseguidos en cada dimensión, e identificar barreras a que las políticas públicas desarrolladas logren el impacto de mitigación esperado o resulten limitadas para el logro de los objetivos perseguidos. Ello conducirá a determinar posibles acciones mitigatorias relevantes.

3.1. RECORTE CONCEPTUAL Y DETALLE DE LAS MM SELECCIONADAS

El alcance de este trabajo abarca el **análisis de las MM propuestas y en desarrollo para el sector Eléctrico**, en donde el Estado tiene más oportunidades para conducir políticas climáticas, interviniendo y dando señales a los demás actores; y se dispone, además, de un conjunto estadístico completo en materia de emisiones.

De esta forma, considerando que la política energética desempeña un rol de especial significación dentro de las políticas de desarrollo, el Estado viene realizando una Planificación Indicativa, en la cual se acuerda con los privados sobre inversiones y obras específicas que tendrán injerencia en el desarrollo futuro de la matriz eléctrica.

Partiendo entonces del detalle ya presentado de las 16 MM comprometidas por Argentina ante la CMNUCC, **el presente análisis se concentrará únicamente en las 3 que resultaron cuantificables, particularmente para el sector eléctrico**, según el documento “Memoria de

Cálculo Avance de la Implementación de las Medidas de Mitigación a los Objetivos 2030 para el Sector Energía⁹⁴.

En este sentido, el sector Transporte de Pasajeros y de Cargas junto a de Generación Eléctrica, cuentan con mayores niveles de emisiones tanto por sus niveles de actividad como por su alta dependencia de los combustibles fósiles, incidiendo fuertemente en las emisiones totales del Sector Energía. En la siguiente Figura 3.1.1 se aprecia la importancia de la distribución de emisiones GEI en los períodos 2014 y 2018.

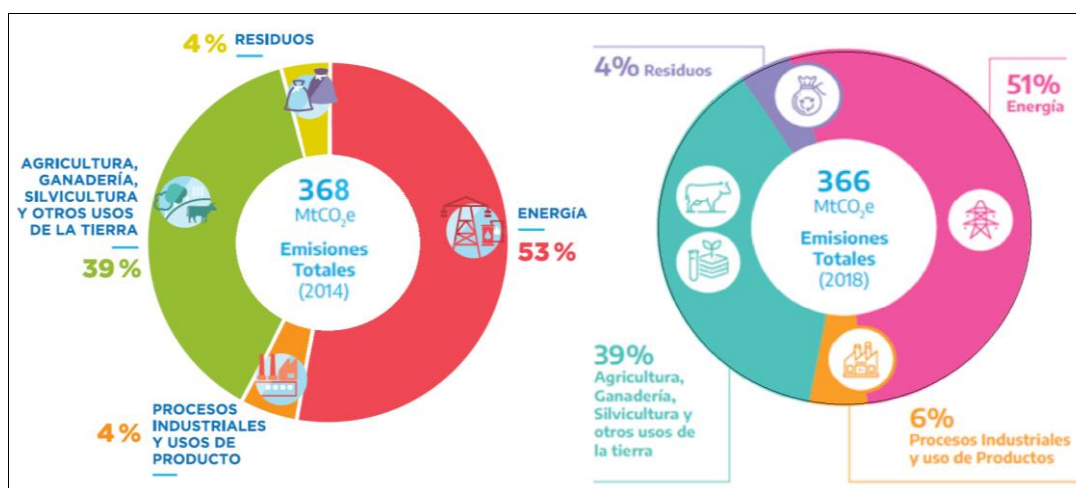


Figura 3.1.1: Emisiones⁹⁵ GEI Argentina 2014 y 2018.

Por tal motivo, se apuesta a que gran parte de los combustibles líquidos actualmente utilizados en este sector, sean sustituidos por GN, biocombustibles y electricidad (con una previsión de generación adicional específica para lograr este enorme cambio); sin descartar la alternativa del hidrógeno, cuyo desarrollo se espera alcanzar en el futuro.

Ello responde a que en su combustión completa el GN posee menores factores de emisión de CO_{2e} que el resto de los combustibles fósiles, para similares o mayores poderes caloríficos; resultando a la vez más limpio para las máquinas térmicas que sus alternativas líquidas y sólidas. Por ello para el sector eléctrico se apuesta a un mayor reemplazo de combustibles líquidos por GN, sin considerar la incorporación de biocombustibles para generación eléctrica, al ofrecer mayores posibilidades de mitigación en los sectores transporte, industrial y agropecuario, en reemplazo de naftas, gasolinas y otros combustibles.

Cabe aclarar que de acuerdo al documento Plan Nacional Adaptación y Mitigación al Cambio Climático⁹⁶ de 2022, el Sector Transporte por sus características particulares, responde a una línea estratégica propia, mientras

⁹⁴ <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados#monitor>

⁹⁵ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/222018/20191127> PANeyCC Pág. 62.
<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/cuarto-informe-bienal> IBA 4 Pág 15.

⁹⁶ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/plan-nacional#:~:text=El%20Plan%20Nacional%20de%20Adaptaci%C3%B3n,a%20los%20impactos%20del%20cambio>

que el Sector Eléctrico quedaría incluido dentro de la línea estratégica Transición Energética, como puede apreciarse en la siguiente Figura 3.1.2.

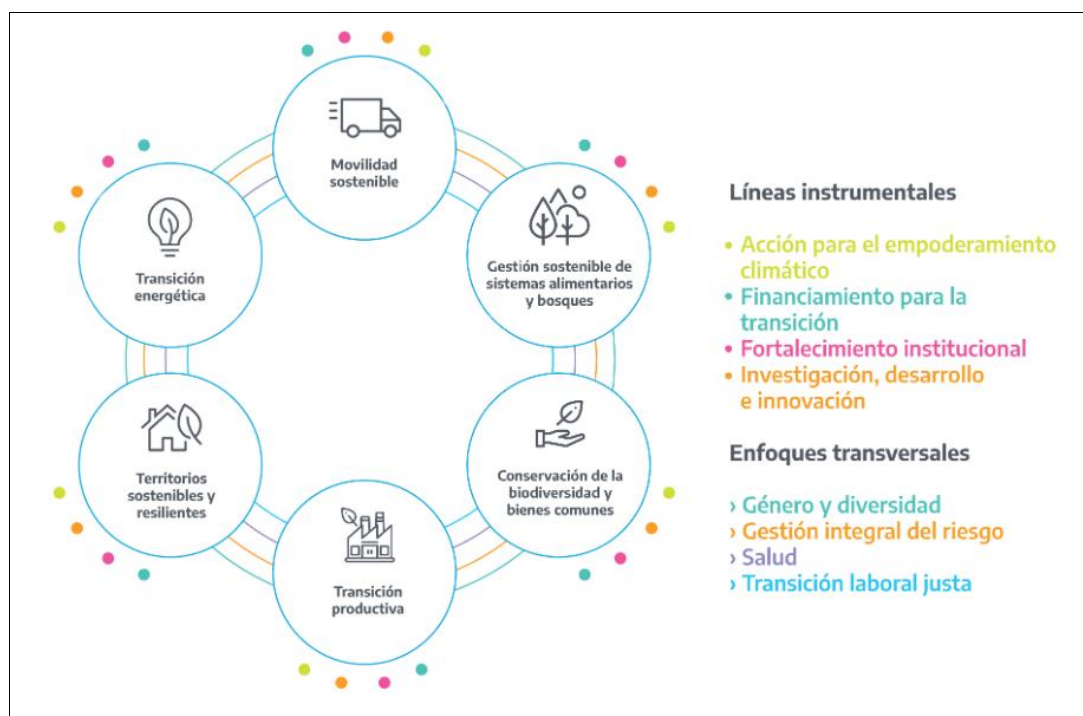


Figura 3.1.2: Líneas Estratégicas PNAYMCC.

Por lo tanto, del mencionado documento “Memoria de Cálculo Avance de la Implementación de las Medidas de Mitigación a los Objetivos 2030 para el Sector Energía” surge que para cuantificar el cumplimiento de las MM contenidas en el Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático (PANEECC)⁹⁷, se han establecido indicadores de grado de avance para las siguientes 3 medidas cuantificables, de injerencia en el sector de generación eléctrica interconectado:

- Generación Hidroeléctrica (**GHIDI**)
- Generación Nuclear (**GNUC**)
- Generación Renovable No Convencional Interconectada (**GRENI**)

Si bien en el mencionado documento se establecen 4 MM del Sector Energía, que cuentan con objetivos cuantitativos incondicionales al año 2030 y frecuencia de monitoreo anual a partir de información pública de fuentes oficiales; la MM relacionada con la utilización de **biocombustibles** será excluida del presente análisis, por resultar de interés prioritario para el sector Transporte de Pasajeros y Cargas y, eventualmente, para uso en los sectores Agropecuario e Industrial.

Por otra parte, y como se detallará en los siguientes apartados, tanto la GHIDI como la GNUC, se consideran altamente sensibles a la influencia de condiciones externas a dichas MM, por lo cual se estableció la capacidad

⁹⁷ www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/222018/20191127 Anexo 2.

instalada como su indicador de seguimiento, para evaluar los avances respecto al objetivo 2030.

Cabe aclarar que si bien estas dos primeras MM se proponen en reemplazo de tecnologías cuya contaminación se cuantifica en función de la generación eléctrica efectivamente realizada (a través de la masa de combustibles fósiles consumidos, con sus respectivos factores de emisión); y no de su capacidad instalada; en ambos casos el indicador de seguimiento se diseñó considerando la evolución de la participación de ambas tecnologías en la potencia eléctrica total, al permitir de esta forma reemplazar los consumos de combustibles contaminantes, en la proporción de la energía que hubiera generado la tecnología a reemplazar.

Para el caso de GRENI, en cambio, se ha establecido como indicador de seguimiento su participación en el abastecimiento de la demanda eléctrica por parte de esas tecnologías, en forma coincidente a lo indicado por la Ley de Fomento N° 27.191 del año 2015⁹⁸.

En línea con lo precedente, en los siguientes apartados se partirá de un análisis FODA para cada una de las tres alternativas tecnológicas seleccionadas, y luego se las someterá a un relevamiento enfocado en las cuatro dimensiones mencionadas y en una observación integral.

3.2. MATRIZ FODA DE CADA MM

A continuación, se presentan las siguientes tablas que listan las Fortalezas y Debilidades inherentes a cada MM y las Oportunidades y Amenazas del contexto externo para cada una de ellas.

3.2.1. Matriz FODA GHIDI

FORTALEZAS	DEBILIDADES
1. Disponibilidad de recursos hidroeléctricos no explotados para planificar nuevos aprovechamientos.	1. Altos costos de inversión y tiempos de construcción, con alto nivel de riesgo de retraso en las obras, requiriendo importantes esfuerzos de gestión estatal para su concreción.
2. Décadas de experiencia en la construcción y operación y despacho en el sector hidroeléctrico nacional.	2. Alta dependencia de la ubicación geográfica de los recursos para su aprovechamiento, generalmente alejados de los concentrados centros de demanda.

⁹⁸ Ley que complementa y modifica a la ley n° 26.190 (2006) de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

FORTALEZAS	DEBILIDADES
3.El diseño de estas centrales contempla (además de cuestiones energéticas), una optimización del recurso hidráulico para las poblaciones aledañas. Permite la regulación y control de inundaciones, recuperación de tierras inundables y mejoras del abastecimiento de agua. También permite contar con agua para riego de tierras para cultivos que de otra forma no serían aptas, y facilitar la mitigación de incendios; recuperando la misma o más cantidad de superficie cultivable que la utilizada para el embalse.	3.Altos costos para vincular las largas distancias de transporte entre los recursos hidroeléctricos disponibles y los grandes centros de demanda, requiriendo construir redundancia en las redes para disminuir vulnerabilidades por cortes de transmisión.
4.Si bien no cuentan con costos de combustible y presentan bajos costos de operación y mantenimiento; tienen regulatoriamente asignado un valor del agua, diferenciando entre centrales de pasada y de embalse, para que el agua embalsada sea el último recurso a utilizar en caso de necesidad.	4.La gran participación hidroeléctrica en la matriz, ubicada distante de la demanda y en zonas con vientos y temperaturas extremas, constituyen vulnerabilidades importantes para el sistema de suministro en caso de caída de las líneas de transporte.
5.Las centrales de pasada abastecen la base de la curva de demanda de forma muy económica y con altos factores de disponibilidad. Las centrales de embalse pueden abastecer los picos, siendo una de las formas más rápidas de acumular energía potencial y convertirla en electricidad en el momento oportuno.	5.Las obras requeridas para estos aprovechamientos suelen implicar grandes extensiones de tierra, movimiento de poblaciones e incluso territorios a inundar; así como modificar la humedad ambiente, el cauce original del río, erosionar terrenos aledaños con pérdida de posibles suelos cultivables, modificación del nivel freático y las propiedades físico-químicas del agua almacenada. Facilita la ocurrencia de fenómenos de salinización, eutrofización y estratificación, incidiendo sobre la fauna y flora de la zona. Pueden generar emisiones de gas metano durante los primeros años

FORTALEZAS	DEBILIDADES
	de inundación, por putrefacción de materia orgánica del suelo.
6. Las tecnologías hidroeléctricas de embalse pueden brindar respaldo a las intermitencias de los recursos renovables, realizando un despacho complementario.	6. Por su etapa de desarrollo en declinación, no se esperan importantes mejoras tecnológicas ni de costos para las nuevas centrales a incorporar.
7. Su construcción suele implicar mejoras para las poblaciones involucradas, a través del empleo y obras de infraestructura como caminos, puentes, turismo y otros servicios.	
8. Existen convenios binacionales de ahorro de divisas por compra de excedentes de los países vecinos, así como la posibilidad de vender los excedentes propios, para no desperdiciar el recurso y reducir costos del sistema.	

Tabla 3.2.1-1: Contexto interno - Fortalezas y Debilidades GHIDI.

OPORTUNIDADES	AMENAZAS
1. Cartera de proyectos hidroeléctricos nacionales y con países limítrofes como Brasil y Paraguay.	1. Dificultades de financiamiento de grandes proyectos capital intensivos, profundizadas por contexto de conflictos bélicos internacionales, recuperación de la pandemia global COVID-19 y diferencias en el manejo político económico entre gobiernos a largo plazo.
2. Cartera de proyectos de interconexión eléctrica con Chile, basados en su necesidad de incorporar energías renovables por Ley, lo cual haría posible la venta de generación hidroeléctrica local hacia ese país, sumando de esa forma nuevas demandas a abastecer.	2. Riesgos sobre la correcta evaluación del recurso hidroeléctrico planificado, por el alto nivel de fluctuación de los recursos naturales, la utilización de las cuencas hídricas aguas arriba y el impacto del Cambio Climático sobre las mismas, provocando sequías y eventos extremos que afecten la generación hidroeléctrica; que deba ser compensada con generación térmica

OPORTUNIDADES	AMENAZAS
	fósil, incrementando las emisiones de GEI.
	3. Conflictos de jurisdicción y competencia entre el Estado Nacional, (por el manejo de centrales hidroeléctricas en las que invirtió oportunamente hoy ya amortizadas); y las provincias, (donde se ubican esas centrales con recursos provenientes a su vez, de cuencas hídricas de esas u otras jurisdicciones).
	4. Falta de licencias sociales para proyectos de envergadura y conflictos de competencia del recurso hidráulico entre diferentes provincias aguas arriba y debajo de cada central planificada.
	5. Esfuerzos intermitentes y falta de continuidad en las políticas públicas para su mayor inserción.
	6. Competencia por los requerimientos de inversión en el corto plazo, por la cantidad de potencia renovable e hidroeléctrica de gran potencia planificada en la Patagonia, junto a las líneas de transporte.
	7. Riesgo de disponibilidad del recurso hidroeléctrico binacional ante conflictos con países vecinos.

Tabla 3.2.1-2: Contexto externo GHIDI - Oportunidades y Amenazas

3.2.2. Matriz FODA GNUC

FORTALEZAS	DEBILIDADES
1. Existencia de ley nacional de fomento de centrales nucleares de potencia y de SMRs (pequeños y medianos reactores).	1. Altos costos de inversión y tiempos de construcción, importantes esfuerzos de gestión estatal para su concreción. Por su complejidad y característica capital intensiva,

FORTALEZAS	DEBILIDADES
	presenta altos riesgos financieros y de retraso en las obras.
2. Existen reservas de recurso uranífero con elevado poder calorífico en el país y se cuenta con el conocimiento ⁹⁹ para su extracción y producción en forma local.	2. Falta de licencias sociales para ejecutar proyectos nucleares en varias provincias e ineficientes sistemas de comunicación con el público por desinformación respecto de los usos pacíficos de la actividad nuclear y sus beneficios para la población y el país. Percepción pública de riesgo.
3. Esta tecnología puede ubicarse relativamente cerca de los centros de demanda, minimizando los riesgos y costos de transporte eléctrico de largas extensiones.	3. Esfuerzos intermitentes y falta de continuidad en las políticas públicas para su mayor inserción.
4. El primer reactor CAREM-25 se encuentra en etapa avanzada de construcción y es escalable a potencias mayores. Se trata de una tecnología en etapa de desarrollo por lo que pueden esperarse mejoras tecnológicas (ej. ULE) y de costos por aprendizaje e innovación.	4. La eficiencia térmica promedio de los reactores nucleares convencionales es del 30% similar a la de la mayoría de turbinas de vapor.
5. Los nuevos diseños son más compactos y seguros, por lo que aún pueden esperarse ahorros y mejoras en los costos por evolución tecnológica y ley de aprendizaje.	5. El desarrollo de la actividad nuclear aún no fue categorizado como política de estado, por lo cual presenta cíclicamente fluctuaciones que ralentizan y obstaculizan la ejecución de los proyectos.
6. La incorporación de estas tecnologías implica baja incidencia de los costos de combustible y de operación y mantenimiento, respecto de otras centrales de generación.	6. El uranio no es considerado un mineral estratégico en el país, presentando una vulnerabilidad potencial para el ciclo de combustible de las centrales planificadas y en operación.
7. Estas centrales cuentan con altos factores de disponibilidad, superiores al 80%, operando por ello como tecnología de base firme.	7. Costos y logísticas asociadas a los requerimientos específicos de seguridad física y radiológica durante las actividades nucleares, así como de disposición final de los

⁹⁹ La empresa CONUAR SA importa Uranio natural (0,71 % U₂₃₅ para las centrales Atucha II y Embalse) y enriquecido (3,5 % U₂₃₅ para producir ULE 0,85% U₂₃₅ para Atucha I). Con esta materia prima fabrica los combustibles para las 3 centrales en operación.

FORTALEZAS	DEBILIDADES
	residuos y combustibles gastados. Si bien la mayoría de los países almacenan sus combustibles gastados de forma segura, aún no se ha definido una estrategia de disposición final.
8. Existen recursos humanos altamente calificados en el sector nucleoelectrico nacional y se cuenta con importantes centros de capacitación reconocidos internacionalmente.	8. Dada la potencia de las centrales nucleares tradicionales, no se contemplan para sistemas eléctricos pequeños, ya que su salida de servicio puede ocasionar fuertes distorsiones en el sistema.
9. La tecnología nuclear no requiere más superficie ni agua de refrigeración que cualquier instalación industrial convencional, con baja contaminación térmica en forma puntual en la descarga del sumidero final de calor.	
10. Los combustibles nucleares y los gastados, pueden almacenarse en el mismo predio de la central, ocupando pequeños volúmenes, por una gran cantidad de tiempo, en condiciones de seguridad.	

Tabla 3.2.2-1: Contexto interno GNUC - Fortalezas y Debilidades.

OPORTUNIDADES	AMENAZAS
1. Está prevista la escalabilidad comercial y exportación del Proyecto CAREM 120 MW. La inserción de estas tecnologías se encuentra en etapa de despliegue, por lo que aún pueden esperarse ahorros y mejoras en los costos por evolución tecnológica y ley de aprendizaje.	1. Dificultades de financiamiento de proyectos capital intensivos, en contexto de conflictos bélicos internacionales, recuperación de la pandemia global COVID-19 y diferencias en el manejo político económico entre gobiernos a largo plazo, vienen retrasando el desarrollo de proyectos en el país.
2. Relaciones internacionales favorables con países proveedores de centrales nucleares.	2. Legislación vigente en varias provincias impide la realización de actividades nucleares en varias jurisdicciones.

OPORTUNIDADES	AMENAZAS
3. Planes de financiamiento externo, transferencia de tecnología y “ <i>know how</i> ” para la cuarta central nuclear.	3. Las relaciones internacionales entre Estados Unidos y algunos países proveedores de centrales nucleares, impactan en Argentina con presiones para evitar la instalación de centrales ofertadas por ellos.
4. Disponibilidad de reservas de uranio suficientes a nivel mundial para abastecer a las centrales nucleares argentinas existentes y futuras.	4. Competencia por los requerimientos de inversión para grandes obras energéticas en el corto plazo, por la cantidad de potencia renovable planificada en el país.
5. Los combustibles gastados contienen gran valor energético remanente que permite su reprocesamiento para uso en reactores especiales, minimizando así volumen y riesgo radiológico de los residuos finales.	
6. Las centrales nucleares pueden complementar ¹⁰⁰ la generación variable renovable ¹⁰¹ y, gracias a la inercia de sus grandes turbinas de vapor, también pueden ayudar a estabilizar las redes y garantizar un suministro limpio y fiable de energía eléctrica.	

Tabla 3.2.2-2: Contexto externo GNUC - Oportunidades y Amenazas

3.2.3. Matriz FODA GRENI

FORTALEZAS	DEBILIDADES
1. Existencia de ley nacional de fomento de aprovechamientos de energías renovables con claro apoyo estatal para su desarrollo.	1. La intermitencia de las energías renovables requiere de la incorporación de tecnologías de respaldo para responder a la demanda eléctrica ante la indisponibilidad de esos recursos. Esto complejiza el despacho eléctrico y conlleva costos adicionales, pudiendo incrementar

¹⁰⁰ <https://www.iaea.org/es/bulletin/la-energia-nucleoelectrica-y-la-transicion-a-una-energia-limpia/inteligentes-estables-fiables>

¹⁰¹ https://www.linkedin.com/pulse/sinergia-entre-la-energ%C3%ADa-nuclear-y-renovables-david-galeano-czjwe/?trk=public_post&originalSubdomain=es

FORTALEZAS	DEBILIDADES
	las emisiones GEI al utilizar generación térmica fósil.
2. Se cuenta con buena disponibilidad de recursos renovables a lo largo del país.	2. Alta dependencia de la ubicación geográfica de los recursos para su aprovechamiento, generalmente alejados de los centros de demanda.
3. La incorporación de estas tecnologías conlleva los menores costos de inversión y tiempos de construcción.	3. Requerimientos adicionales de inversión ¹⁰² para cubrir las largas distancias de transporte entre los recursos renovables disponibles y los grandes centros de demanda.
4. Mucha oferta de proyectos de distintos tipos de aprovechamientos renovables con apoyo estatal y público-privado.	4. La dependencia masiva de oferta eléctrica ubicada lejos de la demanda aumenta la vulnerabilidad en caso de corte, requiriendo inversiones adicionales para reforzar la red.
5. Sin costos de combustible respecto de otras centrales de generación.	5. Riesgos sobre la correcta evaluación del recurso renovable planificado, por su alta variabilidad, insuficiente información histórica y potencial de variación por el fenómeno del CC.
6. La inserción de estas tecnologías se encuentra en etapa de despliegue, por lo que aún pueden esperarse ahorros y mejoras en los costos por evolución tecnológica y ley de aprendizaje.	6. Falta de experiencia en la gestión de residuos de estas tecnologías y su impacto medioambiental en el mediano y largo plazo, considerando la toxicidad de los residuos de paneles y baterías gastadas acumuladas al final de su vida útil.
7. Si bien se trata de tecnologías intermitentes, a medida que aumenta la incorporación de energías solar y eólica, comienza a formarse una generación que garantiza una base mínima, por compensación entre los diferentes parques.	7. Los incrementos de incorporación de tecnologías renovables para generación eléctrica indicados por Ley, finalizan en 2025; y con ello los beneficios fiscales otorgados que han impulsado su desarrollo.
	8. La incorporación masiva de parques eólicos y solares puede producir un sobre-equipamiento, con excesivos costos de generación, sin nunca garantizar una base firme.

Tabla 3.2.3-1: Contexto interno GRENI - Fortalezas y Debilidades.

¹⁰² <https://www.argentina.gob.ar/noticias/energia-presento-el-plan-de-obras-electricas-para-todo-el-pais>

OPORTUNIDADES	AMENAZAS
1. Cartera de proyectos de interconexión eléctrica con Chile, basados en su necesidad de incorporar energías renovables por Ley, habilitando una complementariedad que favorezca ambos países y permitiendo ampliar las fuentes de abastecimiento para compensar la intermitencia de recursos renovables.	1. Riesgos de insuficiente inversión en las líneas de transporte eléctrico necesarias para conducir la energía generada a los alejados centros de demanda.
	2. Conflictos de jurisdicción y competencia entre el Estado Nacional por insuficiente inversión en transporte y las localías, en distribución.

Tabla 3.2.3-2: Contexto externo GRENI - Oportunidades y Amenazas.

A continuación, se desarrollará el análisis de las dimensiones Ambiental, Tecnológica, Económica y Regulatoria para cada MM, presentando finalmente un Análisis Integral entre las mismas.

3.3. DIMENSIÓN AMBIENTAL

En este punto se evaluará la correspondencia entre los compromisos ambientales realizados por el país y el aporte esperado de cada MM.

La Meta de la Primera NDC Actualizada del año 2016, enuncia que “*La Argentina no excederá la emisión neta de **483 millones** de toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e) en el año 2030*”, aplicable a todos los sectores de la economía, *considerando todas las categorías de fuentes de emisión y sumidero reportadas en el IBA 2*¹⁰³.

Por su parte, del documento **Actualización**¹⁰⁴ **de la meta de emisiones netas de Argentina al 2030** de Octubre 2021, surge como ambición adicional, que: “*Argentina no excederá la **emisión neta de 349 MtCO₂e en el año 2030**, como meta **absoluta e incondicional para 2030, que abarca la totalidad del territorio nacional y todos los sectores de la economía, considerando todas las categorías de fuentes de emisión y sumidero reportadas en el IBA 3***¹⁰⁵”.

Al **Sector Energía** le competen las actividades de provisión energética de toda la economía, correspondiéndole las emisiones de GEI producto de la combustión y fugas por la fabricación de combustibles, su consumo por los sectores de demanda y de transporte y por la generación eléctrica, entre otros; representando el 52,5% de las emisiones totales del INGEI del año 2014 y el 51% del INGEI del año 2018. En cuanto al Sector Transporte, al contar con su propio plan de acción particular y exceder al Sector Eléctrico, en este trabajo no será considerado.

En las Figuras 3.3.1 se presenta la distribución de emisiones GEI de los años 2014 y 2018, respectivamente. Si bien el PANEyCC 2017 y 2019 basan sus cálculos en la primera figura, la segunda muestra una actualización de la misma información, en la que se verifica que la participación de las Industrias de la Energía, se mantiene en proporciones similares.

En relación al factor de emisión de CO₂e utilizado para los cálculos, se presenta en la siguiente Tabla 3.3-1 su valor y fórmula de cálculo.

FACTOR DE EMISIONES EVITADAS PARQUE ELECTRICO en tCO ₂ /MWh o MtCO _{2e} /GWh	
0,53	Emisiones evitadas por sector / Generación anual incondicional del Sector según PANEyCC 2017/9

Tabla 3.3-1: Factor de emisiones evitadas parque eléctrico SADI.

¹⁰³ https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2do_iba.pdf

¹⁰⁴ <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-05/Actualizacio%CC%81n%20meta%20de%20emisiones%202030.pdf>

¹⁰⁵ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/tercer-informe-bienal>

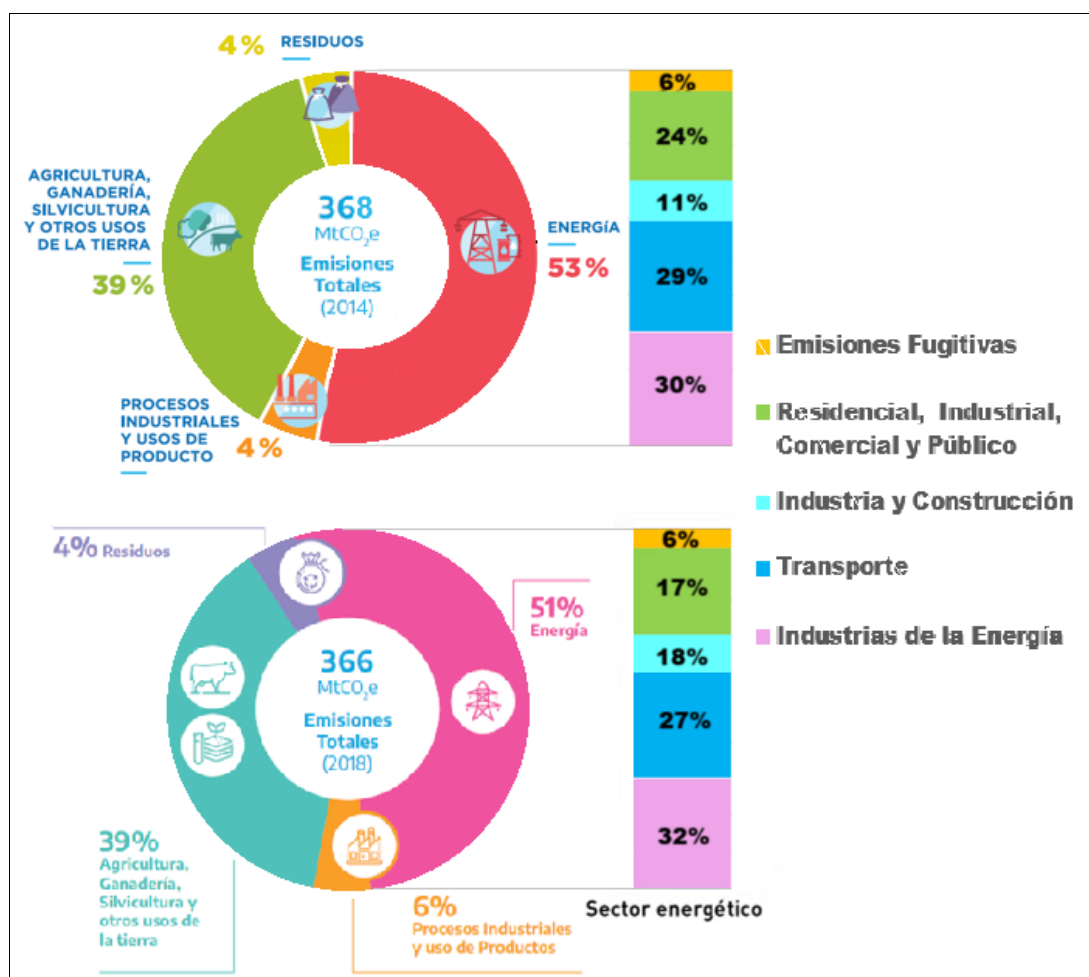


Figura 3.3.1: Proporción de Emisiones¹⁰⁶ GEI por Sector 2014 y 2018.

Elaboración Propia en base a Información del IBA 2 e IBA 3.

En consecuencia, los escenarios de emisiones necesarios para lograr la descarbonización del crecimiento económico, alineados con el Acuerdo de París, requieren de importantes esfuerzos y progresos tecnológicos, para disminuir la dependencia de combustibles fósiles, maximizar la electrificación de las demandas, incrementar medidas de eficiencia energética, desplazar los consumos de combustibles líquidos a electricidad, gas natural y biocombustibles y desarrollar tecnologías de captura, almacenamiento y utilización de dióxido de carbono.

De esta forma, como se aprecia en las siguiente Figura 3.3.2 de los INGEI 2014 y 2018, la Generación de electricidad ocupó el cuarto y tercer puesto ponderado de emisiones GEI del país, respectivamente.

¹⁰⁶ Pág. 37 Plan Nacional Transición Energética al 2030.



Figura 3.3.2: Esquema de emisiones de GEI por Subsector 2014 y 2018.¹⁰⁷

Considerando que la acción climática en Argentina se basa en tres pilares interrelacionados y complementarios entre sí, seguidamente se presentan sus definiciones (con mayor información disponible en Anexo II):

- ✓ **MA:** políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que puedan prevenir, atenuar o minimizar los daños o impactos asociados al cambio climático y explorar y aprovechar las nuevas oportunidades de los eventos climáticos” (Ley N° 27.520, 2019).
- ✓ **MM:** acciones orientadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero responsables del cambio climático, o a potenciar, mantener, crear y mejorar sumideros de carbono” (Ley N° 27.520, 2019).
- ✓ **Pérdidas y daños:** costos residuales que no pueden ser evitados por las vías de la adaptación y mitigación; “impactos negativos en relación a los cuales la reparación o restauración es imposible”, e “impactos negativos en relación a los cuales la reparación o restauración es posible” (CMNUCC, 2012, p.3).

¹⁰⁷https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario_de_gei_de_2019_de_la_republica_argentina.pdf. Pág. 7.

Por su parte el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático¹⁰⁸ de 2022 (PNAyMCC), estima el impacto de la implementación de planes sectoriales en la reducción de emisiones e incremento de absorciones hasta el año 2030), según las líneas de trabajo priorizadas (Generación, Transporte y Distribución y Demanda de energía eléctrica); contemplando estudios para profundizar el conocimiento de los impactos del CC en el sistema energético y evaluar riesgos adicionales sobre las MM planificadas.

Estas medidas habían sido caracterizadas previamente por el PANEYCC 2017/19 en los siguientes grupos:

- a) **Incondicionales:** las que el país se comprometió a realizar para cumplir con la meta de emisiones establecida.
- b) **Adicionales:** las que podrían adicionarse, en función del financiamiento, capacitación, tecnología o alguna otra forma de apoyo internacional para su realización.

En cuanto a las emisiones GEI del sector eléctrico, la Tabla 3.3-2 presenta su evolución histórica desde 2005.

EMISIONES de CO ₂ POR AÑO y COMBUSTIBLE	GN	GO	FO	CM	EMISIONES ENERGÍA TÉRMICA FÓSIL
2005	19,60	0,20	3,60	1,40	24,80
2006	21,50	0,40	4,90	1,40	28,20
2007	23,30	2,10	6,00	1,40	32,80
2008	25,50	2,30	7,40	1,90	37,10
2009	24,50	2,60	5,10	1,90	34,10
2010	22,50	4,50	7,20	2,00	36,20
2011	24,70	5,40	8,20	2,30	40,60
2012	27,30	4,90	9,10	2,30	43,60
2013	27,20	7,00	7,10	2,00	43,30
2014	28,00	4,90	8,60	2,30	43,80
2015	28,10	6,00	9,80	2,20	46,10
2016	30,40	6,40	8,40	1,70	46,90
2017	33,30	3,80	4,10	1,50	42,70
2018	35,10	2,40	1,80	1,50	40,80
2019	33,50	1,10	0,60	0,50	35,70
2020	31,70	2,30	1,80	1,10	36,90
2021	31,90	5,50	2,40	2,00	41,80
2022	27,70	6,60	3,50	1,80	39,60
2023	27,20	3,50	2,10	1,20	34,00

Tabla 3.3-2: Evolución 2005-2023 de emisiones CO₂¹⁰⁹.

Elaboración propia en base a información del Informe Anual de CAMMESA.

¹⁰⁸ Disponible en <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/plan-nacional#:~:text=El%20Plan%20Nacional%20de%20Adaptaci%C3%B3n,a%20los%20impactos%20del%20cambio>

¹⁰⁹ Informe Anual CAMMESA 2023.

En este sentido, los resultados obtenidos por la Plataforma Escenarios Energéticos 2030 (utilizados por el PANeCC 2017/19 para sus cálculos), arrojan la disminución de emisiones de 11 MMtCO₂ para el escenario Tendencial y de 17 para el escenario Eficiente (Figura 3.3.3); basadas en la disminución de combustibles fósiles desde un 64% para el año 2018, a un 37% para el escenario Tendencial y 32% para el Eficiente, en el 2030. La Tabla 3.3-3 y 3.3-4 muestra la energía eléctrica requerida y ahorros de la misma, así como el resultado de emisiones, respectivamente, para ambos escenarios.

Por otra parte, de la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la CMNUCC, surgen proyecciones de los modelos climáticos indicando que los cambios observados en el clima desde la segunda mitad del siglo pasado pueden no revertirse o intensificarse en el actual, con potenciales impactos negativos en el sector energético como daños en la infraestructura o interrupción del abastecimiento de energéticos.

De esta forma, estos impactos pueden afectar la generación (paneles solares, molinos eólicos, hidroeléctricas, eficiencias de generación); la estabilidad de la transmisión y distribución eléctrica; la demanda de electricidad y GN de los centros urbanos densamente poblados; así como la infraestructura de la red de transporte y distribución, como consecuencia del aumento de vientos severos, variaciones en los patrones de precipitación y otros de eventos climáticos extremos.

