

Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO/Argentina)

**MAESTRÍA EN DERECHO Y ECONOMÍA DEL CAMBIO CLIMÁTICO CICLO
2018/2019**

TESIS DE MAESTRÍA

**Título: “Transición Energética Sostenible
y Régimen Energético de Argentina y Bolivia”**

Autor: Rene Orellana Halkyer

Director: Ramiro Fernandez

Buenos Aires, 31 de marzo de 2021

INDICE

Introducción	13
I. Régimen Socio Técnico, Transiciones Energéticas y Cambio Tecnológico.....	15
1.1. Antecedentes.....	15
1.2. Nuevos Patrones de Cambio Tecnológico y Transición Energética	17
1.3. Ciclos Históricos y Factores de Transición Energética	19
1.4. Transición Energética Sostenible. Transiciones Suaves y Traumáticas	24
1.5. Perspectiva Multinivel. Análisis de los Cambios en los Regímenes Socio técnicos y Nichos Tecnológico	31
II. Transición Energética en la República de Argentina	35
2.1. Ciclos Energéticos y Proceso Histórico de Transición Energética	35
2.2. Infraestructura de Generación y Transporte de energía eléctrica.....	41
2.3. Avances en la transición energética. Estadío temporal energético 2010.....	43
2.3.1. Marco Institucional en el sector Energético	45
2.4. Marco institucional de cambio climático	46
2.5. Instrumentos de Planificación en Mitigación y Adaptación al Cambio Climático	48
2.6. Metas de Generación de Energías Renovables (ER) y Energías Renovables No Convencionales (ERNC).....	50
2.7. Barreras para la Transición Energética	50
2.8. Stock de Capital energético y períodos formativos para generar cambios en el régimen socio técnico	51
2.9. Sistema de Subsidios. ¿Promotores o Restrictivos de la Transición?	53
2.9.1. Proyectos Innovadores para Impulsar la Transición Energética	55
2.10. Cambio de ciclo en el sector eléctrico. Transición de combustibles líquidos a energías de flujo	58
2.11. Participación Privada y Mercados Eléctricos Mayoristas.....	63
2.12. Eficiencia Energética e Introducción de Innovaciones Tecnológicas en el Régimen Socio Técnico	67
2.13. Mercados Energéticos y Limitaciones en la Participación Privada	70
2.14. Déficit Energético y Balanza Comercial Energética.....	71
2.15. Ley de Convertibilidad y Proceso de Privatización de Empresas Públicas	74
2.15.1. Modelo de convertibilidad y medidas macroeconómicas.....	76
2.15.2. La macroeconomía en el período de post-convertibilidad y el sistema energético	76
2.16. Postconveribilidad y Nacionalización	78
2.16.1. Balance de las Políticas Energéticas y macroeconómicas. Medidas Tecnológicas, Económicas y avances en la transición energética	79
2.17. Políticas Tarifarias y Políticas Sociales para la Transición Energética Sostenible...83	
2.18. El Gas como Energía de Transición.....	84

2.19. Participación de la canasta energética en la potencia y generación de energía	86
2.20. Estructura de las exportaciones e importaciones de gas.....	91
2.21. La Contribución Prevista Determinada Nacionalmente Determinada (CPND) de la República Argentina	95
2.21.1. Contenido y Metas del CPND de Argentina	95
2.21.2. Escenarios Energéticos en el marco de la Contribución Prevista Nacionalmente Determinada.....	97
2.21.3. Escenario Tendencial y Escenario Eficiente.....	101
2.21.4. Emisiones de Dióxido de Carbono (CO ₂) y Mitigación Climática.....	115
2.22. Conclusiones sobre la Transición Energética en Argentina.....	116
III. Transición Energética en Bolivia	119
3.1. Instrumentos de planificación en el sector de Energía del Estado Plurinacional de Bolivia	119
3.2. Marco Institucional y Gobernanza Energética	123
3.3. Políticas del Sector Energético	127
3.4. Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025.....	130
3.4.1. Soporte Jurídico de la Transición Energética	134
3.5. La Nacionalización del sector eléctrico y el modelo de desarrollo en Bolivia.....	137
3.6. Avances en el cumplimiento de metas y objetivos de los Planes de Energía	138
3.7. El mercado eléctrico y la demanda: motores de la generación.....	140
3.8. Matriz Energética. Camino de Transición.....	141
3.9. Extensión de la Cobertura del Sistema Interconectado Nacional (SIN), interconexión y fortalecimiento de los Sistemas Aislados (SA)	144
3.10. Transición Energética de los Sistemas Aislados	152
3.11. Eficiencia energética y políticas sociales.....	155
3.12. Inversiones en Energías Alternativas y Energías Renovables.....	158
3.13. Exportación de Energía. Avances en Acuerdos Bilaterales.....	161
3.13.1. Distribución de Energía y Mercado Mayorista	163
3.13.2. Proyectos Termoeléctricos y gas como fuente energética de transición.....	165
3.13.3. Generación de Energía Hidroeléctrica y Proyectos de Envergadura	166
3.14. Avances en la transición energética. El estadio energético temporal de 2018	170
3.15. Matriz Energética en el Estadio Temporal energético proyectado de 2025	179
3.16. Consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica.....	181
3.17. Energías Renovables en Bolivia y la Contribución Prevista Determinada Nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia (CPDN)	190
3.17.1. Financiamiento y Cambio de la Matriz Energética.....	193
3.17.2. Cambios en la matriz energética con Cooperación Internacional	197
3.17.3. Emisiones de Dióxido de Carbono en la Transición Energética	201

3.17.4. Impactos Integrales e Integrados de la Contribución Prevista Nacionalmente Determinada	205
3.18. Conclusiones sobre la Transición Energética en Bolivia	207
IV. Conclusiones Finales	210
Bibliografía Citada	217

INDICE DE CUADROS

CUADRO 1. Tabla de Conversión de Fuentes Energéticas en Toneladas Equivalentes de Petróleo (tep).....	38
CUADRO 2. Facetas del Consumo, la oferta y las fuentes energéticas en 2010	44
CUADRO 3. Estructura de Financiamiento programa PERMER.	57
CUADRO 4. Mercado Eléctrico Mayorista y Contratos de Abastecimiento.....	64
CUADRO 5. Hipótesis de producción de electricidad con fuentes renovables año 2016 y participación en el cubrimiento total de la demanda del SADI.....	66
CUADRO 6. Programas y Proyectos de Eficiencia Energética.....	68
CUADRO 7. Balanza Comercial Energética 2010 - 2011	72
CUADRO 8. Producción de Gas y Petróleo 2011 - 2015	79
CUADRO 9. Composición promedio de la matriz eléctrica, por década	88
CUADRO 10. Hipótesis de costos de inversión asumidos por el MINEM.....	95
CUADRO 11. Oferta Interna Total. Escenario Tendencial y Eficiente con Inversión	105
CUADRO 12. Potencia Nueva. Escenarios Tendencial y Eficiente	105
CUADRO 13. Emisiones de Dióxido de Carbono Equivalente (CO ₂ e) en Millones de Toneladas. Escenarios Tendencial y Eficiente	106
CUADRO 14. Demanda Final de Gas Natural por tipo de Usuario.....	107
CUADRO 15. Hipótesis de penetración de tecnologías y medidas de ahorro y uso eficiente de energía	108
CUADRO 16. Ahorro acumulado según sector de demanda. Años 2017 - 2030.....	109
CUADRO 17. Hipótesis de incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas y nucleares	111
CUADRO 18. Articulación Agenda Patriótica 2025 y Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2016-2020	121
CUADRO 19. Demanda de energía y potencia requerida para el incremento de la cobertura	122
CUADRO 20. Estructura Institucional de Energía	124
CUADRO 21. Atribuciones y Características de las Entidades del Sector Eléctrico	126
CUADRO 22. Políticas del Sector Energético	128
CUADRO 23. Políticas y Programas del Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025	131
CUADRO 24. Proyectos de Energías Alternativas en Bolivia.....	133
CUADRO 25. Normas Legales sobre Energía Eléctrica.....	136
CUADRO 26. Proyectos en el Pipeline 2014-2025	139
CUADRO 27. Consumo de combustible por Sistemas Aislados – 2012.....	147
CUADRO 28. Capacidad y Generación de Electricidad en el SIN y los SA en 2013	150
CUADRO 29. Proyección demanda incremental de energía (GWh) y potencia (MW), en Sistemas Aislados	151

CUADRO 30. Energía y potencia incremental de Sistemas Aislados que se incorporarán al SIN al 2025	152
CUADRO 31. Evolución promedio de consumidores domiciliarios beneficiados con la Tarifa Dignidad Periodo 2006 - 2018	156
CUADRO 32. Oferta de Generación y Demanda Prevista del SIN al 2017	157
CUADRO 33. Incorporación Proyectos de Generación Gestión 2017	160
CUADRO 34. Acuerdos para exportación de energía	162
CUADRO 35. Demanda incremental de energía y potencia de distribuidoras	163
CUADRO 36. Demanda incremental de energía y potencia del crecimiento vegetativo por empresa distribuidora	163
CUADRO 37. Demanda incremental de energía y potencia del SIN	164
CUADRO 38. Demanda incremental de energía y potencia 2013-2025	164
CUADRO 39. Proyectos de Energías Alternativas	165
CUADRO 40. Proyectos de generación termoeléctrica	166
CUADRO 41. Proyectos Hidroeléctricos	167
CUADRO 42. Proyectos de generación hidroeléctrica de gran envergadura	168
CUADRO 43. Resumen de excedentes de energía y potencia por escenario	168
CUADRO 44. Generación Bruta (GWh) – Gestión 2018	173
CUADRO 45. Ventas de Electricidad a consumidor final en Bolivia - SIN y el SA (GWh) – Período (1970 - 2018).....	175
CUADRO 46. Ventas de Electricidad (2008 – 2018)	177
CUADRO 47. Evolución del número de consumidores por categoría.....	178
CUADRO 48. Inversiones 2013-2025 (Millones de dólares).....	180
CUADRO 49. Consumo de Gas Natural por Empresa para generación de electricidad (1996 – 2018)	183
CUADRO 50. Consumo de Diésel Oíl por Empresa para generación de electricidad (1996 – 2018)	185
CUADRO 51. Consumo de Biomasa por Empresa para generación de electricidad (1996 – 2018)	187
CUADRO 52. Resultados y Acciones en el marco de la CND.....	191
CUADRO 53. Emisiones GEI por sector en GTCO _{2e} 2006 – 2008.....	201
CUADRO 54. Emisiones GEI en GTCO _{2e} por Sectores.....	202
CUADRO 55. Impactos Integrales e Integrados de la Transición Energética	206

INDICE DE GRÁFICOS

GRAFICO 1. Tipología de Procesos de Transformación.....	18
GRAFICO 2. Crecimiento del Uso de Energía y Población (1800-2009).....	21
GRAFICO 3. Dos Grandes Transiciones en Sistemas Energéticos Mundiales (1850-2008)	21
GRAFICO 4. Flujo de Inversiones y Retornos de Energía. Subsistema de Energías Renovables.....	29
GRAFICO 5. Régimen socio técnico en la producción industrial.....	32
GRAFICO 6. Rutas de Transformación del Régimen Socio Técnico.....	33
GRAFICO 7. Transiciones en Perspectiva Multinivel	34
GRAFICO 8. Oferta Interna de Energía Primaria – República Argentina (1980 – 2010)..	36
GRAFICO 9. Participación por Fuentes en Oferta Interna de Energía Primaria República Argentina (2010)	37
GRAFICO 10. Fuentes en Oferta Interna de Energía Secundaria República Argentina (2010)	38
GRAFICO 11. Producción de Biocombustibles (Bioetanol y Biodiesel)	39
GRAFICO 12. Evolución Comercio Internacional Energía 2006-2011.....	39
GRAFICO 13. Consumo de Energía por Sector Económico – Argentina 2010.....	41
GRAFICO 14. Evolución de la Intensidad Energética (Consumo de Energía Final/PBI) República Argentina 1980 – 2010.....	59
GRAFICO 15. Evolución de la Intensidad Energética Sectorial (CEFi/VAi) República Argentina 2006 - 2010	59
GRAFICO 16. Oferta de Energía Primaria para la producción de Electricidad República Argentina: 1970 - 2010	61
GRAFICO 17. Oferta de Energía Renovable por fuente en Argentina. Año 2010.....	62
GRAFICO 18. Ahorro de Consumo de Energía Eléctrica en Alumbrado Público 2006-2016	70
GRAFICO 19. Exportaciones e importaciones de energía y saldo energético.....	73
GRAFICO 20. Precios relativos: Tarifas eléctricas e índice de precios al consumidor	83
GRAFICO 21. Evolución de la oferta interna de energía primaria	85
GRAFICO 22. Producción de petróleo y gas natural.....	85
GRAFICO 23. Potencia instalada por tipo de generación	86
GRAFICO 24. Evolución de la potencia instalada [MW].....	87
GRAFICO 25. Potencia Instalada Distribución por Tecnología [MW]	88
GRAFICO 26. Consumo final de energía por tipo de producto.....	89
GRAFICO 27. Composición de las exportaciones energéticas	92
GRAFICO 28. Composición de las importaciones energéticas	92
GRAFICO 29. Estructura Proyectada de la Matriz Eléctrica hasta 2030	93
GRAFICO 30. Cambios en la Oferta Interna de Energía Primaria a 2030.....	94

GRAFICO 31. Trayectoria de emisiones en los escenarios BAU, incondicional y con medidas condicionales. Argentina 2016.....	97
GRAFICO 32. Composición de la demanda de gas natural por sector proyectada a 2030	99
GRAFICO 33. Composición de la demanda de electricidad por sector proyectada a 2030	100
GRAFICO 34. Composición de la demanda total por producto proyectada a 2030	100
GRAFICO 35. Cambios en la demanda sectorial de energía total a 2030.....	101
GRAFICO 36. Vehículos eléctricos - Porcentaje de ventas.....	102
GRAFICO 37. Consumo de Energía en Escenarios Tendencial y Eficiente	103
GRAFICO 38. Evolución del Consumo Final de Energía y PIB, 2016 – 2030	104
GRAFICO 39. Consumo Final de Energía	104
GRAFICO 40. Demanda de Energía Eléctrica por Segmento, 2005 - 2030	106
GRAFICO 41. Demanda de gas natural, 2005 - 2030.....	107
GRAFICO 42. Ahorros acumulados por sector	110
GRAFICO 43. Ahorros acumulados por política.....	110
GRAFICO 44. Nueva potencia instada al 2030 – Escenario Tendencial	112
GRAFICO 45. Nueva potencia instada al 2030 – Escenario Eficiente.....	112
GRAFICO 46. Resultados comparados por escenario – matriz de generación	112
GRAFICO 47. Oferta interna total de energía – Año base 2016.....	113
GRAFICO 48. Oferta interna total de energía – 2030.....	113
GRAFICO 49. Importaciones de gas natural y GNL proyectadas.....	114
GRAFICO 50. Evolución de las emisiones totales del sector energético, 2016-2030....	115
GRAFICO 51. Evolución de las emisiones consumo final	115
GRAFICO 52. Evolución de la Demanda de Energía en Bolivia [Gwh] Período 2006-2016	140
GRAFICO 53. Demanda de Electricidad de Bolivia por Categoría – SIN y SA Gestión 2016	141
GRAFICO 54. Composición de la matriz energética de Bolivia (%) – 2012.....	142
GRAFICO 55. Composición de la Matriz Energética de Generación del SIN Gestión 2016	143
GRAFICO 56. Evolución de la Oferta y Demanda de Electricidad en el SIN [Mw] Período 2006-2016	144
GRAFICO 57. Potencia Efectiva (MW)	144
GRAFICO 58. Evolución de Líneas de Transmisión por Nivel de Tensión en Km Período 2006-2016	145
GRAFICO 59. Composición de la Matriz Energética de Generación Sistemas Aislados Gestión 2016	146
GRAFICO 60. Evolución del consumo de Gas Oíl en Sistemas Aislados 2005 – 2012.	148

GRAFICO 61. Evolución del consumo de Gas Natural en Sistemas Aislados 2005 – 2012	149
GRAFICO 62. Proyección de energía y potencia al 2025 de Sistemas Aislados.....	150
GRAFICO 63. Evolución de la demanda de energía y potencia de Sistemas Aislados que se incorporarán al SIN	153
GRAFICO 64. Gas oíl requerido para la generación de energía eléctrica en Sistemas Aislados al 2025 (litros).....	154
GRAFICO 65. Porcentaje de consumidores beneficiados por departamento Gestión 2018	156
GRAFICO 66. Inversiones del Sector Eléctrico Período 2006-2016.....	158
GRAFICO 67. Inversiones Ejecutadas Energías Alternativas	159
GRAFICO 68. Inversiones en Proyectos de Energías Alternativa (MMUSD)	161
GRAFICO 69. Excedentes de energía por escenario – (GWh)	169
GRAFICO 70. Potencia Instalada por tipo de Tecnología. Gestión 2018. SIN y SA	171
GRAFICO 71. Generación Bruta por tipo de Tecnología. Gestión 2018. SIN y SA	171
GRAFICO 72. Evolución de la potencia instalada centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. SIN y SA (BOLIVIA). Período 1997-2018	172
GRAFICO 73. Demanda de electricidad en Bolivia. Gestión 2018 - SIN y SA.....	174
GRAFICO 74. Evolución de la demanda de electricidad en Bolivia (SIN y SA). Período (1970-2018).....	175
GRAFICO 75. Evolución anual de la generación bruta hidroeléctrica y termoeléctrica (GWh) – SIN. Período (1992 - 2018).....	176
GRAFICO 76. Evolución de ventas de energía eléctrica. Período (2008 - 2018) - SIN..	177
GRAFICO 77. Evolución número de consumidores. Período (2008- 2018) - SIN.....	179
GRAFICO 78. Composición de la matriz energética (%).....	179
GRAFICO 79. Comparación de Evolución Anual de Consumo de Gas Natural, Diésel Oíl y Biomasa en la Generación de Electricidad	189
GRAFICO 80. Enfoque de la CND en el sector Energía	193
GRAFICO 81. Objetivo de la CND por Áreas y por Escenarios.....	194
GRAFICO 82. Potencia del Sistema con Esfuerzo Nacional	195
GRAFICO 83. Energías Alternativas con Inversiones Nacionales.....	196
GRAFICO 84. Matriz Energética con Inversiones Nacionales.....	196
GRAFICO 85. Incremento de la Potencia en la CND con recursos de Cooperación Internacional	198
GRAFICO 86. Incremento de la Potencia de Energías Alternativas con Recursos de la Cooperación Internacional	199
GRAFICO 87. Matriz Energética con Cooperación Internacional	199
GRAFICO 88. Estructura de Inversiones en el marco de la CND.....	200
GRAFICO 89. Estructura de Inversiones en Energías Alternativas, en el marco de la CND.....	200

GRAFICO 90. Impacto de la contribución en emisiones (GTCO _{2e})	202
GRAFICO 91. Impacto de la Contribución. Emisiones GEI en GTCO _{2e} Por Sectores..	203
GRAFICO 92. Emisiones Co ₂ /PIB (En TM/MM \$us).....	203
GRAFICO 93. Emisiones Co ₂ /Energía (En TM/MWh)	204
GRAFICO 94. Emisión Anual según esfuerzo nacional o de Cooperación Internacional	204
GRAFICO 95. Rosas Holísticas de Transición Energética 2010-2015	206
GRAFICO 96. Rosas Holísticas de Transición Energética 2015-2020	207
GRAFICO 97. Rosas Holísticas de Transición Energética 2010-2030	207

ACRONIMOS

AE: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
AETN: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y Tecnología Nuclear
BEN: Balance Energético Nacional
BED: Balance Energético Departamental
BID: Banco Interamericano de Desarrollo
BPD: Barriles Por Día
CADEB: Compañía Administradora de Empresas de Bolivia S.A.
CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CER: Cooperativa Eléctrica Riberalta Ltda.
CEPC: Consumo Eléctrico Per Cápita
CNDC: Comité Nacional de Despacho de Carga
CND: Contribuciones Nacionalmente Determinadas
CPND: Contribuciones Previstas Nacionalmente Determinadas
CSN: Comunidad Sudamericana de Naciones
COBEE: Cooperativa Boliviana de Energía Eléctrica
COFEMA: Consejo Federal de Medio Ambiente
CO2: Dióxido de Carbono
CPE: Constitución Política del Estado
DINE: Dirección Nacional de Electricidad
DELAPAZ: Distribuidora de Electricidad de La Paz
DNPROM: Dirección Nacional de Promoción
EDAU: Electricidad Descentralizada para el Acceso Universal
EDESER: Empresa de Distribución de Servicios Eléctricos S.A.
ELECTROPAZ: Empresa Eléctrica de La Paz S.A.
ELFEC: Empresa Eléctrica Luz y Fuerza de Cochabamba
ELFEO: Empresa Eléctrica Luz y Fuerza de Oruro S.A.
ENDE: Empresa Nacional de Electricidad
ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA: Energía Argentina S.A.
ENRE: Ente Regulador de Electricidad
ERNR: Energías Renovables No Convencionales
ER: Energía Renovable

GW: Giga Watio
GNC: Gas Natural Comprimido
G&E: Gas y Electricidad S.A.
GLP: Gas Licuado de Petróleo
GNL: Gas Natural Licuado
GWh: Giga Watios hora
IPC: Índice de Precios al Consumidor
IBTEN: Instituto Boliviano de Ciencia y Tecnología Nuclear
INE: Instituto Nacional de Estadística
INER: Instituto Nacional de Electrificación Rural
INDC: Intended Nationally Determined Contributions
IDTR: Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural
KfW Kreditanstalt für Wiederaufbau (Banco de Desarrollo KfW)
kW Kilovatio
MCH Microcentral hidroeléctrica
MERCOSUR: Mercado Común del Sur
MINEM: Ministerio de Energía y Minería de la Nación
MMmcd: Millones de metros cúbicos día
MMMmcd: Miles de millones de metros cúbicos día
MtCO₂: Toneladas Métricas de Dióxido de Carbono
MWh: Mega Watio hora
NDC: Nationally Determined Contributions
ONGs: Organismos No Gubernamentales
PBEN: Programa Boliviano de Energía Nuclear
PDES: Plan de Desarrollo Económico y Social
PEE: Programa de Eficiencia Energética
PER: Programa de Electrificación Rural
PERMER: Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales
PIB: Producto Interno Bruto
PRONUREE: Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía
PEVD: Programa Electricidad para Vivir con Dignidad
SECCO: SECCO Energía Bolivia S.A.
SETAR: Servicios Eléctrico Tarija S.A.
SA: Sistemas Eléctricos Aislados

SIN: Sistema Interconectado Nacional

TDE: Transportadora De Electricidad S.A.

TES: Transición Energética Sostenible

TMD: Toneladas Métricas Diarias

TCF: Trillion Cubic Feet (Trillones de Pies Cúbicos)

Tep: Tonelada Equivalente de Petróleo

USD: dólares estadounidenses

VMEEA: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales

Introducción

Las transiciones energéticas están marcadas por extensos periodos de innovaciones, adaptaciones y cambios en los factores institucionales, legales y organizativos de las sociedades. Las fuentes de energía son centrales en estos procesos de transición pero por sobre todo los dispositivos tecnológicos de uso final tienen un rol estimulador y promotor de cambios en las fuentes energéticas, siendo estas las que se transforman más rápidamente y sus innovaciones van sustituyendo progresivamente a generaciones tecnológicas antiguas reemplazándolas por oleadas de dispositivos novedosos cuyas demandas energéticas varían según sus cualidades de uso y de consumo energético.

La transición a una nueva estructura energética en un país conlleva una serie de transformaciones en la economía y la vida social.

Uno de los instrumentos de planificación para la adaptación y mitigación al cambio climático acordado a nivel internacional en el marco de las Conferencias de Partes (Países) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) es las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND). Las contribuciones se denominaron inicialmente Contribuciones Previstas Nacionalmente Determinadas (CPND) o Intended Nationally Determined Contributions (INDC, por su sigla en inglés). La COP 20 de Lima, Perú acordó que los países presentarían sus CPND a lo largo de 2015. La COP 21 de París definió que las CPND se llamaran Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND). Algunos países modificaron, en años posteriores, sus contribuciones inicialmente presentadas en 2015, ajustando sus metas renombrándolas como CND.

Las CND (o CPND) establecen objetivos y metas de mitigación (y en muchos casos también de adaptación) en algunos casos expresadas en forma de acciones, en otras en forma de indicadores de intensidad de carbono por unidad de PIB o en forma de reducciones absolutas (porcentaje de gases de efecto invernadero respecto de sus emisiones del año base). En todos los casos se establece un año base respecto del cual se miden los avances hacia la consecución de las metas.

Los procesos que encarnan las Contribuciones Previstas Nacionalmente Determinadas en la ruta de transición de las fuentes de energía fósil a las energías renovables implican la introducción de dispositivos tecnológicos, la construcción de infraestructura nueva y la reconfiguración de las empresas públicas o privadas que administran económica y técnicamente las nuevas tecnologías y cambios en la gobernanza estatal. Estos procesos van acompañados, en la línea de las Contribuciones, de procesos de innovación en el uso

final, el transporte y la distribución de energía, y en la generación, así como en el consumo eficiente.

La hipótesis que nos planteamos en la presente investigación es la siguiente: Las Transiciones Energéticas de Bolivia y Argentina implican procesos de alta coordinación y planificación en el marco de sus políticas macroeconómicas, Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND) y planes energéticos, reconfigurando la estructura socio técnica con adaptaciones transformativas de sus atributos constitutivos que incluyen: i) inserción de nuevas tecnologías energéticas, y ii) conformación de una nueva gobernanza del sistema energético con nuevas estructuras institucionales, normativas, planes e instrumentos de gestión.

La tesis se propone identificar y analizar los avances en la implementación de políticas de transición y las oportunidades de aprender de ellas ofreciendo insumos para los ajustes de las CND de Argentina y particularmente de Bolivia.

La tesis está organizada en cuatro capítulos. El Capítulo I desarrolla el marco teórico y conceptual sobre el Régimen Socio Técnico, las Transiciones Energéticas y su relación con la mitigación climática. El Capítulo II desarrolla un análisis de las características del proceso de transición energética de Argentina, hace un repaso de políticas económicas y energéticas, y en particular de la Contribución Nacionalmente Determinada (CND). El Capítulo III realiza un análisis del proceso de transición energética de Bolivia, la Contribución Nacionalmente Determinada (CND), los planes energéticos y los avances en su implementación así como las transformaciones institucionales y normativas. Finalmente el Capítulo III plantea un análisis conclusivo, abordando los procesos de reconfiguración energética, tecnológica y de políticas de ambos países, e identificando los cambios en los atributos constitutivos de la estructura socio técnica.

I. Régimen Socio Técnico, Transiciones Energéticas y Cambio Tecnológico

1.1. Antecedentes

Dos grandes transiciones marcaron la estructura del sistema energético mundial. La primera transición de tecnología energética se produjo entre el siglo 18 hasta 1920 y se caracteriza por la emergencia del poder del vapor basado en el carbón. Esta transición tomó un siglo; en este periodo el vapor ocupaba dos tercios del sistema energético global.

La segunda transición tecnológica se caracteriza por el desplazamiento del clúster tecnológico carbón-vapor por las tecnologías basadas en petróleo y electricidad. Esta transición aún no ha sido completada pues cerca de 2 billones de personas no tienen todavía acceso a energía y la cobertura de dispositivos y aplicaciones eléctricas y electrónicas está aún en proceso de expansión quedando una gran parte de la humanidad carente aun de estos dispositivos no obstante su rápido avance. (Wilson y Grubler, 2011; 8)

Los procesos que distinguen la transición energética pueden expresarse de la siguiente manera (Wilson y Grubler, 2011, pág. 8):

1. Dispositivos de uso final promueven cambios en las formas y tecnologías de distribución
2. La implementación domina el costo en los nichos de mercado
3. Las tecnologías no cambian de manera individual, sino en clústeres que luego se expanden y difunden
4. Los tiempos constantes de los cambios tecnológicos son largos. Duran décadas no años.
5. El aprendizaje y la experimentación preceden al escalamiento y la difusión generalizada.
6. La magnitud tecnológica y la velocidad de expansión de la capacidad de conversión energética están inversamente relacionadas.
7. La difusión en áreas de baja densidad tecnológica y baja complejidad socio técnica es más rápida que en las regiones de innovación inicial.

En áreas, regiones o países con un stock, vamos a decir, voluminoso y denso de infraestructura técnica y tecnológica instalada, expandida y enraizada territorial y socialmente, stock que además tiene una larga vida útil y donde se han construido redes

de dependencia técnica y de conocimientos, de servicios de proveedores, procesos de capacitación y formación, conocimientos asociados a la funcionalidad del stock, sistemas tributarios, instituciones, gobernanza, hábitos sociales, patrones de consumo, logística, así como un universo de empresas o entidades articuladas al mantenimiento, operación, administración, tercerización, en fin, la transición a una nueva estructura socio técnica requiere prescindir, dar por obsoleto (dar de baja) y reemplazar (a una aceleración y con un plazo determinados) el stock construido con un stock distinto (soft, de flujo, virtual, renovable, versátil, adaptable, menos costoso, más dinámico, eficiente, en fin).

El tiempo y velocidad de esa transición tienen implicaciones en la rotación del capital social en el sistema energético, en la recuperación del costo de inversión además de otros cambios en la estructura socio técnica articulados al viejo stock. Es difícil desalojar una tecnología con alta complejidad y densidad sin asumir altos costos de inversión hundidos. Aquí se observa lo que Wilson y Grubler (2011) llaman factores de “bloqueo” que también podríamos denominar factores de freno.

Concluimos que en áreas, regiones o países con baja densidad tecnológica y baja complejidad socio técnica la velocidad y los plazos de transición hacia una estructura energética renovable es más rápida si se cuenta además con una dirección y planificación vigorosa del estado.

China es un claro ejemplo de esa transición porque logró incorporar a extensas regiones de ese país que aún no contaban con stocks de energía densa y de gran cobertura y que transitaron abruptamente, saltando etapas, hacia estructuras energéticas de transición (gas) y renovables.

Las regiones orientales de China por ejemplo transitaron rápidamente a generadores de ciclo combinado y plantas de energía nuclear. Es digno de citar también la acelerada construcción de gasoductos para instalar termoeléctricas de ciclo combinado para proveer energía a 7 millones de personas sin acceso a electricidad y a otros 23 millones con acceso limitado en regiones del nordeste de china e incluso Beijing. (Palazuelos y García, 2007).

Podríamos citar también casos de áreas rurales dentro de países que no contaban con interconexión a redes de energía y por tanto con infraestructura y tecnología densa que transitaron rápidamente al uso de sistemas domiciliarios de energía solar.

Las innovaciones en dispositivos de uso final, que inicialmente son procesos micro y que se generan por miríadas a lo largo de la historia en distintos momentos, germinando en nichos tecnológicos (Heidenreich, S. et al, 2017, p. 7) van demandando usos, fuentes y

flujos distintos de energía; por tanto motivan e impelen procesos de innovación y de cambios en fuentes energéticas para proveer la energía suficiente en calidad y cantidad para el uso y generalización de dichos dispositivos.

Las formas y fines de uso de los dispositivos, su formato y disponibilidad, su grado de socialización y su alcance para fines comunicacionales, económicos y productivos tienen incidencia en los ritmos y formatos de la evolución de las nuevas fuentes energéticas. Por consiguiente, en tanto las innovaciones de nicho -en la creación de nuevos dispositivos y el proceso de inundación de los mismos en las dinámicas sociales así como su capacidad expansiva en el uso- van transformando las sociedades y estimulan las transiciones en las fuentes energéticas, las transformaciones de instituciones y de la gobernanza energética, modificando lo que llamaremos Nivel Socio Técnico (Geels y Schot, 2007, p. 400).

Los procesos de implementación de dispositivos y tecnologías nuevas de generación de energía tienen incidencia en los precios y nichos de mercado, es allí donde progresivamente irán ocupando un lugar en las preferencias y utilidades de los usuarios finales y creando nuevas necesidades y patrones de conducta social, incluyendo expectativas de comunicación, de adopción y adaptación de los dispositivos a sus prácticas cotidianas. La economía y la sociedad empezarán a marcar las particularidades de dichos usos y disposiciones.

Ciertamente, las tecnologías cambian en grupos de dispositivos mutuamente compatibles y mutuamente dependientes, generando racimos de dispositivos de uso final que articulados van presionando sobre los usos sociales y sobre la conformación de marcos de gobernanza normativa, reguladora e institucional. Lo mismo podemos decir de los clústeres tecnológicos de energías renovables donde un conjunto de dispositivos asociados a dichas tecnologías se entrelazan y se instalan en paquetes articulados a otros, cada uno incorporando artefactos diferentes cuya interconexión garantiza el funcionamiento de los dispositivos centrales.

De esta manera se configuran las interconexiones de clústeres, articuladas a centrales, con brazos expansivos compuestos a su vez por múltiples artefactos de distinto grado y característica. Cada clúster, a su vez se articula a otros, de modo que la innovación de uno exige la evolución del otro.

1.2. Nuevos Patrones de Cambio Tecnológico y Transición Energética

Como hemos observado con respecto a las transiciones tecnológicas de energía, los tiempos de cambio son extensos y duran décadas pues suponen no sólo cambios en las

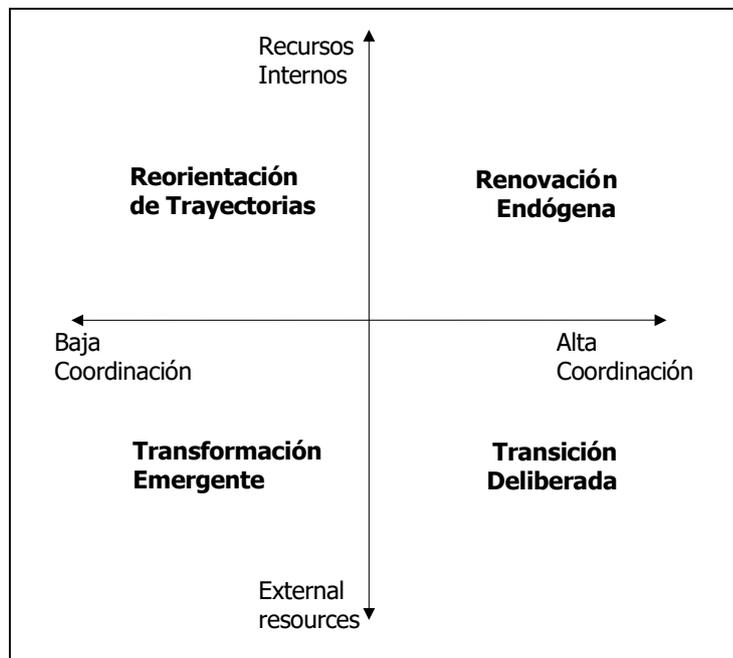
tecnologías sino en el conjunto interconectado e interdependiente de instituciones, normas, hábitos y usos, en suma, en la gobernanza energética que se construye en función de las tecnologías y sus cualidades intrínsecas.

Precisamente el aprendizaje y la experimentación constituyen procesos previos a la generalización de las tecnologías tanto de dispositivos de uso final como de fuentes energéticas. Las nuevas tecnologías generadoras de energía tienen incidencia en los procesos de formación técnica y académica que requieren de adaptación, incorporación y modificación de los atributos propios de los procesos socio técnicos.

Los clústeres tecnológicos se incrustan con dificultades en un sistema energético duro, encontrando resistencias en los distintos componentes de los sistemas energéticos. La incrustación de artefactos en los sistemas poco flexibles y porosos confronta resistencias y no puede fácilmente infiltrarse en procesos de aprendizaje y experimentación, mucho menos en procesos de implementación masiva, escalamiento y difusión generalizada.

En consecuencia, podemos inferir que las estructuras energéticas sólidas, tienen más factores renuentes a la adopción y adaptación, y requieren de decisiones políticas para generar dos procesos: Renovación Endógena y Transformaciones deliberadas (Geels y Schot, 2007, p. 402).

GRAFICO 1. Tipología de Procesos de Transformación



Fuente: Berkhout et al, 2005, p. 21

Por renovación endógena entendemos los procesos de transformación de regímenes a través de esfuerzos planificados. Y por reorientación de trayectorias entenderemos la

implementación de medidas de shock interno al régimen socio técnico reorientando las transformaciones y por tanto la transición (Berkhout et al, 2005).

Si los sistemas energéticos son rígidos y poco sensibles a los cambios tecnológicos, la adopción y adaptación serán tardías allí donde las estructuras de gobernanza energética son poco dispuestas y sensibles a cambios y por tanto afectas a conservar su formato. No obstante, es también cierto que los flujos innovadores de tecnologías encontrarán resquicios en los sistemas y anidarán en regiones donde las innovaciones son convocadas e insertadas en los procesos de recreación, de reorientación de trayectorias y de renovación endógena.

Los cambios tecnológicos que golpean las portentosas puertas de las estructuras de gobernanza energética requieren, en consecuencia, la presión/conducción de operadores políticos y técnicos en el sistema energético o régimen socio técnico

1.3. Ciclos Históricos y Factores de Transición Energética

Los países desarrollados construyeron su infraestructura energética en períodos temporales extensos; sus sistemas de gobernanza, sus entrelazamientos e interdependencia de clústeres tecnológicos son poco flexibles. Cambios en el régimen socio técnico requieren reorientaciones en trayectorias tecnológicas que pueden implicar un conjunto de shocks en distintas partes del cuerpo del régimen socio técnico. Se trata de regímenes hard renuentes a convertir partes de sus componentes en lo que denominaríamos clústeres soft.

Justamente transitar de un régimen socio técnico hard a un régimen soft requiere un desmontaje de sistemas duros y una programación de regímenes socio técnicos con zonas y regiones regulatorias, normativas, institucionales y de hábitos sociales del sistema de gobernanza tecnológica que sean blandas, flexibles, no solo permeables a las innovaciones sino también con capacidad para comandar cambios internos en el régimen si las innovaciones son adoptadas y adaptadas.

Para los países desarrollados, pasar de sistemas energéticos basados en el vapor primero y luego, en la llamada economía café o marrón (carbón y petróleo), a una economía de energías renovables entraña transformaciones traumáticas dadas la rigidez o dureza de sus regímenes socio técnicos.

La lentitud de las transiciones energéticas en estos países está justamente relacionada con esta rigidez. No obstante las decisiones políticas, en muchos casos externas (como las

decididas en el marco de acuerdos internacionales; tal es el caso del acuerdo de París, por ejemplo), pueden constituirse en poderosos propulsores de transformaciones nacionales.

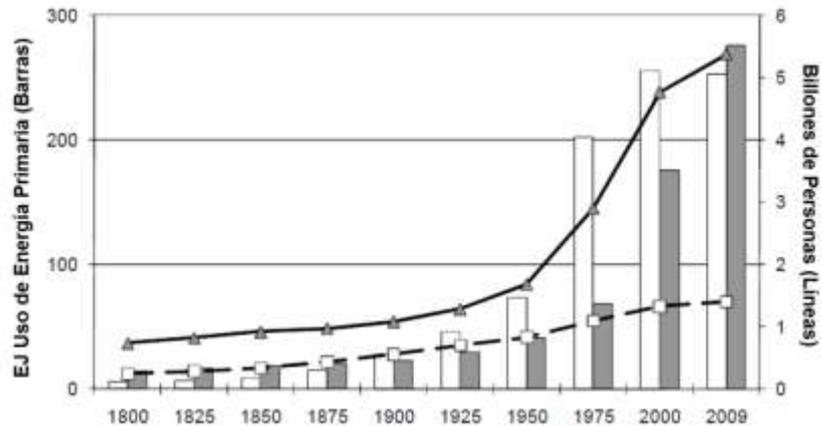
Una cultura tecnológica y energética congelada tiene el efecto de bloquear y desacelerar la disrupción de innovaciones tecnológicas que generan cambios en el régimen socio técnico. De hecho el régimen socio técnico es por definición conceptual, una cultura tecnológica y energética o una conjunción de culturas con componentes dominantes, así como un marco institucional, normativo de gobernanza y un cuerpo de tecnologías. Tomemos el cabo de este hilo de reflexión aportado por los mencionados autores: la dependencia de ruta o de trayectoria tecnológica (para decirlo en los términos de Dossi, Giovani, Citado por Bruun y Hukkinen, 2008, p. 190) respecto de ciertos clústeres tecnológicos cuyo acople con otros clústeres ha generado cierta supeditación en su configuración, funciones y usos, puede retrasar la incorporación de nuevos clústeres tecnológicos que requieren, para su implementación descomponer el conjunto. Este proceso de desconfiguración y reconfiguración supone un cambio en la cultura del régimen socio técnico. Ahora bien, esto comporta reorientaciones de trayectorias y transiciones deliberadas (Geels y Schot, 2007, p. 402). Lo primero requiere un shock tecnológico interno que desmonte progresiva y drásticamente algunos clústeres del entramado y luego reconfigure el régimen socio técnico total.

La transición deliberada implica entre otras decisiones políticas voluntades de transformación de órdenes jurídicos e institucionales; y requiere en gran medida de un actor central, el Estado.

Las transiciones saltando etapas parecen haber sido más rápidas en países en desarrollo cuyo arribo tardío a las corrientes históricas de innovaciones tecnológicas les permitió navegar en las tendencias recientes y construir sus sistemas socio técnicos más o menos adaptados a las nuevas tecnologías y sus infraestructuras de soporte. Muchos países en desarrollo pasaron del vapor raudamente al petróleo y al carbón, y últimamente a las energías renovables.

En el siguiente gráfico se puede observar el ingreso de los países en desarrollo a las nuevas corrientes tecnológicas en términos de uso primario de energía.

GRAFICO 2. Crecimiento del Uso de Energía y Población (1800-2009).

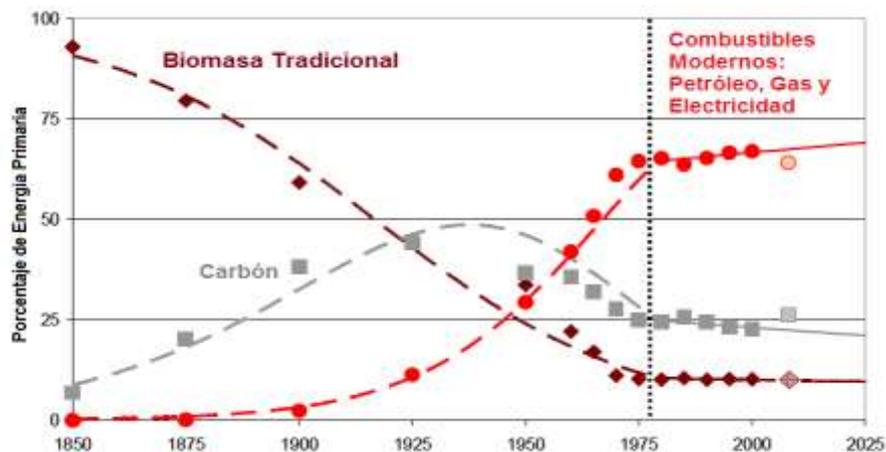


Notas: Uso de Energía Primaria EJ en Incluyendo Fuentes No Comerciales (Columnas, Eje Izquierdo) y Población en Miles de Millones (Líneas, Eje Derecho) para Países Industrializados (Columnas Blancas Y Marcadores) y Países en Desarrollo (Columnas y Marcadores Grises) Según la UNFCCC. Distinciones Entre Países Anexo 1 (Industrializados) y No Anexo 1 (En Desarrollo).

Fuente: Wilson y Grubler, 2011, p.6. Figure 1. (Traducción Propia)

Los periodos de transición en tiempos constantes son largos y de hecho los ciclos (vamos a denominarlos así) de las grandes transiciones se solapan en algunos momentos históricos y continúan su trayectoria tecnológica configurando distintos paradigmas tecnológicos en convivencia simultánea (Dossi, Giovanni, Citado por Bruun y Hukkinen, 2008, p. 190).

GRAFICO 3. Dos Grandes Transiciones en Sistemas Energéticos Mundiales (1850-2008)



Datos de: (Grubler 2008) Actualizados para 2008 (Símbolos Con Tonos Claros) Usando (Bp 2010; IEA 2010). Los datos antes de 1950 Son Estimaciones.

Fuente: Wilson y Grubler, 2011, p.13. Figure 3. (Traducción Propia)

El ciclo de la biomasa empieza su decadencia en 1850, período en el cual entra en escena el carbón. El ciclo del carbón vinculado al vapor comienza su declive hacia 1930 y en 1975 alcanzan un pico destacado las fuentes de energía moderna como el petróleo, el gas y la electricidad. Las energías renovables acompañadas inicialmente del gas iniciarán un nuevo ciclo configurado por una curva ascendente en los años 2010 para adelante.

“En la historia de las transiciones energéticas pasadas resalta la importancia crítica del uso final de tecnologías, los consumidores y la demanda de servicios energéticos como calefacción, iluminación, movilidad...”

Históricamente, el suministro de energía ha seguido a la demanda energética en tecnología. Las aplicaciones y los mercados de dispositivos de uso final han sido los asuntos más importantes para la nueva energía...

La difusión del vapor y motores de gasolina, de motores eléctricos y electrodomésticos pueden considerarse los factores impulsores determinantes, desencadenando importantes respuestas de innovación en el sector energético y conduciendo a profundos cambios estructurales en el suministro de energía. “ (Wilson y Grubler, 2011, p. 8. Traducción propia)

El clúster carbón/vapor es sustituido por el clúster petróleo/gas/electricidad. Esta transición ha requerido un período de más de 125 años. En los años 40 ingresa en escena la energía nuclear que marca una diferencia tecnológica central.

Los flujos de capital en tecnologías energéticas y dispositivos tecnológicos en general suponen procesos industriales engarzados a su vez con procesos de estandarización, economías de escala, maquinización y robotización, creación de rutinas productivas, cadenas productivas, escalamiento y difusión de tecnologías, construcción de hábitos, en fin. La eclosión de dispositivos innovados fractura las cadenas productivas requiriendo nuevas inversiones de capital y cambios en los bucles conocimiento/ciencia/tecnología.

Los ciclos de inversión de capital son también extensos.

“La rotación del capital social en el sistema energético varía en un rango de varias décadas hasta más de un siglo (Grubler et al. 1999). La energía de vapor en el Reino Unido requirió cerca de 100 años (hasta la década de 1860) para lograr una participación en el mercado del 50% en la potencia total instalada, desplazando gradualmente el viento y energía hidráulica (Crafts 2004). Se requirieron 40 años (hasta la década de 1920) para que las unidades eléctricas representen el 50% de todos los motores principales en la industria estadounidense (Ausubel y Marchetti 1996). Los efectos sustanciales a nivel del capital y la productividad laboral surgieron sólo después que se pasó ese umbral (Devine 1983). ..

En una variedad de transiciones energéticas del Reino Unido desde la Revolución Industrial, el tiempo promedio desde la primera comercialización hasta el dominio del mercado fue de alrededor de 50 años (Fouquet 2010). Desde la invención hasta la primera comercialización el tiempo constante es de alrededor de 100 años. ” (Wilson y Grubler, 2011, p.12. Traducción propia)

En este nuevo período (particularmente a partir de 2010), los tiempos de transición son más cortos. La transición al clúster de gas/energía solar, eólica, geotérmica e hidroeléctrica¹ continuará por un tiempo acompañada de energía nuclear no obstante la tendencia de esta última a ser abandonada por ser altamente contaminante. Las tecnologías de energía solar y eólica entraron en la escena energética tempranamente en los años 80 e incluso antes, en pequeños nichos de innovación pero su fuerza de escalamiento y difusión se multiplicó exponencialmente en los años 2.000.

El nuevo ciclo que se abre precisamente apuntalado por una marea emergente de innovaciones que han comenzado a generalizarse en términos de dispositivos de uso final y por externalidades que forman parte del ámbito internacional con los acuerdos de cambio climático, acelera más el proceso de difusión de las nuevas tecnologías. El gas natural es sin duda una energía de transición en este nuevo ciclo dado que constituye una fuente de energía con bajas emisiones y, como veremos a lo largo de esta investigación, es un componente central en la estructura energética socio técnica de Bolivia y Argentina.

El tiempo de rotación y desplazamiento energético tendrá la tendencia a ser más corto en los próximos ciclos, dependiendo de si la infraestructura institucional, jurídica y regulatoria es flexible y adaptable, es decir, si tiene una configuración soft como la que tiene la infraestructura de energías renovables, excepción hecha de la hidroeléctrica.

El ciclo energético de las fuentes renovables se solapa aún con el ciclo actual del petróleo/gas teniendo el potencial de rápido escalamiento, y moviéndose en clústeres que pueden acoplarse a las estructuras de transporte y distribución de energía ya construidas. Otra característica de este ciclo energético es justamente su simultaneidad con un período de dispositivos y tecnologías soft y virtuales que requieren cada vez menos materiales, energía más sofisticada y componentes de carga rápida y eficiente de energía además de sistemas ahorradores y optimizadores de energía. Se trata de un ciclo particular en el que la productividad energética, a saber, la relación energía-producto es mayor por el requerimiento de menor cantidad de energía por producto físico o virtual producido, ciclo al

¹ En este clúster hay que incluir en una etapa tecnológica más madura la energía mareomotriz y undimotriz, entre otras.

que se adiciona otro componente: el hecho que los productos son a la vez flujos y procesos más que objetos. Y es en estos flujos donde la energía se optimiza.

En el nuevo ciclo histórico, en el que entramos, los dispositivos de uso final tendrán tiempos de innovación y difusión más rápidos y generarán vínculos de dependencia más dúctiles y permeables con las estructuras tecnológicas energéticas.

La temporalidad en los ciclos será más corta y no de 130 o de 80 años como en periodos anteriores.

Las tecnologías de dispositivos de uso final y las de fuentes de energía han ido transformando los regímenes socio técnicos energéticos en agrupaciones de innovaciones de nichos tecnológicos, es decir numerosas innovaciones aglomeradas, asociadas e interdependientes han formado ensamblajes de dispositivos, acoples y luego enlaces y conjunciones en el ciclo de tecnologías soft, sobre el que hemos comentado anteriormente.

Si la disrupción generada por la emergencia de clústeres de tecnologías que se originan en nichos, van irradiándose en un régimen energético socio técnico, la reconfiguración del régimen requiere lo que hemos denominado “transformaciones emergentes”.

Los sistemas energéticos se transforman en fases. Las tasas de transición observadas en el sistema energético están influenciadas por varios factores lo cual, ceteris paribus, puede implicar transformaciones más lentas o más aceleradas. Estos factores incluyen según Wilson y Grubler (2011, pags.12,13):

- i. Intensidad de capital. Las inversiones en tecnologías energéticas se encuentran entre las que requieren más capital intensivo en todas las industrias, caracterizadas por altos costos iniciales, un alto grado de especificidad de la infraestructura, largos períodos de recuperación y una fuerte exposición a riesgo financiero.
- ii. Vida útil del stock de capital, que implica el tiempo de vida funcional de los sistemas de energía, tecnologías de conversión (refinerías, plantas de energía) y sobre todo la infraestructura (redes ferroviarias, redes eléctricas, etc.).
- iii. Periodos tecnológicos formativos, que comportan tiempos extendidos de experimentación, aprendizaje y desarrollo tecnológico.
- iv. Efectos derrame/esparcimiento (spillover), que implican cambios organizativos, institucionales y sociales necesarios para que las tecnologías se realicen todo su potencial productivo.

1.4. Transición Energética Sostenible. Transiciones Suaves y Traumáticas

La transición a una nueva estructura energética en un país conlleva una serie de transformaciones en la economía y la vida social.

Los procesos que encarnan las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND o Nationally Determined Contributions – NDC) en la transición de las fuentes de energía fósil a las energías renovables implican, por otra parte, la introducción de dispositivos tecnológicos, la construcción de infraestructura nueva y la reconfiguración de las empresas públicas o privadas que administran económica y técnicamente las nuevas tecnologías. Estos procesos van acompañados, en la línea de las CND, de procesos de innovación en el uso final, el transporte y la distribución de energía, y no sólo en la generación, así como en el consumo eficiente.

En las áreas rurales y en las áreas urbanas se viven procesos de adaptación a las nuevas tecnologías probablemente de distinta forma y en distintas dimensiones. Si a estas diferencias en el uso y adaptación a nuevas tecnologías energéticas sumamos, por ejemplo, la introducción de redes inteligentes y sistemas aislados de energía para poblaciones dispersas con fuentes renovables (como energía solar familiar, por ejemplo) se observan reconfiguraciones aún más interesantes.

Vamos a denominar a los procesos de adecuación y readecuación de los grupos sociales a nivel urbano y rural a las nuevas tecnologías, a la implementación de dispositivos inteligentes para el uso eficiente de la energía, “adaptaciones transformativas”, debido a los cambios que estos implican en los atributos constitutivos de ciertas estructuras económicas/sociales/culturales que forman parte de la dimensión energética en nuestras sociedades.

Vamos a denominar Atributos de Transición Energética a un conjunto propiedades estructurales del Régimen Energético Socio Técnico que contribuyen a configurar, acelerar, limitar o bloquear el proceso de transición hacia regímenes de energías renovables. Dichos atributos forman parte de cierta complejidad relacional en la estructura del régimen, transformando la estructura a través de interacciones y dependencias recíprocas de dichas propiedades. (Rodríguez y Arnold, 1990, pag.101). La transformación de la estructura se desarrolla en un contexto de interacciones recíprocas de los atributos.

Entenderemos la adaptación transformativa como “un proceso de ajustes progresivos para enfrentar la variabilidad y el cambio climático (intensificar las acciones que normalmente se llevan a cabo) y mantener los valores existentes...” (O. Magrin, Graciela, 2015, p. 51)

La adaptación transformativa implica también: cambios en los procesos en gestión del recurso energía, cambios en las visiones de las técnicas y las tecnologías energéticas, generalización de los usos de dichas tecnologías en el ámbito social; introducción y desarrollo de nuevas tecnologías o prácticas; formación de nuevas estructuras, instituciones y sistemas de gestión; cambios normativos, cambios en las percepciones sociales (O. Magrin, 2015, p. 51).

Un cambio estructural, vamos a decir, en el proceso de transición energética esta expresado en el desarrollo de lo que denominamos la configuración de una nueva gobernanza de la energía con co-beneficios en adaptación y mitigación climática. Esto supone, en consecuencia, cambios en los atributos fundamentales de los sistemas naturales y humanos. La transformación refleja paradigmas sociales y culturales, objetivos o valores reforzados, alterados o armonizados dirigidos a promover la adaptación en el contexto del desarrollo sostenible, en particular la reducción de la pobreza.

La transformación económica y social que implica la transición energética incide en el desarrollo de una sociedad más resiliente, entendiendo la Resiliencia como la *“Capacidad de los sistemas sociales, económicos y ambientales de afrontar un fenómeno, tendencia o perturbación peligrosa respondiendo o reorganizándose de modo que mantengan su función esencial, su identidad y su estructura, y conserven al mismo tiempo la capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación.”* (IPCC, 2014, p.137)

Desde una perspectiva de gestión de la energía, la transición – que entraña pasar de una economía basada en los stocks o reservas de energía a una economía basada en flujos de energía- requiere un cambio de paradigma social (Sgouridis y Csala, 2014, p. 2601).

Ahora bien, una transformación económica y social como la que hemos planteado en el marco de las CND de los países debe entenderse como un proceso planificado, inscrito en la aplicación gradual y sistemática de planes y políticas definidas por los países, como un proceso racional, que incluye un conjunto de inversiones y de inserciones tecnológicas, así como el desarrollo de capacidades y cambios de prácticas y hábitos sociales, así como de perspectivas y visiones.

La transformación entraña un proceso sostenible, por lo cual vamos a asumir el concepto de Transición Energética Sostenible (TES), entendido como *“... un momento definitorio para la sostenibilidad a largo plazo de las sociedades basadas predominantemente en combustibles fósiles de recursos limitados. Marca la transformación de una economía basada en stocks o reservas de energía a una economía basada en flujos de energía renovable. La primera está limitada por la capacidad de extracción en el corto plazo, pero*

muestra amplios márgenes para aumentar la disponibilidad de energía antes de que se alcance el pico del recurso; mientras que la última tiene un límite de potencia dura: el rendimiento de la capacidad de generación de energía renovable existente en determinadas condiciones ambientales más.” (Sgouridis y Csala, 2014, pag. 2601. Traducción Propia)

La reconfiguración progresiva y planificada de las estructuras energéticas de los países en el marco de su plan de adaptación y mitigación al cambio climático comporta un proceso temporal de larga duración que va en consonancia con un proceso de desarrollo planificado y conlleva lograr el crecimiento económico y a la vez el desarrollo social y humano sin verse afectado por los impactos negativos que pudiera implicar un cambio intempestivo de la dependencia de fuentes de energía.

Las sociedades han vivido ya transiciones energéticas y transformaciones de este tipo a lo largo de la historia.

“Las transiciones de energía pasadas nunca fueron absolutas en términos de recursos de energía primaria. Por ejemplo, aunque comúnmente se percibe que la era de los combustibles fósiles ha suplantado el uso de la biomasa, la biomasa tradicional sigue siendo un importante recurso de energía primaria que excede la energía primaria nuclear a escala global. Lo mismo es cierto para las transiciones de carbón a petróleo y gas natural. En otras palabras, las transiciones ocurrieron en ciertos sectores económicos (por ejemplo, no hay barcos o locomotoras ferroviarias de vapor de carbón comerciales) pero el recurso se mantuvo en uso en otros sectores (electricidad) debido al precio y la disponibilidad. Incluso esta transición parcial necesitó 100 años de innovación y más de 50 años de difusión para escalar lo suficiente”. (Sgouridis y Csala, 2014, p. 2601. Traducción Propia)

Sgouridis y Csala, siguiendo a Grubler (2012), identifican tres factores clave en la transición energética y las consiguientes transformaciones socio-económicas:

- 1) La capacidad de uso final de energía, por regla general, es mucho mayor que la capacidad de generación. Esto significa que las transiciones en los servicios de energía son capaces de liderar las transiciones de suministro de energía. También significa que el stock de equipos que utilizan energía puede crear un bloqueo para el suministro de energía.
- 2) Las tasas de transición de energía varían según las naciones (por lo general son más lentas en las economías grandes y desarrolladas, pero más rápidas en las más pequeñas), lo que en consecuencia implica una infraestructura más pequeña y menos extensa.

3) Los patrones de transición de energía son similares a los procesos de difusión experimentación y adopción de tecnología, asimilando, en el caso de empresas productoras y consumidoras, costos nuevos con tendencia a la estandarización, creando economías de escala y de red, diseminando las innovaciones en las sociedades.

Ahora bien, las transiciones pueden ser suaves o traumáticas, dependiendo de la complejidad de las estructuras socioeconómicas de los países y de la configuración tecnológica de las mismas y sus perfiles productivos. Está visto que los países de estructuras tecnológicas, económicas y energéticas duras, es decir, de estructuras rígidas producto de procesos de desarrollo con cierta identidad configurada en largos procesos históricos, con redes y flujos económico-comerciales resistentes internamente y con el exterior, vivirán de manera más traumática los procesos de transición en términos de reconfiguración productiva, cambios tecnológicos acelerados pero difíciles de asimilar; cambios drásticos en las prácticas sociales y productivas y reconfiguraciones sociales y culturales. Las estructuras de sociedades más simples, vamos a decir, podrán seguramente transitar con menos traumas socio-productivos internos a una sociedad basada en energías renovables.

“La teoría económica anticipa que las transiciones de energía deben ser suaves, confiando en el cambio entre productos sustitutos, ya que la escasez de un recurso aumenta su costo e impulsa la utilización de otro similar a las pasadas transiciones de energía parciales. Sin embargo, las pruebas empíricas corroboran que las complejidades en el sistema energético crean una inercia significativa en el mecanismo de precio-respuesta, por ejemplo, los precios del petróleo muestran un comportamiento no lineal con respecto a la disminución del rendimiento energético sobre la energía invertida. Esta no linealidad e inercia en el comportamiento del sistema energético plantea un importante problema político a escala mundial y regional, ya que se requiere una intervención política para abordar el potencial de un fallo de mercado en una transición energética exitosa, además delimitada por consideraciones de cambio climático”. (Sgouridis y Csala, 2014, p. 2605.Traducción Propia)

Las características temporales y socio económicas del proceso de transición energética se relacionan con la rigidez o flexibilidad de la estructura productiva distributiva y de consumo de la energía fósil, con la capacidad de instalación y de gestión de la energía renovable, los hábitos de uso y prácticas de consumo, la demanda doméstica productiva e industrial y productiva.

El grado de cerrazón o apertura de una economía, es decir sus articulaciones con redes y flujos comerciales y de energía de otros países determina también la ductilidad o la dureza de lo procesos de transición, su proceso temporal y la capacidad de acompañar la reconfiguración de las economías y las sociedades. Las articulaciones globales de las economías nacionales, los encadenamientos de valor también incidirán en los procesos y las velocidades de reconfiguración.

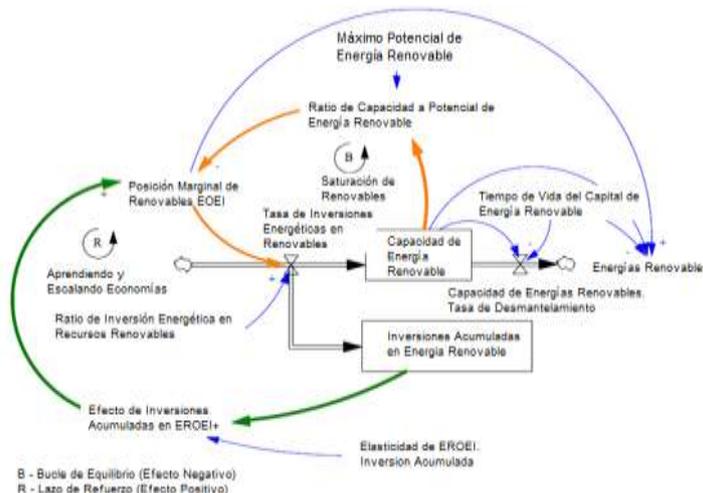
Otra medida para la inclusión de tecnologías de energías renovables se relaciona con la inversión en energía vis a vis retornos económicos que implican dichas inversiones.

“A medida que se expande la demanda, se accede a los recursos de menor calidad y, como resultado, la cantidad marginal de energía requerida para la extracción de la misma cantidad de energía aumenta según lo medido por el retorno de energía sobre la energía invertida: EROEI.” (Sgouridis y Csala, 2014, p. 2605. Traducción Propia)

Siguiendo a Sgouridis y Csala vamos a denominar la relación inversión-retorno como EROEI (por su sigla en inglés; Energy Investment to provide Energy Returns) que equivale a Inversión en Energía para proveer Retornos en Energía.

“La energía renovable (con la excepción de la biomasa) actúa como un extensor de energía: permite una inversión de energía inicial para proporcionar retornos de energía (igual al EROEI multiplicado por la inversión inicial) durante la vida útil de la instalación como se muestra gráficamente” (Sgouridis y Csala, 2014, p. 2606. Traducción Propia). Esta relación entre inversiones en energía, desarrollo de capacidades y adecuación o adaptación transformativa implica un proceso de Transición Energética Sostenible.

GRAFICO 4. Flujo de Inversiones y Retornos de Energía. Subsistema de Energías Renovables



Fuente: Sgouridis y Csala, 2014, pag. 2606. (Traducción Propia)

Por Transición Energética Sostenible entendemos un proceso controlado que lleva a una sociedad técnica avanzada a reemplazar todos los principales insumos de energía primaria de combustibles fósiles con recursos renovables sostenibles, manteniendo un nivel de servicio de energía final suficiente per cápita. Una Transición Energética Sostenible requiere una transformación coordinada del suministro de energía y del lado de la demanda de energía (economía), mientras que los niveles de servicio de energía per cápita (equidad) se mantienen suficientemente para la duración y se cumplen las restricciones ambientales (ambiente). (Sgouridis y Csala, 2014, p. 2606). Añadimos que la TES incluye un conjunto de variables sociales relacionadas con la erradicación de la pobreza, la construcción de igualdad y con el desarrollo integral.

Tres principios básicos implican la gestión sostenible de los recursos energéticos: sostenibilidad social, ambiental y económica. La adecuación transformativa implica por consiguiente una relación interactuante y sinérgica entre las actividades económicas, las funciones sociales y la disponibilidad de energía.

Sgouridis y Csala (op cit, p. 2014) plantean cinco proposiciones de un proceso sostenible de transición:

- 1) La tasa de emisiones de contaminación es menor que la capacidad de asimilación del ecosistema.
- 2) La generación de energía renovable no excede la capacidad de carga del ecosistema a largo plazo ni la compromete irreparablemente.
- 3) La energía disponible per cápita permanece por encima del nivel mínimo requerido para satisfacer las necesidades de la sociedad en cualquier momento durante el TES y sin discontinuidad disruptiva en su tasa de cambio.
- 4) La tasa de inversión para la instalación de capital de generación renovable y de capital de consumo es suficiente para crear una base de suministro de energía renovable sostenible a largo plazo antes de que se agote el recurso no renovable con seguridad recuperable.
- 5) El compromiso de consumo futuro (es decir, la emisión de deuda) está acoplado y limitado por la disponibilidad futura de energía.

1.5. Perspectiva Multinivel. Análisis de los Cambios en los Regímenes Socio Técnicos y Nichos Tecnológicos

Un contexto de impulso y dirección con base en políticas y regulaciones que constituyen parte del régimen socio técnico es en consecuencia un factor impulsor de gran poder facilitador y creativo para reconfigurar el régimen socio técnico. El componente Policy Driven en la transición energética sobre todo en la fase de escalamiento y de crecimiento en el marco de una transformación emergente es importante para la transición energética.

A lo largo de la presente investigación, vamos a abordar el análisis desde el enfoque de la Perspectiva de Múltiples Niveles en adelante MLP por su sigla en inglés (Multilevel Perspective) desarrollado por Geels y Schot (2007, pág. 400). Tres conceptos son centrales en este enfoque:

1. Régimen Socio técnico
2. Innovaciones de Nicho
3. Paisaje Socio técnico.

Estos tres conceptos son a la vez tres niveles heurísticos que emplearemos a lo largo de la presente investigación aplicándolos a los casos de Bolivia y Argentina.

Régimen Socio Técnico

Los regímenes Socio técnicos son un conjunto de rutinas cognitivas, de regulaciones y estándares, estilos de vida adaptados a sistemas técnicos, maquinaria, infraestructura competencias. Añadiríamos a esto, Tecnologías en todas sus formas, no sólo maquinarias físicas sino todas aquellas que forman parte de procesos comunicacionales y productivos las que preñan y hacen a las dinámicas sociales y hábitos sociales e institucionales.

El régimen socio técnico es por tanto el sistema y la estructura socio tecnológica normativa en sí. No debemos verlo necesariamente como un estadio más o menos estático en la evolución de las tecnologías en conjunción con las sociedades sino como procesos en curso.

GRAFICO 5. Régimen socio técnico en la producción industrial.



Fuente: Geels y Schot, 2007, p. 412 Figure 3. (Traducción Propia)

Hemos observado páginas atrás, cuando repasábamos los ciclos tecnológicos, que un régimen socio técnico se traslapa con otros y las tecnologías emergentes van reconfigurando procesualmente los regímenes. No se trata, en consecuencia, de regímenes congelados, sino de regímenes en permanente transición.

Innovaciones de Nicho Tecnológico

Los nichos tecnológicos constituyen el micro nivel donde las novedades tecnológicas y las innovaciones germinan y emergen. Son nichos no sólo por el espacio estrecho en el que se crean sino por el espacio social en el que se expanden con grandes limitaciones; se trata, por consiguiente, de micro terrenos de fertilidad innovadora y usuaria, micro espacios creadores y creativos con bajo performance social pero con potencial expansivo si tienen empatía de diseño para agruparse con otros nichos. Las innovaciones tecnológicas gregarias, es decir, las que se asocian y se hacen interdependientes e interconectadas, empoderan su capacidad de influencia dentro el régimen socio técnico.

Los nichos tecnológicos son por definición dimensiones de innovación donde las novedades no son alteradas o constreñidas si tienen el potencial expansivo para transformar el régimen socio técnico.

Las innovaciones de nicho son usualmente administradas por pequeños grupos de actores que en función de su potencial tecnológico transformador y expansivo pueden cambiar el régimen socio técnico.

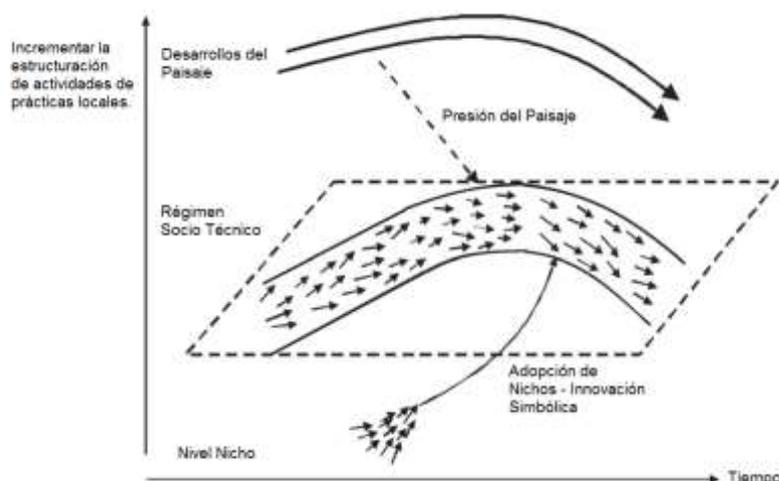
Paisaje Socio Técnico

Por paisaje socio técnico, Geels y Schot (2007) entienden que se trata del ambiente exógeno que está más allá de la influencia del nicho tecnológico y del régimen socio técnico. Se trata de un ámbito más general que puede en algunos casos leerse como una suerte de contexto internacional con el cual un contexto nacional intercambia información y se relaciona. Los cambios en el paisaje socio técnico son por tanto más lentos.

Procesos Interactivos de Múltiples Niveles

Un régimen socio técnico está compuesto por múltiples elementos culturales, organizativos, tecnologías de generación de energía, tecnologías de transmisión y distribución energética, infraestructura de edificios, herramientas y máquinas, materiales e insumos para las tecnologías, reglas y normas, instituciones, procesos productivos, usos y hábitos sociales, entre otros. En cuanto a reglas, el régimen está compuesto por Reglas regulatorias, reglas normativas y reglas cognitivas. Las primeras (regulatorias y normativas) incluyen las normas llamadas a regular o administrar los procesos socio técnicos. Las segundas establecen el marco de roles, valores y normas y las terceras establecen las creencias, las pautas y principios guía.

GRAFICO 6. Rutas de Transformación del Régimen Socio Técnico



Fuente: Geels y Schot, 2007, p. 407. (Traducción Propia).

En el gráfico anterior pudimos observar que una avalancha de innovaciones de nicho logra tener impacto transformador en el régimen socio técnico

La Perspectiva Multinivel plantea que las transiciones tecnológicas energéticas se realizan en tres procesos interactivos: Innovaciones de Nicho, cambios a nivel del paisaje socio técnico y desestabilizaciones en el régimen socio técnico. Si estos tres procesos

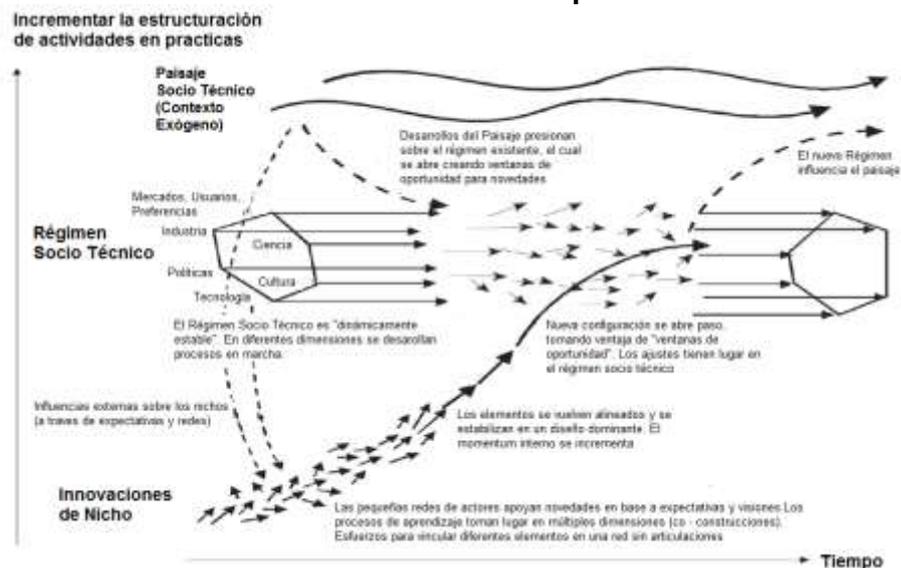
interactúan, las innovaciones de nicho penetran en el régimen socio técnico y lo transforman (Geels y Schot, 2007).

Smith et al, citados por Geels y Schot (Ibid) sugieren el cambio de régimen socio técnico como una función de dos procesos; 1) presión sobre el régimen para cambiar en la selección de tecnologías; y 2) ordenación de los recursos disponibles dentro y fuera de régimen para adaptarse a estas presiones.

Las innovaciones de nicho que se generan de manera numerosa y a veces dispersas presionan sobre los procesos tecnológicos del nivel socio técnico (nivel meso) y promueven cambios en el mismo si logran integrarse y ser acoplados o asimilados El régimen en consecuencia adopta así estas numerosas innovaciones y estas se compatibilizan con los clústeres tecnológicos existentes. El paisaje socio técnico al contrario encubre de manera general y a cierta distancia el régimen socio técnico pudiendo influenciar en él, dependiendo de las corrientes transformadoras que son creadas por el mismo.

Ahora bien, si las innovaciones de nicho se agrupan de manera complementaria conformando conjuntos de clústeres, tienen potencial de transformación del régimen socio técnico y su impacto transformador es considerable siempre y cuando el factor Policy Driven o Dirección/Conducción de políticas (en el marco de una transición deliberada) contribuya en esa dirección. Configurándose así el contexto, se preñan de dichas innovaciones los ámbitos industriales, productivos, comerciales los usos sociales y los hábitos y prácticas de las sociedades. La fuerza de esta transformación de nivel socio técnico puede recibir y a su vez ofertar influencias con el nivel del paisaje socio técnico.

GRAFICO 7. Transiciones en Perspectiva Multinivel



Fuente: Geels y Schot, 2007, p. 401. (Traducción Propia).

Ahora bien este proceso requiere la disponibilidad de recursos y talentos, de científicos, de innovadores de conocimientos y ciencia y la coordinación entre los niveles de policy driven que contribuyen con la gobernanza socio técnica necesaria para alentar la transición.

II. Transición Energética en la República de Argentina

2.1. Ciclos Energéticos y Proceso Histórico de Transición Energética

El gas natural entra en escena con fuerza en la matriz energética Argentina en particular en los años 60. En 1960 existían 769 mil usuarios de este energético y es notable que este energético se usa para la generación de energía eléctrica (Buccieri, 2018, p.7).

Buccieri afirma acertadamente que “la introducción del gas en la matriz energética bajará la presión sobre el petróleo” (Buccieri, 2018, p.8) y por tanto bajarían las emisiones de Dióxido de Carbono.

Entre 1960 y 2010 se había incrementado la extensión en gasoductos de 3.000 Kms a 25.000 Kms. La construcción de las redes de gasoductos que conectan con Bolivia y a poblaciones de Argentina con un complejo sistema de transporte y distribución está contemplada en las prioridades. Lo que da cuenta que la transición al gas, aunque no planeada con esos objetivos en los años 60, empezó a configurarse en larga data. La exploración y descubrimiento de varias reservas de gas en ese período también daban cuenta de la creciente importancia de ese energético. Este es el caso del yacimiento de Loma de Lata en 1977 en Neuquén (Buccieri, 2018, p.12).

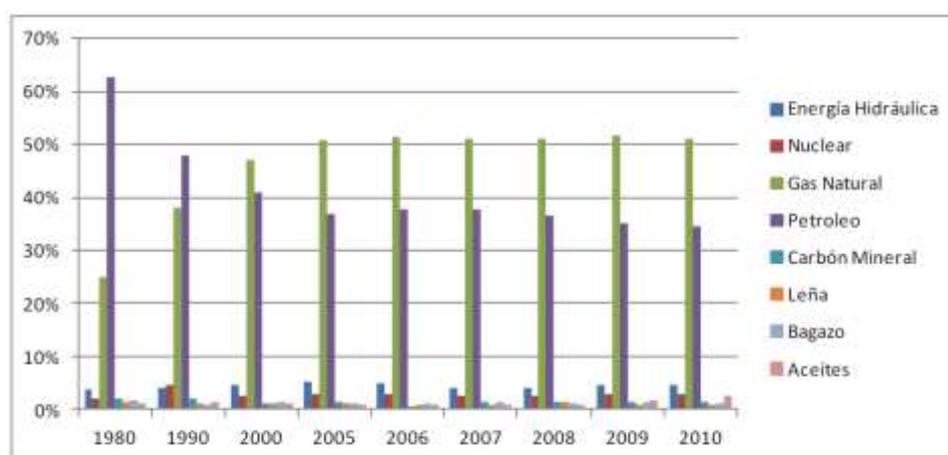
Un proceso similar se observa en el caso de la energía hidroeléctrica que toma un particular impulso en los años 70. Este es el caso de la hidroeléctrica de Yaciretá que provee el 45% de la energía hidroeléctrica de Argentina y que fue construido en el marco de un tratado suscrito entre Argentina y Paraguay (Buccieri, *Ibíd.*).

La energía nuclear entra en escena en 1974, con la Central Atucha I, seguida de la central Embalse de 1984. El período de construcción de estas centrales fue de 6 años y de 10 años respectivamente. Estos emprendimientos son promovidos en el marco del Plan Nuclear Argentino aprobado en 1979 (Buccieri, *Ibíd.*). La tercera central nuclear Atocha II entra en escena en 2014 después de varios tropiezos y detención de su construcción que se inició en 1981(Buccieri, *Ibíd.*). Está claro que el plan nuclear no ha avanzado tan aceleradamente como las otras fuentes energéticas que fueron priorizadas. En total, Argentina cuenta con 3 plantas nucleares.

En el siguiente gráfico podemos observar que el petróleo ocupa un lugar relevante en la oferta de energía primaria entre los años 80 y 90, superando el 80% y el 47% respectivamente.

Sin embargo, el gas va ocupando un lugar central en la oferta primaria de energía y se consolida entre los años 2005 y 2010, superando el 50%, en tanto el petróleo va disminuyendo su incidencia en la canasta total de energía. La energía hidráulica se mantiene más o menos constante y la energía nuclear tiene el mismo comportamiento, excepto un repunte en los años 90. La energía nuclear va ascendiendo a finales de los años 80 pero luego se mantiene constante hasta finales de 2010.

GRAFICO 8. Oferta Interna de Energía Primaria – República Argentina (1980 – 2010)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Serie de Balances Energéticos

Fuente: Rabinovich, 2013, p.10. Figura N°1

Ahora bien, el comportamiento de esta oferta energética primaria es el que nos dirá sobre el cambio del ciclo a una suerte de posmodernidad de fuentes de energía en el que las energías llamadas ERNC (Energías Renovables No Convencionales) en la jerga de Argentina ocupan un lugar más relevante.²

Observemos que la energía nuclear en la oferta energética no juega un rol destacado vis a vis el petróleo y el gas pero si tiene un rol más resaltante respecto a aceites, carbón mineral y bagazo.

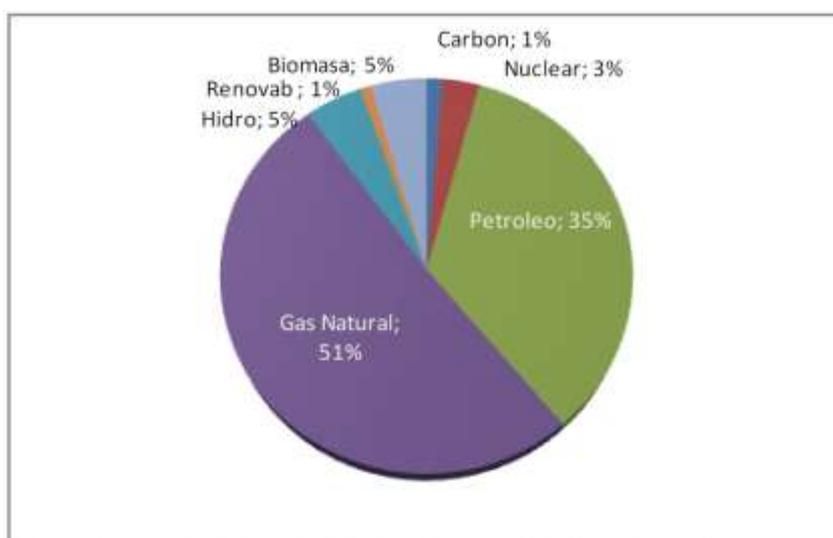
² La normativa introduce el concepto de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) las mismas que incluyen: Eólica, Solar Fotovoltaica, Geotermia, Biomasa, Corrientes Marítimas. En este concepto no se incluye la Energía Nuclear ni la energía hidroeléctrica. La Energía Renovable (ER) sería la Energía Hidroeléctrica.

El gráfico además nos dice que el ciclo de la biomasa tradicional (leña principalmente) y el ciclo del carbón mineral ha quedado atrás y, no obstante solaparse aún en la estructura energética, van disminuyendo en su importancia y van dando lugar a otras energías primarias.

La imagen de la participación de fuentes de energía en la oferta interna primaria es interesante. El gas Natural ocupa el 51%, el petróleo el 35% y las energías renovables el 11% (Biomasa, hidroeléctrica y otras) (Rabinovich, 2013, p.10).

La relevancia de la energía nuclear se ha mantenido más o menos constante a los largo de los 30 años previos a 2010.

GRAFICO 9. Participación por Fuentes en Oferta Interna de Energía Primaria República Argentina (2010)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Serie de Balances Energéticos

Fuente: Rabinovich, 2013, p.10. Figura N° 2

El gas natural será relevante a lo largo de los años posteriores. Ahora bien, la tasa de crecimiento de la oferta primaria de energía medida en toneladas equivalentes de Petróleo (tep) en los 30 años anteriores a 2010 ha sido de 1,96% (Rabinovich, 2013, p.10).

En adelante usaremos como medida el tep y sus equivalencias en función de fuentes energéticas y del potencial de emisiones de Dióxido de Carbono medido en toneladas (tCO₂).

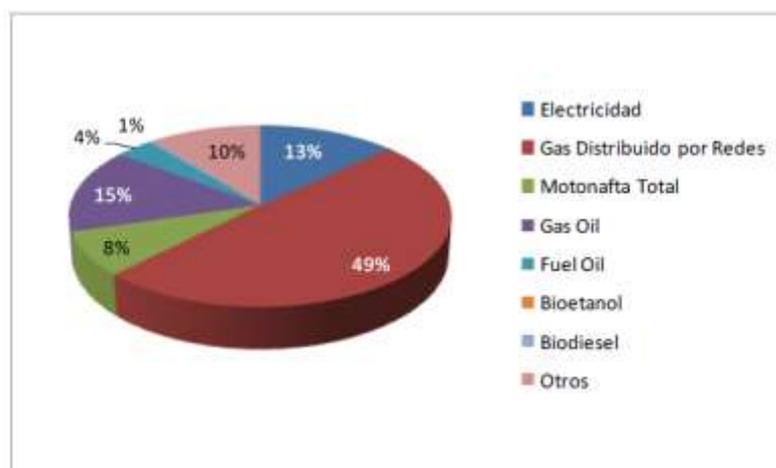
CUADRO 1. Tabla de Conversión de Fuentes Energéticas en Toneladas Equivalentes de Petróleo (tep)

FACTORES DE CONVERSIÓN ENERGÍA FINAL -ENERGÍA PRIMARIA y FACTORES DE EMISIÓN DE CO ₂ - 2010					
CARBURANTES					
FUENTE ENERGÉTICA	CONSUMO FINAL DIRECTO		ENERGÍA PRIMARIA ⁽¹⁾		FACTOR DE EMISIÓN ⁽²⁾
	tep	Volumen específico	tep	MWh	tCO ₂ /tep
Gasolina	1	1.290 l	1,10	12,79	2,90
Gasóleo A y B	1	1.181 l	1,12	13,02	3,06
Gas natural	1	910 Nm ³	1,07	12,44	2,34
Biodiesel	1	1.267 l	1,24	14,42	neutro
Bioetanol	1	1.968 l	1,70	19,77	neutro
Gases Licuados de Petróleo (GLP)	1	1.763 l	1,05	12,21	2,72
Queroseno	1	1.213 l	1,12	13,02	3,01

Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de España, 2010

Volvamos al análisis: En cuanto a la oferta interna de energía secundaria es decir, la que se pone a disposición de los consumidores, el año 2010, el total de la oferta es de 52,8 millones de Tep. Ese mismo año los biocombustibles (bioetanol y biodiesel) representan el 5% aproximadamente. La preeminencia del gas distribuido por redes es notable en la oferta secundaria que representa el 49%, seguida de 15% de gas oíl y 13% de energía eléctrica.

GRAFICO 10. Fuentes en Oferta Interna de Energía Secundaria República Argentina (2010)



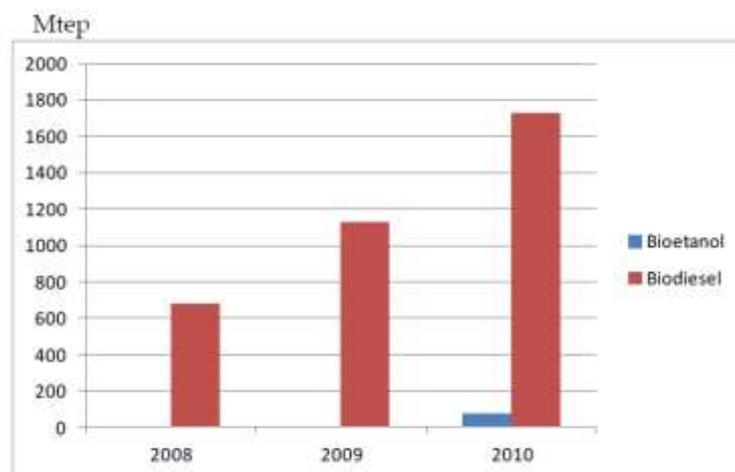
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Serie de Balances Energéticos

Fuente: Rabinovich, 2013, p.11. Figura N° 4

Es importante prestar atención a la oferta primaria porque ella da cuenta de las emisiones en la generación de gases de efecto invernadero, pero también a la oferta secundaria, porque nos dice de la optimización del consumo, la eficiencia energética y la introducción de dispositivos tecnológicos de uso final de energías así como su difusión entre los usuarios. Allí también se miden las emisiones evitadas y por tanto la reducción total de emisiones de gases de efecto invernadero.

Ahora bien, entre 2008 y 2010 la producción de biocombustibles crece significativamente. El biodiesel producido entre 2008 y 2009 se exportó casi en su totalidad y en 2010 se exportó el 73%. El resto fue usado en el mercado interno.

GRAFICO 11. Producción de Biocombustibles (Bioetanol y Biodiesel)

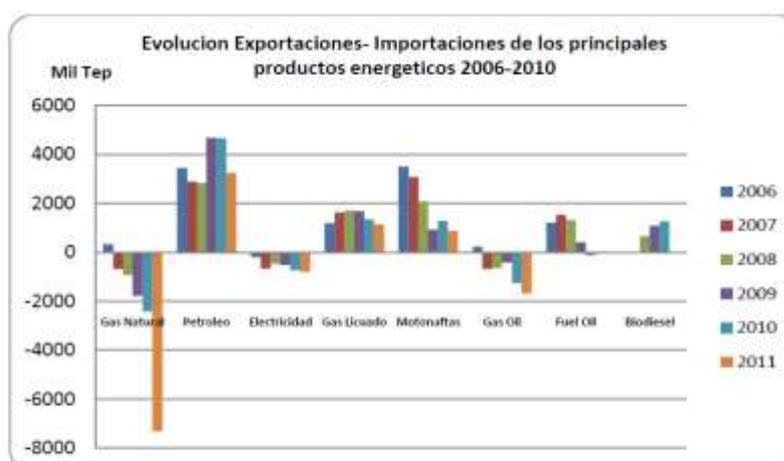


Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Serie de Balances Energéticos

Fuente: Rabinovich, 2013, p.12. Figura N° 5

Argentina tiene una alta dependencia de importación de energéticos destinados a la oferta secundaria de energía. Precisamente por ello desarrolló varios emprendimientos para producir gas y energía eléctrica. Desde el año 2006 se ha incrementado la importación de gas natural, electricidad y gas oíl, y el año 2010 fuel oíl. El gas natural está orientado más bien al consumo domiciliario y también al consumo industrial y la electricidad tiene la misma estructura de consumo.

GRAFICO 12. Evolución Comercio Internacional Energía 2006-2011



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Serie de Balances Energéticos - CMMESA Datos Relevantes 2011

Fuente: Rabinovich, 2013, p.13. Figura N° 6

Argentina no ha podido cubrir la demanda de gas con su propia producción y los emprendimientos relacionadas con Vaca Muerta³ se orientaban justamente a producir gas para su propio consumo, no obstante, aun considerando Vaca Muerta, las previsiones futuras de requerimientos de gas han incluido la importación de este energético, principalmente desde Bolivia.

Como podemos observar en el gráfico anterior, la tendencia a partir de 2006 es la creciente incapacidad de cubrir la demanda interna de gas y de electricidad.

La presión de la demanda doméstica, particularmente para uso residencial de gas y energía eléctrica ha obligado a Argentina a importar estos energéticos. En la canasta energética, se puede observar que los productos energéticos de exportación han sido el petróleo, el gas licuado, las moto naftas, el fuel oil y el biodiesel. No obstante, incluso los cuatro primeros antes mencionados fueron decreciendo en la exportación entre 2006 y 2011.

“La tasa de crecimiento de la oferta de productos energéticos entre 1980 y 2010 ha sido del 2,4% anual acumulado, con un crecimiento de la oferta de gas distribuido por redes del 4,8%, mientras que la electricidad creció a un ritmo del 4,14%.” (Rabinovich, 2013, p.10).

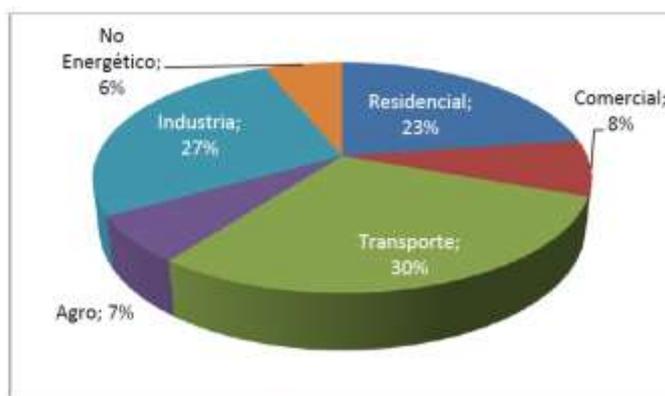
Con respecto al sector eléctrico, son más evidentes las emisiones resultantes del uso de ciertas fuentes de energía, unas más y otras menos contaminantes. De hecho podríamos hacer una valoración estimativa de los combustibles o fuentes energéticas usadas para producir energía primaria. Y podríamos hacer igualmente una estimación de las emisiones por consumo de energía, por ejemplo de gas en términos de emisiones.

El año 2010, el consumo de energía final fue de 53,7 millones de tep. El transporte consumió el 30% de esa cantidad de energía, la industria el 27%, el uso residencial el 23% (Rabinovich, 2013, p.10).

La industria y el transporte ciertamente ocupan un lugar destacado en el consumo, pero el uso residencial va ganando terreno a lo largo de los años y entrando el año 2019 observaremos el peso significativo que representan en términos de tep.

³ Vaca Muerta es considerada la segunda reserva mundial de gas; se encuentra ubicada en Argentina. Se trata de una formación geológica de petróleo de esquisto y gas de lutita, abarca un área de 30 000 kilómetros cuadrados. Sus reservas se estiman en 23 billones de metros cúbicos de shale gas y 27.000 millones de barriles de shale oil.

GRAFICO 13. Consumo de Energía por Sector Económico – Argentina 2010



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Balance Energético 2010

Fuente: Rabinovich, 2013, p.14. Figura N° 7

No obstante, si analizamos el peso sectorial en el consumo en términos de fuentes de energía, el escenario es llamativo: el año 2010, el sector residencial tiene al gas natural como fuente principal en un 62%, en tanto la electricidad es usada en 26%. En cambio el sector comercial usa principalmente energía eléctrica en un 58% y el sector agrícola usa gas oíl en un 91% (Rabinovich, 2013, p.13).

En el sector de transporte, el 42% de la energía consumida es el gas oíl, 32% la nafta y 14% la energía eléctrica, en este último caso se trata del transporte ferroviario, el metro principalmente; los aero combustibles ocupan el 7%. La industria por su parte consume gas natural el 48%, energía eléctrica 28% (Rabinovich, 2013, p.13).

2.2. Infraestructura de Generación y Transporte de energía eléctrica

La infraestructura de generación y de transporte de energía eléctrica, la explotación y producción de gas natural, así como la distribución de este último han permitido una cobertura eléctrica de 98% y de 50% de gas de los hogares de Argentina para 2010.

Esto último justamente da cuenta de la referencia que hacíamos a la construcción de una infraestructura sólida de larga vida útil y de alto costo de inversión cuya ductilidad y adaptabilidad hay que evaluar en la perspectiva de la transición.

Un proyecto notable que se ejecutó en Argentina en las áreas rurales en el marco de la implementación de energías renovables es el programa PERMER (Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales). Este proyecto se implementa para distribuir energía a poblaciones rurales dispersas con participación de actores privados. El proyecto fue

financiado por el Banco Mundial con 30 MM \$us y una donación de 10 MM\$us del Fondo de Medio Ambiente Mundial. (Fernández, s.f., p.7)

Los resultados de este programa a diciembre de 2010 son altamente relevantes:

“4.932 viviendas con energía solar, 1.615 viviendas con energía eólica, 1.377 escuelas y 200 establecimientos de servicios públicos con energía solar. También se desarrollaron 21 proyectos de mini redes que prestan el servicio eléctrico a aproximadamente 1.840 viviendas... se instalaron 257 sistemas termo solares en escuelas y servicios públicos que se utilizan para la cocción de alimentos y para agua caliente sanitaria” (Rabinovich, 2013, p.6).

En este programa rural (PERMER) observamos un paquete de normas y de medidas además de financiamiento que acompañado de tecnología induce a las comunidades y usuarios no sólo a incorporar las nuevas fuentes energéticas sino a participar en su gestión. Las regiones rurales tienen una baja magnitud tecnológica estructural, y requieren de un paquete de instrumentos de gobernanza y de inserción tecnológica premeditada y preconcebida, se trata de lo que hemos denominado una transición deliberada en regiones rurales.

Podemos percibir que en regiones en las que no existe infraestructura energética dura, de ciclos históricos anteriores (petróleo, carbón, etc.), la transición es más rápida y estas regiones y sus usuarios son dúctiles en la adopción y adaptación de fuentes de energía y tecnologías de uso de dispositivos finales. En regiones en las que la infraestructura, las prácticas o hábitos de uso de ciertos dispositivos de uso final están más arraigadas y los cambios son más lentos.

Ciertamente no ha habido una cobertura plena del área rural pero este programa se complementa y amplía con otros que permitirán expandir estos paquetes que han tenido éxito en muchas partes del país. Resaltemos los sistemas termo solares en escuelas y servicios públicos, por el componente térmico y por el impacto en la educación y su incorporación a redes virtuales nacionales y globales que permite ampliar y profundizar el conocimiento además de mejorar la gestión de servicios básicos.

También es resaltable la incorporación de energía eólica y la articulación de varias fuentes energéticas en forma de redes en sistemas aislados. Este es sin duda un avance notable que data de 2010, iniciándose su implementación en períodos anteriores, lo que da cuenta de los avances de Argentina en energías renovables con una anticipación destacada.

Con respecto al uso productivo e industrial de la energía y los avances en productividad medidos en términos de intensidad energética y valor agregado se observan avances notables en el periodo 2006-2010. Percibimos un salto aún más significativo en 2020 con una visión por otra parte ambiciosa en metas hacia el 2030.

Los sectores industrial, agrícola y transporte evidenciaron avances en intensidad energética para el periodo 2006-2010. Notamos con respecto a este tema un incremento de la productividad global del uso de energía dada la mayor articulación de este sector a la electricidad y al gas natural, lo cual le añade un valor agregado a este sector. La intensidad energética (indicador de eficiencia energética) evidencia que este sector transita mejor a la incorporación de flujos energéticos de procesos de transición.

Este proceso es apalancado por un marco normativo como es el caso de las leyes 26.190 (Ley de Fomento de la Participación De Las Energías Renovables En La Generación De Energía Eléctrica) y 26.093 (Ley de Promoción para los Usos Sustentables de los Biocombustibles). La primera establece que el 2016 el 8% de la energía sería generada por fuentes renovables y la segunda denominada Promoción Sustentable de los Biocombustibles establece como objetivo la mezcla de 7% de biodiesel en el gas oíl y 5% de etanol en las gasolinas para 2010. En el marco de la Ley 26.190 la empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA) implementó el Programa para Desarrollar la Generación de Electricidad a partir de Fuentes Renovables (GENREN) con el objetivo de incorporar 800 MW de potencia al sistema con recursos renovables no convencionales.

Un apunte necesario que nos insinúa sobre la construcción normativa es que la Ley 26.190 tuvo como predecesora la Ley 25019 de 19 de octubre de 1998, denominada Ley de Energía Eólica y Solar (Fernandez, s.f.).

2.3. Avances en la transición energética. Estadío temporal energético 2010

En el régimen socio técnico energético (para decirlo en los términos de nuestro enfoque teórico conceptual) de Argentina en 2010, observamos que en la estructura energética de Argentina predominan las fuentes de energía fósil con particular preeminencia del petróleo y del gas. No obstante, el gas natural ocupa un lugar central no sólo para el consumo final residencial e industrial sino como insumo de generación de energía. La tendencia es, como comprobaremos más adelante, que el gas natural ocupará un lugar fundamental en la transición energética, siendo esta fuente el principal soporte energético para conducir la transición hacia energías renovables y energías no convencionales

CUADRO 2. Facetas del Consumo, la oferta y las fuentes energéticas en 2010

Energía Primaria	La Oferta de Energía Primaria fue de 83,5 millones de Tep.	Exportaciones de petróleo crudo del orden de las 5,3 millones de Tep
	El consumo de energía final fue de 53,6 millones de TEP en 2010.	
Composición de la oferta de energía primaria	Gas natural con 51%, y petróleo con el 35% de la oferta total.	Gas y Petróleo cubren el 86% del abastecimiento energético.
Energías Renovables	Baja representación en el balance energético.	Representan alrededor del 11% de la oferta de energía primaria.
Oferta de Biocombustibles.	A partir del año 2010 crece la oferta interna de biodiesel. Entre 2008 y 2010 se destaca el fuerte crecimiento de la producción de biocombustibles.	Gran parte de la producción de biodiesel en los años 2008 y 2009 fue exportada. El año 2010 se exportó el 73% de la producción y el 27% restante se destinó al mercado interno para cumplir con la disposición que obliga a mezclar hasta el 7% de biodiesel con el gas-oíl.
Consumo de energía final	El consumo de energía final en los distintos sectores de la economía en el año 2010 fue de 53,7 millones de Tep.	El sector transporte es el responsable del 30% del consumo final de energía, seguido por la industria con el 27%, y el sector residencial con el 23%.
Fuente Energética Predominante en los sectores Residencial y Comercial.	En el sector Residencial la fuente energética más importante es el gas natural con el 62% del total consumido, seguido por la electricidad con el 26%,	En el sector comercial, la energía eléctrica es la primera fuente de consumo (58%) y en el sector agropecuario la primera fuente de consumo es el gas oíl (91%).
Sector Transporte, Agropecuario e Industrial	El gas oíl representa el 42% del total consumido en este sector, las naftas el 32%, la energía eléctrica el 14% (sistema ferroviario y subterráneos, esencialmente) y los agro combustibles el 7%.	La industria, consume gas natural en un 48%, y energía eléctrica en un 28%.

Fuente: Sistematización con datos de Rabinovich, 2013, p.10

Como veremos en la evaluación que hagamos del período 2017-2020, el gas natural se habrá constituido en un factor fundamental de la estructura energética, persistiendo aun la

presencia de petróleo y derivados pero con un avance progresivo del gas tanto en la generación eléctrica como en el consumo final.

Sin embargo, un dato particular es la dependencia de la importación de gas natural, en particular por los volúmenes requeridos, pero también de energía eléctrica, gas oíl y fuel oíl.

La producción de biocombustibles constituye un atributo notable del proceso de adaptación transformativa. Es de resaltar también el hecho que para 2010 una parte importante del gas se destinó a la exportación y una porción menor al mercado interno.

El gas natural así como las energías renovables junto a las hidroeléctricas y la energía nuclear tienen un lugar central en la generación y en el consumo final de energía eléctrica.

En el sector residencial, el gas es una de las fuentes energéticas relevantes con 62% del total de sectores de uso. La electricidad también ocupa un lugar destacado e irá desempeñando un rol más importante en el proceso de transición; en 2010 representa el 26% del sector residencial y 58% en el sector comercial. Este esquema irá cambiando a lo largo de los años en el proceso de transición energética.

Debemos reiterar que estamos observando una fotografía de un momento de la transición que se explica a partir de cambios en la gobernanza energética (aún en proceso de maduración), en las políticas de soporte e impulso iniciadas en años anteriores y en la incorporación de tecnologías energéticas y de dispositivos de uso final que para ese año no representan aún el nivel de sofisticación y el grado de eficiencia que irán teniendo para fines de la década, hacia 2020. No obstante, está claro que la incorporación de tecnologías de generación, así como de dispositivos de uso final avanza vigorosamente en el ámbito del consumo final. Ciertamente el gas sigue siendo el energético principal en el consumo residencial que tiene un peso significativo en volúmenes demandados.

2.3.1. Marco Institucional en el sector Energético

La entidad encargada de gestionan el sector energético es el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, de esta entidad depende la Secretaría de Energía de la Nación, esta secretaria ejerce de Autoridad de Aplicación de normas y políticas destinadas al sector energético. La Secretaría de Energía de la Nación se compone de la Subsecretaría de Energía Eléctrica y la Subsecretaría de Combustibles (Rabinovich, 2013, p.6).

Una generación de leyes, decretos y resoluciones administrativas hace de soporte jurídico al régimen socio técnico que pretende ser construido para agilizar el proceso de transición.

Este soporte jurídico crea una gobernanza nueva que constituye un atributo creciente y central en el proceso de construcción de la transición.

Este marco normativo nutrido se conforma ciertamente de autoridades e instituciones pero también prescribe usos y hábitos sociales, tecnologías para el consumo de energía y para la generación, transmisión y distribución. Se trata de un soporte facilitador de las innovaciones de nichos tecnológicos que abre las puertas a las mismas y las incorpora en el régimen socio técnico en proceso de construcción. Una parte de las competencias y atribuciones de este nuevo marco jurídico es justamente promover la creación y fortalecimiento de los mercados energéticos de energías renovables no convencionales, impulsar el uso racional de energía y la eficiencia energética.

Con respecto a la Subsecretaría de Energía Eléctrica es importante precisar que entre sus responsabilidades está la de dirigir el programa Iniciativa de Desarrollo Sostenible para Todos (SE4ALL) y, a través de la Dirección Nacional de Promoción, desarrollar proyectos de energías renovables y coordinar la eficiencia energética, la investigación y el desarrollo tecnológico.

Asimismo, es notable la competencia de promover la incorporación de la oferta hidroeléctrica convencional, desarrollar procesos de planificación para la incorporación de nuevas tecnologías energéticas en base a estudios de viabilidad económica y disponibilidad técnica.

La coordinación de eficiencia energética implica la difusión de acciones de eficiencia energética a nivel nacional, el desarrollo y fortalecimiento de convenios de cooperación con provincias, la formulación de propuestas de políticas de eficiencia energética, la creación de mercados sustentables de tecnologías de eficiencia energética, el desarrollo de normas técnicas y la capacitación entre otras (Rabinovich, 2013, p.40 - 41).

La meta del 8% de la energía generada con fuentes renovables en el Sistema Argentino de Interconexión establecida para el año 2016, estaba en gran medida bajo la responsabilidad de la Dirección Nacional de Promoción a través de la Coordinación de energías renovables.

2.4. Marco institucional de cambio climático

En el contexto de la planificación de adaptación y mitigación climática se conformaron varias entidades y grupos de trabajo, uno de ellos es el llamado Gabinete Nacional de Cambio Climático compuesto por doce ministerios. Este Gabinete tiene un rol cada vez

más protagónico y ha ejercido un particular liderazgo en la elaboración del Plan Nacional de Adaptación (PNA). El Consejo Federal del Medio Ambiente –COFEMA- ha tenido un rol también determinante en la preparación del PNA, identificando prioridades de acuerdo a los sectores productivos y de las provincias.

En la elaboración del PNA, a lo largo de 2016 se desarrolló un proceso participativo con protagonismo de distintos ministerios entre los que se debe mencionar al Ministerio de Energía, Ciencia, Agroindustria, Salud, Tecnología e Innovación Productiva, Defensa, Interior y Transporte, Seguridad, Hacienda y Finanzas Públicas.

El proceso ha implicado también la creación de nuevas instituciones y entidades en el nivel ejecutivo de gobierno, entre otras la creación de un nuevo Ministerio de Medio Ambiente fortaleciendo el gabinete nacional de cambio climático.

“En diciembre de 2015 se constituyó el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, fortaleciendo la estructura institucional para la gobernanza del cambio climático, con una Secretaría, una Subsecretaría y una Dirección Nacional con competencia específica en la materia. A partir de marzo de 2016 entró en funciones el Gabinete Nacional de Cambio Climático (Decreto 891/2016) que agrupa a doce ministerios. Esta decisión permitió contar con una instancia de participación, revisión y validación política del más alto nivel para definir las medidas sobre las que se construye la NDC revisada.” (República de Argentina. 2016)

El Gabinete Nacional de Cambio Climático coordina su trabajo en mesas temáticas sectoriales (Energía, Agro y Bosques, Residuos, Transporte e Industria) y en mesas transversales (Concientización y Educación, Adaptación, Financiamiento). También incluye una instancia formal de participación de las provincias a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA) y con organismos no gubernamentales (ONGs), asociaciones de trabajadores, sector privado y académico científico y municipios, a través de la mesa ampliada del Gabinete Nacional de Cambio Climático. (República de Argentina. 2016)

En el ámbito energético, la coordinación del manejo y operación del sector depende del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. A este Ministerio corresponde la Secretaría de Energía de la Nación, la cual cumple el rol de Autoridad de Aplicación de las normas y políticas destinadas al sector energético. Esta entidad está organizada en dos Subsecretarías, la Subsecretaría de Energía Eléctrica y la Subsecretaría de Combustibles.

2.5. Instrumentos de Planificación en Mitigación y Adaptación al Cambio Climático

El Estado Argentino ha desarrollado no sólo un marco normativo complejo sino también un paquete diverso y nutrido de planes para fortalecer las acciones encaminadas a acometer los objetivos previstos en su INDC. Algunos de estos planes son los siguientes:

- Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático.
- Plan de Acción Nacional de Bosques y Cambio Climático
- Plan de Acción Nacional de Transporte y Cambio Climático
- Plan Nacional de Mitigación y el Plan Nacional de Adaptación.

Los planes sectoriales fueron desarrollados en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático. Participaron en el proceso bajo el paraguas del Gabinete mencionado 17 ministerios nacionales, gobiernos provinciales, ONGs, Universidades y representantes del sector privado.

Según Virginia Scardamaglia (2019), los planes sectoriales junto a otros tres planes en los sectores de Industria, Agricultura y Ganadería, e Infraestructura y Territorios serán componentes del Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático y contribuirán a la meta incondicional de no exceder los 483 millones de Toneladas de Dióxido de Carbono equivalente (tCO₂eq) para 2030 establecidos en la CND (República de Argentina, 2016).

Con respecto al sector eléctrico, Scardamaglia (2019) señala que se trabaja en cuatro ejes: 1) Eficiencia Energética (eficiencia en electrodomésticos, calefones eficientes, calefones solares, bombas de calor, economizadores de agua, alumbrado público, iluminación residencial, envolvente térmica en edificios); 2) Energía Renovable (generación eléctrica a partir de fuentes renovables conectadas a la red, generación eléctrica distribuida y generación eléctrica aislada de la red); 3) Combustibles (corte con biocombustibles); y 4) Generación a Gran Escala (nuclear, hidroeléctrica, sustitución de combustibles fósiles por gas natural en generación eléctrica, mejora en la eficiencia de centrales térmicas). Finalmente, durante 2018 se pretende trabajar en medidas de adaptación para el sector.

El Plan de Acción Nacional de Bosques y Cambio Climático, por su parte, se propone alcanzar 27 MtCO₂eq de emisiones netas evitadas para 2030 de forma incondicional, y 81 MtCO₂eq de emisiones netas evitadas, condicionadas a financiamiento y tecnología (Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017, p. 41). Entre las medidas de mitigación proyectadas, las cuales fortalecen asimismo la adaptación al cambio climático, se encuentran la conservación, el uso sostenible de recursos forestales (manejo

de bosque con ganaderías integradas), la restauración y recuperación, la prevención de incendios forestales y la deforestación evitada. Debe tenerse en cuenta que la meta incondicional de este plan sectorial está íntimamente ligada a la implementación de la Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental de los Bosques Nativos (Scardamaglia, 2019).

Con respecto al Plan de Acción Nacional de Transporte y Cambio Climático, se propone alcanzar una meta de 5,9 MtCO₂eq de emisiones evitadas para 2030, con ahorros acumulados de 13,3 mil millones de litros de diésel (2011-2030). Entre las medidas de mitigación proyectadas, se trabajará en tres ejes: 1) Transporte Urbano de Pasajeros (jerarquización del ferrocarril, desarrollo de movilidad baja en emisiones, desarrollo de movilidad no motorizada, priorización del transporte público); 2) Transporte Interurbano de Pasajeros (rehabilitación del ferrocarril, modernización de la flota aerocomercial); y 3) Transporte de Carga (mejora de la eficiencia en el transporte de carga, jerarquizaron del ferrocarril). Al igual que en el sector de energía, durante 2018 se pretende trabajar en medidas de adaptación (Scardamaglia, 2019). El sistema de transporte ferroviario fue optimizado a través de la electrificación de trenes de cercanía y se realizaron inversiones en modernización de la infraestructura de trenes de carga (Deloitte, 2019, p. 34).

En noviembre de 2019, el Congreso Nacional de la República Argentina aprobó la Ley de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático.

Según Scardamaglia (2019), los principales puntos que aborda la ley son los siguientes:

- El desarrollo de un Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático, que debe actualizarse al menos cada cinco años.
- Institucionalización del Gabinete Nacional de Cambio Climático, que ya estaba en funciones a partir de su creación mediante el Decreto 891/2016.
- El Gabinete debe convocar un Consejo Asesor Externo del Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático, que estará conformado por científicos, expertos e investigadores, representantes de organizaciones de la sociedad civil y de los partidos políticos con representación parlamentaria.
- Se crea el Sistema Nacional de Información sobre Cambio Climático.
- Al ser una ley de presupuestos mínimos, se requerirá que cada provincia desarrolle un plan de respuesta al cambio climático.

- En este sentido, se establecerán medidas y acciones mínimas de adaptación y mitigación tanto a nivel nacional como provincial.
- Cada jurisdicción debe promover procesos de participación para el desarrollo de las políticas de cambio climático.

2.6. Metas de Generación de Energías Renovables (ER) y Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Dos normas legales destacan en la fijación de metas de incorporación de energías renovables, la Ley 26.190 Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Correspondiente al 6 de diciembre de 2006 y la Ley 27.191 modificatoria de la ley 26.190 del 23 de septiembre de 2015.

La Ley 26.190 establece como objetivo la participación de las Energías Renovables (ER) con el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, a ser logrado en un plazo de 10 años, es decir para 2016. No obstante, los avances no fueron suficientes para acometer ese objetivo y la mencionada ley tuvo que modificarse 9 años después muy cerca de cumplirse el plazo fijado por ley. En 2015 se modifica la ley y se amplía el plazo hasta el 31 de diciembre de 2017 y se establece un objetivo posterior de 20% de participación al 31 de diciembre de 2025 y el 25% en 2030 con energías renovables no convencionales (ERNC). (Buccieri, 2018; Ministerio de Energía y Minería, 2017).

El año 2011 la demanda de electricidad del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) fue de 121.216 GWh. Se estimaba por entonces que un crecimiento del 4% anual de la demanda, implicaría que en 2016 se requeriría 147.477 GWh con una participación de energías renovables no convencionales de 11.798 GWh en los términos establecidos en la norma legal (Rabinovich, 2013, p.7). El crecimiento sin embargo no siguió el curso planificado por lo cual se replantearon las metas.

2.7. Barreras para la Transición Energética

Un conjunto de limitantes frenan la transición energética, es decir, la hacen más lenta, y están relacionadas con la gobernanza energética. Las limitaciones técnicas, financieras, institucionales, legales, tecnológicas, de conocimientos y ciencia, prácticas burocráticas, se constituyen en frenos para el avance del proceso de transición, de hecho ralentizan el mismo ya en 2010, año en el que se identificaron estas limitaciones definidas por entonces como “barreras”.

Rabinovich (2013) identifica las siguientes barreras al inicio de la implementación políticas de transición en Argentina:

- Barreras Institucionales relacionadas con la falta de coordinación y de capacitación de los recursos humanos del ámbito de energía renovables y de eficiencia energética.
- Barreras económicas financieras: señales de precios, reticencia de la banca privada a proveer financiamiento y aceptar garantías compatibles con actividades de capital intensivas, limitaciones de conocimiento del sector financiero respecto de las características de los proyectos de eficiencia energética y de energías renovables.

Estas limitaciones nos dicen que el proceso de transición se inicia con fuertes rasgos de gobernanza energética rígida por las siguientes consideraciones:

- La falta de conocimiento y desarrollo de capacidades hace poco flexible la adopción de tecnologías de generación eléctrica.
- Las destrezas y conocimientos tecnológicos están aún vinculadas a tecnologías de generación y distribución antiguas.
- Una institucionalidad poco flexible a adquirir nuevos conocimientos y nuevas tecnologías, aferrada a rutinas de gestión y gerencia que no se adecúan fácilmente a la incorporación de nuevas tecnologías que exigen, por consiguiente, nuevas conductas alineadas o concordantes con nuevas prácticas tecnológicas.
- Un cuerpo normativo legal que no se alinea o que, a pesar de mutar a tono con los cambios tecnológicos, no logra convertirse en norma de uso social y preña la institucionalidad y su praxis de generación y de gestión de procesos, no tendrá la eficacia que se requiere para la transición, y será por consiguiente resistente a los cambios.

La transición energética requiere de un diseño complejo y riguroso de gobernanza energética flexible/dúctil y adaptable. El camino que Argentina decidió seguir fue desarrollar progresivamente su marco normativo, construyendo su nueva institucionalidad a lo largo de varios años, planificando minuciosamente los pasos y fases, y desarrollando e incorporando tecnologías energéticas.

2.8. Stock de Capital energético y períodos formativos para generar cambios en el régimen socio técnico

Siendo el gas una fuente de energía de transición, la infraestructura tecnológica y la institucionalidad que se construya para su producción para la generación de energía eléctrica y la distribución de este energético para uso residencial e industrial facilitarán el tránsito hacia un régimen socio técnico descarbonizado.

Los sectores industrial y residencial tendrán una transición más limitada por las siguientes consideraciones:

- a) En cuanto a intensidad de capital se construyó infraestructura de envergadura y después de 2010 se invirtió en importantes volúmenes de capital en transporte y generación, incluyendo la infraestructura que facilita la importación de gas de países vecinos como Bolivia. Existía y existe un alto grado de infraestructura con largos períodos de transición que son compatibles con el proceso de inversión en infraestructura de energía no convencional. Los períodos de recuperación de capital son largos, pero son complementarios al proceso de inversiones de infraestructura de otras fuentes de energía renovables.
- b) La vida útil del capital invertido es de un tiempo significativo pero no tiene la dimensión, en el caso del gas, como la tiene un stock denso de infraestructura cuya larga duración y sustitución supondría una barrera para la transición.
- c) Los períodos formativos, entendidos como períodos de experimentación, aprendizaje, desarrollo tecnológico y adopción social acompañan la transición a través del uso de dispositivos de uso final de eficiencia energética y por hábitos de consumo ahorrativos.

Estos factores contribuyen a preparar el régimen socio técnico para una transición adaptativa y maleable ante la emergencia de otras fuentes energéticas renovables con las cuales puede ensamblarse para la transición.

Con respecto al transporte, cambiar la fuente energética requiere procesos más complejos porque implica sustituir el parque automotor. Cuestión que está planteada en el marco de la planificación. Por lo expuesto, son los sectores industriales y residenciales los que aceleran la transición en la dimensión del consumo final.

Ahora bien, la ductilidad o dureza de la estructura energética y de la gobernanza energética que compatibilizan el consumo final y la producción primaria pueden facilitar un régimen socio técnico empático con las innovaciones y que se adapta a ellas modificando de esa manera el régimen socio técnico,

Es en el consumo final donde se encuentran los detonantes o conductores que presionan cambios en las fuentes primarias de energía. Este análisis se aplica igualmente al caso del sector de transporte que se encuentran en transición hacia el transporte eléctrico.

La importación de energía limpia o energía de transición, como es el caso del gas natural, también permite introducir un factor conductor poderoso para la transición. El gas es luego

distribuido para uso final (doméstico e industrial por ejemplo) o es usado para la generación de energía eléctrica en termoeléctricas de ciclo combinado.

2.9. Sistema de Subsidios. ¿Promotores o Restrictivos de la Transición?

Una limitación en la transición energética son los subsidios que pueden constituir limitaciones a la transición si implican altos costos no asimilables y fuerte exposición al riesgo financiero en este caso para el estado. Y por otro lado si frenan la adopción de nuevas tecnologías y el desarrollo e implementación de las mismas.

Los subsidios pueden tener dos facetas, una virtuosa y otra restrictiva; o ambas a la vez. Cuando nos referimos a la faceta virtuosa aludimos a que puede permitir perentoriamente el avance en la adquisición y adopción de nuevas tecnologías y la expansión, por otra parte, de la utilización de ciertos dispositivos de uso final que emplean energéticos de transición o generalizan el uso de electricidad forzando (o constituyéndose) en detonantes del cambio en las tecnologías de las fuentes energéticas y de la gobernanza energética.

Pero también pueden ser restrictivos si se vinculan a energías fósiles que forman parte de regímenes socio técnicos articulados a fuentes energéticas altamente emisoras y contaminantes que a su vez se sustentan en gobernanzas energéticas rígidas poco flexibles para modificar el régimen socio técnico, nos referimos a gobernanzas ancladas en factores de dependencia de ciertas tecnologías, usos, experticias, destrezas y sistemas de conocimientos conservadores.

Los problemas emergentes de los subsidios y de la distribución comercial del gas en general están relacionados con las inversiones. Los problemas asociados a la necesidad de incrementar las inversiones se expresan en la baja disponibilidad de gas para cierto período e incluso para períodos posteriores que exigen hacia fines de 2020 incrementar las inversiones en gas, lo cual tiene implicaciones en términos de costos de inversión y costos de distribución de gas domiciliario para incrementar la cobertura. Adicionalmente, se requieren inversiones importantes en infraestructura de transporte y distribución de gas que incluye la construcción de gasoductos de gran envergadura con redes de distribución en varias regiones del país. Lo cual representa la instalación de un stock de infraestructura dura, largos periodos de vida del mismo y alto costo asociado con riesgos financieros.

“Entre 2010 y 2011, el gasto público se incrementó un 33%, y el gasto en energía creció un 38%, pasando de 7.700 millones de u\$s en 2010 a 10.600 millones de u\$s en 2011, por lo que el peso relativo del gasto en energía se mantuvo alrededor del 9,5%, cifra que es históricamente el mayor valor registrado para el sector energético en la composición del

gasto nacional. Los principales rubros del gasto en energía han sido los subsidios económicos que se incrementaron un 56%, para el mantenimiento de las tarifas de electricidad y gas natural.” (Rabinovich, 2013, p.15).

Como podemos observar, el peso de los subsidios en el presupuesto público fue creciendo y se constituyó en una limitante financiera del estado. Si a esto se suman los costos crecientes por importación de combustibles y en particular de gas, el peso del gasto público se incrementa. Esto acrecienta la “vulnerabilidad energética” (Rabinovich, 2013, p.16), particularmente por la presión del componente financiero. La vulnerabilidad energética se mide en: importaciones de energía (Miles de \$us)/PIB, o como importaciones de electricidad (GWh)/Generación de Electricidad local (GWh). (Rabinovich, *Ibíd.*, p.15).

Permitánme aquí una breve digresión. La vulnerabilidad energética (con uno de sus rasgos principales que es la dependencia de importaciones de energía) no debe verse como la variable principal para medir el impacto acelerador, bloqueador o freno de procesos de transición. Si se mide la vulnerabilidad, por ejemplo, en términos de PIB y se considera que el peso de importación de combustibles fósiles por los precios bajos es menor respecto del PIB, se podría introducir una imagen falsa del indicador de vulnerabilidad como positivo.

Veamos por ejemplo el contexto del precio de los hidrocarburos en el primer semestre de 2020 producto del COVID-19: podría decirse que la vulnerabilidad medida en términos financieros es baja, ello sin embargo no significa que ese factor contribuye a la vulnerabilidad sino todo lo contrario, constituye un factor de bloqueo.

Ahora bien, la importación de electricidad no necesariamente es un factor negativo si ésta es generada con fuentes renovables. No debemos pensar que la autosuficiencia energética es necesariamente un factor central de la transición. La importación de energía no necesariamente se constituye en un factor de pérdida de capacidad de gestión de la transición, si se piensa la importación en el marco de la complementariedad entre países y se compensan las importaciones de energía con el intercambio de otros bienes que carecen los países vecinos, entonces se produce una suerte de complementariedad que es virtuosa no sólo por los equilibrios de la importación de bienes que se puede medir incluso en términos de balanza comercial de bienes o incluso en términos de balance comercial de productos energéticos.

En efecto, la importación de energía no hace necesariamente vulnerable a un país, máxime si la energía importada es renovable o de transición. Un análisis adicional en la línea de esta reflexión podría plantearse en términos de intercambio energético,

Pensemos por ejemplo en la relación entre Bolivia y Argentina, el segundo importa gas del primero y éste importa otros carburantes y bienes en general de Argentina. Si los otros bienes importados por el país del que se adquiere energía son producidos con energías renovables o energía de transición importada del país mencionado entonces la intensidad de carbono de cada bien es sin duda menor, con lo cual la vulnerabilidad energética se transforma en un factor de fortaleza para la transición. Por ello mismo es importante promover acuerdos de complementariedad donde la ganancia mutua en términos financieros y energéticos sea importante pero, por sobre todo, donde la mayor ganancia es el apoyo mutuo para la transición energética y para la construcción de economías descarbonizadas.

Volvamos al tema central de esta sección. Los subsidios tuvieron un peso significativo en el presupuesto público:

“El costo de producción de la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista en el año 2011 fue de 318,6 \$/MWh¹². El precio promedio pagado por el 80% de la demanda fue en promedio en ese año de 58,2 \$/MWh. La diferencia ha sido cubierta por un mecanismo de transferencias desde el Tesoro de la Nación al sistema eléctrico, que se denominan subsidios presupuestarios (ver punto 4).” (Rabinovich, 2013, p.18).

Los subsidios de esta dimensión constituyeron en su momento barreras a la transición debido a los altos costos y a la fuerte exposición al riesgo financiero. Sin embargo, es también evidente que estos subsidios tienen varias facetas: i) tienen implicaciones sociales importantes en el proceso de erradicación de pobreza y construcción de igualdad; ii) pueden constituirse en anclas a la transición en el gas; iii) pueden asumirse en la planificación como conductores-puente si se asume que son eventuales.

Esta última faceta implica una limitación al tiempo de los subsidios, condicionados a que el acceso de otras fuentes de energía en el mercado puedan aligerar el peso financiero y - mediante economías de escala y disminución de costos de producción, transporte y distribución acompañados de eficiencia energética- puedan acortar el tiempo de los subsidios; y gradualmente contribuir a bajar el peso financiero en el estado.

La exposición financiera por tanto sería menor si el tiempo de los mismos se acorta en relación inversamente proporcional al tiempo de incorporación de energías renovables con menores costos.

2.9.1. Proyectos Innovadores para Impulsar la Transición Energética

El año 2010, según el censo, el 50% de los hogares tenía acceso al servicio de gas natural. El resto de hogares utilizaban GLP en garrafas (Rabinovich, 2013, p.17). Esta es digamos la línea de base con la que se inició el proceso de transición deliberada y de renovación endógena que ha sido planificado por Argentina como política de Estado.

El año 2019, el consumo de energía final fue de 53,6 millones de tep. El sector Residencial tuvo una participación del 23% de este consumo, el Comercial un 8%, el sector Transporte el 30%, el Agrícola 8% y la Industria 27%. En el sector residencial, el gas natural es la fuente de energía térmica principal con 7,6 millones de tep, lo que representa el 62% de la energía empleada. El GLP a nivel residencial tuvo un consumo de 962 mil TEP representando el 8% y el kerosene el 3%. (Rabinovich, 2013, p.17)

Volvamos a la línea de base temporal. El año 2010, Argentina había avanzado significativamente en la interconexión eléctrica, conectando el noroeste con el nordeste del país el sistema de transporte extra alta tensión de 500 Kv. La interconexión NEA-NOA (Noreste – Noroeste) transportaba ya energía eléctrica por una extensión de 1.208 kms logrando la interconexión eléctrica. De hecho es importante resaltar que la construcción de líneas de transmisión hacia Bolivia estaba ya acordada y se había avanzado en la interconexión a Tartagal. Adicionalmente el programa de generación distribuida instaló 68 centrales en 18 provincias con una potencia de 1.270 MW (Rabinovich, 2013, p.19)

Argentina desarrolló, en particular desde 2010, proyectos innovadores que promovieron energía no convencional en el área rural; uno de esos proyectos es el PERMER que tenía como objetivo distribuir electricidad a poblaciones rurales dispersas y a 6.000 instalaciones de servicios públicos entre los cuales se encontraban escuelas, salas de emergencia médicas. Para este fin se implementó un conjunto de tecnologías diversas de generación de energía entre las que se mencionan: “a) mini centrales hidroeléctricas en el sentido de la corriente, b) turbinas eólicas, c) centrales diésel o centrales híbridas operadas por medios diésel/eólico o diésel/solar o solar/eólico en pequeñas comunidades así como d) la instalación de sistemas fotovoltaicos y/o eólicos individuales.” (Rabinovich, 2013, p.21)

Hagamos un alto aquí para observar con cierto detalle la composición y la participación de diferentes actores en el financiamiento de este tipo de proyectos que aunque la escala en términos de número de usuarios no sea comparable con las grandes urbes de consumidores y con la alta demanda de energía de diferentes componentes en canastas más diversificadas, se trata de un caso que puede constituir un modelo ejemplar incluso para países vecinos como Bolivia que intentó implementar este tipo de proyectos sin éxito.