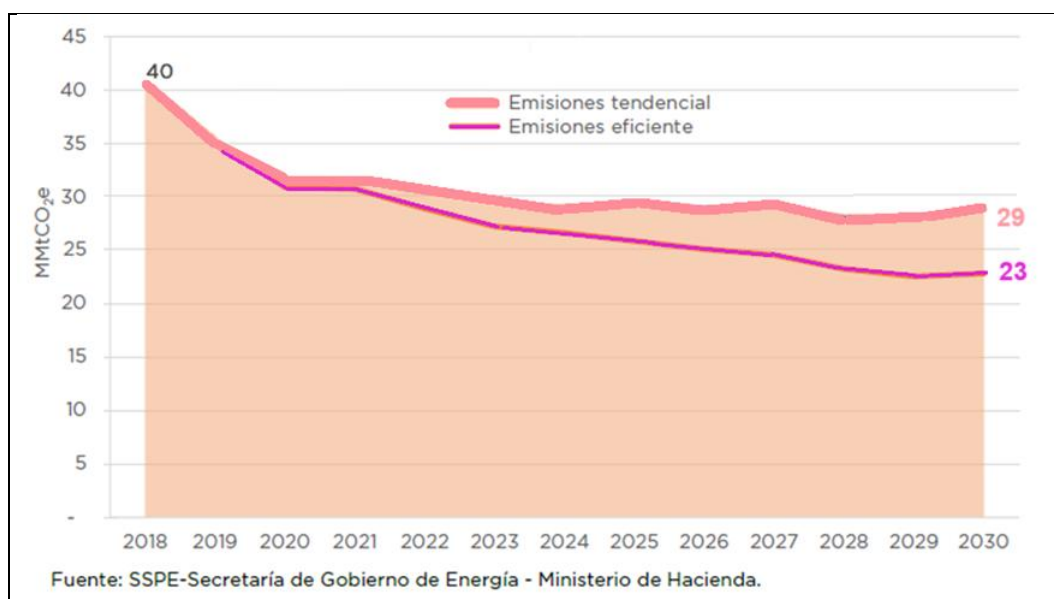


Figura 3.3.3: Emisiones eléctricas Escenarios Energéticos 2030¹¹⁰.

¹¹⁰ Plataforma Escenarios Energéticos 2030.
http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf

	Tendencial	Eficiente
Consumo final	Año 2030	Año 2030
Energía eléctrica (TWh)	211 (3,4% a.a.)	176 (2,0% a.a.)
Impacto de eficiencia y ahorro energético	Ahorro al año 2030 (Tendencial vs. Eficiente)	
Energía eléctrica	16,8%	

Tabla 3.3-3: Escenarios de consumo y ahorro de electricidad.

	2018	2030	
	Reales	Tendencial	Eficiente
Emisiones por GWh generado tCO ₂ e/GWh	289	155 (-5,2% a.a.)	137 (-6,2% a.a.)
Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda			

Tabla 3.3-4: Emisiones GEI por generación eléctrica total.

En el mismo sentido, del PNAyMCC¹¹¹ de 2022 surge que: “El cambio climático puede afectar la generación de energía, dañar la infraestructura de distribución y transporte, y/o aumentar la demanda de energía, causando inconvenientes que podrían llegar a desestabilizar el sistema”.

Especificando las vulnerabilidades y riesgos climáticos, dicho documento menciona para todas las regiones la misma disminución general de la disponibilidad de agua¹¹² y la escasa normativa y/o institucionalidad para la gestión integral de los recursos hídricos. Ello impactará como una limitación de generación hidroeléctrica a las regiones que la posean. A ello se suman a vulnerabilidades previas existentes, como: insuficiente diversificación de la matriz eléctrica, falta de participación provincial en las políticas energéticas y competencia por el uso de recursos hídricos (agrícolas, industriales, energéticos y humanos).

En la siguiente Figura 3.3.4 se detallan los riesgos y vulnerabilidades para el sistema eléctrico, que surge del Relevamiento Preliminar del PANeyCC 2017, como consecuencia de los impactos del Cambio Climático.

En virtud de esta introducción, en los siguientes apartados se presentará el **enfoque ambiental** para las 3 tecnologías seleccionadas como MM.

¹¹¹ Disponible en <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/plan-nacional#:~:text=El%20Plan%20Nacional%20de%20Adaptaci%C3%B3n,a%20los%20impactos%20del%20cambio>

¹¹² <https://www.france24.com/es/programas/el-debate/20230712-se-demor%C3%B3-el-gobierno-de-uruguay-para-enfrentar-la-escasez-de-agua>

Recurso	Riesgo sobre el recurso
Hidroeléctrica	Cambios en los patrones de lluvia: Modificación de los flujos de los ríos: - Menor generación hidroeléctrica - y en el caso contrario impactan en la infraestructura. Disminución de la capacidad para amortiguar sequías - Menor generación hidroeléctrica Derretimiento de glaciares - Impacto en los caudales de los ríos.
Térmica	Olas de calor: - Disminución de la capacidad de refrigeración. - Reducción de la eficiencia de las máquinas térmicas. Disminución de precipitaciones: - Reducción de la disponibilidad de agua para procesos de enfriamiento. Inundaciones: - Potenciales daños a la infraestructura.
Solar	Alta nubosidad y olas de calor: - Reducción de la eficiencia de la generación de energía fotovoltaica. Vientos fuertes, lluvias y episodios de granizos intensos: - Potenciales daños a las instalaciones de los paneles. Olas de calor: - Disminución del rendimiento de los paneles.
Eólica	Cambios repentinos en la dirección, velocidad promedio y temporalidad de los vientos: - Puede afectar negativamente a la desempeño de turbinas y por ende a la generación. Vientos extremos: - Pueden afectar los factores de carga. - Potenciales daños a los equipos. - Cambios en los requerimientos de diseño.
Nuclear	Olas de calor y sequía: - Incremento de la temperatura del agua reduciendo la eficiencia térmica. - Menor disponibilidad de agua podría dificultar los procesos de refrigeración.
Biomasa	Disminución de precipitaciones de lluvia: - Reducción de la disponibilidad de agua para procesos de enfriamiento y producción. - Impacto en el crecimiento de plantaciones de maíz, soja y caña de azúcar para biocombustibles. Olas de calor: - Reducción de la eficiencia de la planta. Incremento de CO₂ atmosférico - Mayor crecimiento de biomasa a causa de la mayor disponibilidad atmosférica de CO₂.
Transmisión eléctrica	Olas de calor: - Reducción en la capacidad de transmisión eléctrica por la sobrecarga en los transformadores y líneas de transmisión. Vientos extremos e incremento de la precipitación media anual : - Puede ocasionar daños a la infraestructura.
Distribución eléctrica	Olas de calor: - Sobrecarga de los transformadores dejándolos fuera de servicio. Sequía extrema: - Efectos sobre los aisladores de líneas y estaciones transformadoras, aumentando la probabilidad de contorneo y falla. Inundaciones y vientos fuertes: - Potenciales daños a los centros de transformación y pueden generar cortes de fases por caída de árboles, ramas y postes eléctricos.
Demanda eléctrica	Olas de calor: - Incremento de la demanda eléctrica por el mayor uso de equipos de acondicionamiento de aire para refrigeración. Cambios de temperatura en periodos estacionales imprevistos: - Disminución del uso de calefacción, y por lo tanto una disminución en la demanda. - Incremento del uso de calefacción o incremento del uso de refrigeración, ocasionando problemas de capacidad de respuesta ante la demanda.
Fuente: Plan de Acción de Energía y Cambio Climático (Anexo Revisión 2019) – Secretaría de Gobierno de Energía y Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable.	

Figura 3.3.4: Riesgos Relevamiento Preliminar PANeCC 2017.

3.3.1. GHIDI

De acuerdo al PANEyCC 2019 esta medida contempla como objetivo incondicional llegar a un total de 13.199 MW al año 2030, mediante la incorporación de 2.503 MW provenientes de las siguientes fuentes hídricas (mayores a 50 MW), conectadas a la red eléctrica nacional:

- ✓ **Con política existente (PE):** Los Caracoles 125 MW y el aumento de cota de Yacyretá (1100 MW adicionales) ingresados al sistema en los años 2009 y 2011 respectivamente, **no contabilizadas en el objetivo incondicional** pero sí en la reducción de emisiones asociadas.
- ✓ **Futuras incondicionales (FI):** Chihuido I (637 MW), Cóndor Cliff (950 MW), La Barrancosa (360 MW), Portezuelo del Viento (216 MW), Yacyretá-Aña Cuá (binacional) (270 MW) y El Tambolar (70 MW). *Estas últimas dos centrales se incorporaron en una segunda instancia al grupo incondicional.*
- ✓ **Futuras adicionales (FA):** ampliación de Yacyretá (binacional) (465 MW).

De acuerdo al mencionado documento Memoria de Cálculo del PANEyCC, considerando la variabilidad de la tecnología hidroeléctrica y su alta dependencia de las condiciones geográficas, resulta altamente sensible a la influencia de condiciones tales como la disponibilidad permanente del recurso hídrico, tratarse de un río de montaña o de llanura y otras características específicas de cada aprovechamiento, que hacen que cada central sea única y no sea replicables sus características a ninguna otra. Con esa justificación, al momento de evaluar los avances respecto al objetivo 2030, se consideró más adecuado el empleo de la capacidad instalada como indicador de seguimiento.

Tomando el esquema de incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas planificadas, del documento “Escenarios Energéticos 2030¹¹³, Documento de síntesis, Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético” de Noviembre de 2019, se verifica que el valor del indicador establecido se cubriría completamente con la sumatoria de los mencionados proyectos FI, todo lo que muestra en la Tabla 3.3.1-5.

Por otra parte, del mismo documento PANEyCC surgen como necesidades y barreras para el desarrollo de esta MM:

- ✓ **Construcción en el tiempo planificado:** las demoras en todas las etapas de planeamiento y ejecución de las centrales, constituyen las principales barreras para impulsar la medida.
- ✓ **Incorporación de proyecciones climáticas** futuras para la definición de la infraestructura, teniendo en cuenta cómo puede afectar el CC a la hidraulicidad de los ríos.

¹¹³ <http://datos.energia.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos/archivo/04dbee7f-0b6f-48d0-b460-8d7fa3b282c7> <http://datos.energia.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos>

- ✓ Las centrales de grandes dimensiones, por los movimientos de tierra que requieren, así como la modificación del cauce original de los ríos, suelen involucrar retrasos, costos imprevistos y cambios de diseño, como el caso de las centrales Pte. Néstor Kirchner y Gdor. Jorge Cepernik, que sufrieron varias modificaciones en su potencia instalada desde su diseño original.
- ✓ Un cuello de botella importante en la actualidad, está dada por la ubicación específica de estos emprendimientos en la localización geográfica impuesta por el recurso, al igual que para la GRENI. Ello implica que se debe contemplar no solo la construcción de las centrales en sí mismas, sino también de las infraestructuras de transporte¹¹⁴ eléctrico en AT y EAT, necesarias para evacuar la energía generada hacia los distantes centros de consumo. Se incorpora información relacionada al nuevo plan de obras de transporte en el Anexo II.

En este contexto, la concreción de estas obras constituye un desafío para el país, ya que al momento la mayoría de ellas presenta demoras, alcanzando un estado de avance del 25 al 40 % (como se aprecia en las siguientes tablas informativas de estos proyectos), mientras que otras directamente continúan aplazadas, ya sea por cuestiones de financiamiento indeterminado o falta de licencias sociales. En la Tabla 3.3.1-1 se presentan las Medidas previstas en el PANEyCC 2017, para las 3 MM consideradas.

Ejes de intervención	Medida	Tipo	Reducción al 2030 (MtCO ₂ eq)	Descripción
Oferta	Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red	Incondicional	17,55	Instalación de centrales de generación a partir de fuentes renovables no convencionales. Incluye centrales eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) (< 50 MW), generación con biomasa y otras fuentes renovables, según la Ley 27.191.
		Adicional	4,61	
	Generación eléctrica distribuida	Adicional	0,29	Generación de electricidad a nivel residencial y comercial/industrial pequeño, conectada a la red, empleando fuentes renovables de energía. Esta medida propone que una parte de la generación se realice directamente en los puntos de consumo, disminuyendo la carga sobre los sistemas de transporte y distribución de energía.
	Corte con biocombustibles	Incondicional	5,11	Utilización de combustibles de origen vegetal para el corte de los combustibles de origen fósil en el transporte carretero. Incluye biodiésel y bioetanol. El objetivo incondicional consiste en mantener el corte del diésel en 10 % y el de nafta en 12 %.
		Adicional	1,06	
	Generación hidroeléctrica	Incondicional	6,30	Generación de electricidad a partir de recursos hídricos de gran escala (> 50 MW), conectados a la red. El objetivo incondicional al 2030 establece la incorporación de 2.173 MW.
		Adicional	0,73	

Tabla 3.3.1-1: Medidas previstas en Plan de Acción PANEyCC 2017.

¹¹⁴ <https://www.argentina.gob.ar/noticias/energia-presento-el-plan-de-obras-electricas-para-todo-el-pais>

En la Tabla 3.3.1-2 se presentan las Medidas previstas en el PANeyCC 2019 exclusivamente para GHIDI, donde se aprecia un aumento de 0,17 MtCO₂e en las medidas Adicionales respecto de la versión del 2017.

Eje	Medida	Tipo	Reducción al 2030 (MtCO ₂ eq)			Descripción
			Plan de Acción 2017	Act. 2019	Var. en MtCO ₂ eq	
	Generación hidroeléctrica	Incondicional	6,30	6,95	0,65	Generación de electricidad a partir de recursos hídricos de gran escala (> 50 MW), conectados a la red. El objetivo incondicional al 2030 establece la incorporación de 2.173 MW.
		Adicional	0,90	0,25	(0,65)	

Tabla 3.3.1-2: Medidas previstas en Plan de Acción PANeyCC 2019.

Por su parte en Tabla 3.3.1-3, se indican los valores de proyección de emisiones a evitar entre 2020 y 2030, clasificadas entre proyectos con PE, FI y FA, con valores para estas últimas muy diferentes a los indicado en las dos tablas anteriores y de una magnitud importante.

Tabla 8. Reducciones consideradas a partir de la generación hidroeléctrica.

Año	Reducciones PE (tCO ₂ eq)	Reducciones FI (tCO ₂ eq)	Reducciones FA (tCO ₂ eq)
2020	2.904.649	0	725.799
2021	2.904.649	1.513.671	2.239.470
2022	2.904.649	3.039.724	3.765.523
2023	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2024	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2025	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2026	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2027	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2028	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2029	2.904.649	3.396.213	4.122.013
2030	2.904.649	3.396.213	4.122.013

(2,9 + 3,4) = 6,3 Mill t CO₂eq

?

Tabla 3.3.1-3: Reducción de emisiones GEI por GHIDI PANeyCC 2017.

En consecuencia, no queda claro si el valor de Reducción de emisiones asignados a FA en la Tabla anterior (4.1 MtCO₂e) se trata de un error de cálculos

o de información, ya que en las tablas anteriores en ningún momento aparece dicho valor. Además, como se muestra en las siguientes Tabla 3.3.1-4 y 3.3.1-5, en ambos casos se obtiene el valor de 6,94 MtCO₂e, sumando todas las FI + FA (valor que en Tabla 3.3.1.2 se asigna únicamente a las FI).

En la Tabla 3.3.1-4 de resumen hidroeléctrico para ambas versiones del PANeCC, se detallan sus parámetros técnicos, económicos y emisiones asignadas, permitiendo verificar el cumplimiento de los 2.173 MW incondicionales del 2017, ampliados a 2.503 en 2019, al pasar 2 de los proyectos GHIDI^{115,116,117,118,119,120,121,122,123}, de centrales FA a FI.

En la Tabla 3.3.1-5, se muestran las centrales planificadas. Actualmente solo las hidroeléctricas del sur del país están en construcción, la cual se ve demorada en el tiempo; mientras que el resto se encuentra en estado de incertidumbre.

¹¹⁵ <http://datos.energia.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos/archivo/04dbee7f-0b6f-48d0-b460-8d7fa3b282c7>

¹¹⁶ www.diariojornada.com.ar/302552/economia/avanzan_las_obras_en_las_represas_kirchner_y_cepernic https://observatorio.energia-argentina.com.ar/page_proyecto.php [https://www.santacruz.gob.ar/ambiente/audiencia_publica/Rio_Santa_Cruz/Cap.%2002%20-%20Descripci%C3%B3n%20del%20Proyecto/\(2\)%20EIA%20REPRESAS%20SC%20-%20Cap.%2002%20Descripci%C3%B3n%20del%20Proyecto%20-%20Re](https://www.santacruz.gob.ar/ambiente/audiencia_publica/Rio_Santa_Cruz/Cap.%2002%20-%20Descripci%C3%B3n%20del%20Proyecto/(2)%20EIA%20REPRESAS%20SC%20-%20Cap.%2002%20Descripci%C3%B3n%20del%20Proyecto%20-%20Re) www.telam.com.ar/notas/202306/630299-santa-cruz-turbina-central-hidroelectrica-cepernic-kirchner.html <https://minem.gob.ar/www/839/25793/represas-aprovechamientos-hidroelectricos-rio-santa-cruz> https://observatorio.energia-argentina.com.ar/page_antecedentes.php

¹¹⁷ <https://www.energia-argentina.com.ar/index.php/aprovechamientos-hidroelectricos/>

¹¹⁸ <https://www.eldiariounuevodia.com.ar/regionales/info-general/2024/1/5/detallan-el-avance-de-la-construccion-en-las-represas-jorge-cepernic-nestor-kirchner-220039.html>

¹¹⁹ www.mendoza.gov.ar/economia/portezuelo-del-viento-un-hito-para-mendoza/

¹²⁰ www.emhidro.com.ar/obras-proyectos-chihuido/ www.rionegro.com.ar/energia/chihuido-sigue-en-el-presupuesto-pero-se-complica-su-financiamiento-2521188/

¹²¹ www.planbnoticias.com.ar/index.php/2022/04/21/la-pampa-solicito-que-la-corte-paralice-la-central-hidroelectrica-el-tambolar/ www.epsesanjuan.com.ar/index.php/web/proyecto/central-hidroelectrica-el-tambolar/9 www.powerchina.com.ar/tambolar.html <https://sisanjuan.gob.ar/prensa/2022-04-18/40377-dique-el-tambolar-un-proyecto-que-asegura-agua-y-energia-para-san-juan> www.diarioelzondasj.com.ar/254721-con-1100-trabajadores-tambolar-tiene-un-avance-de-ejecucion-del-40%20%20 <https://www.tiempodesanjuan.com/san-juan/massa-recorrio-el-tambolar-el-nuevo-dique-san-juan-que-se-terminara-construir-2026-n354805> <https://www.diariohuarpe.com/nota/sin-fondos-de-nacion-la-obra-del-dique-el-tambolar-se-frena-20243151820>

¹²² www.diarioepoca.com/1271132-ana-cua-supero-el-40-de-avance-en-la-obra <https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2024/01/16/2381-legisladores-piden-al-gobierno-nacional-reactivar-las-obras-de-ana-cua>

¹²³ <https://www.eby.gov.py/central-hidroelectrica-ebyl>

Proyectos Hidroeléctricos PANeYCC 2017	POTENCIA MW	Generación Promedio GWh/año	Factor Disp. %	EMISIONES A EVITAR (MtCO _{2e})	Inversión 10 ⁶ USD		Central Embalse Pasada	Estado de avance	Ingreso planificado
					Total	USD / kW			
Gobernador Jorge Cepernic (ex-La Barrancosa)	360	1.903	60%	1,01	5.000	3.788	P	50%	2025
Pte. Dr. Néstor Kirchner (ex-Cóndor Cliff)	960	3.268	39%	1,74			E	26%	2029
Portezuelo del Viento	216	889	47%	0,47	1.023	4.736	E	-	Indet.
Chihuido I	637	1.750	31%	0,93	2.300	3.611	E	-	Indet.
TOTALES INCONDICIONALES	2.173	7.810	42%	4,15	8.323	3.830			
El Tambolar	70	343	56%	0,18	568	8.114	E	40%	2026
Yacyretá-Aña Cuá	276	2.000	83%	1,06	400	1.449	P	40%	2025
Adicional: Ampliación Yacyreta Binacional Turbinas 21,22 y 23	465	Estimada 2.900	Estimado 71%	1,54	930	2.000	P	0%	Indet.
TOTALES ADICIONALES	811	5.243	74%	2,79	1.898	2340			
TOTALES FI + FA	2.984	13.053	50%	6,94	10.221	3.425			

Tabla 3.3.1-4: Resumen de proyectos hidroeléctricos PANeYCC 2017.

Elaboración propia en base a información referenciada en el párrafo introductorio de esta tabla.

Proyectos Hidroeléctricos PANEYCC 2019	POTENCIA MW	Generación Promedio GWh/año	Factor Disp. %	EMISIONES A EVITAR (MtCO ₂ e)	Inversión 10 ⁶ USD		Central Embalse o Pasada	Estado de avance	Año de ingreso al 2019
					Total	USD/kW			
El Tambolar	70	343	56%	0,18	568	8114	E	40%	2026
Yacyretá - Aña Cuá	276	2000	83%	1,06	400	1449	P	41%	2025
Gobernador Jorge Cepernic (ex-La Barrancosa)	360	1903	60%	1,01	5000	3817	P E	50%	2025
Pte. Dr. Néstor Kirchner (ex-Cóndor Cliff)	950	3268	39%	1,74				26%	2029
Portezuelo del Viento	210	889	48%	0,47	1023	4736	E	-	Indet.
Chihuido I	637	1750	31%	0,93	2300	3611	E	-	Indet.
Totales Incondicionales	2.503	10.153	46%	5,4	9.291	3.712			
En construcción	1.656	7.514	52%	4,0	5.968	3.604			
TOTAL ADICIONAL: Ampliación Yacyreta Binacional Turbinas 21 a 23	465	Estimada 2.900.	Estimado 71 %	1,54	930	2.000	P	-	Indet.
TOTALES FI + FA	2.968	13.053	50 %	6,94	10.221	3.444			

Tabla 3.3.1-5: Resumen de proyectos hidroeléctricos PANEyCC 2019.

Elaboración propia en base a información referenciada en el párrafo introductorio de esta tabla.

3.3.2. GNUC

Según el mencionado documento PANeCC 2017/2019, esta alternativa constituye la tercera medida más importante para reducir las emisiones de GEI (luego de los cambios en la iluminación residencial y la generación renovable), a través de la incorporación de nuevas centrales nucleares y extensión de vida de los reactores existentes conectados a la red nacional, para atender los crecimientos de la demanda eléctrica, evitando los combustibles fósiles.

De hecho, las centrales nucleares no sólo emiten poca cantidad de CO₂, sino que son las que menos contaminan la atmósfera, según uno de los últimos informes de la Comisión Económica de las Naciones Unidas (UNECE); como se aprecia en la siguiente Tabla 3.3.2-1.

Tipo de energía	Emisión de CO ₂ (g/kWh)	Renovable
Energía nuclear	5,1-6,4	No
Energía hidroeléctrica	6,1-14	Sí
Energía eólica	7,8-23	Sí
Energía solar fotovoltaica	7,4-83	Sí
Energía solar de concentración	14-122	Sí
Gas	92-153	No
Carbón	149-1095	No

Tabla 3.3.2-1: Emisiones de CO₂ por tecnología¹²⁴.

El objetivo incondicional definido entonces para esta MM se estableció en función de los siguientes proyectos, partiendo de los 1.755 MW de las 3 centrales actuales en operación, (que generan más de a 13.800 GWh/año):

- ✓ Atucha I (362 MW con ingreso en 1974),
- ✓ Embalse (648 MW con ingreso en 1983); y
- ✓ Atucha II (745 MW con ingreso en 2014).

Para lograr estos objetivos, se planificaron las siguientes **MM incondicionales**:

✓ **Extensión de vida útil** por 30¹²⁵ años más y aumento de potencia de la **central Embalse** hasta 656 MW, finalizada en 2019 con una repotenciación de 8 MW (en lugar de los 35 planificados); y una inversión menor que la necesaria

¹²⁴ <https://e-ficiencia.com/energia-nuclear-como-energia-renovable/>

¹²⁵ <https://www.argentina.gob.ar/CNEA/destacados/trabajos-de-cnea-para-la-central-nuclear-embalse>

para la construcción de una nueva central; aprovechando las capacidades tecnológicas adquiridas por los proveedores locales.

✓ Logro de la Central Argentina de Elementos Modulares (**CAREM 25** de 32 MW), desarrollo pionero a nivel mundial, de diseño y tecnología argentina de reactores modulares de baja potencia para generación de energía eléctrica (SMR¹²⁶).

✓ **Extensión de vida útil de la central Atucha I** de 362 MW por 15¹²⁷ a 20¹²⁸ años más, cuya proceso se iniciaría en 2024 con reinicio de operaciones esperado para 2026; con una menor inversión respecto de una central nueva equivalente y aprovechando las capacidades de proveedores locales en proyectos de extensión de la vida útil de centrales nucleares.

✓ **Construcción de una Cuarta Central PWR** (1262 MW), aprovechando la experiencia de los proveedores locales durante la construcción de Atucha II y la extensión de la vida útil de la central Embalse, con empleos¹²⁹ altamente calificados, permitiendo a empresas locales la ejecución de obras de gran envergadura y alto contenido tecnológico y aprovechando las economías de escala por compartir emplazamiento con dos de las centrales existentes. Esta obra también permitirá ratificar la transición y salto tecnológico desde la actual tecnología PHWR (con agua pesada y uranio natural) a PWR¹³⁰ (agua liviana y uranio enriquecido) e impulsar la participación en determinados tramos de obra de proveedores locales; creando empleo¹³¹ altamente calificado y permitiendo que las empresas locales se especialicen en obras de alto contenido tecnológico.

Por su parte, a continuación, se indican las **MM adicionales**:

✓ **3 Centrales CAREM 120**¹³²: escalar la tecnología SMR del prototipo CAREM 25 hasta 120 MW por unidad, como pioneros a nivel mundial en la construcción de este tipo de reactores, con la posibilidad de exportarlos a países de la región.

En este caso, como indicador de seguimiento el documento Memoria de Cálculo del PANeyCC considera para la GNUC la potencia instalada. De esta forma, el cálculo de la mitigación de emisiones de combustibles fósiles se obtiene considerando la potencia a incorporar junto al factor de disponibilidad del nuevo parque nuclear, para calcular las emisiones evitadas.

Es de destacar el importante cambio en los objetivos incondicionales y adicionales planteados por la actualización del año 2019 sobre la Versión 1-2017

¹²⁶ Small Modular Reactors

¹²⁷ Actualización 2019 del PANeyCC 2017.

¹²⁸ <https://www.na-sa.com.ar/es/centrales-nucleares/atucha-1> <https://www.na-sa.com.ar/es/prensa/se-licita-el-segundo-tramo-del-fideicomiso-para-proyectos-en-el-complejo-nuclear-atucha>

¹²⁹ 4.300 puestos durante el pico de construcción y 600 puestos permanentes durante la operación.

¹³⁰ *Pressurized Water Reactor*

¹³¹ 7.000 puestos durante el pico de construcción y aproximadamente 800 puestos permanentes durante la operación.

¹³² Si bien en los documentos oficiales figuran con una potencia de 150 MW, se ha establecido tecnológicamente que dicha potencia sería de 120 MW.

del PANEyCC presentados en Tabla 3.3.3-1¹³³. Comparando estos valores, se verifica un escenario mucho menos ambicioso (restando 695 MW incondicionales y 850 MW adicionales). Esto responde a una indefinición política respecto de las nuevas tecnologías nucleares a incorporar, así como también a la influencia de la falta de licencias sociales para este tipo de proyectos, evidenciando que los riesgos no son únicamente económicos; sino que estos constituyen solo uno de los componentes que afectan a la definición de políticas públicas.

Finalmente, en la siguiente Tabla 3.3.3-1, de resumen de la GNUC se presentan en celdas en amarillo las centrales planificadas en la versión 2017 que fueron descartadas en la actualización del 2019, y en celdas verdes las centrales incorporadas por la nueva versión. Además, en texto rojo figuran los valores originales del PANEyCC 2017 que fueron reemplazados por la versión del 2019 en texto verde, y en azul los valores de potencia neta, para diferenciarlos de la potencia bruta. También se incorporan las emisiones evitadas asociadas a ambas versiones del documento y las ajustadas al resolver las siguientes inconsistencias registradas:

- ✓ Se corrige el error de capacidad instalada neta de la repotenciación de Embalse, que figura como 635 MW, cuando en realidad fueron 608 MW.

- ✓ De igual forma, el valor de potencia de la central CAREM de 32 MW Bruta y 27 Neta.

- ✓ Se detecta el error de registrar el mismo monto de emisiones evitadas por medidas FA en la versión del año 2017 (con 1300 MW totales de incorporación), que en la actualización del año 2019 (que solo contempla 450 MW adicionales). De esta forma se mantienen los mismos 3 MtCO₂e para las FA del PANEyCC19 que las del 2017 (con 850 MW menos de generación).

- ✓ El ajuste realizado detecta entonces una sobrestimación en el cálculo de emisiones evitadas de 0,11 tCO₂e para FI y de 1,57 tCO₂e para FA, respecto a lo informado en la actualización de 2019, (el último sería solo 0,09 tCO₂e de corregirse el error del ítem anterior).

3.3.3. GRENI

El objetivo incondicional para esta MM consiste en incrementar la participación de las energías renovables al 8 % de la demanda eléctrica en 2018, al 12 % en 2019, al 16 % en 2021, al 18 % en 2023 y al 20 % en 2025; mediante la generación de electricidad a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red eléctrica nacional, incluyendo plantas eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (menores a 50 MW) y generación a partir de biogás y biomasa, entre otras fuentes que se puedan desarrollar. Estos objetivos deben ser alcanzados por todos los usuarios de energía eléctrica.

Además, el objetivo adicional propone una penetración de energía renovable al 2030 del 25 %, como se muestra en la siguiente Tabla 3.3.3-2, que evalúa el cumplimiento de dichas metas.

¹³³ FE en MtCO₂e/MWh obtenidos por cálculos propios en base a información del PANEyCC 2017 y 2019.

PROYECTOS INSERCIÓN NUCLEAR	POTENCIA MW BRUTA	GENERAC. GWh/a	EMISIONES EVITADAS MtCO ₂ e FE: 0,53			INVERSIÓN		Avance %	Ingr. Planif.	
			PANeyCC17	PANeyCC19	Ajuste	TOT 10 ⁶ USD	USD/kW		2019	2023
Repotenciación Embalse ¹³⁴	683 656	4.793	2,67	2,67	2,56	2.140 ¹³⁵	3.133/3.262	100%	2019	
Central HPWR	745	5.401	2,88	-	-	4.970	6.671	-	-	-
Central Hualong ¹³⁶	1.150 1.262	9.461	4,48	5,05	5,05	9.545/10.475	8.300 ¹³⁷	-	2028	Indet.
CAREM 25 ¹³⁸	32	213	0,11	0,11	0,11	685	21.406	61%	2023	2026 ¹³⁹
Extensión Vida Atucha I	362	2.681	1,43	1,43	1,43	450	1.243	-	2025	2028/9
Total FI PANeyCC 17 - 19	2.972 - 2.339	21.681-17.361	11,58	9,27	9,16	17.790-13.750	5.986-5.878			
Total FI Ajuste	2.312	17.148				13.750	5.947			
V CENTRAL Reactor II	1.150	8.396	2,49	-	-	9.545	8.300	-	-	-
1° CAREM 120	150/ 120	946 / 891	0,51	0,51	0,48	600	5.000	-	-	Indet.
2° CAREM 120	150/ 120	946 / 891	-	0,51	0,48	600	5.000	-	Indet.	Indet.
3° CAREM 120	150/ 120	946 / 891	-	0,51	0,48	600	5.000	-	Indet.	Indet.
Total FA PANeyCC 17 - 19	1.300 - 450	5.611-2.838				10.295-2.250	7.919-5.000			
Total FA Ajust PANeyCC19	360	2.673	3	3,00 / 1,52	1,43	1.800	5.000			
Tot FI+FA PANeyCC 17-19	4.272 - 2.789	27.292-20.199	14,58	12,27 / 10,79	10,59	28.085-16.000	6.574-5.737			
TOTAL FI + FA	2.672	19.820				15.550	5.819			
Diferencia real entre PANeyCC19/17 y PANeyCC19/Ajuste			3,78	0,21						

Tabla 3.3.3-1: Resumen de proyectos nucleoelectricos.

Elaboración propia en base a información referenciada en pie de página.

¹³⁴ www.pris.iaea.org

¹³⁵ <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-puso-en-funcionamiento-el-nuevo-reactor-de-la-central-nuclear-embalse>

¹³⁶ <https://www.na-sa.com.ar/es/nuevosproyectos> <https://neutronbytes.com/2022/02/12/argentina-signs-8b-deal-for-chinas-hualong-one-pwr/>

¹³⁷ <https://www.na-sa.com.ar/es/prensa/el-sector-nuclear-argentino-presento-el-estado-actual-de-sus-proyectos-ante-mas-de-100-autoridades-nacionales-provinciales-municipales-empresariales-y-sindicales>

¹³⁸ <https://www.telam.com.ar/notas/202210/608183-director-oiea-carem-proyecto-energia-nuclear.html> <https://www.argentina.gob.ar/cnea/carem/el-proyecto-carem> <https://www.ambito.com/economia/obra-publica/carem-la-construccion-la-mini-central-nuclear-argentina-supero-el-75-la-obra-n5605733> <https://econojournal.com.ar/2018/06/sigue-adelante-la-construccion-del-reactor-carem/> <https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/Argentina/Argentina.htm>

¹³⁹ Base Programadores, Programación Estacional CAMMESA.

Evolución Anual en %	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030
Objetivos Incondicionales PANeCC 2017/19	8	12		16		18	20	20/25*
Cubrimiento renovable Real de la Demanda Eléctrica	2,5	6,1	10	13	13,9	14,3		
Faltantes en positivo, sobrantes en negativo	5,5	5,9		3		3,7		

Tabla 3.3.3-2: Cumplimiento metas de abastecimiento GRENI.

Nota de Tabla: * el 25 % en 2030 se trata de una medida adicional, no condicional.

Elaboración propia en base a información de PANeCC, CAMMESA y Ley 27.191.

Del mencionado documento PANeCC 2017 y su Actualización 2019 (sin cambios entre ambas versiones), surge la información de la siguiente Tabla 3.3.3-3, que en celdas amarillas indica valores a ajustar y en celdas verdes valores corregidos, usando las mismas tasas interanuales y factores de emisión:

PANeCC 2017 y 2019				Información real (2020-2022) y ajustada (2023-2030)				
GRENI Planificada GWh		Reducción de Emisiones tCO ₂ eq		FE tCO ₂ e GWh	Tasa crec. interanual Gen %	Ajuste GRENI GWh	Ajuste Reducción de Emisiones tCO ₂ eq	
		FI	FI + FA				FI	FI + FA
2020	19.898	10.581.633	10.581.634	531		12.737	6.773.458	6.773.459
2021	21.887	11.639.325	11.639.325	531	10,0	17.437	9.272.852	9.272.852
2022	24.073	12.801.834	12.801.834	531	10,0	19.340	10.284.861	10.284.861
2023	26.281	13.975.989	13.975.990	531	9,2	21.114	11.228.165	11.228.166
2024	28.291	15.045.327	15.045.328	531	7,7	22.729	12.087.261	12.087.262
2025	29.908	15.905.029	15.905.030	531	5,7	24.028	12.777.936	12.777.937
2026	30.369	16.150.109	17.001.842	531	1,5	24.398	12.974.831	13.826.564
2027	31.009	16.490.802	18.228.337	531	2,1	24.912	13.248.540	14.986.075
2028	31.663	16.838.309	19.496.737	531	2,1	25.438	13.527.724	16.186.152
2029	32.329	17.192.766	20.808.228	531	2,1	25.973	13.812.491	17.427.953
2030	33.009	17.554.312	22.164.027	531	2,1	26.519	14.102.953	18.712.668

Tabla 3.3.3-3: Resumen GRENI.

El ajuste de los valores de la tabla precedente obedece al importante sobredimensionamiento en los valores proyectados de la demanda real de los años 2020 a 2022 (y por tanto del cálculo de su correspondiente participación de generación renovable y emisiones evitadas), que al año 2030 arrojaron diferencias en la demanda abastecida y en sus emisiones incondicionales por un 24,5 %, que se reduce a un 18,4 % al considerar también las adicionales. Este exceso de requerimientos considerado, impacta en menores requerimientos de potencia instalada y también en menores reducciones de emisiones que las esperadas.

La justificación de estas discrepancias puede explicarse por el impacto de las reducciones de consumo por iluminación eficiente como producto del reemplazo masivo de luminarias a nivel residencial, además de los imprevistos asociados a las reducciones de actividades y consumos de la pandemia COVID-

19 durante el año 2020, (cuyo efecto no fue previsto en 2017 y el que puede apreciarse en la figura¹⁴⁰ siguiente, mostrando la fuerte relación entre demanda energética y PBI en la mayoría de los años).

Cabe aclarar que puede ocurrir, como en el año 1999, que a pesar del inicio en la caída del PBI previo a la fuerte crisis económica que atravesó el país en el 2001, ocurra una fuerte crecida de la demanda eléctrica. Esto se explica por la combinación de factores como ineficiencias de la demanda por falta de actualización de tecnologías de consumo, obsolescencia de tecnologías de generación, crecimiento de consumos asociados al aumento poblacional (con mínimos requerimientos), e incluso una alta capacidad ociosa de instalaciones que producen un escalamiento de la demanda hasta su recuperación, entre otros. Por ello el consumo eléctrico continuó creciendo hasta el año 2000, en que recién comenzó a disminuir, aunque en menor proporción al PBI. Esto responde a la inelasticidad de la demanda de energía, por lo que el PBI resulta un indicador a utilizar combinado a la hora de evaluar la evolución de la demanda.