CUADRO 3. Estructura de Financiamiento programa PERMER.

Inversión total PERMER es de aproximadamente u\$s 58,2 millones
<p>Financiamiento de la inversión, de acuerdo al tipo de sistema y usos:</p> <p>Sistemas residenciales y pequeños usos productivos: Contribución Nacional: 70 %, préstamo del BM y donación del GEF.</p> <p>Usuarios: Pago de derechos de conexión: 2% del subtotal.</p> <p>Aporte provincial: a través de fondos eléctricos (FEDEI – FCT): 9%.</p> <p>Concesionario: 19 % a lo largo del primer período de gestión (15 años).</p>
<p>Pago de Tarifa: La tarifa se cubre parcialmente con el aporte de los usuarios y el resto con aporte provincial a partir del Fondo de Compensaciones Regionales de Tarifas (FCT) o fondos de la Provincia.</p>
<p>Establecimientos educacionales rurales: Contribución nacional: 100%, a través del préstamo del BM: 80 % y a través del Ministerio de Educación de la Nación el 20 % restante.</p> <p>Mini redes: a) Contribución Nacional: 75 % a través del préstamo del BM; b) Concesionarios: 10 % estimativo. Provincia 14% (fondos eléctricos y otros) Usuarios 1% estimativo.</p> <p>Sistemas residenciales eólicos en pequeñas comunidades: Contribución nacional: 70 % Contribución provincial: 30 % restante. En cada provincia, el monto de la inversión total se integra con fondos del gobierno nacional financiados por el BM, la correspondiente contrapartida de los fondos FEDEI, FCT u otros fondos provinciales, y los aportes que realice el usuario al momento de la conexión.</p>

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de Rabinovich, 2013, p.22

Estos emprendimientos tecnológicos en racimos de innovaciones de nichos tecnológicos de generación, desarrollados en zonas dispersas en beneficio de familias campesinas tienen la virtud de invertir en infraestructura energética en áreas territoriales de difusión tardía pero de rápida adopción y adaptación energética, integrando tecnologías nuevas. Ahora bien, no se trata solamente de introducir dispositivos de generación y distribución aislados sino de incorporar a las comunidades y los usuarios organizados en la gestión de los mismos, pero también se trata de la incorporación de dispositivos de uso final.

Este tipo de proyectos son ejemplos de modelos de transición energética en el área rural, en particular en poblaciones dispersas. Por las siguientes razones

- d) En cuanto a intensidad de capital tienen bajos costos, bajo grado de infraestructura, cortos periodos de recuperación de costos, baja exposición a riesgos financieros.
- e) En cuanto a la vida útil del capital, se trata de stocks de capital de sistemas de energía de duración media pero de reposición de mejoramiento y escalamiento tecnológico flexible y ágil dada la adaptabilidad de los sistemas.
- f) En cuanto al período formativo, se trata de períodos de adaptación social cortos, de rápida adopción y uso social, de alta participación en la gestión, de aprendizaje y experimentación igualmente corta y accesible.

Esto hace que la transición de áreas rurales carentes de sistemas energéticos modernos se acelere y por tanto el tiempo de la transición sea corto. Otra ventaja resaltable es la facilidad con que los dispositivos de uso final de energía pueden acoplarse a estos sistemas y adaptarse los usos de los mismos en el marco de prácticas sociales de eficiencia energética. La participación social en la gestión permite la sostenibilidad de los mismos.

2.10. Cambio de ciclo en el sector eléctrico. Transición de combustibles líquidos a energías de flujo

Para el año 2010, la cobertura de gas natural por redes en Argentina era de 50%; en la provincia de Gran Buenos Aires era de 60%.

El gas natural es el energético considerado como factor central en la transición, de modo que la construcción de gasoductos e infraestructura en general con un horizonte de largo plazo es parte de la planificación. Desde 2010 ya estaba en licitación la construcción de construcción de cerca de 800 km de un Gasoducto de 24 pulgadas de diámetro en el marco del proyecto "Gasoducto del Noreste Argentino". Este proyecto tiene como objetivo final instalar más de 4.000 Km de gasoductos, en las provincias de Salta, Formosa, Chaco, Norte de Santa Fe, Corrientes y Misiones. Tendrá una capacidad de transporte de 11,2 millones de m³ por día de gas natural integrando 165 localidades, y beneficiando a 3,5 millones de habitantes (Rabinovich, 2013, p.24)

Esta red de gasoductos se construye para recibir y distribuir gas desde Bolivia. Esta infraestructura tiene características notables: tiene un alto costo y una infraestructura con largos períodos de recuperación de la inversión, constituye un stock de capital de larga vida útil. Es importante señalar la importancia de esta fuente energética como factor puente hacia un escenario de energías renovables y no convencionales, no obstante la magnitud del stock de infraestructura puede demorar en el futuro la incorporación de energía eléctrica que deberá reemplazar al gas.

El tránsito del gas a la electricidad puede implicar mayor tiempo. La velocidad de transición sería menor y la penetración de nichos tecnológicos de dispositivos finales de uso encontrarían un freno en la tecnología ya instalada del gas y el efecto de presión de las nuevas tecnologías sobre el régimen socio técnico sería menor.

El gas es un factor energético sustancial para apoyar la economía familiar, por eso en 2010, estaba en vigencia la Ley 26.020 que tenía el objetivo de garantizar el GLP a las familias que no tenían acceso a gas por redes.

Con respecto a la intensidad energética, la planificación y los instrumentos normativos empiezan a tener incidencia notable a partir de 2002, año en el que se observa una incidencia importante en términos de incremento de la productividad global.

GRAFICO 14. Evolución de la Intensidad Energética (Consumo de Energía Final/PBI) República Argentina 1980 – 2010



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Serie de Balances Energéticos 1960-2010 INDEC – Cuentas nacionales. Estimaciones propias.

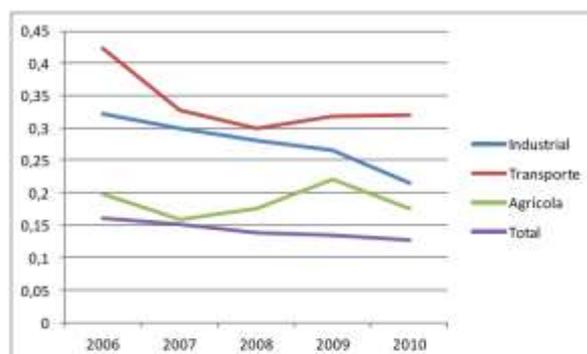
Fuente: Rabinovich, 2013, p.28. Figura 13

La Intensidad Energética se expresa en tres efectos (Rabinovich, 2013, p.28):

- g) Efecto Contenido Energético (Consumo Final en cada sector de la Economía sobre el Valor Agregado de ese sector ($\Sigma CF_i / VA_i$))
- h) Efecto Estructura (valor agregado sectorial en el PBI ($\Sigma VA_i / PBI$))
- i) Efecto Crecimiento (Valor del PIB)

Ya en el período 2006-2010 el indicador de Intensidad Energética relacionado con el Efecto Contenido Energético daba cuenta de avances importantes:

GRAFICO 15. Evolución de la Intensidad Energética Sectorial (CEFi/VAi) República Argentina 2006 - 2010



Fuente: Balances Energéticos – Secretaría de Energía de la Nación (CEFi), Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) Cuentas Nacionales (VAi).

Fuente: Rabinovich, 2013, p.29. Figura N° 12

Dos normas legales son importantes en la trayectoria de renovación endógena y la transición deliberada:

- j) *“ley 26.190 de fomento de la participación de las energías renovables en la generación de energía eléctrica, proponiendo como objetivo que en el año 2016 el 8% de la energía generada provenga de fuentes renovables en el Sistema Argentino de Interconexión ha sido un paso importante.” (Rabinovich, 2013, p.29).*
- k) *“ley Nº 26.093 de promoción para los usos sustentables de los biocombustibles que establece el objetivo que se alcance una mezcla del 7% de biodiesel en el consumo de gas oíl, y del 5% de etanol en el consumo de gasolinas. El primer objetivo fue alcanzado y se busca alcanzar una meta del 10% de biodiesel por cada metro cúbico de gas oíl consumido. La industria del biodiesel alcanzó a fines de 2011 una capacidad instalada de producción de 3 millones de toneladas, y más del 80% de la producción se exporta a mercados internacionales.” (Rabinovich, 2013, p.29).*

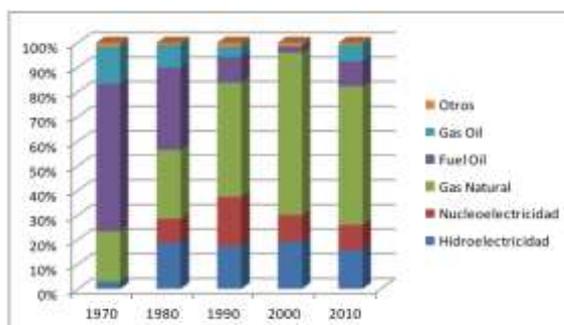
Estas dos leyes han generado cambios sustanciales en el régimen socio técnico, incluyendo la gobernanza energética que forma parte de él. Diez años después, hacia 2020, estos cambios son visibles y hay avances notables.

Debemos observar que el énfasis en el gas natural tiene implicaciones en el proceso de transición, y la preeminencia progresiva de este energético en la generación de electricidad refleja dos cambios: i) transición de los combustibles líquidos hacia el gas; y ii) reducción progresiva de los primeros respecto al segundo y respecto de la electricidad. Por lo expuesto, es importante analizar la energía como una canasta cuando abordamos el tema de la transición y no concentrarnos solamente en la emergencia de las fuentes de energías renovables.

En 1990 el gas natural constituía el 46% de la generación de electricidad y esta participación se incrementó a 66% en 2000. En la generación de electricidad el uso de líquidos había bajado sustancialmente hacia 2010.

En 2010, el gas natural y la hidroelectricidad participan juntos con casi el 70% las fuentes energéticas para producir electricidad.

GRAFICO 16. Oferta de Energía Primaria para la producción de Electricidad República Argentina: 1970 - 2010



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Serie de Balances Energéticos - CAMMESA Datos Relevantes 2011

Fuente: Rabinovich, 2013, p.31. Figura N° 13.

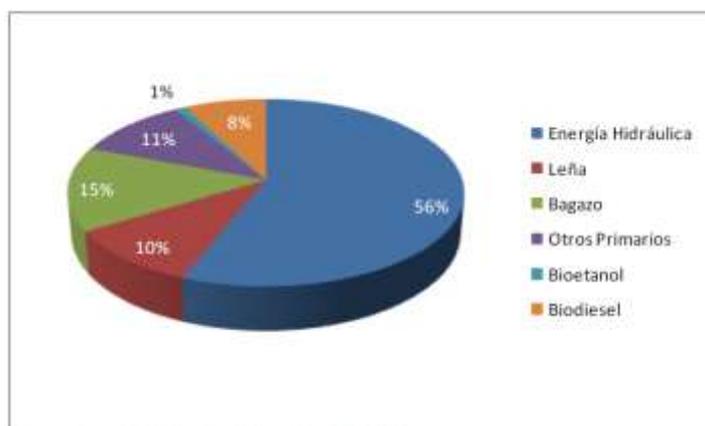
Podemos referirnos aquí entonces a un cambio de ciclo en el subsector eléctrico, en el que la transición de líquidos a energías de flujo (gas e hidroelectricidad) marca un cambio notable. No obstante es importante observar los cambios que se generarán más adelante y que tienen relación con factores macroeconómicos. De hecho ya en 2010, la participación del gas natural se redujo a 56% respecto del año 2000, habida cuenta de la reducción de disponibilidad de gas. Esto nos dice que la transición de los líquidos al gas natural en la generación eléctrica es vulnerable y depende de la disponibilidad del recurso, cuestión que marcará la historia energética de Argentina.

El fuel oil y el gas oil que habían reducido al mínimo su participación en el año 2000 volvieron a recuperar su participación importante en 2010.

Para cambiar esta trayectoria, Argentina debía mejorar su disponibilidad de gas a través de importaciones. Con respecto a la hidroelectricidad es importante el avance. En 1970 participaba con el 3% y en 2010 participaba con 20%

La generación de energía con fuentes ERNC es aún baja en 2010. En ese año, la energía generada con biomasa (residuos vegetales, leña y otros) es de 1.664 GWh (I-31, 32) que equivalía al 1,5% de la generación total de energía eléctrica que era de 10.662 GWh. La potencia instalada en 2010 de la energía basada en biomasa era de 570Mw, es decir, el 2% de la potencia total. Gran parte de esta energía se generó en instalaciones privadas de autoprodutores. Esto es llamativo porque nos da una imagen de la participación del sector privado, un actor importante en la transición. El sector privado que participa en el mercado eléctrico mayorista (MEM) y que también es autoprodutor de energía tiene la habilidad de incorporar clústeres tecnológicos de fuentes de ERNC en el SADI y fuera del SADI.

GRAFICO 17. Oferta de Energía Renovable por fuente en Argentina. Año 2010



Fuente: Secretaría de Energía – Balance Energético 2010

Fuente: Rabinovich, 2013, p.31. Figura N° 15

Podemos observar que en la oferta de energía renovable la mayor participación la tenía la energía hidráulica con 56% seguidas del bagazo (15%) y la leña (10%). El biotanol y el biodiesel representaban el 1% y el 8% respectivamente. Las ENRNC tenían aun una presencia poco relevante. Cuestión que cambiará en los años venideros justamente por el impulso de las políticas y normas legales antes mencionadas.

El escenario de instalaciones de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en 2012 era el siguiente:

“...han entrado en operación en el Sistema Argentino de Interconexión en base a recursos renovables no convencionales... los parques de energía eólica Necochea, Arauco, Diadema, Rawson I y Rawson II suman una potencia de 111,8 MW16 eólicos. En el caso de la energía solar, Cañada Honda I y II suman 5 MW y San Juan Fotovoltaico 1,2 MW. A ello hay que sumarle las instalaciones de generación de energía eólica que no forman parte del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), por no estar interconectadas: se trata de una potencia de 17,5 MW en la provincia de Chubut, 5,7 MW en la Provincia de Buenos Aires, 2,4 MW en la Provincia de Santa Cruz y 1,8 MW en la provincia de La Pampa, lo que lleva a un total de potencia eólica instalada en el país cercana a los 140 MW.” (Rabinovich, 2013, p.31).

Entre noviembre de 2011 y octubre de 2012, las fuentes eólica y solar representaban aun el 0.2% (257 MWh) de la generación eléctrica total que en ese mismo período fue de 124,319 TWh. El 30% correspondía a la hidroeléctrica. (Rabinovich, 2013, p.33).

La capacidad instalada en 2012 era de 31.067 MW; para entonces el 37% correspondía a la energía Hidráulica (111.8 MW) y el 0,4 % a la energía eólica en tanto la energía solar ocupaba una parte mucho menor con 6.2 MW.

2.11. Participación Privada y Mercados Eléctricos Mayoristas

En 2010 se consideró la necesidad de promover la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica en un contexto de metas ambiciosas de participación de energías renovables en la canasta energética total⁴. La política de Mercados Eléctricos Mayoristas forma parte de políticas de promoción e incentivo al consumo eficiente de energía. Esta política incluía entre varios aspectos la otorgación de Certificados de Eficiencia Energética, como instrumentos concebidos para facilitar el acceso al crédito a las empresas privadas que participan en el MEM. Esta iniciativa fue impulsada desde 2008 y se inscribe en un conjunto de incentivos que, entre otros, promueve la realización de acuerdos, entre agentes industriales, universidades, empresas, distribuidores de energía, etc. (Rabinovich, 2013, p.42).

En 2011 la demanda de energía eléctrica fue de 121.216 GWh. Se había estimado que para 2016 la demanda sería de 147.477 GWh, requiriéndose una producción adicional de 11.798 GWh para alcanzar la participación planeada para las energías renovables (Rabinovich, 2013, p.44).

Precisamente esta meta ambiciosa planteó la necesidad de promover la participación del sector privado. Para este fin se estableció la figura de Contratos de Abastecimiento

⁴ En dicha canasta incluimos gas, hidroeléctricas, biocombustibles y ERNC. (I-41)

CUADRO 4. Mercado Eléctrico Mayorista y Contratos de Abastecimiento en 2010

Marco Normativo y Administración de Contratos de Abastecimiento	Contratos de Abastecimiento a partir de Fuentes Renovables (Resolución 712/2009). Se realizan entre el MEM, representado por la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) y ofertas de generación presentados por la empresa ENARSA (Energía Argentina S.A.)
Licitaciones de Abastecimiento en 2010	La empresa ENARSA, siguiendo instrucciones del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, realizó en el año 2010 una licitación específica por un total de 1.015 MW de potencia. Se recibieron ofertas por 1.436,5 MW, superándose en más del 40% la potencia solicitada.
Empresas participantes para oferta de abastecimiento de energía	Participaron en este concurso 22 empresas, presentando 51 proyectos, de los cuales 27 correspondieron a Energía Eólica (1.182 MW), 7 a Térmicas con Biocombustible (155,4 MW), 7 a Energía Solar Fotovoltaica (22,2 MW), 5 a Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (10,6 MW), 3 a Biomasa (52,3 MW) y 2 a Biogás (14 MW).
Adjudicación de abastecimiento en 2010	Se adjudicaron 895 MW de potencia: Eólica 754 MW; Térmica con Biocombustibles 110,4 MW; Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos 10,6 MW; Solar Fotovoltaica 20 MW. 44
Precios de generación en el marco de la adjudicación del abastecimiento en 2010	Los precios por MWh de energía eléctrica entregados en el punto de conexión, fueron los siguientes: para los 17 proyectos de Energía Eólica seleccionados desde u\$/MWh 121 a u\$/MWh 134 (promedio ponderado del conjunto u\$/MWh 126,9); para los 4 proyectos Térmicos con Biocombustibles seleccionados desde u\$/MWh 258 a u\$/MWh 297 (promedio ponderado del conjunto u\$/MWh 287,6); para los 5 Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos seleccionados desde u\$/MWh 150 a u\$/MWh 180 (promedio ponderado del conjunto u\$/MWh 162,4); para los 6 proyectos de Energía Solar Fotovoltaica seleccionados desde u\$/MWh 547 a u\$/MWh 598 (promedio ponderado del conjunto u\$/MWh 571,6).

Fuente: Sistematización con datos de Rabinovich, 2013, p.44 – 45.

El modelo de participación privada y el de mercados eléctricos mayoristas es interesante porque da cuenta de la participación de un actor al cual se considera como un transportador e inyector de tecnologías de nichos que luego se acoplan al régimen socio técnico. Los generadores se adjudican a una cantidad de Mega Watios (MW) de generación, los cuales son luego vendidos a Energías Argentina S.A. (ENARSA) para su distribución, esto incluye como lo hemos visto a todas las fuentes energéticas incluyendo biocombustibles e hidroeléctricas en pequeña escala.

Evidentemente la introducción de energía fotovoltaica y de energía eólica tienen una connotación importante porque impulsan la introducción de tecnologías nuevas de generación.

La adjudicación de generación de energías renovables es un mecanismo a través del cual participan los privados en una suerte de mercado de generación, un mercado regulado y mediatizado por procesos de licitación de un cupo de energía eléctrica. Este mecanismo implica la venta directa de la energía al estado. Según Buccieri (2018, p.12), la Cámara Argentina de Energías Renovables registra en enero de 2018 lo siguiente:

- a) *“ 147 proyectos adjudicados en 21 provincias por un total de 4.466,5 MW*
- b) *41 proyectos solares, 34 eólicos, 18 de biomasa, 14 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, 36 de biogás y 4 de biogás de relleno sanitario.*
- c) *Se asume un crecimiento de la potencia instalada de 83,3% acumulado entre 2017 y 2030 hasta casi 65.000 MW al final del período.*
- d) *Las energías renovables deberán multiplicarse para alcanzar la meta, la duplicación de la potencia nuclear.*
- e) *Crecimientos acumulados de 26,7% en el caso de los proyectos hidráulicos y 41,4% en los térmicos.*
- f) *En 2030, la participación de cada tipo de energía sobre el total quedaría determinada de la siguiente manera: 47,4% térmica, 25,0% renovable, 21,7% hidráulica y 5,7% nuclear.*
- g) *Estas proporciones significan una fuerte caída de 14,1 p.p. en la potencia térmica y de 9,7% en la hidráulica a gran escala que son compensadas por un aumento exponencial de 23 p.p. en las energías renovables y un leve incremento de 0,8 p.p. en la generación nuclear.”*

La participación del sector privado con este modelo tiene virtudes en generación de conocimiento e investigación/formación asociadas.

Por otra parte, es importante notar que este modelo privado de mercados mayoristas implica la conformación de componentes de la gobernanza energética que tengan roles específicos respecto a la regulación y la administración de los procesos de contratación y el control de dichos contratos. Adicionalmente, implica también la elaboración de un soporte jurídico que permita impulsar no sólo la participación privada como actores empresariales sino también la tecnología que se introduce en el sistema energético.

La gobernanza construida a partir de este modelo supone un diseño complejo de institucionalidad, normativa, sistemas administrativos, planificación, etc. Observamos aquí

como se diseña uno de los componentes del régimen socio técnico en el marco de una transición deliberada en la que se definen los ritmos y formatos de la introducción de las fuentes energéticas y contribuyen a aumentar la velocidad de expansión de la conversión energética. Conversión que ciertamente es gradual y tiene un horizonte largo en cuanto a ERNC pero que si articulamos los clústeres de ERNC y energías renovables en general al clúster del gas podemos entender que, en conjunto, nos referimos a clústeres mutuamente compatibles y articulados a un mismo proceso de transición.

Para contrastar la información, observemos la hipótesis que se planteó ENARSA con respecto a la generación de electricidad con fuentes renovables en 2016. Hipótesis que debía ser la orientación de la planificación y del proceso de transición energética.

CUADRO 5. Hipótesis de producción de electricidad con fuentes renovables año 2016 y participación en el cubrimiento total de la demanda del SADI.

	Potencia	FC	Energía Anual	% total
	MW	%	GWh	
Energía Eólica	754	40	2.642	1,8%
Térmica con Biocombustibles	110	75	723	0,5%
PAHidroeléctricos	10	50	44	0,0%
Solar Fotovoltaica	20	50	88	0,1%
Total Nuevas Centrale GENRE	894		3.496	2,4%
Actual con Centrales Biomasa	570		1.663	1,1%
Total Energías Renovables	1464		5.159	3,5%

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de ENARSA

Fuente: Rabinovich, 2013, p.45. Cuadro N°4

Por otra parte, debemos destacar el rol de las cooperativas de servicios. Las cooperativas eléctricas en Argentina tienen su origen histórico en la primera mitad del siglo XX en pequeñas poblaciones. Inicialmente participaban en la la cadena completa de generación, transporte y distribución. Hacia finales de 2000 existían cerca de 600 cooperativas eléctricas, representando el 12% de la distribución Con la articulación al sistema interconectado, las cooperativas se concentraron en la distribución. Con respecto a la generación con proyectos eólicos, destacan cooperativas en cuatro provincias: Comodoro Rivadavia y Rada Tilly (Chubut); Cutral-Co (Neuquén); General Acha (La Pampa); Punta Alta, Tandil, Mayor Buratovich, Darregueira y Claromecó (Buenos Aires). Hacia el año 2013 la Secretaría de Energía identificó 28 centrales de generación de cooperativas eléctricas, 11 de ellas con parques eólicos y 2 con hidroeléctricas. (Moreira y Garrido, 2013, págs. 4, 6, 7)

La legislación argentina reconoce y fortalece las cooperativas de servicios en general. Una norma básica que regula el sistema cooperativo es la Ley 20.337 de Cooperativas del 15 de mayo de 1973. En el sector energético citemos como ejemplo el Decreto N° 1398/92 del 6 de agosto de 1992 que reglamenta las leyes 24.065 y 15.336, considerando (en su artículo 10) a las cooperativas eléctricas como grandes usuarios pudiendo celebrar contratos de energía eléctrica en bloque con los generadores cuando estén conectadas al sistema de interconexión.

Como corolario del análisis de la participación privada, debemos destacar que el marco normativo y las políticas públicas en general han permitido construir un marco institucional y normativo de gestión y regulación de la participación privada y cooperativa en articulación con la pública, orientándose a la complementariedad en todas las instancias de la actividad energética. No obstante, existen aún barreras y limitaciones en el fortalecimiento de esa complementariedad y el fortalecimiento de los actores privados tanto en la distribución como en la generación. Más adelante abordaremos con una visión crítica las barreras.

2.12. Eficiencia Energética e Introducción de Innovaciones Tecnológicas en el Régimen Socio Técnico

Se desarrollaron, con especial impulso a partir de 2010, varios programas y proyectos con un enfoque de eficiencia energética y energías renovables.

CUADRO 6. Programas y Proyectos de Eficiencia Energética

Programa/Proyecto	Metas	Características
Programa de Incremento de Eficiencia Energética y Productiva (PIEEP-PyMES)	Mejorar la competitividad de PYMES mediante gestión energética productiva y ambiental.	En la industria azucarera se generó una reducción de costos de más de 1 millón de € anualmente, ahorrando 60 millones de m3 de gas natural. También se contribuyó a una reducción significativa del consumo de agua y materias primas y de la producción de desechos sólidos.
Proyecto de Eficiencia Energética-Experiencia Piloto. (Secretaría de Energía – Unión Industrial Argentina)	Lograr un aumento de la producción, con una menor intensidad energética	Se orienta a reducir el costo de la energía en el precio final de los productos y contribuir a la vez a una relación más amigable del uso de la energía con el medio ambiente.
Programa de Calidad de Artefactos Eléctricos (PROCAE)	Reducir el consumo de la energía eléctrica mediante la utilización de artefactos eléctricos más eficientes a través de los sistemas de etiquetado de eficiencia energética.	Etiquetado de Eficiencia Energética obligatorio para la comercialización de artefactos eléctricos que cumplan las funciones de refrigeración y congelación de alimentos, iluminación, acondicionamiento de aire, lavado y secado de ropas, fuerza de accionamiento eléctrico, etc. A partir de mayo de 2012 comenzó a regir el etiquetado obligatorio en lavarropas eléctricos. Desde septiembre de 2012 rige etiquetado para lámparas fluorescentes de iluminación general con simple y doble casquillo.
Programa de Reemplazo de Lámparas.	Preveía el cambio de 25 millones de lámparas incandescentes de entre 60W y 100W, por lámparas de bajo consumo de 18-20 W. que se presenta en el	Se proyecta un ahorro del consumo de energía eléctrica y de demanda de potencia al sistema.
Proyecto de Eficiencia Energética	El objetivo del proyecto es incrementar la eficiencia en el uso de la energía mediante el fomento de un mercado de servicios de eficiencia energética, contribuyendo a reducir los costos de la energía de los consumidores. El objetivo global del proyecto es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero eliminando las barreras regulatorias.	Con el apoyo de recursos de una donación del Fondo para el Medioambiente Mundial (FMAM) por un monto de US\$ 15,155 millones, financiados por del Banco Mundial.

Fuente: Sistematización con información de Rabinovich, 2013, p.36, p.49, p.51, p.52.

Como podemos observar en el contexto de un complejo marco normativo se implementaron varios programas y proyectos que prepararon el camino para la implementación de fuentes de energías renovables y para la implementación de proyectos de eficiencia energética.

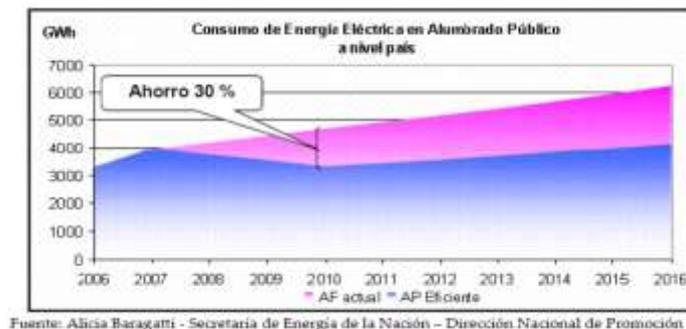
Es notable el Programa de Calidad de Artefactos Eléctricos (PROCAE) que a través de la Dirección Nacional de Promoción (DNPROM) promovió la introducción de artefactos de alta tecnología para el etiquetado de eficiencia energética a partir de septiembre de 2012. El etiquetado permite establecer la eficiencia de los electrodomésticos. Esta es una evidencia respecto de la forma en que las innovaciones de nicho en eficiencia de electrodomésticos presiona sobre el régimen socio técnico y genera cambios en este.

Es notable también que este programa de eficiencia energética se implementa con un enfoque de acuerdos con Municipios y promueve que estos se adhieran al mismo. Ya en 2008, en el marco del Proyecto de Eficiencia Energética, se habían adherido a la iniciativa 48 municipios del Gran Buenos Aires. Este es un hecho importante porque la agregación de gobiernos subnacionales contribuye a fortalecer la gobernanza energética de la transición debido a que desarrolla capacidades de conversión energética en el nivel local, articula las tecnologías eficientes de uso final a la generación energética, contribuye a una gobernanza local adaptativa que es sensible a los cambios tecnológicos y que promueve nuevos hábitos sociales de eficiencia energética. Contribuye por otra parte a desarrollar nuevos conocimientos y destrezas en el nivel local y a presionar sobre el desarrollo de conocimientos y ciencias asociadas a las nuevas tecnologías. Facilita que los clústeres tecnológicos locales se inserten en los regímenes socio técnico a nivel local.

También es importante mencionar el Plan RENOVATE que se implementó entre marzo y diciembre de 2015 que promovía el cambio de heladeras y lavarropas de tecnología antigua por artefactos más eficientes fomentando la industria argentina. En el marco de este plan se estableció como incentivo que *“los comercios obtengan una compensación económica para comercializar los bienes a precio promocional a cambio de retirar sin costo el equipo viejo hasta los centros de desguace, mientras que los compradores podían renovar sus equipos con descuentos y con financiamiento en cuotas sin interés.”* (Buccieri, 2018, pág. 22, 23). El plan no obstante tuvo un período muy corto de implementación con un impacto que requiere una evaluación sobre sus impactos.

El ahorro proyectado en el alumbrado público mediante la introducción de luminarias públicas coadyuva a reducir el 30% del consumo. Usando lámparas de ahorro.

GRAFICO 18. Ahorro de Consumo de Energía Eléctrica en Alumbrado Público 2006-2016



Fuente: Alicia Baragatti - Secretaría de Energía de la Nación - Dirección Nacional de Promoción

Fuente: Sistematización con datos de Rabinovich, 2013, p.50. Figura N° 17.

Es importante mencionar también los artefactos a gas que pueden permitir mejorar entre el 10% y el 20% del consumo de calefacción. El etiquetado de los artefactos a gas para calefacción que incluye estufas y calefactores está previsto como obligatorio a partir del año 2020 según la resolución NAG 315 - ENARGAS. (Ministerio de Energía y Minería, Abril, 2018; ENARGAS, 2015)

2.13. Mercados Energéticos y Limitaciones en la Participación Privada

La provisión de energía para uso residencial esta concesionada a operadores privados, nos referimos particularmente a los concesionarios de distribución de energía eléctrica y a los concesionarios de gas natural. Gran parte de los operadores privados operan en Buenos Aires y el Gran Buenos Aires (Rabinovich, 2013, p.152 - 53).

El estado ha abierto un espacio notable para que los operadores privados desarrollen sus actividades contribuyendo a la transición energética y a la reconfiguración del régimen socio técnico mediante la introducción de tecnologías de nicho y los cambios en la cultura energética en particular con usos y hábitos distintos asociados a nuevos artefactos y a una red de operadores privados.

Como podemos observar se han abierto varios mercados: i) mercado de licitaciones de energía mayorista; ii) mercado de artefactos de eficiencia energética; iii) mercado de servicios de eficiencia energética. En este último operan distribuidores de energía y gas.

Ahora bien, estos mercados tienen tres orientaciones desde nuestra perspectiva de análisis: reducir costos para consumidores, reducir emisiones de gases de efecto invernadero y eliminar barreras financieras y de gobernanza. Las entidades de regulación

que tienen competencias específicas respecto a estos mercados son el Ente Regulador de Electricidad (ENRE) y el Ente Regulador de Gas (ENARGAS).

No obstante se han identificado barreras que pueden constituirse en frenos para la transición en particular en relación a la participación privada. Algunas de las barreras que pueden constituirse en limitantes al proceso de transición tienen componentes regulatorios, financieros e informativos y también aquellas que limiten la eficiencia energética y la conservación de energía.

Las limitaciones que se tenían hacia mediados de esta última década en relación al impulso de los operadores privados en la generación y distribución de energía se relacionan con los siguientes aspectos (Rabinovich, 2013, p.54 - 55):

- a) “Una banca privada que no entiende el sector y no tiene criterios o referentes de apoyo a las empresas.
- b) La debilidad en políticas financieras de fortalecimiento de PYMES para su participación en el sector energético
- c) La debilidad en mecanismos financieros que provean fuentes sostenibles a los operadores desde el estado hoy el sector privado.”

2.14. Déficit Energético y Balanza Comercial Energética

El déficit energético en Argentina ha seguido un curso bastante errático y la balanza comercial energética ha sufrido cambios variables a lo largo de los últimos 10 años.

La dependencia de importación de gas natural principalmente tiene implicaciones en términos de planificación para largo plazo en Argentina, máxime si asumimos que las reservas de gas (y petróleo) no convencional de Vaca Muerta no podrán ser aprovechadas en el mediano plazo dada la crisis del Shale gas y el Shale oil (en 2020, en el contexto del COVID-19) conocidos también como petróleo y gas de esquisto, considerando que los costos de producción de estos hidrocarburos no convencionales son altos.

CUADRO 7. Balanza Comercial Energética 2010 - 2011

Exportación de energía	2010 representaron el 9,6% de las exportaciones totales por un valor de 6.500 millones de u\$s
	2011 las exportaciones fueron de similar valor a 2010, pero con una participación de 7,9% respecto del total de las exportaciones.
Importación de energía	2010: 8,4% de las exportaciones totales por un valor de 4.800 millones de u\$s,
	2011: 12,7% de las importaciones totales con un valor de 9.400 millones de u\$s.
	2011: Los productos importados fueron el gas oíl (42,5%) y el gas natural (26,5%). Del total dela importación de gas natural, 20% correspondió a importaciones de Gas Natural Licuado, y el 6,5% a gas natural por gasoducto desde Bolivia.
Estado de la Balanza Comercial Energética	2010: superávit comercial externo por 1.760 millones de u\$s
	2011: déficit por 2. 800 millones de u\$s.

Fuente: Sistematización con información de Rabinovich, 2013, p.5

Las exportaciones de petróleo crudo en 2010 fueron de 5,3 MM tep, de un total de 83,5 MM tep, la oferta de energía primara en 2010 era de 76,4 MM tep. El 51% de esta oferta correspondía a gas natural y el petróleo ocupaba el 35% de la oferta total. (Rabinovich, 2013, p.9).

Desde 2011 la balanza comercial energética ha evidenciado datos negativos acrecentándose 6.543 MM \$us en 2014. En 2015 sin embargo el déficit fue de 4.602 MM \$us, favorecido eventualmente por una caída en los precios de los hidrocarburos. En 2016 el déficit bajó aún más a 2.984 MM\$us pero en 2017 volvió a aumentar a 3.272 MM\$us. (Buccieri, 2018: p.4).

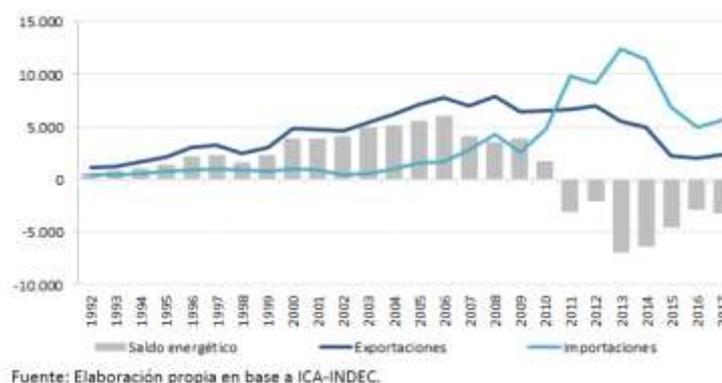
La dependencia del petróleo se incrementa por la presión del consumo, particularmente de los sectores industrial y automotriz, esto genera un incremento en las importaciones y presiona sobre la balanza comercial energética y la balanza comercial total (Buccieri, 2018: p.8).

La tasa de conversión energética en estos dos sectores es baja porque tiene un stock de infraestructura y equipamiento de larga vida útil en el caso de la industria y un parque

automotor numeroso (16.5 millones de automóviles para 2020) que pesa sobre la demanda de combustibles.

En 2011, el escenario de déficit energético empieza a complicar la economía y pesar sobre los recursos públicos. A partir de 2011 las importaciones superan a las exportaciones y el déficit se acrecienta con una fuerte demanda de gas y electricidad particularmente para uso residencial y doméstico.

GRAFICO 19. Exportaciones e importaciones de energía y saldo energético



Fuente: Buccieri, 2018: p.19. Gráfico 2.

El concepto de “vulnerabilidad energética”⁵ no debe verse como un obstáculo si existe complementariedad regional o multilateral. De hecho las redes eléctricas entre países podrían generar articulaciones coadyuvantes de la transición, como en el caso del gas e incluso de la importación de electricidad y no necesariamente dependencias negativas.

Volvamos al tema de la dificultad y la imposibilidad de lograr plena autosuficiencia energética. Las dependencias virtuosas, vamos a llamarlas así, deberían ser detonantes de acuerdos transnacionales que permitan la cooperación, el intercambio de conocimientos así como los negocios. El bucle de Inversión en Energía y Retornos o Ganancias de la Inversión en Energía (EIER, Energy Investments-Energy Returns) que hemos planteado en el capítulo teórico-conceptual debe verse también desde una perspectiva de retornos económicos/tecnológicos y ganancias de disponibilidad energética para coadyuvar a la transición y no frenarla.

Ciertamente la dependencia de precios internacionales en el caso del gas representa un peso significativo cuando las coyunturas de precios altos afectan a los importadores, sin embargo, es importante hacer un balance de largo plazo. La presencia del Estado como

⁵ Medida en términos de importaciones de energía (Miles de u\$s)/Producto Interno Bruto (PIB) o como importaciones de electricidad (GWh)/Generación de electricidad local (GWh).

actor central en la conducción de emprendimientos energéticos en sociedad con privados puede ser un factor consistente en la planificación y el aprovechamiento de Retornos no financieros (en el corto plazo) de las llamadas dependencias energéticas. ¿Qué sinergias se pueden construir en este sentido? es un asunto que se debe determinar, en particular en el contexto histórico post coronavirus, en el cual la complementariedad y los acuerdos de ganancia mutua estarán en la agenda multilateral de los próximos años dejando atrás un mundo de cerrazón y encapsulamiento nacionalista al menos en el marco de esfuerzos de recuperación de las economías que han sido drásticamente dañadas por el impacto de la crisis de salud que ha generado la caída drástica de los precios del petróleo (por disminución de demanda, por guerras de precios, de mercados y por la competencia de petróleo y gas convencional vs. no convencional). Esta es una veta de análisis que hay que ciertamente trabajar a mayor profundidad.

2.15. Ley de Convertibilidad y Proceso de Privatización de Empresas Públicas

Hacia 1988 tres problemas se avizoraron en el contexto de la crisis energética de esos años (Buccieri, 2018: p.12 - 13): los subsidios y su peso en las finanzas públicas, las limitaciones financieras estatales para realizar nuevas inversiones y la insuficiencia de fuentes de generación eléctrica que se vio agravada por la sequía de finales de los ochenta y generó a fines de 1988 una crisis de abastecimiento de electricidad y los equipos térmicos obsoletos que no habían tenido cambios ni actualizaciones en los años 80.

A partir de los años 90 se hace un giro en las políticas públicas y en el marco de la Ley de convertibilidad se inicia un proceso de privatización de empresas públicas (Buccieri, 2018: p.13).

Las nuevas políticas en el sector energético tienen las siguientes características (Buccieri, 2018: p.13):

- a) *“En el ámbito del petróleo y el gas, una serie de decretos del Poder Ejecutivo – 1 055/89, 1 212/89 y 1 589/89– se orientaron a desmonopolizar y desregular la producción de petróleo y gas, y establecían incentivos para captar inversiones de largo plazo.*
- b) *En efecto, se establecía la libre disponibilidad del petróleo extraído y la libre disponibilidad del 70% de las divisas de exportación, se eliminaba la mesa de crudos –mediante la cual el petróleo producido era anteriormente distribuido por las autoridades entre YPF y las refinadoras privadas–, y se establecía la libre importación y exportación de petróleo y sus derivados sin aranceles ni retenciones.*

- c) *YPF fue privatizada mediante la Ley 24145 de octubre de 1992, que además federalizó los hidrocarburos restituyendo el dominio originario a las provincias.*
- d) *En cuanto a Gas del Estado, la empresa fue privatizada a fines de 1992. Las razones aducidas para su privatización fueron los problemas en exploración y producción por diferencias en costos de producción y contratos de compra de gas a precios políticos, gasoductos troncales en mal estado y capacidad operativa limitada, deterioro en redes de distribución, fijación de precios que no contemplaba los costos y gestión comercial sujeta a factores políticos. El precio del gas fue desregulado en 1994.”*

Las inversiones no habían sido suficientes para garantizar la disponibilidad de energía. Una de las condiciones de un proceso sostenible de transición es justamente que la tasa de inversión para la instalación de capital de generación renovable y de capital de consumo sea suficiente para crear una base de suministro de energía renovable sostenible a largo plazo antes que se agote el recurso no renovable (Sgourdis y Csala, 2009).

Las inversiones, por entonces, tanto en fuentes energéticas con tecnologías de generación de electricidad no habían sido suficientes como para garantizar la sostenibilidad de la provisión de energía.

El proceso de privatización implica la construcción de una gobernanza particular que puede facilitar o construir barreras a la transición energética.

Aquí se inicia, en cuanto a configuración de gobernanza, lo que Buccieri llama desintegración vertical y horizontal de empresas de servicios públicos y su reconfiguración como empresas del mercado (Buccieri, 2018: p.13).

El enfoque de políticas privatizadoras incluye integralmente la canasta energética, a saber: el petróleo y derivados, la electricidad, el gas, la energía nuclear, la hidroelectricidad y otros bienes y servicios energéticos.

En el sector energético, las empresas estatales Segba S.A., Hidronor S.A. y Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado fueron estructuradas en los segmentos de generación, transmisión y distribución y transferidas al sector privado. La generación se organizó en un mercado de oferentes, organizadas en 15 empresas de las cuales 7 se privatizaron en 1992. Las redes de alta tensión y la distribución fueron concesionadas a varias empresas. (Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003, p. 34)

En este proceso, la gobernanza sufre reconfiguraciones importantes. Siguiendo a Buccieri podríamos decir que esta reconfiguración se caracteriza como la “desregulación de interacciones entre productores distribuidores y grandes consumidores”. (Buccieri, *Ibíd.*).

2.15.1. Modelo de convertibilidad y medidas macroeconómicas

Existen variables macroeconómicas que tenemos que considerar en el análisis de la transición energética. En el caso de Argentina el período del modelo de convertibilidad (1991 – 2001) y la post-convertibilidad iniciada después de 2001, marcan las políticas que tienen relación con el sistema energético. El período de la convertibilidad terminó con un escenario social complejo: pobreza del 50% y desocupación del 20% (Semilla/Etcheverry, 2019)

El modelo de convertibilidad se caracterizó por la desregulación, la privatización de empresas públicas y la dependencia de la deuda para mantener la paridad del dólar (Varesi, 2010: 145). La orientación a la exportación de hidrocarburos se vio confrontada con el crecimiento de la demanda de energía y este desencuentro exigió un cambio drástico, particularmente para satisfacer las demandas industrial y comercial. Ante la falta de gas en 2004 el gobierno empezó a proveer combustible a las termoeléctricas (Buccieri, 2018, 15-16).

Los resultados del modelo generaron una menor dependencia circunstancial del gas boliviano. En 1972 las importaciones eran del 20% del total del gas disponible y eso se redujo a 5% en 1998. Esto podría entenderse como uno de los impactos iniciales de la aplicación del modelo, no obstante, las inversiones en exploración no fueron priorizadas y los efectos de esto se verían a posteriori. Una fuerte tendencia a reforzar el gas como fuente energética fue, según Buccieri (2018: p.15) uno de los efectos de este período. La tendencia de este período es en consecuencia fortalecer la inversión en gas y energía eléctrica. Esto implica también la introducción en el régimen socio técnico de ciertas tecnologías, usos, destrezas y conocimientos asociados.

2.15.2. La macroeconomía en el período de post-convertibilidad y el sistema energético

El período denominado pos convertibilidad se inició en 2002 La escasez de gas en el mercado fue respondida por el gobierno con restricciones a la exportación y se fortalecieron los acuerdos con Bolivia para la importación de gas que en 1999 habían sido sustituidas por la producción local. En 2004 se empieza a observar un desplazamiento de la demanda hacia combustibles más baratos como es el caso del gas y la electricidad (Buccieri, 2018:

p.17). Se creó un sistema de subsidios congelando la tarifa residencial, lo cual cambió en 2016, año en el cual se incrementaron las tarifas. Podemos observar que las políticas macroeconómicas desplazan a la demanda hacia el gas y la electricidad.

Los cambios en el régimen socio técnico suponen adaptaciones transformativas, es decir cambios en los atributos constitutivos de estructuras económicas, sociales y culturales y por tanto generan una nueva gobernanza. Esos incluyen configuraciones y reconfiguraciones en los atributos constitutivos de la estructura económica, en este caso macroeconómicas.

El contexto macroeconómico es decisivo e influyente en el proceso de transición y se articula al paisaje socio técnico. En consecuencia, la influencia macroeconómica de este último puede detener o acelerar la transición de los sistemas energéticos impactando sobre la intensidad de capital, por el tiempo de vida útil del capital fijo, es decir, del stock de infraestructura, los períodos formativos de las tecnologías implementadas en ese período.

Por otra lado la gobernanza macroeconómica incide en los cambios en el régimen y puede ser más o menos porosa y adaptativa la estructura del régimen socio técnico respecto de la penetración de los nichos de innovación tecnológica. Los cambios macroeconómicos incidirán también sobre la inversión para la instalación de capital de generación renovable y de capital de consumo.

No debe verse, la importación de energía de países vecinos como un problema si estas se dan en un contexto de equilibrio fiscal y de condiciones sostenibles. Las interdependencias energéticas pueden ser edificantes. Decimos edificantes porque pueden coadyuvar a una transición mutuamente estimulada si se articula a la generación de energías renovables y energías de transición, incidiéndose en particular en energía eléctrica y gas.

Ahora bien, estas interdependencias sumadas a subsidios tienen impacto en el costo fiscal y pueden crear un escenario de largos periodos de recuperación de inversiones, fuerte exposición al riesgo financiero.

Abadía y Lerner, citados por Buccieri (2018: p.17), sugieren que el régimen iniciado en el período posconvertibilidad implicaba que el sistema eléctrico tenía: un sistema de precios administrados, es decir, regulados por el estado y las inversiones se realizaban con criterios de incentivos.

La Ley 27.191 (Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía) establece un 20% de participación en 2025 y un 25% en 2030. Para hacer realidad

esta meta es necesario un fuerte despegue de la inversión en energías renovables en los primeros años a raíz de un crecimiento de 40,3% por año hasta 2025 y luego un crecimiento menor pero sostenido de 8,7% por año hasta 2030. (Buccieri, 2018: p.48).

La creciente demanda de energía y las limitaciones para satisfacerlas implicaron una serie de medidas como la instalación de pequeñas centrales termoeléctricas y la aceleración de los plazos de construcción de otras fuentes. Las ERNC y las ER no fueron suficientes para superar la dependencia de los hidrocarburos, en particular de los hidrocarburos líquidos.

Es importante apuntar que el marco normativo permitió promover todo tipo de energías renovables entre las que se cuenta energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica (hasta 50 MW), biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles (Buccieri, 2018: p.48). Las Leyes 25.090 (Régimen Promocional de Energía Eólica y Solar) y 27.191 (Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía) permitieron impulsar estos emprendimientos.

2.16. Postconvertibilidad y Nacionalización

Un giro histórico importante que hace el período de post convertibilidad está marcado por la Ley 26.741 de mayo de 2012, la misma que apunta a lograr el autoabastecimiento nacional de hidrocarburos, un dato importante que da cuenta del cambio en políticas públicas. Esta ley estableció la expropiación del 51% de YPF S.A. y YPF Gas S.A. Estas empresas se convirtieron en sociedades mixtas con participación del estado.

La toma de control de estas empresas buscaba incrementar la producción de petróleo y gas y revertir el incremento del déficit energético que como hemos visto tenía un peso significativo en las finanzas públicas. El impacto de este cambio fue importante: la producción de gas y petróleo se incrementó progresivamente revirtiendo la caída de producción. La producción de gas entre 2011 y 2015 se incrementó en 23% y en 20,3% el petróleo (Buccieri, 2018: p.48) no obstante tener la mayoría en la producción de gas y petróleo, YPF no quedó como el único operador petrolero.

CUADRO 8. Producción de Gas y Petróleo 2011 - 2015

Cuadro 2. Producción de Petróleo y Gas – YPF, Resto y Total

Variación % anual

Período	Petróleo			Gas Natural		
	YPF	Resto	Total	YPF	Resto	Total
2011	-7,6%	-5,3%	-6,1%	-9,6%	-1,3%	-3,4%
2012	3,1%	-2,3%	-0,5%	-2,6%	-3,2%	-3,1%
2013	3,0%	-4,7%	-2,0%	2,0%	-7,8%	-5,5%
2014	8,9%	-7,5%	-1,4%	12,5%	-5,0%	-0,5%
2015	4,0%	-2,7%	0,1%	10,2%	0,7%	3,4%
Acumulado 2011-2015	20,3%	-16,3%	-3,8%	23,1%	-14,5%	-5,8%
Equiv. Anual 2011-2015	4,7%	-4,3%	-1,0%	5,3%	-3,9%	-1,5%

Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Fuente: Buccieri, 2018: p.21

2.16.1. Balance de las Políticas Energéticas y macroeconómicas. Medidas Tecnológicas, Económicas y avances en la transición energética

Ahora bien, en 2014 se hizo un giro en las políticas de subsidios de tarifas de gas. La Secretaría de Energía emite la Resolución 226/2014 estableciendo nuevos precios de gas para el uso residencial. El enfoque de esta resolución era promover el uso eficiente del gas. La tarifa de gas se incrementó en 185% y la energía eléctrica se mantuvo en los mismos esquemas de tarifas (Buccieri, 2018, p.12).

Se observa un giro hacia el mayor uso de la electricidad y esto presiona sobre la generación de electricidad. Buccieri (2018) identifica entre los factores que impulsan cambios en el uso y consumo energético la introducción de nuevos artefactos tecnológicos.

“Entre las razones que explican este proceso se pueden citar: (i) el reequipamiento de electrodomésticos en los hogares por la rápida recomposición de los ingresos; (ii) cambios en las modalidades de construcción de nuevos edificios que reemplazan las instalaciones de gas (hornos, calefones y estufas) por hornos eléctricos, calefones y termo tanques eléctricos y aires acondicionados frío-calor, especialmente por la masificación de estos últimos; (iii) las restricciones a la provisión de gas natural a la industria que se produjeron tras la crisis del invierno de 2007 indujeron a las empresas a adoptar una mayor proporción de equipamiento eléctrico.” (Buccieri, 2018, p.22)

Este proceso que tiene una duración de varios años sugiere lecciones importantes que vamos a plantearlas en términos de proposiciones:

- a) Las políticas de subsidios tienden a ampliar la cobertura del servicio y respaldar acciones de estado para erradicar pobreza.

- b) Los subsidios contribuyen a bajar los costos de vida de las familias y en el caso industrial permiten bajar los costos de producción.
- c) Si las políticas de subsidio se acompañan de la introducción de artefactos tecnológicos ahorradores, el efecto puede ser virtuoso pues permite impactar en costos de producción y costos de vida de las familias contribuyendo a la erradicación de la pobreza.
- d) No obstante la introducción de artefactos ahorradores de alta tecnología puede contribuir al ahorro y ayudar a retirar las políticas de subsidios en un plazo determinado.
- e) Si los cambios tecnológicos en el uso final se acompañan de retiros graduales de subsidios, una vez que estos últimos han coadyuvado a acometer metas sociales, entonces pueden ser factores de aceleración de la transición.

La desregulación de precios y la eliminación de subsidios estimularon el crecimiento.

Los tiempos de rotación y desplazamiento energético hacia el gas, luego la convivencia de gas con electricidad, cediendo progresivamente el paso a esta última se ralentizan en función de los modelos público/privados y contextos de mercados internacionales, relacionados por ejemplo con los precios del petróleo.

Las políticas energéticas y macroeconómicas inciden en el crecimiento o la caída del petróleo o el gas como energético de uso prioritario. Por supuesto, una política de transición acompañada de un marco macroeconómico adecuado facilita la transición.

En el caso de Argentina, a partir de las reformas de 2014 la renovación del parque de artefactos de energía en la dimensión de uso final tiene las siguientes implicaciones:

- a) Dependencia de ciertas tecnologías, usos, experticias, destrezas y conocimientos.
- b) Desarrollo de nuevos marcos normativos, reglas y regulaciones para promover e incentivar el uso de nuevas tecnologías.
- c) Creación de nuevos o renovados esquemas de autoridades.
- d) Creación de nuevos procesos, usos y prácticas sociales vinculadas al uso de estas tecnologías.
- e) Estimulación e impulso de cambios en la generación de energía, así como en el transporte y la distribución, promoviendo a su vez cambios en las tecnologías vinculadas a estos procesos.
- f) Facilitación e incentivo a la introducción de equipamientos de alta tecnología y renovación de del stock de tecnología.

- g) El stock de infraestructura se va amoldando a procesos más dúctiles y sensibles a las nuevas tecnologías.
- h) Los procesos de aprendizaje, experimentación y desarrollo tecnológico así como de adopción social se hacen más maleables y anfitriones de adopciones y adaptaciones tecnológicas, presionando para cambios en la gobernanza.
- i) Se favorece la introducción de nichos tecnológicos en el régimen socio técnico transformándolo.
- j) El parque de artefactos de uso final permiten dar un salto significativo en la tecnologías de uso final en los domicilios y en las industrias;
- k) Se introduce un parque renovable, adaptativo y sensible a renovaciones y cambios, con lo que se transita de un stock duro a uno moldeable y adaptable.

Estos pasos efectuados en el marco de políticas de incentivos a cambios tecnológicos, tienen una fuerte orientación a la eficiencia energética y prevén el tránsito futuro del gas a la electricidad. Un fuerte soporte jurídico apuntala estos cambios y los acelera. El estímulo a la eficiencia energética fue iniciado ya en 1999. Año en el cual se introdujo el etiquetado obligatorio de eficiencia energética para un paquete inicial de artefactos eléctricos domésticos. (Buccieri, 2018: p.23).

El etiquetado que luego fue aplicado a otros paquetes tecnológicos, se extendió a los largo de los años a un complejo y diversificado parque de artefactos eléctricos de alta tecnología. El etiquetado acelera y masifica la penetración de innovaciones cambiando el régimen socio técnico. Estos nichos alinean y estabilizan el régimen socio técnico coadyuvado a una gobernanza habilitante. Por otra parte, los nichos facilitan los ajustes y el rediseño del régimen. El soporte legal abre grandes ventanas para la penetración de las tecnologías de uso final con características de eficiencia y ahorro. Una vez que las nuevas tecnologías reconfiguran el régimen tecnológico y social, alinean a los mercados, la industria, la políticas, la gobernanza y el marco normativo con la tecnología.

El etiquetado forma parte de una nueva gobernanza y de un proceso controlado para la transición energética sostenible (TES). En este contexto se genera un proceso de cambios sociales. Cuando hablamos de cambios sociales nos referimos a lo siguiente:

- a) Procesos de adecuación y readecuación social a nuevas tecnologías incluyendo dispositivos inteligentes para la eficacia energética.

- b) Adaptaciones transformativas en el orden social pues promueven cambios en los atributos constitutivos de las estructuras sociales, económicas y culturales.
- c) Cambios en los procesos de gestión de la energía.
- d) Cambios en las visiones de las tecnologías energéticas.
- e) Configuración de nuevas estructuras instituciones, normas y sistemas de gestión
- f) Cambios en las percepciones y expectativas sociales.

Este proceso genera una cultura tecnológica habilitante y estimulante de cambios que favorece la transición. El régimen socio técnico es per se una cultura tecnológica o, si se quiere, la síntesis de un conjunción de culturas con componentes dominantes (el gas, el petróleo, etc.). Estas culturas y su versatilidad y sensibilidad para el cambio pueden enrumbar una ruta o trayectoria de cambio tecnológico y facilitar las transformaciones en el régimen socio técnico. Esta cultura es también creación y recreación promovida por una transición deliberada por tanto por una orientación de trayectoria elaborada en los escenarios de gobernanza.

Para promover esta cultura, hacerla dúctil y conducirla por una trayectoria de transición, se ha requerido de un actor central: el Estado. Los componentes sociales son fundamentales en la aceleración de este proceso y el uso final vinculado a costumbres y hábitos de uso.

Los hábitos sociales son componentes centrales de los sistemas de energía, son patrones de organización social, rutinas de comportamiento y practicas vinculadas a las tecnologías y sus articulaciones energéticas (Sovacol, 2009 citado por Wilson y Grubler, 2011, p. 11).

En el caso de Argentina hay factores bloqueo y factores que generan limitaciones a la transición:

- a) Las políticas macroeconómicas cambiantes pueden generar bloqueos y retrasar la transición si no se articulan en un continuum y establecen un patrón modélico en el que lo privado y lo público, el mercado y la regulación, el subsidio como facilitador y no como bloqueo, la eficiencia y el diseño financiero, encuentren un equilibrio de complementariedad.
- b) Una canasta tendiente a consolidarse con mayor peso de gas y menor de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y Energías Renovables (ER) que a largo plazo puede limitar la transición.

- c) Procesos productivos e industriales lentos en la adopción y la adaptación a nuevas tecnologías energéticamente eficientes no contribuyen a disminuir la intensidad energética.
- d) Hábitos de usos sociales no vinculados ni adaptados a tecnologías con alta eficiencia energética y sobre todo a artefactos domésticos e industriales inteligentes.

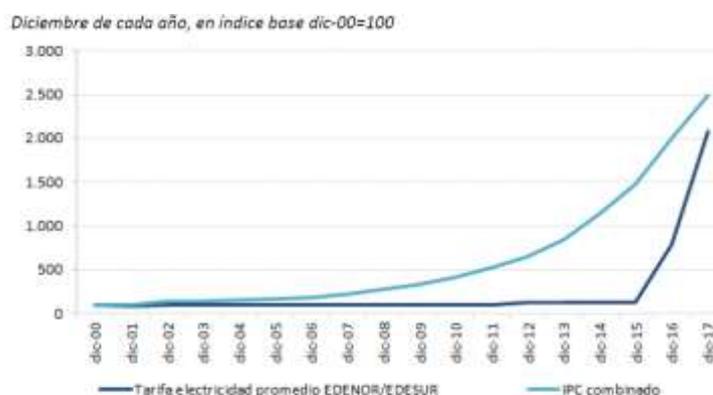
Otro elemento importante en el análisis es la incidencia de las nuevas tecnologías y artefactos en los precios y nichos de mercados. Las preferencias de mercados y los mercados per se también deben ser sensibles a estos nuevos artefactos contribuyendo al cambio de stock y aquí es importante el rol de estado.

El stock de nuevos artefactos inteligentes orientados a la eficiencia energética debe ocupar un lugar de preferencias entre los usuarios e introducir cambios en las necesidades y patrones de prácticas sociales, deben cambiar las expectativas y movilizar voluntades sociales para acelerar y profundizar los cambios en el régimen socio técnico.

2.17. Políticas Tarifarias y Políticas Sociales para la Transición Energética Sostenible

A partir de 2015, observamos cambios en las políticas tarifarias en la perspectiva de reducir el peso sobre las finanzas públicas, con una retirada evidente del sistema de subsidios. Se incrementaron las tarifas de gas en 260%, las tarifas de electricidad igualmente se incrementaron en casi seis veces para un consumo medio de 50kwh. En 2017 las tarifas de gas fueron nuevamente incrementadas en 86% y las de electricidad en 166% (Buccieri, 2018: p.24).

GRAFICO 20. Precios relativos: Tarifas eléctricas e índice de precios al consumidor



Fuente: Elaboración propia en base a INDEC, institutos provinciales, EDENOR y EDESUR.
 Nota: El índice de precios al consumidor combinado se construye utilizando los índices provinciales hasta abril de 2016, el IPC GBA de INDEC entre abril y diciembre de 2016 y el IPC Nacional desde entonces. Las tarifas eléctricas corresponden a una factura promedio de 500 Kwh/bimestre.

Fuente: Buccieri, 2018: p.24. Gráfico 3.

El incremento abrupto y significativo de las tarifas tiene sin duda un impacto notable en los gastos de las familias y es un factor agravante de la pobreza. Un shock tarifario semejante no contribuye a una Transición Energética Sostenible. Un golpe económico a las familias puede generar oposición y resistencia social y en consecuencia pone en riesgo la gobernabilidad y la gobernanza energética.

La transición Energética no es sólo o principalmente un proceso tecnológico y de mitigación climática, medible esta última en términos de reducción de emisiones. La Transición Energética Sostenible (TES) conlleva un proceso integral, en el que las variables sociales deben acompañar la erradicación de la pobreza y la construcción de igualdad. Esto entraña el hecho que la transición no está signada solamente o principalmente por un cambio de fuentes de energía sino de políticas macroeconómicas. Aquí reside una propuesta de enfoque.

El incremento tarifario redujo el consumo de electricidad y gas pero afectó la economía en particular de los más pobres.

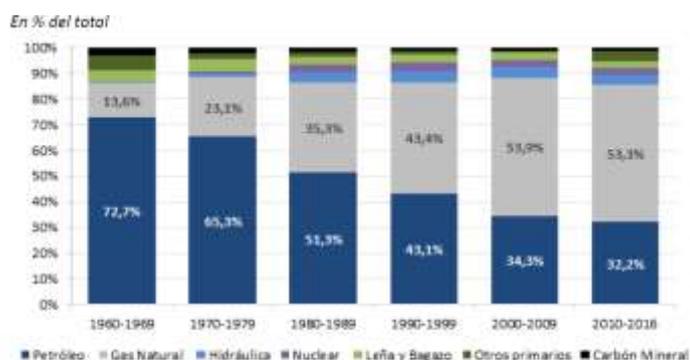
La TES implica un equilibrio entre la economía familiar de los consumidores residenciales y los factores de costo/ganancia de los generadores transportadores y distribuidores. Para lograr economías energéticas de escala y de red se debe incluir a los consumidores residenciales cuya importancia en el uso de la energía de transición, es decir el gas, es relevante en el universo de consumidores.

La reducción de la demanda residencial de energía como resultado del incremento de las tarifas de energía y de gas no debería verse necesariamente como un impacto positivo. La reducción de demanda por efecto de incremento tarifario no es un sensor de eficiencia energética, puede más bien dar cuenta de un proceso de empobrecimiento y de contracción económico familiar. Nuevamente reiteramos que el shock tarifario no es per se un indicador de sostenibilidad. No hay Transición Energética Sostenible (TES) con shock que empobrece.

2.18. El Gas como Energía de Transición

Hacia 2016 la matriz energética mostraba datos del avance de la energía de transición y su relevancia en la canasta energética. El 53% de la oferta de energía primaria era de gas natural y el 32% de petróleo. (Buccieri, 2018, p.26).

GRAFICO 21. Evolución de la oferta interna de energía primaria



Fuente: Elaboración propia en base a datos del BEN, MINEM.

Nota: La categoría "Otros primarios" comprende mayormente aceites y alcoholes vegetales utilizados para la elaboración de biodiesel y bioetanol cuya aparición es relevante desde 2007. Le siguen la energía eólica desde 1994, la solar con una escasa participación desde 2004, y otros primarios no desagregados por el BEN presentes desde el inicio de la serie que incluyen formas directas de generación de energía eléctrica y un grupo variado de recursos utilizados por los autogeneradores.

Fuente: Buccieri, 2018: p.27. Grafico 4.

Es también evidente que el mayor peso del gas se contemporiza con la caída de la producción de petróleo y el incremento de la producción de gas sumado a la creciente importación de este último energético. Esto explica también el proceso gradual de posicionamiento del gas natural como un recurso importante en otra canasta, vamos a llamarla canasta energética de transición, en la que figuran el gas, las ERNC y las ER.

GRAFICO 22. Producción de petróleo y gas natural



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Fuente: Buccieri, 2018: p.27. Gráfico 5.

Como podemos observar la producción de petróleo sigue un curso de caída desde finales de los 90, en tanto la producción de gas sigue un curso ascendente, con una caída pronunciada hacia 2008, un proceso de recuperación a partir de 2012 y un recorrido serpenteante que da cuenta de la variabilidad de la producción de gas.

Es importante, sin embargo, prestar atención a la participación de derivados de petróleo en la generación eléctrica. La disminución de la producción de petróleo crudo no significa necesariamente la disminución del peso de los derivados de este energético en la generación eléctrica. No existe una correlación automática entre producción nacional de petróleo y dependencia de los derivados de petróleo en la generación eléctrica.

De hecho en el caso argentino, la disminución de la producción de petróleo contrasta con el incremento de la producción de derivados de petróleo que luego siguen teniendo preponderancia en la generación.

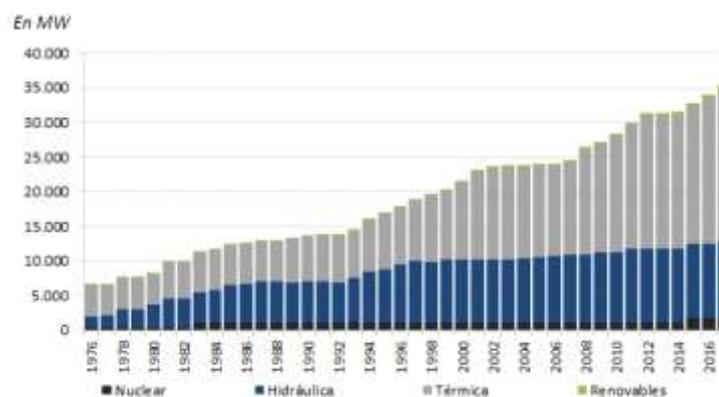
2.19. Participación de la canasta energética en la potencia y generación de energía

La generación térmica tiene un peso importante en la matriz de generación y tiene mayor peso que las energías renovables e incluso es mayor que la generación hidráulica.

En 2010, la potencia instalada era de 28.427 MW. (CAMMESA, 2020, p.12). En 2017 la potencia instalada de energía eléctrica era de 35.000 MW (Buccieri, 2018, p.31) y en 2020 había ascendido a 40.212MW para junio de ese año (CAMMESA, 2020, p. 12).

Hasta 2016 la participación de la generación térmica se había incrementado sustancialmente y la generación hidráulica había crecido igualmente. Las energías renovables no tenían un peso significativo y aún no se habían alcanzado las metas establecidas en la legislación.

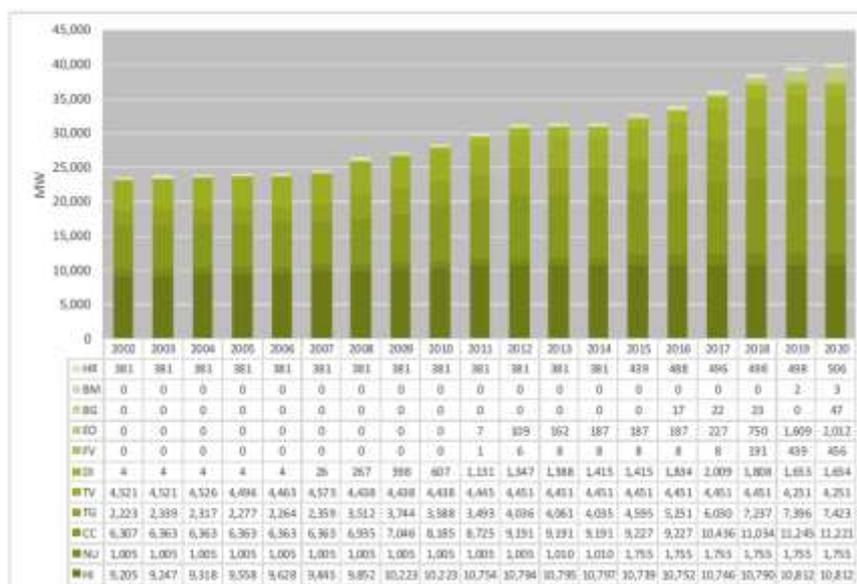
GRAFICO 23. Potencia instalada por tipo de generación



Fuente: Buccieri, 2018, p.31. Gráfico 9.

Hacia 2020, la participación de la generación térmica se incrementa aún más y la hidroeléctrica mantiene un ritmo de crecimiento más o menos regular.

GRAFICO 24. Evolución de la potencia instalada [MW]



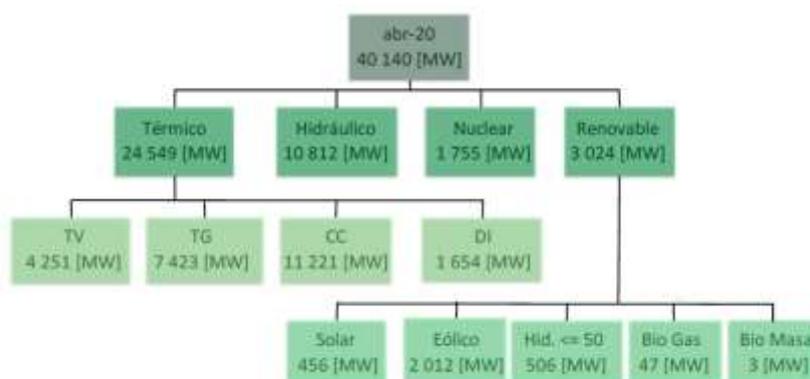
Fuente: CAMMESA, 2020, p.12

Hacia 2020 el escenario de potencia energética es el siguiente: La térmica ocupa el 60,94%, la hidráulica 26,94%, las energías renovables representaban el 7,74% y la nuclear (NU) el 4,36%.

Observamos el peso creciente de las turbinas a Vapor (TV), las turbinas a gas (TG) y de ciclo combinado (CC) que ocupan la mayor parte de la generación térmica representando juntas el 93.24% del total de energía térmica. Con lo cual se confirma que la relevancia del gas y las otras fuentes energéticas dan cuenta de un proceso de transición con grandes avances en términos de tecnologías renovables y de transición. El peso del Diésel (DI) en los motores de generación es todavía destacable, representando el 6,76%.

No obstante, recordemos que estamos realizando un análisis integral de la Transición Energética Sostenible (TES), en la cual analizamos la canasta energética y hacemos un análisis integral del sistema energético.

GRAFICO 25. Potencia Instalada Distribución por Tecnología [MW]



Fuente: CAMMESA, 2020, p.11

En 2017 la participación de las energías renovables no convencionales en el total de la potencia energética era de apenas el 2%. En 2019 se había incrementado a 6,5% y en 2020 el salto es notable alcanzando el 7,3% hasta febrero de ese año.

Para febrero de 2020, Argentina tenía una potencia instalada de Energías Renovables (ER) de 7.3% equivalentes al 2.904 MW, incrementándose en junio a 3.113 MW.

La evolución de la energía térmica a lo largo de las últimas tres décadas es apreciable. En la década de los 80 el promedio de participación de la energía térmica es de 48,6% y sube en el período de 2010-2017 a 60,5%, en tanto la participación de la energía hidráulica decrece de 42,9% en el periodo 1980-1989 al 33,7% en el periodo 2010-2017.

CUADRO 9. Composición promedio de la matriz eléctrica, por década

En %, sobre la potencia instalada en MW

Década	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Renovables
1980-1989	48,6%	42,9%	7,0%	1,5%
1990-1999	47,2%	45,1%	6,1%	1,6%
2000-2009	55,1%	39,2%	4,1%	1,5%
2010-2017	60,5%	33,7%	4,0%	1,7%

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA y MINEM.

Nota: La generación térmica está compuesta por turbinas a vapor, turbinas a gas, motores diésel y ciclos combinados. Los renovables incluyen hidráulica renovable, solar, eólica y biogás.

Fuente: Buccieri, 2018, p.32. Cuadro 3.

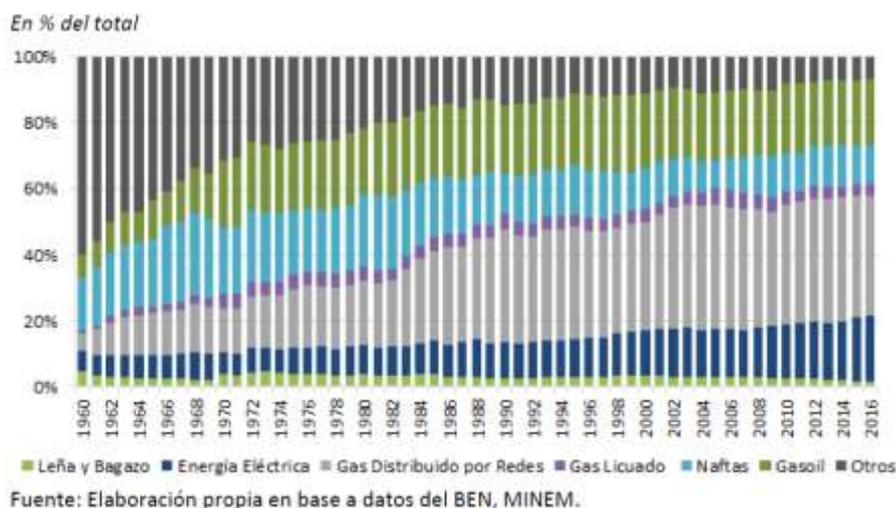
Con respecto al consumo final de energía, los sectores más demandantes de energía en el período 2010-2016 son transporte, residencial e industria, con 28,4%, 25,8% y 24,6% respectivamente. Estos tres sectores ocupan en general desde los años 60 un lugar destacado en la demanda de energía.

El sector residencial ciertamente ha crecido en las últimas seis décadas, en cambio el sector industrial ha decrecido en su participación en el total del consumo final. Por ello la introducción de tecnologías de uso final de energía en particular de uso residencial ha tenido una importancia particular como lo hemos analizado páginas atrás. Hemos observado en el análisis que el peso en el consumo final es el gas y la electricidad, lo que da cuenta de cierta armonía con la generación de energía, en la medida en que la transición está impulsada por estas dos fuentes energéticas,

La fuentes de energía predominantes en el consumo final son el gas y la electricidad, observamos sin embargo que estos productos energéticos consumidos no han tenido la misma preponderancia a lo largo de las últimas seis décadas. Sin embargo han ido creciendo progresivamente hasta ocupar un lugar destacado en el consumo energético.

El gasoil mantiene un lugar constante en estas seis décadas con una participación del 20% aproximadamente en 2016 (Buccieri, 2018: p.35). Podría decirse del GLP y de las naftas que en este último caso han decrecido significativamente. La leña y el bagazo han ido mermando a lo largo de estas décadas dando cuenta del cambio de ciclo energético medido por el consumo de producto energético.

GRAFICO 26. Consumo final de energía por tipo de producto



Fuente: Buccieri, 2018, p.35. Gráfico 11.

Es importante notar que en la estructura de consumo final el 46,4% del producto energético está basado en Gas distribuido por redes y Energía eléctrica. Observamos que la energía eléctrica avanza de manera creciente y hemos advertido el peso importante del bucle “Energía Hidroeléctrica – Energías Renovables” en la potencia y el bucle de “Energía

Hidroeléctrica - Gas Natural” en la generación. Esto da cuenta de un ciclo de conversión energética en la generación y cambio de los hábitos. Sin embargo, no vemos claridad respecto a dos proposiciones del proceso sostenible de transición:

- a) La tasa de inversión para la instalación de capital de generación renovable y de capital de consumo es suficiente para crear una base de suministro de energía renovable sostenible a largo plazo antes que se agote el recurso no renovable.
- b) El compromiso de consumo futuro (es decir la emisión de la deuda) está acoplado y limitado por la disponibilidad de energía.

Es también importante identificar en el análisis que los cambios tecnológicos son prolongados y se desarrollan a lo largo de décadas. Observamos aquí que los cambios de ciclo histórico energético pueden tomar muchos años, incluso décadas. Podemos observar que el tránsito del petróleo y los líquidos derivados a una matriz predominantemente de gas por redes y energía eléctrica en el consumo final empieza a marcarse como tendencia en los años 80.

Ahora bien, aquí identificamos cuatro procesos cruciales, respecto de los cuales reflexionaremos a partir de las premisas de TES planteadas por Sgourdis y Csal (2014):

- a) Las tecnologías introducidas a nivel del consumo y los servicios de energía acompañan la transición tecnológica en el suministro de energía. Los artefactos de uso final a nivel doméstico y los de uso industrial con alta tecnología de eficiencia energética cambian las características y los requerimientos de energía y por tanto se constituyen en factores estimulantes de la transición de la generación de energía.
- b) La transición energética de un ciclo tecnológico a otro, por tanto de cierta canasta energética a otra, es más lenta en estructuras energéticas más maduras y desarrolladas y es más rápida en economías pequeñas. Este es el caso de Argentina comparada con Bolivia, como analizaremos en el capítulo correspondiente a Bolivia.
- c) No obstante, el proceso de transición de Argentina ha sido apalancado por fuertes soportes jurídicos que además de prescribir metas alineadas con planes promotores de cambios energéticos, han constituido estructuras de gobernanza energética facilitadoras de los cambios en el nivel de consumo de servicios y de suministro de energía.
- d) Los patrones de transición de energía son similares a los procesos de difusión de tecnología, experimentación y adopción de las mismas. Esto implica que la

implementación de tecnologías a nivel del uso directo crean cambios en la generación a nivel no sólo de introducción de nuevas tecnologías sino también de adopción sistemática, formación y desarrollo de conocimientos, destrezas, capacidades de gestión y gerencia técnica y tecnológica.

Con respecto al inciso a) observamos que los programas de etiquetado de artefactos electrodomésticos, de recambio de lámparas incandescentes por luminarias de bajo consumo tanto en el alumbrado público como en los usos residenciales así como los planes y programas de cambio de artefactos electrodomésticos tenían como objetivo reducir el 16% del consumo eléctrico para 2016 respecto del escenario de evolución tendencial, el equivalente a 20.000 GWh en los requerimientos de energía eléctrica para cubrimiento de la demanda. Un avance de la incorporación de medidas tempranas tendientes al cambio de artefactos y la eficiencia energética se observa en el período 2006 – 2010 en el cual se reduce el indicador de intensidad energética en 21%. . (Rabinovich, 2013, pag.36). Este periodo corresponde por otra parte al crecimiento del PIB argentino. (CEPAL, 2014). Buccieri (2018, pags. 59, 60) afirma que la tasa de crecimiento de la demanda de energía es menor que el crecimiento de la economía en su conjunto y que las medidas de eficiencia y artefactos tecnológicos contribuyen a ello. De hecho entre 2002 y 2016 el indicador de intensidad energética baja de cerca de 1,6 a 1,18 respectivamente.

Ya en 2010 el ahorro en consumo de energía eléctrica del alumbrado público merced a los nuevos artefactos tecnológicos es de 30%.

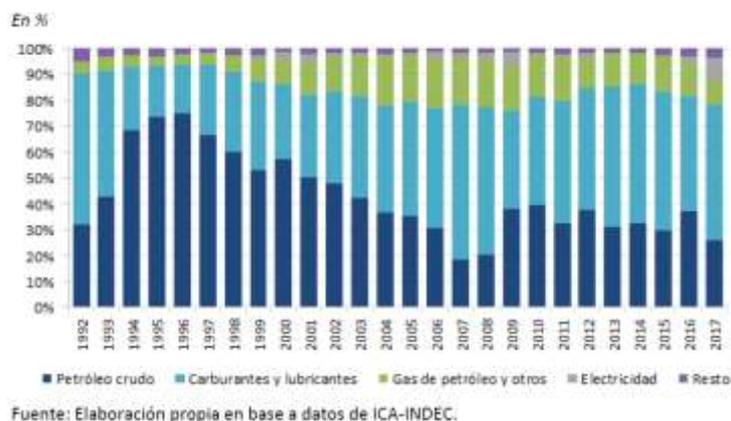
Las inversiones en generación habían reconfigurado la generación eléctrica en un largo periodo de tiempo impactadas por las políticas nacionales. En 2018, la generación eléctrica tenía las siguientes características; 64% térmica (del cual 90% es Gas Natural, 7% es Gas Oíl y Fuel Oíl y 3% carbón), 29% Hidráulica, 5% Nuclear y 2% Renovable. Por otra parte, la matriz energética primaria de Argentina en 2017 tenía las siguientes características: 1% carbón, 30% petróleo, 58% gas, 4% hidroeléctrica, 2% nuclear, 6% renovables. (Caratori, 2019).

2.20. Estructura de las exportaciones e importaciones de gas

Hemos visto páginas atrás que la producción de petróleo fue declinando los últimos años a diferencia del gas cuya producción aumenta. Esto tiene también relación con la creciente importancia del gas en la generación de electricidad y en el consumo final que hemos analizado páginas atrás.

No obstante la caída en la producción de petróleo, este energético así como los líquidos derivados ocupan un lugar destacado en las exportaciones aunque van bajando desde 1996, y después de un leve repunte en 2010 mantienen un comportamiento variable con tendencia al descenso hasta 2017. Los carburantes y lubricantes derivados del petróleo se incrementan así como el GLP. La electricidad ocupa un lugar poco visible hasta 2016 en que aparecen con mayor visibilidad en el total de productos exportados.

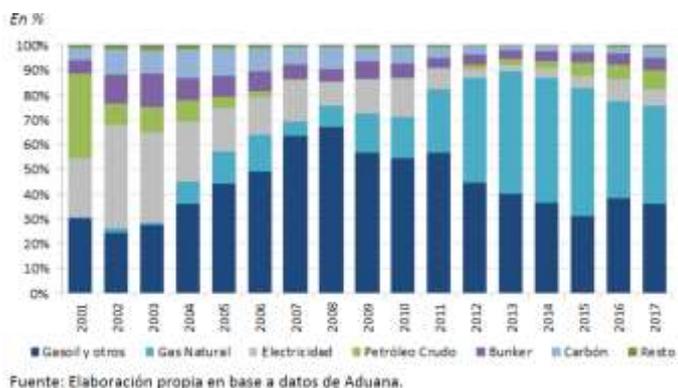
GRAFICO 27. Composición de las exportaciones energéticas



Fuente: Buccieri, 2018, p.41. Gráfico 15.

La estructura de importaciones es aún más llamativa. Observamos a partir de 2008, que las exportaciones de gas se incrementan progresivamente. Bolivia es el proveedor principal de gas. Las importaciones se incrementan de 2.700 MM \$us en 2012 a 3.500 MM \$us en 2014, equivaliendo al 30% del total de importaciones energéticas y al 10% del déficit energético. (Buccieri, 2018: p.41).

GRAFICO 28. Composición de las importaciones energéticas



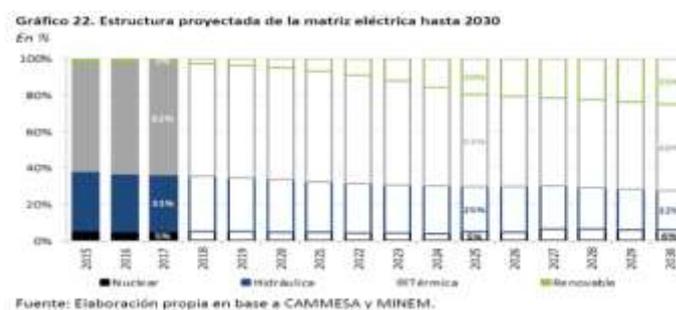
Fuente: Buccieri, 2018, p.42. Gráfico 16.

Las importaciones energéticas contribuyen a la transición si tienen el efecto virtuoso de complementar economías no sólo en la dimensión energética sino en las balanzas

comerciales en general. Es importante analizar estas facetas de la economía energética en términos de Transición Energética Sostenible (TES).

Si se concretan los proyectos previstos a ser implementados para el cambio de la matriz energética y la transición hacia energías renovables, el sistema energético quedaría compuesto en 2030 básicamente con 46.7% de energías renovables no convencionales sumadas a energía hidráulica; la energía térmica de 47.4 % continuaría siendo predominante, descontando la energía nuclear. Si se suma esta energía al paquete de renovables se supera la energía térmica. No obstante es importante anotar que el gas tiene una representación consistente en la canasta de generación de energía.

GRAFICO 29. Estructura Proyectada de la Matriz Eléctrica hasta 2030



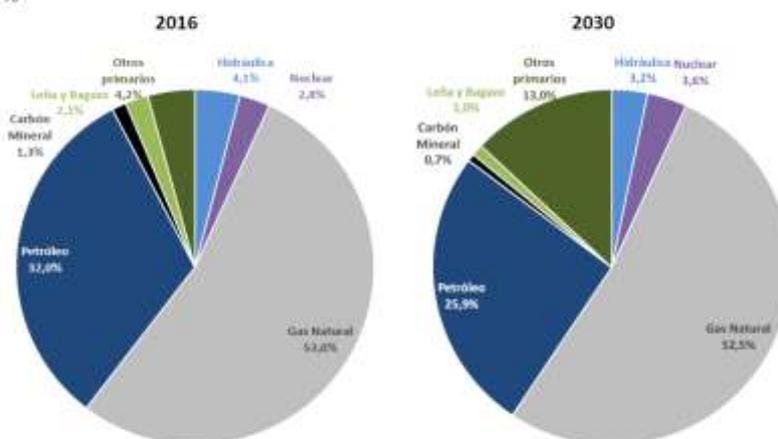
Fuente: Buccieri, 2018, p.49

Si se cumple la planificación, hacia 2030, la matriz energética eléctrica tendrá como base al gas. Ahora bien, un factor determinante en este proceso de transición basado en el gas es el precio de este insumo energético.

El escenario energético en 2030 pone en evidencia el peso todavía mayoritario del gas como energético de transición en la oferta interna de energía ocupando más del 52%, seguido del petróleo con 25,9%. La energía hidráulica y la nuclear tendrán igualmente un peso importante con 3.2% y 3.6% respectivamente. En la oferta interna las energías renovables no convencionales (ERNCC) tendrán una participación significativa pero aún lejos de las metas ocupando el 13%, no obstante el incremento de 5.8% respecto de 2016, año en el que representaban el 4.2%. (Buccieri, 2018, p.49).

GRAFICO 30. Cambios en la Oferta Interna de Energía Primaria a 2030

Gráfico 23. Cambios en la oferta interna de energía primaria a 2030
En %



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Otros primarios: incluye aceites y alcoholes vegetales usados para la elaboración de biodiesel y bioetanol, energía eólica, solar.

Fuente: Buccieri, 2018, p.50

La energía hidráulica disminuye en su participación energética respecto a 2016 y ganan espacio las energías renovables. Es notable sin embargo que el petróleo sigue ocupando un lugar destacado en la matriz energética. Esta planificación nos sugiere que la transición es gradual y avanza con una rémora de fuentes de energías fósiles que tiene aún cierto peso específico en la matriz energética.

Los biocombustibles tienen dos componentes: biodiesel y bioetanol. Está previsto que hasta el año 2026 el mix de nafta se incremente de 12% a 15% de bioetanol. Para lograr esa meta, el bioetanol debería incrementarse en 4,2% anual entre 2017 y 2030 y en conjunto los biocombustibles deberían crecer en 5% anual (Buccieri, 2018, p.50).

Para 2030 la leña y el bagazo deberían participar en 1% dentro del total del 14% de los renovables. Ahora bien, es importante precisar que los biocombustibles no ocupan un lugar central en la generación eléctrica.

Para alcanzar los cambios previstos en la oferta de energía primaria para 2030 se plantean varias hipótesis, la más determinante es mantener una marcha continua de inversiones en energías renovables y tecnologías de energías de transición usando, en el caso del gas, por ejemplo, el ciclo combinado o de otras como el turbo gas.

CUADRO 10. Hipótesis de costos de inversión asumidos por el MINEM

Cuadro 7. Hipótesis de costos de inversión asumidos por el MINEM

En USD/kW

Costo de inversión (USD 2016)	2016	2030
Ciclo combinado	1.100	1.070
Turbo gas	680	660
Eólico	1.500	1.130
Solar fotovoltaico	1.100	570
Solar distribuida	3.500	3.230
Nuclear	7.250	7.250

Fuente: Escenarios Energéticos 2030 (2017:48), MINEM.

Fuente: Buccieri, 2018, p.52

2.21. La Contribución Prevista Determinada Nacionalmente Determinada (CPND) de la República Argentina

La Contribución Prevista Determinada a Nivel Nacional (CPND o INDC, por sus siglas en inglés) de la República de Argentina establece que es presentada en “concordancia con las Decisiones 1/CP.19 y 1/CP.20, y teniendo en cuenta los principios, disposiciones y estructura de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático CMNUCC).

Argentina presentó su INDC el 1° de octubre de 2015 en el marco de la COP 21. Posteriormente, Argentina firmó y ratificó el Acuerdo de París, depositando su instrumento de ratificación el día 21 de septiembre de 2016.

2.21.1. Contenido y Metas del CPND de Argentina

Argentina ha planteado sus metas de mitigación en dos dimensiones: Incondicional y Condicional. En el primer caso se trata de metas alcanzadas con esfuerzos financieros propios y en el segundo caso se trata de metas alcanzadas con apoyo internacional en línea con la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático

“Mejoras a la contribución presentada en 2015: Como resultado de la revisión de la INDC presentada en 2015, la Argentina mejora su contribución planificando medidas de mitigación incondicionales que logran bajar su meta al 2030 de 570 a 483 millones de tCO₂eq. La diferencia - de 87 millones tCO₂eq- entre la contribución original y la revisada radica en dos aspectos principales. En primer lugar, el cambio a metodología IPCC 2006 permite mejorar la calidad del inventario evitando la sobreestimación de las emisiones agrícolas, resultando en una diferencia de 79 millones tCO₂eq. En segundo lugar, la revisión de más de 50 medidas incondicionales y la incorporación de nuevas medidas más ambiciosas en la contribución nacional implica 8 millones tCO₂eq de reducción adicionales.

Medidas condicionales: La Argentina ha calculado, además, el impacto de medidas condicionales, las cuales, de implementarse en conjunto, llevarían las emisiones a 369 millones tCO₂eq al año 2030. Estas medidas no integran la contribución, pero definen un trabajo a futuro en el cual se procurará avanzar junto con la comunidad internacional para resolver los aspectos que fundamentan su condicionalidad a fin de poder incluirlas en una nueva NDC a ser presentada en el futuro. La condicionalidad de las medidas tienen origen diverso y puede resumirse en aspectos relativos a:

a) financiamiento internacional; b) el apoyo a la transferencia, la innovación y el desarrollo de tecnologías (por ejemplo para medir y monitorear adecuadamente las reducciones/capturas obtenidas); c) el apoyo a la creación de capacidades para difundir buenas prácticas e implementar efectivamente las medidas propuestas. Si se implementaran todas las medidas condicionales en conjunto con las incondicionales, la Argentina lograría reducir un total de 223 millones tCO₂eq totales respecto al escenario de base para el año 2030.”

(República de Argentina Argentina, 2016, p.3)

Un balance de la situación del consumo y producción de energía realizada en el marco de la Tercera Comunicación Nacional de Argentina sobre Cambio Climático, plantea el siguiente escenario:

- Alto consumo energético relacionado con el transporte.
- Incremento sostenido del consumo de energía en el sector residencial así como en los sectores productivos.

“Entre las acciones en implementación, se pueden destacar en el sector Energía dos ejes fundamentales: la diversificación de la matriz energética y la promoción del uso racional y eficiente de la energía. En este sentido, se han desarrollado marcos normativos y programas orientados a fomentar una mayor participación de fuentes renovables no convencionales, la energía hidroeléctrica, la energía nuclear, la sustitución de combustibles fósiles por biocombustibles y la reducción de la intensidad energética del consumo.”
(Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015, p.19)

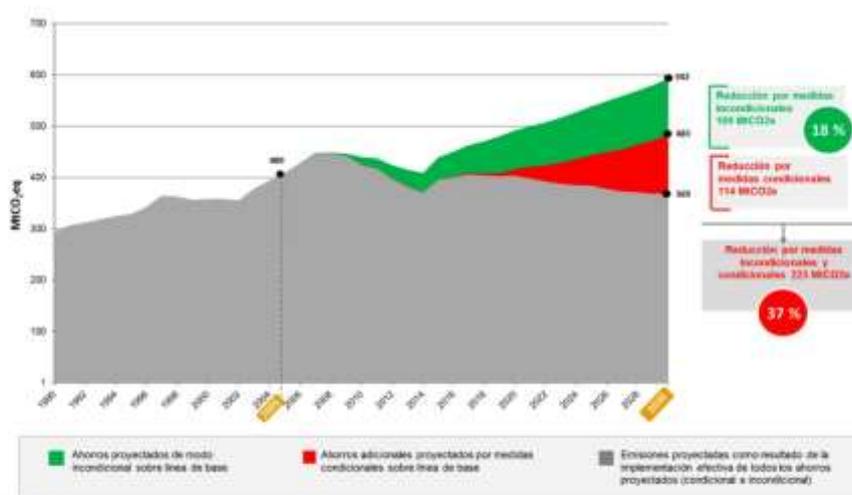
La CPND establece que Argentina no excederá la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂eq) en el año 2030, esta meta se lograría a través de un conjunto de medidas en sectores de energía, agricultura, bosques, transporte, industria y residuos generando un cambio estructural en la economía.

La CPND es diseñada y presentada en un contexto institucional y legal complejo que incluye un rol protagónico del Gabinete Nacional de Cambio Climático. La contribución

señala que igualmente la Argentina está diseñando su Plan Nacional de Adaptación (PNA) antes de 2019.

En el siguiente gráfico se puede observar que las emisiones descenderían drásticamente en 37% en un contexto de medidas condicionales e incondicionales agregadas, en tanto si solo se realizaran medidas con esfuerzo nacional las emisiones serían reducidas en 18%. La línea de base es fijada para el año 2005, año en el cual ese estiman las emisiones en 409 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq), logrando reducirse a 369 Millones de CO₂eq sumando esfuerzos condicionales e incondicionales. Después de un curso accidentado de ascensos y descensos, la curva empezaría a descender hacia el año 2018 aproximadamente.

GRAFICO 31. Trayectoria de emisiones en los escenarios BAU, incondicional y con medidas condicionales. Argentina 2016.



Fuente: Elaboración propia en base al Segundo Reporte Bienal de Actualización de Inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de la República Argentina (2016) y proyecciones de emisiones al 2030.

Fuente: República de Argentina, 2016. Figura 1. p. 4

Una reducción de 37% de emisiones para el año 2030 supone un aporte de la Argentina al esfuerzo global de no superar los 2°C con respecto a niveles preindustriales bajando sus emisiones a un nivel cercano al del 2002.

2.21.2. Escenarios Energéticos en el marco de la Contribución Prevista Nacionalmente Determinada

Cuatro escenarios posibles para 2030 se han planteado en la planificación de la transición hacia una matriz energética con energías renovables, a saber:

- 1) Escenario Tendencial.
- 2) Escenario Tendencial con Inversión
- 3) Escenario Eficiente
- 4) Escenario Eficiente con Inversión.

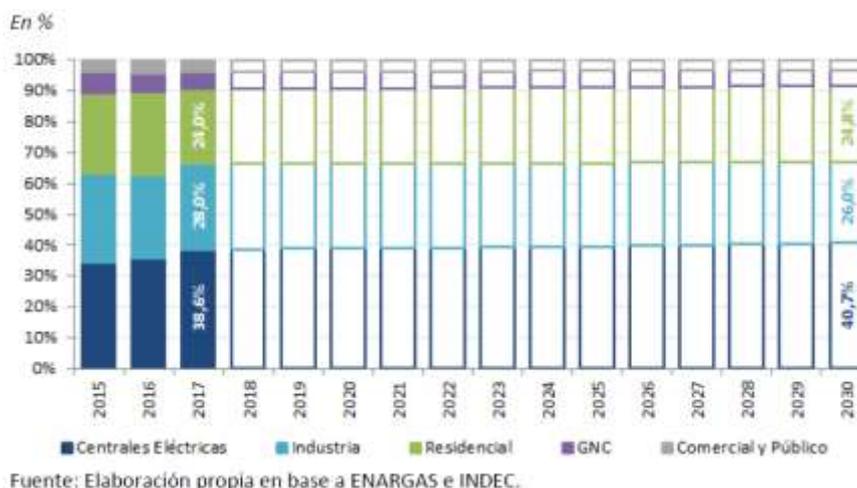
Los cuatro escenarios plantean hipótesis con distintos supuestos relacionados con los proyectos vigentes las inversiones previstas comparados con la situación energética en 2016. Los escenarios apuntan igualmente a reducir las emisiones de CO₂ del sector energético. En los escenarios tendencial y eficiente la regla general es que las fuentes de energías renovables no convencionales alcanzan el 25% de participación en la matriz energética en cuanto a generación.

Para el año 2030 se plantean dos escenarios posibles de potencia adicional o nueva instalada de electricidad. El escenario tendencial y el escenario eficiente. El escenario tendencial sin inversiones y sin eficiencia energética tendría una nueva potencia de 34,3 GW.

Para lograr una transición efectiva sobre la base del avance de las ERNC y ER sin una regresión a las fuentes energéticas fósiles, particularmente al petróleo, es importante prever que el consumo futuro sea satisfecho con la disponibilidad de energía futura, en este caso renovable.

Buccieri realiza estimaciones y proyecciones interesantes para el futuro que es pertinente analizar. La participación de los sectores residencial e industrial en la demanda de gas hacia 2030 se mantendrá sobre el 50% del total demandado, las centrales eléctricas demandarán cerca del 40,7%. Con lo que el gas se consolida como el principal energético en la canasta total en el consumo y en particular en la generación eléctrica. (Buccieri, 2018, p.55).

GRAFICO 32. Composición de la demanda de gas natural por sector proyectada a 2030



Fuente: Buccieri, 2018, p.54. Gráfico 24.

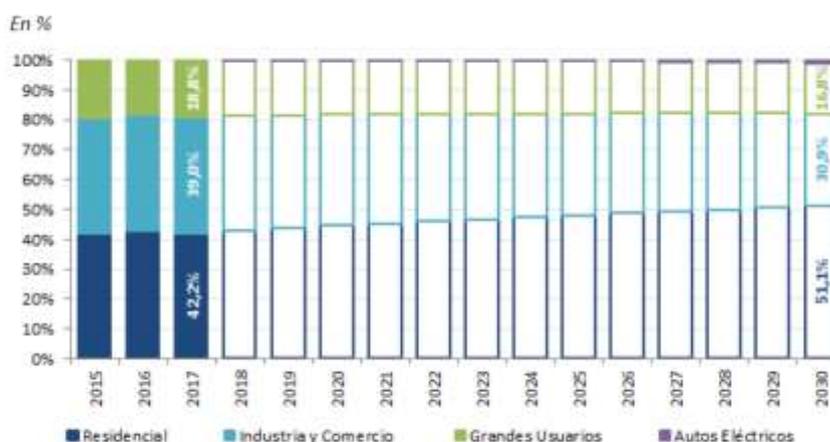
El transporte tiene una participación importante en el uso de combustibles fósiles y la perspectiva es que el parque automotor sea sustituido progresivamente por automóviles eléctricos. Buccieri estima que en 2030 el 12% de los automóviles vendidos serían eléctricos en tanto que para 2050 el porcentaje aumentaría a 50%. En 2025 el 3% de los automóviles vendidos serían eléctricos lo que equivale al 0,3% del total de automóviles para ese año estimado en aproximadamente 20.3 millones de automóviles.

En 2030 se venderían, según esta estimación, 310.000 vehículos eléctricos de un total de 20.6 millones de automóviles, es decir el 1,5% del parque automotor. Según Buccieri (II, 55) este crecimiento implicaría una demanda de electricidad adicional de 460 GWh en 2025 y 2.330 GWh en 2030.

Podemos observar que la transición al consumo eléctrico por automotores será lenta y todavía quedan varias décadas antes que se alcance una transición completa hacia los automóviles eléctricos.

Con respecto a la energía eléctrica, el sector residencial demandaría para el año 2030 el 51,1% y el sector industrial el 30,9%.

GRAFICO 33. Composición de la demanda de electricidad por sector proyectada a 2030

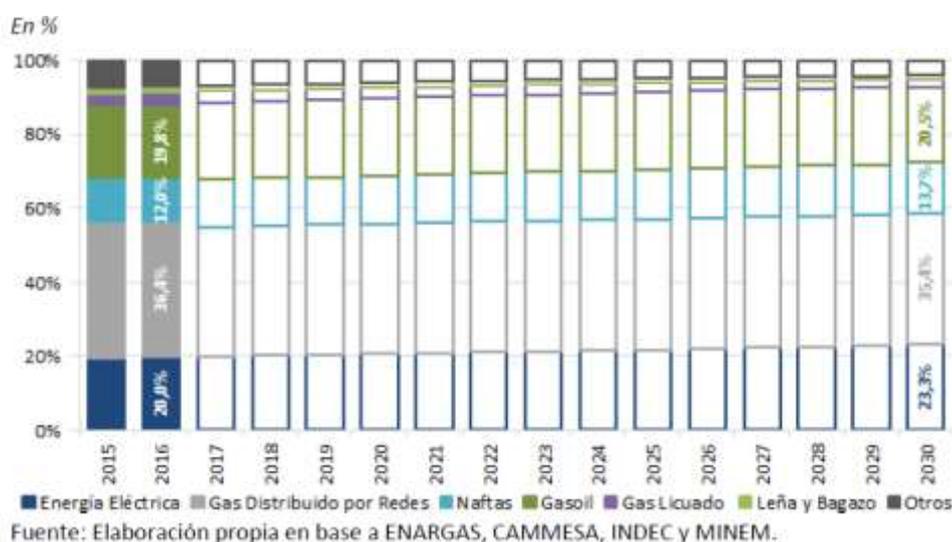


Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, INDEC y MINEM.

Fuente: Buccieri, 2018, p.55. Gráfico 25.

En la proyección de la demanda total de la canasta energética de 2030, la energía eléctrica y el gas ocupan el 58,9%, en tanto las naftas y el gas oíl ocupan el 13,5% y el 20,5% respectivamente. (Buccieri, 2018, p.81).

GRAFICO 34. Composición de la demanda total por producto proyectada a 2030



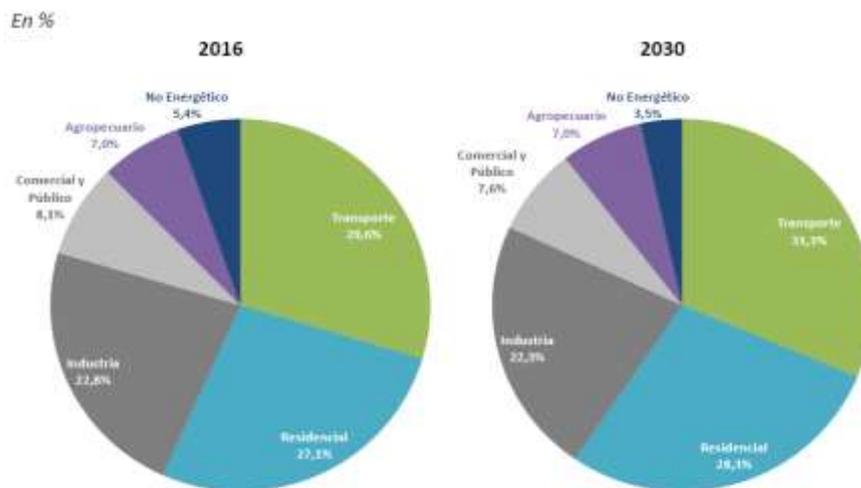
Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, CAMMESA, INDEC y MINEM.

Fuente: Buccieri, 2018, p.57. Gráfico 26.

Comparemos ahora dos estadios temporales energéticos, observando las adaptaciones transformativas; siguiendo a Buccieri veamos los años 2016 y la proyección al 2030. Podemos constatar que los sectores industrial y residencial incrementan su participación en la demanda respecto de 2016 como hemos observado particularmente en gas y energía

eléctrica. En 2016 estos sectores participaban juntos con el 49,9% de la demanda total de la canasta energética superando el 50% en 2030. El transporte, sin embargo, incrementa su participación en la demanda de nafta y gas oíl, de 29,6% a 31,3%. (Buccieri, 2018, p.59).

GRAFICO 35. Cambios en la demanda sectorial de energía total a 2030



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM.

Fuente: Buccieri, 2018, p.59. Gráfico 27.

2.21.3. Escenario Tendencial y Escenario Eficiente

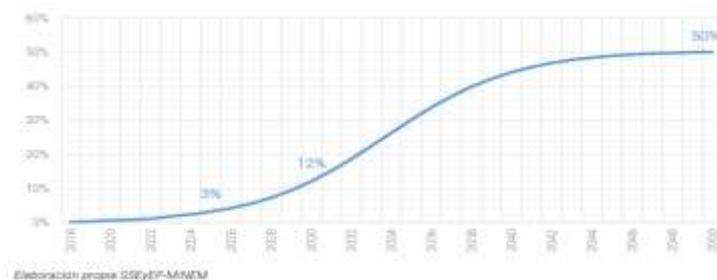
Hagamos ahora un análisis de lo que vamos a denominar los nuevos atributos del estadio temporal energético de transición previsto para el año 2030:

- a) Atributo de nuevas tecnologías asociadas con fuentes de generación renovables y de transición. El gas natural habrá logrado una penetración en la estructura energética del 74% y esto ha supuesto la construcción e instalación de tecnologías de generación y transporte complejas y diversas en el territorio argentino (Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.5).
- b) Atributo de innovaciones tecnológicas con dispositivos tecnológicos de uso final y Atributo de Velocidad de Expansión de la Conversión Energética:
 - i. Se logra una penetración moderada de autos eléctricos de 1,5% del parque automotor. Con 335 automóviles por cada 1.000 habitantes en 2030. Este stock automotor eléctrico va propulsando progresivamente para generar una transformación de la distribución y las tecnologías asociadas a esta. Adicionalmente supone una serie de cambios en el soporte jurídico e institucional y en las reglas y regulaciones de

promoción y ordenamiento de la transición del parque automotor hacia los automóviles eléctricos.

- ii. A decir de Wilson y Gruber (2011) observamos aquí dos factores de transición: la capacidad de conversión energética y los tiempos de conversión. Veremos en el gráfico que se presenta a continuación que la proyección de introducción de tecnologías de automóviles eléctricos hacia el 2030 y el 2050 implica tiempos constantes de cambios tecnológicos largos que duran décadas. El ritmo es, sin embargo, sostenido debido a la implementación de un proceso de transición deliberada. Y por otra parte, observamos que la magnitud tecnológica y la velocidad de expansión de la capacidad de conversión energética están inversamente relacionadas.

GRAFICO 36. Vehículos eléctricos - Porcentaje de ventas



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.23. Gráfico N°7.

- iii. Un cambio en el parque automotor requiere una red logística y de servicios compleja que también debe configurar o reconfigurarse, transformado por tanto los sistemas imperantes. Hemos observado que las tecnologías cambian en grupos de dispositivos mutuamente compatibles, mutuamente dependientes, con racimos de dispositivos de uso final, que a su vez suponen cambios de uso social, gobernanza y normatividad. Un artefacto tecnológico como el automóvil eléctrico viene rodeado de una horda de dispositivos funcionales a la diversidad de artefactos que hacen a la familia de automóviles eléctricos. Otro tema es el relacionado con los nichos comerciales y de precios, y la creación y adaptación a la demanda o la configuración de sujetos para los objetos, por tanto la creación de preferencias, hábitos y culturas tecnológicas. La introducción del automóvil eléctrico creará cambios significativos en las sociedades y en el régimen socio técnico en general.

- c) Atributo Favorable a una Tasa de Transición alta:
- iv. La demanda final de energía en el período 2016 a 2030 crecería en 1,7% en un escenario Eficiente. Partiendo de 56 MM Tep en 2016 y alcanzando 72 MM Tep en 2030 vis a vis 82 MM Tep en el escenario Tendencial.
 - v. Se establece como meta la participación del 20% de las energías renovables en 2025 y 25% en 2030.
- d) Atributo de Reducción absoluta de emisiones y de reducción de emisiones respecto del crecimiento económico.
- vi. Se reducen 8MM Tep comparado con el escenario tendencial. En el escenario eficiente hay una reducción sustancial respecto del escenario tendencial en el consumo de energía eléctrica, en el gas natural, en el gas oíl y en la nafta.

GRAFICO 37. Consumo de Energía en Escenarios Tendencial y Eficiente

Consumo final	Tendencial	Eficiente
	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 (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	76,8%	
Gas natural	72,3%	
Gasoil y nafta	7,2%	

Elaboración propia SSEyEP-MINEM. Nota: la demanda de gas natural no incluye RTP Carri ni el consumo en las centrales eléctricas.

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.6

- vii. La demanda total de energía entre 2016 y 2030 tendría una tasa de crecimiento de 2,5% anual en el escenario tendencial y de 1,7% en el escenario eficiente. En 2016 el consumo final de energía equivalía a 56 MM Tep y se espera que en 2030 se alcanzarían 74 MMtep en el escenario eficiente vis a vis 82 MM tep en 2030 (Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.21). Podemos observar en consecuencia un desacople entre el crecimiento del PIB y el consumo de energía si la ruta sigue la eficiencia activada por la inversión en tecnologías y en el

conjunto de atributos de transición que estamos analizando en la presente investigación. La curva de eficiencia nos señala, en consecuencia, que la cantidad de consumo de energía por unidad de PIB va decreciendo, lo cual es un indicador claro de transición energética.

GRAFICO 38. Evolución del Consumo Final de Energía y PIB, 2016 – 2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.21. Gráfico 5

GRAFICO 39. Consumo Final de Energía



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.29. Gráfico 9.

- e) Atributo de Gobernanza Energética de Transición: Se establece un marco normativo complejo compuesto de:
- viii. Ley 27.191 que promueve las energías renovable y establece las metas futuras.
- f) Atributo de nuevas fuentes de energía asociadas a nuevas tecnologías: se incrementa la participación del gas en la oferta interna total en el escenario de inversión eficiente en 52,2% en el caso del gas y 9,5% en energías renovables.

El petróleo disminuye de 31% en 2016 a 25,8% en 2030 en el escenario de inversión eficiente.

CUADRO 11. Oferta Interna Total. Escenario Tendencial y Eficiente con Inversión

Oferta Interna Total ⁴	Base Tendencial	+Inversión Eficiente
	Participación en 2030	Participación en 2030
Gas natural	55,7%	52,2%
Petróleo	23,7%	25,8%
Carbón	0,2%	0,3%
Hidroelectricidad	4,9%	5,4%
Nuclear	6,1%	6,7%
Renovable	9,5%	9,5%
Total	117 MMtep	105 MMtep

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.8

En el escenario eficiente, se espera que para 2030 la nueva potencia energética de Argentina sería de 26.5 GW con una importante participación de las fuentes hidroeléctricas y las térmicas.

En cuanto a generación, el escenario eficiente comprende un incremento significativo de la generación con energías renovables y una participación igual de destacada de la energía hidráulica con 25% y 29% respectivamente.

CUADRO 12. Potencia Nueva. Escenarios Tendencial y Eficiente

Nueva Potencia (GW)	Tendencial	Eficiente
	Acumulada al 2030	Acumulada al 2030
Térmica	11,2	7,2
Hidroeléctrica	3,0	3,0
Nuclear	2,0	2,0
Renovable	18,2	14,3
Nueva potencia total	34,4	26,5
Generación	Participación en 2030	Participación en 2030
Térmica	38%	31%
Hidroeléctrica	24%	29%
Nuclear	13%	15%
Renovable	25%	25%
Generación total	214 TWh	179 TWh

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.7

Es importante considerar que la hipótesis de escenario eficiente considera la participación de Vaca Muerta en la producción de petróleo y gas no convencionales.

La mayor parte de las emisiones de CO₂e son altas tanto en el escenario tendencial como en el escenario de inversión eficiente. En 2030 se plantea una cantidad de emisiones de 140 MMtCO₂e en el consumo, 26 MMtCO₂e y 22 MMtCO₂e en generación hidroeléctrica e industrias energéticas respectivamente. Estos cambios se darían en un contexto de inserción de tecnologías nuevas en el caso de generación y de eficiencia energética en el caso de consumo.

CUADRO 13. Emisiones de Dióxido de Carbono Equivalente (CO₂e) en Millones de Toneladas. Escenarios Tendencial y Eficiente

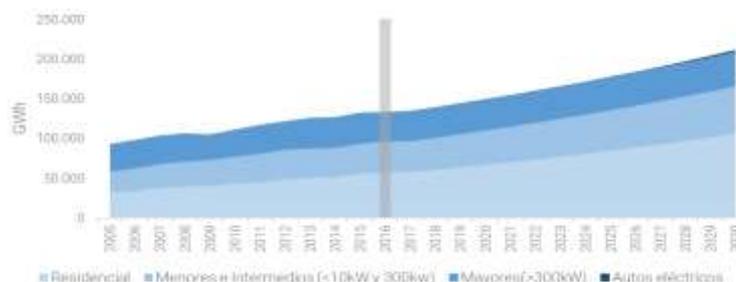
Emisiones (MMtCO ₂ e)	Base Tendencial	+Inversión Eficiente
	Año 2030	Año 2030
Consumo final	154	140
Generación eléctrica	35	26
Fugitivas	15	14
Industrias energéticas	20	22
Gasoductos	3	3
Total	227	205

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.9

Con respecto a la demanda de energía eléctrica, el escenario eficiente proyecta reducirla de aproximadamente 250 TWh en 2016 a 211 TWh en 2030. La mayor participación del consumo la tendrían los consumidores menores e intermedios seguidos del sector residencial. La novedad sería el ingreso en el consumo de los autos eléctricos con un porcentaje de participación muy mínimo visible hacia 2030, participando como lo hemos analizado antes con 1,5% del parque automotor con un consumo de 2.330 GWh comparado con 460 GWh del 0,3% de autos eléctricos respecto del parque automotor previsto para 2025.

GRAFICO 40. Demanda de Energía Eléctrica por Segmento, 2005 - 2030

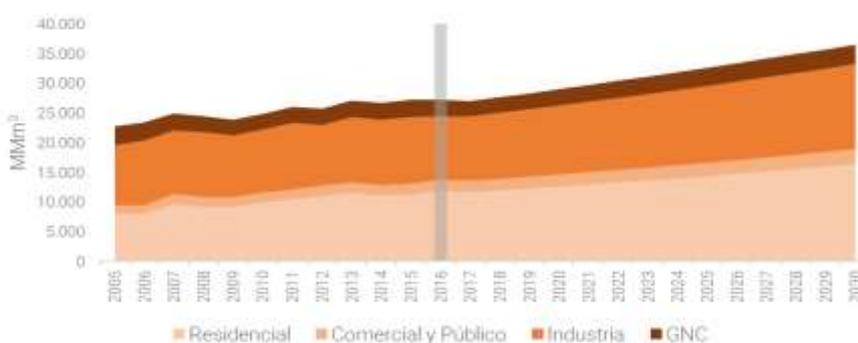


Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.22. Gráfico N° 6

Como hemos visto, el Gas Natural ocupa un lugar central en la transición energética, por consiguiente la planificación induce a una transición deliberada hacia ERNC, ER y al Gas Natural. Al concentrar la generación y el consumo en estas dos fuentes energéticas en la prospectiva prevé que la demanda de gas en 2030 será de 36,3 Miles de MMm³ respecto de 27 Miles de MMm³ en 2016. La mayor parte de la demanda estará en el uso Residencial y en la Industria con 16,4 Miles de MMm³ y 14,1 Miles de MMm³ respectivamente, respecto de 11,9 Miles MMm³ y 10,7 Miles de MMm³ en los mismos sectores en 2016. (Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.25)

GRAFICO 41. Demanda de gas natural, 2005 - 2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.25. Gráfico N°8.

CUADRO 14. Demanda Final de Gas Natural por tipo de Usuario

Gas Natural (miles de MMm ³)	% a.a. 2016-2030	Demanda	
		2016	2030
Residencial + Subdistribuidoras	2,3%	11,9	16,4
Comercial y público	2,0%	1,9	2,5
Industria ¹⁷	2,0%	10,7	14,1
GNC	1,1%	2,8	3,3
Total	2,1%	27,3	36,3

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.25. Tabla 2.

El escenario eficiente implica la introducción de un conjunto de artefactos tecnológicos en el ámbito del uso doméstico (electrodomésticos, sistemas de calefacción, acondicionamiento térmico y luminarias, entre otros), y en el ámbito de la industria, el transporte y la generación de energía. Estos cambios se relacionan con el Atributo de Innovaciones Tecnológicas que se insertan en distintos sectores en clústeres tecnológicos y van transformando el régimen socio técnico. Veamos en el siguiente cuadro cuales son los cambios tecnológicos, normativos, regulatorios y de gobernanza que van engarzados.

CUADRO 15. Hipótesis de penetración de tecnologías y medidas de ahorro y uso eficiente de energía

Medidas Tecnológicas	Acciones vinculadas a las medidas tecnológicas
Eficiencia en electrodomésticos	Aplicación de políticas de etiquetado y el establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética. Incentivos cada 5 años que generen un aumento en las ventas de las clases más eficientes.
Incremento de LED en el parque de iluminación.	Regulación a través del etiquetado y estándares mínimos o prohibición de tecnología ineficiente. Incremento de la tecnología LED en el parque vigente. Penetración en el mercado del orden del 98% de lámparas LED para 2030.
Bombas de calor	Desplazamiento de calefactores por bombas de calor, considerando una potencia promedio de calefacción de 2.700 W y un alcance de sustitución equivalente al 74% de las ventas de tiro balanceado en el año 2030.
Alumbrado público	Recambio completo de luminarias, que permite ahorros del 35% respecto al consumo base para igual cantidad de iluminación. Este ahorro se alcanza a lo largo de diez años, cambiando progresivamente el 10% del parque cada año.
Optimización de energía en la industria	Diagnósticos, líneas de crédito y promoción de la implementación de sistemas de gestión de la energía. El universo de aplicación son las empresas industriales en general, comenzando por el electro intensivo y PyMES.
Cogeneración	Incorporación de nuevas centrales de cogeneración eléctrica a partir de objetivos que permitan alcanzar niveles competitivos, sin incrementar necesidades de transporte eléctrico por encima de la conexión natural del sistema y lleven a una reducción de costos del despacho del MEM.
Calefones y termo tanques	Ahorro asociado gas doméstico a partir de políticas de etiquetado unificado, normativa que elimine la fabricación de unidades con piloto y medidas de incentivo puntual para el reemplazo de termo tanques por calefones.
Transporte urbano e interurbano	Ahorros en medidas para el transporte carretero (incorporación de bolsas de carga para la reducción de falsos fletes, rutas con menor rozamiento, motores más eficientes, neumáticos con menor rozamiento y capacitación a Choferes).
Promoción de nuevas tecnologías y resto de acciones	Fomento para incrementar la cantidad de variadores de velocidad en motores eléctricos dentro la industria manufacturera, morigerar el consumo de energía para calentamiento de agua sanitaria a través de la incorporación de economizadores de agua en el sector residencial, incentivar la mejora de aislaciones residenciales y el uso de materiales innovadores para mejorar la envolvente térmica de edificaciones, y la aplicación de parámetros de eficiencia en las construcciones a cargo del Estado o como contraprestación de incentivos directos para el desarrollo de viviendas.

Fuente: Sistematización con datos de Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.27, 28.

Estos cambios tecnológicos requieren inversiones financieras y facilitación de la producción e importación de artefactos y dispositivos que promuevan la eficiencia y contribuyan a la

mitigación climática. Es importante crear las condiciones para viabilizar flujos de capital. Dichos flujos de capital, en artefactos tecnológicos implican procesos industriales articulados a procesos de estandarización, economías de escala, inteligencia artificial, cadenas productivas, hábitos y prácticas de uso y consumo y también cambios en los bucles cocimiento-ciencia-tecnología.

Otro atributo importante en la configuración del nuevo régimen socio-técnico planificado por la normatividad en Argentina, es la creación de hábitos, costumbres y cultura tecnológica. Este atributo se desarrolla a través de la educación y la comunicación, respecto de las cuales se promueven procesos de sensibilización y concientización en relación a los usos de tecnologías eficientes energéticamente y el ahorro de energía. Se impulsan cambios de hábitos y se implementan, para este fin, programas educativos a nivel escolar y programas de comunicación social. (Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.28)

Este atributo implica cambios de hábitos, cambios en la cultura energética que a decir de Wilson y Grubler (2011) implican cambios en los patrones de organización social, de las rutinas de comportamiento y prácticas generadas por la inserción de innovaciones tecnológicas.

Los cambios tecnológicos y de la cultura energética implican en el escenario eficiente ahorros importantes hacia el horizonte de 2030. El ahorro sustancial se da principalmente en la energía eléctrica y un ahorro notable en el gas.

En cuanto al ahorro por sector de demanda, los sectores residenciales, transporte e industria ponen de manifiesto el mayor ahorro.

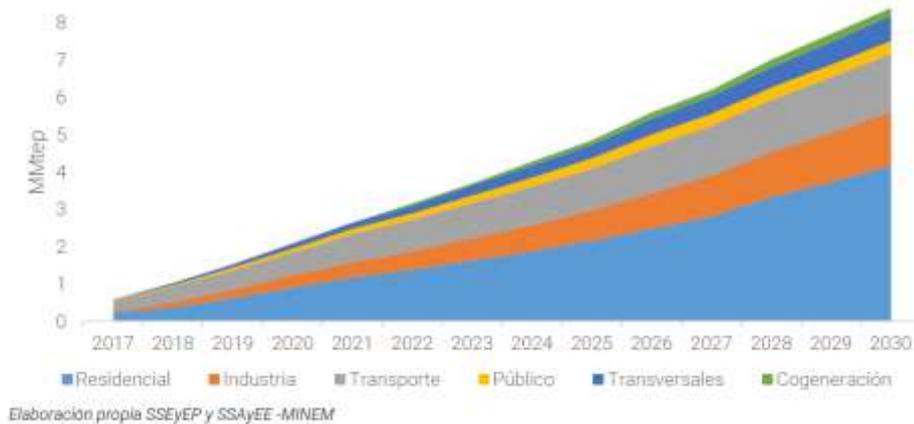
CUADRO 16. Ahorro acumulado según sector de demanda. Años 2017 - 2030

	MMtep	%
Residencial y comercial	26,9	45,8
Transporte	13,6	23,2
Industria	11,0	18,7
Público	2,9	5,0
Educación y comunicación (transversales)	4,2	7,3
Total	58,7	100

Elaboración propia SSEyEP y SSAyEE -MINEM

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.31. Tabla N°5.

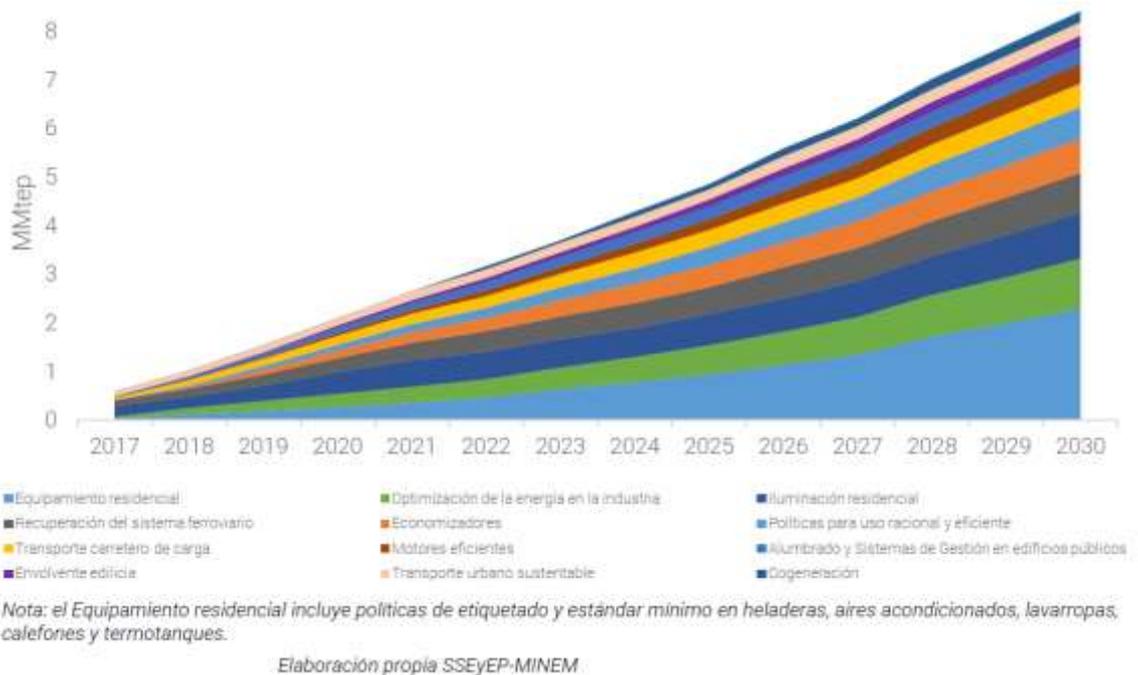
GRAFICO 42. Ahorros acumulados por sector



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.31. Gráfico N°10.

Las políticas implementadas para promover estos cambios tienen un efecto importante en el ahorro y la eficiencia energética. Resaltemos el equipamiento residencial, la optimización de la energía en la industria y la iluminación residencial.