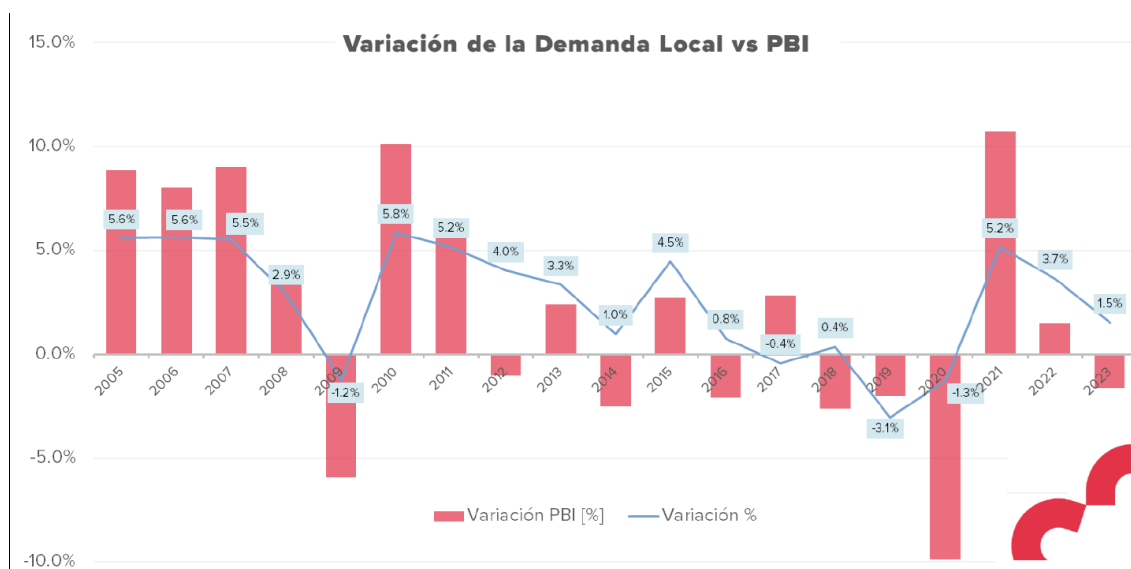


Figura 3.3.3.1: Variación de Demanda Eléctrica versus PBI.

En otro sentido, como se ha mencionado en Argentina los recursos renovables dispersos por el territorio se encuentran en zonas alejadas de las grandes ciudades, constituyendo estos requerimientos de transporte una barrera a una mayor inserción y aprovechamiento de estas tecnologías. Así, en la última década, el país ha registrado un importante aumento de la participación de generación renovable en el abastecimiento, pasando de un 1,6 en el año 2013 a un 13,9 en el año 2022, hasta alcanzar un pico horario del 32¹⁴¹ % de la demanda eléctrica el 19 de febrero de 2023 a las 10,20 am; sin que lo hagan en paralelo las obras de transmisión necesarias para su mayor incorporación. Esta temática se ampliará en Anexo I.1.

¹⁴⁰ Informe Anual de CAMMESA 2023.

¹⁴¹ Fuente CAMMESA.

Por otra parte, es sabido que, a mayor incorporación de tecnologías de generación intermitente no gestionables, corresponde contemplar una mayor potencia disponible de tecnologías de base para garantizar un margen de reserva que permita resolver contingencias. Dicho margen va variando de acuerdo a la política aplicada en cada momento histórico, pudiendo ser, por ejemplo, más económico, importar de países limítrofes electricidad de origen renovable, que financiar tecnologías de reserva con bajo factor de utilización. Dado que las consideraciones acerca de la reserva exceden la dimensión ambiental de esta MM, se amplía esta temática en el Anexo I: Sistema Eléctrico y Proyecciones de Demanda y Oferta.

En consecuencia, el margen de reserva requerido por el país para contar con un respaldo de estas tecnologías, su valor debe ser también ajustado al corregir el sobredimensionamiento descrito sobre la proyección de la demanda.

Cabe aclarar que independientemente de cual sea el valor final de la demanda en el año 2030, así como el de Generación Eléctrica Renovable y sus emisiones evitadas, los cálculos aquí presentados demuestran las dificultades que implican las proyecciones de demanda energética futura, así como la adecuada estimación de la oferta para abastecerla, sin contar con el perjuicio para el país de realizar sobreinversiones que luego resulten innecesarias o, de resultar insuficientes, limitar las posibilidades de desarrollo de la nación. Por todo ello se considera altamente recomendable realizar las revisiones correspondientes a los planes efectuados, con objeto de plasmar a tiempo los ajustes necesarios.

3.4. DIMENSIÓN TECNOLÓGICA

Analizando las MM propuestas por el país desde esta dimensión, se realiza una descripción de su desarrollo y estadio evolutivo a continuación.

3.4.1. GHIDI

Como se ha mencionado en la Introducción, la participación hidroeléctrica de la matriz en el año 2022 fue del 25,2 % de la potencia instalada y del 20,8% de la generación eléctrica anual.

Su nivel de desarrollo tecnológico corresponde al de **madurez**, por lo que ya no se espera que se obtengan importantes mejoras ni innovaciones, más que el aporte que pueda introducir la digitalización¹⁴², en su rehabilitación y modernización. Esta herramienta permite mejorar la toma de decisiones en la administración de centrales hidroeléctricas, optimizar la gestión del recurso hídrico y tomar un rol clave para el respaldo hidroeléctrico de la creciente penetración de energía renovable intermitente.

Las aplicaciones digitales abarcan desde la simulación del diseño y construcción hasta la operación y el mantenimiento. Así, los reguladores digitales,

¹⁴² <https://blogs.iadb.org/energia/es/3262/>

pueden ayudar a incrementar su eficiencia con medición más precisa de los parámetros de entrada y de salida (caudal, presión, potencia), con sistemas de control “inteligente” para lograr ajustes más precisos. Además, la posibilidad de la operación, inspección y mantenimiento remoto puede ayudar a disminuir riesgos, incluyendo la inspección de presas, túneles, y otros elementos de difícil acceso a través de drones o robots, o la operación remota de centrales.

3.4.2. GNUC

En el mundo la tecnología nuclear tendrá un cambio tecnológico importante cuando se terminen de desarrollar los reactores de cuarta generación y se logre a futuro dominar la fusión controlada.

En el caso de Argentina, están en estudio los reactores de cuarta generación y actualmente en construcción el proyecto CAREM-25 (pequeño reactor modular tipo *PWR*), con sus ventajas esperadas en costos y factores de seguridad, antes mencionadas.

Del documento PANeYCC 2017 surgen que esta central por ser la primera en su especie, enfrenta las barreras típicas de encontrarse en el primer tramo de la curva de aprendizaje. Al mismo tiempo, esto pone al país a la vanguardia de un desarrollo tecnológico perseguido a nivel mundial.

3.4.3. GRENI

En relación a estas tecnologías, las mismas se encuentran en una fase de evolución en su desarrollo, que da lugar a oportunidades de mejora por innovación y disminución de costos, (como viene sucediendo en los últimos años).

Una forma en que se espera puedan mejorar aún más su aprovechamiento, sería a través de la existencia de baterías de respaldo a bajo costo, que permitan gestionar la energía para abastecer la demanda sin interrupciones intempestivas, disminuyendo así sus requerimientos de respaldo, en gran parte de origen térmico.

3.5. DIMENSIÓN ECONÓMICA

En esta parte del análisis se consideran las variables económicas requeridas para llevar adelante las MM planificadas.

3.5.1. GHIDI

En relación a la tecnología hidroeléctrica, las principales necesidades y barreras para impulsar esta medida están dadas por:

- ✓ **Horizonte de planeamiento:** al igual que para la GNUC, el período de construcción de una central hidroeléctrica es mucho más extenso que para

otras centrales de generación (siete años contra uno a tres). En consecuencia, las potenciales demoras tendrán un mayor impacto en los costos y en la finalización y puesta en marcha de la obra, hasta que pueda comenzar a recibir ingresos por la venta de energía. Por todo ello, este tipo de extensos cronogramas de obra requieren buenas gestiones de riesgos.

- ✓ **Características diferenciales de los proyectos hidroeléctricos:** el largo horizonte de análisis, la elevada inversión inicial y un plazo de construcción y puesta en marcha de al menos siete años, con un capital que recién se empieza a pagar el primer año de generación, implican un largo período de maduración y recupero de la inversión. Por ello, al resultar en la estructura de costos el capital como costo principal, la factibilidad para estos proyectos va a estar dada por el acceso al crédito y al financiamiento a tasas bajas.
- ✓ **Dependencia del presupuesto de la administración nacional:** los proyectos que son financiados por las transferencias de Tesoro Nacional están atados a las decisiones de la administración en materia presupuestaria. La evolución del proyecto y el cumplimiento de los tiempos de obra están ligados, en gran medida, a la llegada de los desembolsos del Estado nacional.
- ✓ **Construcción en el tiempo planificado:** las demoras en todas las etapas de planeamiento y ejecución de las centrales, son debidas principalmente a la falta de fondos comprometidos para la ejecución y la aprobación de permisos y licencias de los potenciales impactos ambientales.
- ✓ Contar con **inversiones para las infraestructuras de transporte eléctrico en AT y EAT**, necesarias para evacuar la energía generada hacia los distantes centros de consumo. Estos desembolsos resultan importantes, al sumarse al costo de las centrales en sí mismas, dada la ubicación específica de estos emprendimientos en la localización geográfica impuesta por el recurso. Se incorpora información relacionada al nuevo plan de obras de transporte en el Anexo III.

En cuanto a Instrumentos y herramientas de implementación, se mencionan los siguientes:

- ✓ Del documento “Estrategia¹⁴³ Nacional de Financiamiento Climático Internacional para la República Argentina” de Junio 2023, surge que se recibieron del BID recursos financieros por más de USD 1.480 millones en 2022 para la acción climática y biodiversidad, como récord histórico de financiamiento a nivel global para proyectos de acción climática, en un solo año. Las áreas de mayor impacto en el paquete de operaciones fueron Agua, Saneamiento y Gestión Hídrica, Energía, y la Gestión de Residuos Sólidos Urbanos”.
- ✓ En el mismo documento, surge que Argentina priorizará la aprobación de alrededor de 13 proyectos climáticos para recibir financiamiento

¹⁴³https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/estrategia_nacional_de_financiamiento_internacional_para_la_republica_argentina.pdf

internacional con organizaciones internacionales de crédito (OIC) por un total de USD 2.635 millones, con áreas prioritarias de desarrollo de obras de transmisión de energía eléctrica y obras hídricas.

3.5.2. GNUC

En relación a la generación nucleoelectrónica, del documento PANeyCC 2017 pueden extraerse las siguientes necesidades y barreras:

- ✓ **Horizonte de planeamiento:** al igual que para la GHIDI, el período de construcción de siete años para una central nuclear, (contra uno a tres para otras plantas de generación), genera una mayor probabilidad de contingencias que retrasen la finalización y puesta en marcha de la obra, demorando también el inicio de los ingresos por la electricidad vendida. Estos cronogramas de obra prolongados y ajustados, requieren de una buena gestión del riesgo, ya que cualquier demora tendrá una incidencia negativamente en el costo. Así, la complejidad de las tareas a completar sin posponer el inicio de otras, vuelve necesario definir claramente las responsabilidades de cada agente participante en el proyecto, para evitar alterar los cronogramas.
- ✓ **Características diferenciales de los proyectos nucleares:** en forma similar a lo enunciado para la GHIDI, su larga vida útil sumada a los elevados costos de inversión, (con plazos de construcción y puesta en marcha de al menos siete años), implican un retorno del capital más lento que para otras tecnologías e involucran un largo período de maduración para no penalizar su rentabilidad en los primeros años de operación. Además, por sus bajos costos de combustible y de operación y mantenimiento, prevalece fuertemente el peso relativo de los grandes costos hundidos en la fase inicial. Eso explica que este tipo de proyectos capital-intensivos requieran acceso al crédito con financiamiento a tasas bajas, al tratarse de pocos proyectos en cantidad, pero de gran envergadura. Estas razones impulsan también el desarrollo de nuevos reactores de pequeño tamaño y menor inversión, modulares, que permitan un ingreso paulatino de la generación para acompañar y sostener la construcción de los siguientes módulos.
- ✓ **Dependencia del presupuesto de la administración nacional:** Al igual que para la GHIDI, la dependencia de estos proyectos por las transferencias de Tesoro Nacional, puede generar demoras o interrupciones por falta de desembolsos del Estado nacional, como sucedió en el caso de la Central Atucha II.
- ✓ **Precio de fuentes alternativas de generación** (como el gas natural): la disminución de costos de las fuentes y tecnologías alternativas afectan los precios relativos en detrimento de la generación nuclear.

Del mismo documento surgen los siguientes Instrumentos y herramientas de implementación:

- ✓ Para generar condiciones favorables para la concreción de los proyectos, se sancionó la Ley 26.566, que otorga beneficios impositivos y fiscales para las obras de extensión de vida útil de las centrales Embalse y Atucha I, la construcción de la Cuarta y Quinta Centrales y el reactor CAREM, para aliviar la carga financiera de los proyectos.
- ✓ Con el objetivo de mejorar las condiciones de acceso al financiamiento para la Cuarta y Quinta Centrales Nucleares, existen negociaciones bajo un Convenio Marco de Cooperación en materia económica y de inversiones entre Argentina y China, para lograr el financiamiento concesional para la parte china y que la adjudicación se realice en condiciones ventajosas de calidad y precio. La herramienta que ratifica esta dirección es el Plan Quinquenal Integrado China-Argentina para la Cooperación en Infraestructura 2017-2021.
- ✓ En lo que respecta al costo de capital, (definitorio para un proyecto nuclear), el Dto. 338/17¹⁴⁴ que respalda las negociaciones con China, pone un tope a la tasa de interés y fija las siguientes condiciones de un financiamiento concesional: un período de gracia como mínimo igual al plazo total o parcial (si se previeran etapas), de su ejecución; un descuento en la tasa de interés de, al menos, el veinticinco por ciento (25%) con respecto a la tasa de títulos públicos emitidos por Argentina sujetos a la ley y jurisdicción del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, con similar duración, considerado al momento de la firma de los contratos de préstamo de financiamiento concesional; y un plazo de repago de al menos diez años desde el vencimiento del periodo de gracia.
- ✓ En relación al costo de la Cuarta y Quinta Centrales Nucleares, el 85 % podría financiarse a través de préstamos de China. De contarse con este financiamiento para la IV Central Nuclear, correspondería un repago de capital de 14 años (a pesar de tratarse de una tecnología con una vida útil varias décadas), lo cual significa que luego del repago, la tecnología seguiría produciendo energía al costo de operación.
- ✓ En el caso de la extensión de la vida útil de la central Embalse, el Banco para el Desarrollo de América Latina (CAF) aportó el 11 % del monto total del proyecto y también se contó con aportes del Tesoro nacional.
- ✓ Una herramienta que contribuye a reducir las probabilidades de incumplimiento de los cronogramas de obra es la experiencia ganada por los proveedores locales en la construcción de la central Atucha II y, actualmente, en la extensión de vida útil de la Central Nuclear Embalse. Con esta experiencia adquirida, tienen la capacidad de participar en proyectos nucleares de gran envergadura.
- ✓ Para acompañar el desarrollo del Reactor CAREM, se llevan a cabo estudios específicos para analizar el avance de otros países en la tecnología SMR y el potencial de mercado tanto local como internacional al que la Argentina puede acceder.

¹⁴⁴ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-338-2017-274741/texto>

3.5.3. GRENI

Si bien estas tecnologías tienen el menor de capital de todas las MM planificadas, la rigidez de su ubicación forzada por el recurso (al igual que para las GHIDI), conlleva costos adicionales en transporte eléctrico para su vinculación energética con los distantes centros de demanda. De igual forma ocurre con los costos en tecnologías de respaldo, (para cubrir la demanda ante insuficiencia de recursos), así como por mayores niveles de reservas específicas, para garantizar la seguridad del suministro con aumento de generación intermitente y no gestionable.

Así, a partir del año 2018 se observa un incremento marcado de la capacidad de reserva¹⁴⁵, como resultado de una aceleración en la incorporación de máquinas térmicas y parques eólicos, aumentando la oferta de potencia disponible. Esto, sumado a una desaceleración de la demanda en el momento pico del sistema, llevó a que el margen de reserva del sistema mejorara notablemente. En la incorporación de nueva potencia renovable se debe considerar no solo los costos de instalación y el factor de capacidad, sino también el costo o ahorro en la inversión en la infraestructura de transporte y necesidad y tipo de respaldo.

Sin embargo, estas externalidades no fueron contempladas como costos adicionales en este análisis, así como tampoco los factores de incentivo ni beneficios fiscales recibidos por estas tecnologías que figuran en Tabla 3.5.3-1 con cupos máximos para Ronda 2.

A continuación, se realiza un resumen de los beneficios otorgados a la GRENI, en Capítulos I, II, V, VI y VII de la Ley N° 27.191, para proyectos con inicio efectivo con monto no inferior al 15% de la inversión total:

- ✓ El IVA y Ganancias no serán excluyentes entre sí.
- ✓ Sólo aplicable a nuevas obras y servicios de infraestructura.
- ✓ Devolución anticipada del IVA, transcurrido como mínimo un período fiscal.
- ✓ Las utilidades distribuidas no serán alcanzadas por Ganancias.
- ✓ Certificado fiscal para proyectos que acrediten un 60% de componente nacional, de instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil; que no podrá ser inferior al 30% por inexistencia de producción nacional.
- ✓ Beneficio aplicable al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al 20% del componente nacional, que el beneficiario podrá ceder siempre que no registre deuda con la AFIP.
- ✓ Exención del pago de los derechos a la importación, gravamen correlativo o tasa de estadística.

¹⁴⁵https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2022/12/lineamientos_para_el_desarrollo_integral_del_sector_electrico_a_mediano_plazo.pdf

Tecnología	Estimación de Inversiones (US\$/MW)	Cupo Máx de Beneficios Fiscales (US\$/MW)	% Beneficio Máx	Precio Máx de Adjudicación (US\$/MWh)
Eólica	1.400.000	700.000	*50%	56,25
Solar Fotovoltaica	850.000	425.000	**50%	57,04
Biomasa	3.000.000	1.500.000	50%	110
Biogás	5.500.000	2.750.000	50%	160
Biogás de Relleno Sanitario	2.500.000	1.250.000	50%	130
PAH	3.000.000	1.500.000	50%	105

*En la Ronda 1: 60 %

**En la Ronda 1: 55%

Tabla 3.5.3-1: Beneficios fiscales y precios adjudicación Renovables¹⁴⁶.

Elaboración propia en base a información oficial.

Cabe aclarar que el cupo máximo de beneficios fiscales corresponde a la suma de todos los beneficios citados que podrían ser aprobados, y como se aprecia en la Tabla anterior, pueden llegar a representar la mitad de la inversión.

En la siguiente Figura 3.5.3.1 se muestran las relaciones de precios entre tecnologías renovables.

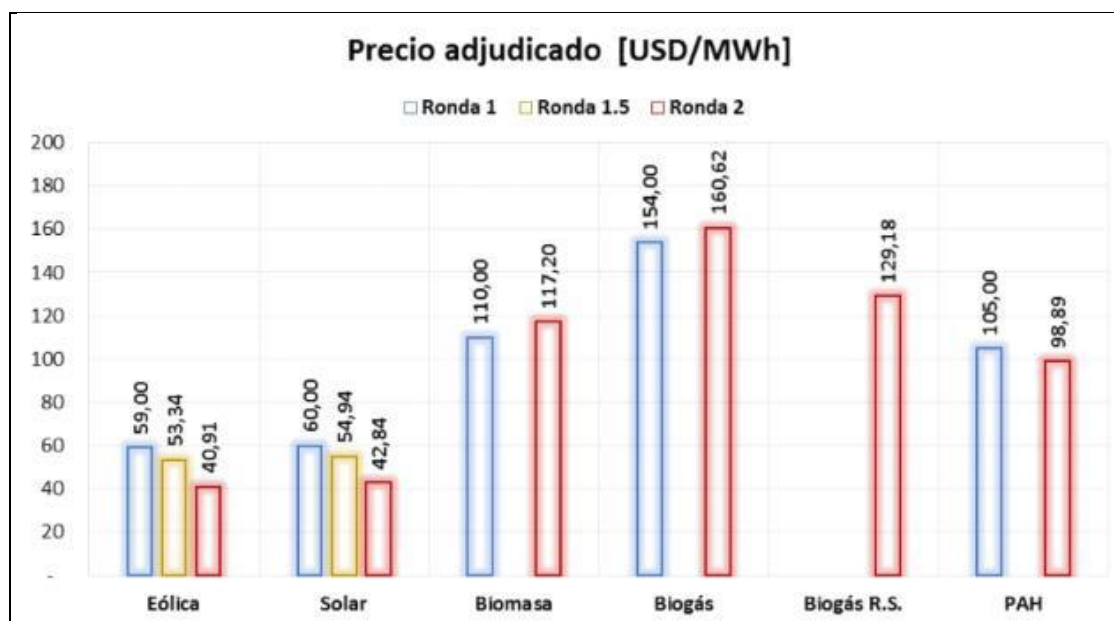


Figura 3.5.3.1: Precios adjudicados rondas Planes RenovAr.

Otro apoyo económico-financiero desarrollado para la inserción de estas tecnologías es la creación de un Fondo Fiduciario, que tiene por objeto el

¹⁴⁶ Documento Escenarios Energéticos 2030: "...a los precios de las rondas RenovAr se les adicionaron los factores de incentivo y ajustes que se otorgaron a los proyectos que se incorporaron al MEM bajo estas rondas licitatorias, incrementando el precio aproximadamente entre un 20% y un 28%."

otorgamiento de préstamos, aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros para:

- ✓ Financiar los proyectos.
- ✓ Bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y de títulos de valores.
- ✓ Otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica.

Por último, en el cap. III de la Ley 27.191 se detalla lo relacionado a la creación del FODER como un fideicomiso de administración y financiero para todo el territorio. El Dto. 531/2016 menciona que los recursos del tesoro nacional destinados al FODER se depositarán en una cuenta fiduciaria específica (la “Cuenta de Financiamiento”), con el objetivo de facilitar la conformación de los instrumentos necesarios.

3.5.4. COMPETITIVIDAD ECONÓMICA DE LAS MM

En las evaluaciones económicas suele considerarse como parámetro de comparación el Costo de Inversión, pero en este caso, por sí mismo no aporta información suficiente para jerarquizar las MM, ya que los 3 tipos tecnológicos poseen diferentes períodos de construcción, operación y distintas características para abastecer la demanda, que pueden volverlos incluso, complementarios¹⁴⁷.

De esta forma, si bien la instalación y operación de centrales renovables puede resultar más económica en el corto y mediano plazos, por su característica de generación intermitente no gestionable, requiere de un respaldo de base firme y de rápido ingreso para garantizar la seguridad del suministro. Este último puede ser brindado por centrales térmicas o hidroeléctricas de punta, (siempre que la hidraulicidad de las cuencas lo permita). Por otra parte, países con alta participación nuclear en sus matrices están realizando ensayos para modular la potencia de las centrales para acompañar este respaldo¹⁴⁸ y se espera que la inserción de pequeños reactores modulares colabore con este requerimiento.

Por ello en este análisis, para la priorización económica de las MM, resulta más apropiado el indicador de Costo Nivelado de Generación (LCOE por sus siglas en inglés), que incluye en el análisis todos los costos incurridos durante la vida útil de cada tecnología, así como el valor del dinero en el tiempo, a través de su factor de actualización. Así, distribuyendo estos costos por la energía generada durante la operación teórica de cada tecnología, (también actualizada en el tiempo), se obtiene un costo unitario que permite comparar las diferentes MM.

¹⁴⁷ <https://www.larepublica.net/noticia/la-energia-nuclear-surge-como-una-opcion-adicional-que-complementa-a-las-energias-renovables>

¹⁴⁸ <https://www.iaea.org/es/newscenter/news/de-que-manera-la-energia-nuclear-puede-reemplazar-al-carbon-en-la-transicion-a-una-energia-limpia#:~:text=Las%20centrales%20nucleares%20est%C3%A1n%20particularmente,otras%20fuentes%20de%20la%20red.https://www.iaea.org/es/el-oiea/agencia-internacional-de-energias-renovables-irena>

Teniendo en cuenta que los grandes proyectos capital intensivos resultan favorecidos por tasas de descuento bajas, mientras que el resto arroja mejores resultados utilizando tasas más elevadas; se contemplarán tasas del 6 y 8% para todas las tecnologías, por pertenecer al mismo mercado energético.

En función de ello, en la siguiente Tabla 3.5.4-1 se presentan los datos económicos genéricos para estas MM.

TECNOLOGÍAS	PWR GENÉRICO	HIDRO	EOL 25 años	SOL FV 30 años	EOL 20 años	SOL FV 15 años
COSTO INVERSIÓN USD/kW	8300	3200/3700	1600	900,00	1600	900,00
COSTO FIJO _{oyM} USD/kW	90,00	40,00	39,00	26,00	39,00	26,00
COSTO VBLE. _{oyM} USD/MWh	2,10	-	-	-	-	-
COSTO COMB. USD/MWh	11	-	-	-	-	-
Vida Útil en Años	60	60	25	30	20	15
Factor de Planta [%]	90	50	46	25	46	25
LCOE tasa descuento = $i = 6\%$	105	74	40	41	43	53
LCOE $i = 8\%$	138	100	46	48	49	58
LCOE IEA Min - Max $i = 7\%$	42 - 102	39 - 142	29 - 140	34 - 172	29 - 140	34 - 172

Tabla 3.5.4-1: Factores económicos¹⁴⁹ MM.

Elaboración propia en base a información recabada en el sector energético local y global.

Como se aprecia en la tabla anterior, si bien las vidas útiles de las tecnologías Eólica y Solar se estiman en 25 y 30 años respectivamente, también se calcularon sus LCOE para valores de 20 y 15 años, a partir de los cuáles comienzan a requerir mayores mantenimientos y a disminuir sus rendimientos. Sin embargo, los resultados obtenidos siguen siendo preferidos para ambas alternativas a nivel económico.

En cuanto al mix de proyectos renovables, si bien en los últimos años el mayor porcentaje de inserción (73% al año 2022) ha correspondido a la tecnología eólica¹⁵⁰ por sus significativos factores de disponibilidad respecto del promedio mundial, a futuro se espera una mayor inserción de solar fotovoltaica (15 % de participación al 2022), como viene ocurriendo a nivel mundial, por sus menores costos de inversión. Por ello, para este análisis se ha supuesto la cobertura de generación renovable prevista para el cumplimiento de la meta del 25 % de la demanda energética del año 2030, simplificando dicho abastecimiento con la siguiente participación:

¹⁴⁹ <https://www.undp.org/es/argentina/publicaciones/escenarios-energeticos-argentina-2040>
<https://nuclea.cnea.gob.ar/collections/ea6557b5-8334-45fd-8a66-89e1781c1379>
 Informe de Energías Renovables en Argentina realizado por la Subgerencia de Planificación Estratégica en 2018.

¹⁵⁰ <https://www.argentina.gob.ar/noticias/energias-renovables-2022-se-cubrio-el-139-de-la-demanda-y-se-inauguraron-8-proyectos-por#:~:text=En%20cuanto%20a%20la%20generaci%C3%B3n,Comp%C3%B1a%20Administradora%20del%20Mercado%20Mayorista>

- ✓ 70% de eólica y 30% solar, con 20 y 15 años de operación, respectivamente; con un promedio ponderado de factor de disponibilidad de 0,40.

Por otra parte, del documento Estrategia Nacional de Financiamiento Climático Internacional para la República Argentina de Junio 2023, surge la cartera con organismos internacionales de crédito mostrada en la siguiente Figura 3.5.4.1.

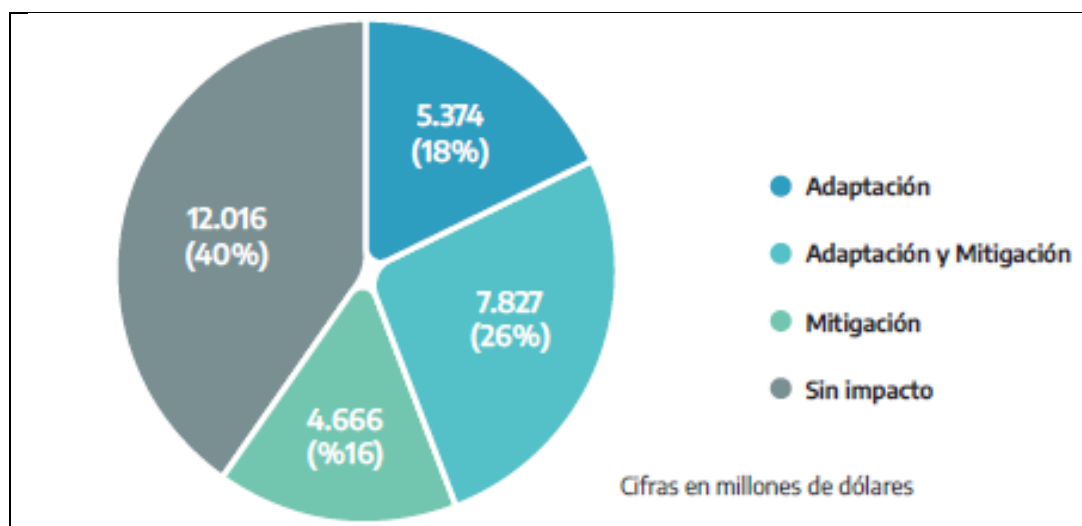


Figura 3.5.4.1: Cartera con organismos internacionales de crédito¹⁵¹.

El mismo documento propone una reforma integral de la arquitectura para reestructuraciones de deuda, considerando flexibilización de plazos, tasas y condiciones para atender los pagos, bajo circunstancias de estrés sanitario y ecológico. Ya que altos niveles de endeudamiento limitan la capacidad de los países para financiar la acción climática (y avanzar hacia una trayectoria de emisiones alineada con las metas del acuerdo de París), la liberación de recursos por la disminución en la carga de deuda podrá ser dirigida hacia esos fines. También se está evaluando la viabilidad de la implementación de canje de deuda por acción climática, como instrumento de financiamiento para medidas o proyectos de adaptación y mitigación.

Por otra parte, para evaluar proyectos y políticas vinculados al sector energético, deben identificarse y cuantificarse las externalidades asociadas a cada alternativa; en particular las referidas al CC. Una forma sería mediante la valorización de emisiones GEI, que podrían adicionarse o descontarse a los costos de generación obtenidos, “internalizando” así su impacto o contribución a la mitigación.

¹⁵¹https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/estrategia_nacional_de_financiamiento_internacional_para_la_republica_argentina.pdf

En este sentido, Argentina identifica a los impuestos y mercados de carbono¹⁵² como instrumentos herramientas para alcanzar sus compromisos climáticos e impulsar la transición necesaria, en contexto de desarrollo sostenible, erradicación de la pobreza e integridad ambiental.

En relación a los impuestos al carbono, el monto es fijado por el Estado y actualmente presenta una tasa para los combustibles fósiles de entre 0,4 y 0,6 pesos por litro o kilo, según el tipo de combustible que corresponda, (lo que equivale a un rango entre 1 y 10^{153,154} dólares por tonelada de CO₂). La Ley N° 23.966/91 creó estos impuestos y fue modificada por la Ley de Reforma Tributaria N°27.430/17, que simplificó la carga impositiva a los combustibles, pasando de tres impuestos a dos. El primero es aplicable a los combustibles líquidos y el segundo grava al CO₂e, con una tasa impositiva diferente, de acuerdo al contenido de carbono de cada combustible fósil, con montos fijos actualizables trimestralmente (cuando no se decretan¹⁵⁵ postergaciones), como se muestra en Tabla 3.5.4-2.

Al modificar el impacto tributario del impuesto al carbono, se buscó que su implementación no modificara la carga fiscal a la que estaban sujetos los combustibles fósiles, para que el efecto del impuesto fuera neutro, tanto desde el punto de vista económico de los usuarios, como de su destino. Así, los combustibles fósiles que anteriormente no estaban sujetos a impuestos, como el gas natural, carbón y gas licuado de petróleo (GLP), fueron eximidos y serán gravados gradualmente de manera escalonada iniciando en 2019, aumentando 10% cada año hasta 2028, cuando se complete el 100% de su aplicación. Además, el impuesto al carbono se traslada al consumidor final siguiendo la lógica de que “quien contamina, paga”, para internalizar el costo de los daños e impactos que produce su emisión, incluyendo la importación de combustibles fósiles.

Año	Ingresos (10 ⁶ \$ ARG)	Ingresos (10 ⁶ USD)
2019	161.666,3	1.851,11
2020	195.658,7	2.240,32
2021	356.272,6	3.349,80
2022	431.486,6	2.368,20
2023	526.432,0	ND

Tabla 3.5.4-2: Recaudación anual^{156,157} impuesto a los combustibles.

¹⁵² <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/que-es-el-cambio-climatico/mercados-de-carbono-en-argentina>

¹⁵³ <https://economiasustentable.com/noticias/que-efectos-logra-la-argentina-aplicando-un-impuesto-al-carbono/>

¹⁵⁴ <https://lexlatin.com/reportajes/impuesto-al-carbono-argentina-colombia-mexico>

¹⁵⁵ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/297486/20231101>

¹⁵⁶ <https://economis.com.ar/como-se-aplica-el-impuesto-al-carbono-en-argentina-y-para-que-se-utiliza/>

¹⁵⁷ <https://www.argentina.gob.ar/noticias/recaudacion-de-recursos-tributarios-diciembre-y-ano-2023#:~:text=La%20recaudaci%C3%B3n%20de%20Recursos%20Tributarios,interanual%20de%202014%20C0%25>

Sin embargo, hasta el momento este impuesto no produce efectos visibles en el mercado, ya que por su baja incidencia no aplica presión fiscal suficiente para disuadir conductas contaminantes, resultando trasladado a los consumidores que desconocen su existencia; y tampoco contribuye al ambiente, al no contar con una asignación ecológica directa. Por ejemplo, los fondos destinados para las provincias como se aprecia en la siguiente Figura 3.5.4.2, se distribuyen en un 60% a sus organismos de vialidad; otro 30% a obras de infraestructura de energía eléctrica y/u obras públicas y el 10% restante al Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior.

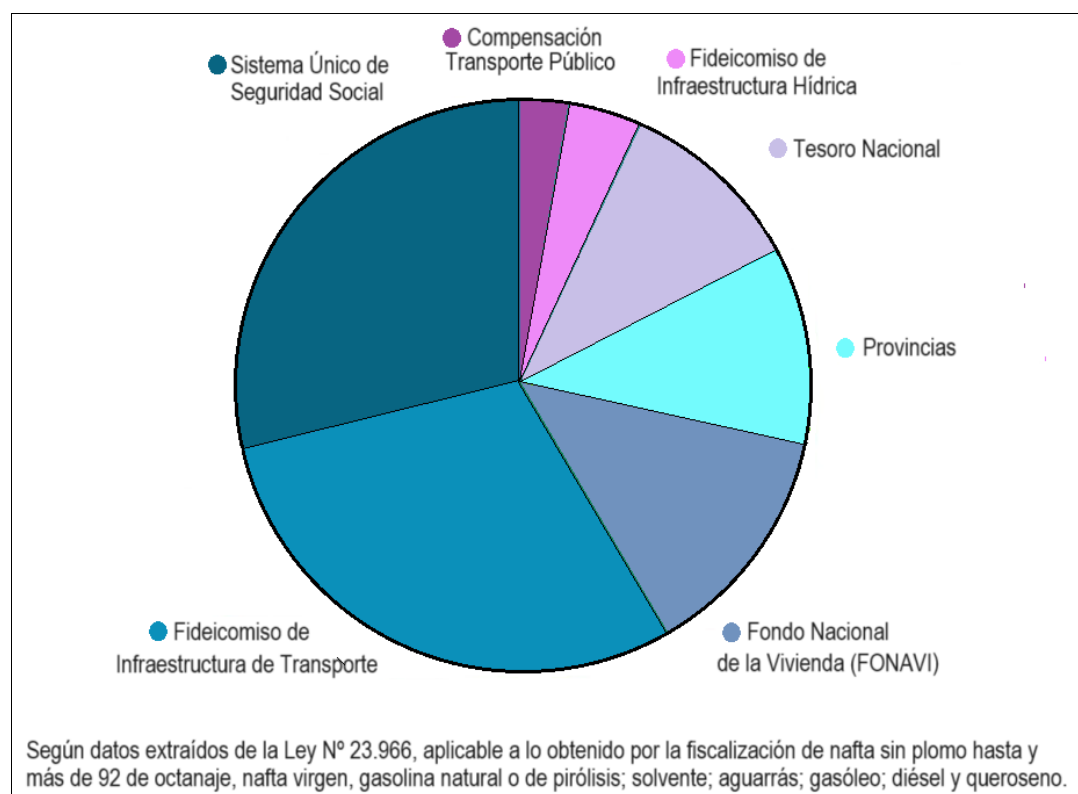


Figura 3.5.4.2: Distribución de ingresos de impuesto al CO₂ Argentina¹⁵⁴.