GRAFICO 43. Ahorros acumulados por política



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.32. Gráfico N°11.

Las hipótesis para plantear un escenario en 2030 con mayor peso de las ERNC Y ER se basa en la incorporación de nuevas fuentes en el marco de inversiones significativas en el sector.

CUADRO 17. Hipótesis de incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas y nucleares

Escenario de incorporación hidroeléctrica	MW	Año de Ingreso
El Tambolar	70	2022
Aña Cuá	270	2022
Ampliación Yaciretá	465	2023
Cóndor Cliff	950	2024
La Barrancosa	360	2025
Chihuido I	637	2026
Portezuelo del Viento	216	2028
Total hidroeléctrica	2.968	
Escenario de incorporación nuclear	MW	Año de Ingreso
Repotenciación Embalse ²³	+35	2018
CAREM 25	27	2023
IV Central Nuclear	750	2025
V Central Nuclear	1.150	2027
Total nuclear	1.962	

Elaboración propia SSEyEP-MINEM.

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.47. Tabla N°8.

Los siguientes proyectos están considerados en el marco de las hipótesis antes planteadas:

“Dentro del escenario de incorporación térmica, se tuvo en cuenta el ingreso de 3.109 MW de potencia ya licitada y comprometida de acuerdo a la resolución 21/2016 y 1.810 MW de la resolución 820 y 926 de 2017 (en el marco de la resolución 287/2017 de cierre de ciclos combinados y cogeneración). Adicionalmente se consideró el cierre de ciclo de la central Vuelta de Obligado (+280 MW) y Termo Roca (+160 MW), la entrada en operación de Río Turbio en 2020 con 240 MW y los cierres de ciclo de Brigadier López (+140 MW) y Ensenada Barragán (+280 MW). Para el escenario Eficiente se supone el ingreso de 600 MW adicionales a los ya licitados y adjudicados por la resolución 820 y 926 de 2017.” (Buccieri, 2018, p.48).

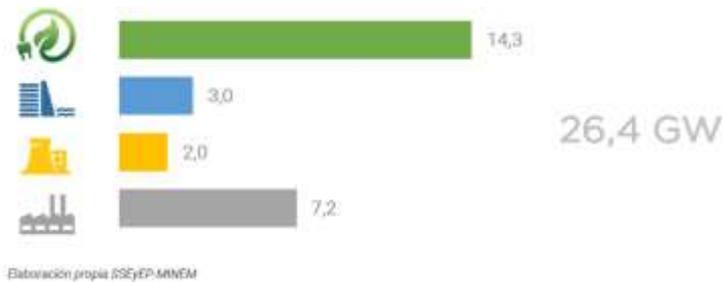
El escenario de nueva potencia instalada en 2030 sería el siguiente:

GRAFICO 44. Nueva potencia instalada al 2030 – Escenario Tendencial



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.51. Gráfico N° 24.

GRAFICO 45. Nueva potencia instalada al 2030 – Escenario Eficiente



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.51. Gráfico N° 25.

En cuanto a la matriz de generación las hipótesis de participación de distintos sectores de generación se presentan de la siguiente manera:

GRAFICO 46. Resultados comparados por escenario – matriz de generación



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.52. Gráfico N° 26

El año 2016 la participación del petróleo, el gas y el carbón en la oferta total de energía era de 89%. La previsión es que para el año 2030 la oferta total de energía tendrá una fuerte

relevancia del petróleo y el gas con inversiones adicionales, es decir, en el contexto de tendencial con inversiones y de eficiente con inversiones. No obstante las inversiones posibles el petróleo y el gas seguirán teniendo una participación cercana al 80%. Sin embargo, en el escenario tendencial con inversión, el gas sumado a las energías renovables y a la hidroeléctrica participarán con 70% del total de la oferta de energía en el escenario tendencial con inversión y con 67% en el escenario eficiente mas inversión. En este último caso, las políticas de ahorro y eficiencia permiten reducir la producción en consonancia con una reducción de la demanda por efecto también de la introducción de tecnologías y el uso eficiente.

GRAFICO 47. Oferta interna total de energía – Año base 2016



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.59. Gráfico N° 32.

GRAFICO 48. Oferta interna total de energía – 2030



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.59. Gráfico N° 33

La necesidad creciente de gas implicará la importación de gas desde Bolivia incluso suponiendo el ingreso de Vaca Muerta con producción de gas. Es decir, a pesar de una probable inversión creciente con resultados positivos en la generación de gas no convencional en reservas como Vaca Muerta no será suficiente para tener una base de suministro que cubra la demanda incluso en los escenarios tendencial con inversión y

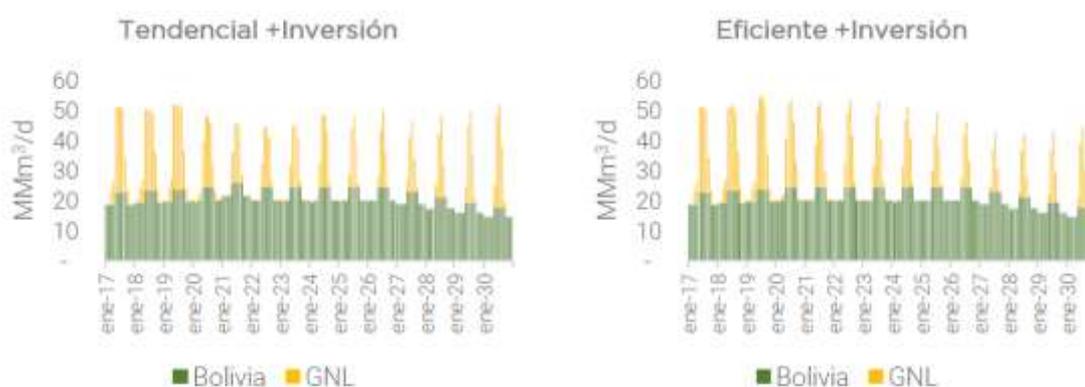
eficiente con inversión. El consumo futuro de gas estaría satisfecho si se acopla la producción interna de gas no convencional a la importación de gas en particular de Bolivia. La producción interna de gas se mantendrá entonces por debajo de los niveles de consumo.

La importación de gas natural y GNL será aun requerida por Argentina, particularmente en las estaciones de invierno. Se prevé que en el escenario tendencial con inversión se importará en los meses de enero en el periodo 2020 – 2030 en promedio superando los 40 MMm³/d. En el escenario eficiente más inversión superaría los 50 MMm³ hasta 2024 y luego reduciría a partir de ese año a un promedio superior a los 30 MMm³.

En ambos escenarios se requeriría la importación de GN de Bolivia que hacia 2020 estaría en un volumen superior a 20MMm³/d y empezaría a disminuir el año 2028 a un promedio superior a los 15 MMm³/d.

Ahora bien estos escenarios tienen una hipótesis central, el ingreso de Vaca Muerta y como hemos analizado el contexto de 2020 para lograr inversiones significativas no es el adecuado, lo que no quiere decir que las condiciones de costo/beneficio cambien a futuro. Si así fuera no obstante la posibilidad de provisión de gas se diferiría en el tiempo, cambiando el paisaje de datos.

GRAFICO 49. Importaciones de gas natural y GNL proyectadas



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

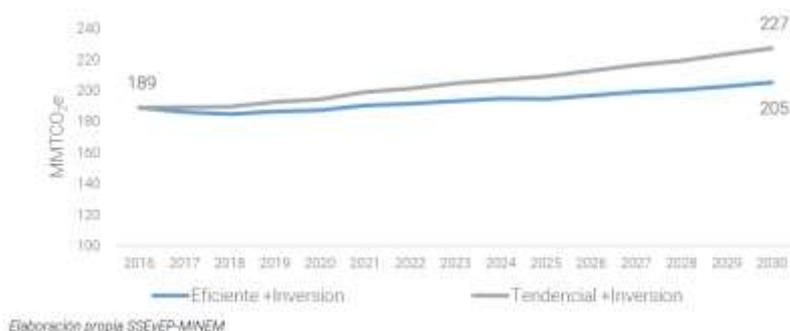
Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.60. Gráfico N° 35.

2.21.4. Emisiones de Dióxido de Carbono (CO2) y Mitigación Climática

Veamos ahora los escenarios de emisiones de CO2e. Los cambios tecnológicos y los programas orientados a la oficina energética que hemos analizado hasta aquí redundan en la reducción de emisiones de CO2e.

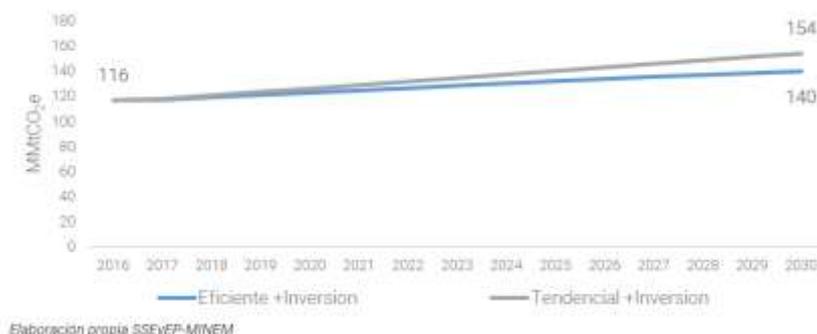
En la proyección hacia el 2030 se perfila una trayectoria de menores emisiones de CO2e en el escenario Eficiente con Inversión respecto del escenario Tendencial con Inversión, el primero tendría emisiones de 205 MMTCO2e respecto de 227 MMTCO2e en el segundo caso. A nivel de consumo final la emisiones de dióxido de carbono equivalente en el escenario eficiente más inversiones sería igualmente menor, pero en cuanto a las emisiones de las centrales eléctricas, la disminución es aún más significativa debido a la introducción de renovables y el uso del gas.

GRAFICO 50. Evolución de las emisiones totales del sector energético, 2016-2030



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.62. Gráfico N° 36.

GRAFICO 51. Evolución de las emisiones consumo final



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2017, p.63. Gráfico N° 37.

2.22. Conclusiones sobre la Transición Energética en Argentina

Históricamente las fuentes de energía fósil tienen un lugar central en la oferta de energía primaria de Argentina, ocupando el 90% del total de la oferta con predominio del gas en los últimos 30 años, entre 1980 y 2010.

El gas constituye un factor clave en la transición pues es la fuente energética puente que permitirá facilitar la misma. El reto de Argentina ha sido disminuir la dependencia del petróleo, ampliar la generación de energía eléctrica y del gas, incorporar otras fuentes de generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables y no convencionales.

La generación térmica tiene un peso importante en la matriz de generación y tiene mayor peso que las energías renovables e incluso es mayor que la generación hidráulica.

El peso del gas en el largo plazo en términos de infraestructura y stock de capital puede limitar o ralentizar el ingreso y posicionamiento de nueva infraestructura y tecnología de energías renovables. Es importante evitar una consolidación en el largo plazo de la preeminencia del gas y asumirla como una fuente de energía puente en el marco de una transición gradual, progresiva pero sostenida, con una planificación de largo plazo.

Una fuerte dependencia del gas y preeminencia de ese energético con tendencia a permanecer en el largo plazo contribuirá a construir una gobernanza energética rígida con una institucionalidad poco flexible a adquirir nuevos conocimientos y nuevas tecnologías, aferradas a rutinas de gestión y gerencia que no se adecúan fácilmente a la incorporación de nuevas tecnologías.

La transición energética requiere de un diseño complejo y riguroso de gobernanza energética flexible/dúctil y adaptable.

El Estado Argentino ha desarrollado no sólo un marco normativo complejo sino también un paquete diverso y nutrido de planes para fortalecer las acciones encaminadas a acometer los objetivos previstos en su CPND. Algunos de estos planes son los siguientes:

- Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático.
- Plan de Acción Nacional de Bosques y Cambio Climático
- Plan de Acción Nacional de Transporte y Cambio Climático

La Contribución Nacionalmente Determinada (CND) es igualmente un instrumento determinante en la transición energética e incorpora un conjunto de medidas en sectores

de energía, agricultura, bosques, transporte, industria y residuos, generando un cambio estructural en la economía.

Siguiendo la planificación establecida en la CND y los instrumentos de planificación, se pueden identificar varios atributos del Régimen Socio Técnico Energético de Argentina que dan señales de la transición en curso, observemos algunos de ellos:

- Atributo de nuevas tecnologías asociadas con fuentes de generación renovables y de transición. El gas natural habrá logrado una penetración significativa en la estructura energética y ha supuesto la construcción e instalación de tecnologías de generación y transporte complejas.
- Atributo de innovaciones tecnológicas con dispositivos tecnológicos de uso final y Atributo de Velocidad de Expansión de la Conversión Energética. Se logra una penetración moderada de autos eléctricos de 1,5% del parque automotor con 335 automóviles por cada 1.000 habitantes en 2030. Este stock automotor eléctrico si se cumple irá propulsando progresivamente para generar una transformación de la distribución y las tecnologías asociadas a esta. Sin embargo, como lo hemos mencionado a lo largo del análisis, es importante evaluar la efectividad de las políticas y los avances reales en el cambio de parque automotor.
- Atributo Favorable a una Tasa de Transición alta: La demanda final de energía en el período 2016 a 2030 crecería en 1,7% en un escenario Eficiente. Partiendo de 56 MM Tep en 2016 y alcanzando 72 MM Tep en 2030 vis a vis 82 MM Tep en el escenario Tendencial. Se establece como meta la participación del 20% de las energías renovables en 2025 y 25% en 2030.

El soporte jurídico e institucional tiene un rol fundamental en la transición energética. Una generación de leyes, decretos y resoluciones administrativas ha sido desarrollada en el marco del régimen socio técnico. Este soporte crea una gobernanza nueva que constituye un atributo central en el proceso de construcción de la transición.

Pero además el marco jurídico constituye un soporte facilitador de las innovaciones de nichos tecnológicos que abre las puertas a las mismas y las incorpora en el régimen socio técnico en proceso de construcción.

El marco jurídico promueve la creación y fortalecimiento de mercados energéticos de energías renovables no convencionales e impulsa, por otra parte, el uso racional de energía y la eficiencia energética.

La transición energética requiere de un diseño complejo y riguroso de gobernanza energética flexible/dúctil y adaptable. El camino que Argentina decidió seguir fue desarrollar progresivamente su marco normativo, construyendo su nueva institucionalidad a lo largo de varios años, planificando minuciosamente los pasos y fases, y desarrollando e incorporando tecnologías energéticas.

El marco institucional es complejo y se ha fortalecido con la creación del Gabinete Nacional de Cambio Climático que coordina su trabajo en mesas temáticas sectoriales e incorpora una instancia formal de participación de las provincias a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA) y con organismos no gubernamentales (ONGs), asociaciones de trabajadores, sector privado y académico científico y municipios, a través de la mesa ampliada del Gabinete Nacional de Cambio Climático. (República de Argentina. 2016)

Es menester relevar los esfuerzos de promover la participación privada de manera sistemática con políticas de soporte e impulso legal y regulatorio porque el esfuerzo planteado en el marco de las metas de participación de energías renovables es significativo y requiere la incorporación de actores privados en un país tan grande como Argentina. Para este fin se estableció el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) operado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), en este mercado, los generadores y compradores realizan transacciones de energía eléctrica.

El modelo es interesante porque permite crear un mercado de generadores privados que venden su energía a la entidad estatal contribuyendo así a alcanzar la meta de 8% para 2016. No obstante, a pesar de los esfuerzos conjuntos entre el sector privado y el sector público, no parece avizorarse posibilidades de alcanzar esa meta. Está visto que los avances en energías renovables requieren inversiones significativas que sugieren la necesidad de contar con la participación privada en una suerte de mercado regulado y con control estatal.

Las alianzas entre el sector público y el privado tienen un potencial importante para fortalecer la TES. Argentina proporciona lecciones en ese sentido.

El contexto macroeconómico es decisivo e influyente en el proceso de transición y se articula al paisaje socio técnico en el que observamos las normas globales y los compromisos de los países para reducir emisiones y construir economías de-carbonizadas en el marco de la CMNUCC.

En consecuencia, la influencia macroeconómica de este último puede detener o acelerar la transición de los sistemas energéticos impactando sobre la intensidad de capital. En cuanto a las políticas macroeconómicas, podemos afirmar que tanto el período del modelo de convertibilidad (1991 – 2001) como el período de post-convertibilidad tienen efecto en el sistema energético. Los cambios permanentes y cíclicos en las políticas macroeconómicas pueden generar bloqueos y retrasar la transición. Es importante que haya un continuum en el modelo energético a tono con políticas macroeconómicas sostenibles y sostenidas.

Otro tema relevante es la incorporación de tecnologías en el régimen socio técnico. Los procesos productivos e industriales lentos en la adopción y la adaptación a nuevas tecnologías energéticamente eficientes no contribuyen a la TES. El estado tiene que desarrollar medidas y políticas que promuevan que el sector industrial, el transporte y los usuarios domésticos en general faciliten la introducción de tecnologías y procesos eficientes de uso y consumo de energía. Argentina ha hecho avances normativos y regulatorios que deben profundizarse y que pueden ser replicados por Bolivia.

La hipótesis planteada en la investigación se confirma al observarse que la Transición Energética de Argentina implica procesos de alta coordinación y planificación en el marco de sus políticas macroeconómicas, su Contribución Nacionalmente Determinada (CND) y sus planes energéticos, reconfigurando la estructura socio técnica con adaptaciones transformativas de sus atributos constitutivos. Un papel fundamental han jugado en el proceso las siguientes variables: i) inserción de nuevas tecnologías energéticas, y ii) conformación de una nueva gobernanza del sistema energético con nuevas estructuras institucionales, normativas, planes e instrumentos de gestión.

III. Transición Energética en Bolivia

El sector eléctrico de Bolivia tiene dos sistemas de distribución de energía: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Sistemas eléctricos Aislados (SA). El SIN está conformado por subsistemas de generación. Por otra parte existen poblaciones aisladas con sistemas de generación propios, conformados en general por pequeñas poblaciones dispersas, ciudades pequeñas y menores y poblaciones dispersas de carácter rural.

3.1. Instrumentos de planificación en el sector de Energía del Estado Plurinacional de Bolivia

El Plan Sectorial de Desarrollo Integral para Vivir Bien 2016-2020 - Sector Energía es el instrumento rector de los proyectos e inversiones en el sector eléctrico ajustado en función del Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2016 – 2020 del mismo período de tiempo y de la Ley 777 del Sistema de Planificación Integral del Estado (SPIE). Otro instrumento de planificación importante es la Contribución Nacionalmente Determinada (CND) cuyas metas están incorporadas en el PDES.

Los instrumentos de planificación desarrollados en el marco del proceso de cambio son los siguientes:

- Plan de Universalización - Bolivia con Energía 2010 – 2025 (aprobado en 2010)
- Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 (aprobado en 2014)
- Plan de Energías Alternativas 2025 (aprobado en 2014)
- Plan Sectorial De Desarrollo Integral Para Vivir Bien (PSDI) - Sector Energía 2016-2020. Ajustado. 2016

Las metas definidas para el sector energético están contempladas en la Agenda Patriótica y el PDES. Estas metas se constituyen en la base del sector eléctrico. Las metas establecen la diversificación de la matriz energética, proyectando la diversificación de fuentes hacia el año 2030 con la preeminencia de energías renovables y energías alternativas.

El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, correspondiente a 2014 y la versión ampliada en 2016 denominada Plan Sectorial De Desarrollo Integral Para Vivir Bien (PSDI) - Sector Energía 2016-2020, se articula como hemos mencionado al Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) pero principalmente a la matriz rectora del desarrollo integral de Bolivia, la Agenda Patriótica 2025 que cuenta con 13 pilares orientados al desarrollo de Bolivia en los ámbitos social, económico y ambiental, cultural y social. Tres pilares y más de 60 metas de la Agenda Patriótica 2025 constituyen las líneas rectoras del desarrollo energético y de la transición energética. La propia Contribución Nacionalmente Determinada (CND) responde a estas líneas rectoras del desarrollo integral.

Entre los pilares de la Agenda Patriótica 2025 destacan la Universalización de los Servicios Básicos (Pilar 2), la soberanía productiva con diversificación y desarrollo integral (pilar 6) y la nacionalización e industrialización en armonía con la madre tierra (pilar 7). A estos pilares se articulan básicamente 4 metas que forman parte del modelo de desarrollo: la cobertura

eléctrica del 100%, la nacionalización y consolidación del sector industrial energético en manos del estado.

Nótese que en el corazón del modelo esta justamente el Estado como actor central, distribuidor de riqueza, regulador de la actividad industrial en el sector eléctrico, planificador e inversor y por tanto conductor de la transición y constructor de igualdad.

CUADRO 18. Articulación Agenda Patriótica 2025 y Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2016-2020

PILAR	DESAFÍO	META 2025
Pilar 2: Socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía.	Garantizar al pueblo boliviano la universalización del acceso a los servicios básicos en condiciones de equidad y considerando estrategias de Resiliencia a riesgos de desastres y cambio climático; así mismo es fundamental que dichos servicios básicos sean proporcionados considerando el equilibrio y armonía con la Madre Tierra.	Meta 3: El 100% de las bolivianas y los bolivianos cuentan con servicios de energía eléctrica y luz.
Pilar 6: Soberanía productiva con diversificación y desarrollo integral sin la dictadura del mercado capitalista	Dinamizar el desarrollo económico y social de forma sustentable, integral, así como la diversificación productiva en el territorio nacional, con una orientación hacia el mercado interno y la inserción selectiva en el mercado externo, en el marco de la economía plural a través de la puesta en marcha de complejos productivos territoriales.	Meta 1: Consolidación del sector hidrocarburífero, minero y otros
Pilar 7: Soberanía sobre nuestros recursos naturales con nacionalización industrialización y comercialización en armonía y equilibrio con la madre tierra	Fortalecer a las empresas estratégicas y avanzar en la industrialización y transformación de estos recursos con el objetivo de erradicar la extrema pobreza y contribuir al desarrollo integral del pueblo boliviano.	Meta 1: Los recursos naturales y servicios estratégicos han sido nacionalizados y están siendo administrados por el Estado Plurinacional de Bolivia. Meta 2: Fortalecimiento de los procesos de industrialización y transformación en armonía con la Madre Tierra.

Fuente: Elaborado por la Dirección General de Planificación

Fuente: Ministerio de Energías, 2016, p. 13. Cuadro 1.

La planificación se orienta en una línea de Transición deliberada a una matriz de energías renovables. El modelo energético, vamos a decir, está basado en la participación protagónica del estado siendo este el actor central de la dirección y la conducción de las empresas estatales en los componentes de generación, transporte de electricidad. La distribución se delega eventualmente al sector privado el cual está compuesto mayoritariamente por cooperativas de luz.

El Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2016 – 2020, establece ya metas específicas para el quinquenio. Este plan no obstante se basa y desarrolla las metas establecidas en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 (aprobado en 2014) y el Plan de Energías Alternativas 2025 (aprobado en 2014)

Los hitos en la planificación 2016-2020 del PDES para alcanzar las metas de la ruta de transición energética son los siguientes (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p. 42):

- Incrementar 4.878 MW de potencia, a través de la implementación de proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos, de ciclo combinado y energías alternativas
- Incrementar la cobertura de electricidad a 97% expandiendo las líneas de transmisión, líneas de media y baja tensión e incorporando energías alternativas.
- 596.497 hogares adicionales a nivel nacional (área urbana y rural) contarán con el servicio básico de electricidad.
- El año 2020 se logrará una cobertura de 3.268.553 hogares y en 2025 se cubrirá 3.788.097 hogares con servicio eléctrico, logrando 97% de cobertura en 2020 y 100% en 2025.
- Hasta el año 2023 se habrá alcanzado 469 MW incorporando fuentes de energías alternativas como la energía geotérmica, eólica, solar y la energía proveniente de la biomasa.
- Durante el período 2016-2020 se construirán 4.043 km de líneas de transmisión.
- Se establece la meta de exportación de electricidad a los países vecinos. Se prevé exportar a Argentina 440 MW en una primera etapa y posteriormente 1.000 MW.
- Se ha incorporado en la planificación la interconexión eléctrica con Paraguay, Perú y Brasil, lo que facilitará intercambios de electricidad.

La planificación prevé que hacia 2025 los usuarios del sector residencial requerirán 1.039.367 MWh y una potencia de 186 MW. (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p. 42). Esto requiere realizar inversiones significativas en generación y por supuesto en distribución, ampliando la frontera eléctrica.

CUADRO 19. Demanda de energía y potencia requerida para el incremento de la cobertura

PERIODO	HOGARES A SER INCORPORADOS	DEMANDA DE ENERGÍA PARA COBERTURA (MWh)	DEMANDA EN POTENCIA PARA COBERTURA (MW)	COBERTURA (%)
2013-2015	339.444	225.791	41	88
2016-2020	596.497	404.867	71	96
2021-2025	549.012	408.708	74	100
Total	1.484.953	1.039.367	186	

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p.42

3.2. Marco Institucional y Gobernanza Energética

El Sector Energía, está compuesto por tres sectores estratégicos: Electricidad, Nuclear y Litio (Recursos Evaporíticos). La gobernanza del sector energético está constituido por una estructura institucional y un soporte jurídico articulado. Esta institucionalidad está configurada con un enfoque de políticas públicas y no responde exclusivamente a la mitigación climática o a un abordaje estrictamente sectorial. El sector energético, su gobernanza y su soporte jurídico son componentes esenciales del modelo de desarrollo y de las políticas macroeconómicas. La Empresa Nacional de Energía (ENDE), por ejemplo, en su condición de empresa estatal nacionalizada y sus brazos empresariales subsidiarios, controla la generación y la transmisión.

El marco institucional y normativo tiene características importantes de diseño: cuenta con una gobernanza flexible y adaptativa a nuevas fuentes de energía establecidas en la planificación, por tanto facilita la conversión energética rápida en la medida en que responde a la normativa y la planificación que la promueve, no es conservadora, es más bien renovada y promueve innovaciones tecnológicas y se alinea a la Contribución Nacionalmente Determinada (CND), promueve el desarrollo de conocimientos, experticias y la formación consonante con los emprendimientos tecnológicos a implementarse en el marco de la transición. El marco institucional es también maleable ante clústeres tecnológicos, es decir, es capaz de adoptarlos, adaptarlos y promocionarlos en el régimen socio técnico energético.

La configuración de la gobernanza, se orienta por la transición deliberada y un conjunto de decisiones de políticas dirigidas a la renovación endógena.

Por consiguiente, un atributo importante de la transición energética se desarrolla de manera premeditada, a saber, una gobernanza energética que impulsa la transición y se concibe flexible y maleable en el proceso de avance de la transición.

CUADRO 20. Estructura Institucional de Energía

Entidad	Entidad y Funciones
La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE),	Corporación del Estado Plurinacional de Bolivia, que tiene por objetivo y rol estratégico, la participación en toda la cadena productiva de la industria eléctrica y en actividades de importancia y exportación de electricidad en forma sostenible, con criterio de promoción, desarrollo social y económica
El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC),	Entidad estratégica del sistema eléctrico nacional, responsable de realizar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), coordinando de forma integrada la operación de las instalaciones de generación y transmisión con el despacho de carga en tiempo real, atendiendo la demanda horaria en forma segura, confiable y a costo mínimo
Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN)	<p>Tiene por misión investigar y desarrollar tecnología nuclear con fines pacíficos, suministrar y comercializar bienes y servicios energéticos, de salud, industriales, agrícolas, de recursos naturales, ambientales, institutos de investigación y formación del capital humano.</p> <p>En cumplimiento a la Disposición Adicional Segunda, del Decreto Supremo No. 3892 de 2 de mayo de 2019, las atribuciones y competencia , derechos y obligaciones del Instituto Boliviano de Tecnología Nuclear (IBTEN) son asumidas por la AETN y la Agencia Boliviana de Energía Nuclear, según corresponda.</p>
Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN),	<p>Tiene por misión investigar y desarrollar tecnología nuclear con fines pacíficos, suministrar y comercializar bienes y servicios energéticos, de salud, industriales, agrícolas, de recursos naturales, ambientales, institutos de investigación y formación del capital humano.</p> <p>En cumplimiento a la Disposición Adicional Segunda, del Decreto Supremo No. 3892 de 2 de mayo de 2019, las atribuciones y competencia , derechos y obligaciones del Instituto Boliviano de Tecnología Nuclear (IBTEN) son asumidas por la AETN y la Agencia Boliviana de Energía Nuclear, según corresponda</p>
Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN),	Entidad encargada de fiscalizar, controlar, supervisar y regular los sectores de electricidad y tecnología nuclear ⁵ .
La Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN),	Entidad encargada de fiscalizar, controlar, supervisar y regular los sectores de electricidad y tecnología nuclear.
Empresa de Yacimientos de Lito Bolivianos (YLB),	Responsable de realizar las actividades de toda de la cadena productiva: prospección, exploración, explotación, beneficio o concentración, instalación, implementación, puesta en marcha, operación y administración de recursos evaporíticos, complejos de química inorgánica, industrialización y comercialización.

Fuente: Sistematización propia con información de Ministerio de Energías, 2016, p. 12.

Es importante precisar que el énfasis en autoridades relacionadas con energía nuclear no alude a la implementación de esta energía. La decisión de políticas de estado se guía por el desarrollo de investigaciones nucleares para su aplicación médica y agrícola. Ciertamente entre 2010 y 2014 germinó y maduró una discusión de implementación de plantas de energía nuclear pero estas propuestas fueron descartadas por distintas consideraciones, entre ellas principalmente ambientales. De modo que los emprendimientos de energía nuclear se concentran en procesos de investigación.

El sector eléctrico de Bolivia estaba conformado hasta 2016 por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) Corporación. En 2016 se produce un cambio importante, se decide la creación del Ministerio de Energías pasando a su dependencia el control del Litio que estaba antes bajo la dirección del Ministerio de Minería.

El Ministerio de Energía y el Viceministerio son las autoridades que dirigen la implementación de políticas y coordinan las inversiones y la ejecución de los planes de inversiones en el sector.

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) es la institución encargada de la regulación del sector eléctrico, en toda la cadena energética. Tiene competencias por tanto sobre las empresas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de los Sistemas Aislados.

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es responsable de la administración del SIN, del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) Corporación es la empresa nacional de electricidad estatal y tiene varias subsidiarias en el país.

CUADRO 21. Atribuciones y Características de las Entidades del Sector Eléctrico

Ministerio de Energía - ME	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y Tecnología Nuclear - AET	Comité Nacional de Despacho de Carga – CNDC	Empresa Nacional de Electricidad – ENDE Corporación
<p>Las atribuciones del Ministro de Energía con relación a las energías alternativas están referidas a la formulación de políticas nacionales para fomentar su desarrollo y promoción, así como la investigación en el uso de nuevas formas de producción de energías.</p> <p>El Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas tiene entre sus atribuciones específicas proponer políticas para el desarrollo de las energías alternativas, coordinando con las diferentes instituciones del sector, entidades territoriales y los diversos actores sociales del país y establecer e implementar la política eléctrica nacional a través de las distintas entidades y organizaciones involucradas con el sector.</p>	<p>La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y Tecnología Nuclear fue creada mediante Decreto Supremo N° 0071 del 9 de abril de 2009.</p> <p>La AET es la entidad reguladora de la industria eléctrica y se encuentra bajo tuición del Ministerio de Energía.</p> <p>La principal función es fiscalizar, controlar, supervisar y regular al sector de electricidad, protegiendo por dicha vía los derechos de los consumidores, entre otros.</p>	<p>El CNDC es responsable de realizar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), coordinando de forma integrada la operación de las instalaciones de generación y transmisión con el despacho de carga en tiempo real, atendiendo la demanda horaria en forma segura, confiable y a costo mínimo.</p> <p>El CNDC: Administra el Sistema Eléctrico Nacional con todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Planifica la expansión del SIN, bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, buscando el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica, aprovechando las fuentes energéticas de forma racional y promoviendo las condiciones de acceso universal al servicio de energía eléctrica.</p>	<p>La Empresa Nacional de Electricidad, es una entidad pública nacional, estratégica y de carácter corporativo, que participa en toda la cadena productiva de la industria eléctrica, así como en actividades de importación y exportación de electricidad. Se encarga de la formulación, ejecución y supervisión de los planes de expansión, de programas y proyectos de inversión y desarrollo.</p> <p>Con la finalidad de fortalecer a ENDE, mediante Decreto Supremo N°1691 de fecha 14 de agosto de 2013, se estableció su nueva estructura corporativa, de manera que sus empresas</p>

Fuente: Sistematización de Texto de MHE, 2014: 31.

3.3. Políticas del Sector Energético

Las políticas del sector energético se construyen en función de los instrumentos nacionales de planificación como hemos explicado y en línea con la Contribución Nacionalmente Determinada (CND).

En el siguiente cuadro podemos observar las políticas concretas articuladas a las metas de la Agenda Patriótica 2025 antes mencionada. La política 3 establece alcanzar la autosuficiencia energética, el abastecimiento el mercado interno y la orientación a la exportación. Las políticas también se orientan a diversificar las fuentes de generación energética. La meta 6 claramente promueve el desarrollo de eficiencia energética y el desarrollo de energías renovables. En el léxico de la planificación energética en Bolivia se asumen dos conceptos: energías renovables y energías alternativas. Esta última forma parte del enfoque de las primeras pero se les da un tratamiento diferenciado en la planificación y en la evaluación de los avances. Las energías renovables comprenden básicamente las hidroeléctricas y las alternativas comprenden la energía solar o fotovoltaica, la energía eólica, geotérmica, de biomasa.

CUADRO 22. Políticas del Sector Energético

SOBERANÍA SOBRE NUESTROS RECURSOS ENERGÉTICOS
Política 1: Garantizar y consolidar la soberanía energética del Estado, ejerciendo a nombre y en representación del Pueblo Boliviano la propiedad de los recursos naturales y la administración de sus rentas y beneficios.
Política 2: Desarrollar Científica y Tecnológicamente las aplicaciones de la energía nuclear contribuyendo a mejorar la calidad de vida de los ciudadanos y ciudadanas.
Política 3: Alcanzar y garantizar la autosuficiencia e independencia energética para el abastecimiento energético del mercado interno y la generación de excedentes para exportación.
Política 4: Diversificar la matriz energética, garantizando la producción de energía a partir del uso sustentable y eficiente de los recursos energéticos, así como la investigación aplicada y el desarrollo de nuevas fuentes de energía.
Política 5: Asegurar el acceso universal y equitativo del servicio básico de electricidad.
Política 6: Fomentar y desarrollar, el uso eficiente de la energía en sus diferentes formas y el desarrollo de las energías renovables con el menor impacto socio ambiental, coadyuvando al ahorro energético y la reducción de las emisiones de gas de efecto invernadero.
Política 7: Desarrollar la industria de los recursos evaporíticos, enfocada en ejes regionales para un desarrollo equilibrado, que consiga el beneficio equitativo del país.
Política 8: Consolidar y ampliar los mercados externos con los excedentes energéticos, buscando complementariedad y subsidiaridad económica a partir de espacios de integración ampliados.
Política 9: Reestructurar, consolidar y fortalecer las instituciones y empresas públicas del sector energético para el logro de la nueva visión de país y de la política energética.

Fuente: Sistematización propia con información de Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p.28.

Las políticas definidas apuntan a la autosuficiencia energética y a la exportación de electricidad. La transición energética estaría orientada en consecuencia a generar las condiciones de producción de un superávit de energía para que este pueda luego ser exportado. Por otra parte, se plantea la implementación de programas de eficiencia energética. En consecuencia la transición deliberada establece la generación de energía suficiente para cubrir el mercado interno y la exportación de excedentes así como la implementación de programas de eficiencia energética.

Con el fin de implementar las políticas, el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, establece las siguientes acciones (Ministerio de Energías, 2016, p.21):

- Ampliación de Cobertura de energía eléctrica y luz (área urbana y rural).
- Implementación del programa “Cosechando Vida-Sembrando Luz” dirigido a familias campesinas e indígenas cuyas residencias se encuentran dispersas en el área rural y no pueden conectarse al SIN.

- Fiscalización, control, supervisión y regulación del sector eléctrico, creando condiciones para el acceso universal y equitativo a este servicio.
- Extensión y densificación de redes (área urbana y rural) y aplicación de energías alternativas en el área rural.
- Garantizar sostenibilidad económica – financiera y precautelar la generación de rentabilidad económica para contribuir a la atención de políticas sociales, lo cual será evidenciado en los estados financieros.
- Fortalecimiento de las empresas públicas estratégicas nacionales.
- Proyectos termoeléctricos, hidroeléctricos, eólicos, biomasa, geotérmicos de generación de energía eléctrica y proyectos de generación de energía solar.
- Realizar estudios de proyectos binacionales y de interconexión internacional.
- Negociar y suscribir contratos de compra/venta de electricidad.
- Extensión de 2.822 km de líneas de transmisión de interconexión nacional.
- Extensión de 1.221 km de líneas de transmisión para exportación.

En conjunto, tanto las políticas como las acciones son vigorosos motores de la transición deliberada con un enfoque transformación del régimen socio técnico. Bolivia tiene la ventaja de contar con un régimen con una gobernanza en proceso de construcción y renovación que es sensible a cambios normativos y de diseño institucional en el sentido que se adecúa a los cambios tecnológicos.

Destaquemos en las acciones aquellas que las consideramos aceleradores y diseñadores del nuevo régimen socio-técnico: Los proyectos termoeléctricos concebidos como un puente hacia una matriz futura con predominancia hidroeléctrica y una participación importante de energías alternativas.

Se proyecta la implementación de un programa conjunto de agua y energía para familias campesinas e indígenas y poblaciones rurales en general a las que no puede llegar el tendido eléctrico del SIN. Este programa, sin embargo, no fue implementado en el plazo correspondiente al plan de desarrollo.

Es importante también resaltar la construcción de un tendido eléctrico para conectarse con Argentina principalmente para la exportación de electricidad. Nótese que se propone la extensión de 1.221 Kms para la exportación.

Entre 2006 y 2016 se realizaron inversiones significativas en infraestructura y en generación de energía. En ese período, la inversión se incrementó en 581%. La potencia

de energía se incrementó de 1.071 MW en 2006 a 1.855 en 2016. Se extendieron líneas de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) de 2.174 kms en 2006 a 4.466 kms en 2016; para ese año, la demanda de energía estaba en el orden de 1,434 MW.

3.4. Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025

El año 2014, junto al Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, se aprobó el Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025. Este Plan fue el precursor, vamos a decirlo así, de la Contribución Nacionalmente Determinada en lo que corresponde a energías alternativas (básicamente solar, eólica, geotérmica y biomasa). El Plan establece directivas para la construcción del soporte jurídico y parte de la gobernanza energética, establece asimismo las bases para los programas de eficiencia energética, la incorporación de tecnología su adaptación y adopción a la realidad local y nacional, y el desarrollo de procesos de investigación, formación y capacitación.

CUADRO 23. Políticas y Programas del Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025

Política de Energías Alternativas. Objetivos:	Programas Específicos
<ul style="list-style-type: none"> • Contribución a la diversificación de la matriz energética y al acceso universal del servicio básico de electricidad y sus aplicaciones productivas. • Consecución y consolidación de la seguridad y soberanía energética nacional. • Despacho preferencial de la generación en base a energías alternativas. • Uso racional y eficiente de los recursos naturales, considerando también los impactos ambientales y económicos generados por el desplazamiento del consumo de combustible fósil y sus efectos positivos respecto a la disminución de gases de efecto invernadero. • Consolidación de un marco normativo técnico, legal y financiero. • Fortalecimiento a las instituciones involucradas con las energías alternativas. • Contribución a la diversificación de la matriz energética y al acceso universal. • Servicio básico de electricidad y sus aplicaciones productivas. • Consecución y consolidación de la seguridad y soberanía energética nacional. • Despacho preferencial de la generación con base a energías alternativas. • Uso racional y eficiente de los recursos naturales, considerando también los impactos ambientales y económicos generados por el desplazamiento del consumo de combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generación eléctrica mediante energías alternativas (primer programa): destinado a la generación eléctrica para la diversificación de la matriz de generación en el sistema eléctrico nacional; • Electricidad para Vivir con Dignidad (segundo programa): orientado al acceso a la energía eléctrica de la población rural y periurbana; • Desarrollo normativo y fortalecimiento institucional (tercer programa): destinado al desarrollo normativo y fortalecimiento institucional; • Desarrollo de la investigación, promoción y difusión (cuarto programa): dirigido a la investigación y desarrollo, promoción y difusión de las energías alternativas.

Fuente: Sistematización propia con información de Ministerio de Energías, 2016, p.21.

A partir de 2006 se implementaron una serie de programas particularmente orientados a familias y comunidades rurales que tuvieron diferentes alcances, incluyeron entre otras las siguientes acciones:

- Instalación de sistemas fotovoltaicos y densificación de la red eléctrica en distintas regiones del país.

- Sistemas de Electricidad para hogares, unidades educativas y postas de salud del área rural.
- Sistemas fotovoltaicos y micro centrales hidroeléctricas en comunidades rurales.
- Generación eléctrica con bagazo de caña para abastecer a las industrias.
- Servicios de electricidad de familias y escuelas en áreas rurales mediante la instalación de sistemas fotovoltaicos.
- Sistemas híbridos (solar/eólico) para telecentros comunitarios.
- Equipamiento informático para servicio de internet, telefonía IP, cargado de baterías, purificación de agua y conservación de vacunas.
- Capacitación a gestores comunales para la operación y mantenimiento de telecentros.
- Construcción de micro centrales hidroeléctricas – MCHs
- Conformación de pequeñas empresas operadoras locales de electricidad.

El año 2014 se planteó, en el marco Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025, metas específicas, resultados y una lista preliminar de proyectos a ser implementados. Varios de estos proyectos fueron concluidos hacia el año 2019 (este es el caso de proyectos de energía solar) y otros estaban en proceso de implementación (tal es el caso del proyecto geotérmico y varios proyectos eólicos).

CUADRO 24. Proyectos de Energías Alternativas en Bolivia

<p align="center">Proyecto Planta Solar Fotovoltaica</p> <p>Planta solar fotovoltaica destinada al Sistema Interconectado Nacional, ubicada en el departamento de Oruro.</p>	<p align="center">Proyectos eólicos</p> <p>Parque eólico de Qollpana en Cochabamba, con una potencia instalada de 3 MW, mismo que se encuentra en operación desde enero de 2014. Se ampliará la capacidad de generación en 21MW adicionales.</p>	<p align="center">Proyecto geotérmico</p> <p>El proyecto geotérmico de Laguna Colorada, Departamento de Potosí, cuenta con cinco pozos geotérmicos (SM-1, SM-2, SM-3, SM-4 y AP-1), y adicionalmente, se ha perforado el pozo SM-5. El Proyecto Geotérmico estará dividido en dos etapas de 50 MW, lográndose así un total de 100MW. Se cuenta con financiamiento del Gobierno de Japón.</p>
<p align="center">Proyectos con Biomasa</p> <p>Con la finalidad de aprovechar el recurso de la biomasa que se obtenga de la empresa azucarera pública nacional estratégica San Buenaventura – EASBA en el departamento de La Paz, se ha previsto un proyecto de generación con capacidad de 10 MW. La capacidad total instalada incorporará al SIN 183 MW, incluyéndose adicionalmente 59 MW alcanzado 242 MW.</p>	<p align="center">Proyecto de Generación Híbrida El Espino</p> <p>Proyecto híbrido (fotovoltaico – diésel) con la finalidad de suministrar energía eléctrica confiable, continua y sostenible a la comunidad indígena guaraní de “El Espino”, provincia Cordillera. El proyecto comprende la instalación de un sistema híbrido de 60 KW compuesto por módulos fotovoltaicos, un sistema de almacenamiento de energía y un generador diésel. La operación, mantenimiento y administración del sistema estará a cargo de la Cooperativa Rural Eléctrica – CRE; construye la gobernación de Santa Cruz.</p>	<p align="center">Proyecto de Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural - IDTR (2007-2011)</p> <p>Instalación de sistemas fotovoltaicos y la densificación de la red eléctrica en distintas regiones del país. Se beneficiaron 10.147 hogares y 3.000 sistemas para infraestructura de usos sociales y productivos. Densificación con pequeñas extensiones de redes eléctricas en media y baja tensión beneficiando a 20.073 hogares.</p>

Fuente: Sistematización de Texto de MHE, 2014a, pags. 69, 70.

Se ha estimado que 56.385 familias no cuentan con energía y se encuentran en condición dispersa sin posibilidad de conectarse a redes eléctricas por lo que se requiere de la implementación de sistemas especiales que permitan que estas familias cuenten con acceso a energía con sistemas fotovoltaicos

El plan de energías alternativas también contempla la instalación de sistemas de energía en establecimientos escolares y de salud. En 2014 se estimaba que este programa beneficiaría a 1.400 unidades educativas, 210 centros de salud y 313 telecentros. (MHE, 2914, p. 76)

El plan de energías alternativas preveía la incorporación de nuevas tecnologías. Se trata de incorporar clústeres tecnológicos de generación de larga vida útil y de alto rendimiento en periodos relativamente cortos, de este modo se va configurando lo que hemos llamado el Modelo energético de Complementariedad para la Construcción de Igualdad y la Mitigación Climática incorporando entre muchos tres atributos fundamentales de la transición energética: Atributo de innovaciones tecnológicas, Atributo de Capacidad y Velocidad de Expansión de la Conversión Energética y el Atributo de Tiempo/Espacio de Transformación y Acople al Nuevo Régimen Socio Técnico

La investigación, transferencia e incorporación de dispositivos tecnológicos energéticos implica para la gobernanza energética el desarrollo de capacidades de gestión técnica, la misma que es acompañada con otros programas que fortalecen la capacidad de manejo no sólo de los equipos técnicos del ENDE, de las empresas del mercado mayorista o de las empresas de los Sistemas Aislados, sino también para los gestores locales de los sistemas dispersos de generación y uso de dispositivos y energía.

3.4.1. Soporte Jurídico de la Transición Energética

Varias normas legales sustentaron el proceso de intervención del estado en el sector energético como actor central generador, transportador de energía, como regulador y como planificador de la transición energética.

Bolivia vivió un proceso constituyente que empieza con vigor en 2006 y cuaja en la elaboración y aprobación por referéndum de una Constitución que establece la refundación del Estado denominándolo Estado Plurinacional de Bolivia, La nueva Constitución contiene directrices claras en el sector eléctrico, estableciendo la facultad privativa del estado en el desarrollo de la cadena productiva energética, en la generación, el transporte y la distribución. Por otra parte la constitución dispone que los municipios y gobernaciones

tienen competencias en el desarrollo de proyectos de energías alternativas y renovables. En el caso de los gobiernos departamentales dispone que en su jurisdicción, pueden desarrollar proyectos de generación y transporte de electricidad. Igual disposición establece para los gobiernos autónomos indígenas y originarios.

A partir de 2006 se inicia la implementación de una serie de medidas para fortalecer el marco institucional y el soporte jurídico del sistema energético nacional a tono con un nuevo modelo de desarrollo implementado en el país, Modelo que tiene al Estado como el actor central. La institución estatal ENDE se constituye en el actor central en la generación y en la transmisión y, por otra parte, dirige la implementación de las políticas trazadas en el plan sectorial.

Jiménez (2018) presenta un mapa detallado de las normas legales del sector eléctrico que da cuenta en detalle del proceso de construcción del nuevo modelo y la nueva gobernanza energética del llamado proceso de cambio. Destaquemos algunos Hitos de este proceso de construcción normativa:

- Creación de la Tarifa Dignidad en 2006.
- Participación de las empresas públicas en el sector eléctrico en 2007
- Definición de un precio de gas oíl para la generación eléctrica en sistemas aislados (2007)
- Implementación del Programa para Vivir Bien con Dignidad.
- Reorganización del Comité Nacional de Despacho de carga (2008)
- Creación del Programa Nacional de Eficiencia Energética (2008)
- Creación de una nueva autoridad de regulación con un enfoque distinto al del proceso neoliberal. (2009)
- Nacionalización de Empresas Generadoras en 2010
- Nacionalización de empresas de transmisión y distribución (2012)
- Normativiza el intercambio internacional de electricidad y crea las condiciones para la exportación.

CUADRO 25. Normas Legales sobre Energía Eléctrica

Antes de 2005	2006	2007	2008
Ley N° 1604, que norma las actividades de la industria eléctrica (Ley de Electricidad). Decreto Supremo N° 24043, Reglamentos de la Ley de Electricidad Decreto Supremo N° 28567, Reglamentación de la electrificación rural	Decreto Supremo N° 28653, de creación de la Tarifa Dignidad	Decreto Supremo N° 783, modificación de la Ley de Electricidad para participación de empresas públicas en la actividad eléctrica. Decreto Supremo N° 29133, de establecimiento del precio del gas oil para generación de electricidad en SA. Decreto Supremo N° 29304, transferencia de las acciones de ENDE al Ministerio de Hidrocarburos y Energía	Decreto Supremo N° 29624, de aprobación del Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga Decreto Supremo N° 29644, de refundación de ENDE. Decreto Supremo N° 29466, de creación del Programa Nacional de Eficiencia Energética
2009	2010	2011	2012
Decreto Supremo N° 71, de creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad	Decreto Supremo N° 493, de nacionalización de las empresas eléctricas Corani, Valle Hermoso y Guaracachi. Decreto Supremo N° 494, de nacionalización de ELFEC.	Decreto Supremo N° 1044, de traspaso de montos a ENDE para el pago de compensación por las acciones nacionalizadas	Decreto Supremo N° 1214, de nacionalización de la actividad de transmisión eléctrica Decreto Supremo N° 1448, de nacionalización de ENDE, ELECTROPAZ, ELFEO, CADEB y EDESER
2013	2014	2015	2016
Decreto Supremo N° 1536, de ajuste tarifario para consumo no regulado y residencial de alto consumo	Decreto Supremo N° 1948, que norma la continuidad de la Tarifa Dignidad. Decreto Supremo N° 2048, que establece el mecanismo de remuneración a partir de energías alternativas. Ley N° 614, de presupuesto general del Estado gestión 2015 para el Programa Nuclear Boliviano (PNB).	Decreto Supremo N° 2399, que norma el intercambio internacional de electricidad. Acuerdo de cooperación Bolivia-Argentina en materia nuclear. Ley N° 769, de presupuesto general del Estado gestión 2016 para el PNB. Decreto Supremo N° 2654, que declara prioridad al PNB y define que toda actividad nuclear aplicará ante la Autoridad Ambiental Competente Nacional (AACN)	Ley N° 787, Acuerdo Bolivia-Rusia de cooperación nuclear. Ley N° 788, se ratifica el Acuerdo Bolivia-Rusia y la construcción del Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear (CIDTN). Decreto Supremo N° 2697, de creación de la Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN).

Fuente: Jiménez, 2014, págs. 59 -61

3.5. La Nacionalización del sector eléctrico y el modelo de desarrollo en Bolivia

El año 2010 se inicia el proceso de nacionalización del sector eléctrico otorgándose un rol protagónico a la empresa ENDE. Esta empresa de tradición histórica en el sector eléctrico, fue fundada como empresa estatal en 1962 y privatizada en 1994.

La privatización iniciada con la Ley de Electricidad 1604 (21 de diciembre de 1994) transformó el sector eléctrico fragmentó ENDE en empresas de generación, transmisión y distribución, restringió la industria eléctrica a sociedades anónimas en el marco del Código de Comercio y entregó las empresas a capitales privados (Jiménez, 2018).

Se atribuye a la nacionalización del sector eléctrico y al rol protagónico de ENDE, los avances en el sector eléctrico y el incremento sustancial de la inversión pública en este sector, orientado sin duda a ampliar la cobertura, pero también a exportar considerando que la electricidad representa un negocio alternativo para el Estado y complementa la exportación de gas, en términos de provisión de ingresos adicionales. Las bases de la exportación de energía serían las energías renovables.

El proceso de nacionalización le dio un impulso importante a la universalización del servicio eléctrico en el país y al incremento de generación de energía. La capacidad efectiva de generación pasó de 1.137 MW en el período 2006-2009 a 1.526 MW en el período 2010-2016 con un crecimiento promedio de 7%, con una inversión de 680 millones de dólares.

En cuanto a la extensión de líneas de transmisión en el periodo 2006-2009 se adicionaron 330 km de líneas de tendido eléctrico. En el período 2010-2016 se cuadruplicó la instalación del tendido eléctrico, incrementándose 1.253,6 km, habiéndose invertido 502 millones de dólares.

Las inversiones realizadas hasta 2016 permitieron aumentar la cobertura del servicio eléctrico 90% al año 2016, de aproximadamente 67% en 2005 a nivel nacional. (Jiménez, 2018, p.23)

La nacionalización implica un cambio de fondo en la visión estatal del sector eléctrico, asumiendo este no solo como un sector de servicios sino como “un sector estratégico en la política socioeconómica del país, en tanto potencial generador de excedente...” (Jiménez, 2018, p. 64)

3.6. Avances en el cumplimiento de metas y objetivos de los Planes de Energía

Bolivia ha desarrollado un proceso acelerado y masivo de inversiones en infraestructura de energía eléctrica. Lo notable de este proceso es que un país con grandes limitaciones y vacíos en cuanto a servicios y generación eléctrica ha decidido desarrollar una transición deliberada a través de un riguroso proceso de planificación. Es decir, ha premeditado la transformación del régimen socio técnico hacia una estructura basada en energías renovables y ha previsto que la generación debe ser superior sustancialmente al consumo interno y que debe orientar progresivamente la generación a la exportación, de tal modo que se oferte una energía exportable que tiene la característica de ser limpia, es decir basada principalmente en energías renovables y alternativas.

En esta construcción deliberada y emergente de la transición configura meticulosamente la gobernanza articulándola a nuevas tecnologías, incluyendo las del gas natural como fuente de generación, desarrollando una capacidad de conversión energética anidada en sus marcos normativos e institucionales y en la tecnología más avanzada, construyendo un sistema de conocimientos, procesos de gestión del sistema energético con capacidad de manejar los clústeres tecnológicos articulados al régimen socio técnico en transición.

Este proceso tiene a su favor una característica: la estructura energética previa al proceso de planificación e inversión es más limitada y tiene menos densidad técnica, ingenieril y tecnológica; esto permite que un plan vigoroso de transición pueda construir una estructura energética y una red de generación, transporte y distribución de energía guiada por un enfoque de mitigación climática. En este proceso observamos justamente que el gas es elegido como la fuente de energía de transición. La adopción de tecnologías, la adaptación de las mismas y su incorporación en la estructura socio técnica nueva facilita la transición.

Es importante tener en cuenta que el uso del gas en las termoeléctricas y las hidroeléctricas marca una trayectoria de transición. Las termoeléctricas van cediendo paso de manera gradual pero acelerada a una matriz de energías renovables.

Los componentes técnicos, los diseños de gobernanza y la incorporación de clústeres tecnológicos definen por su parte una ruta de construcción de la transición energética.

Distinguimos aquí varios factores pujantes en el proceso de transición que aceleran la tasa de transición: i) intensidad de capital marcada por inversiones significativas con alto grado de infraestructura energética; ii) largos períodos de recuperación de inversiones a partir de un fuerte protagonismo estatal y con una mirada en el mercado interno y particularmente el mercado externo; iii) riesgo financiero manejable dado que se cuenta con un fuerte respaldo estatal que apuesta a dos mercados (interno e internacional).

Por otra parte, está el factor del stock físico y tecnológico de capital energético nuevo construido y en construcción, poroso y flexible, maleable ante la inserción de clústeres tecnológicos que están previstos en el proceso de transición. Finalmente, el factor de previsión de un período formativo de la estructura socio técnica de desarrollo tecnológico y adopción social. Por todo ello precisamente nos referimos a este proceso como una transición deliberada emergente y de renovación endógena, es decir, no motivada únicamente por el paisaje socio técnico o las fuerzas normativas y tecnológicas que hacen a este entorno externo sino también a motivaciones endógenas.

Las inversiones previstas para energías alternativas en 2014 en el marco del plan 2014-2025 sumaban 1.153,1 MM\$us a ser invertidos principalmente en Biomasa, proyectos eólicos y de energía solar. Como veremos cuando analicemos en detalle la Contribución Nacionalmente Determinada (CND), el presupuesto se incrementó y se expresó en el marco de dos escenarios: Con Esfuerzo Nacional y con Cooperación Internacional.

CUADRO 26. Proyectos en el Pipeline 2014-2025

Acciones	Entidades	Fase	Potencia instalada (MW)	Inversión (en M de USD)
Generación EE.RR	ENDE Corporación		548,8	1.153,1
Generación de Biomasa	ENDE Corporación		50	86,24
Biomasa Cobija	ENDE Corporación	En Estudio	20	34,50
Biomasa Riberalta	ENDE Corporación	En Estudio	20	34,50
Otros Proyectos	ENDE Corporación	En Estudio	10	17,25
Generación Eólica	ENDE Corporación		228	285,05
Eólico Qollpana II	ENDE Corani	Ejecutado	24	19,47
Eólico Warnes	ENDE Corporación	En Ejecución	14,4 + 21	41,25
Eólico La Ventolera	ENDE Corani	En Estudio	24	53,81
Eólico San Julián	ENDE Corporación	En Ejecución	39,6	76,66
Eólico El Dorado	ENDE Corporación	En Ejecución	54	65,44
Eólico Qollpana III	ENDE Corani	En Estudio	51	28,41
Generación Geotérmica	ENDE Corporación		100	475,56
Planta Piloto Laguna Colorada	ENDE Corporación	En Ejecución	-	28,47
Laguna Colorada etapa 1	ENDE Corporación	En Estudio	100	447,09
Generación Solar	ENDE Corporación		170,8	306,25
Solar Oruro Fase I	ENDE Corporación	En Ejecución	50	94,56
Solar Yunchará	ENDE Guaracachi	Ejecutado	5	9,56
Solar Uyuni Potosí	ENDE Guaracachi	Ejecutado	60	95,37
Solar Riberalta - Guayaramerín	ENDE Corporación	En Estudio	5,8	21,54
Solar de Oruro Fase II	ENDE Corporación	En Estudio	50	85,22

Fuente: ENDE Corporación

Fuente: ICEX, 2019, p. 5

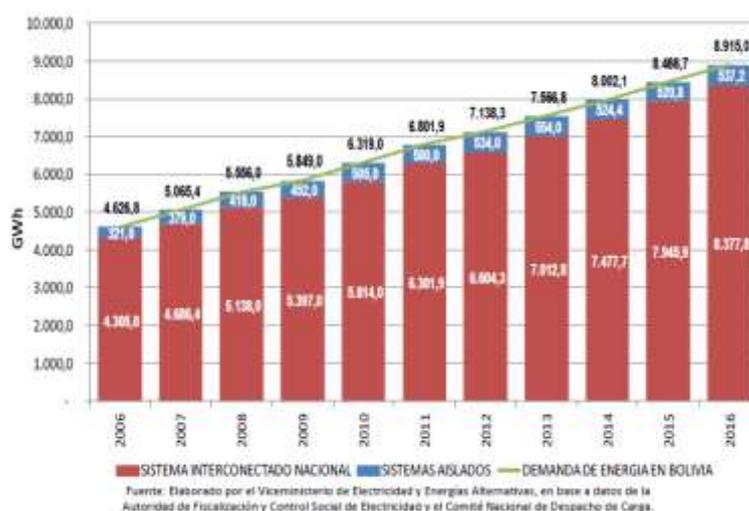
Los avances en las inversiones dan cuenta ya del inicio de operación de proyectos de energías alternativas en el país aún con poca capacidad (potencia) y generación pero relevantes en particular para algunos sistemas aislados. En 2014 empezaron a operar el

Parque Eólico Qollpana con 3MW y la Planta Fotovoltaica de Cobija de 5MW. Este último opera en el marco de un sistema aislado del norte amazónico boliviano. (MHE, 2014b, p. 13)

3.7. El mercado eléctrico y la demanda: motores de la generación

La demanda histórica de electricidad ha revelado datos notables de crecimiento entre 2006 y 2016 y ha dibujado una curva ascendente hacia el 2020. Lo cual da cuenta de una expansión considerable de la cobertura energética nacional en las áreas urbanas y rurales.

GRAFICO 52. Evolución de la Demanda de Energía en Bolivia [Gwh] Período 2006-2016



Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 24. Gráfico 2.

La demanda corresponde al Sistema Interconectado Nacional (SIN) que está regulado y cuenta con sistemas de distribución manejados por empresas cooperativas en su generalidad. Los consumidores no regulados están principalmente considerados en empresas mineras de gran dimensión, tal es el caso de la Empresa Metalúrgica Vinto, COBOCE, Empresa Minera Inti Raymi y Empresa Minera San Cristóbal, las mismas que reciben el servicio a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

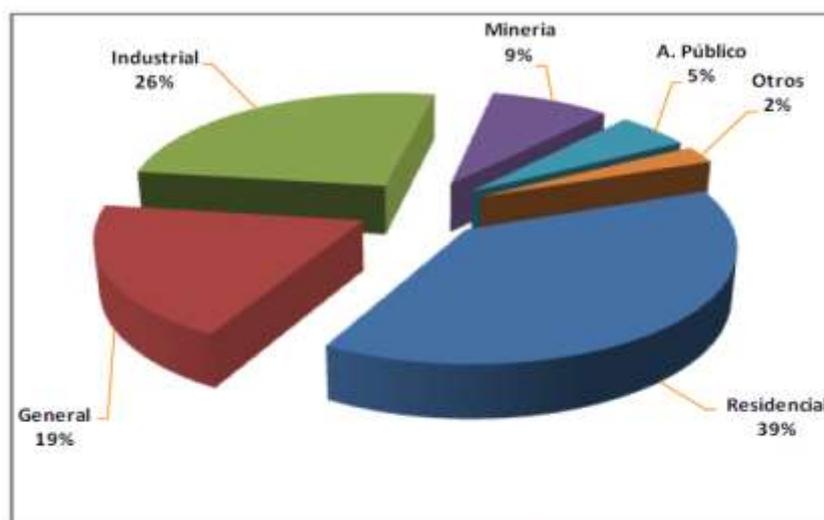
La demanda creció aceleradamente en el período 2006 – 2016 con una tasa anual promedio de 7%, superior a la tasa de 4% anual del periodo 2000 – 2005. Está claro que las inversiones masivas para satisfacer esta demanda se desarrollaron en el marco de un modelo económico basado en el rol protagónico del estado y con determinadas políticas macroeconómicas. (Ministerio, 2016)

El consumo de electricidad en el país se caracteriza por ser principalmente residencial. Durante la gestión 2016, este segmento demandó el 39% de la energía requerida, seguido

del industrial con una demanda del 26% y el general con el 19%. Ese año la demanda de energía a nivel nacional alcanzó a 8.915 GWh, con una participación del 94% del SIN y del 6% de los sistemas aislados.

En 2016 los sectores de mayor demanda eran el residencial y el industrial con 75% de la demanda concentrada en estos dos sectores, aunque mayoritariamente en el grupo de consumo residencial con 39%.

GRAFICO 53. Demanda de Electricidad de Bolivia por Categoría – SIN y SA Gestión 2016



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, en base a datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

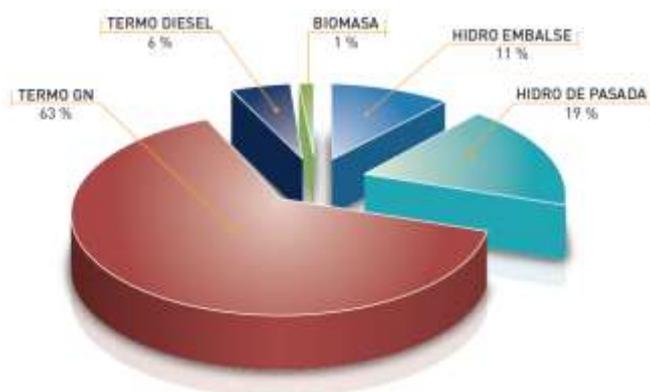
Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 23. Gráfico 1.

3.8. Matriz Energética. Camino de Transición

En 2012 la matriz energética de Bolivia tenía la generación térmica (Gas Natural y Diésel) participando con 68,6%, hidroeléctrica con 30,1% y energías alternativas principalmente biomasa con 1,3%. La capacidad térmica era de 908,7MW y la hidroeléctrica 476,1 MW, con un total de 1.384,8 MW (Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia, 2025, 19, 20).

Como podremos observar más adelante, este estadio energético temporal del sistema energético (año 2012) cambiará progresivamente a lo largo de los próximos años. Tomamos como hito el año 2012 para tener una idea mas elaborada del proceso de evolución del sistema energético y los cambios en sus atributos.

GRAFICO 54. Composición de la matriz energética de Bolivia (%) – 2012



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Fuente: MHE, 2014a, p.20. Gráfico 4.

Ahora bien, es importante notar que la demanda es satisfecha principalmente con generación termoeléctrica e hidroeléctrica. Estas fuentes energéticas son el resultado de una fuerte expansión del uso del gas y de la incorporación de hidroeléctricas en la generación.

El Estado en el marco de las políticas implementadas desde 2006 realizó inversiones significativas en generación basadas en gas con tecnologías de ciclo combinado así como en la construcción de hidroeléctricas. Es notable que esto ha implicado una gran magnitud tecnológica de la estructura energética y una expansión rápida de la conversión energética. Los ritmos y formatos (Termo e hidro) han respondido a políticas que promueven inversiones masivas. Importantes flujos de capital han sido canalizados hacia el sector energético que se constituye en uno de los ejes estratégicos de las políticas de desarrollo.

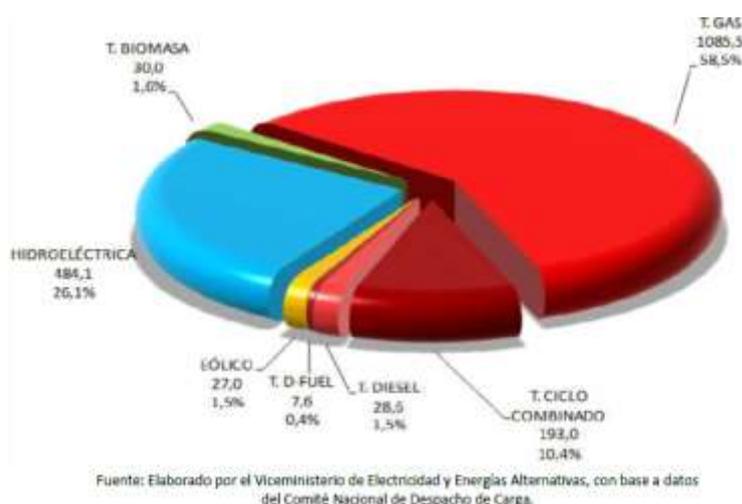
En cuanto a la matriz energética, la generación de energía eléctrica está basada principalmente en fuentes de gas e hidroeléctricas. Por lo que podemos decir que el estadio temporal de transición pone en evidencia atributos importantes en camino a lograr las metas de cambio sustancial de la matriz energética hacia el año 2030.

El parque termoeléctrico en 2015 contaba con turbinas a gas natural de ciclo abierto, motores a diésel oíl, unidades Dual Fuel que utilizan gas natural y diésel oíl y turbinas de ciclo combinado (UDAPE, 2015).

En 2016 el 58,5% de la generación se realiza en termoeléctricas a gas y el 10,4% con termoeléctricas de ciclo combinado (que incorporan gas y vapor). En consecuencia el 68,9 % (1.278,5 MW) de la energía eléctrica es generada en base a gas. La biomasa y la energía eólica suman el 3,1% (57 MW) de la generación y el 26,1% (484.1 MW) con energía

hidroeléctrica. Podemos observar que en 2016 que las termoeléctricas a diésel habían disminuido su participación en la matriz de generación a 1,6% respecto de 6% en 2012. Es notable sin embargo el hecho que en 2016 (comparativamente a 2012) se incorporó tecnología de ciclo combinado con una participación creciente en años posteriores. También resalta que la generación hidroeléctrica se ha incrementado a 26% en 2016 respecto de 21% en 2012.

GRAFICO 55. Composición de la Matriz Energética de Generación del SIN Gestión 2016



Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 35. Gráfico 3.

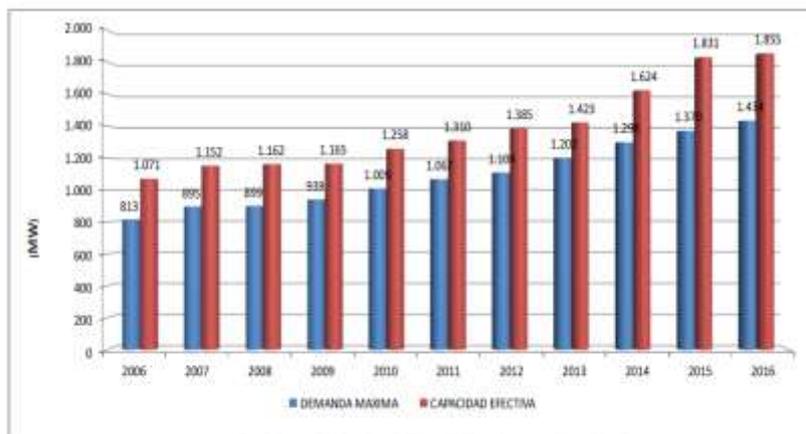
Si realizamos el ejercicio de sumar la energía hidroeléctrica y las energías alternativas, el dato es revelador: 29,2% (541,1 MW) de la energía generada en 2016 corresponde a lo que se denomina en la nomenclatura de la planificación en Bolivia energías renovables. Sumadas a las generadas con termoeléctricas podemos afirmar que estamos en 1.819,6 MW (98,1%). Para 2016 la mayor parte de la generación está basada en energías renovables y energías de transición. En años posteriores se espera según la planificación que la energía hidroeléctrica avance superando a la energía generada con termoeléctricas.

Las inversiones en energía han permitido incrementar la generación de electricidad facilitando el paso de un equilibrio vulnerable de demanda-oferta en 2006 a un superávit significativo en 2016 en la perspectiva de incrementarlo y lograr saldos exportables en los años venideros. Este salto sin duda requiere inversiones tecnológicas importantes.

En 2016 se tiene un superávit de 421 MW. Esto significa que la capacidad de uso final de energía es menor que la capacidad de generación y la tendencia es que la brecha vaya incrementándose de modo que el superávit permita la exportación. La energía disponible es ya, para el estadio temporal energético 2016, superior a la demandada.

Observamos aquí que la transición está liderada por el suministro de energía.

GRAFICO 56. Evolución de la Oferta y Demanda de Electricidad en el SIN [Mw] Período 2006-2016

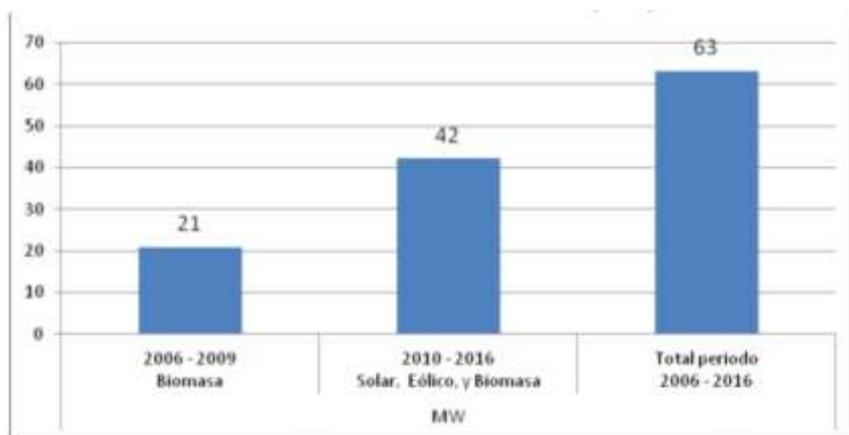


Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base a datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 24. Gráfico 4.

Las inversiones en energías alternativas han sido igualmente intensivas y constantes en el periodo 2006 - 2016 y más adelante; logrando un avance notable hacia ese último año.

GRAFICO 57. Potencia Efectiva (MW)



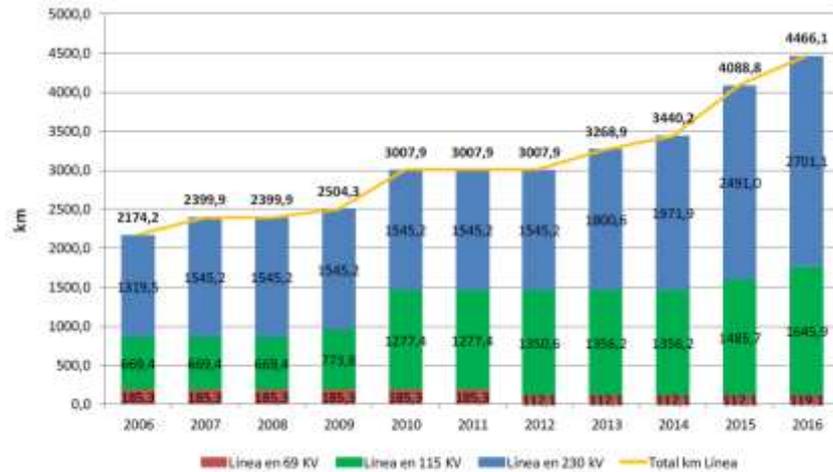
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas con base a datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, Empresa Nacional de Electricidad, y Guabirá Energía.

Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 26. Gráfico 5.

3.9. Extensión de la Cobertura del Sistema Interconectado Nacional (SIN), interconexión y fortalecimiento de los Sistemas Aislados (SA)

La transmisión de energía ampliando la cobertura ha requerido un fuerte avance del tendido eléctrico y su expansión en el territorio nacional. Esto ha permitido ampliar sustancialmente la cobertura de energía eléctrica en el país.

GRAFICO 58. Evolución de Líneas de Transmisión por Nivel de Tensión en Km Período 2006-2016



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base a datos del Comité Nacional de Despacho de Carga

Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 27. Gráfico 7.

Los sistemas aislados cuentan, como lo hemos mencionado, con empresas cooperativas y privadas en algunos casos que generan y distribuyen la electricidad. No obstante, es objetivo del Estado extender la cobertura del SIN a todos estos sistemas.

Hasta 2016 existían sistemas aislados en cuatro departamentos con una capacidad (potencia) de 138,7 MW. De esta cantidad el 58% es generado con termoeléctricas a Gas Natural, 38% a centrales termoeléctricas a diésel y 4% Solar Fotovoltaica.

Los sistemas aislados tienen un diferencial del atributo de tiempo/espacio de transformación y acople al nuevo régimen socio técnico con matriz predominantemente renovable y de fuentes energéticas de transición (el gas) que marca diferencia con el SIN. La capacidad de adopción y adaptación a nuevas tecnologías de generación de los SA está limitada por su aislamiento y por su ubicación en los márgenes externos a la red física de interconexión. Sus posibilidades de transición en condición de sistemas aislados dependen de la adopción de tecnologías de energías alternativas o renovables.

En el caso de sistemas aislados lejanos como el de la Amazonía norte de Bolivia, el uso de líquidos como el diésel será indispensable durante el tiempo que se requiera para la implementación de nuevas tecnologías. Está claro que estos sistemas requieren una fuerte inversión estatal porque se trata de áreas de prestación de servicios reducidas con preeminencia de usuarios residenciales, ciertamente con una proyección industrial tardía pero con una perspectiva de lento crecimiento del sector industrial sino se articulan a la planificación nacional de desarrollo industrial. Razón por la cual es necesario acoplar el

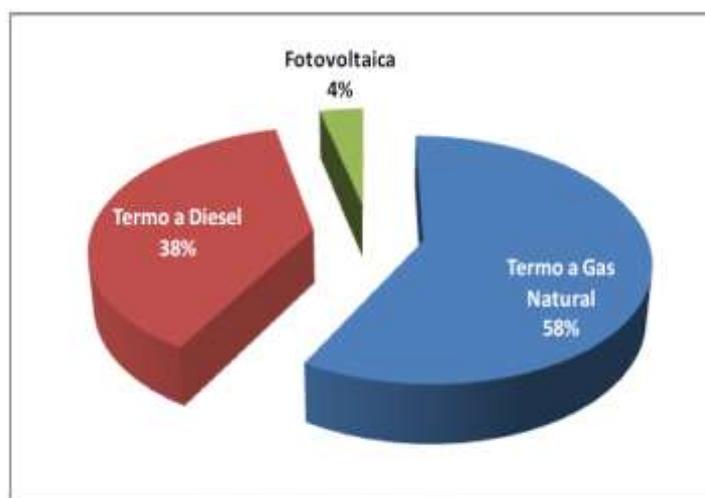
plan de desarrollo nacional y los proyectos previstos para estas regiones a un esquema de demanda que requiera mayor generación y sustente un esfuerzo de inversión pensado en la promoción y desarrollo de complejos productivos territoriales previstos en el PDES. Esto implica crear un compromiso de consumo futuro enlazado al proceso de industrialización local de impacto y/o de carácter estratégico esté vinculado a la disponibilidad futuro de energía.

Esta reflexión sobre los sistemas aislados es importante, máxime si se sigue la línea de política definida para los sistemas más lejanos que dicta que algunos de ellos permanecerán en esa condición sin conectarse al SIN. En consecuencia la inversión en estos sistemas para la configuración de sistemas sostenibles con fuentes de energías renovables y uso eficiente de energía requiere una planificación que esté articulada a los complejos productivos territoriales establecidos en el PDES.

En el caso de la Amazonia norte, se trata de articular los sistemas aislados a complejos productivos de frutas amazónicas y madera y a los servicios a prestarse en el marco del corredor carretero internacional norte que conecta el norte de Brasil con El norte Perú y sus costas a través del norte boliviano.

Esta reflexión es necesaria porque la planificación el desarrollo energético se debe articular al desarrollo territorial y es este último el que promueve condiciones periódicas e inversiones adicionales que van demandado la implementación de sistemas energéticos con mayor cobertura y mayor generación a tono con la demanda prevista.

GRAFICO 59. Composición de la Matriz Energética de Generación Sistemas Aislados Gestión 2016



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base a datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 28. Gráfico 9.

En cuanto a los sistemas aislados, en 2016, el cambio respecto de periodos anteriores (comparemos con 2012, por ejemplo) había sido significativo. Ese último año, los sistemas aislados tenían una potencia de 116 MW. El 4% de la energía que generaban tenía fuente hidroeléctrica y el 96% era termoeléctrica (gas natural y diésel oíl) (Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, págs. 49, 50). Como podemos observar los sistemas aislados en 2016 no habían cambiado sustancialmente sus fuentes energéticas respecto del estadio temporal energético de 2012.

El año 2012, los sistemas aislados estaban ubicados en particular en zonas de la Amazonía, del oriente y el sur del país.

Los sistemas aislados en 2012 consumieron 35,3 millones de litros de Gas oíl y 6 MMPC de gas natural. Esto da cuenta, como lo hemos expresado, de una fuerte dependencia de combustibles líquidos particularmente de la Amazonia y de la Chiquitania boliviana. El SA del Norte Amazónico es básicamente consumidor de gas oíl (o diésel). Parte de la chiquitania y los sistemas del chaco boliviano en 2012 dependían del gas natural. Hacia 2017 muchas de estas áreas fueron conectadas al SIN.

CUADRO 27. Consumo de combustible por Sistemas Aislados – 2012

SISTEMAS	CANTIDAD DE COMBUSTIBLE	
	GAS OÍL (LITROS)	GAS NATURAL (MMPC)
Ituba II	621.138	
Iténez	2.091.246	
Yacuma	1.461.325	
San Ignacio	5.033.032	
Norte Amazónico	26.012.901	
COSECA	157.224	
Tarija, Chaco y Bermejo (SETAR)		1.946
Misiones, Chiquitos, Camiri y Charagua, Valles Cruceños y Germán Busch (CRE)		1.805
San Matías (EGSA)		45
Tarija (G&E)		379
Tarija y Chaco (SECCO)		1.847
Total Combustible consumido	35.376.866	6.022

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014, p.54. Cuadro 8.

Los sistemas aislados y su dependencia de fuentes energéticas fósiles constituyen nichos de zonas tecnológicas atrasadas que tienen una adopción tardía de tecnologías renovables. La solución de muchos de estos sistemas es una transición en el marco del

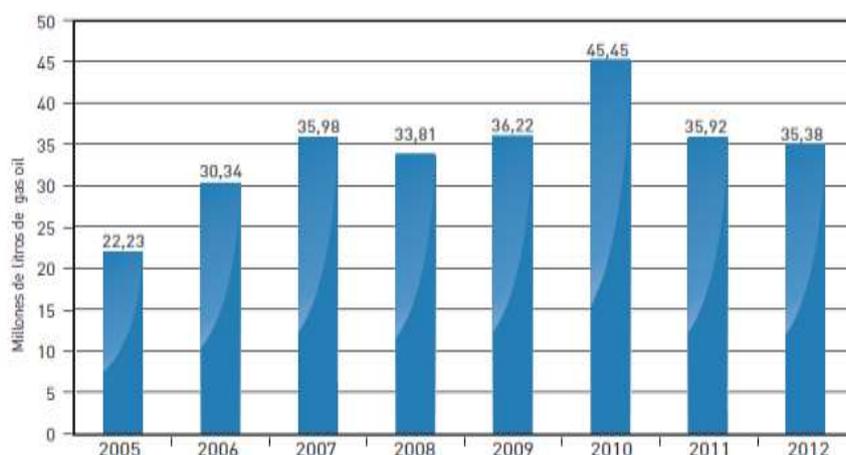
SIN o la intervención del estado en la financiación y la instalación de sistemas de generación con fuentes de energías renovables.

Se trata de una suerte de regímenes socio técnicos de enclaves desarticulados con lentos cambios tecnológicos que requieren una fuerte intervención estatal. Son enclaves precisamente por la ausencia de la articulación estatal y por el hecho que las inversiones del sector privado no son suficientes para articularlos a nuevas tecnologías. De algún modo los marcos de gobernanza energética que se desarrollan en dichos enclaves también están poco articulados a las redes de interconexión y se organizan básicamente en empresas cooperativas con formas gerenciales de gobernanza más o menos limitantes de innovaciones de nicho ya sea por restricciones económicas o por limitadas articulaciones a las políticas públicas.

Demás está decir que el abandono estatal de estas zonas previo a 2006, ha tenido igualmente un impacto notable en generar culturas energéticas duras con poca ductilidad y barreras a las adaptaciones transformativas; nos referimos a: barreras de gobernanza, barreras financieras y barreras culturales. Barreras construidas justamente por el limitado alcance estatal.

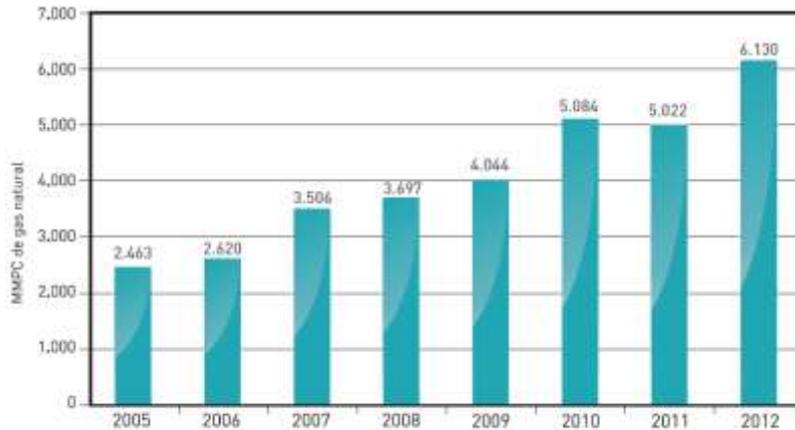
Maticemos un poco el análisis: es evidente que hay que valorar que a partir de 2010 los sistemas aislados empezaron a disminuir su dependencia del diésel e incrementaron el consumo del gas natural y esto implica la incorporación de tecnologías nuevas de generación, es decir, de generadores termoeléctricos a gas. No obstante, esto no se generaliza a los sistemas del norte del país, porque no existen redes de gasoductos en todo el país y mucho menos en el Amazonía norte, por lo cual la limitación estructural se constituye en una barrera de infraestructura.

GRAFICO 60. Evolución del consumo de Gas Óil en Sistemas Aislados 2005 – 2012



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p.56. Gráfico 11.

GRAFICO 61. Evolución del consumo de Gas Natural en Sistemas Aislados 2005 – 2012



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p.56. Gráfico 12.

Está claro que muchos de los sistemas aislados transitarán al uso del gas si logran cambios importantes en su infraestructura, en particular en aquellas zonas retrasadas en las que la interconexión no será posible en un largo período de tiempo por su distancia respecto del sistema troncal y porque la infraestructura estatal está aun notablemente rezagada.

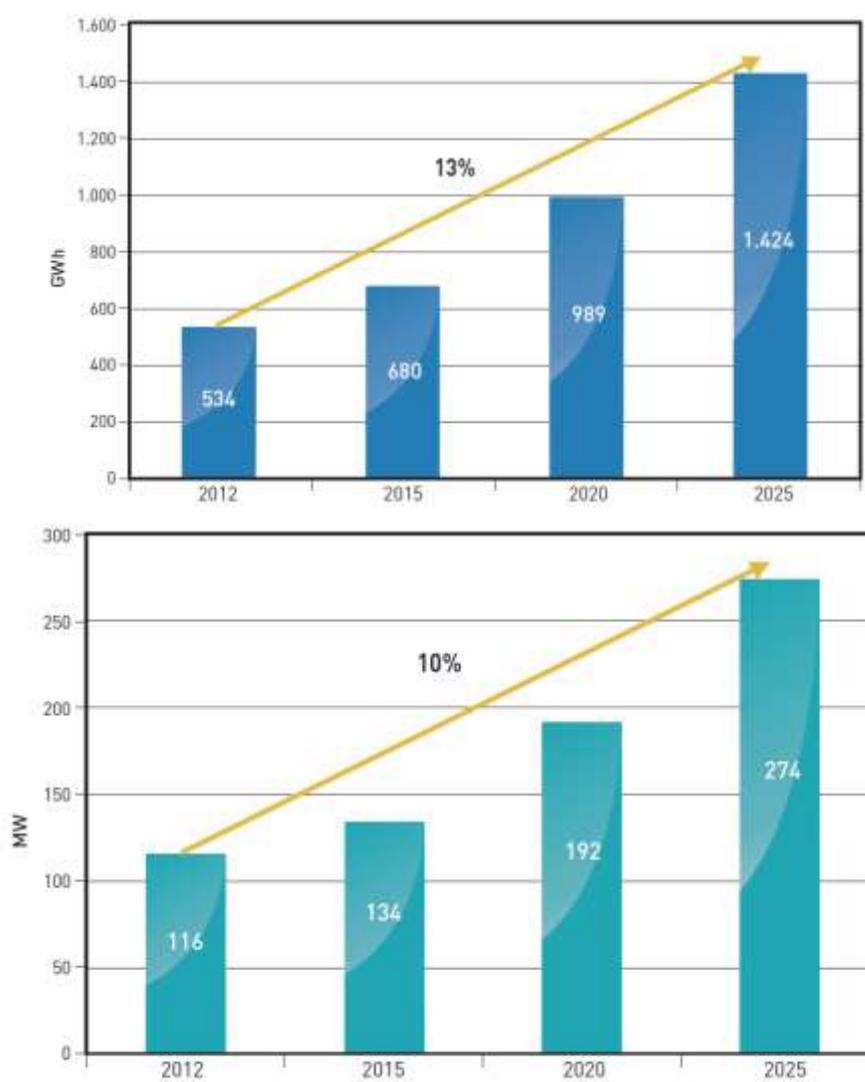
Entre 2000 y 2013 el SIN se expandió en un promedio de 7% anual. Está previsto que algunos sistemas aislados se mantengan en esa condición hacia 2025 por la imposibilidad de conectarlos al SIN debido a problemas de inversión, pero se espera que con el apoyo estatal se incremente su capacidad de generación. Probablemente por el rezago tecnológico de estos sistemas y por la limitada interconexión al gas, los mismos estén aun generando energía con diésel. No obstante la generación y la potencia se incrementarán progresivamente los años venideros, para cumplir con metas establecidas en la agenda 2025.

CUADRO 28. Capacidad y Generación de Electricidad en el SIN y los SA en 2013

Capacidad de Generación al 2013	Generación y Potencia al 2013
La capacidad de generación eléctrica en el SIN al año 2013 fue de 1422,8 MW	475,7MW a través de centrales hidroeléctricas; 890,3 MW con centrales termoeléctricas a gas natural; 35,8 MW con diésel 21MW con biomasa (bagazo de caña)
Sistemas Aislados en 2013.	Potencia Eléctrica de 253,7 MW. 96,85% con centrales termoeléctricas con diésel y gas natural 3,15% con hidroeléctrica

Fuente: Sistematización propia con información de Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a.

GRAFICO 62. Proyección de energía y potencia al 2025 de Sistemas Aislados



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas - Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: MHE, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p.57. Gráfico 13.

El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 prevé que los sistemas aislados se vayan incorporando progresivamente al SIN pues requerirán para ese año 1.424,2 GWh y una potencia de 274 MW, las cuales no podrán alcanzar en su condición de sistemas aislados. Una parte de los sistemas aislados quedarán en esa condición y otra se integrará al SIN. Una suerte de transición retardada será la ruta que seguirán algunos SA. Evidentemente aquí los factores costo y geográfico, juegan un papel determinante.

CUADRO 29. Proyección demanda incremental de energía (GWh) y potencia (MW), en Sistemas Aislados

Proyección demanda incremental de energía (GWh) y potencia (MW), en Sistemas Aislados

COMBUSTIBLE	2012		PERIODO						INCREMENTAL 2013 - 2025		TOTAL REQUERIDO AL 2025	
			2015		2020		2025					
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Gas oil	152,9	32,3	22,9	2,2	83,2	14,0	108,7	19,5	214,8	35,7	367,7	68,1
Gas natural	345,5	75,6	124,0	16,2	224,9	43,5	327,0	62,6	675,8	122,3	1.021,4	197,9
Hidroeléctrica	35,1	8,0	-	-	-	-	-	-	-	-	35,1	8,0
Total	533,5	116,0	146,9	18,4	308,1	57,5	435,7	82,1	890,6	158,0	1.424,2	274,0

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, en base con base en del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: MHE, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p.58. Cuadro 9.
Un total de 16 sistemas aislados funcionaban el año 2012 y tenían proyecciones de requerimiento de gas y gas oíl distintos.

CUADRO 30. Energía y potencia incremental de Sistemas Aislados que se incorporarán al SIN al 2025

COMBUSTIBLE	SISTEMAS	PERIODO						TOTAL	
		2013-2015		2016-2020		2021-2025		[GWh]	[MW]
		[GWh]	[MW]	[GWh]	[MW]	[GWh]	[MW]		
Gas oil	Sistema Iténez II	-	-	3,6	1,0	1,0	0,2	4,5	1,2
	Sistema Yacuma	-	-	8,4	2,0	3,4	0,8	11,8	2,8
	Sistema San Ignacio	-	-	29,2	5,4	11,8	2,1	41,0	7,5
	Sistema Norte Amazónico	-	-	-	-	292,2	52,3	292,2	52,3
	Sistema Ituba II	-	-	2,6	0,7	0,7	0,2	3,3	0,9
	Sistema COSERCA	7,2	1,7	3,1	0,7	4,5	1,0	14,8	3,3
Total gas oil		7,2	1,7	46,9	9,7	313,6	56,7	367,7	68,1
Gas natural	Sistema Tarija	194,5	34,9	107,1	19,2	166,0	29,6	467,5	83,7
	Sistema Chaco	89,2	19,3	35,9	7,5	50,4	10,4	175,6	37,2
	Sistema Bermejo y Entre Rios	-	-	34,7	7,8	14,0	3,0	48,7	10,8
	Sistema El Puente	21,5	3,8	-	-	-	-	21,5	3,8
	Sistema Misiones	-	-	70,5	13,4	26,4	4,9	96,9	18,3
	Sistema Chiquitos	-	-	24,0	5,9	9,6	2,4	33,6	8,3
	Sistema Camiri y Charagua	-	-	35,6	6,6	13,7	2,5	49,2	9,1
	Sistema Valles Cruceños	-	-	33,8	8,1	13,6	3,2	47,4	11,3
	Sistema Germán Busch	-	-	72,9	14,8	29,3	5,7	102,2	20,5
	Sistema COSERMO	-	-	9,9	2,1	4,0	0,8	13,8	2,9
Total gas natural		305,2	58,0	424,3	85w,3	327,00	62,60	1.056,5	205,9
Total		312,4	59,6	471,2	95,0	640,5	119,3	1.424,2	274,0

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

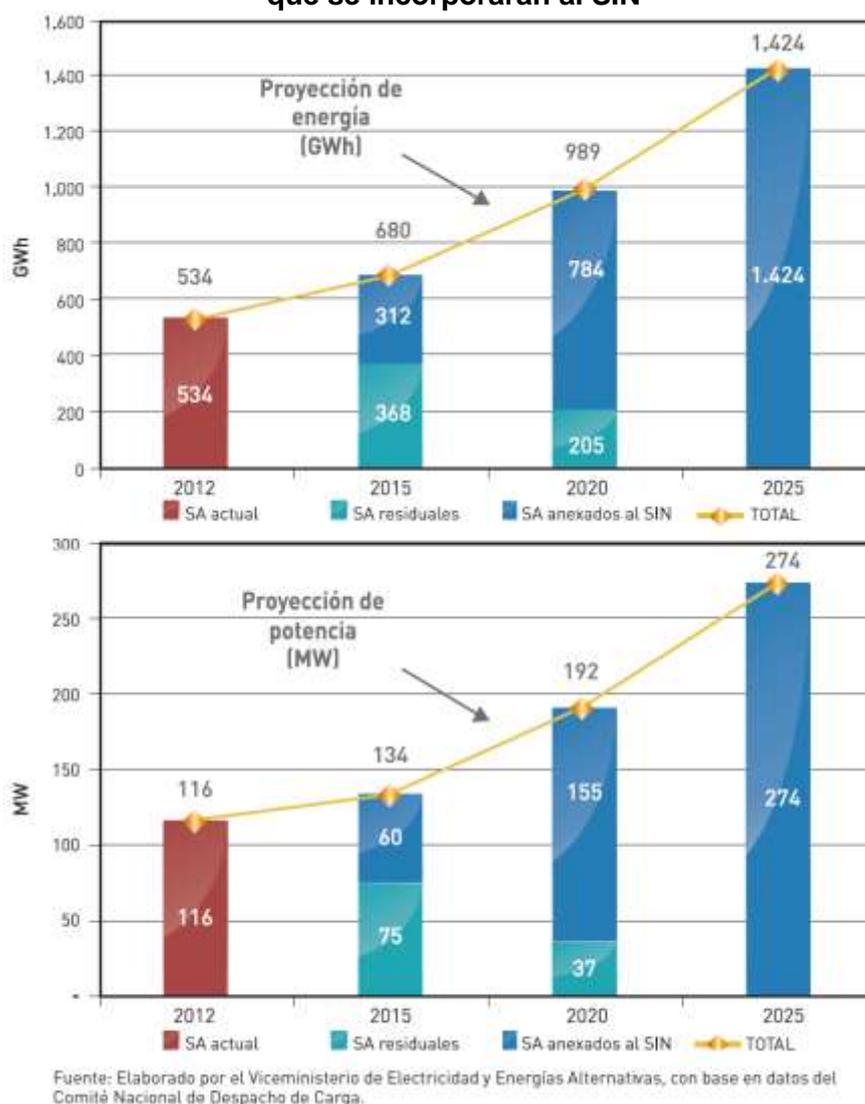
Fuente: MHE, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p.59. Cuadro 10.

3.10. Transición Energética de los Sistemas Aislados

Está previsto que hasta el 2025 gran parte de los sistemas aislados sean incorporados al SIN, lo que no quiere decir que las empresas distribuidoras dejen de operar sino que el

estado será el generador y transportador de electricidad, la misma que será entregada a los distribuidores. Esta trayectoria implica, en consecuencia, una transición energética hacia fuentes de energía sostenible (renovable, termoeléctrica a gas y alternativa). De manera gradual el SIN irá asumiendo la generación y entrega de electricidad a los sistemas hoy llamados aislados.

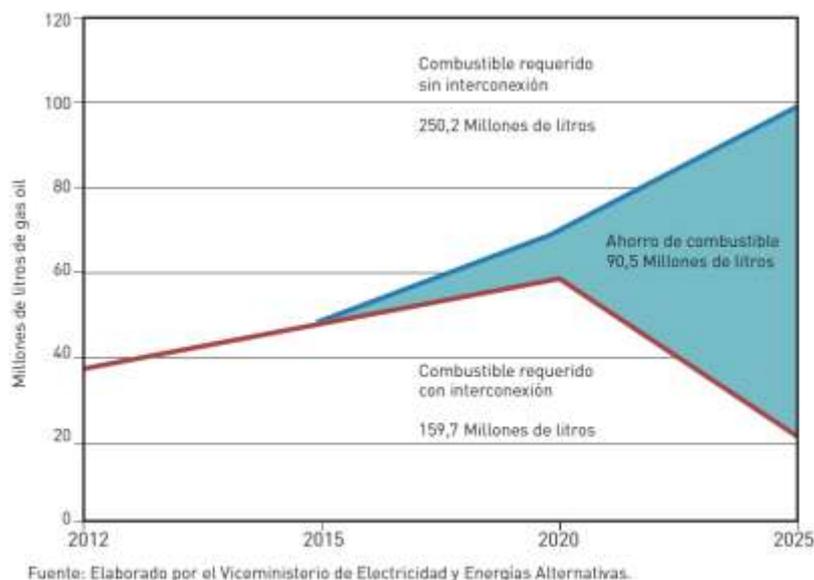
GRAFICO 63. Evolución de la demanda de energía y potencia de Sistemas Aislados que se incorporarán al SIN



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014, p.60. Gráfico 14.

La conexión de los sistemas aislados al SIN permitirá cambiar la ruta de consumo de combustibles líquidos para la generación y por ende las emisiones de gases de efecto invernadero. La interconexión facilitará evitar el consumo de 90,5 millones de litros de gas oíl entre 2015 y 2025, y pasar a un consumo de generación eléctrica de un total de 250,2 millones de litros de gas oíl a 159,7 millones de litros.

GRAFICO 64. Gas oíl requerido para la generación de energía eléctrica en Sistemas Aislados al 2025 (litros)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014, p.61. Gráfico 15.

El cumplimiento de esta ruta de transición en los sistemas aislados depende de la continuidad en las políticas de estado en relación a la energía.

Ahora bien, es notable que el Atributo de Tiempo/espacio de transformación y acople al nuevo régimen socio técnico depende en consecuencia de la continuidad de las políticas energéticas y de la articulación de estas a las políticas macro económicas. Es importante precisar esto porque el cambio de gobierno resultante del golpe de estado de octubre de 2019 inició un proceso de debilitamiento y de retracción de la inversión pública en el sector que se extiende hasta finales de 2020. Estamos refiriéndonos a un período de más de doce meses en el que el proceso de transición sufrió un freno abrupto y varios de los atributos de este proceso encontraron una serie de barreras financieras, tecnológicas y de gobernanza en el marco de una gestión de gobierno que no tuvo la capacidad de gestión del sector y no entendía ni compartía las políticas desarrolladas en el mismo.

En este largo periodo que bien podríamos llamarlo el “impase energético y la ruptura de la ruta de transición”, el ritmo, las trayectoria y velocidad se entorpecieron.

Una modificación de las políticas del sector tendría un efecto significativo en las rutas diseñadas para la transición. Por tanto, las elecciones de 2020 y el cambio de gobierno podrán reforzar o modificar el rumbo, itinerario, los límites y los ritmos de la transición. Esto es importante de precisar porque como hemos observado a lo largo del análisis, los propósitos establecidos formalmente del sector eléctrico están articulados a dos

instrumentos de planificación que son la Agenda Patriótica 2025 y el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES). Ambos con una visión ideológica particular, orientada a la soberanía energética y al rol del estado en el marco de la nacionalización, con un papel restringido de los actores privados a la distribución y con una clara tendencia a la penetración estatal en este último eslabón de la cadena energética (la distribución).

Esto demuestra la articulación de la transición energética a las políticas macroeconómicas.

Está previsto que los sistemas aislados se conecten a líneas de alta tensión y subestaciones. Los sistemas aislados que serán conectados serán: Norte Amazónico, Ituba, Yacuma, Iténez al área Norte; San Ignacio, Misiones, San Matías, Germán Busch, Chiquitos, Charagua, Valles Cruceños y Cordillera al área Oriental; Monteagudo, Chaco, Entre Ríos, Tarija y Bermejo.

Sin embargo algunos sistemas aislados permanecerán en esa condición debido a su lejanía del sistema troncal de conexión y tendrán que ser mejorados en la generación a través de la inserción de fuentes energéticas renovables o termoeléctricas a gas en la perspectiva que sean sostenibles.

Se prevé que en el norte amazónico cercano a Brasil (Cobija, Riberalta y Guayaramerín) se incorporen tecnologías de energías alternativas, debido a que la red de gas natural no puede físicamente llegar hasta esas poblaciones pues una inversión de ductos no está prevista y sería altamente costosa. No obstante, se podría incorporar tecnología de generación con biomasa en el caso del sistema aislado de Riberalta. (Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a: 93)

3.11. Eficiencia energética y políticas sociales

Con el fin de promover la eficiencia en el consumo de energía y de favorecer a los sectores más limitados en ingresos económicos, se creó la tarifa dignidad que permite una disminución del 25% de la tarifa de energía eléctrica a los usuarios cuyo consumo máximo es de 70 KWh/mes. Esta tarifa se acordó con las empresas eléctricas distribuidoras del mercado mayorista. El año 2016 se benefició a 1.097.614 usuarios, y permitió a las familias ahorrar un monto de Bs. 12.648.761.

El 49% de los usuarios del SIN y fuera del SIN se beneficiaron de la tarifa dignidad en 2018. El punto más alto en porcentaje de población beneficiada de la tarifa dignidad fue en 2014 con 49,7% de los usuarios residenciales. Esta política ha permitido apoyar particularmente a los grupos sociales de menores ingresos.

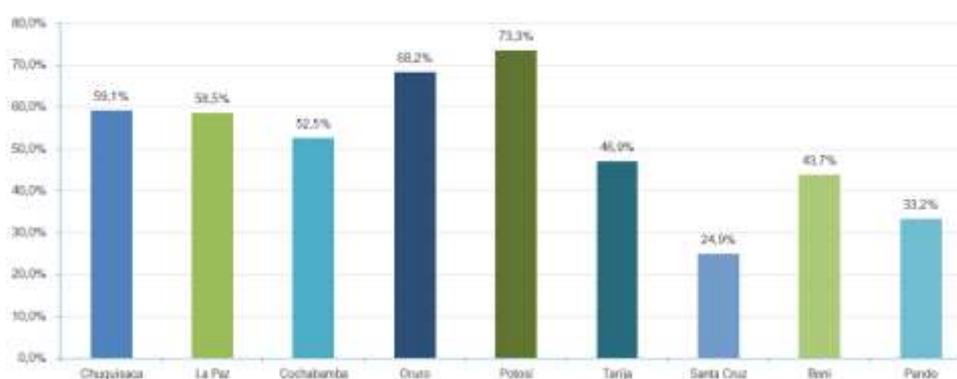
CUADRO 31. Evolución promedio de consumidores domiciliarios beneficiados con la Tarifa Dignidad Periodo 2006 - 2018

Evolución promedio de consumidores domiciliarios beneficiados - Periodo 2006 - 2018														
Departamento - Empresa	Lugar de Referencia	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
		PROMEDIO DE BENEFICIARIOS												
Chuquisaca		21,760	22,454	24,840	31,205	33,840	37,001	40,319	43,961	47,924	50,352	55,452	64,264	69,809
La Paz		201,850	214,490	244,530	278,301	299,070	317,411	341,431	360,154	385,399	392,429	410,159	437,912	446,586
Cochabamba		118,795	122,386	141,205	159,883	170,429	185,381	202,176	208,934	218,435	223,785	234,127	247,063	257,149
Oruro		28,523	30,801	34,047	40,252	43,839	47,843	52,885	57,174	65,660	70,516	78,529	85,512	91,326
Potosí		37,006	40,885	47,359	60,782	69,902	78,549	85,227	90,595	103,497	101,712	110,798	114,167	117,678
Tarija		11,394	11,725	13,239	16,950	29,665	36,566	38,635	42,721	44,763	44,363	49,109	53,056	58,167
Santa Cruz		61,841	64,327	68,922	74,211	90,035	100,828	99,188	105,711	109,937	111,318	125,334	138,975	148,301
Beni		10,164	10,478	10,616	11,953	24,276	24,917	25,667	27,651	28,205	45,679	30,027	31,385	33,010
Pando		629	641	797	841	1,987	3,124	3,310	3,533	3,710	3,706	4,079	4,483	4,879
TOTAL DENTRO DEL SIN		457,333	482,259	547,872	629,263	667,089	742,753	799,611	849,868	914,241	950,339	996,129	1,067,016	1,108,450
TOTAL FUERA DEL SIN		34,828	35,728	37,763	45,123	75,754	88,866	89,226	90,585	93,269	93,522	101,484	109,801	118,454
TODAS LAS DISTRIBUIDORAS		491,961	517,987	585,635	674,385	762,842	831,419	888,837	940,434	1,007,531	1,043,861	1,097,614	1,176,816	1,226,904

Fuente: AETN, 2019, p. 468-469. Cuadro IX-1

La mayor parte de los usuarios beneficiados con la tarifa dignidad en 2018 se encuentra en los departamentos con mayor incidencia de pobreza extrema: Potosí, Oruro, Chuquisaca. Destacan también los departamentos de Beni y Pando, correspondientes al norte amazónico que han logrado acceso a la tarifa dignidad no obstante la baja cobertura de sus poblaciones. Es importante subrayar este logro porque se relaciona con un atributo esencial de la transición energética cual es la construcción de igualdad y erradicación de pobreza por la vía de universalización de servicios y tarifas solidarias.

GRAFICO 65. Porcentaje de consumidores beneficiados por departamento Gestión 2018



Fuente: AETN, 2019, p. 473. Grafico IX-3

La tarifa dignidad forma parte de un conjunto de políticas integradas en el sector energético que tienen un componente económico y social pero también apuntan a la transición energética.

Ciertamente a principios del gobierno de Evo Morales en 2006 el tema de cambio climático, con enfoque de mitigación, aun no ocupaba un lugar central como si lo empezó a ocupar a partir de 2010 pero con particular énfasis en 2015 con la formulación y presentación de la Contribución Nacionalmente Determinada (CND). No obstante, las políticas de estado diseñadas para el sector energético apuntaban a una transición acelerada a una matriz energética renovable basada fundamentalmente en hidroeléctricas.

La tarifa dignidad nace como una política social que tiene sus símiles en el consumo de gas pero tiene también la implicancia de promover la eficiencia energética. Y se suma a los atributos de transición energética.

Las inversiones en el sector eléctrico fueron permitiendo que se incrementara la cobertura de energía en el país tanto en el área rural como en el área urbana y configuraron una cobertura eléctrica significativa. El año 2005 la cobertura de electricidad era del 33% en el área rural y dio un salto al 73% en 2016. Y en el área urbana, en el mismo periodo de referencia, el salto fue de 87% a 99%. Una parte importante de la población rural boliviana no contaba con cobertura en 2005 lo que da cuenta del atraso en el sector eléctrico.

El cambio en la gobernanza y en las políticas energéticas contribuyeron a superar esta situación que se convertía en una limitación a la superación de la pobreza y el acceso a factores productivos.

Entre 2009 y 2017 se invirtieron 2.980 MM \$us de los cuales en 2017, 980 MM \$us estaban en ejecución. El promedio de inversión anual fue de 372.5 MM \$us. En 2016 las inversiones habían permitido que la oferta de energía (1.858 MW de potencia) superara en 425 MW a la demanda (1.433 MW). En 2017 esta diferencia se incrementó aún más pues se incorporaron a la generación varios proyectos concluidos. Este último año, la oferta de potencia del SIN superaba en 481,8 MW a la demanda de potencia.

CUADRO 32. Oferta de Generación y Demanda Prevista del SIN al 2017

Año	Oferta de Potencia (MW)	Demanda de Potencia (MW)
2017	2.015,0	1.533,2

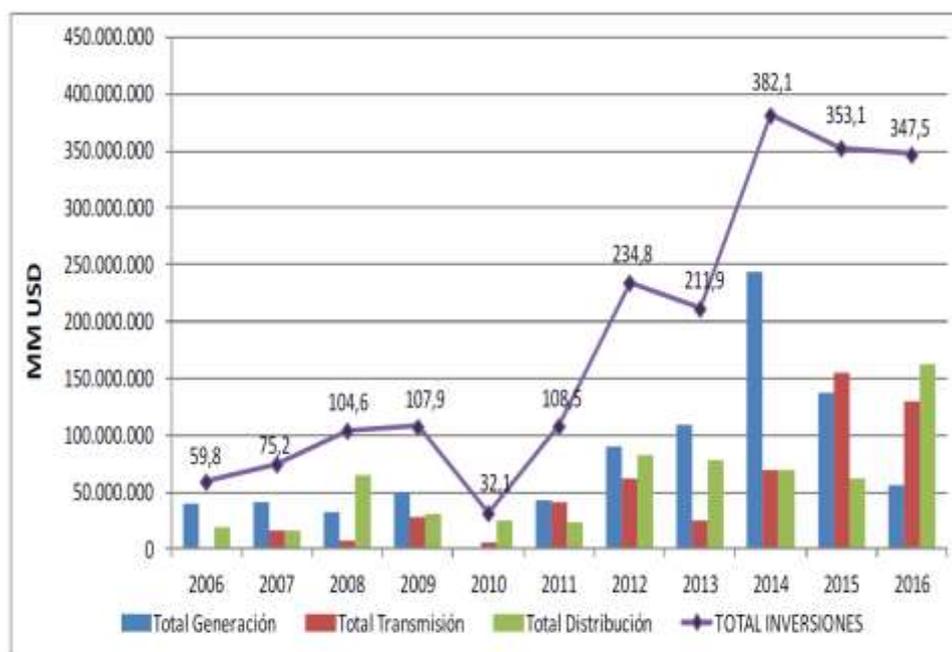
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas en base a datos del Comité Nacional de Despacho de Carga

Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 34. Cuadro 4.

Un hito importante acontece en 2012 en el que se produce un salto en inversiones en generación y en distribución. La inversión en transmisión se incrementa a 234,8 MM \$us. Pero el salto más significativo en inversiones en generación se da en 2014 con más de 240

MM \$us. Ese mismo año las inversiones totales, incluyendo transporte y distribución, ascienden a 382,1 MM \$us. En 2016, las inversiones más importantes se realizan en Distribución, totalizando, en conjunto, 347,5 MM \$us.

GRAFICO 66. Inversiones del Sector Eléctrico Período 2006-2016



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 3. Gráfico 14.

3.12. Inversiones en Energías Alternativas y Energías Renovables

Las inversiones en energías alternativas no fueron sin embargo tan significativas como sí lo fueron las relacionadas con termoeléctricas e hidroeléctricas. Al menos no en los primeros años del proceso de cambio. Las inversiones en energías alternativas se fueron incrementando en particular a partir de 2015 en el marco de la planificación el desarrollo orientada a la mitigación climática.

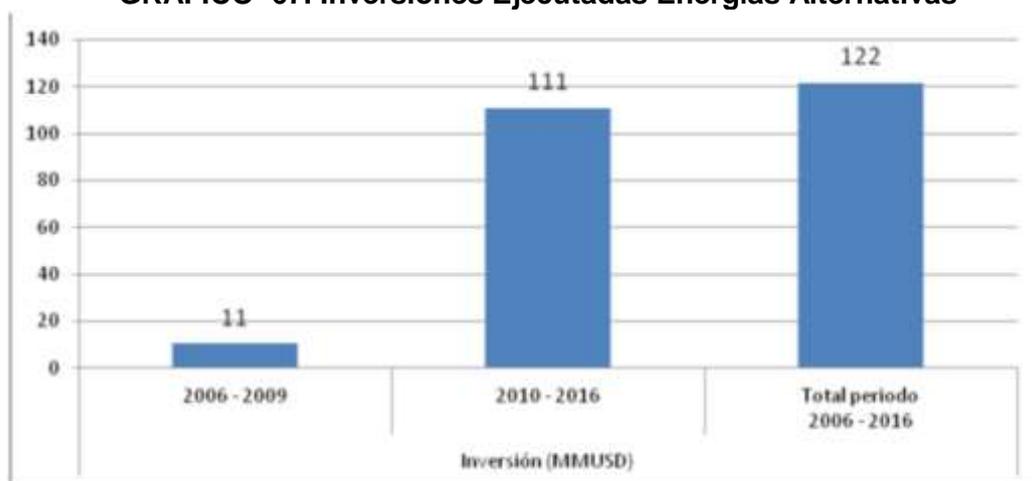
No obstante, en el periodo 2006-2009 se invirtió en energía de biomasa cerca de 11 MM \$us. Entre 2010 y 2016, las inversiones en energías alternativas sumaron 11 MM \$us.

La difusión de estas tecnologías de energías alternativas es por tanto lenta como lenta es su inserción en el sistema energético. En el periodo que va de 2006 a 2010, la introducción y disseminación de estas tecnologías de energías alternativas y de eficiencia energética es paulatina. El patrón de transición en este periodo acompaña el proceso de difusión de estas tecnologías con una asimilación gradual a nivel de empresas, generadoras y distribuidoras. Las innovaciones tecnológicas en generación y eficiencia energética serán introducidas

todavía en forma de nichos tecnológicos y se generalizarán como decisión de estado en el marco de la planificación a partir de 2015. La Contribución Nacionalmente Determinada (CND) tiene sin duda una carga de estímulo e impulsa la introducción de transformaciones importantes en el sistema energético.

A partir de 2014 y en particular a partir de la CND en 2015, observamos que el régimen socio técnico todavía precario en su estadio de transición temporal, presiona a partir del soporte jurídico, los planes y la gobernanza diseñada para generar una selección tecnológica y ordenar los recursos y la gobernanza para adaptarse a estas presiones. El régimen se concibe y responde de forma flexible y porosa para la internalización de las innovaciones y la adaptación de estas a los clústeres tecnológicos existentes; acoplando las innovaciones de energías fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas a la infraestructura civil y técnica del régimen socio técnico.

GRAFICO 67. Inversiones Ejecutadas Energías Alternativas



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas con base a datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, Empresa Nacional de Electricidad, y Guabirá Energía.

Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 33. Gráfico 15.

En 2006 la oferta de generación era de 1.8667, 1 MW. Entre 2010 y 2016 la oferta se incrementó en 811,3 MW, y en 2017 se adicionaron 160 Mw. Estos últimos MW corresponden a energías alternativas y renovables; incorporándose 95 MW de dos hidroeléctricas y 65 MW de dos plantas de energía solar; con una inversión total de 465,2 MM \$us, procedentes de créditos del Banco Central, la CAF y el BID.

CUADRO 33. Incorporación Proyectos de Generación Gestión 2017

INCORPORACIÓN PROYECTOS DE GENERACIÓN GESTIÓN 2017							
ESTADO	TECNOLOGÍA	NOMBRE DEL PROYECTO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	UBICACIÓN	INVERSIÓN (MMUSD)	FINANCIADOR	EJECUTOR
EN EJECUCIÓN	SOLAR	PLANTA SOLAR YUNCHARA	5,0	TARIJA	9,4	BCB	GUARACACHI
EN EJECUCIÓN	SOLAR	PLANTA SOLAR UYUNI	60,0	POTOSI	74	BCB	GUARACACHI
EN EJECUCIÓN	HIDROELECTRICA	SAN JOSÉ (SJS 01, SJS 02)	55,0	COCHABAMBA	244,8	BCB - CAF	CORANI
EN EJECUCIÓN	HIDROELECTRICA	MISICUNI (MIS 01)	40,0	COCHABAMBA	137	BID - TGN	ENDE
TOTAL POTENCIA			160,0				

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas con base a datos del Comité Nacional de Despacho de Carga

Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 34. Cuadro 3.

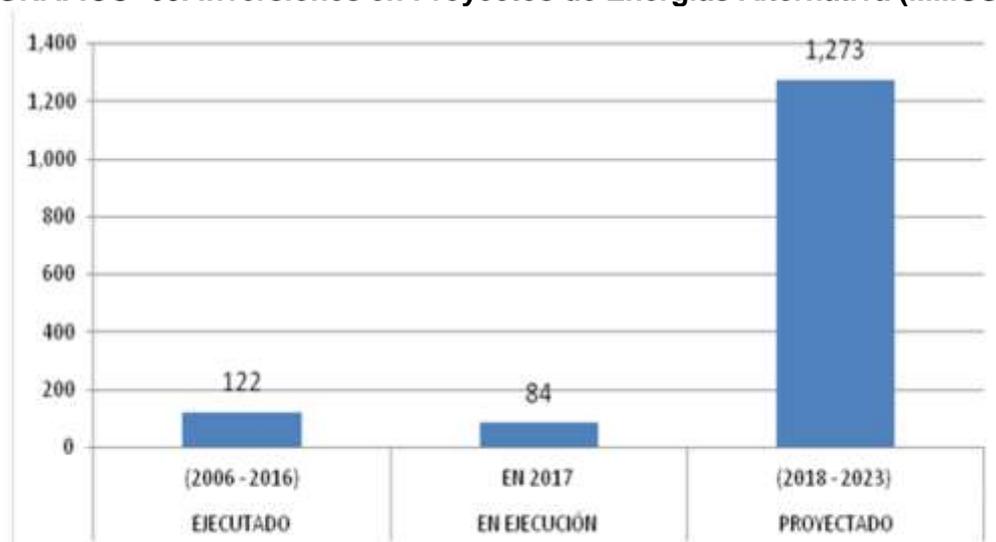
Un asunto notable respecto a las inversiones en energías renovables y alternativas es el financiamiento con créditos internos. Ciertamente los recursos internacionales han sido importantes en energías renovables pero han apoyado inversiones particularmente a partir de 2015. Los créditos del Banco Central de Bolivia han permitido respaldar los emprendimientos energéticos ambiciosos.

Efectivamente aquí observamos que la demanda creciente exige aceleradas inversiones en generación de energía. Un atributo importante de la transición energética es la velocidad de expansión de la conversión energética que se relaciona con las innovaciones tecnológicas y las nuevas fuentes de energía; atributo que se observa en el salto de generación de la matriz energética de Bolivia.

La incorporación de plantas de energía solar y sin duda las hidroeléctricas con generadores de alta tecnología hacia 2015 en el marco de la planificación de la transición camina a paso seguro. Uno de los efectos sin duda es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico.

Está previsto que las inversiones en energías alternativas den un salto importante después de 2017, en el período 2018 -2023, período en el cual se espera realizar una inversión de 1.273 MM\$us básicamente en energía solar y eólica.

GRAFICO 68. Inversiones en Proyectos de Energías Alternativa (MMUSD)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas en base a datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, Empresa Nacional de Electricidad, y Guabirá Energía.

Fuente: Ministerio de Energías (ME), 2016, p. 35. Gráfico 18.

3.13. Exportación de Energía. Avances en Acuerdos Bilaterales

La planificación de exportación de energía eléctrica a países vecinos se está preparando a través de acuerdos específicos con Argentina principalmente. Por otra parte, el año 2016 se habían logrado avances importantes con Brasil en vistas a una exportación futura.

El caso de Argentina hay un conjunto de hitos que finalmente permitirán exportar electricidad en el futuro mediato. Veamos de manera puntual estos avances:

CUADRO 34. Acuerdos para exportación de energía

País	Hitos de Acuerdos Binacionales para la Exportación de Energía
Argentina	<ul style="list-style-type: none"> • En fecha 17 de junio de 2015, se suscribió el Memorándum de Entendimiento (MdE), entre el ex Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) de Bolivia y el Ministerio de Planificación Federal e Inversión Pública y Servicios (MPFIPS) de Argentina. • En fecha 20 de octubre 2015, se suscribió el Acuerdo de Intercambio de Excedentes de Energía Eléctrica Interrumpible entre Bolivia y Argentina por ENDE y CAMMESA en la modalidad de Oportunidad, sin devolución de energía y con excedentes del Sistema Nacional. • En fecha 20 de octubre de 2015, se suscribió un Memorándum de Entendimiento (MdE) entre MHE y MPFIPS el cual tiene por objeto realizar los estudios técnicos y económicos de proyectos ofertados por Bolivia de hasta 1000 MW con proyectos Termo e Hidroeléctricos. • En agosto de 2016, se presentó un modelo de Contrato de exportación de Bolivia a Argentina de Disponibilidad de Potencia y Energía Asociada, de alrededor de 1.000 MW desde la barra Yaguacua (Bolivia) hasta San Juancito en (Argentina) mediante una línea de interconexión Internacional en 500 kV de aproximadamente 46 km en Bolivia y 360 km en Argentina, respaldada por la ampliación de la Central Termoeléctrica del Sur.
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • En fecha 16 de julio 2015, se suscribió el Memorándum de Entendimiento (MdE), entre Centrais Eletricas do Brasil (ELETROBRAS) y Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) de Bolivia. • En fecha 10 de diciembre de 2015, se realizó la reunión del Comité Técnico Brasil-Bolivia, y se acordó la Creación de Grupos de Trabajo. • En fecha 28 de enero de 2016, se realizó la reunión del Comité Técnico Brasil-Bolivia. SE presentó la propuesta conceptual por parte de Bolivia, considerando dos posibles corredores. • En fecha 29 de abril de 2016, se suscribió el acuerdo ELETROBRAS y ENDE que establece la realización conjunta del estudio de factibilidad, con inversión compartida de gastos en el estudio de factibilidad de la Central Binacional Río Madera. • En fecha 07 de noviembre de 2016, se suscribió el Convenio de Cooperación Técnica No Reembolsable entre Corporación Andina de Fomento-CAF, ENDE y ELECTROBRAS, para profundizar estudios del potencial hidroeléctrico en la frontera.

Fuente: Sistematización propia con información de Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p.42

3.13.1. Distribución de Energía y Mercado Mayorista

Con respecto a la demanda atendida por los distribuidores del mercado mayorista en el resto del país, se prevé un incremento de ésta en 5.136 GWh en la generación y una potencia incremental de 798 MW.

CUADRO 35. Demanda incremental de energía y potencia de distribuidoras

PERIODO	TOTAL ENERGÍA (GWh)	ENERGÍA INCREMENTAL (GWh)	TOTAL POTENCIA (MW)	POTENCIA INCREMENTAL (MW)
2013-2015	7.364	815	1.275	134
2016-2020	9.216	1.852	1.560	285
2021-2025	11.685	2.469	1.939	380
Totales		5.136		798

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, p. 77. Cuadro 18.

Las distribuidoras que mayor requerimiento de demanda tendrán entre 2013 y 2025 atienden a una población importante en el país.

CUADRO 36. Demanda incremental de energía y potencia del crecimiento vegetativo por empresa distribuidora

DISTRIBUIDORAS	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
CRE	554	98	1.192	198	1.549	252	3.295	548
DELAPAZ	210	37	404	63	488	74	1.102	174
ELFEC	205	39	360	55	450	65	1.014	159
SEPSA	47	9	109	18	127	21	284	48
SEPSA Lipez	0,3	0,1	0,3	0,1	0,4	0,1	1	0,3
SEPSA Sur	6	1	10	2	13	3	29	6
SEPSA Atocha	8	1	16	3	21	3	46	7
CESSA	60	12	111	20	140	26	311	58
ELFEO	77	13	163	26	218	34	457	72
Trinidad	25	3	43	7	60	10	128	20
ENDE - Beni	14	2	11	2	16	3	42	8
Demanda Incluyendo Cobertura	1.041	175	2.257	356	2.878	454	6.175	985
Sistemas Aislados	-166	-41	-163	-38	-205	-37	-534	-114
Cobertura	226	41	405	71	409	74	1.039	186
Total Distribuidoras *	815	134	1.852	285	2.469	380	5.136	798

* Demanda de distribuidoras no considera cobertura.

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, p.78. Cuadro 19.

Las empresas distribuidoras con mayor demanda de electricidad corresponden a las ciudades de Santa Cruz, La Paz y Cochabamba, que son las ciudades más populosas del país. En el caso de Santa Cruz, la Cooperativa CRE tiene el 62% de la demanda del país. DELAPAZ tiene el 21% y en lo que respecta a Cochabamba el 19%.

En el caso de los consumidores no regulados, la demanda incremental hasta 2025 no es significativa, nos referimos básicamente a las grandes empresas mineras e industrias de cemento de carácter privado que demandan mucha energía que totaliza 195 GWh y de generación y

CUADRO 37. Demanda incremental de energía y potencia del SIN

CRECIMIENTO VEGETATIVO	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Distribuidoras	815	134	1.852	285	2.469	380	5.136	798
No regulados	131	17	60	9	2	-	193	27
Total	946	151	1.912	294	2.471	380	5.329	825

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, p. 79. Cuadro 21

La demanda incremental total en el país estaría en el orden de 13.737 GWh y de 2.114 MW de potencia.

CUADRO 38. Demanda incremental de energía y potencia 2013-2025

SECTOR	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Cobertura	226	41	405	71	409	74	1.039	186
Interconexión al SIN de SA	312	60	471	95	641	119	1.424	274
Productivo	437	69	3.819	526	1.689	233	5.945	829
Crecimiento vegetativo (Distribuidoras + no regulados)	946	152	1.912	294	2.471	380	5.329	826
Total	1.921	322	6.607	987	5.209	806	13.737	2.114

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, p. 80. Cuadro 22.

Como podemos observar el 46% de la demanda incremental corresponde al sector productivo, el 39% al crecimiento vegetativo en el que se encuentran el uso residencial y el 10% para la interconexión de los sistemas aislados.

Con respecto a energías alternativas lo que está establecido en la planificación hasta 2025 es desarrollar proyectos que en su totalidad adicionen una potencia de 183 MW, con inversiones en energías eólica, solar, geotérmica y de biomasa. Hacia 2030 las metas establecidas en el marco de la Contribución Nacionalmente Determinada son aún más ambiciosas, dependiendo sin embargo de la disponibilidad de recursos financieros.

La inversión más relevante en términos de potencia es de Laguna Colorada; no obstante se trata de un emprendimiento de larga data cuya construcción se desarrolla en plazos muy extendidos. Cuenta con financiamiento japonés. Los proyectos fotovoltaicos cuentan con financiamiento de Francia y de Dinamarca y los proyectos eólicos se desarrollan con créditos del Banco Central de Bolivia.