La utilidad del impuesto al carbono para penalizar la generación emisora de GEI, se presentaría al modificar el orden de despacho por aumento del costo marginal. De esa forma las tecnologías más contaminantes pueden ir quedando afuera del despacho, siempre que existan fuentes más limpias, eficientes y económicas para reemplazarlas y que sean suficientes para abastecer la demanda. De otra forma la generación continuará siendo contaminante para garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

Por su parte, en los mercados de Carbono el precio de la tonelada de CO₂ se determina por el mercado y tiene variaciones. Al momento, Argentina no cuenta con un marco legal nacional que regule su uso y las metas establecidas en la ENUMeC¹⁵⁸ lo proponen recién a partir del año 2030; a la espera del establecimiento de mecanismos claros y transparentes en las negociaciones sobre el artículo 6 del Acuerdo de París, en el marco de la CMNUCC. Sin

¹⁵⁸https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/06/2023_estrategia_nacional_para_el_uso_de_los_mercados_de_carbono_en_argentina.pdf

embargo, algunas provincias del país, mediante la sanción de sus leyes climáticas locales, contemplan desarrollar sistemas de comercio de emisiones a nivel jurisdiccional, con la opción de mercado voluntario (donde existen desarrolladores de proyecto, terceras partes y entidades certificadoras con sus metodologías). Mayor información sobre este tema se incorpora en Anexo III.

Considerando estimaciones del Banco Mundial y el FMI, para cumplir con los objetivos de temperatura del Acuerdo de París, se requeriría un precio de carbono¹⁵⁹ de 50 a 100 USD/tCO₂e; que solo el 20 % de las emisiones cubiertas verifica, mientras que el 51% registra precios inferiores a 10 USD/tCO₂e, con un promedio de 6. Para evaluar este parámetro en la jerarquización económica entre las MM, se evaluó la reducción de costos nivelados de cada tecnología, al descontar anualmente los montos de impuestos por emisiones evitadas, a 3 cotizaciones de 25, 60 y 100 USD/tCO₂e.

Los valores que toman los indicadores de esta dimensión para cada tecnología, se presentan seguidamente en la Tabla 3.5.4-3 resumen, evaluando el conjunto de proyectos considerados en el documento PANEyCC 2019 para cada MM.

De esta forma, en la fila consecutiva a cada parámetro considerado, se sopesan en forma relativa entre las 3 tecnologías, los valores de los indicadores seleccionados (normalizándolos del 1 al 10, con mayor valor para el del menor costo). Como resultado, la sumatoria de cada columna determina un orden jerárquico entre las MM, resultando como preferido el de mayor valor, por representar la sumatoria de los menores costos.

Como resultado de la mencionada tabla se obtiene que:

✓ Para las MM planificadas, las tecnologías renovables presentan los menores Costos de Inversión, seguidas por la hidroeléctrica y la nuclear;

✓ Similar comportamiento se obtiene de los LCOE, incluso descontando ingresos por emisiones evitadas a los 3 precios considerados, ya que estos benefician a todas las tecnologías libres de emisiones por igual, volviéndolas más competitivas sin alterar su ordenamiento relativo.

✓ En consecuencia, **el orden de priorización económico** obtenido es:

GRENI - GHIDI - GNUC.

Cabe aclarar que, si bien las MM Adicionales fueron informadas y contempladas en este trabajo, en la Tabla 3.5.4.3 no se ponderan explícitamente sus LCOE, ya que sus resultados mantienen el mismo ordenamiento de los demás parámetros de la tabla. Finalmente, en la Figura 3.5.4.3 se grafican los resultados de la Tabla siguiente.

¹⁵⁹ <https://www.bloomberg.com/latam/blog/los-10-aspectos-importantes-a-observar-en-los-mercados-de-energia-del-mundo-en-2023-2/>
<https://www.imf.org/es/Blogs/Articles/2022/07/21/blog-more-countries-are-pricing-carbon-but-emissions-are-still-too-cheap>

 MM CUANTIFICABLES PANeYCC 2019 	GHIDI	GNUC	GRENI
	COSTOS REALES Y NORMALIZACIÓN RELATIVA		
Costos de Inversión para FI USD/kW	3.712	5.947	1.390
NORMALIZACIÓN CI FI	3,7	2,3	10,0
Costos de Inversión USD/kW FA	2.000	5.000	1.390
NORMALIZACIÓN CI FA	7,0	2,8	10,0
Costos de Inversión USD/kW FI + FA	3.444	5.819	1.390
NORMALIZACIÓN CI FI + FA	4,0	2,4	10,0
LCOE FI USD/MWh TASA 6%	74	82	41
LCOE FI USD/MWh TASA 8%	100	106	47
NORMALIZACIÓN LCOE FI	5,1	4,7	10,0
LCOE FI USD/MW descontando ingresos por impuesto a emisiones a 25 ¹⁶⁰ USD/tCO ₂ a tasa i = 6%	61	69	27
LCOE FI USD/MW descontando ingresos por impuesto a emisiones a 25 USD/tCO ₂ a tasa i = 8%	87	92	34
NORMALIZACIÓN LCOE FI IC1	4,2	3,8	10,0
LCOE FI USD/MW descontando ingresos por impuesto a emisiones a 60 USD/tCO ₂ a tasa i = 6%	42	50	9
LCOE FI USD/MW descontando ingresos por impuesto a emisiones a 60 USD/tCO ₂ a tasa i = 8%	68	74	15
NORMALIZACIÓN LCOE FI IC2	2,1	1,9	10,0
LCOE FI USD/MW descontando ingresos por impuesto a emisiones a 100 ¹⁶¹ USD/tCO ₂ a tasa i = 6%	21	29	-13
LCOE FI USD/MW descontando ingresos por impuesto a emisiones a 100 USD/tCO ₂ a tasa i = 8%	47	52	-6
NORMALIZACIÓN LCOE FI IC3	-3,8	-2,8	10,0
NORMALIZACIÓN TOTAL DE COSTOS (MAYOR = MEJOR)	22,3	15,1	70,0

Tabla 3.5.4-3: Competitividad Económica entre MM.

Elaboración y cálculos propios en base a información obtenida del mercado local y global.

¹⁶⁰ https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/12/informe_gestion_2022_2023.pdf
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/12/informe_gestion_2022_2023.pdf

¹⁶¹ <https://www.bloomberg.com/latam/blog/los-10-aspectos-importantes-a-observar-en-los-mercados-de-energia-del-mundo-en-2023-2/>

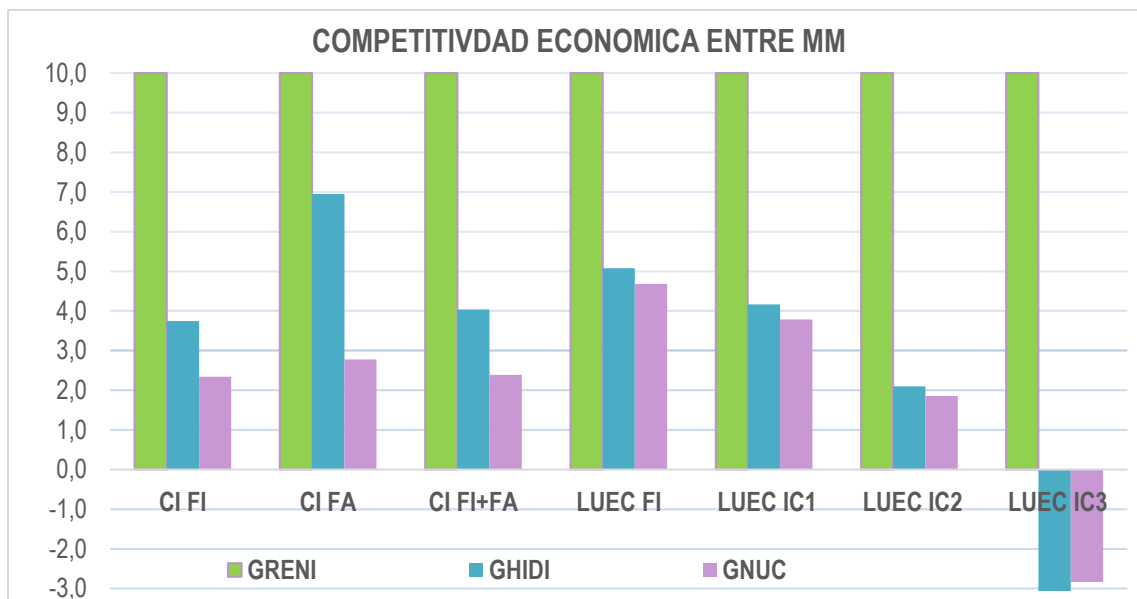


Figura 3.5.4.3: Competitividad económica relativa entre MM.

Elaboración propia en base a la tabla anterior.

Por otra parte, del análisis de los resultados surge que, descontando anualmente a las MM ingresos adicionales por impuestos al carbono, si bien el LCOE disminuye en forma apreciable a medida que éstos aumentan, la diferencia relativa entre las tecnologías se mantiene. Ello obedece a que los costos de capital tienen gran incidencia en GNUC y GHIDI, mientras que los ingresos del impuesto disminuyen sus costos de operación y mantenimiento; mejorando la performance económica de las tecnologías por igual, como se aprecia en la siguiente Figura 3.5.4.4.

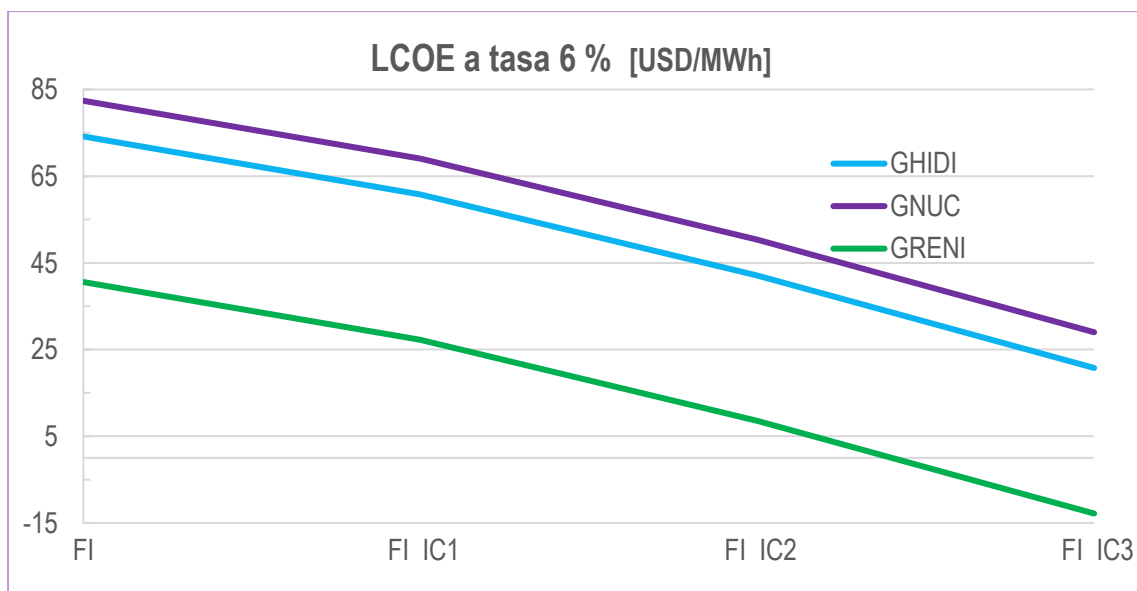


Figura 3.5.4.4: Variabilidad del LCOE de las MM.

Elaboración propia.

Por otra parte, en la Figura 3.5.4.5 se muestran otros ejemplos del comportamiento del LCOE de cada MM ante cambios en algunos parámetros de ingreso, en función de la tasa de interés considerada. En este caso se tomaron como ejemplos de variación, el costo de combustible para la tecnología nuclear, el costo de inversión para la hidroeléctrica y las renovables, y el factor de disponibilidad para las 3.

Como puede apreciarse, si bien el costo de inversión de las renovables es el menor, al estar concentrado en un solo año de construcción tiene un mayor impacto inicial (hasta una tasa de interés (i) del 1%), frente a la proporción de inversión del primer año de construcción de los proyectos hidroeléctricos considerados (por ello a tasa 0 su LCOE es mayor que para GHIDI). De igual forma en el LCOE de GRENI tiene un leve menor impacto por la disminución de un 25 % del factor de disponibilidad que por la disminución del costo de inversión en la misma proporción; a diferencia de la GHIDI en la que ambos factores tienen un efecto similar. Por ultimo en el caso de GNUC, la incidencia de una disminución del costo de combustible tiene un impacto mucho menor sobre el LCOE, que la misma disminución en el factor de disponibilidad.

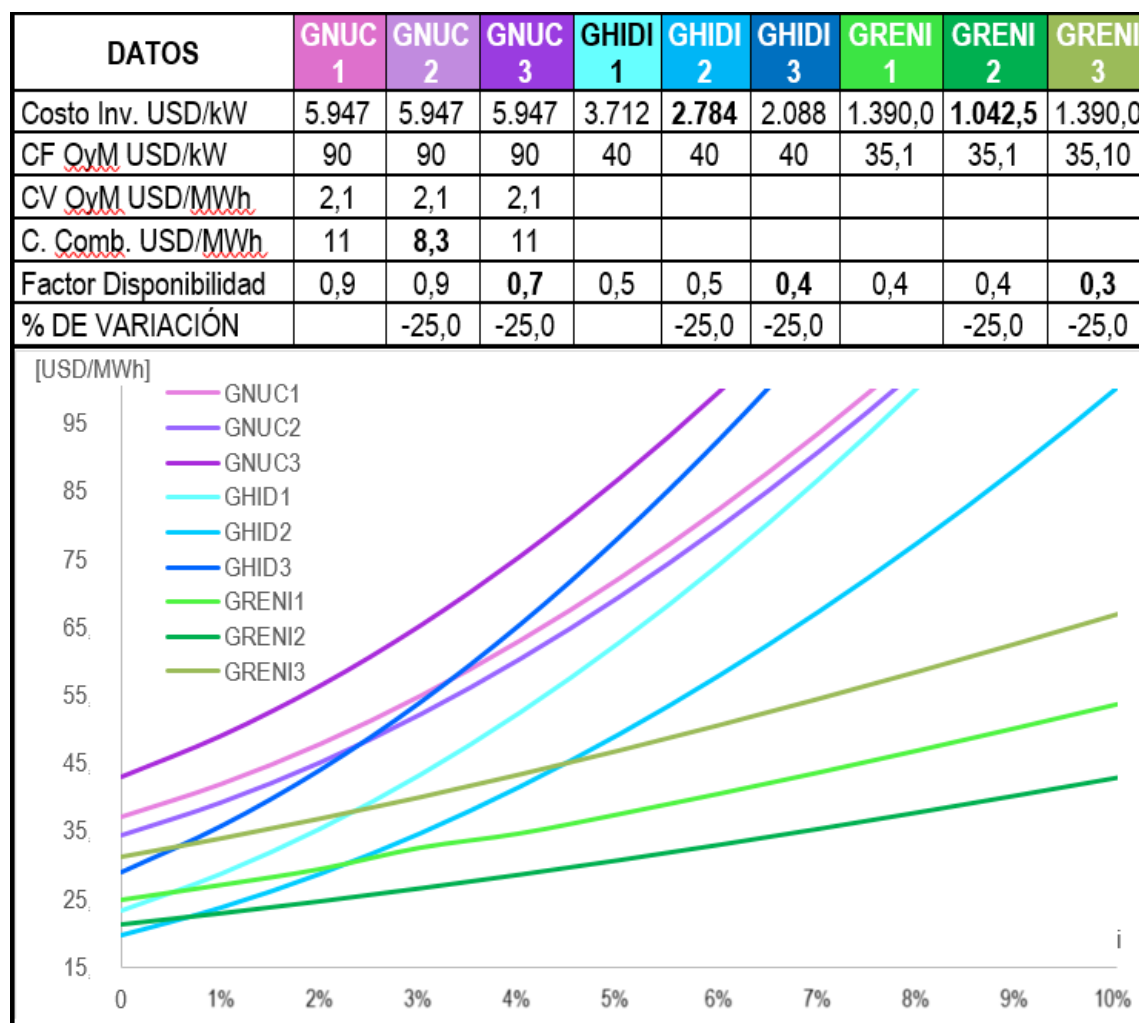


Figura 3.5.4.5: Sensibilidad LCOE en función de i para MM

Elaboración y cálculos propios en base a información obtenida del mercado local y global.

3.6. DIMENSIÓN REGULATORIA

Esta dimensión considera tanto las normativas legales sobre el desarrollo energético de cada MM en el país, como la existencia de licencias sociales para llevar a cabo las distintas actividades.

El Sector Energía, se encontraba en 2022 bajo la órbita del Ministerio de Economía, estructurado en cuatro áreas temáticas principales¹⁶²: coordinación institucional de energía, hidrocarburos, energía eléctrica y planeamiento energético.

Al Sector Eléctrico le atañe el diseño de políticas en materia de las tecnologías nuclear, hidroeléctrica, renovable y térmica; así como de transporte y distribución, (por su extensión y complejidad serán contemplados de forma marginal en este trabajo).

El régimen jurídico de la industria eléctrica Ley N° 15.336/60, fue modificado por Ley N° 24.065/91 y Dto. 634/91¹⁶³ que rigen estas actividades, al desregular la generación, permitió la competencia del sector privado para mejorar la eficiencia. Así, por segmentación vertical, se separó a la generación, transmisión y distribución. El Estado mantuvo la función de fijación de políticas para evitar prácticas monopólicas, clasificando a los clientes en: Usuarios Finales (dependientes de las compañías distribuidoras de cada región) y Grandes Usuarios (agentes del Mercado Eléctrico Mayorista-MEM; junto a generadores, transportistas y distribuidores).

Además, la Res. 475/87 SE obliga a evaluar el impacto ambiental de las obras desde la prefactibilidad, vigilando y monitoreando toda su vida útil. La Res. 32/94 ENRE funda Procedimientos de Gestión Ambiental y la Ley N° 27.520/19 Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global, reafirma los compromisos climáticos asumidos por el país a nivel internacional, impulsando el diseño e institucionalización de herramientas, instrumentos y acciones para abordar la temática tanto a nivel nacional como subnacional.

Sin embargo, al no contar el país con instrumentos claros para conducir sus políticas climáticas, se producen barreras a la implementación, que se detallan en la descripción de las tecnologías para esta dimensión.

3.6.1. GHIDI

El Manual de Gestión Ambiental para Obras Hidráulicas con Aprovechamiento Energético surge de Res. 718/87 SE. Desde la modificación de la Constitución Nacional de 1994, el desarrollo hidroeléctrico depende de la jurisdicción de su emplazamiento, ya que los recursos que antes incumbían al Estado nacional, hoy pertenecen a las provincias en donde se asientan. Así, las políticas energéticas nacionales tienen competencia federal; pero la generación

¹⁶² <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia>

¹⁶³ www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3430 e idpagina=882

eléctrica tiene jurisdicción local, generando esta incompatibilidad conflictos de aplicación entre las políticas gubernamentales y locales.

Por ello, al finalizar las concesiones¹⁶⁴ de algunas centrales en las que el Estado ha realizado importantes inversiones en el pasado, se producen conflictos entre las provincias que actualmente detentan esos recursos y el Gobierno nacional, que pretende recuperar la gestión de dichos emprendimientos.

Además, la magnitud de los cambios de uso de la tierra para este tipo de obras, puede involucrar relocalización de poblaciones, modificación del cauce original de los ríos, competencia por los usos del agua, restricciones del uso del recurso aguas abajo de la central, afectación del aprovechamiento de ríos que abastecen más de una provincia, entre otros.

Por ello, suelen generarse conflictos y barreras sociales para la implementación de estos proyectos, involucrando retrasos, costos imprevistos y cambios de diseño, (las centrales Pte. Néstor Kirchner y Gdor. Jorge Cepernik, tuvieron modificaciones en su potencia instalada desde su diseño original).

La normativa para este sector se ajusta a la siguiente reglamentación:

- Ley 15336/1960¹⁶⁵: Ley de Energía Eléctrica.
- Ley 23.879/1990¹⁶⁶: de Obras Hidráulicas que regula los estudios de impacto ambiental de las represas.
- Res. SE 762/2009¹⁶⁷: Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas.
- Res. 130/22168 Relevamiento integral del estado de situación de concesiones hidroeléctricas nacionales.
- Res. 486/23¹⁶⁹: Plan de trabajo para informe de concesiones hidroeléctricas a vencer en el año 2023

3.6.2. GNUC

Si bien todas las actividades nucleares tienen competencia nacional, para esta tecnología existen barreras de jurisdicción y competencia, dadas por la prohibición a desarrollar, en ciertas localidades del país, operaciones como la minería de uranio, transporte de material radiológico, etc.

De esta forma, si bien toda actividad nuclear se encuentra controlada por la Autoridad Regulatoria Nuclear, (ente autárquico dependiente directamente de

¹⁶⁴ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/290077/20230711>

¹⁶⁵ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-15336-28195/actualizacion#:~:text=En%20estas%20normas%20se%20deber%C3%A1,Nacional%20de%20la%20Energ%C3%ADa%20El%C3%A9ctrica.>

¹⁶⁶ <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/279/texact.htm>

¹⁶⁷ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-762-2009-159941> y Plan Nacional de Transición Energética al 2030, Pág. 16.

¹⁶⁸ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-130-2022-361944>

¹⁶⁹ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-486-2023-384936>

Secretaría General de la Presidencia¹⁷⁰ Figura 3.6.2.1); como consecuencia del accidente de Chernóbil surgieron reglamentaciones provinciales que limitan la libre actividad nuclear en el país.

Actualmente el procedimiento implica la realización de audiencias públicas informativas en los lugares donde se planean desarrollar nuevas actividades, para abrir canales de comunicación, y que la población pueda participar con sus opiniones y consultas.

En este caso, la magnitud de cambios de uso de la tierra es mínima, (equivalente al de cualquier instalación industrial convencional), sin requerir relocalización de poblaciones ni presentar restricciones de uso del recurso hídrico. Sin embargo, la mirada internacional de la energía atómica post Chernóbil, ha generado barreras sociales para la ejecución de estos proyectos; por cuestiones relacionadas a la percepción de la seguridad.



Figura 3.6.2.1: Organigrama del Sector Nuclear.

Elaboración propia en base al organigrama gubernamental.

En Argentina, con más de 73 años de trayectoria en este campo, como uno de los países pioneros en el desarrollo de todas sus aplicaciones; deberían mejorarse los mecanismos de comunicación pública sobre los beneficios y riesgos reales de estas actividades. Aquí es donde juega un rol preponderante la definición y legislación de recursos estratégicos nacionales, que deberían ser definidos, legislados y reglamentados en forma federal, para lograr una continuidad en las políticas nucleares, que no se vean alteradas por los sucesivos cambios de gobierno.

¹⁷⁰ <https://www.argentina.gob.ar/secretariageneral>

3.6.3. GRENI

La Ley de Promoción de las Energías Renovables establece que debería alcanzarse una participación en la demanda eléctrica del 20% al año 2025 y en el PANEYCC 2017/19 se asumió que la misma debería profundizarse hasta alcanzar un 25% al año 2030.

De esta forma, principalmente la tecnología eólica seguida por la solar fotovoltaica, fueron ingresando al sistema a través de los Planes RenovAr por concurso de precios, con una cantidad de beneficios que favorecieron una gran incorporación en los últimos años.

En cuanto a las barreras identificadas para su desarrollo, vienen dadas por las insuficientes inversiones y actualizaciones del transporte eléctrico federal, que vienen limitando el aprovechamiento de estas fuentes en el país, a pesar de contar con recursos de calidad superior al promedio mundial.

Estas restricciones en el transporte¹⁷¹ han desacelerado la inserción de tecnología renovable a incorporar, lo que intentó compensarse mediante normativa desde el año 2017. A pesar de ello, una cantidad significativa de proyectos adjudicados en las sucesivas rondas de licitación, presentan retrasos en el cumplimiento de los hitos de avance de obra establecidos en sus respectivos contratos.

Por otra parte, si bien existen en la legislación mecanismos de precios de carbono habilitados, que podrían beneficiar por igual a todas las tecnologías libres de emisiones, al momento continúan sin ser desarrollados de manera eficaz.

A continuación, se detalla el Marco Legal existente:

- ✓ Ley 26.190/2006¹⁷²: Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía para producción de energía eléctrica.
- ✓ Ley 27.191/2015¹⁷³: Modificación y complementación de la Ley de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía para producción de energía eléctrica. Se estableció un tratamiento para el despacho eléctrico similar al de centrales hidroeléctricas de pasada; ubicando en primer lugar y con la misma prioridad a la generación de centrales renovables e hidráulicas de pasada y/o en condición de vertimiento y a la generación forzada por diversas restricciones.
- ✓ Dto. N° 531/2016¹⁷⁴: Decreto reglamentario de Leyes 26.190/2006 y 27.191/2015. Marco regulatorio para que los Grandes Usuarios (GU) del MEM y las Grandes Demandas. (GDe) puedan adecuarse a la Ley N°

¹⁷¹ <https://energiaonline.com.ar/necesitamos-nuevos-marcos-regulatorios-que-nos-faciliten-hacer-esta-transicion-energetica/>

¹⁷² <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=123565>

¹⁷³ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27191-2015-253626>

¹⁷⁴ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-531-2016-259883>.

27.191, consumiendo desde 2019 el 8 % de su demanda eléctrica de origen renovable, ya sea por autogeneración o por compra (a CAMMESA o a privados).

- ✓ Res. 71 y 72/2016¹⁷⁵: Creación del Programa RenovAr de contratación de energía renovable a largo plazo para generación eléctrica, para adecuarse a la Ley 27.191 mediante la compra conjunta (licitación).
- ✓ Res. MEyM Nº E 136/2016¹⁷⁶: Convocatoria de interesados a ofertar en el Programa Renovar Ronda 1. Se licitaron 1.000 MW (600 EOL, 300 FV, 65 de BM, 15 de BG y 20 de PAH). Se recibieron 123 ofertas por 6.366 MW y se adjudicaron 29 proyectos por 1.142 MW en 14 provincias.
- ✓ Res. MEyM Nº 202-E/2016¹⁷⁷: Reformulación de contratos de suministro celebrados por ENARSA bajo la Res. ex S.E. Nº 712/2009 (GENREN) y proyectos iniciados por Res. S.E. Nº 108/2011, para unificar precios y condiciones a una cantidad de proyectos en diferentes etapas de ejecución.
- ✓ Res. MEyM Nº 252/2016¹⁷⁸: Convocatoria de interesados a ofertar en el Programa Renovar Ronda 1.5. Ante la cantidad de proyectos recibidos en Ronda 1, en Ronda 1.5 se licitaron otros 600 MW: (400 EOL y 200 SOL), y fueron seleccionados 30 emprendimientos por 1.281,5 MW.
- ✓ Res. MEyM E 281/2017¹⁷⁹(MATER): Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable. Reglamentación del mecanismo de compra de Energía Eléctrica por libre acuerdo entre las partes, para GU del MEM (demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW). Además, para resolver la saturación en el sistema de transmisión, se definió un orden de prioridad para reducir generación renovable en momentos con saturaciones de transporte en el punto de interconexión de una central renovable o de los corredores a los que se vincula, por competencia con otras centrales con capacidad disponible para evacuar su generación.
- ✓ Res. MEyM Nº E 275/2017¹⁸⁰: Convocatoria de interesados a ofertar en el Programa Renovar Ronda 2. Se licitaron 1.200 MW (550 EOL, 450 FV; 100 de BM; 35 de BG y 50 PAH), y se adjudicaron 66 ofertas por 1.408,7 MW. Como en la Ronda 1, se incluyó la mayor cantidad de potencia teniendo en cuenta el volumen de ofertas, que multiplicó por 9 el cupo ofertado. Se invitó en la “Fase 2” de la Ronda 2, a adaptar sus ofertas a valores más competitivos a los oferentes que habían quedado fuera por escaso margen de precios. Además, se incorporó como segmento aparte a los proyectos de BG a partir de rellenos sanitarios, con un cupo de 15

¹⁷⁵ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>

¹⁷⁶ <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/265000-269999/265962/norma.htm>
https://www.editores.com.ar/revistas/ie/349/aierec_rondas_de_renovar

¹⁷⁷ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-202-2016-265962/texto>

¹⁷⁸ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-252-2016-266994>

¹⁷⁹ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-281-2017-278429>

¹⁸⁰ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-275-2017-278350>

MW y se regionalizaron los proyectos EOL y SOL para descentralizar adjudicaciones en las zonas de mayor potencial de vientos o radiación solar.

- ✓ Res. MEyM N° E 275/2017¹⁸¹ (MiniRen): Convocatoria de interesados a ofertar en el Programa Renovar MiniRen/Ronda 3 (para proyectos de 0,5 a 10 MW, capaces de conectarse en líneas eléctricas de 13,2, 33 o 66 kV). Se disputaron 400 MW: 350 de proyectos EOL y SOL segmentados en 7 regiones; 25 de BM, 10 de PAH, 10 de BG; y 5 para BG de rellenos sanitarios. Al no contar con margen disponible de redes de AT, se limitó la potencia por provincia para proyectos EOL y SOL hasta 20 MW, y hasta 60 MW para Buenos Aires, permitiendo así aprovechar las redes de media tensión disponibles.
- ✓ Res. SE 370/2022¹⁸²: Mecanismo de Comercialización de Energía Eléctrica de Fuente Renovable para Distribuidores. Habilita a los Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución a satisfacer la demanda de Grandes Usuarios (consumos mayores o iguales a 300 KW: GUDIs), mediante Contratos de Mercado a Término.
- ✓ Res. SE 36/2023¹⁸³: Convocatoria de interesados a ofertar en el Programa RenMDI, para proyectos que contribuyan a incorporar GRENI y/o instalaciones de almacenamiento de energía, en puntos específicos de la red de Transporte por Distribución Troncal y/o de Distribución. Ello habilita a incrementar la participación renovable en el abastecimiento, disminuyendo o eliminando restricciones de suministro y generación forzada. A enero de 2025 solo ha ingresado una central FV de 15 MW.
- ✓ En relación a la normativa que establece los beneficios fiscales para esta tecnología, se detalla en el Capítulo 3.5.3 de Dimensión Económica.

En función de todo lo mencionado en esta sección, se presenta la Tabla 3.6.3-1, con un resumen de barreras, incentivos y opinión pública de las MM consideradas, así como los motivos y efectos de la aceptación social:

¹⁸¹ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/316407/texto>

¹⁸² <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-370-2022-364822>

¹⁸³ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/convocatoria-abierta-nacional-e-internacional-renmdi>

MM INDICADOR	GHIDI	GNUC	GRENI
BARRERAS	• Dificultad de gestión de políticas nacionales (climáticas y energéticas), en los territorios provinciales. • Conflicto por la gestión de centrales construidas por el EN, cuyo recurso hoy corresponde a las provincias. • Conflictos entre provincias por recursos hídricos de cuencas compartidas.	• Conflictos para conducir actividades nucleares nacionales en algunas jurisdicciones. • Discontinuidad de políticas nucleares entre gobiernos, con demoras que afectan costos y viabilidad de los proyectos. • Falta de definición de recursos estratégicos para conducir políticas nacionales de largo plazo.	• Insuficientes inversiones en transporte eléctrico. • Necesidad de nueva regulación para despacho, transmisión y distribución de mayor generación intermitente.
INCENTIVOS	• Res. SE 762/09 • Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas • Res. 130/22 y 486/23	• Ley de desarrollo nuclear	• Ley 26.190/06, 27.191/15, • Res. SGE 136, 202 y 252/16 • Dto. 531/16 • Res. 275/17, E-281/17, 100/18 y 370/22 • Programas de fomento de energías renovables.
Aceptación por Licencias Sociales	Media o Baja ¹⁸⁴	Baja	Alta
Causas	• Competencia por recursos hídricos • Desconocimiento de impactos y beneficios reales	• Impacto de accidentes nucleares en la opinión pública • Desconocimiento de impactos y beneficios reales	Desconocimiento de necesidades de respaldo e impactos de largo plazo.
Efectos	Desconfianza o Indiferencia	Desconfianza	Confianza o Indiferencia

Tabla 3.6.3-1: Resumen dimensión regulatoria para MM.

Elaboración Propia.

¹⁸⁴ Según situaciones de competencia por usos del agua y magnitud de obras de cada proyecto.

3.7. ANÁLISIS INTEGRAL DE LAS MM

En base a la información presentada en los apartados precedentes, se presenta en Tabla 3.7-1 un resumen de las 3 MM consideradas para comparar las tecnologías involucradas con parámetros que atraviesan todas las dimensiones y permitan asignarles un nivel de viabilidad global. Estos indicadores provienen de los beneficios o barreras asociadas a su implementación, identificados a lo largo del trabajo en las 4 dimensiones consideradas (como potencial de mitigación, problemas macroeconómicos para conseguir las inversiones requeridas en cada caso, probabilidad de cumplimiento de plazos, etc.).

De esta forma, con objeto de cuantificar en forma comparativa los diferentes indicadores, en función de los valores que toma cada uno para cada tecnología, se asignó una normalización relativa entre ellas del 1 al 10, (en este caso con mayor valor para la más conveniente). En consecuencia, la suma total de los valores obtenidos en cada columna tecnológica, indica el orden de priorización Multicriterio para cada tecnología.

Partiendo entonces por el indicador de LCOE para cada MM (1. en Tabla 3.7-1), seguido por el de Potencial de Mitigación asignado a cada alternativa tecnológica por el PANEYCC 2019 (2. en Tabla 3.7-1), se detallan a continuación los demás indicadores considerados:

3. Potencial de Desarrollo Tecnológico: del PNAyMCC 2022 surge que “La transición energética, motorizada por la demanda de acción climática, debe ser justa, asequible y sostenible y **basarse en las capacidades tecnológicas y productivas del país**, considerando sus posibilidades macroeconómicas, recursos energéticos y contexto social, **con promoción de políticas activas de I+D, enfatizando en innovación como eje transversal a la política climática**, para profundizar y acelerar -a través de proyectos, acciones disruptivas, desarrollo y transferencia de tecnologías- la consecución de los objetivos globales de acción climática”.

4. Dificultad de Monitoreo del Indicador: En el documento “Memoria de Cálculo Avance de la Implementación de las Medidas de Mitigación a los Objetivos 2030 para el Sector Energía”¹⁸⁵, se estableció para el caso nuclear e hidroeléctrico el indicador de seguimiento de Potencia Instalada planificada a incorporar. Para la GRENI, en cambio, se estableció un porcentaje relativo a la demanda eléctrica. Ello vuelve más dificultosa la planificación, dado que, por la incertidumbre propia de las estimaciones de la demanda, es posible obtener una participación renovable en la matriz eléctrica que resulte sobre o subdimensionada, respecto a lo planeado.

5. Requerimientos Adicionales de Infraestructura: la GNUC presenta menos requerimientos de infraestructura de redes eléctricas adicionales a la construcción de las centrales en sí mismas, que la GHIDI y GRENI para abastecer los centros de demanda eléctrica, ubicados a mayores distancias de los recursos renovables.

¹⁸⁵ <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados#monitor>

6. Potencial Impacto de Retrasos: Dados los extensos plazos de construcción y característica capital intensiva de las tecnologías nuclear e hidroeléctrica, el impacto de demoras en ambos costos totales puede ser considerable, a diferencia de la GRENI.

7. Barreras Financieras: Dados los extensos plazos de construcción y característica capital intensiva de las tecnologías nuclear e hidroeléctrica, conseguir fuentes de financiamiento resulta más dificultoso que para los proyectos de GRENI.

8. Barreras Regulatorias o Falta de Licencias Sociales: como se ha explicitado en la descripción de las 3 MM, tanto la tecnología hidroeléctrica como la nuclear, presentan barreras regulatorias que la alternativa renovable no.

9. Riesgo o Dificultad de Despacho: la GRENI es más vulnerable en este sentido, al depender de recursos intermitentes no gestionables; y en menor medida también la GHIDI, por la variabilidad propia del recurso hidráulico.

10. Riesgos de Incorrecta Evaluación del Recurso: contemplan la posibilidad de sobreestimar el verdadero potencial del recurso a aprovechar respecto a lo planificado.

11. Riesgos de Incorrecta Evaluación del Factor de Disponibilidad: contemplan la posibilidad de sobreestimar los factores de disponibilidad de cada proyecto, respecto a lo planificado. Cabe aclarar que las características específicas de cada aprovechamiento hidroeléctrico dificultan establecer con exactitud esta variable hasta su efectiva instalación. En relación a la GRENI el riesgo se basa en la falta de una estadística suficiente que avale el mantenimiento de esos factores a lo largo de toda la vida útil de cada proyecto.

12. Impacto Potencial del CC en el desempeño de las MM: del documento PTE 2030 surge que en la planificación de la seguridad energética del país deben contemplarse las afectaciones derivadas del cambio climático¹⁸⁶, que podrían tener un impacto significativo para el despacho energético, la cobertura de picos y el diseño de la infraestructura requerida por el sistema. El correcto funcionamiento de la infraestructura energética podría verse comprometida por el incremento de la temperatura o la mayor frecuencia de eventos climáticos extremos, como olas de calor, inundaciones, o sequías, etc. Es importante destacar el problema que se incorpora con los picos de demanda, dada la necesidad de optimizar el despacho con la intermitencia e imprevisibilidad de la generación renovable variable y la necesidad de contar con fuentes de energía limpia de respaldo.

13. Requerimientos de Respaldo: este indicador hace referencia a la necesidad de contar con tecnologías de respaldo para compensar las salidas imprevistas de servicio de las tecnologías, particularmente la GRENI al ser intermitente no gestionable.

14. Potencial de Base Firme: considera en qué medida cada MM puede aportar una generación firme capaz de abastecer la base de la curva de demanda eléctrica, durante grandes períodos de tiempo a lo largo de cada año.

¹⁸⁶ Plan de Transición Energética al 2030, Pág. 28.

 INDICADORES PONDERADOS	MM Cuantificables  PANeYCC 2019 Ajustado		
	GHIDI	GNUC	GRENI
1. LCOE USD/MWh FI a TASA 6%	74,2	82,4	40,6
NORMALIZACIÓN LCOE FI	5,5	4,9	10,0
2. Potencial de Mitigación real calculado FI	5,4	9,2	14,1
NORMALIZACIÓN Potencial Mitigación FI	3,8	6,5	10,0
3. Potencial de Desarrollo Tecnológico	BAJO	ALTO	MEDIO
NORMALIZACIÓN Potencial Desarrollo Tecnológico	4,0	9,0	6,0
4. Dificultad de Monitoreo del Indicador	PI	PI	% DDA
NORMALIZACIÓN Dificultad de Monitoreo del Indicador	8,0	8,0	5,0
5. Requerimientos Adicionales de Infraestructura.	ALTO	BAJO	ALTO
NORMALIZACIÓN Requerimientos Adicionales Infraestructura	2,0	9,0	2,0
6. Potencial Impacto de Retrasos	ALTO	ALTO	BAJO
NORMALIZACIÓN Potencial Impacto de Retrasos	3,0	2,0	10,0
7. Barreras Financieras	ALTAS	ALTAS	BAJAS
NORMALIZACIÓN Barreras Financieras	4,0	2,0	10,0
8. Barreras Regulatorias o Falta de Licencias Sociales	ALTAS	ALTAS	BAJAS
NORMALIZACIÓN Barreras Regulatorias/Licencias Sociales	2,0	1,0	10,0
9. Riesgo o Dificultad de Despacho	MEDIO	BAJO	ALTO
NORMALIZACIÓN Riesgo o Dificultad de Despacho	7,0	10,0	2,0
10. Riesgo de Incorrecta Evaluación del Recurso	ALTO	BAJO	ALTO
NORMALIZACIÓN Riesgo Incorrecta Evaluación del Recurso	3,0	10,0	2,0
11. Riesgo de Incorrecta Evaluación de Factor de Disponibilidad	ALTO	BAJO	ALTO
NORMALIZACIÓN Riesgo Factor Disponibilidad	3,0	8,0	2,0
12. Probabilidad de Impacto del Cambio Climático	ALTO	BAJO	MEDIO
NORMALIZACIÓN Probabilidad de Impacto del CC	2,0	9,0	4,0
13. Requerimientos de Respaldo	BAJO	BAJO	ALTO
NORMALIZACIÓN Requerimientos de Respaldo	10,0	10,0	1,0
14. Potencial de Base Firme	MEDIO	ALTO	BAJO
NORMALIZACIÓN Potencial de Base Firme	7,0	10,0	3,0
TOTAL DE RESULTADOS POSITIVOS POR TECNOLOGÍA	64,3	99,4	77,0

Tabla 3.7-1: Cuantificación comparativa Multicriterio entre MM.

Elaboración y cálculos propios en base a información del mercado local y global.

En consecuencia, del Análisis Multicriterio realizado, surge entonces la siguiente **priorización entre las MM, por grado de conveniencia global para el país:**

GNUC - GRENI – GHIDI

Estos resultados se explican por ser la tecnología nuclear una alternativa que brinda generación de base firme, eficiente y predecible en su operación, con la ventaja de poder ubicarse cerca de la demanda y no presentar riesgos relacionados con una incorrecta evaluación del recurso ni impactos directos del cambio climático sobre su operación, como sí es esperable que ocurra con las otras tecnologías. Por consiguiente, todas esas características podrían revertir las barreras financieras y sociales que restringen su inserción.

En Anexos se acompaña información de fuentes¹⁸⁷ consultadas que respaldan algunos valores asignados en la tabla precedente.

De esta forma, si bien los 3 tipos de MM considerados en este trabajo resultan ventajosos en diferentes proporciones para cumplir con los objetivos de descarbonización; el ordenamiento obtenido sugiere cómo optimizar los esfuerzos y recursos económicos y regulatorios limitados, de la manera más conveniente y eficaz en el contexto actual, como puede apreciarse en la Figura 3.7.1.

En consecuencia, los cálculos ajustados en esta tesis arrojan un potencial de mitigación de las 3 MM del Sector Eléctrico de 28,7 MtCO_{2e}, en lugar de las 35,6 comprometidas en el PANEyCC 2017 y las 35,3 en el PANEyCC 2019.

¹⁸⁷ <https://www.monografias.com/trabajos106/metodologia-basada-logica-difusa-evaluar-sustentabilidad-tecnologicas/metodologia-basada-logica-difusa-evaluar-sustentabilidad-tecnologicas2>

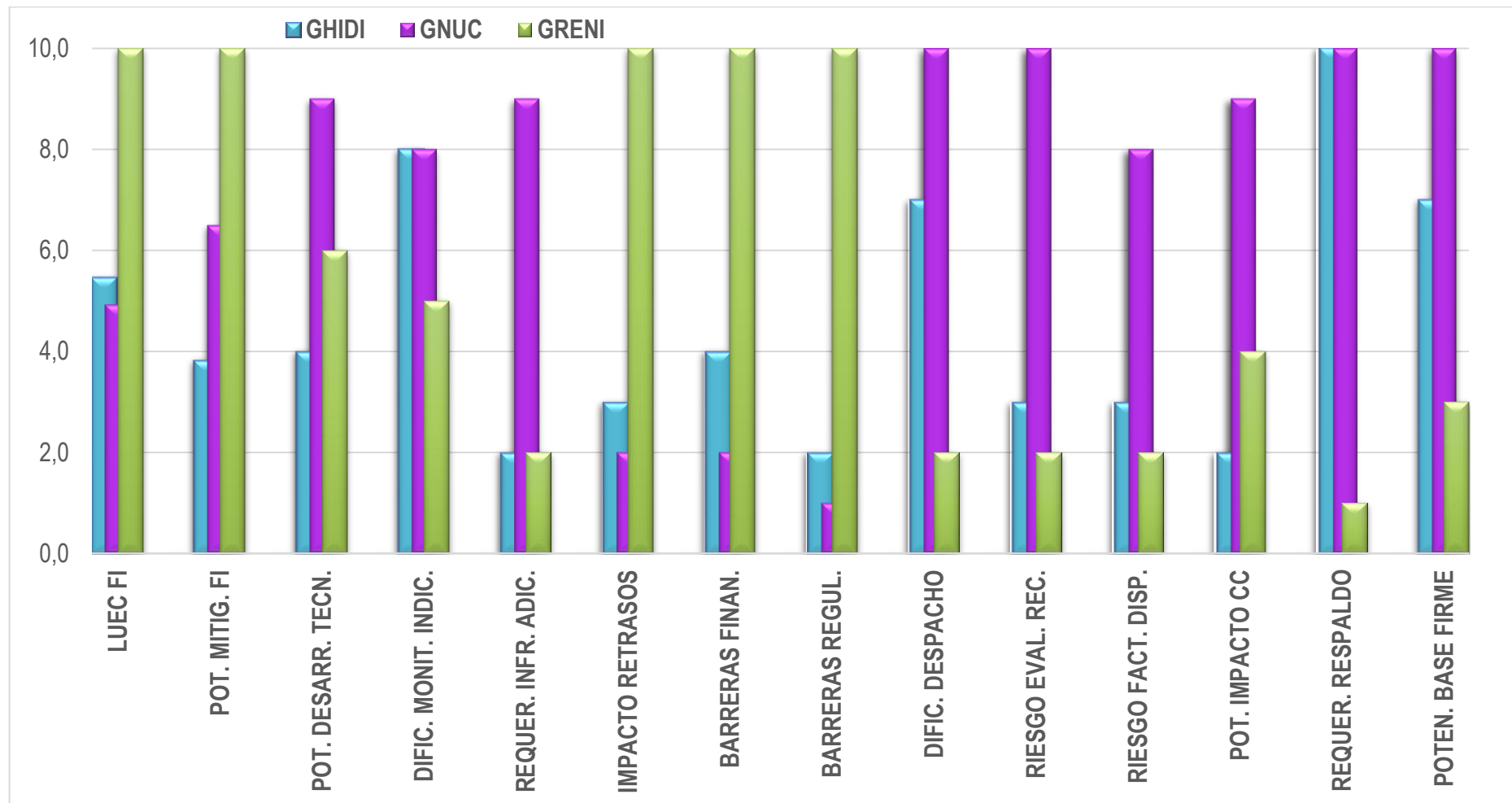


Figura 3.7.1: Comparación Multicriterio de MM.

Elaboración propia en base a la tabla anterior.

3.8. ACTUALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE LAS MM FRENTE AL PTE 2030

Considerando que la priorización obtenida puede sufrir modificaciones ante variaciones en los datos de entrada, como costos de inversión, operación y mantenimiento, impactos por retrasos en la construcción y otras variables; a continuación, se comparan los resultados obtenidos del Análisis del PANEYCC con lo dispuesto por el Plan Nacional de Transición Energética al 2030 (PTE 2030) emitido en 2023, cuya información detallada se presenta en Anexo IV.

En este sentido, del PANEyCC iniciado en 2017, surge que “Para estimar el impacto de reducción de emisiones e incremento de absorciones por su implementación hasta el año 2030, las cuantificaciones se realizan en función de parámetros y supuestos vigentes al momento de su publicación, sujetas a revisión periódica, actualización y modificación, según nueva disponibilidad de datos, actualización de supuestos y ajustes por interacción entre medidas”.

Para analizar estas modificaciones, se contrarrestan en Tabla 3.8-1, las metas y objetivos contemplados en cada documento, calculando los resultados de potencia instalada de cada tecnología al año 2030. Para ello se parte de las centrales en operación y las que se encuentran en construcción. Seguidamente se aclaran las referencias de cálculo que figuran en dicha tabla.

1: Considerando solo FI, la generación nuclear pasaría a representar¹⁸⁸, en 2030, entre el 11,6 y el 13,1% de la generación anual.

2: Como el objetivo de GRENI se define en función de su participación en la demanda eléctrica total al año 2030, se tomó para los cálculos de PI equivalente un promedio de factor de disponibilidad de 0,4, para cumplir el 20% Demanda Eléctrica al año 2025 con FI y llegar al 25% al 2030, sumando FA¹⁸⁹.

3: PI GNUC al 2030 del PANEyCC 2019 Ajustado, considera las centrales existentes y planificadas como FI, con el valor real de repotenciación de la CNE (de 8 MW en lugar de 35 MW contemplados en el PANEyCC 2017/19).

4: Valor calculado en función de la participación de la tecnología térmica fósil en la matriz eléctrica planificada al 2030 en el PANEyCC 2017/19/Ajuste, con factor de disponibilidad promedio del 40%.

5: Considerando que la participación¹⁹⁰ de generación térmica fósil para el año 2030 sería del 35%, para GRENI del 30% y para GHIDI del 27%; queda un saldo de solo el 8 % para la generación nuclear, muy por debajo de lo correspondiente a su potencia instalada actual¹⁹¹ y sin contemplar los MW a incorporar; lo que se señala en color rojo en la siguiente tabla, al igual que otras diferencias menores identificadas para GHIDI y GRENI.

¹⁸⁸ Tabla de MM y potencial de reducción de emisiones PANEyCC 2019.

¹⁸⁹ PANEyCC 2019, Pág. 10.

¹⁹⁰ Plan Nacional de Transición Energética al 2030, Pág. 36.

¹⁹¹ Compuesta por 1763 MW correspondientes a las centrales Atucha II con 745 MW, Atucha I con 362 MW y Embalse con 656 MW, que sumados a los 32 MW del reactor CAREM-25 y los 700 MW de la cuarta central, totalizan los 2.495 MW de potencia instalada nuclear al año 2030.

METAS Y OBJETIVOS AL 2030																
DOCUMENTOS		PLANIFICADO A INCORPORAR O REHABILITAR							POTENCIA INSTALADA RESULTANTE POR ESCENARIO MW							
		GNUC ¹ MW	GHIDI MW	GRENI ² MW Eq	GTF MW	Reducción Emisiones MMtCO ₂ e	Generación TOTAL TWh		GNUC ³		GHIDI		GRENI		GTF ⁴	
							Tend.	Eficiente	Tend.	Eficiente	Tend.	Eficiente	Tend.	Eficiente	Tend.	Eficiente
PANEyCC 17	FI	2.972	2.173	9.420	1.810	35,6	214	179	3.529	3.406	11.726	11.852	15.268	12.771	23.208	15.836
	FA	1.300	811	2.474		8,5			% Generación		% Generación		% Generación		% Generación	
	FI + FA	4.272	2.984	11.894		44,1			13	15	24	29	25	25	38	31
PANEyCC 19	FI	2.339	2.503	9.420	1.810	35,3	187,7	166,7	2.762	2.770	11.185	11.228	13.499	11.894	19.874	15.414
	FA	450	465	2.474		7,9			% Generación		% Generación		% Generación		% Generación	
	FI + FA	2.789	2.968	11.894		43,1			12	13	26	30	25	25	37	32
AJUSTES PANEyCC 19	FI	2.312	2.503	7.568	1.810	28,7	136,6		2.762	2.770	11.185	11.228	7.568	10.042	11.213	11.142
	FA	360	465	2.474		7,6			% Generación		% Generación		% Generación		% Generación	
	FI + FA	2.672	2.968	10.042		36,2			16	17	37	37	20	25	27	21
PTE 2030 ⁵		700	2.400	7.548	3.398	26.3	156		1.583 vs 2.495 8 % Generación		9.616 vs. 13.234 27 % Generación		13.356 vs. 12.610 30 % Generación		15.582 35 % Generación	

Tabla 3.8-1: Evolución de metas y objetivos en documentación oficial.

Elaboración y cálculos propios en base a información oficial.

De las divergencias detectadas en la tabla precedente surge que no hay suficiente transparencia en los cálculos realizados, que no resultan del todo compatibles con el escenario presentado; sin contar con la imposibilidad de cumplimiento de los plazos establecidos.

Por otra parte, de los INGEI 2014, 2018 y el PTE al 2030, surgen los siguientes valores históricos y compromisos adquiridos por el país¹⁹²:

- ✓ Al 2014 el sector energético emitió 195,04 MMtCO₂e correspondientes al 52,5% de las emisiones nacionales totales de ese año (368,3 MMtCO₂e); y en 2018 el sector energético emitió 185,5 MMtCO₂e correspondientes al 51% de las emisiones nacionales totales (365,9 MMtCO₂e);
- ✓ Como en la Primera NDC Actualizada de 2016 se adquirió el compromiso de no superar las 483 MMtCO₂e en el 2030, suponiendo que la proporción de emisiones se mantuviera constante (52,5%), el sector energético podría llegar a emitir hasta 256 MMtCO₂e al año 2030.
- ✓ De igual forma, en la segunda NDC Actualizada de 2021 se adquirió un compromiso más ambicioso de no superar las 349 MMtCO₂e en el 2030, suponiendo que la proporción de emisiones se mantuviera constante a la del INGEI 2018 (51%), el sector energético podría llegar a emitir hasta 178 MMtCO₂e.

Considerando que bajo el escenario planteado en el PTE 2030, el valor de emisiones proyectado corresponde a 175,3 MMtCO₂e, se verificaría el cumplimiento de la segunda NDC revisada, facilitando las condiciones para que otros sectores con mayores dificultades de reducción, capturen parte de las reducciones disponibles del sector energético.

En la siguiente Tabla 3.8-2 se comparan los resultados de los INGEI 2014, 2018 y los del PTE 2030, donde puede apreciarse la similitud entre los resultados de ambos INGEI, y una disminución del 35% en la reducción de emisiones del PTE para Generación Eléctrica. Restando a los resultados del INGEI 2018 las menores reducciones planteadas para el PTE, se obtiene que la diferencia de emisiones evitadas entre ambos documentos para el sector Energía completo (10,18 MMtCO₂e), recae exclusivamente en el Sector Eléctrico (14,44 MtCO₂e), que incluso absorbe los aumentos de Transporte y Sectores de consumo.

Emisiones evitadas por los Sectores		Generación Eléctrica	Transporte	Residencial, Industrial, Comercial y Público	Fugitivas	TOTAL
INGEI 2014	MtCO ₂ e	42,86	56,93	82,51	11,18	193,48
	%	22,15	29,42	42,64	5,78	100,00
INGEI 2018	MtCO ₂ e	40,74	51,03	82,90	10,81	185,48
	%	21,96	27,51	44,70	5,83	100,00
PTE 2030	MtCO ₂ e	26,30	54,70	83,60	10,70	175,30
	%	15,00	31,20	47,70	6,10	100,00
DIFERENCIAS INGEI 2018-PTE	MtCO ₂ e	14,44	-3,67	-0,70	0,11	10,18
	%	141,85	-36,05	-6,88	1,08	100,00
Variación INGEI 2018/ PTE	%	-35,44	7,19	0,84	-1,02	-5,49

Tabla 3.8-2: Comparación resultados PTE 2030 contra INGEI 2018.

Elaboración y cálculos propios en base a información oficial.

¹⁹² https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2do_iba.pdf - Plan Nacional Transición Energética al 2030, Pág. 54 y <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados>

En la siguiente Tabla 3.8-3 se presentan los calendarios, limitaciones probables y actores involucrados en la concreción de estos proyectos.

PARÁMETROS Y MM	GNUC	GHIDI	GRENI
Cronología de los programas	• 2019 Extensión de Vida CNE • 2026 Ingreso CAREM 25 • 2028/29 Extensión de Vida CNA I • Ingreso indeterminado IV y V CN	• 2025 Ingreso Yacyreta Aña Cuá y Gobernador Cepernik • 2026 Ingreso El Tambolar • 2029 Ingreso Pte.Néstor Kirchner • Ingreso indeterminado Portezuelo del Viento y Chihuido	• 2025 20 % Demanda abastecida con Electricidad Renovable • 2030 25 % Demanda abastecida con Electricidad Renovable
Hitos a verificar	• Ingreso y pruebas CAREM-25 • Inicio de ingeniería y construcción central CAREM comercial • Definición de financiamiento, acuerdos comerciales e inicio de obras central IV y V CN	• Reinicio de obras e ingreso del complejo hidroeléctrico Kirchner - Cepernik • Inicio de obras centrales Portezuelo del Viento y Chihuido	• Seguimiento anticipado de META 1 previo a 2025, para actuar en caso de retrasos • Seguimiento anticipado de META 2 previo a 2030, para actuar en caso de retrasos
Posibles riesgos	• Demoras en las construcciones • Cancelación de proyectos por cambios políticos o insuficientes licencias sociales • Insuficiente financiamiento		• Errores de estimación de la demanda energética • Errores de estimación de los recursos renovables potenciales o su factor de disponibilidad
	• Impactos potenciales de Cambio Climático sobre los recursos y su disponibilidad efectiva.		
Dependencias	• Lograr financiamiento		• Obras de infraestructura de transporte eléctrico

PARÁMETROS Y MM	GNUC	GHIDI	GRENI
Actores Relevantes	• Poder Ejecutivo • MAyDS (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable) • GNCC (Gabinete Nacional de CC) • GTFCI (Grupo de Trabajo de Financiamiento Internacional) • MTFS (Mesa Técnica de Finanzas Sostenibles) • CNV (Comisión Nacional de Valores) • BCRA • MRECIC Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto • SECRETARIA DE ENERGIA • CNEA – NASA – ARN • MECON (SSRFID¹⁹³, dependiente de la Secretaría de Asuntos Económicos y Financieros Internacionales del Ministerio de Economía de la Nación por temas relaciones con financiamiento) • ORGANISMOS HIDROELECTRICOS • ORGANISMOS RENOVABLES		

Tabla 3.8-3: Cronologías, hitos, riesgos, dependencias y actores MM.

Elaboración Propia.

La siguiente Figura 3.8.1 presenta un esquema de las obras y proyectos delineados bajo una recta temporal, mostrando verticalmente las tecnologías a incorporar y horizontalmente, la evolución de los proyectos concretos (con flechas hacia la derecha) y las obras previas necesarias para su concreción (con flechas hacia la izquierda).

¹⁹³ Pág. 48 Documento Estrategia Nacional de Financiamiento Internacional: “como parte de su rol central en la planificación y gestión del financiamiento internacional para el desarrollo y la coordinación de las relaciones estratégicas con organismos internacionales, bancos multilaterales de desarrollo y otras instancias internacionales de las que la República Argentina es parte”.

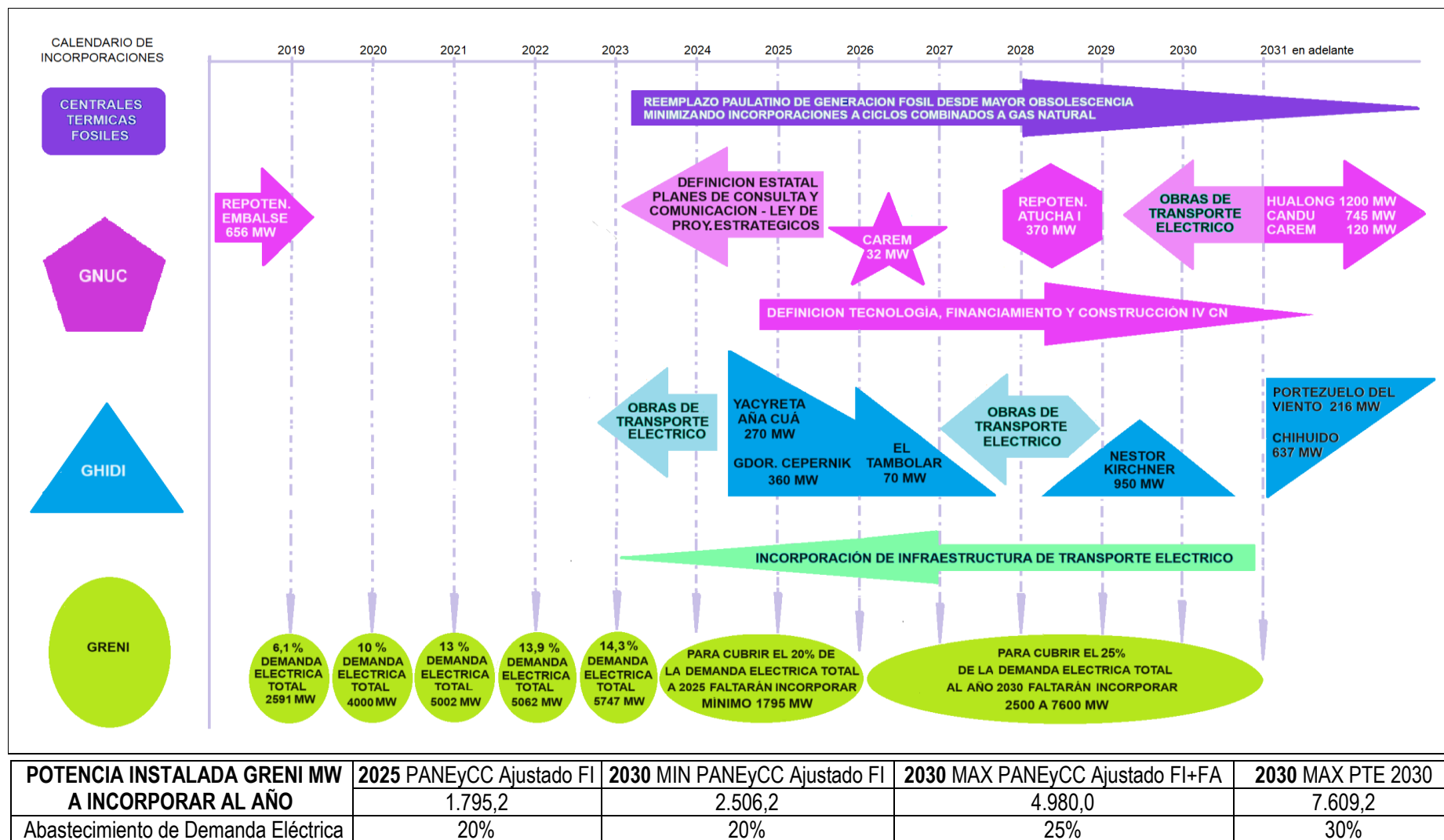


Figura 3.8.1: Esquema de incorporaciones de MM y sus dependencias.

Elaboración y cálculos propios en base a información oficial.

4. PROPUESTAS DE MEJORA DE VIABILIDAD PARA LAS MM

A continuación, se enuncian las conclusiones del análisis y se vuelcan las propuestas concretas sobre políticas energéticas alineadas con las dimensiones: ambiental y de desarrollo, que permitan cumplir con las obligaciones ambientales del país. Seguidamente se incorporan los comentarios finales.

4.1. CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

En cuanto al objetivo general de **“Evaluar y proponer acciones de política ambiental en materia eléctrica, que promuevan la eliminación de barreras para el cumplimiento de las NDCs”**; se listan seguidamente las conclusiones y propuestas.

- 1) Si bien se han diseñado indicadores de monitoreo, sus resultados se vienen presentando solo a modo informativo, sin contar con mecanismos de control y ajuste del cumplimiento de metas ni plazos de las obras o las necesidades previas requeridas para su ejecución, a través del establecimiento de responsabilidades en actores concretos.

PROPUESTA: Establecer un organismo temático responsable con atribuciones para asignarle la conducción de los planes y la potestad de definir acciones para corregir los desvíos respecto de lo planificado y comprometido por el país.

- 2) Existen potenciales desarrollos estratégicos para el país que no cuentan con apoyo público suficiente y se desconoce la existencia de planes para revertir esta situación.

PROPUESTA: Fomentar la aprobación de una Ley de Actividades Estratégicas de la Nación, con participación de universidades, organismos de ciencia, tecnología, producción y ciudadanía en general; para generar consensos y acuerdos en la construcción de esas estrategias nacionales.

- 3) Falta de políticas de estado que fijen los proyectos, ya sean específicos de un organismo o interinstitucionales. Se requiere que los expertos de cada área involucrada puedan revisar y proponer mejoras.

PROPUESTA: Establecimiento de políticas de Estado, convocando a los organismos responsables para consensuar un plan viable, en plazos suficientes para su cumplimiento.

- 4) Considerando que los grandes proyectos energéticos suelen exceder los períodos de gobierno, la discontinuidad en las políticas públicas de mediano y largo plazo, dificulta el planeamiento, credibilidad y ejecución de los proyectos.

PROPUESTA: La mencionada Ley de Actividades Estratégicas también pondría un freno a las interrupciones de las políticas públicas de mayor trascendencia para el país. Paralelamente se sugiere impulsar planes de educación y visibilización para la ciudadanía, de las ventajas y desventajas reales de todas las tecnologías.

- 5) Existen importantes demoras en los proyectos incondicionales, que ponen en riesgo el cumplimiento de los plazos y compromisos de emisiones a evitar.

PROPUESTA: Que los organismos designados como responsables, en acuerdo con los actores participantes, establezcan plazos acordes a las posibilidades reales del país.

- 6) Existen importantes barreras económico financieras para lograr el recambio tecnológico necesario, y aún no se desarrollan instrumentos concretos para resolver esta situación. Históricamente el país ha realizado sus grandes obras energéticas con financiamiento de sus proveedores internacionales, y si bien esto implica una carga financiera pesada, posibilita su desarrollo al postergar los pagos hasta el ingreso del proyecto. Ello permite usar la venta de energía para responder a estas erogaciones. Sin embargo, la indefinición estatal al respecto, impide hacer uso de esta herramienta.

PROPUESTA: La mencionada Ley de Actividades Estratégicas debería dar impulso a la definición estatal para concretar estos mecanismos que faciliten el financiamiento de las obras, siempre negociando mantener el conocimiento de las tecnologías y plazos acordes a las posibilidades de pago del país.

- 7) Desde la reforma de la Constitución Nacional de 1994, se asignó el dominio de los recursos naturales a las provincias donde se asientan, mientras que la definición de políticas energéticas sigue siendo competencia del Estado Nacional, que no tiene jurisdicción para imponerlas en todo el territorio nacional.

PROPUESTA: Realizar modificaciones en la Constitución Nacional para resolver esta problemática, junto a una actualización regulatoria que acompañe el desarrollo de lo planificado.

- 8) Existen conflictos geopolíticos que afectan el desarrollo tecnológico de Argentina.

PROPUESTA: Los sectores tecnológicos y productivos del país, deberían impulsar que dentro de la Ley de Actividades Estratégicas se planteen como de especial relevancia, acuerdos multilaterales que fomenten el desarrollo tecnológico del país.

Por su parte, los objetivos específicos se fueron cumpliendo a lo largo del desarrollo de esta tesis, indicando a continuación el capítulo correspondiente.

- ✓ Descripción de las MM planificadas por el país para el Sector eléctrico al año 2030 (según los compromisos nacionales establecidos en las NCDs según documento PANEyCC 2017 y actualización 2019): **Capítulo 2.**
- ✓ Recorte conceptual de las MM seleccionadas, descripción y análisis dimensional detallado: **Capítulo 3.**
- ✓ Jerarquización de las MM, según su potencial sinérgico para contribuir al desarrollo regional y nacional y que resulten con mayores posibilidades de implementación: **Capítulo 3.7.**

En relación a la hipótesis de este trabajo, si bien las medidas propuestas en las NCDs están alineadas con las políticas energéticas planificadas, se verifican postergaciones, obras pendientes e incertidumbres sobre el cumplimiento efectivo de las mismas en las 3 variables temporal, espacial y de pertinencia en el contexto nacional, por lo que se concluye el incumplimiento para las 3 MM consideradas, con un plazo disponible de 5 años para el año 2030.

Como conclusión final, extraigo que la mitigación y adaptación de las sociedades modernas a los impactos del Cambio Climático, implican grandes esfuerzos de actualización y regulación de todos los sistemas de gestión, y en compensación y estímulo, grandes oportunidades de progreso y cooperación para los países.

Para lograr esos cambios, se requiere tomar conciencia del incremento de vulnerabilidades que se avecina y avanzar de las propuestas bosquejadas a soluciones concretas y adaptadas al contexto nacional, para eliminar las barreras que obstruyen el logro de los planes consensuados.

4.2. COMENTARIOS FINALES:

Considerando que un programa de política pública requiere de objetivos definidos y de un esquema de implementación viable y acorde al contexto de su realización; de lo analizado en este trabajo surge que se dificulta concebir la implementación de los proyectos evaluados, en la situación coyuntural del país.

Cabe destacar que hasta el momento se viene fomentando la inserción de estas medidas en forma regulatoria, mientras que internalizando sus costos o beneficios ambientales éstas podrían competir objetivamente por su ingreso; en función de sus ventajas, capacidades y requerimientos específicos.

Sin embargo, este mecanismo viene siendo demorado, a la espera del desarrollo de herramientas transparentes y equitativas entre las tecnologías no emisoras de GEI disponibles en el país, que permitan incorporar el factor ambiente en sus costos o beneficios, (ya sea bonificando a las tecnologías limpias o penalizando a las contaminantes).

Particularmente para la incorporación de centrales nucleares y grandes hidroeléctricas, si bien existen capacidades técnico, profesionales y regulatorias para llevar adelante su ejecución, sus extensos plazos de construcción, elevados requerimientos de inversión e impacto de potenciales demoras en los costos, constituyen las principales barreras para su implementación. Pero el perjuicio de continuar postergando estas obras será más alto cuanto más tiempo transcurra, al irse perdiendo el personal capacitado que ingresa en edad jubilatoria o por mejores horizontes laborales.

De esta forma, las grandes potencialidades de ambas tecnologías para el desarrollo local y nacional, terminan resultando relegadas a la eliminación de esas barreras que se suman, además, a otros obstáculos como opinión pública negativa e insuficiente apoyo financiero.

Como consecuencia, la capacidad de promover un desarrollo industrial y educativo de calidad, junto a la aspiración de lograr la explotación comercial de centrales nucleares propias (con altísimo potencial de valor agregado), representan para el país oportunidades estratégicas de progreso, que se están viendo comprometidas por falta de mecanismos de ejecución adecuados.

Por otra parte, de acuerdo a lo visto a lo largo de este trabajo, muchas barreras identificadas para el cumplimiento de las medidas propuestas tienen que ver con conflictos entre la jurisdicción de políticas nacionales y la competencia de los entes provinciales o municipales que deberían ejecutarlas. Por ello es necesario que se logren los acuerdos para que los actores relevantes cuenten con herramientas de regulación actualizadas, que les permitan avanzar en estos conflictos hasta su resolución.

En forma similar, los requerimientos de cuantiosas inversiones que recaen en el Estado ante la falta de iniciativa privada y beneficios fiscales adecuados, se identifican como problemáticas recurrentes que obstaculizan la implementación y viabilidad de las medidas propuestas.

En este sentido, si bien el país emitió en 2023 el documento Estrategia Nacional para el Uso de los Mercados de Carbono¹⁹⁴, no especifica ni articula los mecanismos necesarios, sino que solo los menciona, promueve y señala, con plazos que exceden los necesarios para colaborar en la meta de los compromisos adquiridos.

Por otra parte, de los documentos oficiales analizados surgen importantes divergencias entre lo planificado y propuesto en las diferentes actualizaciones, evidenciando una postergación en la definición política de incorporación de centrales nucleares e hidroeléctricas. Ello obedece a que los sucesivos gobiernos y cambios de rumbo del país, impiden terminar de establecer bases sólidas para la construcción de políticas de estado, que subsistan los vaivenes políticos del corto y mediano plazo.

Así, aunque el contexto socioeconómico actual del país y demás barreras mencionadas, dificulten el cumplimiento de las metas establecidas; los resultados de este trabajo señalan a los proyectos nucleares como prioritarios para lograr los propósitos de descarbonización del sistema eléctrico, pero también de desarrollo.

Cumplir los compromisos de mitigación al Cambio Climático requiere encaminarse a una matriz eléctrica limpia en emisiones GEI, que garantice un suministro energético estable, y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, contar con energía limpia, asequible, trabajo de calidad, educación y progreso, entre otras potencialidades de los usos pacíficos de la energía nuclear. Todo ello justifica los esfuerzos necesarios para su implementación, incluso con demoras.

¹⁹⁴https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/06/2023_estrategia_nacional_para_el_uso_de_los_mercados_de_carbono_en_argentina.pdf

I. ANEXO I: Demanda, Oferta y Proyecciones Eléctricas

A continuación, se desarrollarán características de funcionamiento, y lógica del Mercado Eléctrico, que por su extensión no fueron desarrolladas en la Introducción, pero forman parte de las bases de este trabajo.

I.1 Proyecciones de Demanda y Oferta en el SADI

A continuación, se incorpora información de contexto para el presente trabajo.

Del documento Escenarios Energéticos 2030¹⁹⁵ de la Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico de diciembre de 2017 surgen los siguientes escenarios energéticos, cuyos principales supuestos y aclaraciones, sobre los que se han basado los cálculos del PANEyCC 2017, se consignan a continuación, con datos de consumo y ahorros energéticos en Tabla I-1

Para la evolución del sector eléctrico se desarrollaron dos escenarios de demanda: Tendencial (que mantiene los comportamientos de demanda y la estructura de la oferta casi sin realizar modificaciones hasta el fin del período de estudio) y Eficiente (que introduce políticas de uso eficiente de la energía), cuyos resultados se presentan en Tabla II-1 y Tabla II-2.

En el caso de la demanda, se tomaron directamente las demandas de las distribuidoras, por lo que en los resultados presentados no se contabilizan las pérdidas en este segmento (12%). Por otro lado, las pérdidas de transporte, como la capacidad de las líneas y la potencia instalada corresponden a los datos modelados por CAMMESA en su programación estacional. En promedio, las pérdidas de transporte se estiman en un 3,5%. En este primer análisis se proyectaron curvas de carga constantes por región, para todo el período, quedado pendiente para futuros análisis la necesidad de medir el impacto a partir de la implementación de medidas de uso eficiente de la energía en la forma de la curva.

No se incluyeron en los escenarios aspectos bajo análisis con potenciales impactos significativos, como la incidencia del almacenamiento eléctrico, redes inteligentes, y otros como la minería; pero sí los intercambios eléctricos existentes con Brasil, Chile, Paraguay, Uruguay y con Bolivia para el futuro.

El establecimiento a priori de proyectos energéticos (hidroeléctricas y nucleares) y la fijación de metas para la generación de origen renovable, acotaron las opciones de la modelación, ya que para el año 2030 una porción importante de la potencia a instalar se considera predefinida de antemano, con un factor de

¹⁹⁵ <http://datos.energia.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos/archivo/04dbee7f-0b6f-48d0-b460-8d7fa3b282c7>

participación de estas incorporaciones que prácticamente, cubre los nuevos requerimientos energéticos.

Si bien no se asumió a priori un retiro de máquinas, la generación de origen térmico sufriría una disminución considerable en su despacho, donde aquella menos eficiente sería desplazada por térmica de mayor eficiencia o nueva generación hidroeléctrica, nuclear y renovable, facilitado esto por los supuestos de evolución del sistema de transmisión para eliminar las restricciones que hoy presenta.

	Tendencial	Eficiente
Consumo final	Año 2030	Año 2030
Consumo total de energía (MMtep)	82 (2,5% a.a.)	74 (1,7% a.a.)
Energía eléctrica (TWh)	211 (3,4% a.a.)	176 (2,0% a.a.)
Gas natural ²² (miles MMm ³)	36,3 (2,1% a.a.)	31,9 (1,1% a.a.)
Gasoil (MMm ³)	17,5 (2,1% a.a.)	15,4 (1,2% a.a.)
Nafta (MMm ³)	14,1 (3,5% a.a.)	13,8 (3,4% a.a.)
Impacto de eficiencia y ahorro energético	Ahorro al año 2030 (Tendencial vs. Eficiente)	
Energía eléctrica		16,8%
Gas natural		12,3%
Gasoil y nafta		7,2%

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Tabla I-1: Consumo y ahorro de energía Escenarios energéticos 2030.

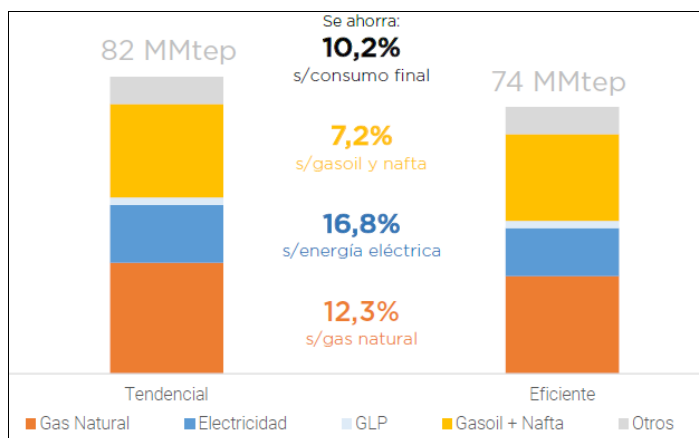


Figura I.1: Resultados demanda de Escenarios energéticos 2030.

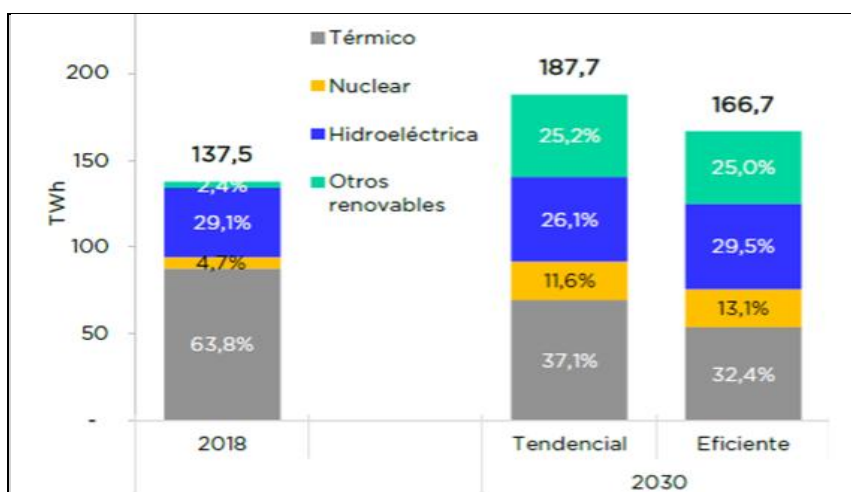


Figura I.2: Tecnologías de generación Escenarios energéticos 2030.

I.2 Características del Sistema Eléctrico Nacional

Como se ha explicitado en el capítulo 1.1 Introducción, las tecnologías de generación que abastecen el SADI se clasifican en: hidroeléctricas de potencia, mayores a 50 MW (GHIDI); nucleares (GNUC); térmica-fósiles (GTF), que a su vez pueden subdividirse en cuatro tipos tecnológicos, en función de su ciclo térmico y el combustible que utilizan: Turbinas de Vapor (TV), Turbinas de Gas (TG), Ciclos Combinados (CiCo) y Motores Diésel (DI). Por último, las otras renovables (GRENI), como lo indica su nombre, componen la generación Eólica (EOL), la Fotovoltaica (FV), Biogás (BG), Biomasa (BM) y las hidroeléctricas menores a 50 MW de potencia.

En cuanto a los intercambios regionales, el país viene importando en los últimos años, (además de Chile y Bolivia), energía de origen renovable de Uruguay, lo que se considera más conveniente que contar con centrales térmicas de reserva con bajo nivel de utilización.

Además, la energía que Argentina requiere de Brasil puede ingresar al país como préstamo si es de origen hídrico, (debiendo devolverse antes de que comience el verano por los mayores requerimientos eléctricos de ese país), o como venta, si es de origen térmico. En el caso de Uruguay, cuando la central hidroeléctrica binacional Salto Grande presenta riesgo de vertimiento por exceso de aportes de ese río, se aprovecha al máximo ese recurso hídrico de generación, importando nuestro país los excedentes correspondientes al país vecino que este no requiera, a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM argentino. Situación similar ocurre con la Central Binacional Yacyretá con la República del Paraguay, quien le viene cediendo¹⁹⁶ sus sobrantes de energía a Argentina desde 1994, ya que del 50 % que le corresponde de la energía generada en dicha central, habitualmente consume entre 10¹⁹⁷ y 15%.

¹⁹⁶ <https://www.ambito.com/economia/tregua-paraguay-el-gobierno-paga-cuotas-y-yacyreta-vuelve-enviar-energia-n5833205>

¹⁹⁷ <https://www.pagina12.com.ar/589448-crece-el-conflicto-con-paraguay>

Una característica específica de los mercados eléctricos, ante la imposibilidad actual de almacenamiento a gran escala en forma eficiente, es que el abastecimiento debe realizarse en tiempo real. Esto supone que para el correcto funcionamiento del sistema debe existir una armonía permanente entre producción y consumo, (oferta y demanda). De esta forma, cualquier desbalance en este equilibrio dinámico, se traduce en un desvío de la frecuencia de la red respecto a su valor nominal, generando inestabilidades que deben ser compensadas. Para mitigar esta situación, se utilizan tecnologías térmicas que consumen combustibles fósiles o hidroeléctricas de embalse, para cumplir la doble función de: cubrir las horas de mayor demanda (comúnmente llamadas horas “pico”), pero también de regular las fluctuaciones de frecuencia de la red, ocasionadas principalmente por la intermitencia de las energías renovables; que por su carencia de combustibles (al igual que las hidroeléctricas), tienen prioridad de despacho.

Otras tecnologías que generan energía a su máxima capacidad y de manera constante son las centrales nucleares y los aprovechamientos hidroeléctricos de pasada (también denominados “de base”). Por cuestiones técnico económicas, resulta conveniente que estas centrales despachen la mayor cantidad posible de horas del año, tanto para amortizar sus importantes costos de inversión, como para aprovechar sus bajos costos de operación y mantenimiento (CV_{OYM}). De esta forma, una vez puestas en marcha, estas tecnologías solo salen de servicio por ajustes, reparaciones, fallas o protecciones de seguridad, al resultar beneficiosas comparadas con las tecnologías térmicas fósiles, cuyos altos costos variables de operación y mantenimiento (costos de combustible); e importantes niveles de emisiones de CO_2 asociadas a su combustión, vuelven necesaria su minimización.

En este sentido, luego de la finalización del Plan de Extensión de Vida de la Central Nuclear Embalse en 2019, sumado al alto factor de disponibilidad de la Central Atucha I a lo largo del 2020 (y a pesar de una parada programada de mantenimiento de Atucha II), la generación nucleoelectrica logró un récord histórico de generación de 10.011 GWh, representando una participación cercana al 7,5% de la generación total, (con una participación en la potencia instalada de solo el 4,2 %). Esta situación ubicó a Nucleoelectrica Argentina S.A. (NASA) como el segundo agente generador del MEM, luego de la central hidroeléctrica Yacyretá.

Por su parte, la generación de energía hidroeléctrica depende de los caudales y saltos hidráulicos de las presas, que son función del volumen de agua proveniente de deshielos y precipitaciones. Cabe aclarar que la tecnología hidroeléctrica mayor a 50 MW no se considera renovable por los impactos ambientales de las obras necesarias para su concreción (camino, puentes, inundación de terrenos, movilización de poblaciones asentadas en terrenos a inundar, etc.); aunque desde el punto de vista del recurso utilizado pertenezca a dicha categoría.

En relación al despacho eléctrico, se muestran a continuación la Figura I.3 de curva de despacho diario y las Figura I.4 a Figura I.7, de variabilidades interanuales y horarias de las centrales solares fotovoltaicas (en días nublados),

hidroeléctricas y eólicas, (cerca del pico nocturno). Ello redunda en la necesidad de contar con tecnologías de rápido ingreso, como centrales hidroeléctricas de embalse y turbinas de gas, para continuar el abastecimiento de la demanda. Estas características de los sistemas eléctricos, vuelven dificultoso el reemplazo de tecnologías térmicas fósiles, a pesar de sus elevados costos de combustible e impactos ambientales; debido a su capacidad de suministrar energía de base y a sus menores costos de inversión y plazos de construcción.

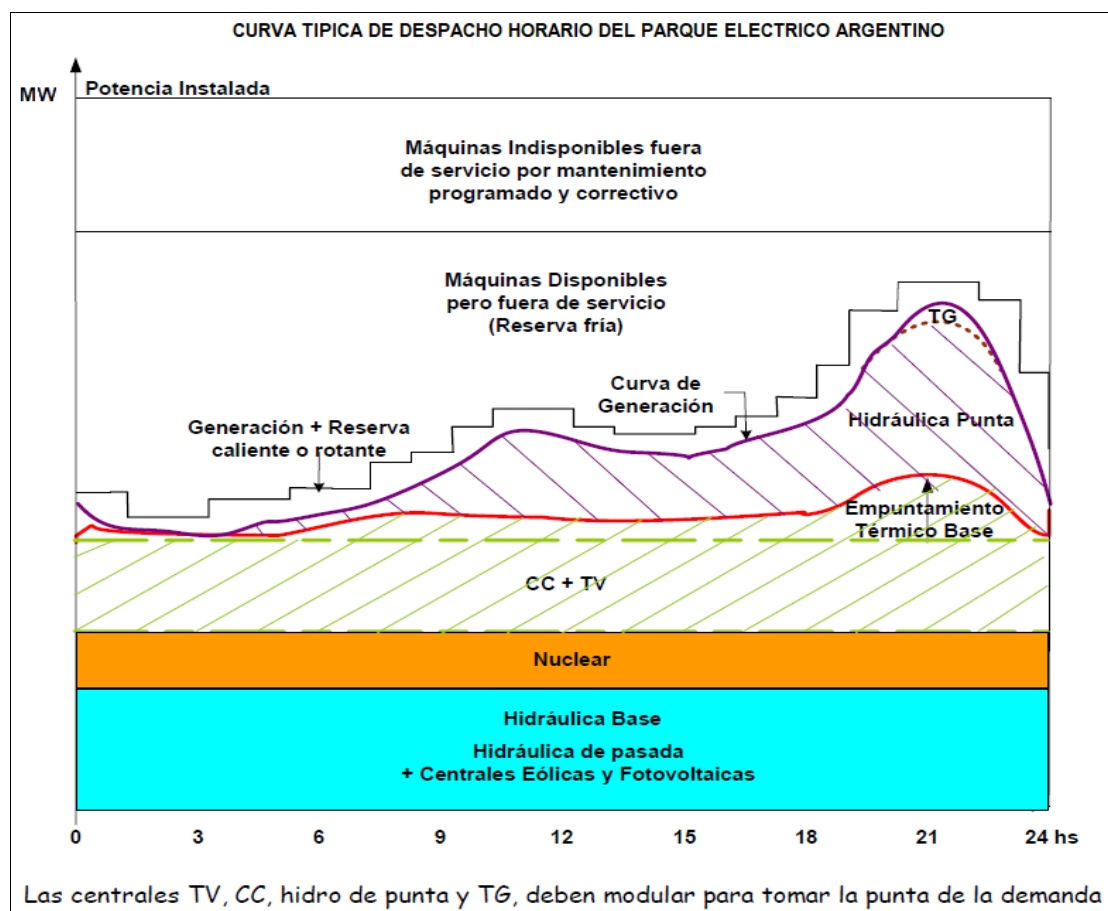


Figura I.3: Curva típica despacho horario SADI.¹⁹⁸

Como se ha mencionado, las centrales hidroeléctricas de pasada abastecidas por caudalosos y estables ríos de llanura, poseen mayores factores de disponibilidad y prioridad de despacho para abastecer la base de la curva de demanda, (en forma similar a las centrales nucleares y tecnologías renovables), permitiendo reservar el consumo de combustibles fósiles para abastecer los picos y partes medias de la curva de demanda. Las centrales de embalse, en cambio, constituyen la única forma actual de “almacenar” electricidad a través de la energía potencial del salto hídrico, por lo que suelen reservarse ponderando un mayor precio del agua embalsada, para que el sistema resguarde esos recursos para cubrir picos de demanda y responder a necesidades de regulación de las cuencas, usos productivos y riego.

¹⁹⁸ Clase “Sistema eléctrico argentino”, Materia Prospectiva y Planificación Energética”, Carrera de Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible.

En este caso, la estacionalidad dada por los períodos de precipitaciones y el deshielo de los ríos de montaña que abastecen estas centrales, provoca periodos de altos y bajos aportes, con una operación muy dependiente de las hidraulicidades, variabilidad de lluvias, temperaturas, usos del recurso aguas arriba del aprovechamiento y momentos del año. Por todo ello, resultan altamente vulnerables a los riesgos del Cambio Climático, como se aprecia en la siguiente Figura I.4 de la que surge la variabilidad de la generación hidroeléctrica anual y mensual, como característica intermitente de la generación renovable; conllevando la planificación de tecnologías de respaldo para responder durante momentos de escasez del recurso.

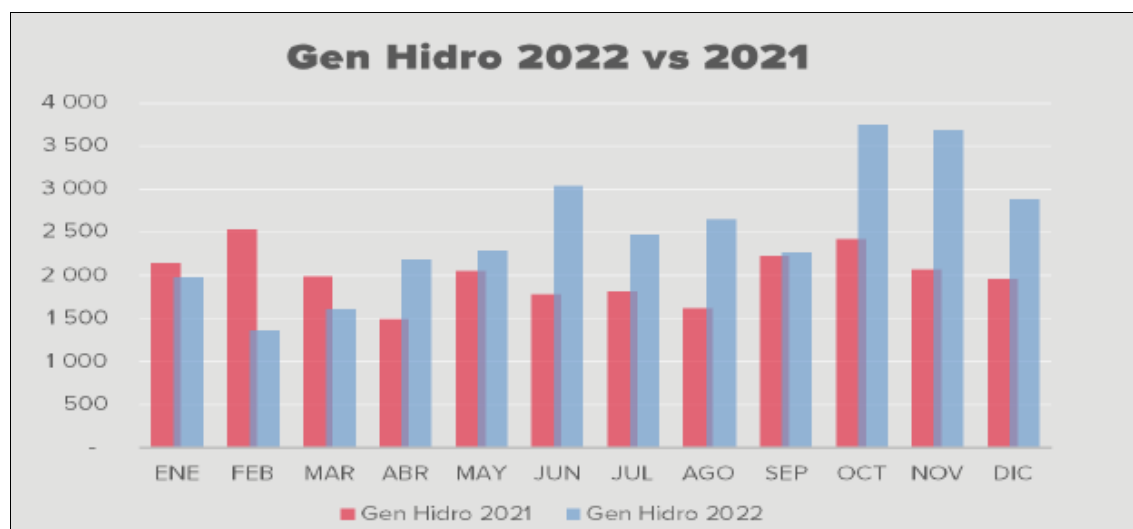


Figura I.4: Variaciones interanuales de GHDI¹⁹⁹.

La siguiente Figura I.5 muestra la variabilidad hidroeléctrica de algunas cuencas, del Informe Anual de CAMMESA 2022.

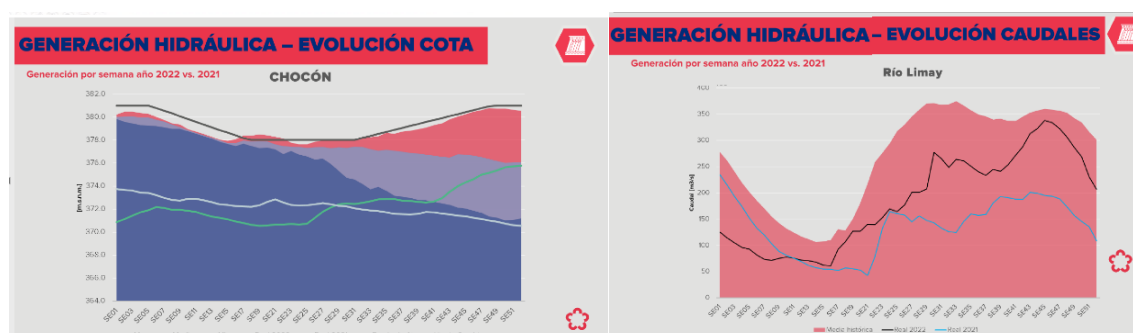


Figura I.5: Cotas y caudales ríos Chocón y Limay 2021-2022¹⁸².

El caso de la Represa Los Caracoles²⁰⁰, (construida para generar un promedio de 715 GWh anuales que en el período 2009-2014 solo acumuló una

¹⁹⁹ <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>

²⁰⁰ <http://www.revistavivienda.com.ar/actualidad/noticias/volvio-a-generar-energia-caracoles-en-san-juan> <https://www.diariohuarpe.com/nota/tras-dos-anos-vacio-vuelven-a-llenar-el-dique-los-caracoles-20236252070> <https://www.diariohuarpe.com/nota/los-caracoles-el-dique-que-se-convirtio-en-la-viva-imagen-de-la-sequia-en-san-juan-20218423360>

media de 211 GWh), evidencia con claridad los riesgos en la planificación de las centrales hidroeléctricas.

Estas resultan altamente dependientes de la utilización del recurso en jurisdicciones ubicadas aguas arriba de la central, así como del régimen de precipitaciones y deshielos (en este caso de la zona cordillerana, principalmente afectada por el fenómeno del cambio climático²⁰¹); como se aprecia en la siguiente Figura I.6. En consecuencia, el embalse de la represa llegó a un punto de la crisis hídrica del Río San Juan, en que su caudal resultó insuficiente para mantener el nivel de los tres diques que hay en su cauce. Así, de los 1.200 hectómetros cúbicos (Hm3) que solía aportar, en 2019-2020 llegaron solo 600, generando una cantidad de inconvenientes técnicos entre ésta y las centrales aguas abajo. Si bien es comprensible la necesidad de construir presas en regiones áridas para aprovechar al máximo el agua disponible, al recaer todo el costo sobre el sector eléctrico, puede resultar una carga excesiva.

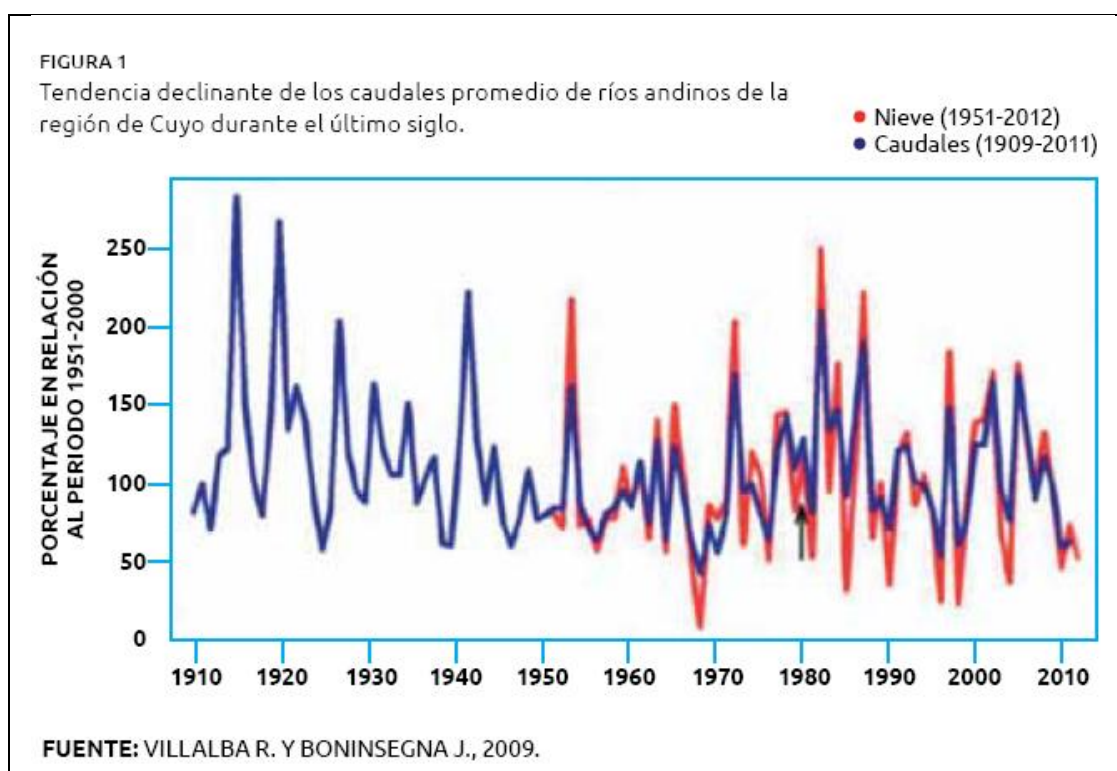


Figura I.6: Evolución caudales promedio de ríos andinos 1910-2010.

²⁰¹ https://web.archive.org/web/20140223014934/http://hydria.com.ar/wp-content/uploads/2013/10/hydria_48.pdf

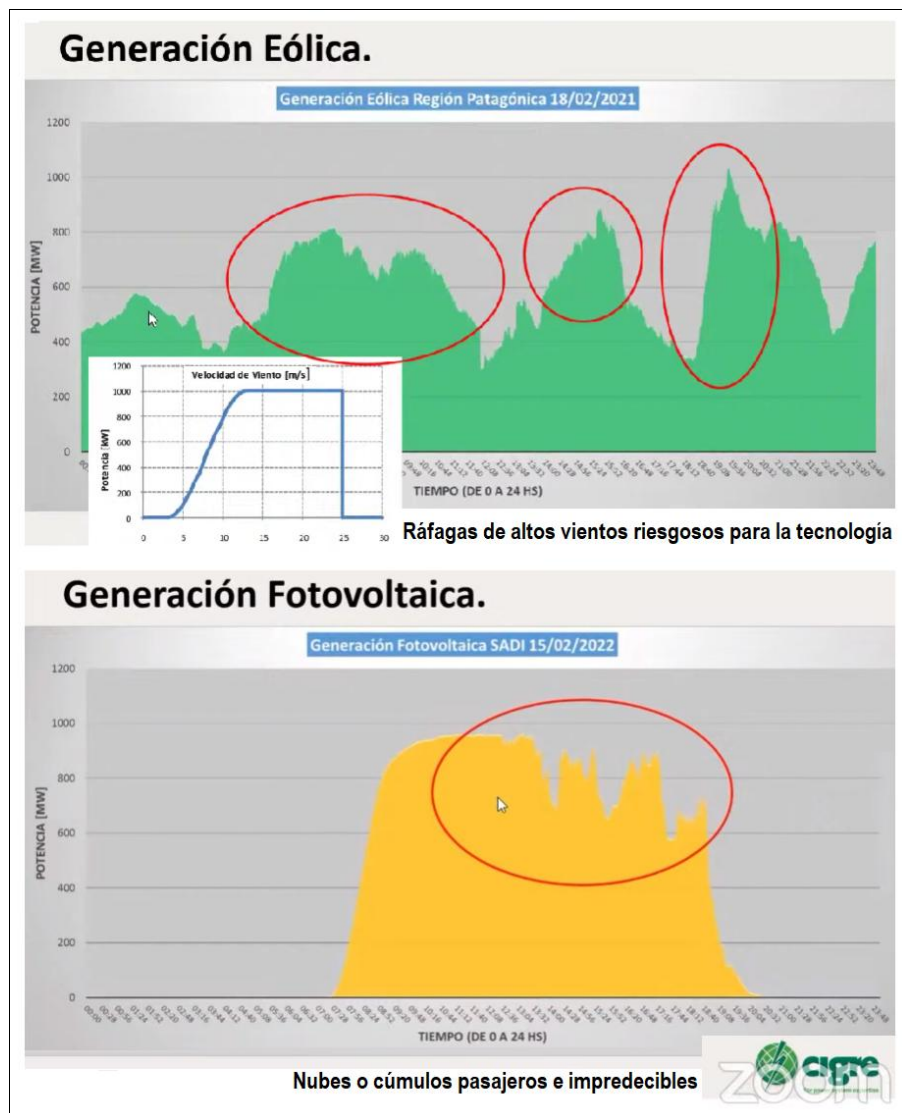


Figura I.7: Variabilidad generación eólica y solar fv.²⁰²

Adicionalmente, todo sistema eléctrico requiere un margen de reserva para brindar seguridad de abastecimiento ante la salida intempestiva de máquinas de generación por desperfectos, accidentes u otras variables. En el año 2022, el máximo²⁰³ registro de demanda de potencia del SADI fue de 28.283 MW, alcanzado el 6 de diciembre, contando con una reserva rotante del sistema del 7,2% y una reserva rotante + reserva parada del 7,4%, como se muestra en la Figura I.8.

²⁰² Clase Proyectos Renovables, Materia Planificación Energética, Carrera de Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible.

²⁰³ Informe de Variables Relevantes de CAMMESA diciembre 2022.



Figura I.8: Margen de reserva del MEM.

Elaboración propia en base a información de CAMMESA.

De esta forma, ante una pérdida repentina de generación renovable (potencia) se produce una variación de frecuencia en la red, factor crítico en la estabilidad de los sistemas eléctricos. Para subsanar tanto esta como cualquier otra salida intempestiva o falla de las máquinas programadas, se recurre a la reserva de potencia que debe estar disponible.

Para ello, CAMMESA define 4 tipos de reservas:

- i. Operativas
- ii. Primarias de frecuencia
- iii. Secundarias de frecuencia
- iv. Generadores detenidos con capacidad de ingreso de 10 a 20 minutos.

Cuando el sistema eléctrico cuenta con un gran volumen de recursos intermitentes de generación, la cantidad de reservas de operación requeridas para garantizar una operación segura y eficiente, se torna crítica y es preciso generar un aumento de reservas secundarias de frecuencia y de potencia disponible de generadores detenidos, con una normativa tarifaria para este tipo de régimen de operación; como se aprecia en la siguiente Figura I.9 y Figura I.10.

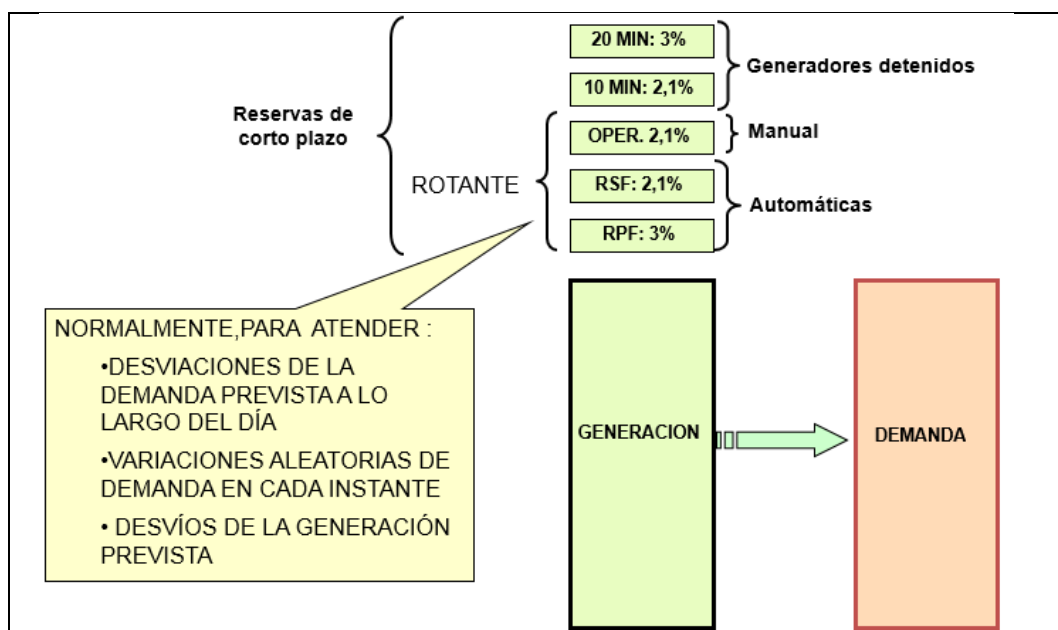


Figura I.9: Cadena de reservas actuales¹⁸⁷.

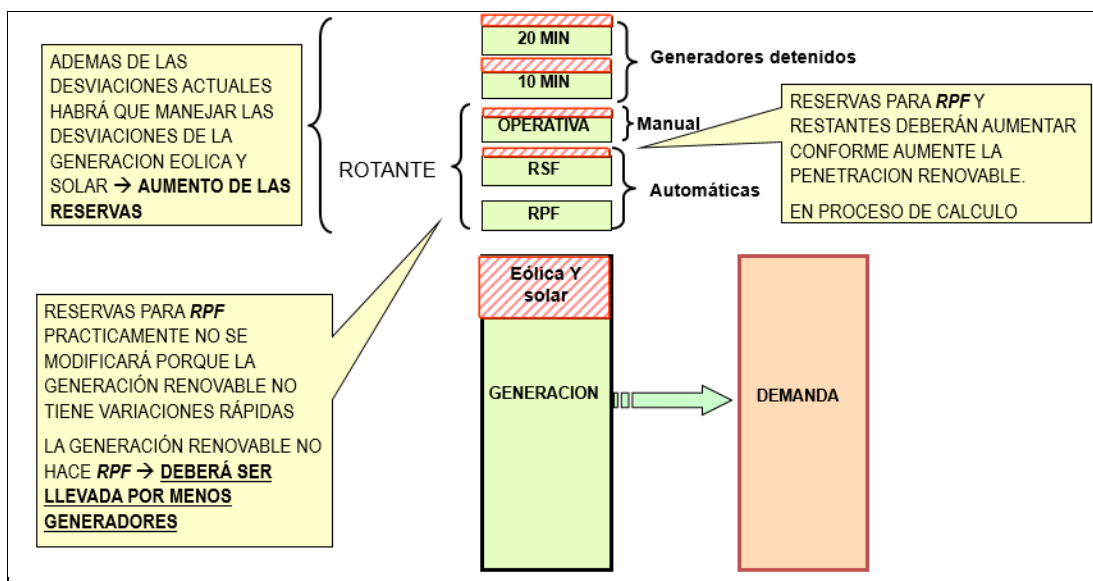


Figura I.10: Cadena de reservas con mayor incorporación de GREN²⁰⁴.

Como se observa en la siguiente Tabla I-2, todas las tecnologías cuentan con aporte inercial, pero pocas pueden efectuar la regulación necesaria para compensar el ingreso masivo de ERI. Para lograr una regulación efectiva y afianzar la seguridad del sistema, es necesario disponer de centrales hidroeléctricas, nucleares y térmicas de rápido arranque y modelos de predicción de vientos más exactos, con un mayor costo de operación por reservas rotantes preparadas para arranques repentinos.

Tecnología	Aporte Inercial	Regulación Primaria	Regulación Secundaria	Regulación Terciaria
Hidráulica	SI	SI	SI	Límite de disponibilidad
Nuclear	SI	SI	Uso no habitual	Uso no habitual
Turbina de Vapor	SI	SI	SI	SI
Ciclo Combinado ⁵²	SI	NO	Se emplea en seguimiento "lento" de demanda	SI
PAH	SI	Viable por tecnología. No se aprovechan por dispersión/atomización		
Régimen Especial Térmico	SI			
Eólica y Fotovoltaica	NO	NO	NO	NO (podría emplearse "a bajar")

Tabla I-2: Aportes de tipos de regulación por tecnología¹⁸⁷.

²⁰⁴ Clase Proyectos Renovables, Materia Planificación Energética, Carrera de Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible.

Por su parte, por las largas extensiones de líneas de transporte de energía eléctrica en Argentina, este suele realizarse en mayormente con líneas de extra alta tensión (EAT 500 kV), hasta las entradas de los centros urbanos, donde descienden a 220 kV. Luego, se transporta mayoritariamente dentro de las zonas con alta densidad de población a 132 kV aproximadamente. Cada una de estas líneas de distribución posee su estructura diferenciada según la tensión que transportan, cuyo detalle de evolución de CAMMESA puede apreciarse en las siguientes Figura I.12 a Figura I.14.

TRANSPORTE								
Longitudes de Líneas por Nivel de Tensión y Región [Km] – Año 2022								
SISTEMA DE TRANSPORTE	500 kV	345 kV	330 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	TOTAL
Alta Tensión	14 468	-	-	556	166			15 190
Distribución Troncal								21 466
- Región Cuyo				641	673			1 314
- Región Comahue					1 380			1 380
- Región Buenos Aires				177	6 256	398		6 831
- Región NEA				30	2 078		24	2 132
- Región NOA (*)		273			5 838			6 112
- Región PATAGONIA			1 116	264	2 317			3 698

Figura I.11: Longitudes de línea por nivel de tensión y región año 2022.

TRANSPORTE															
Evolución Longitudes de Líneas por Región [Km]															
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 (*)	2007	
Alta Tensión	7 722	7 722	8 314	8 314	8 314	8 366	9 669	9 669	9 669	9 669	9 669	9 669	10 024	10 024	
Distribución Troncal	10 407	10 709	10 790	11 320	11 403	11 725	11 852	12 364	12 471	12 509	12 676	12 908	15 846	16 326	
- Región Cuyo	1 245	1 245	1 245	1 245	1 245	1 245	1 245	1 245	1 245	1 245	1 245	1 245	1 245	1 245	
- Región Comahue	830	845	885	885	885	885	885	902	902	929	929	929	929	1 213	
- Región Buenos Aires	4 945	5 068	5 106	5 509	5 536	5 675	5 703	5 903	5 976	5 987	5 987	6 005	6 005	6 044	
- Región NEA	926	930	930	930	972	972	972	1 076	1 076	1 076	1 076	1 291	1 402	1 449	
- Región NOA	2 461	2 621	2 624	2 751	2 765	2 948	3 047	3 238	3 272	3 272	3 438	3 438	3 561	3 565	
- Región PATAGONIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 704	2 837	
*Se incorpora el Área Patagonia al MEM desde 2006															
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Alta Tensión	11 532	11 853	12 299	13 762	13 762	14 326	14 392	14 756	14 756	14 756	14 756	14 758	14 759	14 919	15 190
Distribución Troncal	16 723	17 080	17 204	17 212	17 497	17 893	19 061	19 532	19 550	19 723	20 091	20 296	20 835	21 472	21 466
- Región Cuyo	1 245	1 245	1 245	1 252	1 252	1 252	1 266	1 267	1 267	1 277	1 314	1 314	1 314	1 314	1 314
- Región Comahue	1 213	1 213	1 215	1 215	1 215	1 215	1 369	1 367	1 368	1 368	1 368	1 374	1 374	1 380	1 380
- Región Buenos Aires	6 107	6 108	6 110	6 110	6 158	6 158	6 158	6 158	6 158	6 172	6 455	6 504	6 504	6 771	6 831
- Región NEA	1 449	1 449	1 460	1 460	1 460	1 538	1 915	2 187	2 202	2 202	2 212	2 212	2 213	2 212	2 132
- Región NOA	3 847	4 076	4 184	4 184	4 422	4 426	4 908	5 050	5 052	5 201	5 211	5 348	5 833	6 098	6 112
- Región PATAGONIA	2 862	2 990	2 990	2 990	2 990	3 304	3 445	3 504	3 504	3 504	3 531	3 544	3 598	3 698	3 698

Figura I.12: Evolución de longitudes de línea por región en kilómetros.

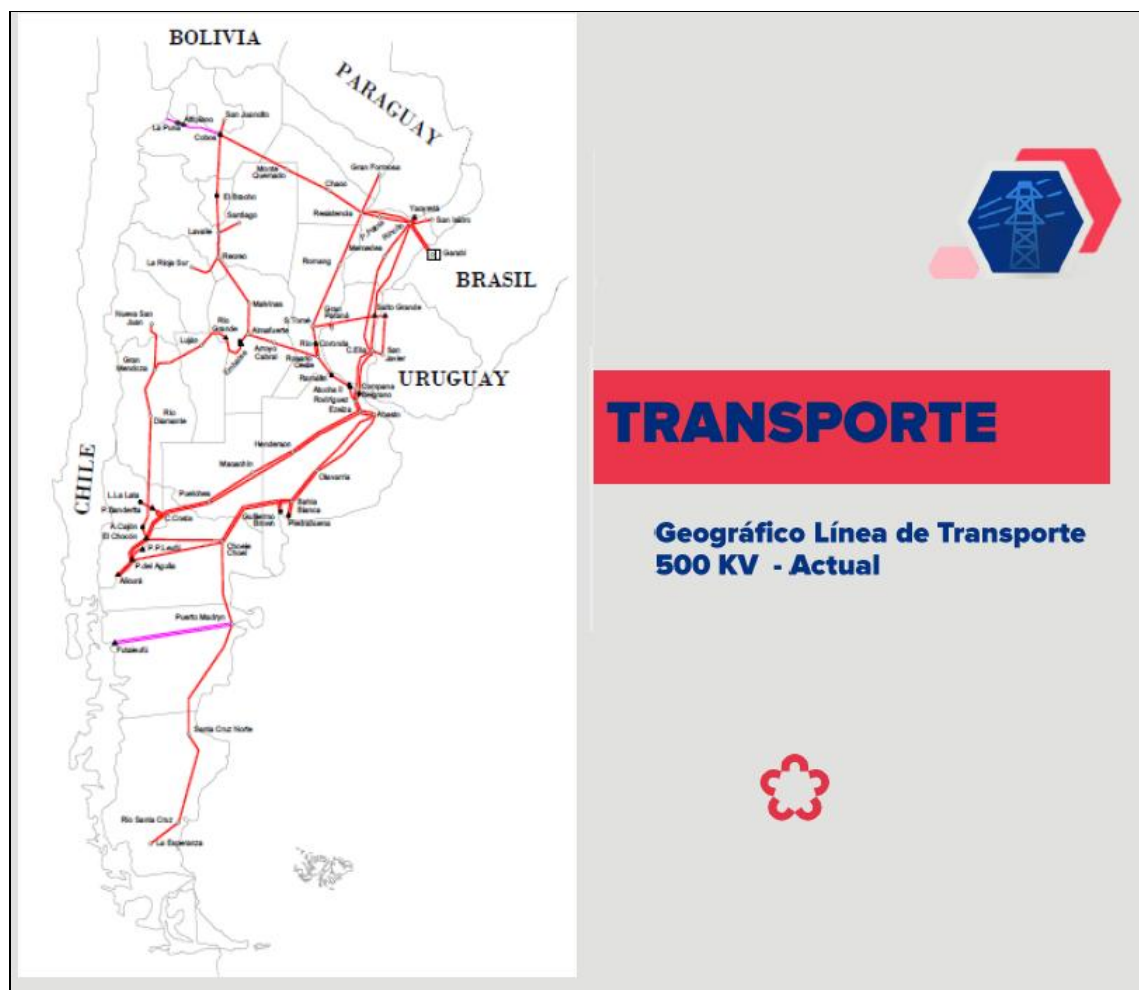


Figura I.13: Distribución Líneas de Transporte CAMMESA 2022.

TRANSPORTE															
Evolución Potencia de Transformadores por Región [mva]															
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Alta Tensión	9 100	9 250	9 850	9 850	10 300	10 600	10 750	11 350	11 350	11 350	11 350	11 550	12 200	13 100	
Alta Tensión en Reserva						150	400	450	450	450	450	1 050	1 200	1 640	
Distribución Troncal	6 599	6 674	6 953	7 133	7 333	7 832	8 017	8 414	8 479	8 524	8 673	9 068	10 746	11 267	
- Región Cuyo	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 030	1 180	1 180	1 180	1 240	1 275	1 325	1 335	
- Región Comahue	408	408	444	454	454	490	493	508	503	503	510	510	510	550	
- Región Buenos Aires	3 598	3 598	3 788	3 788	3 823	4 228	4 263	4 348	4 363	4 363	4 393	4 693	4 813	4 937	
- Región NEA	612	642	665	695	725	745	745	782	812	827	834	834	864	902	
- Región NOA	971	1 016	1 046	1 186	1 321	1 359	1 486	1 596	1 621	1 651	1 696	1 726	1 836	1 836	
- Región PATAGONIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 398	1 707	
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Alta Tensión	14 150	14 450	15 200	16 550	16 400	16 950	17 400	19 900	20 800	22 155	22 405	23 455	23 905	24 055	24 055
Alta Tensión en Reserva	1 990	2 090	2 990	3 890	4 490	4 690	5 040	5 556	5 590	6 175	6 575	6 925	8 175	8 275	8 355
Distribución Troncal	11 666	11 872	12 109	12 354	12 711	13 081	13 756	14 575	14 897	15 268	15 863	17 128	17 517	18 612	18 885
- Región Cuyo	1 335	1 335	1 335	1 365	1 365	1 365	1 365	1 570	1 600	1 615	1 615	1 615	1 616	1 616	1 661
- Región Comahue	550	550	550	550	550	550	595	625	640	700	745	895	895	1 005	1 050
- Región Buenos Aires	5 107	5 132	5 277	5 277	5 397	5 509	5 549	5 585	5 700	5 765	5 911	6 376	6 413	6 443	6 443
- Región NEA	947	947	962	1 012	1 094	1 132	1 222	1 297	1 395	1 395	1 440	1 485	1 490	1 610	1 625
- Región NOA	1 979	2 151	2 263	2 278	2 433	2 553	3 023	3 318	3 383	3 503	3 563	3 863	3 968	4 418	4 586
- Región PATAGONIA	1 748	1 757	1 757	1 872	1 872	1 972	2 002	2 180	2 180	2 290	2 590	2 895	3 135	3 520	3 520

Figura I.14: Evolución de potencia de trasformadores por región.

El PNAyMCC incluye entre sus metas la expansión y robustecimiento del sistema interconectado nacional mediante la expansión de obras de infraestructura energética. Estas metas contemplan, al 2030: Concluir las obras de 132 kV incluidas en el “Plan Federal de Transporte Eléctrico regional”

publicado por Resolución 593/2022; expandir y fortalecer el sistema de transmisión eléctrica de Extra-Alta Tensión en 4171 km de líneas de 500 kV, sumando 15 nuevas Estaciones Transformadoras (ET) y 13 ampliaciones.

En relación a los requerimientos de nuevas obras de transporte eléctrico²⁰⁵, por Res. 507/23 se establecieron las obras prioritarias para robustecer el sistema de transporte eléctrico y garantizar la incorporación de mayor presencia de fuentes renovables en la matriz energética. El “Plan²⁰⁶ de Expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión”, agrupa 15 obras en cinco bloques distintos, por orden de prioridad técnica; para garantizar la confiabilidad general del sistema de transporte eléctrico nacional:

- a. Desarrollo completo del sistema AMBA, (abastecimiento del área metropolitana de Buenos Aires), con la construcción de nuevas líneas de 500, 200 y 132 kV, como las de 500 Plomer-Vivoratá, Plomer-Atucha, Puerto Madryn-Choele Choel-Bahía Blanca, Río Diamante-Charlone-O’Higgins y Rodeo-Chaparro-La Rioja Sur;
- b. Nuevas ET, una interconexión de 500 kV entre Santa Cruz y Tierra del Fuego y otra internacional entre Formosa y Villa Hayes (Paraguay);
- c. Obras complementarias como la readecuación de un conjunto de ET ya existentes de 500/132 kV, distribuidas por las provincias Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe, Entre Ríos, Misiones, Corrientes, Chaco, Santiago del Estero, Formosa, San Juan, Mendoza y Río Negro;
- d. Readecuación de 34 ET de 132 kv ubicadas en distintas áreas del interior de la provincia de Buenos Aires (Transba); y
- e. Otras 24 obras de distribución troncal correspondientes a la región del NOA.

La incorporación de nuevo transporte eléctrico permitirá sortear las restricciones actuales a la incorporación de nueva potencia renovable y también disminuir los elevados requerimientos de generación forzada.

Las inversiones²⁰⁷ mínimas para estas obras ascienden a 3.817 Mills USD, y la mayor participación de fuentes renovables de generación eléctrica demanda mayores inversiones, al requerir nuevos nodos geográficos y líneas de AT para el aprovechamiento de toda la nueva energía. Para el caso de la distribución eléctrica, las inversiones ascienden a 10.270 Mills USD, ya que la mayor participación de fuentes renovables a nivel de distribución, como RenovAr 3.0, la generación distribuida y la nueva licitación RenMDI demandan mayores inversiones.

²⁰⁵ <https://energiaonline.com.ar/alemania-esta-interesada-en-financiar-cinco-nuevas-lineas-de-alta-tension-de-usd-1-700-millones/>

²⁰⁶ <https://www.argentina.gob.ar/noticias/energia-presento-el-plan-de-obras-electricas-para-todo-el-pais>

²⁰⁷ Plan de Transición Energética al 2030, pp. 49-50.

II. ANEXO II: Información Complementaria Dimensión Ambiental

A continuación, se incorpora la Tabla II-1, las partes pertinentes de la Tabla de MM del PANeYCC 2017, comparada con los cambios establecidos en su versión de 2019.

Eje	Medida	Tipo	Reducción al 2030 (MtCO ₂ eq)			Descripción
			Plan de Acción 2017	Act. 2019	Var. en MtCO ₂ eq	
Oferta	Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red	Incondicional	17,55	17,55	-	Instalación de centrales de generación a partir de fuentes renovables no convencionales. Incluye centrales eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) (< 50 MW), generación con biomasa y otras fuentes renovables, según la Ley 27.191.
		Adicional	4,61	4,61	-	
	Generación hidroeléctrica	Incondicional	6,30	6,95	0,65	Generación de electricidad a partir de recursos hídricos de gran escala (> 50 MW), conectados a la red. El objetivo incondicional al 2030 establece la incorporación de 2.173 MW.
		Adicional	0,90	0,25	(0,65)	
	Generación nuclear	Incondicional	11,74	10,79	(0,95)	Instalación de centrales de generación nuclear conectadas a la red. Considerando solamente las medidas incondicionales, la generación nuclear pasaría a representar, en 2030, entre el 11,6 y el 13,1% de la generación anual total.
		Adicional	3,00	3,00	-	
	Total Incondicionales		35,59	35,29	(0,30)	
	Total Adicionales		8,51	7,86	(0,65)	
	Total Incondicionales + Adicionales		44,10	43,15	(0,95)	

Tabla II-1: Reducción de emisiones MM PANeYCC 2017 vs 2019.

Elaboración Propia en base a adaptación de información de PANeYCC 2017 y 2019.

En relación a la dimensión ambiental del análisis, del PNAyMCC surge la siguiente información insertada en las siguientes Figura II.1 a Tabla II-3, que por su extensión no fueron incluidas en el desarrollo del capítulo, quedando disponibles en el presente Anexo para su consideración.



Figura II.2: Medidas de política eléctrica en vigor²⁰⁸ por área de acción.

²⁰⁸ Plan de Transición Energética al 2030, pp. 58-60.

Oferta	Valor de la variable explicativa	Demanda	Valor de la variable explicativa	Valor de la variable explicativa
Producción neta de petróleo (dam3)	28.386			IAPG
Producción neta de gas (dam3)	47.019.913			IAPG
Generación de electricidad (GWh)	137.482			CAMMESA
		Consumo eléctrico residencial (GWh)	56.992	CAMMESA
		Consumo eléctrico industrial/comercial (GWh)	76.015	CAMMESA
		Consumo industrial/comercial de gas (dam3)	14.898.617	IAPG
Cantidad de autos particulares circulantes	14.084.326	Kilometraje medio recorrido por autos (km)	12.000	AFAC
Distancia media en rutas por viaje de camión (km)	550	Carga transportada por camiones (kton)	336.863	Ministerio de Transporte
Cabezas de ganado bovino de carne (sin terneros)	35.910.790			SENASA
		Carne faenada (kton)	2.037	SENASA-IPCVA
Hectáreas deforestadas (ha)	183.368	Tierras forestales (kton)	183.368	MAyDS
Hectáreas deforestadas (ha)	183.368	Tierras forestales que cambian su uso (ha)	183.368	MAyDS
RSU diarios generados per cápita (kg)	1	Población	44 494 502	MAyDS-INDEC

Tabla II-2: Variables²⁰⁹ explicativas de emisiones GEI Argentina.

²⁰⁹ Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático 2022, Pág. 44.

Línea estratégica (169 medidas totales)	Costo en millones de dólares	% medidas con costo asociado	Cantidad de medidas con costo asociado/total
Conservación de la biodiversidad y bienes comunes	26.062,10	82,05	32/39
Gestión sostenible de sistemas alimentarios y bosques	6.991,09	89,29	25/28
Movilidad sostenible	43.747,49	95,24	20/21
Territorios sostenibles y resilientes	117.745,96	67,86	19/28
Transición energética	86.808,65	52,94	18/34
Transición productiva	15.238,97	36,84	7/19
Total	296.594,25		

Tabla II-3: Costos²¹⁰ estimados por línea estratégica.

II.1. Escenarios de Emisiones GEI

Cabe destacar que tanto el escenario tendencial como el eficiente de los Escenarios Energéticos 2030, presentan reducciones de emisiones entre sus versiones 2019 vs. 2017, como se aprecia en la siguiente Figura II.1.

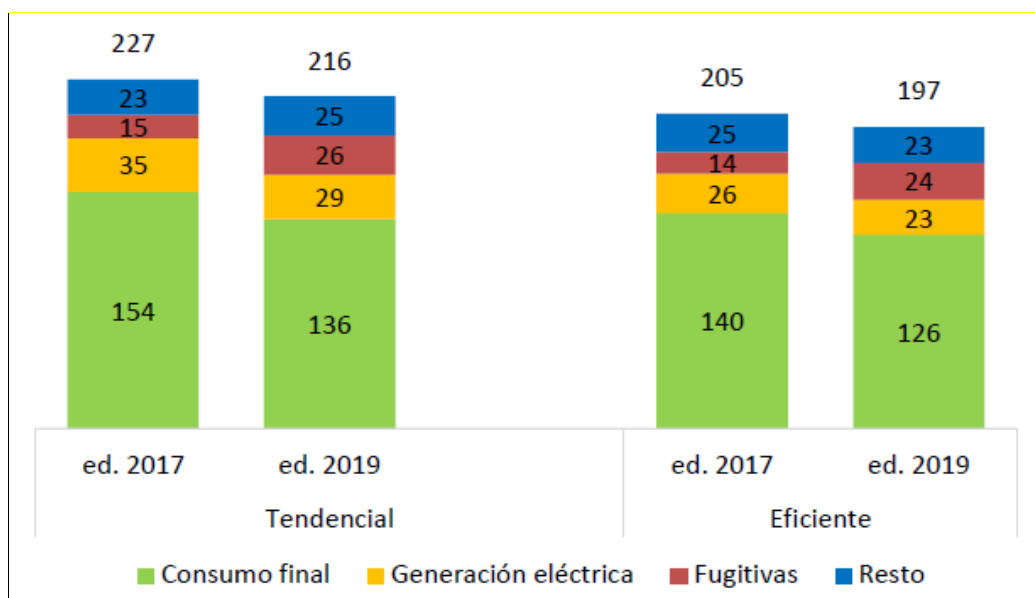


Figura II.1: Escenarios de emisiones al 2030 PANEYCC 2017-19.

En relación a los aprovechamientos hidroeléctricos²¹¹, se incorpora lo siguiente:

²¹⁰ Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático 2022, Pág. 63.

²¹¹ <https://publicaciones.inap.gob.ar/index.php/EA/article/download/86/89/>

- ✓ Las provincias también detentan jurisdicción, es decir, la potestad de reglamentar las relaciones emergentes de su aprovechamiento, defensa y conservación, ya que es inherente al dominio y le brinda efectividad y contenido a la potestad. Los ríos interprovinciales, por su parte, deben reglamentarse mediante tratados.
- ✓ Las excepciones expresamente delegadas por las provincias a la Nación relacionadas de forma directa o indirecta con los recursos hídricos son la navegación, el comercio interprovincial e internacional, las relaciones internacionales y la celebración de tratados internacionales, el almirantazgo y jurisdicción marítima, y el dictado de los Códigos Civil, Penal, de Minería, de Comercio, y de Trabajo y Seguridad Social.
- ✓ La relación entre Nación y provincias en la materia se limita al uso del recurso - desde su consumo hasta la captación de las regalías hidroeléctricas- y no a los efectos sobre el bienestar general. La cuestión de la seguridad recae, entonces, en el titular de las obras de aprovechamiento.
- ✓ En materia medioambiental, La Ley General del Ambiente Nº 25.675 (en adelante, LGA) del 6 de noviembre de 2002 (B.O. 28 de noviembre de 2002), instrumenta el derecho a vivir en un ambiente sano, pero solo se limita a establecer presupuestos mínimos que debe contener la legislación provincial, ya que el dominio originario de los recursos naturales por parte de ellas es lo que le da contenido y razón a la política ambiental. Siendo el agua un recurso natural y un elemento ambiental, la Nación detenta la jurisdicción «para dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquéllas alteren las jurisdicciones locales» (Pochat, 2005: 10-11).
- ✓ Poco tiempo después de la LGA, se promulgó la Ley de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas Nº 25 688, del 28 de noviembre 2002 (B.O. 3 de enero de 2003), pero esta nunca se reglamentó ni entró en vigencia. La LGA fue objeto de numerosas críticas y presentaciones judiciales, lo que impulsó la declaración de su inconstitucionalidad. Las provincias aducen que la ley avanza sobre competencias provinciales no delegadas a la Nación en materia de cuencas y de organización de Comités de Cuencas, la gestión de los recursos naturales, y la planificación, uso y administración del agua.
- ✓ Volviendo al uso del recurso, es muy significativo que no exista una ley nacional de aguas. Ha habido numerosos proyectos de leyes nacionales y federales de agua, pero ninguna ha prosperado. Los conflictos interprovinciales -cuyo ejemplo más resonante es el de Mendoza con La Pampa por el Río Atuel- han impedido un abordaje común. Es por ello por lo que la formación de comités de cuencas hídricas para gestionar los cursos de agua interjurisdiccionales ha sido lento e incompleto.
- ✓ Respecto del recurso hídrico, varios organismos nacionales poseen injerencia en la gestión del agua: El Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda tiene a su cargo la política hídrica nacional, la navegación fluvial y la representación del Gobierno nacional en organismos de cuencas interjurisdiccionales y en conflictos de gestión de recursos hídricos interprovinciales; el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto, por su parte, interviene en todos aquellos asuntos que involucran recursos hídricos compartidos con países limítrofes; la Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Secretaría de Gobierno de Agroindustria tiene intervención en las políticas de riego, incluyendo rehabilitación y recuperación de áreas inundadas o salinizadas; la Secretaría de Gobierno de Energía desarrolla la política de generación hidroeléctrica en las cuencas hídricas; el Ministerio de Defensa alberga al Servicio Meteorológico Nacional y al de Hidrografía Naval. Podemos ver como la existencia de diversas instituciones

vinculadas al sector hídrico genera superposiciones de misiones y funciones que requieren una intensa labor de coordinación interinstitucional. A lo largo del tiempo, la política hídrica no ha tenido un soporte institucional adecuado.

- ✓ En el Primer Encuentro Nacional de Política Hídrica, en Buenos Aires a fines de 2002, los representantes de los organismos del área hídrica de las provincias y de la Nación firmaron un acuerdo para crear un Consejo Hídrico Federal (COHIFE), que se constituyó formalmente el 27 de marzo de 2003. Mediante la Ley N° 26 438, del 3 de diciembre de 2008 (B.O. 21 de enero de 2009), se ratificó el acta constitutiva y la carta orgánica, y se reconoció el COHIFE como persona jurídica de derecho público y como instancia federal para la concertación y coordinación de la política hídrica federal y la compatibilización de las políticas, legislaciones y gestión de las aguas de las respectivas jurisdicciones, respetando el dominio originario que sobre sus recursos hídricos les corresponden a las provincias (Bruzzone, 2009: 127).
- ✓ El COHIFE se estableció como un nuevo actor en el manejo del recurso hídrico, pero de carácter deliberativo, a fin de encontrar un mejor funcionamiento de conjunto. Con el tiempo, se transformó en un fiel reflejo de los desafíos que presenta la gestión del recurso hídrico, que debe superar una fragmentación institucional muy significativa. Esta situación muestra claramente que «la dispersión es, sin lugar a dudas, la característica más dominante de la trama institucional de nuestro país en lo referente a la gestión de sus recursos hídricos» (Laboranti y Malinow, 1995).
- ✓ La fragmentación sectorial e institucional, la ausencia de coordinación y comunicación interinstitucionales generan superposición de funciones y problemas de asignación de responsabilidades, recursos y competencias. Es preciso destacar, asimismo, que, por lo general, las propias autoridades de cuenca surgieron en el marco de conflictos por el uso de la cuenca -usos competitivos como el riego y la generación de energía hidroeléctrica, cupos de caudales, gestión de volúmenes excedentes de aguas de inundaciones, contaminación de cursos de agua interprovinciales (como los casos de la insistencia del Gobierno de la Provincia de Jujuy de instalar una turbina de generación hidroeléctrica en La Ciénaga, que, además de tener una antigüedad centenaria, se utiliza para riego y hubiese afectado la provisión de agua para ese fin; el Río Atuel entre La Pampa y Mendoza, Río Juramento entre Santiago del Estero y Salta, y Río Salado entre Santa Fe y Santiago del Estero).
- ✓ Respecto del ORSEP como autoridad de aplicación, sus ingresos surgen de la producción hidroeléctrica, lo que no solo complica las perspectivas medioambiental e hídrica, sino que también acentúa las diferencias regionales. ORSEP debería desprenderse de esta dependencia, por lo cual debe repensarse de qué manera obtiene los recursos.
- ✓ La cuestión medioambiental e hídrica cada vez cobra más vigencia, y se expande el *momentum* de las iniciativas verdaderamente renovables en materia energética. Quizás, pueda concebirse una tasa de conservación hídrica y de recuperación ecosistémica que contribuya a su financiamiento. Esto resulta más acuciante por el hecho de que las presas, diques y embalses en la Argentina presentan un estado muy diverso en cuanto a su seguridad, y, en algunos casos, hasta se desconoce. En parte, ello se debe a la falta de recursos y de un accionar integrado en la gestión de la seguridad. La coordinación interinstitucional es imprescindible para el desarrollo de iniciativas que requieren la participación de organismos de diferentes niveles, jurisdicciones y sectores, según su responsabilidad.

III.ANEXO III: Información Complementaria Dimensión Económica.

En este apartado se incorpora información adicional que pueda resultar de interés, relacionada con la dimensión económica del análisis.

A continuación, se mencionan algunas consideraciones al análisis económico basadas en el documento Escenarios Energéticos 2030, que sirven de referencia al presente análisis:

“Adicionalmente al ingreso de los proyectos térmicos predefinidos, el sistema requerirá al año 2030 la incorporación de potencia firme que asegure un margen de reserva del 20%... Además, con el fin de incorporar costos adicionales a los de generación, al gráfico de costos normalizados para los casos térmicos, solar y eólico se le adicionarán los costos correspondientes al transporte nuevo dado el requerimiento que implica un nuevo gasoducto para evacuar el gas de la cuenca neuquina o nuevas líneas eléctricas para transportar generación renovable lejana a la demanda. En el caso renovable, la línea adiciona 11,2 USD/MWh al costo de generación. En el caso de la energía eólica y solar, también se adiciona en la comparación el costo de la inclusión de una tecnología térmica de respaldo para cubrir las intermitencias que la energía renovable variable presenta. A los fines de este ejercicio se supone un costo de potencia firme de 10 USD/MWh. Por otra parte, en un trabajo elaborado por CAMMESA y la SSME sobre comparación de tecnologías renovables y térmicas, se considera en una evaluación a largo plazo, el ingreso de una TG por una potencia equivalente al 80% de una central eólica, cuyo factor de uso es de 39%. El costo de generación para la TG da 108,5 USD/MWh, el de la central eólica 56,4 USD/MWh y el promedio 77,3 USD/MWh. Esto llevaría a deducir que el costo de potencia firme asciende a unos 20,9 USD/MWh para la eólica. Haciendo el mismo cálculo se estima el costo equivalente para la solar en 23,8 USD/MWh”.

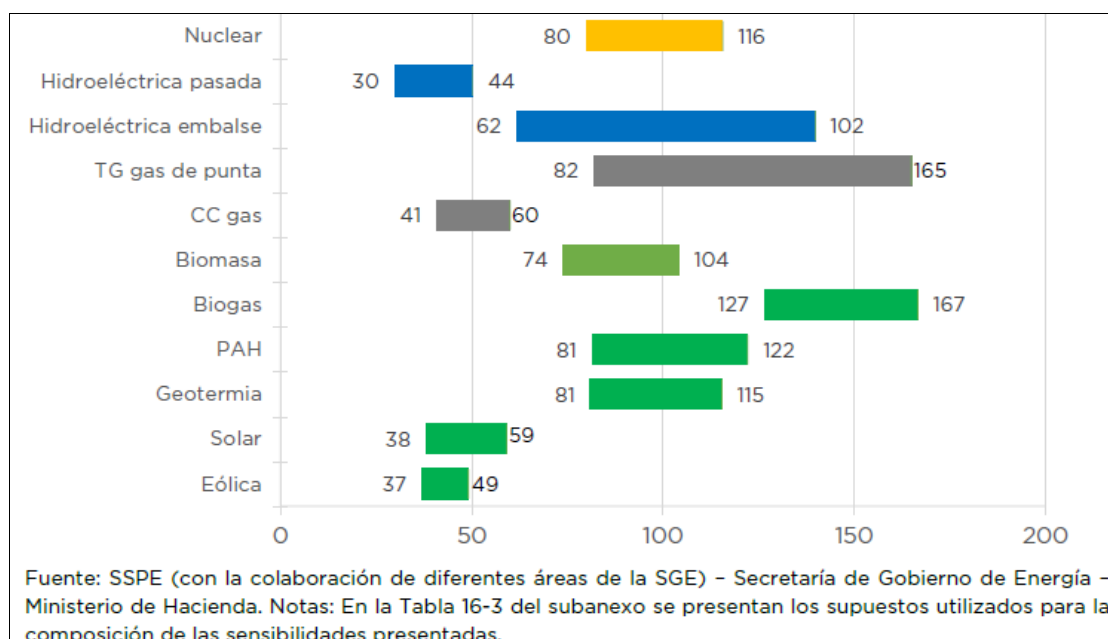


Figura III.1: Análisis 2019 del LCOE por tecnología en USD/MWh SE.

Por otra parte, del documento Escenarios Energéticos 2030 surgen los siguientes rangos de costos normalizados teóricos para Argentina Figura III.1,

sensibilizando CAPEX (inversiones en activos a largo plazo, amortizadas a lo largo del tiempo), factores de uso y costos de combustible.

A continuación, en Figura III.2 se presentan otros costos unitarios representativos por fuente del Informe Anual de CAMMESA 2022, no considerados en la dimensión económica.

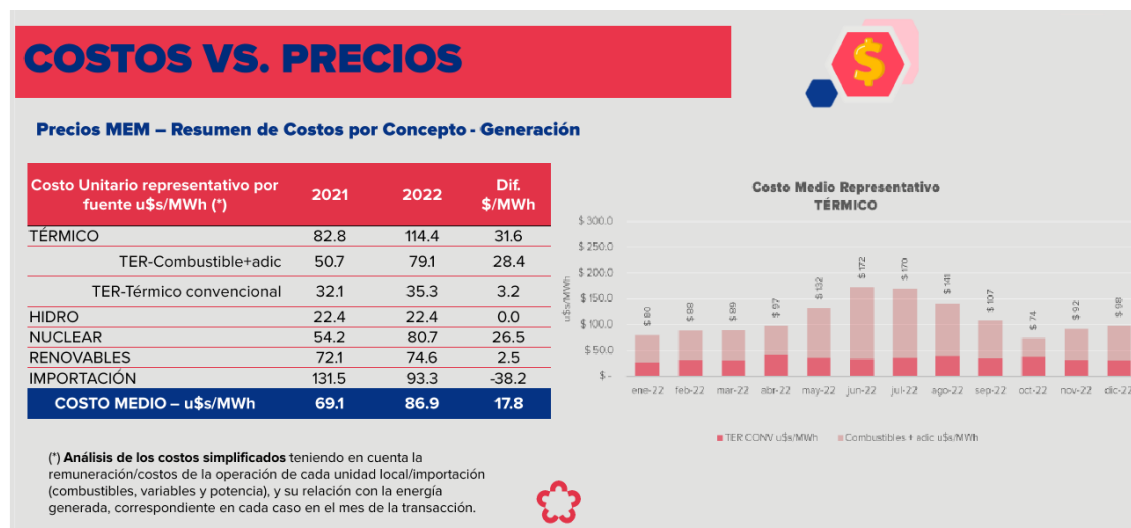


Figura III.2:Resumen de Costos por tecnología de generación.

Seguidamente, se presentan la Tabla III-1, Tabla III-2 y Tabla III-3 con valores de referencia considerados para las tecnologías a evaluar:

Tabla N° 16-3: Supuestos para tecnologías genéricas

Unidad	Tasa de descuento %	Capex USD/kW	Opex USD/MWh	Factor de uso %	Costo de gas USD/MMBTU	Vida útil Años	Costo combustible USD/MWh
Nuclear	5,0%	6.000-10.000	26,8	90%	-	60	-
Hidroeléctrica de embalse	5,0%	3.000-5.000	1,4	30%	-	60	-
Hidroeléctrica de pasada	5,0%	4.000-6.000	1,4	85%	-	60	-
Turbo gas	10,0%	850	3,5	10%-20%	2,5-5,5	20	-
Ciclo combinado	10,0%	1.000	3,5	85%	2,5-5,5	20	-
Eólico	10,0%	1.200-1.300	5,2 - 6,3	45%-55%	-	20	-
Solar	10,0%	800-900	4,9-6,9	25%-35%	-	20	-
Geotermia	10,0%	4.000-6.000	10	90%	-	20	-
Biogás	10,0%	5.000	-	85%	-	20	20 - 60
Biomasa	10,0%	3.000	-	85%	-	20	10 - 40
PAH	10,0%	3.000	12 - 19	40%-60%	-	20	-

Fuente: SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía – Ministerio de Hacienda sobre la base de EIA, IEA, NREL y Lazard.

Tabla N° 16-4: Supuestos para evaluación de proyectos nucleares específicos

Unidad	Tasa de descuento %	Capex USD/kW	Opex (incluye combustible) USD/MWh	Factor de uso %	Repago del financiamiento / Vida útil Años
IV Central	5,75%	6.580	26,8	90%	14

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

Tabla N° 16-5: Supuestos para evaluación de proyectos hidroeléctricos específicos

Unidad	Tecnología	Tasa de descuento %	Capex USD/kW	Opex USD/MWh	Factor de uso %	Repago del financiamiento Años
Aña Cuá	De pasada	6,0%	1.300	11,9	70%	20
Condor Cliff / La Barrancosa	De pasada/ embalse	6,0%	3.200	36,4	45%	20
Chihuido	Embalse/	6,0%	2.500	12,2	31%	20
Portezuelo	Multipropósito	6,0%	4.200	6,2	48%	20
El Tambolar		6,0%	6.900	2,4	56%	20

Fuente: SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía – Ministerio de Hacienda sobre la base de EIA, IEA, NREL y Lazard.

Tabla III-1: Supuestos tecnologías genéricas y proyectos específicos.

Por otra parte, en relación a los impuestos al carbono, en el marco del Proyecto “*Partnership for Market Readiness*”¹⁰³ del Banco Mundial, Argentina comenzó a explorar el uso de mecanismos de mercado para el establecimiento de precios al carbono; en componentes vinculados a energías renovables, eficiencia energética, y a los impuestos al carbono, donde el sector eléctrico tiene especial gravitación tanto por su contribución a las emisiones como por su potencial de mitigación.

Jurisdicción	Impuesto al carbono	SCE
Suecia		127
Suiza		96
Liechtenstein		96
Finlandia	70 (comb. para transporte); 60 (otros comb. fósiles)	
Francia		50
Islandia		31
Dinamarca	26 (líquidos); 23 (gas)	
Unión Europea		25
Reino Unido	24 (mínimo)	
Alberta (Canadá)		22
Corea		22
Eslovenia		19
Nueva Zelanda		17
España		17
California (EEUU)		16
Quebec (Canadá)		16
Terranova y Labrador (Canadá)		15
Portugal		14
Pekín (China)		11
Argentina	1 (fueloil y carbón mineral); 6 (otros)	
Colombia		6
Letonia		6
Chile		5
Shanghái (China)		4
Singapur		4
Noruega	3 (mínimo)	
México	<1 (mínimo); 3 (máximo)	
Japón		3
Estonia		2
Tianjin y Fujian (China)		2
Ucrania		<1
Polonia		<1
Shenzhen y Chongqing (China)		<1

Fuente: Banco Mundial, "States and Trends of Carbon Pricing 2019".

SCE: Sistemas de Comercio de Emisiones

Tabla III-2: Impuestos al carbono USD/tCO₂e Banco Mundial.

El Banco Mundial informa que estos precios y sistemas abarcan sólo el 20% de las emisiones de GEI, mientras que el 51% de las emisiones cubiertas registran precios inferiores a 10 USD/tCO₂e. Esos precios se encontrarían lejos de los niveles necesarios para alcanzar los objetivos del acuerdo de París, que deberían situarse entre 40 y 80 USD/tCO₂e al 2020 y entre 50 y 100 USD/tCO₂e al 2030, de modo que es esperable que se vaya incrementando la presión internacional por extender estos mecanismos y aumentar su nivel.

En el caso particular de Argentina, si bien el impuesto al dióxido de carbono fue introducido en diciembre de 2017 a través de la Ley 27.430 de Reforma Tributaria (modificando la Ley 23.966), aún no se encuentra reglamentada su aplicación de forma práctica. Así, el proyecto original preveía una tasa en pesos, equivalente a 25 USD/tCO₂e aplicable a todos los combustibles fósiles, pero la norma aprobada redujo sensiblemente ese monto y exceptuó a los combustibles destinados a "exportación, al gas natural, al GNL, al gas licuado, a los aerokerosenes, al combustible para rancho y uso marítimo de cabotaje, al de uso petroquímico y a los biocombustibles contenidos en naftas o gasoil".

Luego, la Resolución General 4257/2018 de AFIP estableció los valores iniciales, que según la Ley se ajustarían trimestralmente aplicando la variación del IPC²¹²; los que se presentan en la siguiente Tabla III-3 para el período 1/11/19 al 30/11/19.

Combustible	ARS/litro
Naftas, Gasolina, Solvente y Aguarrás	0,744
Gasoil, Diesel oil y Kerosene	0,856
Fueloil	0,094
Coque de petróleo	0,102
Carbón mineral	0,079

Fuente: AFIP.

Tabla III-3: Impuestos AFIP al CO₂ en Argentina por energético.

En forma consecuente, el PNAyMCC presentado en el año 2022, establece como una de sus medidas evaluar la oportunidad, mérito y conveniencia de incursionar en transacciones asociadas al comercio²¹³ de emisiones, tanto por implementación del Artículo 6 del Acuerdo de París (mecanismos de cooperación voluntaria, para que los países puedan implementar sus NDCs, con autorización del gobierno nacional); como por otros esquemas de mercado.

Finalmente, por Res. 385/2023 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se aprobó la Estrategia Nacional para el Uso de Mercados²¹⁴ de Carbono (ENUMEC) y esquemas no comerciales, involucrando al sector privado, sociedad civil y gobiernos provinciales; y admitiendo el desarrollo de mercados voluntarios sin intervención de la autoridad nacional. De dicho documento surge que, según lo establecido en la Segunda NDC del año 2020²¹⁵, Argentina “se reserva su posición nacional y la toma de decisión en relación con el posible uso de cualquier mecanismo de mercado, referido en el artículo 6 del Acuerdo de París, y que pueda establecerse en el futuro, hasta que las negociaciones sobre el mencionado artículo lleguen a una conclusión en el marco de la CMNUCC. Cualquier operación que involucre unidades de reducción de emisiones alcanzadas en territorio argentino, tanto públicas como privadas, deberá registrarse y contar con la expresa autorización del Gobierno Nacional, y, salvo disposición expresa que indique lo contrario, todas las reducciones de emisiones en el territorio nacional serán contabilizadas para el logro de la meta de la NDC. como instrumento indispensable para direccionar inversiones y gestionar los cambios necesarios.

²¹² La Ley 27.430 faculta al Poder Ejecutivo Nacional a aumentar hasta un 25% y disminuir 10% el impuesto “cuando así lo aconsejen las políticas en materia ambiental y/o energética”. El impuesto inicial fijado para fueloil, coque y carbón es superior al de los demás combustibles, pero se aplica escalonadamente en 10 años

²¹³ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/que-es-el-cambio-climatico/mercados-de-carbono-en-argentina>

²¹⁴ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/298356/20231114>

²¹⁵ https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Argentina_Segunda%20Contribuci%C3%B3n%20Nacional.pdf

El principal obstáculo para la aplicación de estos mecanismos, reside en establecer y cuantificar los criterios para reconocer el valor intrínseco de los recursos naturales y servicios ecosistémicos; así como la transparencia de los mecanismos de cooperación, para contribuir a la integridad ambiental, evitar el doble cómputo y aumentar la ambición global en materia de reducción de emisiones de GEI, en línea con los ODS y sujeto al cumplimiento de su NDC, las capacidades y circunstancias nacionales, las responsabilidades comunes pero diferenciadas y a la evolución de las negociaciones en el marco de la CMNUCC.

Todos los proyectos del mercado regulado y voluntario existentes en el territorio nacional que hayan sido registrados en bases de datos internacionales de acceso público, se informan en el Cuarto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina y en el Registro Nacional de Proyectos de Mitigación del Cambio Climático (ReNaMi). Sin embargo, al momento no se han regulado ni se encuentran en aplicación.

- Los primeros son de cumplimiento o regulados²¹⁶ por las Naciones Unidas, los estados nacionales o subnacionales y se instrumentan para regular niveles o reducciones de emisiones de los estados, basándose en reglamentación específica y con metas de cumplimiento obligatorio.

- Los voluntarios son mercados de compensación, articulados mediante sistemas de certificación privados, de proyectos desarrollados por empresas o instituciones privadas con el fin de aportar a la reducción de emisiones para cumplir sus propias metas internas de mitigación. A partir del Artículo 6 del Acuerdo de París, pueden ser utilizados para cumplir compromisos internacionales de los estados firmantes.

De esta forma, si bien Argentina aún carece de un mercado regulado doméstico nacional donde la autoridad nacional deba intervenir de manera directa o brindar autorización, algunas provincias ya están analizando desarrollar mercados subnacionales. Sin embargo, estos mecanismos siguen pendientes, conllevan tiempos de desarrollo y adaptación de la normativa, por lo que aún no se vislumbra un horizonte cercano para su aplicación.

²¹⁶https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/06/preguntas_frecuentes_mercados_de_carbono_v2_04_2023_.pdf

IV. ANEXO IV: Últimos Escenarios Energético y de Emisiones

Como última actualización contemplada en este trabajo, el Plan Nacional de Transición Energética al 2030 (PTE 2030), presenta un nuevo escenario con bastantes diferencias respecto de lo considerado anteriormente.

La información relevante se presenta a continuación, en Tabla IV-1 y Tabla IV-2.

Parámetro	Mundo	Argentina	Unidad	% Argentina / Mundo
Población	8.000 ²¹	46	Millones de habitantes	Puesto 31 Ranking Mundial
Superficie	134,67	3,76	Millones de km ²	Puesto 8 Ranking Mundial
Densidad poblacional media	59	16	Habitantes/km ²	Puesto 90 Ranking Mundial
Producto Interno Bruto (PIB)	-	629.550 ²²	Millones de dólares	Puesto 23 Ranking Mundial
PIB per cápita	-	13.672 ²³	Dólares per cápita	Puesto 65 Ranking Mundial
Consumo energía primaria	1.81	1.73	TEP per cápita ²⁴	

Fuente: INDEC y Secretaría de Energía.

Tabla IV-1: Indicadores relevantes²¹⁷ de Argentina 2022.

Área	Parámetro	Crecimiento anual	Valor a 2030
Demanda	Energía eléctrica	1,5%	156 TWh
Oferta	Nueva potencia generación Térmica	—	3.398 MW
	Nueva potencia generación Nuclear	—	700 MW
	Nueva potencia generación Hidroeléctrica > 50 MW	—	2.400 MW
	Nueva potencia generación Renovable (sin incluir hidroeléctricas > 50 MW)	—	7.548 MW
	Sistemas de almacenamiento a baterías	—	140 MW
Resultados	Generación renovable total ²¹⁸	—	57%
	Generación renovable de fuentes consideradas en la Ley N° 27.191	—	30%
	Emisiones	—	175.3 MMtCO ₂ e

Tabla IV-2: Hipótesis y resultados eléctricos PTE²¹⁸ al 2030.

Según estas actualizaciones, el país aspira a generar el 57 % de su energía eléctrica a partir de fuentes renovables²¹⁹, para finales del periodo

²¹⁷ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/289826/20230707> Plan Nacional de Transición Energética a 2030, Pág. 8. Subsecretaría de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos Energéticos.

²¹⁸ Plan de Transición Energética al 2030, Pág. 36.

²¹⁹ <https://www.pagina12.com.ar/581799-la-transicion-energetica-argentina-ya-cuenta-con-una-hoja-de>

proponiendo construir 5.000 kilómetros de nuevas líneas de transmisión, reducir en un 8 por ciento la demanda total de energía y generar un gigavatio (GW) de energía distribuida con un costo del orden de 66 millones de dólares.

Considerando que los combustibles fósiles representan hoy aproximadamente el 60 por ciento de la generación de electricidad, se pretende reducir ese porcentaje al 35 por ciento para 2030 mediante la expansión de las energías renovables, incluida la hidroeléctrica, y en particular la eólica y la solar. De los 14 GW de capacidad adicional previstos en el plan de transición, casi 10 GW corresponden a fuentes limpias, y el resto a gas natural, energía nuclear e hidrógeno, como se aprecia en la siguiente Figura IV.1.

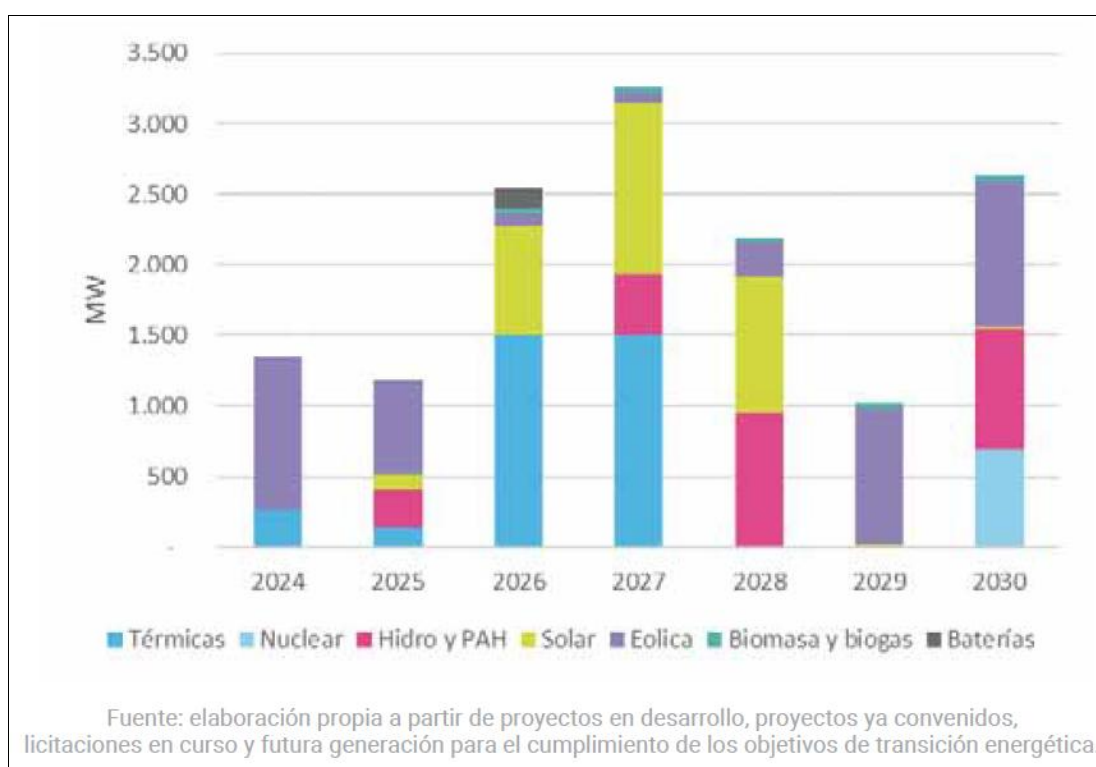


Figura IV.1: Incorporación de potencia anual planificada²²⁰ hasta el 2030.

Sin embargo, como se indica en la siguiente Figura IV.2 considerando que el período de construcción de la central nuclear planificada fue establecido en 8 años, al no tener aún definido su financiamiento ni vislumbrarse próximo su inicio de construcción; **no será posible cumplir con el ingreso de dicha central al año 2030, como indica esta última actualización.**

Seguidamente se incorporan las Tabla IV-3, Tabla IV-4, Tabla IV-5, Tabla IV-6 y Tabla IV-7 donde se presentan datos de entrada y proyecciones actualizadas del PTE al 2030 del año 2023; así como el nuevo escenario de emisiones evitadas en la Figura IV.3.

²²⁰ Pág.43 Plan Nacional de Transición Energética al 2030.

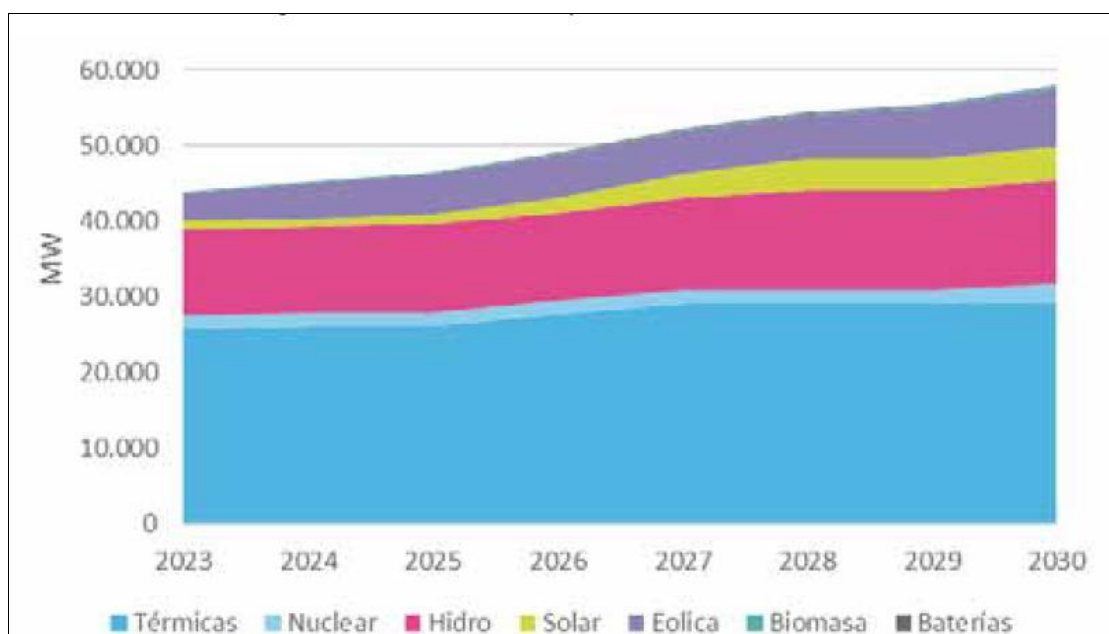


Figura IV.2: Evolución planificada de capacidad instalada²²¹ al 2030.

Tecnología	Potencia (MW)	Total (MM U\$S)	Componente nacional (%) ⁸⁹	Componente importado (%)
Eólica	4.143	4.543	41%	59%
Hidroeléctrica	2.400	7.098	70%	30%
PAH ⁹⁰	100	296	70%	30%
Solar Fotovoltaica	3.105	2.759	33%	67%
Biomasa / Biogás	200	844	50%	50%
Termoeléctrica	3.398	2.710	40%	60%
Nuclear	700	4.970	50%	50%
Baterías	140	142	30%	70%
TOTAL	14.187	23.362	51%	49%

Tabla IV-3: Inversiones necesarias en nueva potencia²²².

²²¹ Plan Nacional de Transición Energética al 2030 de 2023 Pág.43.

²²² Plan Nacional Transición Energética al 2030 Pág. 49.

INVERSIONES NECESARIAS	Inversión MM USD	Componente Nacional	Componente Importado
Potencia eléctrica	23.362,00	51,3%	48,7%
Transporte eléctrico	3.817,00	50,0%	50,0%
Distribución eléctrica	10.272,00	85,0%	15,0%
Eficiencia energética	27.777,00	28,3%	71,7%
Generación distribuida	911,00	33,0%	67,0%
Totales	66.139,00	46,6%	53,4%

Tabla IV-4: Resumen de inversiones²²³ Sector Eléctrico.

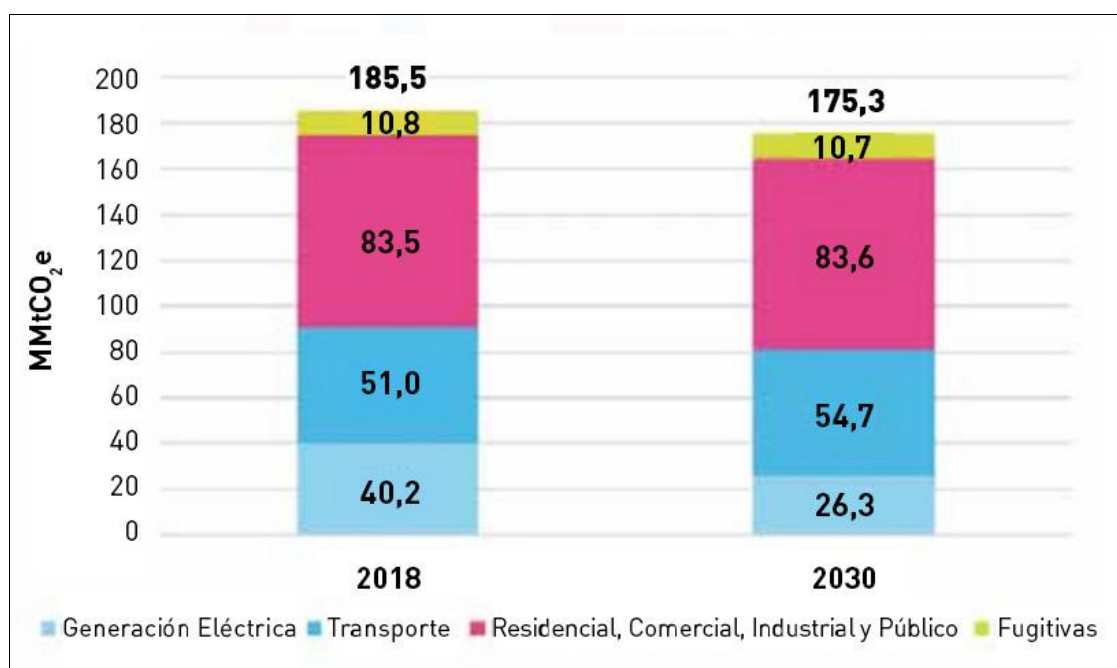


Figura IV.3: Emisiones GEI 2018 Sector Energía²²⁴ y Proyección 2030.

²²³ Plan Nacional Transición Energética al 2030 Pág.60.

²²⁴ Plan Nacional Transición Energética al 2030 Pág. 47.

Área	Parámetro	Crecimiento anual	Valor a 2030
Generales	PBI ⁶¹	2%	741.000 MM USD
	Población	1%	49,4 MM de personas
Demanda	Energía eléctrica	1,5%	156 TWh
	Gas natural usinas	–	34,5 MMm³/d
	Gas natural no usinas (incluido transporte) ^{62 63}	1,1%	82,6 MMm³/d
	Demanda de combustibles	2,3%	Nafta: 13,8 MMm³/año Diesel: 15,4 MMm³/año GLP: 1,8 MMt/año Aerokerosene: 0,86 Mm³/año
	Corte con biodiesel	–	12,5%
	Corte con bioetanol	–	15%
	Hidrógeno bajo en emisiones	–	20 ktH ₂
Parque automotor ⁶⁴	Vehículos	3,9%	20,1 MM
	Buses	3,9%	87 M
	Camiones	3,9%	707 M
	Motos	2,3%	12 MM
Oferta	Nueva potencia generación Térmica	–	3.398 MW
	Nueva potencia generación Nuclear	–	700 MW
	Nueva potencia generación Hidroeléctrica > 50 MW	–	2.400 MW
	Nueva potencia generación Renovable (sin incluir hidroeléctricas > 50 MW)	–	7.548 MW
	Sistemas de almacenamiento a baterías	–	140 MW
	Producción para abastecimiento de gas natural local y exportaciones ⁶⁵	–	174 MMm³/d
	Producción de H2 bajo en emisiones	–	30 ktH ₂
Resultados	Generación renovable total ⁶⁶	–	57%
	Generación renovable de fuentes consideradas en la Ley N° 27.191	–	30%
	Emisiones	–	175.3 MMtCO ₂ e
	Inversiones requeridas ⁶⁷	–	86.642 MMUSD
	Empleos generados	–	75.191 MMUSD

Tabla IV-5: Hipótesis y Resultados Energéticos.²²⁵

Tema	Unidad	2030
Generación renovable total *	%	57**
Generación renovable de fuentes consideradas en la Ley N° 27.191***	%	30****
Nuevas centrales de bombeo y BESS	MW	140
Nueva potencia térmica	MW	398 + 3.000 de futura licitación
Nuevas centrales hidroeléctricas >50 MW	MW	2.400
Nuevos Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctrico	MW	100
Nuevas plantas solares	MW	3.105
Nuevos parques eólicos	MW	4.143
Nuevas centrales de generación con biomasa y biogás	MW	200
Nuevas nucleares	MW	700
Producción de gas Natural	MMm³/día	174
Producción de petróleo	kbbl/día	969
Exportación GNL	MMm³/día	15 – 20
Generación de Hidrógeno off grid	ktH2/año	20
Generación renovable dedicada a H2	MW	342

Fuente: elaboración propia a partir de proyectos con fecha de entrada en operación, proyectos ya convenidos, licitaciones en curso y futura generación para el cumplimiento de los objetivos de transición energética.

Tabla IV-6: Oferta total de energéticos²²⁶.

Notas de tabla:

BESS: Battery Energy Storage System;

* Incluye generación renovable hidroeléctrica de más de 50 MW y demás fuentes renovables consideradas en la Ley N° 27.191;

** A modo de referencia, en el 2022 la generación renovable total representó el 36% de la generación total;

*** No incluye hidroeléctricas de más de 50 MW; *

*** A modo de referencia, en el 2022 la generación renovable de fuentes consideradas por la Ley N° 27.191 representó casi el 14% de la generación total.

Medida 8.2 – Potenciar la generación nuclear	
a) Descripción	
Extender la vida útil de la central nuclear CNA-1, entrando en operación de nuevo en 2026. Esta extensión dará lugar a un importante aporte de energía libre de carbono de carácter <i>baseload</i> que será fundamental en el proceso de transición energética para compensar la variabilidad de la producción energética renovable. Adicionalmente, continuar el diseño, construcción, hasta la puesta en marcha y conexión a la red del prototipo de pequeño reactor modular CAREM; y avanzar en la planificación y construcción de la cuarta central nuclear de aproximadamente 1200 MW de potencia.	
b) Objetivos abordados	
- Estabilidad y desarrollo – se mejorará la estabilidad energética contando con una central con alta disponibilidad que aporta energía de base. Asimismo, se generará empleo altamente calificado y dinamizará la cadena de proveedores especializados gracias la extensión de vida de esta central nuclear. - Autoabastecimiento energético – se incrementará el autoabastecimiento energético en el país. - Sostenibilidad – la producción de energía libre de emisiones, como la nuclear, tiene impactos positivos en la sostenibilidad del país.	
c) Mecanismos de actuación	
Medidas divulgativas: se lanzarán campañas informativas sobre la necesidad de la energía nuclear en la transición energética y las múltiples medidas de seguridad que garantizan una operación con riesgos mínimos.	

Figura IV.4: Medida 8.2 Potenciar generación nuclear²²⁷ PTE 2030.

Cabe resaltar que el valor de 1200 MW nucleares de la figura anterior, es diferente a los 700 MW que figuran en tablas IV-2, IV-3, IV-5 y IV-6.

Parámetro	Inversión MM U\$S	Componente Nacional	Componente Importado
Inversiones en potencia eléctrica	23.362	51,3%	48,7%
Inversiones en transporte eléctrico ⁸⁶	3.817	50,0%	50,0%
Inversiones en distribución eléctrica	10.272	85,0%	15,0%
Inversiones en transporte de gas	10.000	50,0%	50,0%
Inversiones terminal GNL ⁸⁷	10.000	50,0%	50,0%
Inversiones en eficiencia energética ⁸⁸	27.777	28,3%	71,7%
Inversiones en generación distribuida	911	33,0%	67,0%
Inversiones en H2 de bajas emisiones	503	43,9%	56,1%
Inversiones Totales	86.642	52,8%	47,2%

Tabla IV-7: Inversiones²²⁸ necesarias Sector Energético completo.

²²⁷ Plan Nacional Transición Energética al 2030 Pág. 78.

²²⁸ Plan Nacional Transición Energética al 2030 Pág. 45.

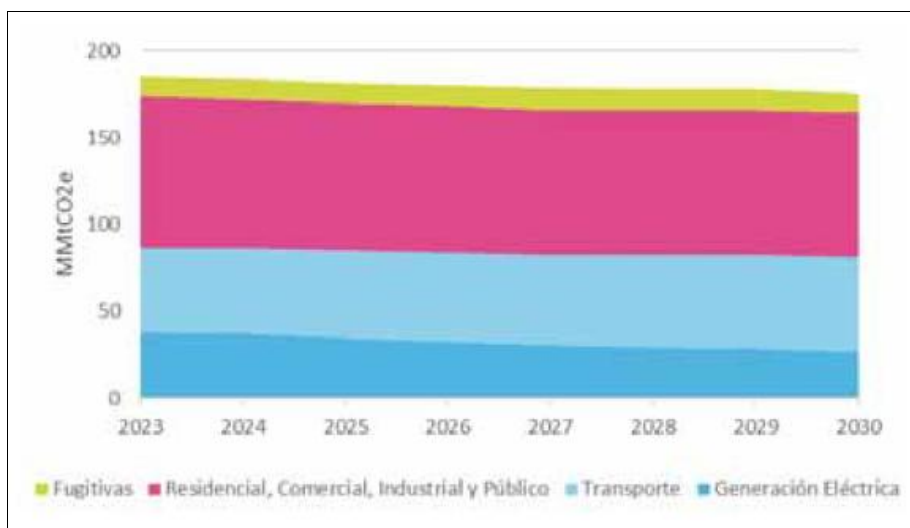


Figura IV.5: Resultados emisiones por sector energético²²⁹ PTE 2030.

En relación al Monitoreo, en el PNAyMCC²³⁰ se optó por diseñar un único sistema de monitoreo para mitigación y adaptación, analizando su progreso, eficacia y oportunidades de mejora. En mitigación se hace alusión al monitoreo, revisión y verificación (MRV), mientras que en adaptación al monitoreo y evaluación (MyE), y para la elaboración del sistema de monitoreo del PNAyMCC, se propone un camino metodológico de siete pasos (GIZ, 2017), con una dinámica de co-construcción.

El país cuenta con el Sistema Nacional de Inventario de Gases de Efecto Invernadero de Argentina (SNI-GEI-AR), construido para brindar información para la elaboración de reportes, y proveer insumos técnicos necesarios para la toma de decisiones. De esta forma, la elaboración de información climática básica posibilita que las MM, como energías renovables altamente dependientes del recurso solar y/o eólico, puedan existir. Sin la información generada por los servicios climáticos, series temporales de observaciones trazables, no existirían los mecanismos para la toma de decisiones respecto de éstas. De igual forma, en todas las regiones se identifica el riesgo de limitación de la generación hidroeléctrica por disminución en la disponibilidad de agua, también relacionado con vulnerabilidades previas existentes como la insuficiente diversificación de fuentes de generación de energía eléctrica y falta de participación provincial en las políticas energéticas nacionales.

Seguidamente en Tabla IV-8 se inserta información sobre la línea estratégica de Transición Energética (LETE), en lo atinente al presente trabajo.

²²⁹ Plan Nacional Transición Energética al 2030 Pág. 54.

²³⁰ Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático, pp. 32/3/6, 185, 243.

Línea estratégica	Línea de acción	Número de medida
Transición energética	Desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales	34
	Eficiencia energética	
	Energía limpia en emisiones de GEI	
	Estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno	
	Gasificación	
	Resiliencia del sistema energético	
	Planificación y monitoreo del desarrollo energético	

Tabla IV-8: Estrategias, líneas de acción y medidas LETE PNAyMCC.

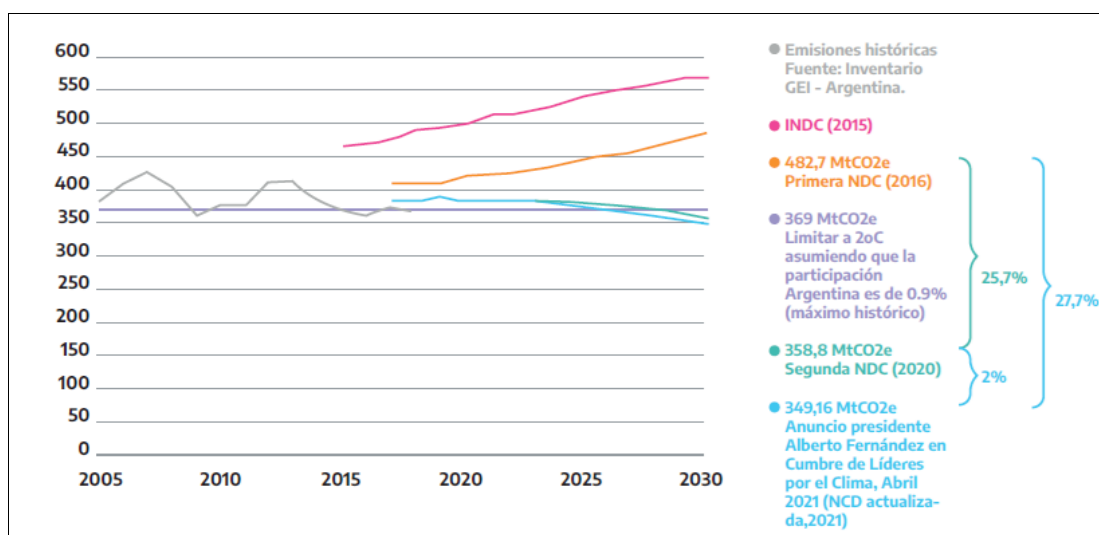


Figura IV.6: Metas de Mitigación PNAyMCC.

Las medidas detalladas en el PNAyMCC, definen una hoja de ruta para lograr la reducción de al menos uno de los riesgos previamente identificados, la reducción de los GEI de alguna actividad o sector que impacta en el INGEI, el tratamiento de los posibles efectos (económicos o no económicos) derivados del cambio climático, la generación de instrumentos que impacten de manera amplia en la política climática nacional o para asegurar la implementación de los enfoques transversales. Además, por cada medida se detalla su alcance, metas, indicadores de seguimiento, presupuesto, fuentes de financiamiento, periodo de ejecución, instrumentos de aplicación, barreras y necesidades para la implementación, áreas de aplicación, vínculo con la Ley N° 27.520 y, para el caso de líneas estratégicas, el análisis por enfoque transversal.

A continuación, las siguientes Tabla IV-9 a Tabla IV-13; presentan las líneas de acción y medidas de la línea estratégica Transición energética, relacionadas con el presente trabajo.

Línea de acción 1. Desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales			
Se buscará aprovechar los recursos que tiene nuestro país en materia energética para potenciar mejoras científicas, tecnológicas y productivas. Se intentará generar valor agregado sectorial por medio no sólo del desarrollo de proveedores locales que creen empleo de calidad, sino también de procesos de aprendizaje continuo y acumulación de capacidades de cara a nuestros objetivos climáticos y de transición energética a 2030. Mediante este camino se prevé la reducción de las vulnerabilidades asociadas al sistema energético, generando condiciones de mayor estabilidad sobre las cuales es posible escalar a largo plazo de forma resiliente y sostenible. Por tanto, se deberá promover la inclusión laboral y la formación técnica/profesional de mujeres y LGBTI+ en los sectores de desarrollo tecnológico estratégicos, formación técnico-profesional a los fines de tener impactos positivos en las brechas de género existentes.			
Nº	Medida	Descripción	
M1	Desarrollar la cadena de valor de energías renovables (Secretaría de Industria y Desarrollo Productivo y Secretaría de Energía)	Fomento de la producción de equipamiento de energías renovables y limpias a nivel nacional. Incluye la promoción del acceso a financiamiento a industrias con proyecto de fabricación nacional, así como el fomento de la demanda interna a través de incentivos a industrias y comercios para la incorporación de energías renovables en sus instalaciones. También incluye la facilitación de herramientas para el desarrollo de proveedores y el fortalecimiento de normativas vinculadas.	A M

Tabla IV-9: Línea de acción 1 LETE PNAYMCC.

Línea de acción 2. Eficiencia energética			
Bajo esta línea de acción se desarrollarán medidas que promuevan el uso eficiente y racional de la energía, con el objetivo de reducir el consumo de energía en todos los sectores de la economía al año 2030. También se incluyen aquí medidas asociadas a la mayor eficiencia en la generación de electricidad y la adopción de tecnologías para la reducción de emisiones fugitivas de metano. Estas medidas deberán contemplar acciones de asesoramiento técnico, capacitación y financiamiento para el diseño e implementación de sistemas de gestión y acceso a nuevas y mejores tecnologías que incluyan la formación técnico-profesional de mujeres y LGBTI+.			
Nº	Medida	Descripción	
M9	Aumentar la eficiencia en la generación de electricidad en centrales termoeléctricas mediante cogeneración (Secretaría de Energía)	Incorporación de 420 MW de generación eléctrica gracias a los cierres de ciclos combinados de dos centrales termoeléctricas.	M

Tabla IV-10: Línea de acción 2 LETE PNAYMCC.

Línea de acción 3. Energía limpia en emisiones de gases efecto invernadero			
Esta línea de acción contempla el incremento de la participación de energías bajas en emisiones, en reemplazo al uso de combustibles más contaminantes, lo que permitirá reducir las emisiones de contaminantes climáticos de vida corta y otros contaminantes atmosféricos con significativo impacto en la salud de las personas. Se hace menester un análisis de género y diversidad que contribuya a la diversificación de la matriz energética desde una perspectiva integral, equitativa y justa.			
Nº	Medida	Descripción	
M13	Incorporar fuentes de energía renovable en industrias y comercios (Secretaría de Industria y Desarrollo Productivo)	Implementación de acciones y programas tendientes a facilitar, permitir, aumentar y difundir la generación y uso de energía a partir de fuentes renovables en industrias y comercios.	A M
M14	Promover la instalación de colectores solares en viviendas (Secretaría de Energía)	Promoción de la producción de agua caliente sanitaria a partir del aprovechamiento de energía solar térmica generando incentivos para la instalación de colectores solares.	M
M15	Implementar proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red (Secretaría de Energía)	Reducción de las emisiones de GEI producidas por la generación eléctrica, a través de la instalación de centrales de generación a partir de fuentes renovables no convencionales. Incluye plantas eólicas, solares, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (de potencia menor a 50 MW) y generación a partir de biogás y biomasa, entre otras fuentes renovables definidas en la ley nº 27191. La medida incluye tanto centrales existentes como futuras.	A M

Tabla IV-11: Línea de acción 3/1 LETE PNAyMCC.

Nº	Medida	Descripción	
M16	Potenciar la generación nuclear (Secretaría de Energía)	Incorporación de nuevas centrales nucleares y potenciar las existentes para la generación de energía eléctrica.	M
M17	Potenciar la generación hidroeléctrica considerando los escenarios futuros de cambio climático en las variables de diseño (Secretaría de Energía)	Generación de electricidad a partir de aprovechamientos hidroeléctricos de gran escala (mayores a 50 MW) conectados a la red.	A M
M18	Promover la generación eléctrica distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública (Secretaría de Energía)	Generación de electricidad a nivel residencial y comercial conectada a la red, empleando fuentes renovables. Contempla que una parte de la generación se realice directamente en los puntos de consumo, disminuyendo la carga y pérdidas sobre los sistemas de transporte y distribución de energía.	A M
M24	Desarrollar mercados eléctricos regionales de energía renovable a baja escala (Secretaría de Energía)	Desarrollo de proyectos de generación renovable de pequeña escala (<90 MW) de índole local, aprovechando la capacidad de transporte disponible y/o instalaciones de almacenamiento de energía en puntos de la red cuyo aporte disminuya o elimine restricciones de abastecimiento y generación forzada con combustibles de alto costo, importados y no renovables. Fomento el desarrollo productivo local y la creación de empleo de calidad, potenciar el involucramiento de las provincias en el desarrollo del sector energético y dar seguridad y sustentabilidad de abastecimiento de las demandas regionales, aprovechando la disponibilidad de recursos locales y capacidades de transporte.	A M

Tabla IV-12: Línea de acción 3/2 LETE PNAYMCC.

Línea de acción 7. Planificación y monitoreo 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, contemplando los impactos del sector. Se buscará la inclusión de actores locales, tanto del sector público como privado, en proyectos esenciales para la reducción de emisiones del sector, generando equidad territorial y de género en el desarrollo de las capacidades tecnológicas nacionales.

Asimismo será un objetivo central dentro del sector propiciar procesos de planificación integral que permita la sostenibilidad del sector a corto, mediano y largo plazo. En ese contexto, se buscará fortalecer los esquemas de seguimiento y monitoreo potenciando esquemas de mejora continua.

Nº	Medida	Descripción	
M32	Fortalecer la planificación energética limpia, justa y sostenible (Secretaría de Energía)	Apoyar la elaboración del Plan de Transición Energética y fortalecer las capacidades de planificación del sector energético para contribuir al cumplimiento de los compromisos climáticos establecidos por Argentina, en sintonía con los objetivos de desarrollo socioeconómico.	A M
M34	Desarrollar planes de monitoreo, reporte, verificación y mitigación de emisiones de GEIs con objetivos de cumplimiento obligatorio por parte de las empresas (Secretaría de Energía)	Diseño e implementación de un marco regulatorio para que los operadores del sector de producción hidrocarburífera presenten planes de monitoreo de Gases de Efecto Invernadero, que incluya objetivos de mitigación de cumplimiento obligatorio al año 2030, compatibles con el acuerdo de París, los cuales serán acordes a las capacidades de cada operador. Cada titular planteará sus propios objetivos de reducción, mitigación y/o compensación de GEIs anuales de acuerdo a sus capacidades y potencialidad de reducción, pudiendo establecer objetivos a nivel corporativo. Asimismo, la unificación en los criterios metodológicos de monitoreo, reporte y verificación de emisiones adoptados por las empresas permitirá a la S.E. contar con una línea de base de emisiones GEIs generadas en el sector del upstream que podrá utilizarse tanto a nivel nacional como provincial para el proceso de seguimiento y evaluación de medición del cambio y eficacia de las estrategias, políticas y medidas adoptadas.	M

Referencias: medida de  adaptación,  mitigación o  pérdidas y daños

Tabla IV-13: Línea de acción 7 LETE PNAYMCC.

V. BIBLIOGRAFÍA

- Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (2022 / 2023). *Informe Estadístico Anual*.
- Boletín OIEA (2023). *Clausura de Instalaciones Nucleares*.
- Comisión Nacional de Energía Atómica, División de Prospectiva y Planificación Energética (2022/2023). *Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina*.
- Comisión Nacional de Energía Atómica, Subgerencia de Planificación Estratégica (2018). *Informe de Energías Renovables en Argentina*.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (2022 / 2023). *Informe Anual*.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (2022 / 2023). *Informes mensuales y estadísticas varias*.
- Coppari, Norberto R. Materia Prospectiva y Planificación Energética, Carrera de Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible, Instituto Dan Beninson. (2022). *Clase: La Reactivación Nuclear en Argentina*.
- Coppari, Norberto R. Materia Prospectiva y Planificación Energética, Carrera de Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible, Instituto Dan Beninson. (2022). *Clase: Proyectos renovables*.
- Coppari, Norberto R. Materia Prospectiva y Planificación Energética, Carrera de Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible, Instituto Dan Beninson. (2022). *Clase: Sistema eléctrico argentino*.
- Ente Nacional Regulador del Gas (2020). *¿Cuáles son los modos más eficientes y económicos de producir agua caliente en las viviendas?*
- Furlán, Adriano (2017). *La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial*.
- González, Jorge A. UTN. *Conceptos sobre Curva de Demanda y Generación*.
- Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (2022 / 2023). *Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas*.
- Juncal, Sebastián M. (2019). *La regulación y el control de la seguridad de presas en la Argentina*. Estado abierto, Vol. 3, N.º 2, pp. 117-151-140/1/2/3/5/7.
- Malinow, Guillermo (2013). *El aporte hidroeléctrico de ríos cordilleranos*. Revista Hydria, pp.22-25.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2020). *Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de Argentina*.

- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2022). *Plan Nacional de Transición Energética a 2030*.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2022). *Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático*.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2023). *Estrategia nacional para el uso de los mercados de carbono en Argentina*.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. *Cuarto Informe Bienal de Actualización de Argentina a la CMNUCC*.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2019). *Tercer Informe Bienal de Actualización de Argentina a la CMNUCC*.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable (2016). *Revisión de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Argentina*.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2016/2017/2019). *Inventario de Gases de Efecto Invernadero de la República Argentina*.
- Ministerio de Economía, Secretaría de Energía (2022). *Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040*.
- Ministerio de Economía, Secretaría de Energía. *Lineamientos para el desarrollo integral y sostenible del sector eléctrico al corto y mediano plazo*.
- Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, (2022-2023). *Memoria de gestión de la Nación*.
- Ministerio de Energía y Minería, Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos (2016). *La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos*.
- Ministerio de Hacienda, Secretaría de Energía (2017). *Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático, versión 1*.
- Ministerio de Hacienda, Secretaría de Energía (2019). *Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático, versión 2*.
- Schweickardt, Gustavo A. (2019). *Generación Distribuida basada en fuentes primarias de energía renovable análisis técnico-económico y regulatorio*.
- Secretaría de Energía (2022). *Relevamiento Estadístico de Energía del Sector Eléctrico*.
- Villalba R. y Boninsegna J. (2009). *Cambios climáticos regionales en el contexto del calentamiento global*.