CUADRO 39. Proyectos de Energías Alternativas

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
Gollpana	Pocona - Cochabamba	Eólica	3
Parque Eólico*	Santa Cruz y Cochabamba	Eólica	50
San Buenaventura	San Buenaventura- La Paz	Biomasa	10
Laguna Colorada Fase I y II	Laguna Colorada - Potosí	Geotérmica	100
Parque Fotovoltaico**	Cobija - Pando	Fotovoltaica	-
Parque Fotovoltaico*	La Paz - Oruro	Fotovoltaica	20
Total			183

* Proyecto potencial

** Parque Fotovoltaico de 5MWp a ser instalado en el Sistema Norte Amazónico con la finalidad de desplazar parte del diesel subvencionado para la generación eléctrica.

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Empresa Nacional de Electricidad y el Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, p. 87. Cuadro 25.

Considerando los plazos extensos en el caso de la geotérmica Laguna Colorada, los proyectos de energía solar y eólica avanzan y se concluyen con mayor rapidez. Hacia el año 2019 los proyectos de energía solar y eólica habían sido instalados y estaban en funcionamiento; por otra parte, los proyectos eólicos están en proceso de construcción.

3.13.2. Proyectos Termoeléctricos y gas como fuente energética de transición

Con respecto a energía termoeléctrica se había previsto la construcción de 7 centrales para generar una potencia total de 1.108 MW, siendo las termoeléctricas del área oriental y de Warnes las de mayor potencia. Estas termoeléctricas se conectan al SIN.

CUADRO 40. Proyectos de generación termoeléctrica

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	TECNOLOGÍA	POTENCIA* (MW)
Unidad Térmica EL Alto ALT02**	El Alto - La Paz	Térmica a Gas	32
Unidad Térmica Bulu Bulu - BULO3	Entre Ríos - Cochabamba	Térmica a Gas	48
Termoeléctrica del Sur	Chaco - Tarija	Térmica a Gas	168
Termoeléctrica de Warnes	Warnes - Santa Cruz	Térmica a Gas	200
Termoeléctricas en el Área Oriental	Área Oriental	Térmica a Gas	488
Termoeléctricas en el Área Central	Área Central	Térmica a Gas	89
Termoeléctrica en el Área Sur	Área Sur	Térmica a Gas	83
Total			1.108

*La capacidad de las unidades térmicas corresponde a la temperatura media anual.

**Ingresó en operación en marzo de 2013.

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, p. 86. Cuadro 24.

Es importante observar que en la planificación establecida ya para el año 2025 se preveía que las energías renovables junto a las energías alternativas superarán por mucho a la potencia instalada de las termoeléctricas. Como observamos, las centrales termoeléctricas tendrían una potencia total de 1.108 MW en tanto las hidroeléctricas adicionadas a las alternativas sumarían una potencia instalada de 4.664 MW, restando los grandes proyectos hidroeléctricos que hemos mencionado anteriormente.

3.13.3. Generación de Energía Hidroeléctrica y Proyectos de Envergadura

La agenda de inversiones prevista en el PDES considera un paquete de proyectos de gran envergadura incluyendo algunos denominados megaproyectos cuyo impacto ambiental ha estado en debate. Nueve proyectos hidroeléctricos están previstos en vistas al 2025 con el objetivo de alcanzar 1.599 MW. Vamos a denominar a estos proyectos como viables por su dimensión mediana en términos de generación y por su relativo impacto mucho menor otros megaproyectos hidroeléctricos establecidos también en el plan.

CUADRO 41. Proyectos Hidroeléctricos

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	POTENCIA* (MW)
Misicuni Fases I y II	Río Misicuni, Molle Molle - Cochabamba	120
San José	Ríos Málaga - Paracti, San José - Cochabamba	120
Umapalca (Miguillas)	Río Miguillas - La Paz	83
Palillada (Miguillas)	Río Miguillas - La Paz	113
Ivirizu	Río Ivirizu, Monte Punku - Cochabamba	164
Rositas	Río Grande, Abapo - Santa Cruz	400
Carrizal Fases I, II y III	Río Camblaya, Tarija y Chuquisaca	347
Icla	Río Pilcomayo, Chuquisaca y Potosí	102
Margarita	Río Pilcomayo, Chaco - Tarija	150
Total		1.599

*Estos valores serán ajustados a medida que se realicen los estudios de ingeniería a detalle.

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Empresa Nacional de Electricidad y del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, p. 85. Cuadro 23.

Estos proyectos planificados, algunos en ejecución y otros más concluidos dan cuenta de un atributo de la transición energética cual es la introducción de nuevas fuentes de energía asociadas con nuevas tecnologías. Esto implica el cumplimiento del atributo de reducción de emisiones en la medida en que se avanza en la introducción de energías renovables y alternativas además de la inserción de termoeléctricas de gas y ciclo combinado. El emplazamiento de proyectos de industrialización y de otros de carácter manufacturero en el marco de complejos productivos territoriales establecidos en el plan de desarrollo nacional añade el atributo de desarrollo de procesos productivos e industriales eficientes.

Los proyectos hidroeléctricos de mayor dimensión son Río Grande y Carrizal. El primero en proceso de diseño y el segundo aún en fase de proyecto. Por consiguiente se trata de proyectos cuyo plazo de construcción puede extenderse significativamente. Varios proyectos se encontraban en construcción en 2020. La hidroeléctrica de Misicuni, por ejemplo, ya había sido concluida y otros se encontraban en proceso de construcción como es el caso Ivirizu, San José y los proyectos del Río Miguillas.

Un paquete adicional de proyectos de grandes dimensiones observados por su potencial impacto ambiental quedó sin ejecución y sin perspectivas de implementación futura.

CUADRO 42. Proyectos de generación hidroeléctrica de gran envergadura

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	POTENCIA* (MW)
Complejo hidroeléctrico Río Grande	Cochabamba-Chuquisaca- Santa Cruz	2.882
Cachuela Esperanza	Beni - Pando	990
El Bala	La Paz - Beni	1.680
Total		5.552

*Estos valores serán ajustados a medida que se realicen los estudios de ingeniería de detalle.

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Empresa Nacional de Electricidad y el Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, p. 86, Cuadro 24.

Los tres proyectos hidroeléctricos que corresponden al paquete de hidroeléctricas de gran dimensión tienen la ambiciosa meta de desarrollar 5.552 MW de potencia. Con excepción de Río Grande que forma parte de una agenda regional social con gran adherencia y que cuenta con un fuerte respaldo de actores empresariales e institucionales del Departamento de Santa Cruz, los otros proyectos no tienen perspectivas de ser desarrollados. Razón por la cual, la posibilidad real es que los nueve proyectos antes listados y el proyecto Rositas juntos permiten introducir una potencia de 4.481 MW en un plazo que puede estar entre 2030 y 2035. En consecuencia, se requieren ajustes en la planificación de la generación eléctrica.

Está prevista la exportación de excedentes de energía, exportación que deberá incrementarse gradualmente y que en 2025 permitirá ingresos importantes para el estado boliviano. Con la finalidad de exportar los excedentes se proyecta la construcción de tendidos eléctricos de alto voltaje, con líneas de transmisión de extra alta tensión de 500kv. (Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014: 86, cuadro 115). Para este fin se contempla la posible generación de energía con proyectos de gran magnitud.

CUADRO 43. Resumen de excedentes de energía y potencia por escenario

ESCENARIOS	ENERGÍA (GWh/mes)		POTENCIA MEDIA (MW)	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
1. Cachuela Esperanza y Complejo Hidroeléctrico Río Grande	2.503	1.434	3.364	1.992
2. Cachuela Esperanza y El Bala	2.167	1.458	2.947	2.026
3. Cachuela Esperanza - El Bala - Jatun Pampa y Seripona (Complejo Río Grande)	2.492	1.579	3.350	2.193
4. Complejo Río Grande	1.760	1.069	2.463	1.485

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, 86. Cuadro 33.

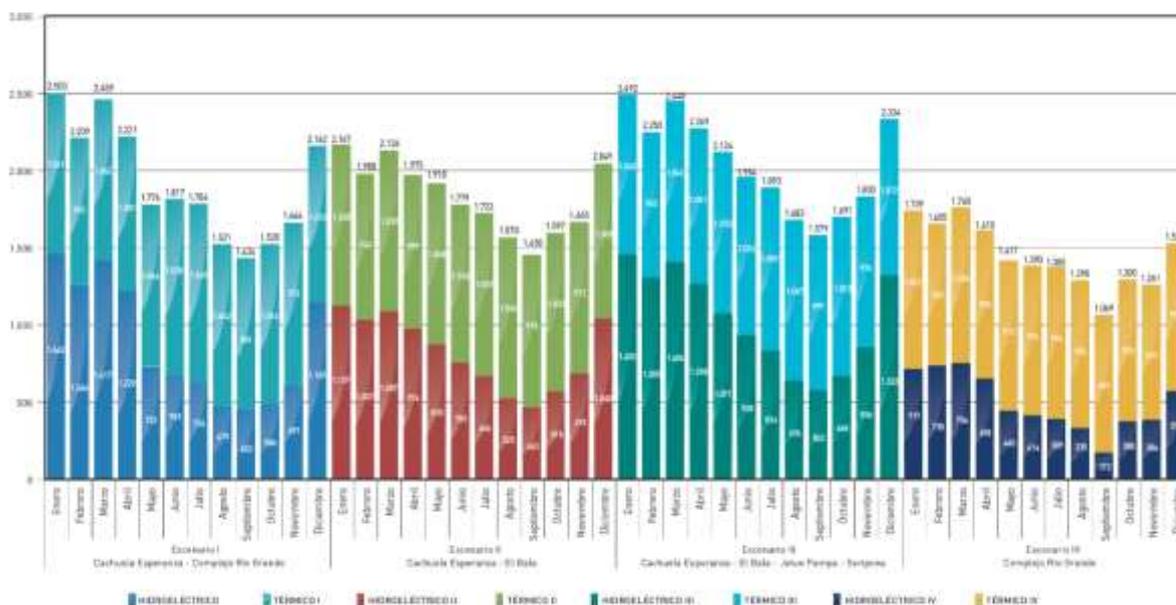
Las cuatro combinaciones antes expuestas, hacen a escenarios de potencial generación adicional de energía incrementando sustancialmente la generación y permitiendo la exportación a países como Argentina. Ahora bien, los proyectos de Cachuela Esperanza y El Bala no parecen viables en el mediano ni en el largo plazo, no obstante estar contemplados en la planificación energética de desarrollo del país. Son proyectos que requieren inversiones superiores a 6 billones de dólares como es el caso del Bala-Cachuela Esperanza.

Con respecto al proyecto de Río Grande, no obstante el debate sobre su impacto ambiental, tiene el potencial político de contar con un fuerte apoyo regional del departamento de Santa Cruz, razón por la cual su viabilidad parece posible en el mediano plazo, además de su importancia en la economía regional, dado que se trata de un proyecto múltiple que incluye riego y provisión de agua para la producción agropecuaria configurando un polo de desarrollo agrícola e industrial de grandes potenciales.

Excluyendo los primeros tres proyectos del cuadro anterior, quedaría básicamente el del Complejo Río Grande que unido a la generación térmica permitirían igualmente generar excedentes eléctricos en distintos momentos del año, excedentes que podrían ser exportables.

En consecuencia, en los escenarios de 2025 en términos de exportación de excedentes es más probable que se viabilice el Escenario IV previsto en el gráfico siguiente:

GRAFICO 69. Excedentes de energía por escenario – (GWh)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), 2014a, p. 117. Gráfico 24.

Como se puede observar, el escenario IV en cuanto a generación hidroeléctrica se reduce a casi la mitad de los escenarios I y III, y a casi el 70% del escenario II. En términos de fuentes energéticas en el escenario IV podríamos determinar que en promedio el 66,57% corresponde termoeléctricas y 34,3% corresponde a hidroeléctricas. Esto no quiere decir que la matriz energética tiene esa composición, en este punto de análisis nos referimos específicamente a los excedentes exportables. Se espera que en 2025 y en 2030, con mayor énfasis aún, la matriz energética tendría las energías renovables y alternativas participando mayoritariamente en la generación y la potencia energética.

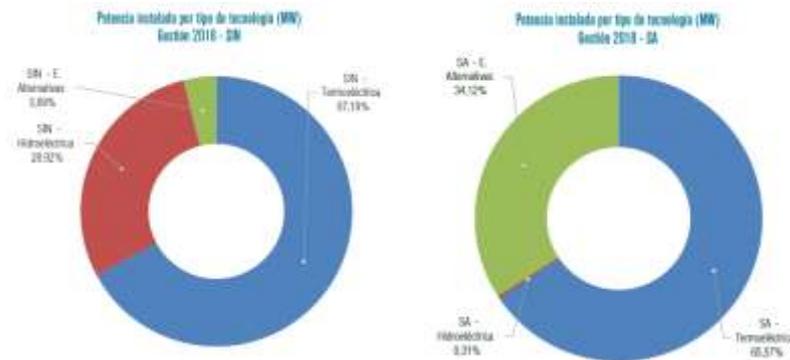
Debemos precisar que con respecto a termoeléctricas nos estamos refiriendo a Centrales térmicas a gas natural y ciclo combinado, con emisiones más bajas que las que resultan de la generación con gas oíl. La transición es facilitada en consecuencia con el gas como energía de transición.

3.14. Avances en la transición energética. El estadio energético temporal de 2018

El estadio temporal energético de 2018 pone en evidencia el incremento de generación y de potencia instalada en línea con la trayectoria planificada. La generación bruta del SIN en 2018 fue de 9.230,1 GWH. En tanto los Sistemas Aislados generaron 719 GWh. Ese año el SIN generó el 92,77% de la energía total y los SA generaron el 7,23%. La potencia total instalada del SIN ese año fue de 2.382,52 MW (AETN, 2019: 15).

En 2018 el 67,19% de la potencia instalada era de tipo termoeléctrico, en tanto el 28,92% era de fuente hidroeléctrica y 3,89% correspondía a energías alternativas. Con respecto a los Sistemas Aislados, predominaban las fuentes termoeléctricas (65,57%), 0,31% de fuentes hidroeléctricas y 34,12% de energías alternativas. Un dato a resaltar es el incremento de la participación de energías alternativas principalmente solar en los sistemas aislados; lo que da cuenta de los avances en la implementación del plan, principalmente en relación al sistema aislado del norte amazónico, en el cual está previsto que se realizarán inversiones en tecnologías fotovoltaicas.

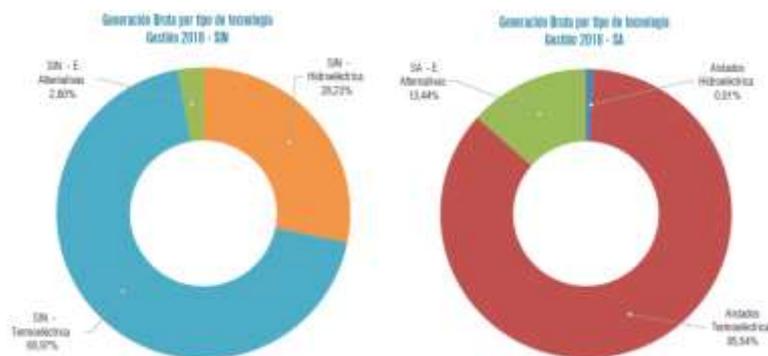
GRAFICO 70. Potencia Instalada por tipo de Tecnología. Gestión 2018. SIN y SA



Fuente: AETN, 2019, p.18. Gráficos I-1 y I-2

En cuanto a generación bruta de energía eléctrica, la fuentes termoeléctricas del SIN ocupan el 68,97% y las energías alternativas el 2,8%. Por otra parte los Sistemas Aislados tienen una generación bruta con una participación del 85,64% de termoeléctricas, el 13,44% corresponde a energías alternativas y 0,91% a hidroeléctricas. (AETN, 2019, p. 24)

GRAFICO 71. Generación Bruta por tipo de Tecnología. Gestión 2018. SIN y SA



Fuente: AETN, 2019, p. 24. Gráficos I-6 y I-7

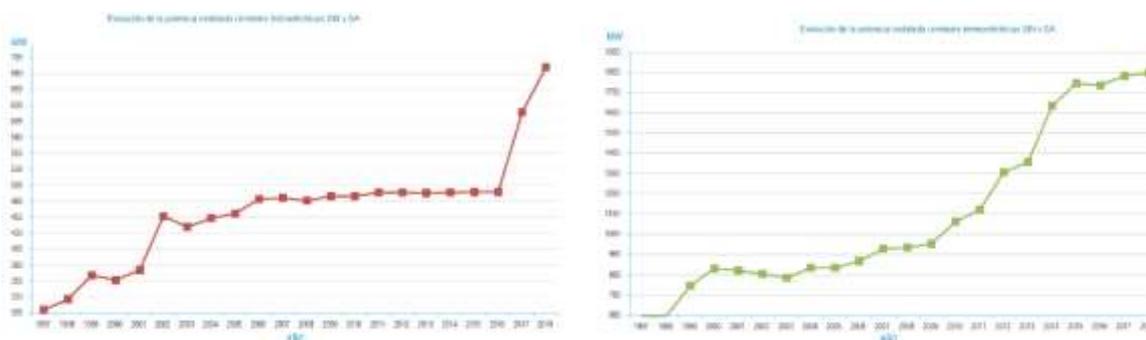
En 2019 la potencia instalada de energía en Bolivia fue de 3.691,6 MW y la demanda de potencia se estimaba en 1.447.1 MW. Del total de potencia instalada, 2.657 MW correspondía a termoeléctrica, 759,2 a Hidroeléctrica y 275 MW a Energías Alternativas. Según el sistema, la potencia instalada se dividía de la siguiente manera: i) En el SIN: 72,73% termoeléctrica, 4.32% Alternativas y 22,95% Hidroeléctricas; ii) En los SA 65,57% termo, 34,12% alternativas y 0,31 Hidroeléctricas (AETN, 2020, p. 19)

Las trayectorias del crecimiento de la potencia energética en el sector hidroeléctrico y el termoeléctrico ponen en evidencia que a partir de 2006 se inician las inversiones en centrales hidroeléctricas y térmicas. Las centrales térmicas toman la delantera dado que se trata de la fuente energética de transición y que resulta más ágil la instalación de turbinas termoeléctricas y de ciclo combinado. En tanto las hidroeléctricas requieren varios años de inversión y de construcción hasta que empiecen a operar. En efecto, se observa que la curva de potencia energética de las hidroeléctricas se incrementa a partir de 2006 y deviene luego en una meseta debido a las inversiones que se realizan en un periodo de 10 años. A partir de 2016 crece abruptamente la potencia de generación hidroeléctrica pues entran en operación el Proyecto Múltiple Misicuni con 126,23 MW en 2017 quebrando el continuum de potencia que en 2016 tenía 494,51 MW, subiendo esta última a 619,43 MW en 2017 y luego a 690,23 MW en 2018.

Estos últimos años dan cuenta del salto incremental de 54 MW en 2017 a 69,40 MW en 2018 en la generación de la hidroeléctrica Corani. Las inversiones en el sector empiezan a mostrar resultados importantes a partir de 2016. (AETN, 2019: 19)

Con respecto a Termoeléctricas a partir de 2007 la empresa Estatal ENDE Guaracachi incrementa su capacidad energética progresivamente año tras año. De 291.9 MW en 2006 pasa a 357.9 MW en 2007 y da un salto a 410,8 MW en 2012. (AETN, 2019: 21)

GRAFICO 72. Evolución de la potencia instalada centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. SIN y SA (BOLIVIA). Periodo 1997-2018



Fuente: AETN, 2019, p. 20. Gráficos I-4 y I-6

En 2018, la generación bruta total era de 9.949 GWh, de los cuales 9.230 GWh corresponden al SIN y 719 a los SA. Del total de energía generada en el SIN, las energías alternativas y las hidroeléctricas suman 2.863,87 GWh, de los cuales 2.605,70 son generadas con hidroeléctricas. En los sistemas aislados la mayor parte de la generación se realiza con termoeléctricas con un total de 615,78 GWh. Podemos observar que las

inversiones realizadas después de 2006 en termoeléctricas e hidroeléctricas han permitido alcanzar resultados importantes en 2018.

CUADRO 44. Generación Bruta (GWh) – Gestión 2018

Generación Bruta (GWh) - Gestión 2018					
Sistema	Empresa	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	E. Alternativas	Total
S.I.N.	CECBB		683,51		683,51
	COBEE	929,32	16,72		946,04
	ENDE CORANI S.A.	1.132,86		58,84	1.191,70
	(1) ENDE GUARACACHI S.A.	24,08	1.647,28	141,35	1.812,71
	ERESA	75,58			75,58
	ENDE WALLE HERMOSO S.A.		1.045,53		1.045,53
	ENDE ANDINA S.A.M.		2.881,43		2.881,43
	(2) ENDE	97,75	91,85		189,61
	GESA			57,89	57,89
	HB	325,76			325,76
	SDB	7,34			7,34
SYNERGIA S.A.	13,11			13,11	
Total S.I.N.		2.605,79	6.366,32	258,08	9.230,20
AISLADOS	CRE R.L.		236,34	0,06	236,39
	ENDE		87,70		87,70
	ENDE DELBENI S.A.M.		3,38		3,38
	(3) ENDE GUARACACHI S.A.		8,06	5,32	13,38
	G&E S.A.		3,47		3,47
	SETAR		35,85		35,85
	(4) Otros Generadores		54,12		54,12
(5) Autoproductores	6,57	197,06	91,27	294,91	
Total Aislados		6,57	615,78	96,64	719,00
Total Bolivia		2.612,36	6.982,11	354,72	9.949,19

Fuente: Formularios ISE 110 de Generación y Estadísticas Anuales CNDG.

(1) Incluye la generación bruta de las Centrales fotovoltaicas Yunchará y Uyuni.

(2) Incluye la generación bruta de la Central Hidroeléctrica Miscuni y de la Central Termoeléctrica Moxos.

(3) Incluye la generación bruta de la Central Termoeléctrica de San Matías y la Central Solar Cobija.

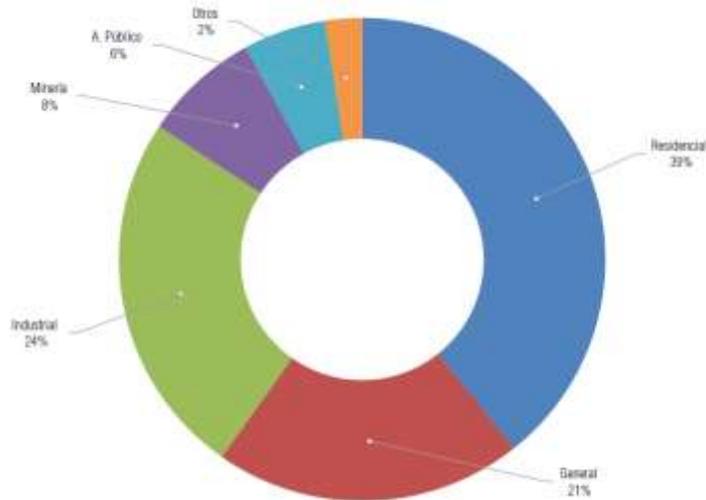
(4) Incluye la generación bruta de CER de todo el año 2018.

(5) Incluye la generación bruta de: AGUAI S.A., EASBA, Gravelal Bolivia S.A., IAGSA, IOL PIL ANDINA S.A., PLUSPETROL, UNAGRO, SINCHI WAYRA S.A., YPFB REFINACIÓN S.A. y YPFB TRANSIERRA.

Fuente: AETN, 2019, p. 23. Cuadro I-4.

La mayor parte de la demanda de electricidad se encuentra en el sector residencial con 39%. El sector industrial demanda el 24%. En estos dos sectores se concentra el 63% de la demanda de electricidad. La demanda de estos dos sectores junto a la minería (8%) constituyen un factor de aceleramiento de la generación con una visión de transición energética.

GRAFICO 73. Demanda de electricidad en Bolivia. Gestión 2018 - SIN y SA



Fuente: AETN, 2019, p. 29. Gráfico I-11.

Una mirada a la historia de la generación, la demanda y la venta de electricidad, da cuenta del crecimiento lento en el primer período de las ventas hasta 1976, incrementándose a partir de 1977. A partir de 1976 se da un salto notable superándose los 1.021 GWh. Otro salto importante se da en 1992, año en el que se superan los 2.048 GWh. Los sectores residencial e industrial crecen de manera significativa entre 1970 y 1992.

En cuanto a las ventas al sector residencial en 2010, se supera el umbral de 2.150 GWh, alcanzándose 3.319,83 GWh en 2018. Ese año, el uso industrial alcanza 2.070,75 GWh. Con respecto a la totalidad de ventas, otro dato importante se da en 1997 año en el que se supera el umbral de tres gigawatios hora. El año 2005 se da un salto resaltable en ventas de electricidad pasándose a 4.18,66 GWh. Finalmente el año 2018 se duplica la generación de energía alcanzándose 8.450,13 GWh.

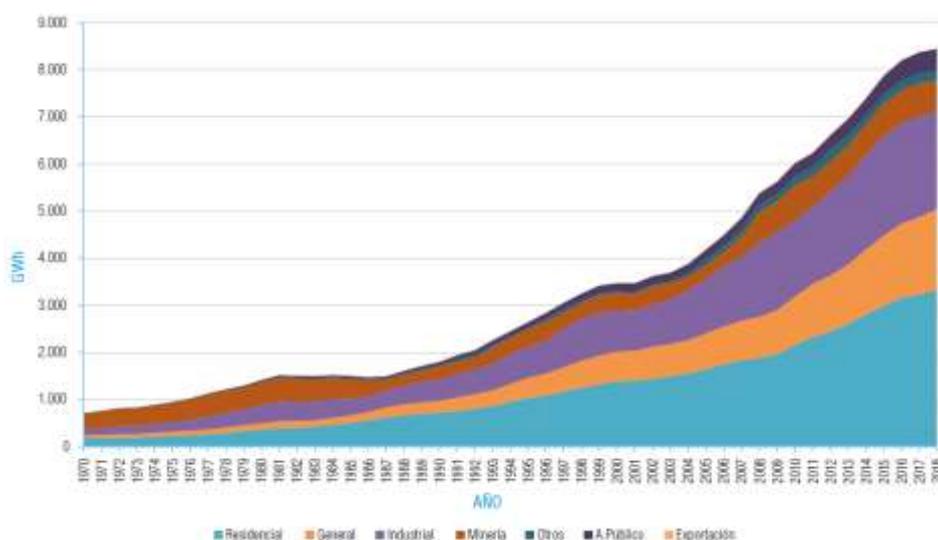
CUADRO 45. Ventas de Electricidad a consumidor final en Bolivia - SIN y el SA (GWh) – Período (1970 - 2018)

Evolución de las ventas de electricidad a consumidor final en Bolivia - SIN y SA (GWh) - Período (1970-2018)								
Año/Categoría	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Público	Otros	Exportación	Total
1995	1.035,80	429,30	660,10	371,90	112,80	33,60	3,40	2.646,70
1996	1.082,80	469,30	691,40	415,00	119,40	60,57	2,71	2.841,18
1997	1.171,23	523,43	823,25	331,55	129,61	75,02	0,65	3.054,95
1998	1.251,01	575,53	889,25	338,22	144,09	52,57	0,92	3.251,58
1999	1.320,69	612,92	913,66	362,85	156,95	53,51	0,90	3.420,91
2000	1.389,51	630,69	866,00	379,58	168,86	35,57	0,05	3.470,37
2001	1.400,61	634,30	855,54	364,88	176,27	36,73	0,03	3.468,36
2002	1.446,52	677,61	894,68	387,95	176,87	36,81	0,03	3.620,47
2003	1.487,15	693,34	947,65	347,62	179,68	38,19	0,05	3.693,68
2004	1.549,66	712,76	1.075,99	275,01	189,96	73,29	0,06	3.876,73
2005	1.645,97	761,51	1.146,84	298,40	202,33	124,55	0,06	4.181,66
2006	1.744,36	809,83	1.272,24	312,90	215,09	134,46	0,05	4.488,93
2007	1.833,07	841,00	1.353,39	452,27	223,74	152,14	0,07	4.855,67
2008	1.876,32	881,89	1.588,22	631,86	236,32	164,20		5.378,80
2009	1.963,11	938,35	1.661,03	646,03	249,18	164,83		5.622,53
2010	2.150,48	1.035,55	1.621,88	748,13	272,08	189,11		6.017,24
2011	2.324,18	1.136,15	1.538,58	643,58	287,41	203,55		6.238,47
2012	2.447,30	1.183,09	1.790,03	629,57	302,96	260,82		6.613,77
2013	2.600,86	1.268,48	1.882,36	644,49	328,21	237,57		6.961,96
2014	2.805,67	1.381,18	2.016,33	641,08	366,52	180,60		7.391,57
2015	2.991,58	1.462,09	2.111,88	685,19	402,84	191,15		7.874,53
2016	3.157,04	1.579,67	2.133,84	698,25	428,57	203,88		8.201,04
2017	3.225,54	1.551,41	2.151,61	694,67	443,31	207,45		8.373,98
2018	3.319,83	1.733,22	2.070,75	653,31	466,10	208,91		8.450,13

Fuente: AETN, 2019, p. 30. Cuadro I-8.

En el siguiente gráfico podemos observar que el crecimiento de la demanda de electricidad empieza a ser relevante en el caso residencial a partir de principios de los años 90, y el uso industrial que empieza a incrementarse a partir de los años 2.000.

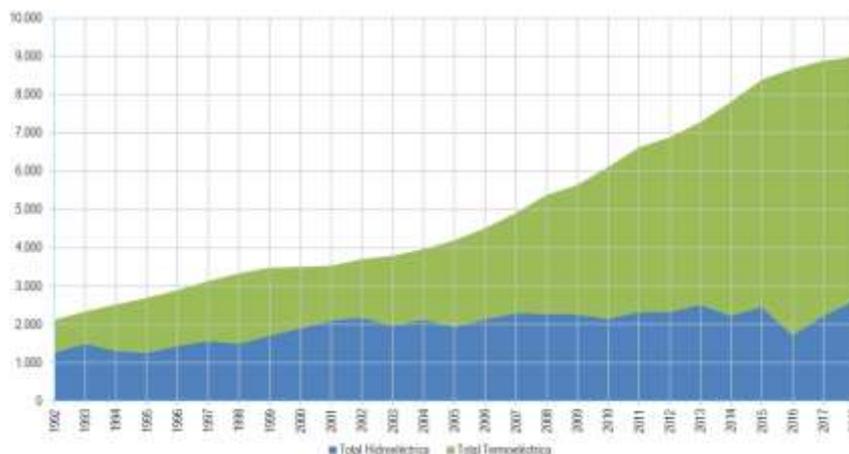
GRAFICO 74. Evolución de la demanda de electricidad en Bolivia (SIN y SA). Período (1970-2018)



Fuente: AETN, 2019, p. 30. Cuadro I-12.

En el siguiente gráfico podemos observar el crecimiento significativo de la generación bruta termoeléctrica que a partir del año 2006 empieza a crecer significativamente, en tanto la energía hidroeléctrica se mantiene con un crecimiento relativo. No obstante, es importante precisar que en este periodo, las hidroeléctricas se encuentran aún en construcción.

GRAFICO 75. Evolución anual de la generación bruta hidroeléctrica y termoeléctrica (GWh) – SIN. Período (1992 - 2018)



Fuente: AETN, 2019, p. 66. Gráfico II-15.

Las ventas de electricidad se han incrementado sustancialmente desde 2008, de 4.135.225,33 MWh a 7.611.094,08 MWh en 2018, dando un salto considerable. El mayor incremento se ha dado en el sector de residencial. En ese sector las ventas en 2008 eran de 1.878.859,72 MWh, y crecieron de manera importante en 2011 a 2.110.913,07 MWh, llegando en 2018 a ventas de 3.137.168,52 MWh. El sector industrial tiene un patrón más regular: las ventas eran de 1.221.737,77 MWh en 2008 y de 1.912.888,07 MWh en 2018. Las ventas agregadas de los sectores industrial y residencial en 2018 ascienden a 5.050.056,59 MWh representando el 66% del total de las ventas. Esto da cuenta de dos procesos: el crecimiento de la industria como actividad económica y el crecimiento del consumo residencial debido a la expansión de la cobertura y a la inserción de mayores dispositivos eléctricos y electrónicos en el uso social cotidiano.

Coincide por otra parte con el crecimiento de la economía, el empleo, el comercio, el mayor acceso a Tecnologías de Información y Comunicación (TICs), el crecimiento de las clases que es significativo hacia finales de los catorce años del proceso de cambio que implica una mayor demanda de bienes y entre ellos los servicios eléctricos.

El crecimiento de la clase media implica también un mayor consumo de bienes que a su vez demanda mayor servicio de energía y por supuesto el uso de la electricidad como un bien de comodidad en la vida del hogar.

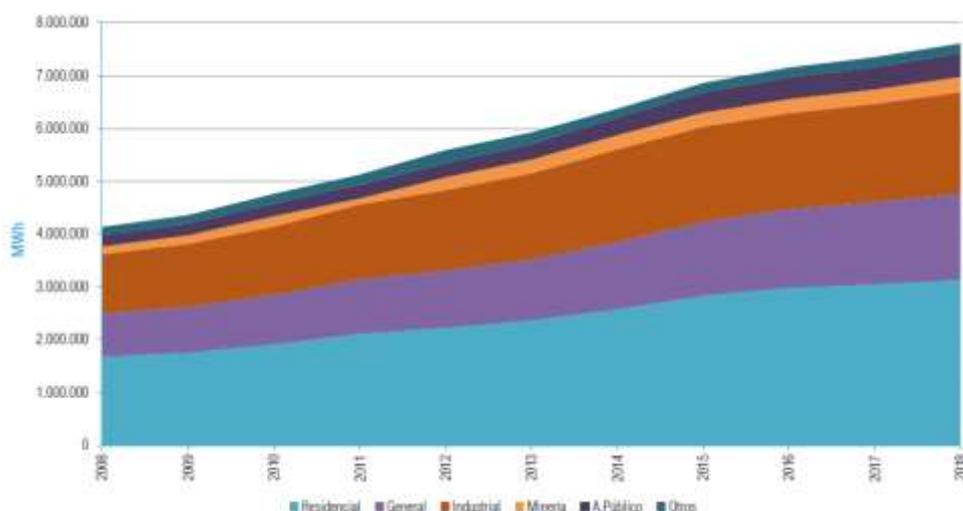
CUADRO 46. Ventas de Electricidad (2008 – 2018)

Evolución de las ventas de electricidad a consumidor final por categoría en el SIN [MWh] Periodo 2008-2018								
Año	Residencial	General	Industrial	Minería	A.Público	Otros	Total	Tasa de Crecimiento
2008	1.678.859,72	818.814,54	1.121.737,77	146.863,98	208.727,67	160.221,64	4.135.225,33	
2009	1.754.353,52	869.241,96	1.191.721,74	163.330,20	220.111,76	159.977,34	4.358.736,51	5,4%
2010	1.914.108,25	937.784,21	1.269.742,00	200.104,36	237.265,58	182.775,25	4.761.780,64	9,2%
2011	2.110.913,07	1.031.986,34	1.419.480,84	113.684,51	253.696,58	195.839,67	5.125.601,22	7,6%
2012	2.225.696,20	1.084.524,73	1.529.896,60	243.014,71	267.258,77	245.973,09	5.590.368,11	9,1%
2013	2.388.025,98	1.152.740,77	1.631.633,80	261.806,83	290.087,78	222.502,02	5.924.577,18	6,0%
2014	2.578.923,30	1.225.737,84	1.749.022,15	273.366,46	329.751,56	166.336,92	6.373.136,23	7,6%
2015	2.831.994,68	1.405.296,12	1.794.521,41	268.785,26	381.507,42	177.948,87	6.860.064,76	7,5%
2016	2.986.959,74	1.489.908,53	1.812.622,83	268.710,31	406.728,33	188.160,31	7.153.090,05	4,3%
2017	3.049.281,54	1.557.838,93	1.869.153,26	274.040,48	420.800,29	189.958,56	7.350.873,06	2,8%
2018	3.137.168,52	1.637.027,73	1.912.088,07	293.423,67	442.068,18	188.517,90	7.611.094,08	3,5%

Fuente: AETN, 2019, p. 124. Cuadro V-IA.

Como podemos observar en el siguiente gráfico las ventas empiezan a incrementarse en 2011, creciendo principalmente los sectores industrial y residencial a partir de ese año. El crecimiento en las ventas es el resultado en gran medida de la expansión de la cobertura en la distribución del mercado mayorista y de las inversiones realizadas en transporte de electricidad.

GRAFICO 76. Evolución de ventas de energía eléctrica. Periodo (2008 - 2018) - SIN



Fuente: AETN, 2019, p. 124. Gráfico V-1.

El número de consumidores ha crecido de manera importante entre 2008 y 2018, llegando a 2.615.152 en 2018. El 88,6% corresponde al sector residencial. El sector comercial comprendido en el término “General”, también ha crecido de manera importante. Nótese que el crecimiento del sector comercial da cuenta del crecimiento de la economía en los términos que hemos comentado párrafos atrás, es decir, en consonancia con el avance de una economía que ha crecido a un promedio superior al 4%.

El uso cada vez más generalizado de bienes y servicios técnicos y tecnológicos, electrodomésticos entre otros, con una difusión generalizada en la sociedad, adoptándose y adaptándose en nuevos patrones de vida, implica un mayor consumo de electricidad. La velocidad con que crece la difusión de dispositivos electrónicos y eléctricos, el uso de TICs en las residencias, demandan, en consecuencia, un acelerado proceso de construcción de infraestructura y de incorporación de tecnologías de generación, de transporte y distribución, y la gobernanza se configura para facilitarla. A esto hemos denominado el Atributo de Tiempo-Espacio en la transformación y acople al nuevo régimen socio técnico.

A esto se añade el desarrollo del Atributo de Cultura Tecnológica Y Energética, con rutinas de comportamiento y prácticas sociales en el uso de los dispositivos y de la energía que imponen el reto de incrementar la oferta de energía progresivamente con una mirada de mediano y largo plazo. Reto que se asume en la planificación que hemos analizado hasta aquí.

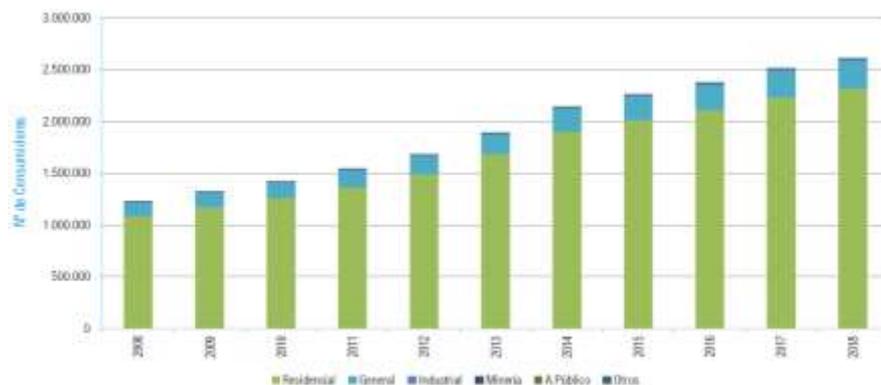
CUADRO 47. Evolución del número de consumidores por categoría

Evolución del número de consumidores por categoría en el SIN Periodo 2008-2018								
Año	Residencial	General	Industrial	Minería	A.Público	Otros	Total	Tasa de Crecimiento
2008	1.087.872	131.688	9.767	53	218	2.053	1.231.651	
2009	1.173.229	138.678	10.695	52	344	2.233	1.326.231	7,7%
2010	1.258.057	151.365	11.731	51	441	2.534	1.424.179	7,4%
2011	1.365.668	162.751	12.759	55	522	2.720	1.544.475	8,4%
2012	1.491.558	175.424	13.608	68	759	3.804	1.685.221	9,1%
2013	1.682.997	192.820	14.577	78	1.039	4.332	1.895.943	12,5%
2014	1.901.999	221.170	16.947	84	1.385	4.921	2.146.506	13,2%
2015	2.009.775	232.411	17.619	160	1.624	5.562	2.267.151	5,6%
2016	2.110.774	243.804	18.240	154	1.874	6.387	2.381.233	5,0%
2017	2.231.607	257.868	19.120	179	2.129	7.082	2.517.885	5,7%
2018	2.318.277	268.880	19.636	185	2.184	7.990	2.615.152	9,8%

Fuente: AETN, 2019, p. 129. Cuadro V-3A.

La relevancia del sector residencial es notable y da cuenta de los resultados importantes de la universalización del servicio de electricidad previsto en la planificación, fortaleciendo el atributo de igualdad social de la transición energética.

GRAFICO 77. Evolución número de consumidores. Periodo (2008- 2018) - SIN

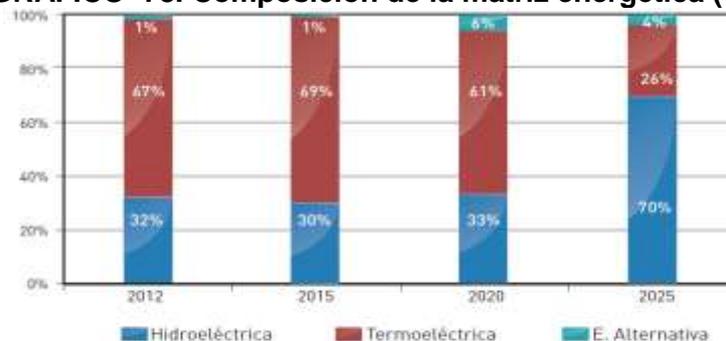


Fuente: AETN, 2019, p. 129. Gráfico V-7.

3.15. Matriz Energética en el Estadio Temporal energético proyectado de 2025

Hacia 2025 la matriz energética está proyectada con un 70% de participación de energía hidroeléctrica. Se prevé que el 2025, el 26% de la matriz energética sería termoeléctrica y el 4% sería de energías alternativas. Ahora bien, esto supone que el salto de la participación hidroeléctrica de 33% en 2020 a 70% en 2025 se realiza con una inversión en proyectos de grandes dimensiones como son Cachuela Esperanza y El Bala. Sin embargo, consideramos el escenario IV de excedentes energéticos, que hemos analizado páginas atrás, como el más viable, es decir, un escenario que no incluye los proyectos de Cachuela Esperanza y El Bala.

GRAFICO 78. Composición de la matriz energética (%)



*Valores previstos a partir de la incorporación de megaproyectos para la generación de excedentes.
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: MHE, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p. 127. Gráfico 30.

La inversión proyectada para el salto en generación, transmisión y distribución es significativa, asciende a 16.9 billones de dólares. Si deducimos de este total las inversiones previstas en megaproyectos (8.886,4 millones de dólares) quedan 8.043 millones de dólares. Es evidente, por los argumentos que hemos desarrollado anteriormente, que los proyectos de gran envergadura no podrán realizarse por razones ambientales, sin embargo, eso no impide que varios proyectos relevantes en generación y potencia de carácter hidroeléctrico podrán hacerse realidad con resultados significativos en términos de generación.

Por otra parte, es notable que la Generación y la Universalización de la cobertura requieren altas inversiones. Ambos suman 6.679,7 millones de dólares.

CUADRO 48. Inversiones 2013-2025 (Millones de dólares)

PLAN DE OBRAS	2013-2015	2016-2020	2021-2025	TOTAL	PORCENTAJE
Generación	419,4	2.130,9	2.153,4	4.703,7	58,5%
Transmisión asociada a generación y confiabilidad	302,1	426,1	166,3	894,5	11,1%
Transmisión asociada a cobertura e interconexión de sistemas aislados	-	116,4	116,6	233,0	2,9%
Transmisión tren eléctrico [*]	-	225,8	-	225,8	2,8%
Cobertura (universalización)	292,0	825,5	858,5	1.976,0	24,6%
Cobertura (infraestructura social)	3,4	5,4	1,2	10,0	0,1%
Proyectos de gran envergadura**	-	-	8.886,4	8.886,4	-
Total periodos	1.016,9	3.730,1	12.182,4	16.929,4	100,0%

* No se considera costos de catenaria, subestaciones, control, etc.

** Presupuesto estimado sujeto al desarrollo de estudios.

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Fuente: MHE, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a: 134. Cuadro 35.

Entre las variables relevantes para la operación de las termoeléctricas está el precio del gas y del diésel que en ambos casos tiene costos de oportunidad regulados por el estado. Los sistemas aislados tienen un precio mucho menor del diésel. Se trata de sistemas que no tienen economía de escala y el estado los apoya para promover, por otra parte, los procesos productivos en la zona. Los SA pagan un precio de diésel equivalente al 34% del precio pagado por el SIN.

Las inversiones en equipos e infraestructura tienen un tiempo de vida útil que facilitan la transición, particularmente las termoeléctricas que tienen una vida promedio de 20 años, de modo que en 2030 estaremos deberíamos estar ya con una matriz predominantemente hidroeléctrica y de energías alternativas.

Las hidroeléctricas y los proyectos geotérmicos tienen un tiempo de vida más extenso. De este modo se contribuye a una transición sostenible con un factor fundamental, a saber, la inversión para la instalación de capital de generación renovable y de capital de consumo (inversiones en transmisión distribución y eficiencia energética), crean una base de suministro de energía renovable sostenible a largo plazo, antes que se agoten el recursos no renovables. (Sgourdis y Csala, 2014)

Está previsto también en el SIN, que las hidroeléctricas vayan supliendo a las termoeléctricas progresivamente. Situación similar ocurrirá con el flujo energético de las fuentes fotovoltaicas con la suplencia de centrales térmicas particularmente por indisponibilidad. De modo que la generación y la provisión de energía se planifica de manera complementaria. Las centrales térmicas tienen en este proceso un rol fundamental.

Los promedios de costos de operación y mantenimiento previstos permiten la rentabilidad del sistema. A mediano plazo la exportación de energía debería facilitar ingresos y mejorar la rentabilidad y la cobertura de costos de inversión, incluyendo los costos financieros.

3.16. Consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica

Un criterio para analizar el proceso de transición tiene relación con el consumo de combustibles basado en hidrocarburos y particularmente en líquidos. En el caso del gas natural que como hemos analizado es un energético de transición, podemos expresar que su uso creciente está inserto en una planificación que permita ceder paso a energías alternativas y renovables, su crecimiento es controlado y está sujeto a cambios de la matriz en un horizonte temporal dado.

Hasta aquí hemos analizado la introducción de centrales termoeléctricas a gas y de ciclo combinado y el rol que se les ha asignado en la transición hacia sistemas energéticos sostenibles. Hemos tomado nota del incremento de la generación en base a termoeléctricas y eso se traduce en el incremento de consumo de gas.

En el cuadro que presentamos a continuación podemos observar que el año 2010 se inicia un proceso de incremento en el consumo de gas natural con 45,20 MMMPC respecto de 37,64 MMMPC en el año 2009. A partir de 2011 crece significativamente el uso de gas natural en la generación de energía eléctrica coincidiendo con las inversiones realizadas

por el gobierno que incluyen la compra de turbinas termoeléctricas de alta tecnología y particularmente de ciclo combinado. En 2011 se registra un consumo de 50,04 MMMPC. El mayor consumo se da en la empresa ENDE Guaracachi.

En 8 años, entre 2011 y 2018, se consumieron 465,33 MMMPC con un promedio de consumo de 58,2 MMMPC, en comparación con 219,7 MMMPC consumidos para generar electricidad en los 8 años anteriores, es decir, del período 2004 – 2010, con un promedio de consumo de 27,5 MMMPC.

CUADRO 49. Consumo de Gas Natural por Empresa para generación de electricidad (1996 – 2018)

Evolución de consumo anual de combustibles, Período (1996-2018)																						
Año	ENDE GUARACACHI S.A.				COBEE	ENDE VALLE HERMOSO S.A.			ENDE ANDINA S.A.M.			CECBB	GUABIRÁ ENERGÍA S.A.	ENDE		GESEDAL		SETAR			TOTAL	
	Guaracachi	Aranjuez	Karachipampa	Santa Cruz	Kenko	V.Hermoso	Carrasco	El Alto	Entre Ríos	T. del Sur	Warnes	Bulo Bulo	Guabirá Energía	Moxos	Trinidad	La Tablada	San Isidro	La Tablada	Villa Montes	Yacuibá		Crecimiento
Gas Natural [MMMPC] *																						
1996	11,25	1,84	0,92		0,25	3,77	1,39														19,40	
1997	9,01	1,06	1,18		0,46	1,64	6,08														19,43	0,1%
1998	10,38	1,61	0,65		0,54	2,81	6,99														22,97	18,2%
1999	12,60	1,62	0,71		0,65	1,80	5,34														22,72	-1,1%
2000	10,20	1,67	0,42		0,32	3,05	3,82					0,73									20,21	-11,0%
2001	8,09	1,31	0,57		0,37	0,51	1,12					3,89									15,86	-21,5%
2002	8,54	1,49	0,45		0,05	0,02	1,81					4,49									16,86	6,3%
2003	12,13	1,52	0,66		0,42	0,48	1,87					4,57									21,65	28,4%
2004	9,67	1,21	0,42		0,31	0,58	3,56					5,01									20,77	-4,1%
2005	10,99	1,30	0,03		0,31	2,01	5,84					5,09									25,57	23,1%
2006	11,59	1,10	0,54		0,57	2,14	7,30					3,87									27,11	6,0%
2007	12,07	1,77	0,89		0,91	2,53	7,03					4,19									29,38	8,4%
2008	15,04	1,94	1,00		0,45	2,34	7,32					5,94									34,03	15,8%
2009	14,85	2,02	1,22	1,68	0,95	4,27	6,84					5,81									37,64	10,6%
2010	14,53	2,18	1,02	2,33	1,23	5,32	8,18		4,36			6,05									45,20	20,1%
2011	16,79	2,25	1,04	2,56	1,32	4,90	6,90		7,98			6,31									50,04	10,7%
2012	15,70	2,26	0,80	1,99	1,36	5,75	8,69	0,58	8,26			4,12									49,51	-1,1%
2013	15,48	1,92	1,10	0,54	0,61	5,70	7,51	2,28	7,81			5,33									48,28	-2,5%
2014	16,52	1,84	0,80	1,11	1,17	5,58	9,25	1,79	7,73	3,61		6,33			0,54	0,01	0,001	0,002	0,002		56,28	16,6%
2015	15,48	1,63	1,10	1,21	0,39	2,96	5,99	2,67	3,60	10,95	6,23	5,50			1,30		0,002	0,0002			59,00	4,8%
2016	14,61	1,59	1,04	2,11	0,22	5,15	5,05	2,77	7,37	12,29	16,96	3,41			0,04						72,60	23,1%
2017	12,95	1,70	0,57	2,07	0,19	6,55	6,22	1,85	2,16	12,28	16,12	5,29									67,97	-6,4%
2018	11,17	1,71	0,07	0,93	0,22	5,44	6,36	0,82	0,93	11,84	16,34	5,80									61,65	-9,3%

Fuente: AETN, 2019, p. 112. Cuadro IV-2.

El patrón de incremento de consumo de combustibles fósiles líquidos tiene similitud en el caso del gas natural. Es a partir de 2011 que se incrementa el consumo de Diésel Oíl en las termoeléctricas del SIN. El salto es notable: de 334,46 m³ en 2010 a 5.069,42 m³ en 2011. En 8 años de generación de energía, entre 2011 y 2018, se consumieron 155.171,5 m³ de Diésel Oíl con un promedio anual de 19.396,4 m³. En los 8 años anteriores (entre 2004 y 2010) se consumieron 1.420,85 m³ de Diésel Oíl con un promedio anual de 177,6 m³. El salto se relaciona con una mayor demanda para la generación de energía eléctrica. No obstante es importante relativizar la primera impresión de estos datos que parecen decir que se incrementa el uso de fuentes fósiles líquidas cuando en realidad el mayor peso lo tiene el gas natural.

CUADRO 50. Consumo de Diésel Oíl por Empresa para generación de electricidad (1996 – 2018)

Evolución de consumo anual de combustibles, Período (1996-2018)																						
Año	ENDE GUARACACHI S.A.				COBEE	ENDE VALLE HERMOSO S.A.			ENDE ANDINA S.A.M.			CECBB	GUABIRÁ ENERGÍA S.A.	ENDE		GESEDAL		SETAR			TOTAL	
	Guaracachi	Aranjuez	Karachipampa	Santa Cruz	Kenko	V.Hermoso	Carrasco	El Alto	Entre Ríos	T. del Sur	Wames	Bulo Bulo	Guabirá Energía	Moxos	Trinidad	La Tablada	San Isidro	La Tablada	Villa Montes	Yacuiba		Crecimiento
Diésel Oil [m³]																						
1996		357,84				4,72															362,56	
1997		155,07				3,14															158,20	-56,4%
1998		221,69				4,35															226,03	42,9%
1999		216,83				3,10															219,92	-2,7%
2000		163,98				4,84															168,82	-23,2%
2001		653,38				0,39															653,77	287,3%
2002		69,64																			69,64	-89,3%
2003		352,17																			352,17	405,7%
2004		182,03																			182,03	-48,3%
2005		194,79				0,40															195,19	7,2%
2006		94,01				3,60															97,61	-50,0%
2007		33,76				2,40															36,16	-63,0%
2008		203,03				2,60															205,63	468,7%
2009		366,37				3,40															369,77	79,8%
2010		333,26				1,20															334,46	-9,5%
2011		336,21				1,86								4.549,12	182,23						5.069,42	1415,7%
2012		361,29				0,42								20.298,11	171,84						20.831,65	310,9%
2013		153,90												15.215,13							15.369,03	-26,2%
2014		307,27												23.486,14							23.793,41	54,8%
2015		82,81												21.909,66							21.992,47	-7,6%
2016		294,25												22.496,49							22.790,74	3,6%
2017		69,50												22.305,59							22.375,09	-1,8%
2018		59,88												22.889,82							22.949,69	2,6%

Fuente: AETN, 2019, Págs. 112, 113. Cuadro IV-2.

En el caso de biomasa se observa una constante entre los años 2007 y 2018. El patrón de consumo es más o menos regular con picos los años 2015 (270.106,94 Toneladas) y 2018 (262.494,32 Toneladas). El promedio en los 12 años es de 211.743 Toneladas.

CUADRO 51. Consumo de Biomasa por Empresa para generación de electricidad (1996 – 2018)

Evolución de consumo anual de combustibles, Período (1996-2018)																						
Año	ENDE GUARACACHI S.A.				COBEE	ENDE VALLE HERMOSO S.A.			ENDE ANDINA S.A.M.			CECBB	GUABIRÁ ENERGÍA S.A.	ENDE		GESEDAL		SETAR			TOTAL	
	Guaracachi	Aranjuez	Karachipampa	Santa Cruz	Kenko	V.Hermoso	Carrasco	El Alto	Entre Ríos	T. del Sur	Wames	Bulo Bulo	Guabirá Energía	Moxos	Trinidad	La Tablada	San Isidro	La Tablada	Villa Montes	Yacuiba		Crecimiento
Biomasa (t)																						
2007												44.400,0									44.400,00	
2008												116.494,9									116.494,88	162,4%
2009												186.470,2									186.470,22	60,1%
2010												181.737,4									181.737,41	-2,5%
2011												200.115,6									200.115,63	10,1%
2012												201.569,4									201.569,38	0,7%
2013												248.408,1									248.408,13	23,2%
2014				50.910,56								205.293,8									256.204,31	3,1%
2015				75.902,16								194.204,8									270.106,94	5,4%
2016				52.717,46								157.931,3									210.648,71	-22,0%
2017				57.931,13								102.765,6									160.696,76	-23,7%
2018				81.584,57								180.909,8									262.494,32	63,3%

Fuente: Formularios ISE 110

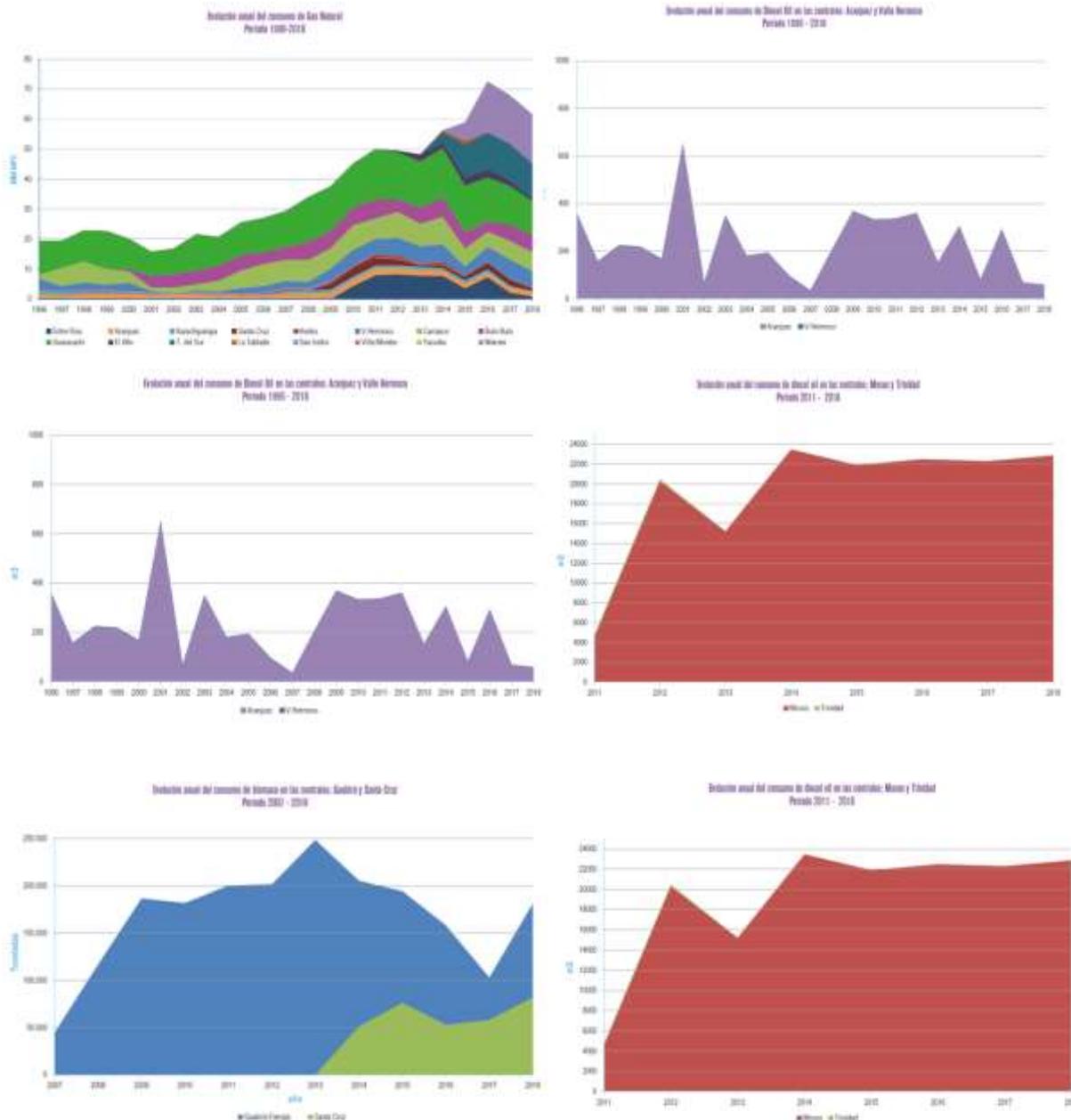
* Mil millones de pies cúbicos

(t) : Tonelada

Fuente: AETN, 2019, p. 113. Cuadro IV-2.

Como podemos observar el consumo de gas natural en las centrales termoeléctricas se incrementa principalmente a partir de 2012 con una leve caída en 2013 y repuntan a partir de 2014. El consumo del diésel oíl en dos centrales importantes que son las de Aranjuez y Valle Hermoso dibuja una ruta errática con un crecimiento constante entre 2008 y 2013, y con picos en años posteriores. Las centrales de Guabirá y Santa Cruz tienen un alto consumo de biomasa hasta el año 2014, con una caída hacia 2017 y empiezan a repuntar en crecimiento a partir de 2018. Con respecto a las centrales de Moxos y Trinidad, en la Amazonía norte de Bolivia, el crecimiento es constante a partir de 2013.

GRAFICO 79. Comparación de Evolución Anual de Consumo de Gas Natural, Diésel Oil y Biomasa en la Generación de Electricidad



Fuente: AETN, 2019, págs. 114-115. Cuadros IV-6, V-7, V-8, V-9.

La generación basada en termoeléctricas será todavía una constante por algunos años en la línea de la planificación energética. Está previsto también que las centrales termoeléctricas sean sustituidas por las de ciclo combinado o estas últimas entren en la matriz con mayor capacidad particularmente con alta tecnología. El uso del diésel tendrá preeminencia todavía en los sistemas aislados del norte amazónico. Los otros sistemas aislados irán transitando hacia el gas (Aliaga y Herrera, 2014, p. 150). La introducción de

energía solar es una opción prevista en la planificación. No obstante prevalecerán los combustibles líquidos en los sistemas aislados, como lo hemos observado hasta aquí.

3.17. Energías Renovables en Bolivia y la Contribución Prevista Determinada Nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia (CPDN)

En el marco de los compromisos globales acordados en la Conferencia de Países de la Convención de Naciones Unidas sobre Cambio Climático para aportar con soluciones a la crisis climática (con compromisos de mitigación y adaptación al cambio climático). Con respecto a Energía se ha propuesto: Incrementar la capacidad de generación eléctrica a través de energías renovables para el desarrollo local y de la región.

En las tres áreas de acción antes mencionadas se han planteado metas y resultados en dos dimensiones: Con Esfuerzo Nacional y Con Cooperación Internacional. Como se podrá observar en el cuadro síntesis que presentamos, el cambio en la matriz energética implica también impactos sociales y económicos, y avances significativos en reducción de pobreza y los objetivos de desarrollo sostenible que son parte del enfoque de la planificación de Bolivia.

CUADRO 52. Resultados y Acciones en el marco de la CND

Resultados con Esfuerzo Nacional	Acciones
<ul style="list-style-type: none"> • Se ha incrementado la participación de energías renovables a 79% al 2030 respecto al 39% del 2010. • Se ha logrado incrementar la participación de las energías alternativas y otras energías (vapor ciclo combinado) del 2% el 2010 al 9% el 2030 en el total del sistema eléctrico, que implica un incremento de 1.228 MW al año 2030, respecto a 31 MW de 2010. • Se ha incrementado la potencia del sector eléctrico a 13.387 MW al año 2030, respecto de 1.625 MW el 2010. • Se han reducido las Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) por cobertura de electricidad de 14,6% el año 2010 a 3% el año 2025. • Se ha desarrollado el potencial exportador de electricidad, generada principalmente por energías renovables, llegándose a exportar el año 2030 un estimado de 8.930 MW. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio y diversificación de la matriz energética con el crecimiento de energías renovables a través de la construcción de hidroeléctricas (pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas, grandes centrales hidroeléctricas y multipropósito), así como impulso a las energías alternativas (eólica, biomasa, geotérmica y solar), y uso de otras fuentes de energía (vapor ciclo combinado). • Universalización energética que favorece el acceso universal de energías limpias con énfasis en la población con mayor pobreza. • Ampliación de redes de tendido eléctrico para transmisión y de cobertura de servicios de distribución. • Participación del Estado en la generación energética, generando renta e implementando políticas de distribución y redistribución de riqueza. • Promoción de exportación de energía adicional provenientes de fuentes de energía renovables.

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

Período 2015-2030 con Cooperación Internacional. En el marco de la cooperación internacional y con el soporte del mecanismo financiero de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, Bolivia estima que podría incrementar sus resultados de acuerdo al siguiente detalle:

Con relación a energía, se estima alcanzar los siguientes resultados:

- Se ha incrementado la participación de energías renovables a 81% al 2030, respecto al 39% del 2010.
- Se ha consolidado la participación de las energías alternativas y otras energías (vapor ciclo combinado) al 9% del total del sistema eléctrico con una capacidad instalada de 1.378 MW al 2030.
- Se ha ampliado el potencial exportador de Bolivia de electricidad, generada principalmente de energías renovables, a una potencia de 10.489 MW al 2030.

Con respecto a la implementación de energías alternativas, se ha incluido en la planificación estratégica las termoeléctricas de ciclo combinado que aprovechan los gases generados por las mismas. La energía solar tiene mayor prioridad en el corto plazo y es la que mayor financiamiento está logrando colectar en el marco de la planificación nacional.

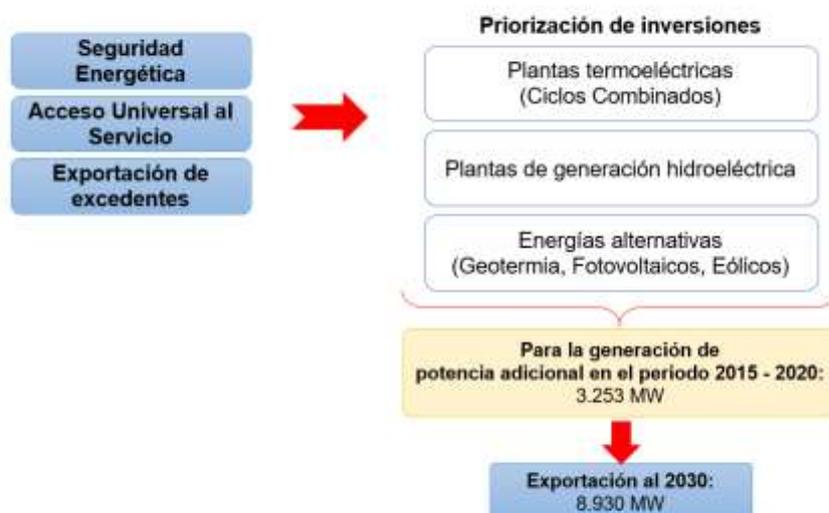
El emblema del Modelo Energético de Bolivia encierra un mensaje, a saber: Desarrollar una industria energética potente y con capacidad de exportación a sus vecinos aprovechando su posición geoeconómica. “Bolivia Corazón Energético” implica que Bolivia pueda generar energía suficiente como para cubrir su demanda y exportar. Alrededor de este objetivo general se desarrollan inversiones masivas en generación de energía y tendidos eléctricos a países vecinos. Como hemos visto se lograron importantes acuerdos con Brasil y Argentina y son este último papis se avanzó ya en la construcción de infraestructura eléctrica para la exportación en el mediano plazo.

Ahora bien, la industria eléctrica está planificada con vistas a generar energía limpia o predominantemente limpia. Es decir básicamente electricidad generada con hidroeléctricas y fuentes de energías alternativas. El gas como hemos visto sería el puente de transición, marcada por un estadio temporal energético de entre 10 y 15 años. Periodo en el cual. Si no se prolonga el “impase energético y la ruptura de la ruta de transición” y se dan las condiciones económicas nacionales e internacionales adecuadas debería haberse logrado la transición.

La Contribución Nacionalmente Determinada desarrolla con detalle el proceso de transición y establece tres premisas fundamentales: la seguridad energética el acceso universal al servicio y la exportación de excedentes. La perspectiva es en consecuencia que una vez asegurado el mercado nacional en el largo plazo, se viabilice la exportación de energía con preeminente procedencia de fuentes renovables. Lo cual contribuye a la transición de países vecinos, en este caso importadores. En la perspectiva de la transición se priorizan en consecuencia las inversiones en plantas termoeléctricas de ciclo combinado, las plantas hidroeléctricas y las energías alternativas con el objetivo de incrementar la potencia de 3.230 MW en 2020 a 8.230 MW en 2030.

Existe un rezago ciertamente en 2020 que se explica por varios motivos entre ellos, la ralentización de la implementación de varios proyectos particularmente hidroeléctricos y de energías alternativas, la crisis política y de salud que se transformó en crisis económica en 2019 y 2020, y el abandono de proyectos en proceso de ejecución que incluyó la restricción de pagos y desembolsos a las inversiones en los años que hemos señalado.

GRAFICO 80. Enfoque de la CND en el sector Energía
"BOLIVIA CORAZÓN ENERGÉTICO DE SUDAMÉRICA"



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

3.17.1. Financiamiento y Cambio de la Matriz Energética

Con el horizonte temporal de 2030 la CND se ha organizado en cuatro componentes y en 2 escenarios. Los componentes son: Capacidad o potencia eléctrica, Porcentaje de participación de Fuentes de Energías Renovables, Porcentaje de participación de Fuentes de Energías Alternativas, Emisiones de Dióxido de Carbono Equivalente y Exportación de Remanentes.

Las dos dimensiones como las hemos visto anteriormente se refieren a la realización de inversiones con recursos propios (esfuerzo nacional) o con cooperación internacional (que incluye transferencia son reembolsables créditos concesionales y trasferencias de tecnología.

GRAFICO 81. Objetivo de la CND por Áreas y por Escenarios



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

La inversión acumulada hasta el año 2030 con esfuerzo nacional sería de 27.217 MM\$us. De los cuales 1.371 MM \$us corresponden a Energías Alternativas y 23.544 MM\$us corresponden a Hidroeléctricas. En centrales termoeléctricas se invertiría mucho menos, con un monto que asciende a 2.302 MM\$us. Con esta inversión se lograría en 2030 una potencia eléctrica de 13.380 MW, subiendo desde alrededor de 1.625 MW de potencia el año 2014. El incremento es significativo.

El mayor volumen de inversiones está concentrado en los Proyectos Cachuela Esperanza (2.475 MM\$us con 990 MW), El Bala (4.000 MM \$us con 1.600 MW), Complejo Rio Madera (3.750 MM\$Us con 1500 MW) y el Complejo Rio Grande (7.500 MM\$us con 3000 MW). Estos cuatro proyectos sin embargo tienen un impacto ambiental significativo, que ha sido observado y que potencialmente podrían ser retirados de la lista de proyectos de inversión. Si así fuera, es decir, si se retiran o postergan los cuatro proyectos, la inversión total se reduciría a 9.492 MM\$us y la potencia alcanzaría el año 2030 a 6.290 MW. De esta manera la situación cambia de manera significativa; se generarían, sin embargo, remanentes exportables al año 2025 y 2030. El año 2030 la demanda nacional estaría en el orden de 4.457 MW, muy inferior a la potencia, con lo que el remanente exportable sería de 1.833 MW.

Es notable, por otra parte, que ya en 2022 se contaría con una potencia de cerca de 5.846,9 MW y la demanda nacional estaría en el orden de 2.383 MW. Lo que quiere decir que el excedente exportable sería de aproximadamente 3.463,9 MW. Evidentemente debido a la crisis política y económica estas metas serán difícilmente cumplidas en el mediano plazo.

No obstante la CND, en los términos originalmente planteados, es un referente para la planificación a ser ajustada probablemente en el corto plazo. Un asunto a tomar en cuenta es que la capacidad de 5.846,9 MW podría ser posible en el mediano plazo sin los proyectos hidroeléctricos de gran dimensión que hemos comentado líneas atrás.

GRAFICO 82. Potencia del Sistema con Esfuerzo Nacional



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

Volvamos al análisis de la evolución de la matriz energética tal y como fue formulada en la CND. La participación de las energías alternativas sería de 441 MW. En el caso que se incluya la generación con vapor de ciclo combinado, la participación total sería de 1.228 MW que equivale al 9% de la Potencia total. Ahora bien, esta participación subsistiría en un escenario en el que se cancelan o postergan los 4 mega proyectos hidroeléctricos antes analizados, por lo que su aporte en potencia se sumaría al de las hidroeléctricas y termoeléctricas.

GRAFICO 83. Energías Alternativas con Inversiones Nacionales

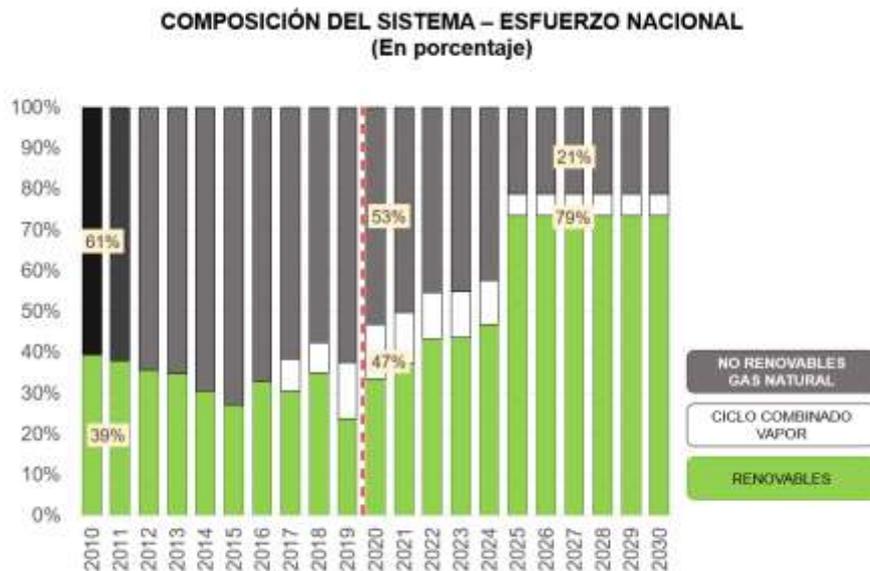


Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

La participación de la energía geotérmica sería de 126 MW, la energía solar con 160 MW, y la energía eólica con 139 MW.

Si se cumplieran, las metas de inversión y de generación en los términos planteados por la CND, la participación en la matriz energética de las energías renovables y alternativas en 2030 sería del 79%, respecto al 47% previsto para el 2020.

GRAFICO 84. Matriz Energética con Inversiones Nacionales



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

La participación de energías renovables en la matriz energética cambiaría si en 2030 no se han construido los megaproyectos. Decíamos páginas atrás que el total de potencia para ese año, en esas condiciones, sería de 6.290 MW. Las hidroeléctricas tendrían una participación de 2.098 MW (33%), las fuentes alternativas sumadas a las de vapor de ciclo combinado aportarían con 1.228 MW (19%) y las termoeléctricas participarían en la potencia con 2.294 MW.

En total las fuentes energéticas no termoeléctricas participarían con 3.326 MW, es decir el 52% del total generado en tanto las termoeléctricas participarían con el 48%. Notamos aquí que la contribución de las energías alternativas y de vapor de ciclo combinado es mayor porcentualmente comparadas con la versión final de la CND. En la Contribución, las energías alternativas y ciclo combinado participan con 9% y en el escenario sin mega hidroeléctricas superan el 19%.

No obstante, desde la perspectiva económica y de implementación de lo que hemos denominado Modelo energético de Complementariedad para la Construcción de Igualdad y la Mitigación Climática, el incremento de la participación de una u otra tecnología respecto del total de la matriz energética no es el objetivo per se, sino que este hito forma parte de un enfoque integral articulado a un modelo de desarrollo, por tanto a políticas macroeconómicas en las que la energía es más que un servicio y se constituye en uno de los sectores de industrialización y de fortalecimiento de la economía nacional además de respaldo del desarrollo integral del país y de construcción de igualdad social.

En pocas palabras, el enfoque del Modelo no es estrictamente de des carbonización y reducción o evitación de emisiones de dióxido de carbono sino de desarrollo integral sostenible para vivir bien. Más adelante veremos cuál es el enfoque holístico del modelo.

Es notable por otra parte que en 2024 la matriz energética ya tendría mayoritariamente a las energías renovables y alternativas como las fuentes preeminentes en potencia. Ese año la potencia total sería de 6.296,9 MW y las termoeléctricas participarían con 2.964 MW. Escenario posible sin las megas hidroeléctricas. Con lo cual las energías renovables y las alternativas participarían con 3.332,9 MW en la potencia total, lo que equivale a 52%.

3.17.2. Cambios en la matriz energética con Cooperación Internacional

Con el objetivo de lograr una potencia prevista en la CND de 13.387 MW, sin las megas hidroeléctricas, se requeriría generar un adicional de 7.097 MW. Lo cual implicaría la construcción de más plantas de energía solar o proyectos hidroeléctricos de menor escala

y menor impacto. Cuestión que se puede considerar dado que existen varios proyectos en cartera que podrían ser evaluados en el corto plazo.

El escenario de la CND con Cooperación Internacional tiene algunas variantes notables. La inversión se incrementa a 31.106 MM\$us y la potencia eléctrica a 14.946 MW. La diferencia respecto de la CND con esfuerzo nacional es el incremento de 3.879 MM\$us y de 1.559 MW de potencia. El incremental básicamente se da por la incorporación de proyectos hidroeléctricos adicionales con un aporte de potencia de 1.409 MW y proyectos de energía solar y eólica con un agregado de 150 MW. En este escenario la participación de las termoeléctricas en potencia no varía y se comporta como una constante a partir de 2020.

GRAFICO 85. Incremento de la Potencia en la CND con recursos de Cooperación Internacional



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

Como podemos observar la participación de las energías alternativas y Vapor de Ciclo Combinado se incrementan, manteniendo su participación en aproximadamente el 9% respecto del total de la potencia.

GRAFICO 86. Incremento de la Potencia de Energías Alternativas con Recursos de la Cooperación Internacional



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

El escenario con cooperación internacional permite incrementar la participación de energías renovables alternativas y vapor con ciclo combinado de 79% (con esfuerzo nacional) a 81%; y por otra parte permite reducir la participación de las termoeléctrica de 21% a 19%.

Para hacer realidad este escenario se debe desplegar una estrategia de gestión de financiamiento desde el gobierno central que permita acceder a recursos de crédito concesionales y a recursos no reembolsables o a una combinación de ambos

GRAFICO 87. Matriz Energética con Cooperación Internacional

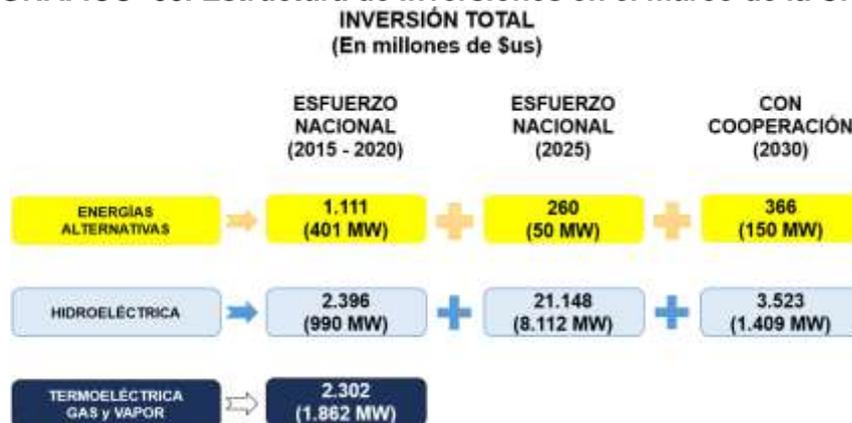


Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

El escenario “Con Cooperación” requiere mayores inversiones con fuentes externas y una combinación de factores que incluyan transferencia de tecnología, desarrollo de capacidades, asistencia técnica y tecnológica, etc.

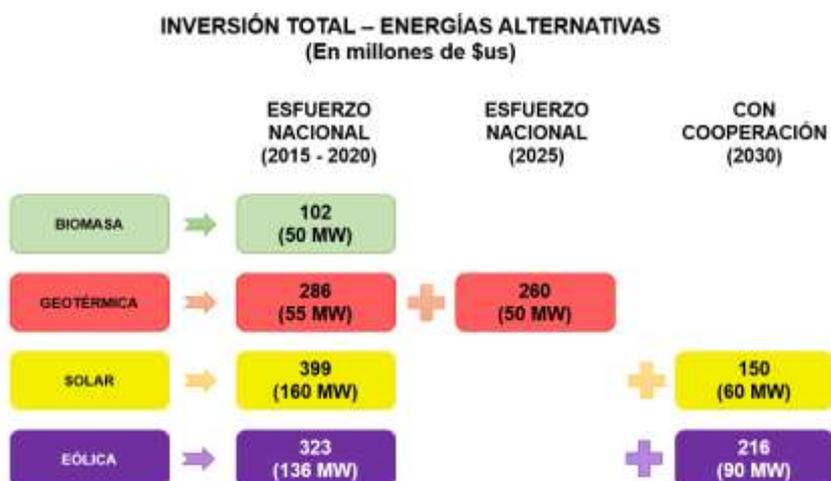
El presupuesto de inversiones totales y particularmente el presupuesto destinado a energías alternativas que incluye esfuerzo nacional y cooperación se desglosan en los siguientes gráficos.

GRAFICO 88. Estructura de Inversiones en el marco de la CND



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

GRAFICO 89. Estructura de Inversiones en Energías Alternativas, en el marco de la CND



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

3.17.3. Emisiones de Dióxido de Carbono en la Transición Energética

La CND fue presentada en términos de acciones de mitigación y adaptación con un enfoque de desarrollo integral, pero también se ha cuantificado los impactos de dichas acciones en términos de reducción y evitación de emisiones de gases de efecto invernadero. Los datos relacionados con la cuantificación de emisiones en términos de Giga Toneladas de CO₂ se trabajaron de manera interna en el Ministerio de Planificación del Desarrollo tanto para el área forestal como para el sector energético.

Para tener una idea general de las emisiones presentemos algunos datos relacionados con las emisiones históricas con los datos más precisos posibles. Las emisiones totales en 2006 y 2007 fueron de 0,0819 GTCO₂e y de 0,0831 GTCO₂e respectivamente. El sector de cambio de uso del suelo tiene una participación de 50% y de 44% en 2006 y 2008 respectivamente. El sector de energía tiene una baja participación de 14% y de 15% en los años antes citados.

CUADRO 53. Emisiones GEI por sector en GTCO₂e 2006 – 2008

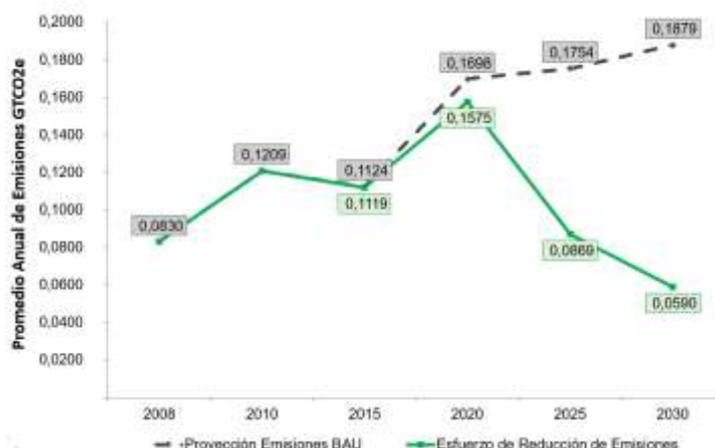
Sector	GTCO ₂ e		Participación (En %)	
	2006	2008	2006	2008
Energía	0.0112	0.0129	14%	15%
Procesos industriales	0.0136	0.0168	17%	20%
Agrícola	0.0141	0.0147	17%	18%
Cambio de Uso de Suelo	0.0409	0.0365	50%	44%
Residuos	0.0021	0.0022	2%	3%
TOTAL	0.0819	0.0831	100%	100%

Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo

La CND tiene previsto incidir significativamente en la curva de emisiones de CO₂ en el marco de acciones en los sectores de cambio de uso del suelo y de energía. El año base de la CND es 2010, año en el que las emisiones totales se han estimado en 0,1209 GTCO₂e. Entre el año 2015 y 2016 se presenta un punto de inflexión que marca un incremento en las emisiones por las actividades de expansión de la producción agropecuaria, incremento que no es mayor que la curva de emisiones sin acciones de mitigación. Se ha previsto una caída de las emisiones de 0,1575 GTCO₂e en 2020 hasta

0,0590 GTCO₂e en 2030 producto de procesos de forestación, reforestación, gestión integral de la producción agropecuaria, la agroforestal y la transición energética que hemos analizado hasta aquí.

GRAFICO 90. Impacto de la contribución en emisiones (GTCO₂e)



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

Con respecto a la curva de emisiones en el sector energético se observa una ruta más o menos similar a la curva de cambio de uso del suelo. En términos estadísticos notamos que se parte de un total de emisiones de 0,0024 GTCO₂e en el año base que es 2010, incrementándose a 0,040 GTCO₂e en 2025 para luego dibujar una curva que cae en picada hasta 0,024 en 2030. De ese año en adelante la curva de emisiones continúa una ruta de descenso.

CUADRO 54. Emisiones GEI en GTCO₂e por Sectores

GTCO ₂ e	GTCO ₂ e												
	1990	1994	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2011	2020	2025	2030
Proyección Emisiones BAU	0,0395	0,0489	0,0798	0,0728	0,0675	0,0858	0,0820	0,0630	0,1210	0,1124	0,0698	0,1754	0,1670
Esfuerzo de reducción de emisiones en Energía	0,0061	0,0049	0,0096	0,0031	0,0102	0,0107	0,0112	0,0019	0,0024	0,0036	0,0040	0,0030	0,0024
Esfuerzo en reducción de Emisiones en Bosques	0,0234	0,0271	0,0273	0,0287	0,0323	0,0370	0,0409	0,0365	0,0782	0,0546	0,0900	0,0254	0,0110
Emisiones por procesos industriales	0,0003	0,0005	0,0267	0,0221	0,0101	0,0213	0,0130	0,0168	0,0176	0,0280	0,0350	0,0370	0,0450
Emisiones de otros sectores	0,0097	0,0114	0,0130	0,0139	0,0146	0,0160	0,0163	0,0270	0,0227	0,0237	0,0205	0,0215	0,0225

Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

La inversión en termoeléctricas y la puesta en funcionamiento de varias de ellas como hemos visto es la marca de los años postreros a 2018. En este último año se estimaba la

generación de 1.598 MW con termoeléctricas. A partir de 2021 hasta 2030 las emisiones de termoeléctricas se estabilizarían en 2.964 MW. Las hidroeléctricas entrarían en la matriz energética gradualmente a medida que se concluya la construcción de las mismas que requiere varios años.

GRAFICO 91. Impacto de la Contribución. Emisiones GEI en GTCO2e Por Sectores



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

Ahora bien, si se mide la reducción de emisiones en términos de intensidad de PIB, los datos son reveladores. Entendemos que la industria eléctrica contribuye también a desarrollar la economía y a generar divisas por exportaciones. De modo que parte de su contribución es sin duda al crecimiento de la economía. Asumiendo el crecimiento progresivo de la economía se estima en las proyecciones realizadas que la participación de las emisiones por millón de dólares disminuiría progresivamente lo que indica un desacople de la emisiones de energía de la curva de crecimiento económico. En 2010 se inicia con 122 TN/MM \$us y en 2030 la intensidad de carbono sería de 16 TM/MM \$us.

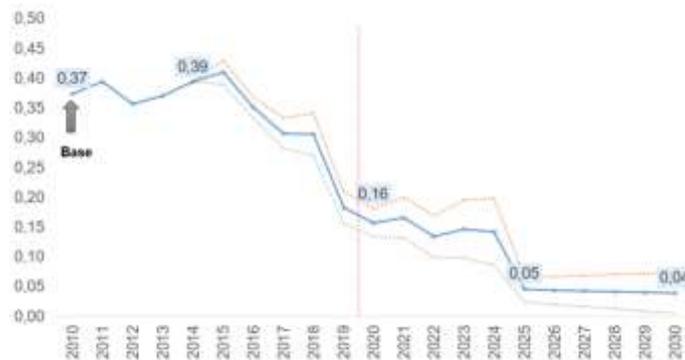
GRAFICO 92. Emisiones Co2/PIB (En TM/MM \$us)



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

La situación es similar cuando se mide las emisiones respecto de la energía, es decir, por intensidad energética. La medida es en términos de Toneladas Métricas por Megavatio hora. El incremento de generación y de potencia como resultado del crecimiento del parque termoeléctrico y de energías renovables y alternativas sigue una curva ascendente hacia 2030. En 2010 la intensidad de carbono por megavatio era de 0,37 TM CO₂/MWh. En 2030 la intensidad de emisiones por unidad energética es de 0,04 TMCO₂/MWh.

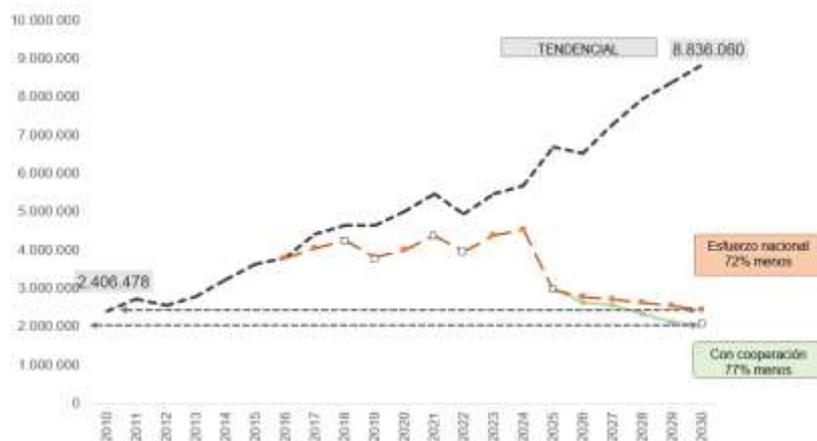
GRAFICO 93. Emisiones Co2/Energía (En TM/MWh)



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

La curva de emisiones caerá en 72% respecto de la curva tendencial sin la aplicación del plan (es decir principalmente con termoeléctricas) con esfuerzo nacional y 77% con Cooperación Internacional. Ese es el balance final concordante con el cambio de matriz energética.

GRAFICO 94. Emisión Anual según esfuerzo nacional o de Cooperación Internacional
(En TM de CO₂ equivalente)



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

3.17.4. Impactos Integrales e Integrados de la Contribución Prevista Nacionalmente Determinada

La CND ha sido elaborada en el marco del Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES), es decir, forma parte de ese instrumento rector de las inversiones y del impacto integral previsto en términos de crecimiento económico y desarrollo social. Esta es, vamos a decir, una virtud de la Contribución y a su vez del PDES porque le da a este último un enfoque de mitigación y adaptación encuadrado en el desarrollo integral para vivir bien.

La CND por sí misma, con respecto a sus resultados, tiene una configuración holística, pues está diseñada para generar en cada área temática, en este caso energía, impactos integrales e integrados, esto último refiere a variables interdependientes que son movilizadas con impactos en cadena a partir de los cambios proyectados en el sistema energético, cambios que hemos analizado a lo largo de esta páginas.

Los cambios motorizados por los avances en el sistema energético están proyectados con resultados quinquenales a partir de la línea de base que es el año 2010. Con la finalidad de medir los avances de manera integrada se diseñó un modelo gráfico denominado “Rosa Holística Energética” que contiene ocho variables interdependientes. Las variables integradas incluidas en el modelo son las siguientes:

1. Potencia Eléctrica (MW)
2. Ingresos por exportación de Electricidad
3. Crecimiento del PIB
4. Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) por Cobertura de Electricidad
5. Pobreza Moderada
6. Pobreza Extrema
7. Emisiones de Dióxido de Carbono por Unidad de energía generada (CO₂/MWh)
8. Emisiones de Dióxido de Carbono por Unidad de PIB (TM/Millón de Dólares del PIB)

En el modelo se han construido cinco escenarios temporales (2010, 2020, 2015, 2025, 20309). Se asume que el incremento de potencia, la exportación de electricidad y el crecimiento de la cobertura de servicios tienen un impacto virtuoso en un conjunto de variables que hacen al desarrollo económico y social. A medida que estas tres variables van cambiando positivamente, en el contexto de la transición energética, crece el PIB, se reduce la pobreza por NBI, la pobreza moderada y la pobreza extrema y se reducen la cantidad de emisiones en términos absolutos y con relación a unidad de PIB y a unidad de energía.

La introducción de energía por supuesto genera procesos productivos y esto dinamiza la economía por lo que se genera empleo e ingresos. A nivel macro las exportaciones de energía permiten contar con ingresos estatales adicionales a la exportación de gas y estos recursos se distribuyen a través del gasto social con lo que se respalda los procesos de erradicación de pobreza. Finalmente, la reducción de emisiones sin duda expresa impacto en términos de mitigación de notable importancia.

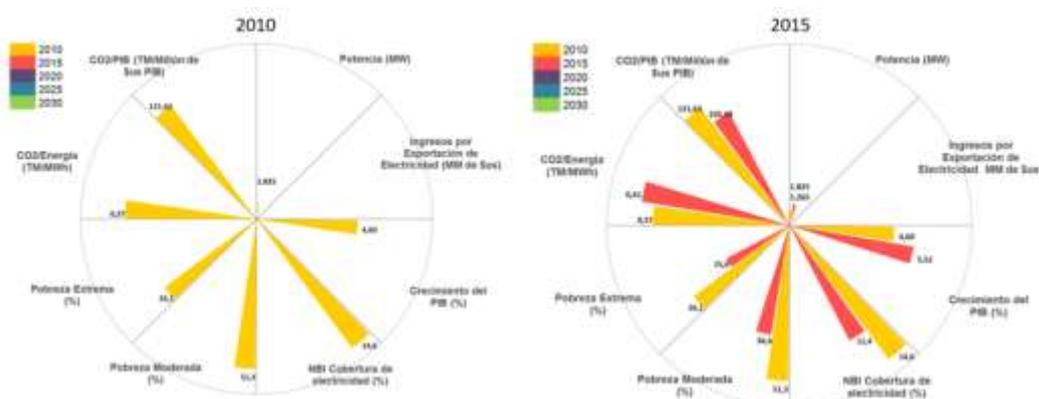
CUADRO 55. Impactos Integrales e Integrados de la Transición Energética

	2010	2015	2020	2025	2030
Potencia Eléctrica (MW)	1.265	1.825	4.878	13.387	13.387
Ingresos por exportación de Electricidad (MM\$us)	-	-	1.924	7.024	5.972 (*)
Crecimiento del PIB	4,6	5,52	5,92	5,76	5,40
Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) Cobertura de Electricidad	14,6	11,4	3	0	0
Pobreza Moderada	51,3	36,5	25,8	19,3	13,4
Pobreza Extrema	26,1	15,6	9,5	6,4	3,9
Emisiones de Dióxido de Carbono por Unidad de energía generada (CO2/MWh)	0,37	0,41	0,16	0,005	0,04
Emisiones de Dióxido de Carbono por Unidad de PIB (TM/Millón de Dólares del PIB)	121,63	105,49	70,05	30,52	15,67

(*) En 2030 los ingresos por exportación bajan porque aumenta la demanda Nacional de electricidad y baja la exportación.

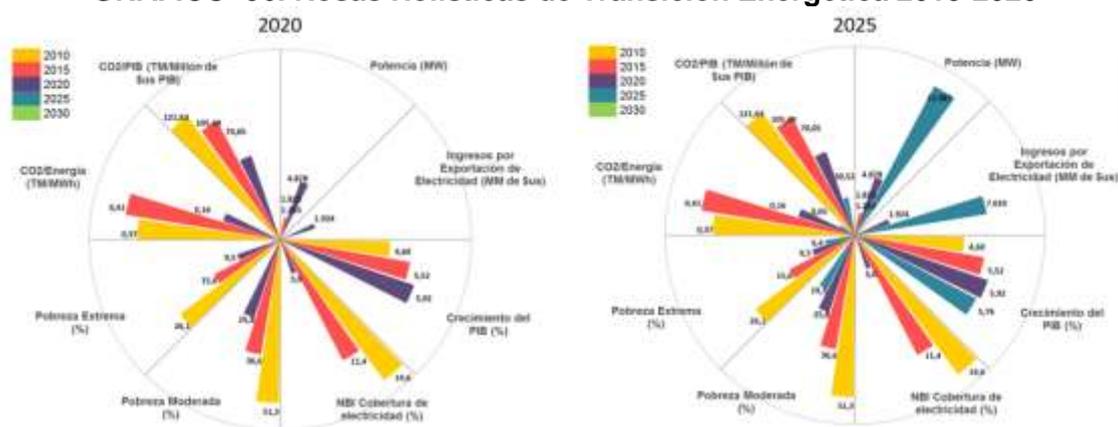
Fuente: Elaboración propia en base a datos del MPD (2016)

GRAFICO 95. Rosas Holísticas de Transición Energética 2010-2015



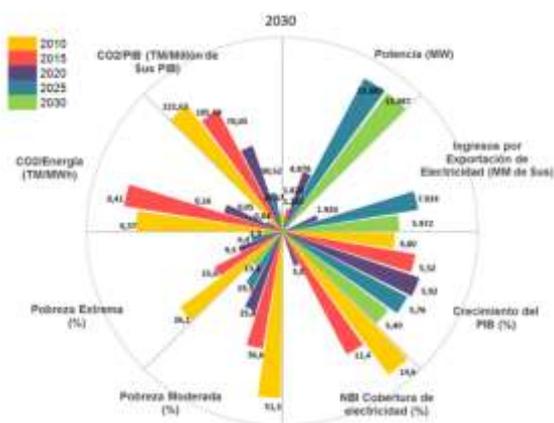
Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

GRAFICO 96. Rosas Holísticas de Transición Energética 2015-2020



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

GRAFICO 97. Rosas Holísticas de Transición Energética 2010-2030



Fuente: Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2015.

3.18. Conclusiones sobre la Transición Energética en Bolivia

La planificación energética en Bolivia se orienta en una línea de Transición deliberada a una matriz de energías renovables. El modelo energético establece la participación protagónica del estado siendo este el actor central de la dirección y la conducción de las empresas estatales en los componentes de generación, transporte de electricidad. La distribución se delega eventualmente al sector privado el cual está compuesto mayoritariamente por cooperativas de luz.

Los instrumentos de planificación de la transición son los siguientes:

- a) Plan de Universalización - Bolivia con Energía 2010 – 2025 (aprobado en 2010)
- b) Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 (aprobado en 2014)

- c) Plan de Energías Alternativas 2025 (aprobado en 2014)
- d) Plan Sectorial De Desarrollo Integral Para Vivir Bien (PSDI) - Sector Energía 2016-2020. Ajustado. 2016

El Plan Sectorial de Desarrollo Integral para Vivir Bien 2016-2020 - Sector Energía es el instrumento rector de los proyectos e inversiones en el sector eléctrico ajustado en función del Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2016 – 2020 del mismo período de tiempo y de la Ley 777 del Sistema de Planificación Integral del Estado (SPIE). Aquí observamos que la transición energética está articulada a políticas macroeconómicas establecidas en los planes y normas de desarrollo nacional.

Otro instrumento de planificación importante es la Contribución Nacionalmente Determinada (CND) cuyas metas están incorporadas en el PDES. Esto importante de resaltar porque la CND se articula al Plan de Desarrollo nacional.

Los hitos en la planificación 2016-2020 del PDES para alcanzar las metas de la ruta de transición energética son los siguientes (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014a, p. 42):

- Incrementar 4.878 MW de potencia, a través de la implementación de proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos, de ciclo combinado y energías alternativas
- Incrementar la cobertura de electricidad a 97% expandiendo las líneas de transmisión, líneas de media y baja tensión e incorporando energías alternativas.
- 596.497 hogares adicionales a nivel nacional (área urbana y rural) contarán con el servicio básico de electricidad.
- Hasta el año 2023 se habrá alcanzado 469 MW incorporando fuentes de energías alternativas como la energía geotérmica, eólica, solar y la energía proveniente de la biomasa.
- Durante el período 2016-2020 se construirán 4.043 km de líneas de transmisión.
- Se establece la meta de exportación de electricidad a los países vecinos. Se prevé exportar a Argentina 440 MW en una primera etapa y posteriormente 1.000 MW.

Las inversiones en energía han permitido incrementar la generación de electricidad facilitando el paso de un equilibrio vulnerable de demanda-oferta en 2006 a un superávit significativo en 2016 en la perspectiva de incrementarlo y lograr saldos exportables en los años venideros.

Hasta 2016 existían sistemas aislados en cuatro departamentos con una capacidad (potencia) de 138,7 MW. De esta cantidad el 58% es generado con termoeléctricas a Gas Natural, 38% a centrales termoeléctricas a diésel y 4% Solar Fotovoltaica.

Los sistemas aislados tienen un diferencial del atributo de tiempo/espacio de transformación y acople al nuevo régimen socio técnico con matriz predominantemente renovable y de fuentes energéticas de transición (el gas) que marca diferencia con el Sistema Integrado Nacional (SIN). La capacidad de adopción y adaptación a nuevas tecnologías de generación de los Sistemas Aislados (SA) está limitada por su aislamiento y por su ubicación en los márgenes externos a la red física de interconexión.

Entre 2009 y 2017 se invirtieron 2.980 MM \$us de los cuales en 2017, 980 MM \$us estaban en ejecución. El promedio de inversión anual fue de 372.5 MM \$us. En 2016 las inversiones habían permitido que la oferta de energía (1.858 MW de potencia) superara en 425 MW a la demanda (1.433 MW). En 2017 esta diferencia se incrementó aún más pues se incorporaron a la generación varios proyectos concluidos. Este último año, la oferta de potencia del SIN superaba en 481,8 MW a la demanda de potencia.

El estadio temporal energético de 2018 pone en evidencia el incremento de generación y de potencia instalada en línea con la trayectoria planificada. La generación bruta del SIN en 2018 fue de 9.230,1 GWh. En tanto los Sistemas Aislados generaron 719 GWh. Ese año el SIN generó el 92,77% de la energía total y los SA generaron el 7,23%. La potencia total instalada del SIN ese año fue de 2.382,52 MW (AETN, 2019: 15).

En 2018 el 67,19% de la potencia instalada era de tipo termoeléctrico, en tanto el 28,92% era de fuente hidroeléctrica y 3,89% correspondía a energías alternativas. Con respecto a los Sistemas Aislados, predominaban las fuentes termoeléctricas (65,57%), 0,31% de fuentes hidroeléctricas y 34,12% de energías alternativas.

En el marco de los compromisos globales acordados en la Conferencia de Países de la Convención de Naciones Unidas sobre Cambio Climático para aportar con soluciones a la crisis climática (con compromisos de mitigación y adaptación al cambio climático). Bolivia ha presentado su Contribución Nacionalmente Determinada (CND) que tiene tres componentes: agua, energía y bosques. Con respecto a Energía se ha propuesto: Incrementar la capacidad de generación eléctrica a través de energías renovables para el desarrollo local y de la región.

Las políticas definidas apuntan a la autosuficiencia energética y a la exportación de electricidad. La transición energética estaría orientada en consecuencia a generar las condiciones de producción de un superávit de energía para que este pueda luego ser exportado. La transición deliberada establece la generación de energía suficiente para cubrir el mercado interno y la exportación de excedentes así como la implementación de programas de eficiencia energética.

Uno de los atributos importantes en nuestro análisis en el caso de Bolivia es el Atributo de Tiempo/espacio de transformación y acople al nuevo régimen socio técnico, este atributo, según el análisis efectuado, depende de la continuidad de las políticas energéticas y de la articulación de estas a los cambios disruptivos de gobierno en Bolivia como es el caso del golpe de estado de octubre de 2019, que generó un proceso de debilitamiento y de retracción de la inversión pública en el sector que se extiende hasta finales de 2020. Esto hizo que la transición sufriera un freno abrupto y varios de los atributos del proceso de transición encontraron una serie de barreras financieras, tecnológicas y de gobernanza en el marco de una gestión de gobierno.

Por el análisis desarrollado en el caso de Bolivia podemos advertir que la hipótesis planteada en la investigación se confirma al observarse que la Transición Energética implica procesos de alta coordinación y planificación en el marco de sus políticas macroeconómicas, la Contribución Nacionalmente Determinada (CND) y los planes energéticos, reconfigurando la estructura socio técnica; proceso en el cual están jugando un rol determinante la introducción de nuevas tecnologías energéticas y la configuración de nueva gobernanza del sistema energético.

IV. Conclusiones Finales

En esta investigación hemos entendido por Transición Energética Sostenible (TES) un proceso controlado y planificado que lleva a una sociedad tecnológica avanzada a reemplazar todos los principales insumos de energía primaria de combustibles fósiles con recursos renovables sostenibles, manteniendo un nivel de servicio de energía final suficiente per cápita. También hemos planteado que la TES incluye un conjunto de variables sociales relacionadas con la erradicación de la pobreza, la construcción de igualdad y con el desarrollo integral. Esto implica que la transición no está signada solamente o principalmente por un cambio de fuentes de energía sino de políticas macroeconómicas, sociales y ambientales.

Tanto en Argentina como en Bolivia observamos que la TES tiene algunas características similares. Los cambios en los regímenes socio técnicos de ambos países analizados se evidencian en procesos de reconfiguración de los atributos constitutivos de dichos regímenes, en un claro vínculo también con las estructuras macroeconómicas.

Las nuevas tecnologías de generación de energía tienen incidencia en los procesos de formación técnica y académica articulados a la transición energética.

Las adaptaciones transformativas en el contexto de la transición son el resultado de cambios progresivos, graduales pero profundos en los atributos constitutivos de las estructuras económicas, sociales y culturales que forman parte de la dimensión energética. Los cambios internos de los regímenes socio técnicos de ambos países se observan en los siguientes atributos:

- Atributo de nuevas tecnologías asociadas con fuentes de generación renovables y de transición: El gas natural ocupa un rol relevante en la estructura energética y se expresa en la construcción e instalación de tecnologías de generación y transporte complejas. El gas constituye un factor central en la transición pues es la fuente energética puente que permitirá facilitarla. No obstante, para garantizar que el gas sea un energético “puente” es importante precisar en la planificación de largo plazo el momento de declinación del consumo y producción de gas, cuestión que no está clara en los instrumentos de planificación existentes.

El reto de Argentina ha sido disminuir la dependencia del petróleo, ampliar la generación de energía eléctrica y del gas, incorporar otras fuentes de generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables y no convencionales.

En el caso de Bolivia, la planificación energética se ha orientado a ampliar la generación térmica en base a gas, en una primera etapa, entretanto se construyen hidroeléctricas y se instalan plantas de energía solar, eólica y geotérmica, así como plantas de biomasa.

Con relación a este atributo, es importante, por otra parte, abrir un debate sobre el stock de infraestructura de gas y su vida útil vis a vis la transición hacia energías renovables, previsiones específicas deben tomarse en la expansión de la infraestructura en función de una planificación de largo plazo. No encontramos precisión al respecto en los planes de Argentina ni de Bolivia por lo que sugerimos un proceso de construcción de metas que prevean la declinación progresiva futura del gas, en un horizonte de largo plazo.

- Atributo de innovaciones tecnológicas con dispositivos tecnológicos de uso final y Atributo de Velocidad de Expansión de la Conversión Energética: Ambos países

promueven la penetración de dispositivos de alta tecnología en toda la cadena energética con un enfoque de eficiencia en el transporte, la distribución y el consumo pero también con saltos notables en la incorporación de tecnologías de energías renovables. Sin embargo, es importante desarrollar políticas claramente pautadas y efectivas para lograr la eficiencia energética. Las medidas orientadas en esa dirección aún se muestran débiles y esporádicas y es importante que se actualicen los estándares de eficiencia energética.

Es notable, en el caso argentino, la introducción gradual y planificada de un parque automotor eléctrico, cuestión que no se observa en el caso boliviano. Aquí resaltamos un elemento que bien puede ser incorporado en la planificación boliviana. No obstante, es importante marcar una diferencia entre la formulación declarativa de la meta de la introducción de parque automotor eléctrico y los avances reales para acometer este objetivo. Se requiere una evaluación para verificar los avances reales en esta dirección, así como un análisis de las políticas sobre la industria y la importación de automóviles eléctricos para cambiar el parque automotor.

- Atributo de Reducción absoluta de emisiones y de reducción de emisiones respecto del crecimiento económico (también llamado reducción de emisiones por intensidad de PIB): Ambos países han previsto la reducción de emisiones en sus Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND) y en particular han estimado reducciones absolutas en el sector de energía. En el caso Boliviano ciertamente no se presentaron reducciones absolutas sino más bien acciones en la CND presentada ante la CMNUCC, no obstante, el gobierno realizó los cálculos correspondientes de reducción de emisiones en términos absolutos como un instrumento de medición y monitoreo interno. También se realizaron cálculos de reducciones con respecto al crecimiento del PIB.
- Atributo de Gobernanza Energética de Transición. Ambos países han desarrollado un marco normativo e institucional complejo que promueve energías renovables y establece las metas futuras de cambio de la matriz energética. Varias generaciones de leyes, decretos y resoluciones administrativas hacen de soporte jurídico a los regímenes socio técnicos que están siendo construidos para agilizar el proceso de transición. Este soporte jurídico crea una gobernanza nueva que constituye un atributo fundamental en el proceso de construcción de la transición.

En ambos casos (Bolivia y Argentina) se requiere una evaluación sobre el acompañamiento efectivo y facilitador de la TES que tienen las regulaciones y normativas a nivel de estructuras de gobierno (por ejemplo las prácticas de regulación de las autoridades control y supervisión y las acciones emprendidas y gestionadas por las autoridades subnacionales) así como su capacidad efectiva de contribuir a metas de eficiencia energética y acelerar las adopciones y adaptaciones tecnológicas.

Estos marcos normativos también prescriben usos y hábitos sociales, tecnologías para el consumo de energía y para la generación, transmisión y distribución. De esta manera se construye un soporte facilitador de innovaciones de nichos tecnológicos que abre las puertas a las mismas y las incorpora en el régimen socio técnico en proceso de construcción. La configuración de la gobernanza, se orienta por la transición deliberada y un conjunto de decisiones de políticas dirigidas a la renovación endógena.

En el caso de Argentina la producción de biocombustibles constituye un atributo notable del proceso de adaptación transformativa y, en contraste, se observa una decreciente importancia de la energía nuclear vis a vis las energías renovables y las renovables no convencionales (ERNC).

El soporte normativo en el caso argentino configura competencias y atribuciones de la gobernanza energética para promover la creación y fortalecimiento de mercados energéticos de energías renovables no convencionales, impulsar el uso racional de energía y la eficiencia energética.

Ambos países están desarrollando en sus estructuras socio técnicas el atributo de creación de hábitos, costumbres y culturas tecnológicas energéticas. Este atributo se hace operativo a través de la educación y la comunicación, respecto de las cuales se promueven procesos de sensibilización y concientización en relación a los usos de tecnologías eficientes energéticamente y el ahorro de energía.

Este atributo comporta cambios de los patrones de organización social, de las rutinas de comportamiento y prácticas generadas por la inserción de innovaciones tecnológicas.

En el caso boliviano un instrumento de transición deliberada es el plan de energías alternativas y la propia CND que establecen la incorporación de nuevas tecnologías. Esto implica desarrollar clústeres tecnológicos de generación energética de larga vida útil y de alto rendimiento en períodos relativamente cortos.

Es importante, en el caso boliviano, que los distribuidores organizados en cooperativas se articulen a procesos de introducción de tecnologías energéticas para lograr la eficiencia energética y particularmente en los Sistemas Aislados (SA) donde también se observa la preeminencia de cooperativas.

En la presente investigación hemos denominado al conjunto de políticas y planes energéticos (componentes sustanciales del modelo de desarrollo boliviano) el “Modelo energético de Complementariedad para la Construcción de Igualdad y la Mitigación Climática”. Este modelo, desde nuestra perspectiva, incorpora, entre otros, cuatro atributos fundamentales de la transición energética: Atributo de innovaciones tecnológicas, Atributo de Capacidad y Velocidad de Expansión de la Conversión Energética, Atributo de Tiempo/Espacio de Transformación y Acople al Nuevo Régimen Socio Técnico y el Atributo de construcción de igualdad social.

En ambos países estudiados, el Atributo de Tiempo/Espacio de transformación y acople al nuevo régimen socio técnico depende de la continuidad de las políticas energéticas y de la articulación de estas a las políticas macroeconómicas.

En el caso Boliviano, hemos analizado el Sistema Integrado Nacional (SIN) y los sistemas Aislados (SA). Los sistemas aislados tienen un diferencial respecto del atributo de tiempo/espacio de transformación y acople al nuevo régimen socio técnico con matriz predominantemente renovable y de fuentes energéticas de transición (el gas) que marcan diferencia con el SIN. La capacidad de adopción y adaptación a nuevas tecnologías de generación de los SA está limitada por su aislamiento y por su ubicación en los márgenes externos a la red física de interconexión. Sus posibilidades de transición en condición de sistemas aislados dependen de la adopción de tecnologías de energías alternativas o renovables.

En ambos países observamos que el Atributo de Tiempo/Espacio de transformación y acople a los nuevos regímenes socio técnicos depende de la continuidad de las políticas energéticas y de la articulación de estas a las políticas macroeconómicas.

Un atributo esencial de la transición energética es la construcción de igualdad y erradicación de pobreza por la vía de universalización de servicios y tarifas solidarias. Argentina y Bolivia han creado sistemas que abordan ambas vías.

Los subsidios pueden constituir barreras a la transición debido a los altos costos y a la fuerte exposición al riesgo financiero. Debemos reconocer por otra parte que los subsidios al consumo final tienen varias dimensiones que deben ser consideradas en las políticas: i) tienen implicaciones sociales importantes en el proceso de erradicación de pobreza y construcción de igualdad; ii) pueden constituirse en anclas de la transición eslabonadas al gas; iii) pueden concebirse, en el marco de una planificación rigurosa de largo plazo, como conductores-puente si se asume que son eventuales.

Otro atributo importante de la transición energética sostenible es la velocidad de expansión de la conversión energética que se relaciona con las innovaciones tecnológicas y las nuevas fuentes de energía y también sin duda con las políticas y planes nacionales. Ambos países tienen la posibilidad de acelerar el proceso, teniendo como puente perentorio al gas.

Son notables los esfuerzos y formatos de promoción de la participación privada con políticas de soporte e impulso legal y regulatorio, en particular en el caso de Argentina. En este país funciona el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el cual los generadores y compradores realizan transacciones de energía eléctrica. Este modelo constituye un mercado de generadores privados que venden su energía a la entidad estatal contribuyendo así a alcanzar las metas de ERNC. La participación del sector privado con este modelo tiene virtudes en generación de conocimiento e investigación/formación asociadas.

Bolivia incorpora a los privados (incluyendo empresas cooperativas) en particular en la distribución y en los Sistemas Aislados (SA). Argentina también cuenta entre sus operadores en distribución y, en algunos casos notables, en generación con cooperativas de servicios de electricidad.

Estos formatos implican la asignación de roles y tareas a los operadores privados en general contribuyendo a la transición energética y a la reconfiguración del régimen socio técnico. Esto comporta que estos operadores introduzcan tecnologías de nicho y promuevan cambios en la cultura energética en particular con usos y hábitos distintos asociados a nuevos artefactos y a una red de operadores privados.

En el caso argentino se han promovido varios mercados: i) mercado de licitaciones de energía mayorista; ii) mercado de artefactos de eficiencia energética; iii) mercado de servicios de eficiencia energética. En este último operan distribuidores de energía y gas. Estos mercados tienen, entre otras, tres orientaciones: reducir costos para consumidores,

reducir emisiones de gases de efecto invernadero y eliminar barreras financieras y de gobernanza.

Como hemos podido observar a lo largo de esta investigación, la hipótesis planteada inicialmente se verifica en sentido que tanto en Argentina como en Bolivia se han desarrollado procesos de planificación rigurosos a través de políticas macroeconómicas, Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND) y planes energéticos, los mismos que en su implementación están reconfigurando progresivamente la estructura socio técnica haciendo que sus atributos constitutivos se transformen merced a la introducción de: i) innovaciones tecnológicas incorporadas en la estructura de manera premeditada y controlada con un rol protagónico del Estado (a nivel nacional y subnacional) y con un protagonismo relevante del sector privado (con énfasis en la generación y la distribución en el caso argentino y en distribución en el caso Boliviano); y ii) con la conformación de una nueva gobernanza del sistema energético con nuevas estructuras institucionales, normativas, planes e instrumentos de gestión.

El nivel del paisaje socio técnico y el nivel de innovaciones de nicho han tenido una influencia notable en la transformación del régimen socio técnico de ambos países. El primero introduciendo un externalidades normativa expresada en los acuerdos globales y los compromisos vinculados a la CMNUCC. Por otra parte, el nivel de nichos de innovación que generan tecnologías en generación, transmisión, distribución y consumo y son incorporadas progresivamente en el nivel socio técnico a través decisiones de políticas públicas y regulaciones estatales que hacen a la renovación endógena y la transición deliberada.

Bibliografía Citada

AETN, Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y Tecnología Nuclear, Anuario Estadístico 2018. 2019. La Paz, Bolivia: AETN.

AETN, Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y Tecnología Nuclear, Anuario Estadístico 2019. 2020. La Paz, Bolivia: AETN.

Aliaga Lordemann, Javier/ Herrera Jimenez, Alejandro, Energy-mix Scenarios for Bolivia, LAJED No 22 Noviembre 2014, 135 – 160, ISSN: 2074 – 4706. 2014. Accedido el 17 de diciembre de 2019:

http://www.iisec.ucb.edu.bo/assets_iisec/publicacion/n22_a05.pdf

Buccieri, María Victoria. 2018. Déficit energético en Argentina: impacto de políticas alternativas de oferta y de demanda. Tesis de Maestría. Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires, Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética. Accedido el 18 de septiembre de 2020: <https://www.ceare.org/tesis/2018/tes28.pdf>

Bruun, Henrik y Hukkinen, Janne. 2008. Cruzando fronteras: un diálogo entre tres formas de comprender el cambio tecnológico. En Actos, Actores y Artefactos. Sociología de la Tecnología. Thomas, Hernan y Buch, Alfonso (Comp). pags. 185 – 217. Bernal: Universidad Nacional de Quilmes.

Berkhout, Frans, Smith, Adrian, Stirling, Andy. Socio-technological regimes and transition contexts. 2005. In Boelie, Elzen, Frank Geels and Ken Green (eds), System Innovation and the Transition to Sustainability: Theory, Evidence and Policy, Camberley: Edward Elgar Publishing.

Caratori, Luciano, Subsecretario de Planeamiento Energético, PPT. Taller: Eficiencia Energética, contribución a las metas climáticas y los ODS, Junio 2019. Consultado en 28 de marzo de 2021: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2019-06-27_transicion_energetica_y_ods_caratori_ceads-ypf.pdf

CAMMESA. 2019. Informe Mensual. Principales Variables del Mes. Diciembre 2019. Buenos Aires: CAMMESA. 17 de diciembre de 2019: <https://www.cammesa.com/linfomen.nsf/MINFOMEN?OpenFrameSet>

CAMMESA. 2020. Informe Mensual. Principales Variables del Mes. Abril 2020. Buenos Aires: CAMMESA. Accedido el 17 de diciembre de 2019: <https://www.cammesa.com/linfomen.nsf/MINFOMEN?OpenFrameSet>

CEPAL, Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de la República Argentina, 2014. Ed. CEPAL, Naciones Unidas, octubre de 2014. Santiago de Chile. Consultado en 28 de marzo de 2021: https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/37142/S1420670_es.pdf

CNEA, Comisión Nacional de Energía Atómica, Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina. 2020 (Abril). Buenos Aires: CNEA. Accedido el 17 de diciembre de 2019: [https://www.unsam.edu.ar/tss/wp-content/uploads/2020/06/SINTESIS MEM 2020 ABRIL.pdf](https://www.unsam.edu.ar/tss/wp-content/uploads/2020/06/SINTESIS_MEM_2020_ABRIL.pdf)

Deloitte. Financial Advisory. 2019. Hojas de ruta de Transición Energética en Argentina. Un modelo energético sostenible para Argentina en 2050. S.L.: Deloitte. Accedido el 22 de septiembre de 2019: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ar/Documents/finance/Hojas%20de%20ruta%20de%20Transici%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica%20en%20Argentina%202019.pdf>

ENARGAS, NAG 315, Artefactos de calefacción independientes por convección que utilizan combustibles gaseosos, 2015, Argentina. Accedido el 28 de marzo de 2021 en: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/pdf/normas-tecnicas/NAG-315.pdf>

Fernández, Cecilia, s.f., Energías Renovables en Argentina: El Caso de la Energía Eólica y sus Avances en Materia Regulatoria, http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/100898/Documento_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1

Geels, Frank W., Schot, Johan. 2007. Typology of sociotechnical transition pathways. En Science Direct, Research Policy 36 (2007) 399–417. S.L.: El Sevier – Research Policy. Accedido el 17 de diciembre de 2019: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0048733307000248>

Gerchunoff, Pablo, Greco, Esteban, Bondorevsky, Diego. 2003. Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002. Santiago de Chile: ILPES – CEPAL. Accedido el 22 de septiembre de 2020: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/7287/1/S034215_es.pdf

Heidenreich, S., Throndsen, W., Sari, R., Sonetti, G., Ryghaug, M., Kern-Gillard, T., Arrobbio, O., Mourik, R. and Nikolaev, A.. 2017. Competitive, secure, low-carbon energy supply – a social sciences and humanities annotated bibliography. Cambridge: SHAPE ENERGY.

ICEX. España Exportación e Inversiones. Oficina Económica Comercial de la Embajada Española en La Paz, El Mercado de las Energías Renovables de Bolivia, 25 de octubre de 2019.

IPCC, 2014: Anexo II: Glosario [Mach, K.J., S. Planton y C. von Stechow (eds.)]. 2014. En: Cambio climático 2014: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático [Equipo principal de redacción, R.K. Pachauri y L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Ginebra, Suiza, pags. 127- Accedido el 17 de diciembre de 2019: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/03/AR5_SYR_Glossary_es.pdf

Jiménez Rivera, Hortensia. La nacionalización del sector eléctrico en Bolivia. 2018. La Paz: Vicepresidencia del Estado Plurinacional. Accedido el 17 de diciembre de 2019: <https://www.cis.gob.bo/publicacion/la-nacionalizacion-del-sector-electrico-bolivia/>

Lordemann, Javier Aliaga/ Jimenez, Alejandro Herrera, Energy-mix Scenarios for Bolivia. Escenarios de la matriz energética, LAJED No 22 Noviembre 2014 135 – 160. Accedido el 17 de diciembre de 2019: http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2074-47062014000200005

Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de España. Secretaría General Departamento de Planificación y Estudios. Factores de Conversión Energía Final -Energía Primaria y Factores de Emisión De Co2 – 2010, Madrid, España, 2010. 17 de diciembre de 2019: [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Factores_de_Conversion_Energia_y_CO2_\(2010\)_931cce1e.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Factores_de_Conversion_Energia_y_CO2_(2010)_931cce1e.pdf)

Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, Secretaría de Planeamiento Energético, Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos y Subsecretaría de Evaluación de Proyectos Estratégicos. Escenarios Energéticos 2030. 2017. Buenos Aires: Ministerio de Energía y Minería. Accedido el 18 de septiembre de 2020:

<https://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7800>

Ministerio de Energía y Minería, Guía de para un Buenas Prácticas Uso Responsable de la Energía, Abril, 2018. Accedido el 28 de marzo de 2021 en:

https://www.enargas.gob.ar/secciones/eficiencia-energetica/Guia_uso_responsable_de_la_energia_201803.pdf

Ministerio de Energías (ME), Plan Sectorial De Desarrollo Integral Para Vivir Bien (PSDI) - Sector Energía 2016-2020. Ajustado. 2016. La Paz: ME. Accedido el 17 de diciembre de 2019:

<https://www.minenergias.gob.bo/wp-content/uploads/2020/03/PLAN-SECTORIAL-SECTOR-ENERG%C3%8DA-2019-AJUSTADO.pdf>

Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable, Presidencia de la Nación de Argentina. Plan de Acción Nacional de Bosques y Cambio Climático. Versión 1 – 2017. 2017. Buenos Aires: Presidencia de la Nación. Accedido el 18 de septiembre de 2020:

https://redd.unfccc.int/files/4849_1_plan_de_accion_nacional_de_bosques_y_cambio_climatico_-_argentina.pdf

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, La Paz – Bolivia. 2014a. La Paz: MHE.

MHE, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025. 2014b. La Paz, Bolivia: MHE.

Ministerio de Planificación del Desarrollo, Contribución Nacionalmente Determinada (CND), 2016.

Moreira, Ana Josefina y Garrido, Santiago. Energías renovables, cooperativismo y desarrollo local. Un análisis socio-técnico de la experiencia de las cooperativas eléctricas en Argentina. 2013. X Jornadas de Sociología. Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires, 2013. Accedido el 30 de marzo de 2021 en:

<https://cdsa.aacademica.org/000-038/719.pdf?view>

O. Magrin, Graciela. 2015. Adaptación al cambio climático en América Latina y el Caribe. Santiago de Chile: CEPAL – Unión Europea. Accedido el 17 de diciembre de 2019: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/39842/1/S1501318_es.pdf

Palazuelos, Enrique y García, Clara, La Transición Energética en China, 2007, Instituto Complutense de Estudios Internacionales (ICEI). Accedido el 30 de marzo de 2021: <https://www.ucm.es/data/cont/docs/430-2013-10-27-2007%20WP%2005-07.pdf>

Rabinovich, Gerardo. 2013. Rápida Evaluación y Análisis de los Objetivos del Proyecto Energía Sustentable para todos en el Sector Energético De La Republica Argentina. Informe Final. Buenos Aires: PNUD, BID. Accedido el 18 de septiembre de 2020: https://www.seforall.org/sites/default/files/Argentina_RAGA_ES_Released.pdf

República de Argentina, Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional, 2016. Accedido el 18 de septiembre de 2020: <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20First/17112016%20NDC%20Revisada%202016.pdf>

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, Tercera Comunicación Nacional del Gobierno de la República Argentina a las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, 2015. Accedido el 22 de febrero de 2021: <https://unfccc.int/resource/docs/natc/argnc3s.pdf>

Sgouridis, Sgouris y Csala, Denes. 2014. A Framework for Defining Sustainable Energy Transitions: Principles, Dynamics, and Implications. pags. 2601-2622. En Institute Center for Smart and Sustainable Systems, Masdar Institute of Science and Technology, Abu Dhabi, UAE. Accedido el 17 de diciembre de 2019: <https://www.mdpi.com/2071-1050/6/5/2601>

Scardamaglia, Virginia. Argentina Tiene Ley de Cambio Climático. FLACSO Cambio Climático, 2019. Accedido el 21/09/2020: <https://ambienteycomercio.org/argentina-tiene-ley-de-cambio-climatico/>

Semilla, Gonzalo, Etcheverry, Jerónimo. 2019. Dos crisis, Comparación entre la post-convertibilidad y escenario actual. Los desafíos de la política económica ante dos escenarios con distintos puntos de partida. Accedido el 17 de diciembre de 2019: <https://www.cronista.com/columnistas/Dos-crisis-comparacion-entre-post-convertibilidad-y-escenario-actual-20191217-0001.html>

Wilson, Charlie y Grubler, Arnold. 2011. Lessons from the history of technological change for clean energy scenarios and policies. In Natural Resources Forum; Wiley: New York, NY, USA, 2011; Volume 35, p. 165–184.

Varesi, Gastón Ángel. La Argentina Posconvertibilidad: Modelo De Acumulación, Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía, vol. 41, núm. 161, abril-junio, 2010: 141-152, Universidad Nacional Autónoma de México, Distrito Federal, México, Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía.