

T.P  
(043) 62  
2019  
Ag75

TRABAJO FINAL  
CARRERA DE ESPECIALIZACIÓN EN  
APLICACIONES TECNOLÓGICAS DE LA  
ENERGÍA NUCLEAR

**ESCENARIOS DE DESCARBONIZACIÓN  
DEL SISTEMA ENERGÉTICO  
ARGENTINO AL AÑO 2050**

**Ing. Daphne Agosin**

Director  
**Ing. Norberto Coppari**

Co-Directora  
**Téc. Mariela Iglesia**

Comisión Nacional de Energía Atómica  
Universidad Nacional de Cuyo – Instituto Balseiro  
Universidad de Buenos Aires – Facultad de Ingeniería

Diciembre 2019

(Biblioteca Leo Falicov CAB-IB)

Inventario 24621  
19/09/2022  
Biblioteca Leo Falicov



## Escenario de descarbonización del sistema energético argentino al año 2050

Ing. Daphne Agosin

Proyecto final de Carrera de especialización en aplicaciones tecnológicas de la energía nuclear

Página 1 de 167

### RESUMEN

En la actualidad prácticamente toda la comunidad científica ha aceptado que el cambio climático es debido al calentamiento global, causado a su vez por la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a la atmósfera, como consecuencia de la actividad humana. Ante los compromisos asumidos por el país en el Acuerdo de París frente al Cambio Climático, resulta de interés evaluar un escenario con la incorporación masiva de centrales nucleares y energías renovables a fines de lograr al año 2050 la reducción de emisiones del sistema eléctrico y de transporte.

El objetivo del presente trabajo es generar un plan de expansión de energías limpias al año 2050 utilizando el modelo MESSAGE del OIEA.

El proceso de construcción de un escenario de descarbonización para la evaluación del modelo energético sostenible argentino al 2050 requirió, de la elaboración de la línea de base para contrastar los resultados y los impactos de las acciones y medidas de mitigación de cambio climático para el sistema en su conjunto. Partiendo del año 2014 se tendrán en cuenta tres escenarios energéticos hacia el año 2050. El primer escenario denominado BAU, por sus siglas en inglés Business As Usual, y dos alternativos con una descarbonización del 25% y del 50%.

Por su parte, los escenarios alternativos 1 y 2, se guían por los objetivos establecidos en la contribución nacional argentina en la lucha contra el cambio climático. La primera meta busca no superar los 2°C de aumento de temperatura, para lo cual el límite de emisiones es de 483 MMt de CO<sub>2</sub> al año 2030. Para el escenario 2 que propone frenar el aumento de temperatura muy por debajo de los 1.5°C se fija el objetivo de 369 MMt de CO<sub>2</sub> al 2030.

En este sentido, los vectores de descarbonización que resultan necesarios para alcanzar metas más ambiciosas al año 2050 son:

- **Cambiar a fuentes de generación eléctrica libres de emisiones:** Es necesario que la electricidad se produzca a través de fuentes renovables, hidráulicas y energía nuclear. Se espera un cambio a fuentes de energía con menores emisiones a través del reemplazo de combustibles fósiles de alto factor de emisión por combustibles con bajos factores de emisión de efecto invernadero (GEI)

- **Transporte:** Con el objetivo de disminuir el impacto ambiental del transporte, se propone reformular el mix tecnológico vehicular, evaluando: a) incorporación de vehículos eléctricos, en particular automóviles y buses urbanos, dado que no producen emisiones, su eficiencia es mayor frente a su contraparte de combustión interna, y se prevé que sean competitivos en el mercado; b) un mayor uso del gas natural (GNC), por ser el combustible fósil con menores emisiones y se contaría con una gran disponibilidad a futuro a partir de la explotación del yacimiento Vaca Muerta; y c) un cambio de modalidad en el transporte de carga aumentando la participación de ferrocarriles en detrimento de los camiones, debido al consumo 8 veces menor de combustible por tonelada transportada.



**ABSTRACT**

Nowadays, almost the entire scientific community has accepted that climate change is due to global warming, caused by the emission of Greenhouse Gases into the atmosphere because of human activity. Given the commitments undertaken by the country in the Paris Agreement against Climate Change, it is important to evaluate a scenario with the massive incorporation of nuclear power plants and renewable energies in order to achieve the reduction of emissions due to transport and electricity production by 2050.

The objective of this document is to generate a clean energy expansion plan by 2050 using the IAEA's MESSAGE model.

The process of building a decarbonization scenario for the evaluation of the Argentine sustainable energy model by 2050 required preparing a basis to contrast the results and impacts of actions and measures for climate change mitigation in the entire system. Starting by 2014, three energy scenarios will be taken into account by 2050. The first one is called BAU (Business As Usual), and the other two alternatives consider a decarbonization of 25% and 50%, respectively.

Additionally, alternative scenarios 1 and 2 are guided by the objectives established in the Argentine national contribution in the fight against climate change. The first scenario aims to stay below 2°C a temperature increase and to accomplish it, the emission limit should be 483 MMt of CO<sub>2</sub> by 2030. The second one proposes to stop the temperature increase very below 1.5 ° C, for which is necessary to set a maximum of 369 MMt of CO<sub>2</sub> by 2030.

In this sense, the decarbonization vectors that are necessary to look in order to achieve more ambitious goals by 2050 are:

- Switching to emission-free power generation sources: It is necessary for electricity to be produced through renewable, hydraulic and nuclear energy sources. A change in energy sources with lower emissions is expected through the replacement of fossil fuels of high emission index with fuels of low Greenhouse Gases emission.

- Transport: In order to reduce the environmental impact of transport, a reformulation of the vehicular technological mix is proposed, evaluating: a) incorporation of electric vehicles, mainly in cars and urban buses; b) more use of natural gas, being the fossil fuel with lower emissions and, in the future is availability will increase due to the exploitation of the Vaca Muerta deposit; and c) a change in the modality of cargo transportation, increasing the participation of railway transport by lowering freight transportation of trucks, as its fuel consumption is 8 times lower.



## ÍNDICE

|   |           |
|---|-----------|
| <b>RESUMEN</b> .....  | <b>1</b>  |
| <b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....  | <b>15</b> |
| <b>2. OBJETIVO</b> .....  | <b>17</b> |
| <b>3. MARCO TEÓRICO</b> .....   | <b>19</b> |
| <b>3.1. Cambio climático</b> .....  | <b>19</b> |
| <b>3.2. Efecto invernadero</b> .....  | <b>19</b> |
| <b>3.3. Gases de efecto invernadero</b> .....   | <b>20</b> |
| <b>4. MARCO INTERNACIONAL Y NACIONAL EN EL TRATAMIENTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO</b> ..... | <b>23</b> |
| <b>4.1. Acuerdo De París</b> .....  | <b>24</b> |
| <b>4.2. Contribuciones nacionales en la lucha contra el cambio climático</b> .....    | <b>25</b> |
| <b>4.3. Análisis del contexto actual</b> .....  | <b>25</b> |
| <b>4.4. Objetivos de Desarrollo Sostenible de la O.N.U.</b> .....                     | <b>29</b> |
| <b>5. MARCO LEGAL ARGENTINO</b> .....   | <b>33</b> |
| <b>5.1. Ley Nuclear N° 26.566 y Plan Nuclear</b> .....                                | <b>33</b> |
| <b>5.2. Descripción de la Ley N° 27.191/2015</b> .....                                | <b>35</b> |
| <b>5.3. Conceptos Relevantes del Decreto N° 531/2016</b> .....                        | <b>36</b> |
| <b>6. PLAN RENOVAR</b> .....  | <b>39</b> |
| <b>6.1. Beneficios fiscales</b> .....   | <b>39</b> |
| <b>6.2. Fondo Fiduciario (FODER)</b> .....  | <b>40</b> |
| <b>6.3. Ronda 1</b> .....   | <b>40</b> |
| <b>6.4. Ronda 1.5</b> .....   | <b>43</b> |
| <b>6.5. Ronda 2</b> .....   | <b>44</b> |
| <b>6.6. Ronda 3</b> .....   | <b>46</b> |
| <b>6.7. Resumen de potencia instalada</b> .....                                       | <b>46</b> |
| <b>7. DESCRIPCIÓN DEL AÑO BASE</b> .....  | <b>49</b> |
| <b>7.1. Demografía</b> .....  | <b>49</b> |
| <b>7.2. Demanda de energía final</b> .....  | <b>50</b> |
| <b>7.3. Sistema eléctrico nacional</b> .....  | <b>51</b> |
| <b>7.4. Potencia instalada</b> .....  | <b>52</b> |
| <b>7.5. Generación Eléctrica Bruta Nacional</b> .....                                 | <b>53</b> |
| <b>7.6. Inventario de GEI</b> .....   | <b>54</b> |
| <b>8. PROYECCIÓN GEI</b> .....  | <b>59</b> |
| <b>8.1. Escenario BAU</b> .....   | <b>59</b> |
| <b>8.2. Escenarios Alternativos</b> .....   | <b>60</b> |
| <b>9. PBI Y PROYECCIONES</b> .....  | <b>63</b> |

|            |  |           |
|------------|--|-----------|
| <b>10.</b> | <b>COMPOSICIÓN DE LOS SECTORES EVALUADOS .....</b>   | <b>67</b> |
| 10.1.      | Residencial .....                                    | 67        |
| 10.1.1.    | Consumo de energía Residencial .....                 | 68        |
| 10.1.2.    | Consumo de gas Residencial.....                      | 69        |
| 10.1.3.    | Consumo de Electricidad Residencial.....             | 69        |
| 10.2.      | Agropecuario.....                                    | 69        |
| 10.3.      | Industrial.....                                      | 70        |
| 10.4.      | Comercial y Público .....                            | 70        |
| <b>11.</b> | <b>SECTOR TRANSPORTE .....</b>                       | <b>72</b> |
| 11.1.      | Características.....                                 | 72        |
| 11.2.      | Vehículos particulares .....                         | 73        |
| 11.3.      | Transporte público urbano.....                       | 75        |
| 11.3.1.    | Distribución modal.....                              | 75        |
| 11.3.2.    | Colectivo urbano .....                               | 77        |
| 11.3.3.    | Ferrocarril urbano .....                             | 77        |
| 11.3.4.    | Subterráneo.....                                     | 79        |
| 11.4.      | Transporte público interurbano .....                 | 79        |
| 11.4.1.    | Distribución modal.....                              | 79        |
| 11.4.2.    | Ómnibus .....  | 81        |
| 11.4.3.    | Ferrocarril interurbano.....                         | 82        |
| 11.4.4.    | Aéreo.....   | 83        |
| 11.5.      | Transporte de carga.....                             | 83        |
| 11.5.1.    | Ferrocarril de carga.....                            | 84        |
| 11.5.2.    | Automotor .....                                      | 86        |
| 11.5.3.    | Marítimo y fluvial .....                             | 88        |
| <b>12.</b> | <b>MODELADO DEL CASO EN MESSAGE.....</b>             | <b>89</b> |
| 12.1.      | Modelo MESSAGE .....                                 | 89        |
| 12.2.      | Carga de datos y corrida del programa .....          | 89        |
| 12.3.      | Optimización.....                                    | 93        |
| 12.4.      | Resultados.....                                      | 94        |
| 12.5.      | Formulación matemática del programa .....            | 94        |
| <b>13.</b> | <b>CRITERIOS PARA EL MODELADO DE ESCENARIOS.....</b> | <b>95</b> |
| 13.1.      | Curva diaria de despacho.....                        | 95        |
| 13.2.      | Cadena energética .....                              | 96        |
| 13.3.      | Matriz eléctrica nacional .....                      | 99        |

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| 13.4.   | Demanda de Energía y Potencia.....                  | 99  |
| 14.     | CARGA DE DEMANDA ENERGÉTICA EN EL PROGRAMA .....    | 101 |
| 14.1.   | Energía Eléctrica .....                             | 101 |
| 14.2.   | Gas Natural .....                                   | 104 |
| 14.3.   | Tecnologías del sector transporte .....             | 105 |
| 14.4.   | Costos de Combustibles.....                         | 106 |
| 14.5.   | Proyección del Transporte.....                      | 108 |
| 15.     | AGRUPACIÓN PARQUE FIJO .....                        | 111 |
| 15.1.   | Agrupación de centrales hidroeléctricas.....        | 111 |
| 15.2.   | Agrupación de parques eólicos.....                  | 113 |
| 15.3.   | Agrupación de parques solares .....                 | 113 |
| 15.4.   | Parque térmico fósil .....                          | 114 |
| 15.5.   | Parque térmico nuclear.....                         | 115 |
| 15.6.   | Otras consideraciones .....                         | 116 |
| 16.     | PROYECTOS Y CANDIDATAS.....                         | 119 |
| 16.1.   | Proyectos nucleares.....                            | 119 |
| 16.2.   | Proyectos Renovables .....                          | 120 |
| 16.3.   | Proyectos térmicos .....                            | 121 |
| 16.4.   | Proyectos Hidráulicos.....                          | 122 |
| 16.5.   | Candidatas .....                                    | 123 |
| 16.6.   | TRANSPORTE: CONVERSIÓN ELÉCTRICA Y A GNC .....      | 124 |
| 16.6.1. | Vehículos particulares eléctricos.....              | 124 |
| 16.6.2. | Colectivos eléctricos.....                          | 125 |
| 16.6.3. | Vehículos a GNC.....                                | 127 |
| 17.     | EMISIONES DE GEI.....                               | 128 |
| 17.1.   | Emisiones de GEI en Generación de Electricidad..... | 128 |
| 17.2.   | Emisiones de GEI en el sector transporte .....      | 129 |
| 18.     | MODELADO DE ESCENARIOS.....                         | 133 |
| 18.1.   | Escenario BAU.....                                  | 133 |
| 18.2.   | Escenario Alternativo 1 - Meta Absoluta.....        | 133 |
| 18.3.   | Escenario Alternativo 2 – Meta Condicional.....     | 136 |
| 19.     | REDUCCIÓN DE EMISIONES.....                         | 141 |
| 19.1.   | Escenario BAU.....                                  | 141 |
| 19.2.   | Escenario Alternativo 1 – Meta Absoluta .....       | 145 |
| 19.3.   | Escenario Alternativo 2 – Meta Condicional.....     | 148 |



- 19.4. Comparación de escenarios..... 151
- 20. CONCLUSIONES..... 157
- 21. FUENTES CONSULTADAS..... 160
- 22. ANEXOS ..... 161
  - 22.1. ANEXO 1 Agrupación Parque Térmico Fósil ..... 161
  - 22.2. ANEXO 2 Factores de emisión ..... 166

## ÍNDICE DE TABLAS

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 1. Gases de efecto invernadero .....                                  | 20  |
| Tabla 2. Ofertas de la Ronda 1. ....  | 41  |
| Tabla 3. Valores de Referencia Ronda 1.....                                 | 42  |
| Tabla 4. Ofertas de la Ronda 1.5. ....                                      | 43  |
| Tabla 5. Ofertas de la Ronda 2. ....  | 44  |
| Tabla 6. Valores de Referencia Ronda 2.....                                 | 45  |
| Tabla 7. Valores de Referencia Ronda 3.....                                 | 46  |
| Tabla 8. Resumen de potencia instalada para las rondas analizadas. ....     | 47  |
| Tabla 9. Líneas de alta tensión del SADI .....                              | 52  |
| Tabla 10. Capacidad Instalada Diciembre 2014.....                           | 52  |
| Tabla 11. Participación porcentual de GEI por subsectores al año 2014. .... | 56  |
| Tabla 12. PBI y VAB a precios constantes y corrientes, año 2014 .....       | 64  |
| Tabla 13. Tipo de cambio adoptado año 2014.....                             | 64  |
| Tabla 14. Modos de transporte por función y tipo de combustible. ....       | 73  |
| Tabla 15. Evolución de la flota circulante de automóviles de Argentina..... | 74  |
| Tabla 16. Indicadores parque automotor de pasajeros larga distancia.....    | 82  |
| Tabla 17. Toneladas transportadas por modo al 2014.....                     | 84  |
| Tabla 18. Cantidades de vehículos con propulsión por tipo – año 2014.....   | 86  |
| Tabla 19. Toneladas transportadas por grupo .....                           | 86  |
| Tabla 20. Regiones eléctricas del MEM .....                                 | 100 |
| Tabla 21. Proyección de demanda de energía eléctrica (MWy).....             | 103 |
| Tabla 22. Demanda de gas natural. Proyección al año 2050 (MWy). ....        | 104 |
| Tabla 23: Proyección de Demanda de Energía de Auto a Nafta.....             | 105 |
| Tabla 24: Proyección precios de combustibles (U\$\$/MWy) al 2050. ....      | 107 |
| Tabla 25. Agrupación centrales hidroeléctricas.....                         | 112 |
| Tabla 26. Agrupación parque eólicos. ....                                   | 113 |
| Tabla 27: Agrupación parques solares.....                                   | 113 |
| Tabla 28: Agrupación de centrales nucleares instaladas.....                 | 115 |
| Tabla 29: Costos variables de tecnologías y combustibles. ....              | 116 |
| Tabla 30: Transporte nacional, capacidad de gasoductos.....                 | 117 |
| Tabla 31. Cronograma de ingresos para el Escenario BAU. ....                | 119 |
| Tabla 32. Cronograma de ingresos para el Escenario Alternativo 1. ....      | 120 |
| Tabla 33. Cronograma de ingresos para el Escenario Alternativo 2. ....      | 120 |
| Tabla 34: Proyectos Plan RenovAr. ....                                      | 121 |
| Tabla 35: Proyectos térmicos agrupados por región y tecnología.....         | 122 |
| Tabla 36: Proyectos hidráulicos.....  | 122 |

|  |            |
|--|------------|
| <b>Tabla 37: Propiedades y características de combustibles.....</b>                | <b>129</b> |
| <b>Tabla 38. Factores de emisión por tipo de vehículo .....</b>                    | <b>130</b> |
| <b>Tabla 39. Emisiones por tipo de combustible en el transporte - 2014 .....</b>   | <b>130</b> |
| <b>Tabla 40. Participación tecnologías de transporte. Escenario BAU.....</b>       | <b>133</b> |
| <b>Tabla 41. Participación tecnologías de transporte de pasajeros.....</b>         | <b>134</b> |
| <b>Tabla 42. Participación tecnologías de transporte de carga.....</b>             | <b>135</b> |
| <b>Tabla 43: Proyectos Renovables Escenario 1.....</b>                             | <b>136</b> |
| <b>Tabla 44. Participación tecnologías de transporte. ....</b>                     | <b>136</b> |
| <b>Tabla 45. Participación tecnologías de transporte de carga.....</b>             | <b>137</b> |
| <b>Tabla 46. Cronograma de ingresos para el Escenario Alternativo 2. ....</b>      | <b>138</b> |
| <b>Tabla 47. Proyección del impuesto al carbono.....</b>                           | <b>140</b> |
| <b>Tabla 48. Objetivos Contribución Nacional Argentina. ....</b>                   | <b>141</b> |
| <b>Tabla 49. Objetivos Contribución Nacional Argentina. ....</b>                   | <b>145</b> |
| <b>Tabla 50. Objetivos Contribución Nacional Argentina. ....</b>                   | <b>148</b> |
| <b>Tabla 51. Comparación de emisiones por escenario, en MMtCO<sub>2</sub>.....</b> | <b>151</b> |
| <b>Tabla 52. Participación nuclear en la descarbonización. ....</b>                | <b>151</b> |
| <b>Tabla 53. Emisiones evitadas por escenario en MMt CO<sub>2</sub> .....</b>      | <b>152</b> |
| <b>Tabla 54: Factores de emisión por grupo y combustible en kton/MW .....</b>      | <b>167</b> |

## INDICE DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1. Anomalía del promedio global de temperaturas (°C) .....                         | 26 |
| Figura 2. Emisiones antropógenas de CO <sub>2</sub> anuales (GtCO <sub>2</sub> /año)..... | 26 |
| Figura 3. Distribución de Potencia Adjudicada Ronda 1.....                                | 42 |
| Figura 4. Distribución de Potencia Adjudicada Ronda 1.5.....                              | 43 |
| Figura 5. Distribución de Potencia Adjudicada Ronda 2.....                                | 45 |
| Figura 6. Consumo de energía final por sector 2014 .....                                  | 50 |
| Figura 7. Consumo de energía final por combustible 2014.....                              | 51 |
| Figura 8. Esquema del sistema eléctrico.....  | 51 |
| Figura 9. Distribución porcentual de la capacidad instalada.....                          | 53 |
| Figura 10. Generación Bruta del MEM - Acumulado 2014 .....                                | 54 |
| Figura 11. Evolución de la Generación Bruta.....  | 54 |
| Figura 12. Distribución de GEI año 2014. Total anual 368,3 MMtCO <sub>2</sub> eq .....    | 55 |
| Figura 13. Distribución de GEI sector Energía al 2014. ....                               | 57 |
| Figura 14. Tendencia de las emisiones de GEI. ....  | 58 |
| Figura 15. Proyección emisiones totales de GEI del Escenario BAU. ....                    | 59 |
| Figura 16. Proyección emisiones de GEI Generación y Transporte. ....                      | 60 |
| Figura 17. Proyección emisiones de GEI de los escenarios 1 y 2. ....                      | 61 |
| Figura 18. Proyección emisiones de GEI de los escenarios 1 y 2 al 2050.....               | 61 |
| Figura 19. Distribución de la población por provincia. Censo 2010 .....                   | 67 |
| Figura 20. Población total estimada 2014-2050.....  | 68 |
| Figura 21. Evolución del consumo de energía por sector.....                               | 68 |
| Figura 22. Sector Agropecuario: demanda energética por combustible.....                   | 69 |
| Figura 23. Sector Industrial: demanda energética por combustible.....                     | 70 |
| Figura 24. Sector Comercial: demanda energética por combustible. ....                     | 70 |
| Figura 25. Participación de combustibles en el Transporte año 2014.....                   | 72 |
| Figura 26. Consumo específico anual por tipo de vehículo en MWh/año .....                 | 73 |
| Figura 27. Relación Tasa de motorización – PBI.....                                       | 75 |
| Figura 28. Distribución por modo de pasajeros en AMBA .....                               | 76 |
| Figura 29. Participación del transporte público y privado en ciudades. ....               | 76 |
| Figura 30. Pasajeros transportados en AMBA. ....  | 77 |
| Figura 31. Evolución tren-km para ferrocarril y subterráneo.....                          | 78 |
| Figura 32. Distribución modal de pasajeros en transporte interurbano.....                 | 80 |
| Figura 33. Evolución de pasajeros en transporte interurbano.....                          | 80 |
| Figura 34. Pasajeros transportados anualmente por ómnibus .....                           | 81 |
| Figura 35. Pasajeros transportados por FFCC interurbanos. ....                            | 82 |
| Figura 36. Pasajeros transportados por modo. Periodo 2000-2050.....                       | 83 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 37. Participación de subproductos en la carga transportada .....          | 85  |
| Figura 38. Evolución de toneladas transportadas por ferrocarril.....             | 85  |
| Figura 39. Participación de productos en la carga por automotor.....             | 87  |
| Figura 40. Consumo de energía en transporte de pasajeros y carga.....            | 88  |
| Figura 41. Comandos MESSAGE en DOS. ....   | 89  |
| Figura 42. Ventana interactiva de MESSAGE.....                                   | 90  |
| Figura 43. Curva de demanda eléctrica diaria en un día tipo.....                 | 95  |
| Figura 44. Curva de despacho eléctrico en un día tipo .....                      | 96  |
| Figura 45. Cadena Energética del caso modelado. ....                             | 97  |
| Figura 46. Evolución Demanda Agentes. ....                                       | 99  |
| Figura 47. Demanda por regiones período 2006-2014.....                           | 100 |
| Figura 48. Curva diaria de carga de día típico de verano.....                    | 101 |
| Figura 49: Curva diaria de carga de día típico de invierno. ....                 | 102 |
| Figura 50. Proyección demanda eléctrica por sector.....                          | 103 |
| Figura 51: Demanda de gas natural proyectada al año 2035 por sector. ....        | 105 |
| Figura 52. Precios de combustibles. Proyección al año 2050. ....                 | 107 |
| Figura 53. Precio internacional del Uranio. ....                                 | 108 |
| Figura 54. BAU: proyecciones parque vehicular total.....                         | 109 |
| Figura 55. Incorporación de autos y colectivos eléctricos. ....                  | 110 |
| Figura 56. Curva de variación en la generación anual de HI_NEA_PAS. ....         | 112 |
| Figura 57: Variabilidad diaria de irradiación de la Planta Cañada Honda. ....    | 114 |
| Figura 58. Crecimiento del parque vehicular eléctrico internacional.....         | 125 |
| Figura 59. Incorporación de buses en China .....                                 | 126 |
| Figura 60. Evolución de las emisiones por combustible en el transporte .....     | 131 |
| Figura 61. Precio de emisiones de CO <sub>2</sub> en el mundo. Agosto 2019. .... | 139 |
| Figura 62. Modelado de la Proyección de emisiones Escenario BAU.....             | 141 |
| Figura 63. Participación de las emisiones de GEI por subsector .....             | 142 |
| Figura 64. Participación de Transporte y Generación en emisiones.....            | 142 |
| Figura 65. Participación de Transporte en emisión de GEI.....                    | 144 |
| Figura 66. Modelado de la Proyección de emisiones Escenario 1. ....              | 145 |
| Figura 67. Participación de Transporte y Generación en emisiones.....            | 146 |
| Figura 68. Participación del transporte en emisión de GEI.....                   | 147 |
| Figura 69. Modelado de la Proyección de emisiones Escenario 2. ....              | 148 |
| Figura 70. Participación de Transporte y Generación en emisiones.....            | 149 |
| Figura 71. Participación del transporte en emisión de GEI.....                   | 150 |

|   |            |
|---|------------|
| <b>Figura 72. Comparación de emisiones por escenario, en MMtCO<sub>2</sub>.....</b> | <b>151</b> |
| <b>Figura 73. Participación nuclear en la descarbonización de escenarios. ....</b>  | <b>152</b> |
| <b>Figura 74. Participación en la generación de electricidad .....</b>              | <b>152</b> |
| <b>Figura 75. Participación en la generación de electricidad. ....</b>              | <b>153</b> |
| <b>Figura 76. Participación en la generación de electricidad. ....</b>              | <b>154</b> |
| <b>Figura 77. Participación en la generación de electricidad. ....</b>              | <b>154</b> |
| <b>Figura 78. Participación en la generación de electricidad. ....</b>              | <b>155</b> |
| <b>Figura 79. Participación en la generación de electricidad. ....</b>              | <b>155</b> |



## 1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo realizar plan de expansión de energías limpias al año 2050 utilizando el modelo MESSAGE del OIEA, para evaluar escenarios de reducción de emisiones del sistema energético y de transporte.

Los lineamientos y objetivos con los cuales se plantea la descarbonización al año 2050 son:

- **Crecimiento económico y desarrollo social:** Los escenarios planteados cuentan con un crecimiento del producto bruto interno al año 2050 de acuerdo a estudios realizados en la subgerencia de Planificación Estratégica.
- **Cambiar a fuentes de generación de energía libres de emisiones:** Es necesario que la electricidad se produzca a través de fuentes renovables, hidráulicas y nucleares. Se espera un cambio a fuentes de energía con menores emisiones a través del reemplazo del carbón y de derivados de petróleo con altos niveles de emisión por combustibles bajos en emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Dejando el uso del gas natural, para reserva de fuentes de energías no gestionables (generación eólica y solar).
- **Descarbonización del parque vehicular:** Para el sector transporte se considera una mayor incorporación de vehículos eléctricos, tanto particulares como colectivos, y vehículos impulsados mediante gas natural comprimido (GNC). Además se plantea un cambio modal en el transporte de carga disminuyendo la participación del transporte carretero a través del aumento de ferrocarriles.

El estudio de escenarios energéticos fue realizado con el software, Model for Energy Supply System Alternatives and their Environmental impact (MESSAGE). Este modelo fue diseñado para la creación y optimización de sistemas energéticos. Los casos pueden ser construidos a nivel nacional, subregional o regional, para la evaluación de diferentes estrategias para el desarrollo del sistema de energía, del mediano al largo plazo, teniendo en cuenta las características generales de los sistemas y sus impactos ambientales.





## **2. OBJETIVO**

El presente trabajo tiene como objetivo realizar una proyección de oferta energética al año 2050, teniendo en cuenta un plan de expansión dentro de la matriz energética del país de energías limpias. Para ello, se evaluarán diferentes escenarios de descarbonización del sistema eléctrico y de transporte.

El análisis incluirá la cuantificación de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) de cada escenario, teniendo en cuenta el aporte de energía nucleoelectrónica y de otras energías renovables como la hidroeléctrica, solar y eólica para poder satisfacer la demanda eléctrica al año 2050 con una menor emisión de GEI.

Es importante destacar que en el alcance de este proyecto se excluyeron escenarios de eficiencia para realizar una reducción de emisiones. Por otro lado, no fue considerado el costo de implementación de las distintas tecnologías que permiten la descarbonización del sistema de generación y transporte.



### **3. MARCO TEÓRICO**

#### **3.1. Cambio climático**

El clima de la Tierra ha cambiado muchas veces a lo largo de la historia. Esta variación se debió a cambios naturales que se han producido en el equilibrio entre la energía solar entrante y la energía reemitida por la Tierra hacia el espacio. Sin embargo, desde la Revolución Industrial se han multiplicado exponencialmente las actividades antrópicas vinculadas con la quema de combustibles fósiles, procesos industriales y generación de residuos urbanos. Esto, además, fue acompañado por la expansión de la agricultura, la ganadería y la deforestación. Todo esto ha producido y sigue produciendo cambios antropogénicos persistentes que provocan el aumento de las concentraciones de los gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera por encima de los niveles naturales, incrementando así el efecto invernadero y causando el cambio climático.

Según el 5º Informe sobre Cambio Climático del IPCC (2013-2014), el calentamiento en el sistema climático es inequívoco y, desde la década de 1950, muchos de los cambios observados no han tenido precedentes en los últimos decenios a milenios. La atmósfera y el océano se han calentado, los volúmenes de nieve y hielo han disminuido, el nivel del mar se ha elevado y las concentraciones de gases de efecto invernadero han aumentado. Cada uno de los tres últimos decenios ha sido sucesivamente más cálido en la superficie de la Tierra que cualquier decenio anterior desde 1850.

Se define el cambio climático como la variación global del clima de la Tierra. Es debido a causas naturales y también a la acción del hombre.

#### **3.2. Efecto invernadero**

El término “efecto de invernadero” se refiere a la retención del calor del Sol en la atmósfera de la Tierra por parte de una capa de gases. En la atmósfera existen gases que resultan fundamentales para la vida en la Tierra y está compuesta principalmente por Nitrógeno (79%) y por Oxígeno (20%). El 1% restante se compone de Argón (0,9%) y de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en un 0,03%. A pesar de su baja concentración, este gas es de crucial importancia en el proceso de calentamiento de la atmósfera.

El mundo industrializado ha conseguido que la concentración de estos gases haya aumentado un 30% desde el siglo pasado, cuando sin la actuación humana, la naturaleza se encargaba de equilibrar las emisiones.

El “Efecto Invernadero” se refiere a un mecanismo por medio del cual la atmósfera de la Tierra se calienta. Del total de energía que llega a la Tierra proveniente del sol, el 30% es reflejado como espejo hacia el espacio y la atmósfera retiene sólo un 20% de la energía solar. El 50% restante llega hasta la superficie terrestre, calentándola. Al calentarse la superficie de la Tierra, se transforma la luz solar (radiación que forma parte de la banda UV) en radiación de baja energía – ondas de baja frecuencia o de gran longitud - que se reflejan nuevamente hacia la atmósfera. Esa energía de onda amplia o infrarroja, sí puede ser absorbida de manera muy eficiente por algunos de los gases atmosféricos, de manera particular por el CO<sub>2</sub> (pero también por el vapor de agua, el metano y otros, llamados Gases de Efecto Invernadero o GEI), siendo ésta la principal fuente de calor para la atmósfera. A esto es a lo que se llama “efecto invernadero”, y hace que la luz solar sea más eficiente para calentar la atmósfera y elevar su temperatura media. Sin este efecto invernadero la temperatura media global de la superficie terrestre sería de entre -15°C y -18°C (bajo cero) en lugar de los muy confortables 15 °C (sobre cero) que es la temperatura media del planeta. La composición de la atmósfera afecta de manera fundamental al clima y mientras más gases de invernadero como el CO<sub>2</sub> se encuentren en la atmósfera terrestre, mayor será la temperatura global del planeta. De ahí la importancia de reducir las concentraciones de CO<sub>2</sub> y de otros gases de efecto invernadero para mantener la temperatura de la atmósfera y controlar el Calentamiento Global.

### 3.3. Gases de efecto invernadero

Los gases que originan el efecto invernadero son el vapor de agua, el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el metano (CH<sub>4</sub>) y otros gases, como los clorofluorocarbonos (CFC), los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC), el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) y el hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), entre los más importantes. El vapor de agua presente en la atmósfera realiza una contribución importante al efecto invernadero, pero no se contempla debido a que su concentración no varía producto de las actividades antrópicas.

El potencial de calentamiento global (PCG) es una medida de la capacidad que tienen diferentes GEI en la retención del calor en la atmósfera, ya que no todos los gases absorben la radiación infrarroja de la misma manera ni todos tienen igual vida media en la atmósfera. El gas utilizado como referencia para medir otros GEI es el CO<sub>2</sub>, por lo que su potencial de calentamiento global es igual a 1. Cuanto más alto sea el PCG que produce un gas, mayor será su capacidad de retención del calor en la atmósfera.







| Gas   | Fuente Emisora   | Persistencia de las moléculas en la atmósfera (años) | Potencial de Calentamiento Global (PCG) Horizonte de tiempo: 100 años |
|---|--|--|---|
|  <b>DIÓXIDO DE CARBONO</b>     | Quema de combustibles fósiles, cambios en el uso del suelo, producción de cemento. | Variable   | 1   |
|  <b>METANO</b>                 | Quema de combustibles fósiles, agricultura, ganadería, manejo de residuos          | 12±3   | 21  |
|  <b>ÓXIDO NITROSO</b>          | Quema de combustibles fósiles, agricultura, cambios en el uso del suelo            | 120  | 310   |
|  <b>CLOROFLUOROCARBONOS</b>    | Refrigerantes, aerosoles, espumas plásticas  | 2.600-50.000   | 6.500-9.200   |
|  <b>HIDROFLUOROCARBONOS</b>    | Refrigerantes líquidos   | 1,5-264  | 140-11.700  |
|  <b>HEXAFLUORURO DE AZUFRE</b> | Aislantes térmicos   | 3.200  | 23.900  |

Tabla 1. Gases de efecto invernadero

Fuente: Second Assessment Report, IPCC, 1995. [http://unfccc.int/ghg\\_data/items/3825.php](http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php)

El dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>eq) es una medida universal de medición utilizada para indicar el potencial de calentamiento global de cada uno de los gases con efecto invernadero. Es usado para evaluar los impactos de la emisión de diferentes gases que producen el efecto invernadero. Se usa el CO<sub>2</sub> como unidad de medida porque es el gas que ha experimentado el mayor crecimiento en los últimos años y es atribuible a la actividad humana.

En esta tabla puede observarse cómo los gases sintetizados por el ser humano y que se usan frecuentemente como recursos tecnológicos (Clorofluorocarbonos CFCs, Hidrofluorocarbonos HFCs, Hexafluoruro de Azufre SF<sub>6</sub>), tienen una Capacidad de Calentamiento Global sensiblemente mayor que los GEI naturales (CO<sub>2</sub>, NH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) y tienen una mucho mayor persistencia en la atmósfera.



#### **4. MARCO INTERNACIONAL Y NACIONAL EN EL TRATAMIENTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO**

Ya en 1979, la Primera Conferencia Mundial sobre el Clima organizada por la Organización Meteorológica Mundial (WMO, por sus siglas en inglés) expresó la preocupación de que “[...] la continua expansión de las actividades humanas en la tierra pueda causar cambios climáticos significativos en regiones extensas e incluso globalmente”. A esta conferencia siguieron otras de mayor resonancia que finalmente derivaron en la creación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) en 1988. Desde entonces, el interés y la preocupación fueron creciendo. Algunos hitos, como la Conferencia de Medio Ambiente y Desarrollo (UNCED) realizada en Río de Janeiro en 1992, el Protocolo de Kioto en 1997, y la 13.<sup>a</sup> Conferencia de las Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC) de Bali en 2007, son muestra de la importancia del tema en el quehacer político mundial.

##### **Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático**

La CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO (CMNUCC) es el marco multilateral de implementación de los esfuerzos internacionales para enfrentar los desafíos del cambio climático. Desde su adopción en 1992 hasta la actualidad, se han desarrollado sucesivas reuniones: CONFERENCIAS DE LAS PARTES (COP), que han llevado a que se modifiquen las obligaciones y responsabilidades de los países que forman parte de la CMNUCC.

Al ratificar la CMNUCC, nuestro país asumió una serie de obligaciones, entre las que figuran reportar sus inventarios nacionales de GEI y establecer programas nacionales que contengan medidas para mitigar y facilitar la adecuada adaptación al cambio climático. Esto se plasma en las COMUNICACIONES NACIONALES (CN) y se elaboran cuando el país obtiene financiamiento ante el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF, por su sigla en inglés, Global Environmental Facility).

A partir de 2014, los países en desarrollo tienen la obligación de presentar cada dos años los REPORTE BIENALES DE ACTUALIZACIÓN (BUR, por su sigla en inglés Biennial Update Report). El contenido de este reporte es información actualizada sobre los inventarios nacionales de GEI, las necesidades de apoyo tecnológico y técnico e información sobre las medidas de mitigación y su respectiva metodología de monitoreo, reporte y verificación. Debido al requisito de completitud de la información necesaria para la estimación de un inventario de GEI, los BUR reportan las emisiones totales correspondientes a las actividades desarrolladas dos años antes.



#### 4.1. Acuerdo De París

Las conclusiones de la comunidad científica fueron el fundamento principal para que, en 2015, 174 países firmaran el Acuerdo de París en la Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

El Acuerdo de París establece el objetivo global de “mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático”. En este marco, el Acuerdo convoca a las partes firmantes a presentar ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) sus “Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional” (NDC, por sus siglas en inglés) como parte de la respuesta mundial frente al cambio climático, así como a realizar y comunicar esfuerzos ambiciosos con miras a alcanzar el propósito del Acuerdo.

Las Contribuciones Nacionalmente Determinadas son las acciones que todos los Estados Parte de la CMNUCC deben llevar a cabo para intensificar sus esfuerzos contra el cambio climático, ya sea para reducir las emisiones de GEI (acciones de mitigación) o para adaptarse a los impactos producidos por ese fenómeno (acciones de adaptación). Las contribuciones son establecidas por los países en función de sus circunstancias nacionales y respectivas capacidades. La presentación de las NDC sirvió como base para la concreción del Acuerdo de París.

Pese a que no es jurídicamente vinculante, las partes alcanzaron un acuerdo para preparar, comunicar y mantener contribuciones nacionales en el futuro, poniendo en marcha medidas para la consecución del objetivo global planteado. Estas contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional deben ser revisadas con objetivos más ambiciosos cada cinco años, siendo la fecha prevista el año 2020. A su vez, de acuerdo con el artículo 4, párrafo 19, se invita a los países parte a formular y comunicar para ese año una estrategia de desarrollo a largo plazo con bajos niveles de emisiones de GEI. Esta invitación responde a que las comunicaciones previstas y determinadas a nivel nacional son insuficientes para cumplir el objetivo del acuerdo, como lo muestra el último informe de brecha de emisiones a 2018 emitido por las Naciones Unidas.

Existe una brecha entre las contribuciones previstas y determinadas y el objetivo de 2 °C de 13 GtCO<sub>2</sub>eq. La brecha se incrementa a 19 GtCO<sub>2</sub>eq. para alcanzar el objetivo de 1,5 °C de calentamiento global con respecto al nivel preindustrial. Aun si existiese apoyo internacional desde los países desarrollados, la brecha se reduce tan solo a 11 GtCO<sub>2</sub>eq. y 16 GtCO<sub>2</sub>eq. respectivamente. La conclusión es que para cerrar la brecha a 2030 y alcanzar los objetivos al 2050 de los países a ser discutidos en el 2020, se requiere acelerar las acciones de corto plazo y ser más ambiciosos en los objetivos a largo plazo de los países.

#### 4.2. Contribuciones nacionales en la lucha contra el cambio climático

La Argentina adoptó el Acuerdo de París bajo la CMNUCC mediante la Ley 27.270 y depositó el instrumento de ratificación ante el Secretario General de las Naciones Unidas el 21 de septiembre de 2016. Durante la vigésima segunda Conferencia de las Partes (COP22), realizada en Marruecos en noviembre de 2016, la Argentina presentó su Contribución Determinada a Nivel Nacional en su versión Revisada, que reemplazó a la Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés) del año 2015.

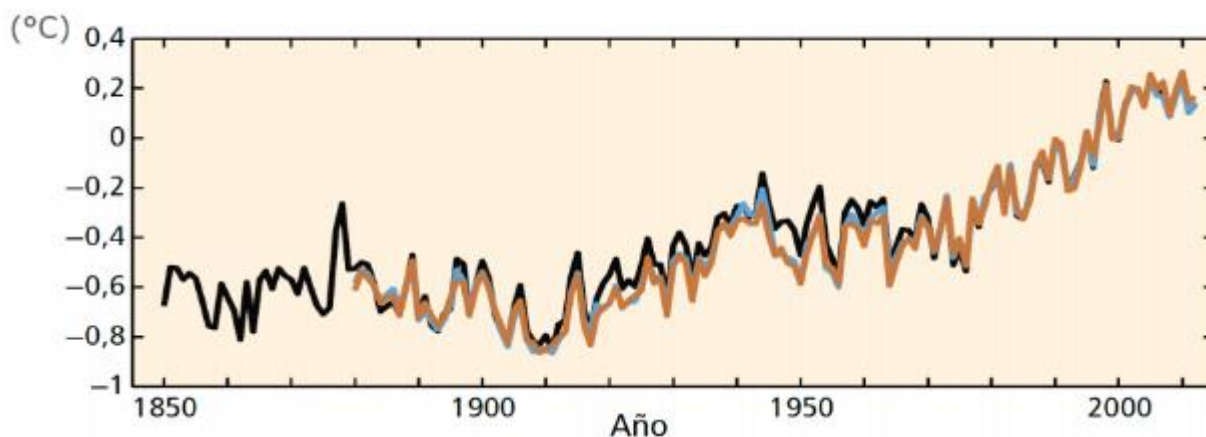
La Argentina presentó una revisión de su Contribución Nacional (CN) para hacerla más ambiciosa. La meta absoluta asumida es “no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO<sub>2</sub> eq) en el año 2030”. Se incluyeron además medidas sujetas a condiciones de disponibilidad y costos de tecnología y de financiamiento para no exceder las 369 MtCO<sub>2</sub> eq adicionalmente al 2030. Estas medidas adicionales no integran la Contribución Nacional pero definen el trabajo a futuro hacia el que se procurará avanzar junto con la comunidad internacional en pos de resolver los aspectos que fundamentan su condicionalidad, para incluirlas en la próxima Contribución Nacional. La Contribución Nacional se logrará a través de la implementación de una serie de medidas de mitigación a lo largo de la economía, focalizando en los sectores de Energía, Agricultura, Bosques, Transporte, Industria e Infraestructura (incluyendo residuos sólidos urbanos). En materia de adaptación a los impactos del cambio climático, el país se comprometió a desarrollar un Plan Nacional de Adaptación (PNA) para el año 2019.

El escenario “incondicional” planteado por el gobierno nacional para 2030 en la versión revisada de la NDC de Argentina propone disminuciones de la emisión de GEI en un 18% en comparación con el escenario BAU. Dicho objetivo se plantea con mayor agresividad en el escenario “condicional”, el cual propone reducciones del 37% condicionadas al apoyo internacional externo. Los objetivos previos de NDC se habían planteado en el 15% y el 30%, respectivamente.

Si bien el objetivo planteado por la Argentina implica un aumento de las emisiones a 2030 en comparación con 2005 (año base del informe presentado por el gobierno nacional), la NDC establece un objetivo de emisiones de Argentina de 483 MtCO<sub>2</sub> equivalentes en 2030 bajo el nuevo objetivo del 18%, en comparación con 592 MtCO<sub>2</sub> equivalentes en un escenario de BAU. Con el apoyo externo adecuado, el objetivo absoluto sería 369 MtCO<sub>2</sub> equivalentes para 2030. Es importante que Argentina comunique el nivel de emisiones previsto para 2030 en términos absolutos, aumentando la transparencia y la responsabilidad del compromiso.

#### 4.3. Análisis del contexto actual

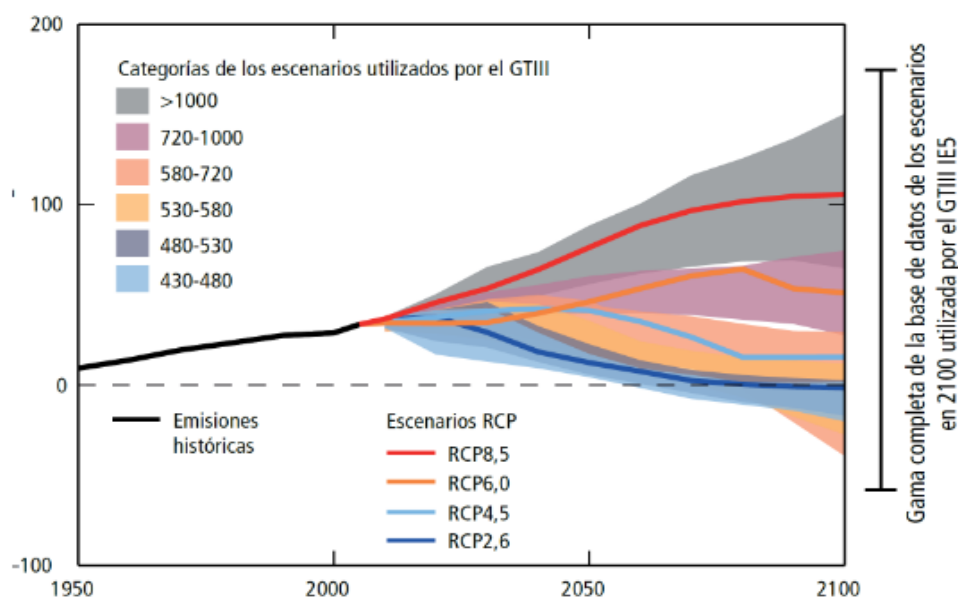
Reducir las emisiones solo es posible si existe un cambio de los patrones de consumo de energía y su generación, así como de las técnicas de producción, transporte y el uso del suelo. Esto implica reducir la utilización de combustibles fósiles de alta emisión de GEI como el carbón y los derivados del petróleo. Cambiar los modos de producción y consumo de energía, además del transporte es el primer paso. En la Figura 1 se presenta la evolución del aumento de temperatura en superficie, terrestres y oceánicas, combinadas(°C).



**Figura 1.** Anomalía del promedio global de temperaturas (°C)

**Fuente:** IPCC, 2014: 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. R.K. Pachauri y L.A. Meyer.

Los efectos del cambio climático dependen de las emisiones acumuladas de GEI. La comunidad científica estima que el límite de emisiones acumuladas en la atmósfera a partir del cual existe un elevado riesgo de cambios climáticos irreversible es de 3 GtCO<sub>2</sub> equivalente, habiéndose emitido aproximadamente dos terceras partes de este límite. Este valor es compatible con un calentamiento global por debajo de los 2 °C sobre las temperaturas preindustriales. Solo si se recortan drásticamente las emisiones de GEI durante los próximos decenios, a valores inferiores a 530 GtCO<sub>2</sub> equivalentes anuales, se pueden reducir notablemente los riesgos que entraña el cambio climático al limitarse el calentamiento en la segunda mitad del siglo XXI. Esto se observa gráficamente en la Figura 2.



**Figura 2.** Emisiones antropógenas de CO<sub>2</sub> anuales (GtCO<sub>2</sub>/año)

**Fuente:** IPCC, 2014: 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.

Las trayectorias de concentración representativas (RCP) describen cuatro trayectorias distintas en el siglo XXI de las emisiones y las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero (GEI), las emisiones de contaminantes atmosféricos y el uso del suelo. Las trayectorias se han desarrollado mediante modelos integrados de evaluación como datos para una amplia gama de simulaciones de modelos climáticos con objeto de proyectar sus consecuencias para el sistema climático. A su vez, esas proyecciones climáticas se utilizan para la evaluación de los impactos y la adaptación. Las trayectorias se ajustan a los diversos escenarios en los estudios de mitigación evaluados por el Grupo de trabajo del IPCC. Las trayectorias representan el rango de emisiones de gases de efecto invernadero en la literatura general; incluyen un escenario de mitigación estricto (RCP2,6), dos escenarios intermedios (RCP4,5 y RCP6,0) y un escenario con un nivel muy alto de emisiones de gases de efecto invernadero (RCP8,5). Los escenarios sin esfuerzos adicionales para limitar las emisiones ('escenarios de referencia') dan lugar a trayectorias que se sitúan entre RCP6,0 y RCP8,5. RCP2,6 representa un escenario que tiene por objeto que sea probable mantener el calentamiento global a menos de 2 °C por encima de las temperaturas preindustriales. La mayoría de los modelos indican que los escenarios con niveles de descarbonización similares a RCP2,6 se caracterizan por emisiones negativas netas sustanciales para 2100, con un promedio de alrededor de 2 GtCO<sub>2</sub>/año.

### **En busca de un objetivo más ambicioso**

Para informar a los gobiernos, la reunión de París invitó al IPCC a proporcionar un Informe Especial sobre 1.5 °C en 2018 para evaluar las implicaciones de la meta y cómo podría lograrse.

El Informe Especial sobre 1.5 °C evalúa tres temas principales:

- Lo que se requeriría para limitar el calentamiento a 1.5° C (vías de mitigación).
- Los impactos de 1.5 °C de calentamiento, comparado con 2° C y más.
- Fortalecimiento de la respuesta global al cambio climático; Opciones de mitigación y adaptación.

Tal como se mencionó anteriormente, a través de sus "contribuciones determinadas a nivel nacional" (NDC, por sus siglas en inglés), cada país presenta sus esfuerzos para reducir las emisiones y mitigar los impactos del cambio climático. Los científicos a menudo usan el término "promesas actuales" cuando se refieren a la reducción de emisiones en los primeros NDC.

En relación con el punto anterior, el informe del IPCC evaluará las vías de desarrollo y las vías de emisión de gases de efecto invernadero consistentes con 1.5° C en comparación con 2° C, lo que ayudará a los formuladores de políticas a determinar si las promesas actuales son consistentes con el objetivo de temperatura y se espera que proporcionen conocimiento científico relevante para la preparación de sucesivos NDC.

Para lograr este objetivo, el Acuerdo de París proporciona un marco internacional sin precedentes para la acción climática al vincular esferas políticas, económicas, financieras y sociales. De esta manera, se define una nueva dinámica basada en:

- Gobernanza multilateral, que evalúa el progreso y monitorea el logro de la meta a largo plazo a través de un sistema sólido de transparencia y responsabilidad de los Estados.
- Contribuciones nacionales determinadas (NDC, por sus siglas en inglés) de los estados que especifican sus objetivos climáticos

- La acción climática de actores públicos y privados.

Finalmente, el Acuerdo proporciona un mecanismo clave: evaluaciones del progreso (a la acumulación global) cada cinco años para garantizar que los países que han ratificado el Acuerdo conviertan su compromiso en acción.

### El papel central del financiamiento en el Acuerdo de París

El financiamiento ha sido esencial con miras a lograr el consenso necesario para poder adoptar el Acuerdo de París, pues los países en desarrollo han entendido que es preciso asegurar la provisión de recursos financieros que estén en línea con sus necesidades, lo que constituye la contraparte imprescindible de los esfuerzos –en particular de mitigación– que deban realizar.

Además, la inclusión de una meta referida al financiamiento echa luz sobre el significado que el financiamiento climático adquiere en cuanto a la viabilidad política del Acuerdo, y la importancia crucial que habrá de tener en su efectiva implementación. Más aún, el Acuerdo reconoce formalmente la importancia del financiamiento en la implementación de las acciones de mitigación y adaptación.

En materia de financiamiento climático el Acuerdo encuadra explícitamente las obligaciones de los países en materia climática e incluye para eso tres elementos clave:

- Aspecto institucional: el Fondo Verde para el Clima (GCF, por sus siglas en inglés) y el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF, por sus siglas en inglés), entidades encargadas del funcionamiento del Mecanismo Financiero de la Convención, servirán también como mecanismo financiero del Acuerdo. Estas instituciones tendrán entonces la responsabilidad de asignar los recursos financieros incrementales que se canalicen para el financiamiento climático a partir de la entrada en vigor del Acuerdo.
- Financiamiento público: el financiamiento público tiene un rol crítico, en especial en las acciones destinadas a la mejora de la resiliencia y la adaptación, y también en tanto permite apalancar y movilizar recursos de otras fuentes, en particular fondos del sector privado. Por tanto, es importante que el Acuerdo haya dejado establecido que en el suministro de un mayor nivel de recursos financieros se debería buscar un equilibrio entre la adaptación y la mitigación, y que las Partes que son países desarrollados deberán comunicar bienalmente los niveles proyectados de recursos financieros públicos que se suministrarán a las Partes que son países en desarrollo, cuando se conozcan, asegurando, de esta manera, una mayor predictibilidad de los recursos financieros que se hagan disponibles.
- Metas colectivas de financiamiento: en las decisiones se emite una señal muy fuerte en esta materia, pues allí se indica la necesidad de expandir el apoyo financiero para asegurar la transición hacia economías bajas en carbono y resilientes al clima. Además, la Conferencia de las Partes podrá establecer en el futuro metas de contribuciones financieras para las Partes, en particular para los países desarrollados, una atribución a la que estos en general se habían opuesto.

#### **4.4. Objetivos de Desarrollo Sostenible de la O.N.U.**

Los Estados miembros de las Naciones Unidas, 193 en total, adoptaron un horizonte de trabajo para el año 2030 para el Desarrollo Sostenible, compuesto por 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y 169 metas. La comunidad internacional quedó así comprometida a erradicar la pobreza y el hambre y a lograr el desarrollo sostenible en sus tres dimensiones (social, económica y ambiental).

A partir de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medioambiente y Desarrollo llevada a cabo en 1992, ha crecido la importancia que se le confiere a la energía para el cumplimiento de los ODS. El sector energético tiene un papel relevante en las acciones para el cumplimiento de los ODS. En este apartado del trabajo se nombrarán los 17 ODS y se detallarán los que competen al área de la energía:

- 1) Fin de la Pobreza
- 2) Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición y promover la agricultura sostenible
- 3) Garantizar una vida sana y promover el bienestar de todos a todas las edades
- 4) Educación de Calidad
- 5) Igualdad de Género
- 6) Garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos
- 7) Energía asequible y no Contaminante
- 8) Trabajo Decente y Crecimiento Económico
- 9) Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación
- 10) Reducir las Desigualdades
- 11) Ciudades y comunidades Sostenibles
- 12) Producción y Consumo Responsables
- 13) Acción por el clima
- 14) Conservar y utilizar en forma sostenible los océanos, los mares y los recursos marinos para el desarrollo
- 15) Vida de ecosistemas terrestres
- 16) Paz, Justicia e Instituciones Sólidas
- 17) Alianzas para lograr Objetivos

El Objetivo 7 busca promover un acceso más amplio a la energía y aumentar el uso de energía renovable, incluyéndola a través de la mejora de la cooperación internacional y la ampliación de la infraestructura y tecnología para la energía limpia. Contar con un acceso a la energía eléctrica que sea asequible, confiable y obtenida mediante tecnologías limpias resulta crucial para alcanzar los objetivos de desarrollo sustentable, desde erradicar la pobreza, mejorar los sistemas de salud y educación, hasta facilitar el desarrollo industrial y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Si nuestro planeta apunta al cumplimiento de los ODS, con especial énfasis en reducir la pobreza y satisfacer las demandas energéticas –sin dejar de lado los compromisos asumidos en COP21 en cuanto a reducción de gases de efecto invernadero– entonces se deberá continuar invirtiendo en tecnologías de generación eléctrica que aporten energía a bajo costo y emisiones reducidas.

Por su parte vale destacar que llevar adelante el ODS-7 resulta esencial para el set completo de ODS:

-Energía asequible reduce la pobreza (ODS-1), las desigualdades (ODS-10), y sustenta la salud (ODS-3), educación (ODS-4), industria (ODS-9) y el crecimiento económico (ODS-8).

-Energía confiable es esencial para la industria (ODS-9), la agricultura (ODS-2), la salud (ODS-3), y educación (ODS-4).

-Energía moderna sustenta las comunidades limpias (ODS-11), la salud (ODS-3), y la igualdad de género (ODS-5).

-Energía sustentable es crucial para las medidas frente al clima (ODS-13), los ecosistemas (ODS-14,15), la agricultura (ODS-2), agua (ODS-6,14) y en la reducción de desechos (ODS-12)

-Energía para todos promueve la paz, la justicia (ODS-16), y la cooperación (ODS-17).

Varias tecnologías son capaces de cumplir con los requisitos definidos en el ODS7, y en última instancia en todos ellos. Por eso, es necesario un análisis comparativo de cada tecnología y cuál es su aporte frente a cada ODS.

Energía asequible y confiable para los ODS: Una pequeña porción de la población tiene acceso a energía verdaderamente sostenible. La asequibilidad de la electricidad está estrechamente vinculada con los costos de generación, junto a los “costos del sistema”, que incluyen los costos de entregar la electricidad y mantener una red de transporte confiable. Además, el precio final depende también de la estructura del mercado, marco regulatorio, subsidios y tasas aplicadas. Un suministro eléctrico confiable es posible con generadores que operan en la base y son despachables (tales como centrales nucleares, hidráulicas, a carbón y gas natural) y embalses hidráulicos, que sean capaces de responder ante las variaciones de la curva de demanda. Las centrales nucleares en particular operan con altos factores de carga (alrededor de 90%) suministrando energía de forma continua y confiable.

Tecnología de generación moderna y sostenible: Tener acceso a energía moderna y sostenible implica contar con la capacidad de proveerla de modo tal que se preserven los recursos naturales y la biodiversidad, protegiendo todas las especies y ecosistemas. La generación nucleoelectrónica, junto con la hidráulica, solar y eólica, emiten la menor cantidad de GEI por unidad de energía a lo largo de todo el ciclo de vida de la central.

Respecto al objetivo 9, el funcionamiento de la economía del país requiere de una infraestructura planificada de manera estratégica que permita el desarrollo y el crecimiento para el bienestar humano con el cuidado del medio ambiente. La inversión pública y privada es esencial para ejecutar los diferentes planes de inversión en energía, comunicaciones, salud, etc. para lograr un desarrollo sostenible de la sociedad. En la misma línea los recursos tecnológicos cobran gran importancia para complementar los recursos financieros.

Para el objetivo 12: Producción y Consumo Responsables, la ONU plantea lograr una gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales que posee el planeta. Para ello propone, entre otras cosas, reducir el desperdicio de alimentos per cápita y disminuir de manera sustancial la generación de desechos mediante políticas de prevención, reducción, reciclaje y reutilización. La energía es indispensable para el desarrollo sostenible. El aumento cada vez mayor de la población y el crecimiento económico, así como las crecientes necesidades del mundo en desarrollo, elevarán la demanda de energía de manera significativa aun teniendo en cuenta el incremento constante de la eficiencia energética.

En el ámbito de la generación eléctrica, son necesarias las energías limpias. Minimizando así la producción de dióxido de azufre, partículas, óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles o GEI. En cuanto a la generación nuclear, a lo largo de todo el ciclo de vida de la central, desde la extracción de los recursos hasta la disposición final de los desechos, incluida la construcción del reactor y la instalación, emite solo de 2 a 6 gramos de CO<sub>2</sub> equivalente por kWh.

Un objetivo muy importante para este escenario es el número 13: Acción por el clima. Las emisiones de GEI causadas por las actividades humanas producen variaciones en los patrones climáticos afectando la vida en el planeta. Los GEI que se encuentran en mayor proporción son el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) (55%), el metano (CH<sub>4</sub>) (15%), los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) (6%) y los clorofluorocarbonos (CFC) (24%). La quema de los combustibles fósiles, además de CO<sub>2</sub>, produce una serie de contaminantes tóxicos dependiendo del tipo de combustible, de la eficiencia de la máquina y de la tecnología usada en su combustión, tales como NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>, entre otros. La matriz de generación eléctrica Argentina depende altamente de combustibles fósiles, un 85% corresponde a hidrocarburos, a lo que debe adicionarse un 2% de energía proveniente de carbón, siendo los principales emisores de GEI, luego se completa con un 10% de energías renovables y 3% de energía nuclear.

El sistema actual de generación eléctrica del país requiere un cambio en la dependencia de combustibles generadores de GEI. Migrar a un mix de tecnologías más limpias y eficientes es parte del camino a la solución del cambio climático. La generación nucleoelectrica dentro de la matriz puede desempeñar un importante papel en la mitigación del cambio climático y la adaptación a sus efectos. Esta tecnología es, junto a las renovables, una de las que permiten generar electricidad con menos emisiones de GEI.





## 5. MARCO LEGAL ARGENTINO

### 5.1. Ley Nuclear N° 26.566 y Plan Nuclear

El plan nuclear argentino incluye la reactivación del sector, básicamente desde el punto de vista energético, a través de la inserción en la matriz eléctrica, de una mayor participación nuclear, revitalizando así también las aplicaciones en las áreas médicas e industriales.

Esta reactivación se sustenta en el conocimiento y dominio de disciplinas de alto nivel técnico y tecnológico, que colocan al país en un lugar de competitividad a nivel mundial; a pesar de la paralización de algunas de las actividades nucleares en la década anterior, hoy Argentina cuenta con un sector capaz de trascender las barreras de su propia actividad, para difundirse sobre el resto de los sectores industriales y de servicios. En este sentido, se considera que es posible recuperar las capacidades desaprovechadas durante ese periodo, así como desarrollar el recurso humano necesario que heredará la responsabilidad de continuar y ampliar el desarrollo nuclear en el país, para abastecer las necesidades actuales y futuras.

Mayores precisiones sobre el plan nuclear fueron anunciadas el 23 de agosto del año 2006, mediante un discurso del Ministro de Planificación, Inversión Pública y Servicios, el Arq. Julio De Vido, cuyos fragmentos principales se transcriben a continuación:

*“(...) Los ejes de esta reactivación se basan en dos cuestiones técnicas primordiales, pragmáticas y de neto contenido estratégico:*

*Primero, la generación masiva de energía nucleoelectrica y*

*Segundo, las aplicaciones de la tecnología nuclear a la salud pública y en la industria (...).*

*(...) Dentro del Plan se requiere finalizar las obras y realizar la puesta en marcha de la Central Nuclear Atucha II (...).”*

Respecto a la Ley Nuclear esta se sancionó con fecha 25 de noviembre del año 2009 y promulgó el 17 de diciembre del mismo año la Ley nacional N° 26.566 que regula la actividad nuclear, autorizando:

- La extensión de la licencia de operación y las tareas necesarias para la extensión de vida de la CNE.
- El inicio de los estudios previos para la definición de la extensión de vida de la CNA Unidad I.
- La ejecución de las obras tendientes a la finalización de la construcción, puesta en marcha y operación de la CNA Unidad II.
- La iniciación de estudios preliminares de factibilidad para la construcción de una cuarta central nuclear.
- El diseño, ejecución y puesta en marcha de la central nuclear CAREM-25 bajo responsabilidad de CNEA.

En lo referente a las actividades de exploración y explotación minera se está llevando adelante un plan que contempla la reapertura de algunas áreas desarrolladas en años anteriores, y la incorporación de nuevas reservas a través de cateos.

Continuando con las actividades requeridas por el ciclo de combustible se está llevando adelante en el Complejo Tecnológico Pilcaniyeu el proyecto de enriquecimiento de uranio por difusión gaseosa en planta piloto. Además, se llevan a cabo tareas de I+D para desarrollar las tecnologías de ultracentrifugación y láser, así como la gestión de residuos radiactivos. También a escala de laboratorio y planta piloto se realizan actividades de reprocesamiento.

Considerando la gran participación que tienen a nivel mundial los reactores de uranio enriquecido y agua liviana, se han llevado a cabo estudios para determinar la factibilidad de incorporar esta línea de reactores en el país, concluyéndose que “Argentina debe incorporar una central de uranio enriquecido y que debería inclinarse por una central de 3<sup>ra</sup> generación”, siendo indispensable adoptar la decisión en el corto plazo, dadas las implicancias de política interna y externa, y desde el punto de vista tecnológico, económico, y de recursos humanos, ya que la incorporación de centrales nucleares con uranio enriquecido permitiría optimizar el ciclo de combustible en el país, por utilización cruzada entre las dos tecnologías.

La incorporación de un reactor de uranio enriquecido no implica abandonar la línea de reactores de uranio natural, sino la complementación entre ambas líneas.

CNEA asumiendo una actitud responsable en el cuidado del medio ambiente y la prevención de la contaminación ambiental, creó el Programa de Restitución Ambiental de la Minería del Uranio (PRAMU) que se plantea como objetivos a alcanzar: asegurar la protección del ambiente, la salud y otros derechos de las generaciones actuales y futuras, haciendo uso racional de los recursos. El PRAMU, en ese marco, se propone mejorar las condiciones actuales de los depósitos de las colas de la minería del uranio, considerando que si bien en la actualidad se encuentran controlados, en el largo plazo se deben llevar a cabo distintas acciones de remediación para asegurar la protección de las personas y el ambiente.

De acuerdo a la Ley Nacional N° 25.018 de “Gestión de Residuos Radiactivos”, CNEA es responsable de la supervisión y del tratamiento de los residuos de bajo, medio y alto nivel de actividad.

CNEA, según la misma ley federal, es responsable de la recepción de cada central nuclear Argentina en el final de su vida útil y para todas las etapas de su desmantelamiento y descontaminación.

En la misma ley se prevé la creación del “Fondo para la Gestión de Residuos Radiactivos”, cuyo destino exclusivo sería el financiamiento del Programa Nacional de Gestión de Residuos, a cargo de CNEA. Dicho fondo se conformará con los aportes de los generadores de residuos radiactivos.

Considerando que este artículo de la ley aún no fue reglamentado, al momento dicho fondo no ha sido creado ni está determinado el porcentaje de la facturación que debe aportar la operadora de las centrales nucleares para su constitución. Hasta que esto suceda, el estado nacional continuará realizando los aportes financieros para el Programa Nacional de Residuos Radiactivos, a través del presupuesto de CNEA.

En relación con el diseño de reactores nacionales, desde el año 2014 se encuentra en construcción la mencionada central nuclear CAREM-25. Se prevé que al menos el 70 % de sus insumos, componentes y servicios vinculados sea provisto por empresas argentinas, calificadas bajo los estándares internacionales de calidad supervisados por CNEA.

En relación con la cuarta central, el 3 de septiembre del año 2014 se firmó, entre NA-SA y la Corporación Nuclear China (CNNC), un Acuerdo Comercial Marco para la provisión de equipamiento y servicios para el desarrollo del proyecto. Según dicho acuerdo NA-SA llevaría adelante el pre-proyecto, el diseño, construcción, puesta en marcha y operación de la nueva central. Por su parte, la CNNC proporcionaría soporte técnico, servicios, equipos e instrumental, además de materiales que requiera la industria argentina para fabricar localmente componentes destinados al proyecto. En cuanto a la ingeniería de diseño, CNNC dispondría del soporte técnico y el diseño de la planta de referencia – Central Nuclear China Qinshan, CANDU 6, así como las actualizaciones requeridas por NA-SA. Durante la gestión del último gobierno se abandonó el acuerdo por la central CANDU en pos de la construcción de una central PWR.

## **5.2. Descripción de la Ley N° 27.191/2015**

La Ley N° 27.191 aplica modificaciones a la Ley N° 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”. Fue sancionada el 23 de septiembre de 2015 a través del Senado y la Cámara de Diputados de la Nación Argentina, y promulgada de hecho tres semanas más tarde, el 15 de octubre.

Dentro de las principales modificaciones, se destacan los distintos objetivos que plantea la nueva Ley en cuanto a la contribución de las fuentes de energías renovables dentro de la matriz energética argentina. En este sentido, el Art. 1 de la Ley N° 27.191 establece que el objetivo del régimen, en primera instancia, es alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional para el 31 de diciembre de 2017. La segunda etapa de la Ley, correspondiente al período 2018-2025, establece como objetivo el alcance de un 20% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre del año 2025.

Por otra parte, establece un límite de potencia para los proyectos de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) de hasta cincuenta megavatios (50 MW). Plantea además la institución de un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables de energía.

El Art. 4 de la mencionada ley, por otra parte, trata sobre los beneficiarios que se dediquen a la realización de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía y que cumplan las condiciones establecidas en la misma. Dichos beneficios tienen que ver con el Impuesto al Valor Agregado y el Impuesto a las Ganancias.

Dentro de los puntos más destacados de la Ley N° 27.191, el Cap. III está referido enteramente al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), un fideicomiso de administración y financiero que tiene por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en los términos de la Ley N° 26.190, modificada por la presente.

En la mencionada ley se designa al Estado nacional, a través del Ministerio de Economía y Finanzas públicas, como fiduciante y fideicomisarios del FODER, y al Banco de Inversión y Comercio Exterior como fiduciario. El Comité Ejecutivo del FODER, por su parte, se constituye por el Secretario de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios; el Secretario de Política Económica y Planificación del Desarrollo, dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas; y el Presidente del Banco de Inversión y Comercio Exterior, quienes podrán designar un miembro suplente con rango no menor a subsecretario o director, según sea el caso.

El Cap. IV refiere a la contribución de los usuarios de energía eléctrica al cumplimiento de los objetivos del régimen, tal como se establece en el Art. 8 de la ley. Para ello, cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del 8% del total del consumo propio de energía eléctrica con energía proveniente de las fuentes renovables al 31 de diciembre de 2017, y del 20% al 31 de diciembre de 2025. El cumplimiento de las obligaciones debe realizarse de modo gradual, y de acuerdo al cronograma especificado en el artículo en cuestión. El Art. 9, por su parte, trata sobre los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), quienes deberán cumplir con los objetivos indicados anteriormente.

El Art. 11, por su parte, trata sobre los incumplimientos en las obligaciones de consumo por parte de los Grandes Usuarios. En este sentido, la Autoridad de Aplicación deberá determinar un monto a aplicar como penalidad, a un precio equivalente al Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento. El Cap. V desarrolla el concepto de incrementos fiscales, mientras que el Cap. VI explica el régimen de importaciones.

Con respecto a los últimos tres capítulos de la Ley N° 27.191, el VII desarrolla el Acceso y Utilización de Fuentes Renovables de Energía, en el que se establece que no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de impuesto específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025 mientras que el VIII desarrolla sobre la energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes, la cual tendrá, para su despacho eléctrico, un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada. Finalmente, el Cap. IX trata sobre cláusulas complementarias, tal como explica el Art. 20, que establece que la Autoridad de Aplicación deberá difundir del modo más amplio posible la información correspondiente a las ofertas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.

### **5.3. Conceptos Relevantes del Decreto N° 531/2016**

El Decreto N° 531/2016 sobre el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica brinda un marco reglamentario en torno a la sanción de la Ley N° 27.191, que modifica la Ley N° 26.190. Ante la adopción de nuevas regulaciones sobre cuestiones no previstas en la antigua ley, el decreto en cuestión surge por la necesidad de aprobar una nueva reglamentación que reemplace la aprobada por el Decreto N° 562/2009 relativo al marco reglamentario de la Ley N° 26.190.

Como se explica en el primer apartado del Decreto N° 531/2016, la Ley N° 27.191 tiene como objetivo fomentar el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica. Esto constituye una cuestión de máxima prioridad para el Poder Ejecutivo Nacional y una política de Estado de largo plazo.

En el mismo se aclara en el decreto que la ley es de aplicación a todas las inversiones en generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica a partir del uso de energía renovable ya sea sobre plantas de generación nuevas o existentes, o equipos nuevos o usados.

Además, la Autoridad de Aplicación deberá definir parámetros que permitan seleccionar, aprobar y otorgar mérito a proyectos de inversión en obras nuevas para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables teniendo en cuenta como objetivos lograr una mayor diversificación de la matriz energética nacional, la expansión de la potencia instalada, la reducción de costos de generación de energía, la contribución a la mitigación del cambio climático y la integración del componente nacional en los proyectos a desarrollarse, tal como se explica en el Art. 7. También deberá establecer un orden de mérito para los proyectos que hayan sido aprobados y, en caso de que la sumatoria de los beneficios promocionales exceda el cupo fiscal establecido, se tendrá en cuenta dicho orden de mérito para la asignación de dichos beneficios dando prioridad a los proyectos con mejor calificación.

Finalmente, cabe destacar que el incumplimiento de los plazos de ejecución, de la puesta en marcha del proyecto o del resto de los compromisos técnicos, productivos y comerciales asumidos dará lugar a la pérdida de los beneficios, información que se detalla en el Art. 10 referido a las Sanciones.



## 6. PLAN RENOVAR

El Plan RenovAr del Ministerio de Energía y Minería, es una medida adoptada para la incorporación de generación de electricidad a través de fuentes renovables para dar cumplimiento a la Ley N° 26.190 y N° 27.191 junto los decretos reglamentarios.

El plan se ejecuta a través de diferentes rondas licitatorias, en las cuales, se busca contratar una determinada potencia de generación a través de diferentes oferentes. En este punto se detalla la información de la Ronda 1, 1.5, 2, 3 y 4 con sus fases correspondientes.

### 6.1. Beneficios fiscales

La Ley N° 27.191 referente a la modificación del Régimen de Fomento Nacional de las Fuentes Renovables detalla todo lo relacionado a los beneficios fiscales en los Cap. I, II, V, VI y VII1.

Los proyectos que tengan inicio efectivo, con una inversión no inferior al 15%, gozarán de los siguientes beneficios respecto al Impuesto al Valor Agregado (IVA) y al Impuesto a las Ganancias:

- La ejecución de obras de infraestructura y los servicios vinculados que integren la nueva planta de generación o se integren a las plantas existentes.
- En la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y en la devolución anticipada del IVA, que no serán excluyentes entre sí. A su vez, los beneficiarios podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien.
- Devolución anticipada del IVA, transcurrido como mínimo un período fiscal contado.
- Se extiende a diez años la compensación de quebrantos con ganancias.
- Los bienes afectados por las actividades promovidas no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.
- Dedución en las pérdidas de la sociedad de los intereses y las diferencias de cambio originados por la financiación.
- Las utilidades distribuidas no quedarán alcanzadas por el Impuesto a las Ganancias.
- En las instalaciones electromecánicas cuyo componente nacional sea un 60% - no menor al 30% - los beneficiarios tendrán derecho a percibir un certificado fiscal adicional por un valor equivalente al 20%.
- El certificado fiscal se solicitará a partir de la entrada en operación comercial en la medida que acrediten el porcentaje de componente nacional.
- El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros por única vez para el pago de impuestos a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP).
- Exención del pago de los derechos a la importación, gravamen correlativo o tasa de estadística por la introducción de bienes de capital, equipos especiales o partes o elementos componentes de estos bienes.
- El acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías.



El Decreto N° 531/2016 referente a la reglamentación de la Ley N° 27.191 detalla:

- Exención del impuesto sobre las utilidades cuando sean reinvertidas en nuevos proyectos de infraestructura en el país.
- En el certificado fiscal no se incluirán los costos de transporte y montaje de equipamiento en el cómputo del componente nacional.

## **6.2. Fondo Fiduciario (FODER)**

El capítulo III de la Ley 27.191 detalla todo lo relacionado a la creación de un Fondo Fiduciario Público denominado “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” (FODER o Fondo), que se conformará como un fideicomiso de administración y financiero que regirá en todo el territorio. El Fondo tendrá por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Siendo el fiduciante y fideicomisario el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, y el fiduciario el Banco de Inversión y Comercio Exterior.

El patrimonio estará compuesto por los recursos del Tesoro Nacional, mayores al 50% del ahorro efectivo en combustibles fósiles; las utilidades percibidas por acciones, el producto de operaciones, renta e inversión de los bienes fideicomitidos; ingresos de la emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del Fondo, entre otros. El objeto del FODER es proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos y adquisición de valores fiduciarios públicos o privados; realizar aportes de capital en sociedades que permitan financiar estos proyectos; bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y de títulos de valores que otorgue; y asimismo otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica.

Los fondos del FODER estarán nominados en pesos o dólares estadounidenses, correspondiendo su pago en pesos. El Decreto 531/2016 detalla: Los recursos del tesoro nacional destinados al FODER se depositarán en una cuenta fiduciaria específica (la “Cuenta de Financiamiento”), cuyo objetivo será el de facilitar la conformación de los instrumentos. En el año 2016, los recursos provenientes del TESORO NACIONAL a ser destinados al FODER fueron de PESOS DOCE MIL MILLONES (\$ 12.000.000.000) como aporte en carácter de fiduciante y constituyéndose en consecuencia como fideicomisario.

## **6.3. Ronda 1**

La Ronda 1 buscó contratar una potencia de 1.000 MW constituida por diferentes tecnologías. Se hace hincapié principalmente en generación eólica y solar. En la Resolución MEyM N° 205/2016, se publica el listado de las ofertas calificadas y la posterior apertura de sobre. En la tabla a continuación se muestra en forma resumida la información con respecto a la oferta participante en esta primera ronda.

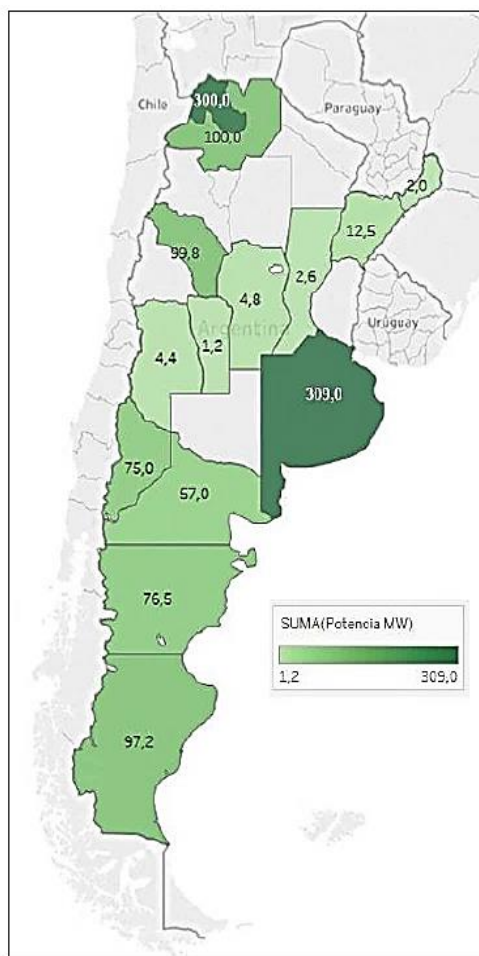
| Tecnología   | Cantidad de Ofertas | Potencia Ofertada [MW] | Potencia Media por Oferta [MW] | Potencia a Contratar [MW] |
|--------------|---------------------|------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| Eólica       | 49                  | 3.468,7                | 70,8                           | 600                       |
| Solar        | 58                  | 2.813,1                | 48,5                           | 300                       |
| Biomasa      | 5                   | 44,5                   | 8,9                            | 65                        |
| Biogás       | 6                   | 8,6                    | 1,4                            | 15                        |
| PAH          | 5                   | 11,4                   | 2,3                            | 20                        |
| <b>TOTAL</b> | <b>123</b>          | <b>6.346,3</b>         | <b>51,6</b>                    | <b>1.000</b>              |

**Tabla 2.** Ofertas de la Ronda 1.

**Fuente:** CAMMESA – Plan Renovar Ronda 1 y Ministerio de Energía y Minería.

La Ronda 1 licitó una potencia total de 1.000 MW, la cual se compuso en 60% por tecnología eólica, 30% por fotovoltaica y un 10% restante por biogás, biomasa y PAH. Esta ronda recibió un total de 123 proyectos de generación con una potencia total de 6.346,3 MW, de los cuales al final se adjudicaron un total de 29 propuestas por una potencia total de 1.142 MW.

La distribución de potencia a nivel país se muestra en la Figura 3, en la cual se observa que la concentración de la potencia instalada se sitúa en Buenos Aires (309 MW) y Jujuy (300 MW).



**Figura 3.** Distribución de Potencia Adjudicada Ronda 1.

**Fuente:** Ministerio de Energía y Minería

A continuación se muestran los valores de referencia Ronda 1:

| Tecnología                               | Valor de Referencia para Inversiones (USD/MW) | Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (USD/MW) | Beneficio Máximo (%) | Precio Máximo de Adjudicación Establecido (USD/MWh) |
|--|---|---|----------------------|---|
| Eólica                                   | 1.600.000                                     | 960.000                                     | 60                   | *   |
| Solar Fotovoltaica                       | 1.300.000                                     | 720.000                                     | 55                   | *   |
| Biomasa (combustión y gasificación)      | 2.500.000                                     | 1.250.000                                   | 50                   | *   |
| Biogás                                   | 5.000.000                                     | 2.500.000                                   | 50                   | *   |
| Pequeño Aprovechamiento Hidráulico (PAH) | 3.000.000                                     | 1.500.000                                   | 50                   | *   |

**Tabla 3.** Valores de Referencia Ronda 1.

**Fuente:** Pliego de bases y condiciones Ronda 1, <http://portalweb.cammesa.com>

\*El precio máximo de adjudicación no fue definido en el pliego de Bases y Condiciones

#### 6.4. Ronda 1.5

La Ronda 1.5 buscó contratar una potencia de 600 MW.

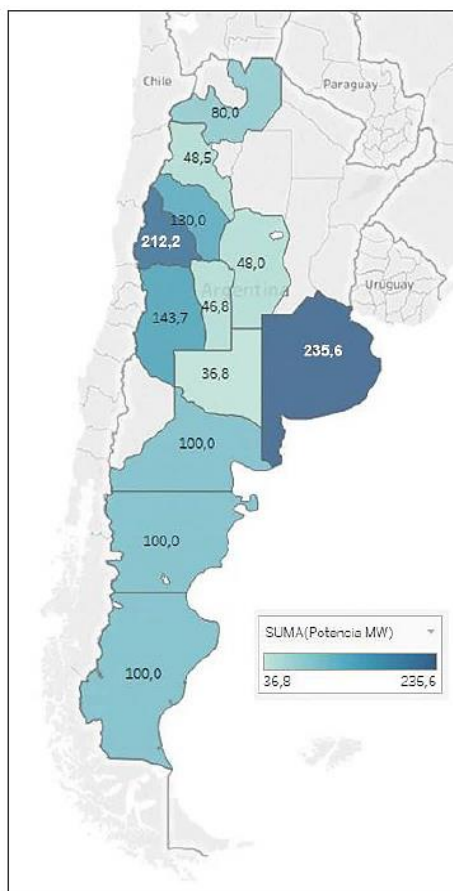
En la Resolución MEyM N° 205/2016, se publicaron la cantidad de ofertas calificadas y la posterior apertura de sobres. En la tabla a continuación se muestra en forma resumida la información con respecto a la oferta participante.

| Tecnología   | Cantidad de Ofertas | Potencia Ofertada [MW] | Potencia Media por Oferta [MW] | Potencia a Contratar [MW] |
|--------------|---------------------|------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| Eólica       | 19                  | 1.557                  | 82                             | 400                       |
| Solar        | 26                  | 888                    | 34                             | 200                       |
| <b>TOTAL</b> | <b>45</b>           | <b>2.445</b>           | <b>54</b>                      | <b>600</b>                |

**Tabla 4.** Ofertas de la Ronda 1.5.

**Fuente:** CAMMESA – Plan Renovar Ronda 1.5 y Ministerio de Energía y Minería.

La distribución de potencia a nivel país se muestra en la Figura 4, en la cual se observa que la potencia instalada se concentra en Buenos Aires, en San Juan y en la Patagonia. Esto se produce por la concentración de generadores eólicos de mayor potencia en dichas regiones.



**Figura 4.** Distribución de Potencia Adjudicada Ronda 1.5.

**Fuente:** Ministerio de Energía y Minería

La Ronda 1.5 licitó una potencia total de 600 MW, la cual se compuso en un 66,7% por tecnología eólica y en un 33,3% por solar. Esta ronda recibió un total de 30 proyectos de generación con una potencia total de 2.445 MW, de los cuales se adjudicaron un total de 30 propuestas por una potencia total de 1.282 MW.

## 6.5. Ronda 2

La Ronda 2 buscaba contratar una potencia de 1.200 MW constituida por diferentes tecnologías. Se hizo hincapié principalmente en generación eólica y solar.

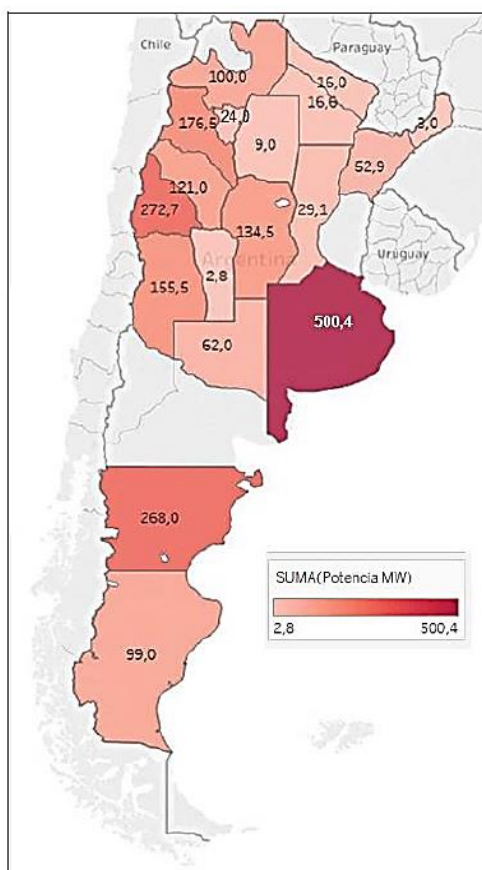
En la Resolución MEyM N° 450/2017 se publicó el listado de las ofertas calificadas y la posterior apertura de sobres. En la tabla a continuación se muestra en forma resumida la información con respecto a la oferta participante en esta primera ronda.

| Tecnología   | Cantidad de Ofertas | Potencia Ofertada [MW] | Potencia Media por Oferta [MW] | Potencia a Contratar [MW] |
|--------------|---------------------|------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| Eólica       | 58                  | 3.811                  | 66                             | 550                       |
| Solar        | 99                  | 5.291                  | 53                             | 450                       |
| Biomasa      | 20                  | 187                    | 9                              | 100                       |
| Biogás       | 32                  | 57                     | 2                              | 35                        |
| Biogás R.S.  | 3                   | 15                     | 5                              | 15                        |
| PAH          | 15                  | 32                     | 2                              | 50                        |
| <b>TOTAL</b> | <b>227</b>          | <b>9.391</b>           | <b>137</b>                     | <b>1.200</b>              |

**Tabla 5.** Ofertas de la Ronda 2.

**Fuente:** CAMMESA – Plan Renovar Ronda 2 y Ministerio de Energía y Minería.

La distribución de potencia adjudicada a nivel país se muestra en la Figura 5, en la cual, se observa que la concentración de la potencia instalada se sitúa en Buenos Aires, Chubut y San Juan.



**Figura 5.** Distribución de Potencia Adjudicada Ronda 2.

**Fuente:** Ministerio de Energía y Minería

La Ronda 2 licitó una potencia total de 1.200 MW, la cual se compuso en 46% por tecnología eólica, 38% por solar y un 17% restante por biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y PAH. Esta ronda recibió un total de 227 proyectos de generación con una potencia total de 9.391 MW, de los cuales se adjudicaron 88 propuestas por una potencia total de 2.043 MW.

A continuación, se muestran los valores de referencia Ronda 2:

| Tecnología                  | Valor de Referencia para Inversiones (USD/MW) | Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (USD/MW) | Beneficio Máximo (%) | Precio Máximo de Adjudicación Establecido (USD/MWh) |
|-----------------------------|---|---|----------------------|---|
| Eólica                      | 1.400.000                                     | 700.000                                     | 50                   | 56  |
| Solar Fotovoltaica          | 850.000                                       | 425.000                                     | 50                   | 57  |
| Biomasa                     | 3.000.000                                     | 1.500.000                                   | 50                   | 110   |
| Biogás                      | 5.500.000                                     | 2.750.000                                   | 50                   | 160   |
| Biogás de Relleno Sanitario | 2.500.000                                     | 1.250.000                                   | 50                   | 130   |
| PAH                         | 3.000.000                                     | 1.500.000                                   | 50                   | 105   |

**Tabla 6.** Valores de Referencia Ronda 2.

**Fuente:** Pliego de bases y condiciones Ronda 2, <http://portalweb.cammesa.com>

## 6.6. Ronda 3

En noviembre de 2018 la Subsecretaría de Energías Renovables de la Nación publicó los pliegos de la Ronda 3 del programa RenovAr (se la conoce como MiniRen).

Esta nueva ronda se caracteriza por licitar proyectos que serán de potencia reducida ya que deberán estar comprendidos en el rango de 0,5 y 10 MW y se espera que sean conectados en redes de media tensión de 13,2 kV, 33 kV y 66 kV. El objetivo es que cada generador inyecte la energía en su zona de influencia. De esta manera se evitarían pérdidas en transporte y desbalances en las líneas de alta tensión.

La Ronda 3 busca contratar una potencia total de 400 MW. La distribución por tecnología será de 350 MW para eólica y solar fotovoltaica, que competirán juntas con cupos por regiones. Los 50 MW restantes serán distribuidos en 10 MW para PAH, 25 MW para biomasa, 10 MW para biogás y 5 MW para biogás R.S. sin región determinada. Al mismo tiempo, regirá un cupo máximo de 20 MW por provincia, excepto para Buenos Aires donde será de 60 MW.

A continuación, se muestran los valores de referencia Ronda 3:

| Tecnología                  | Valor de Referencia para Inversiones (USD/MW) | Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (USD/MW) | Beneficio Máximo (%) | Precio Máximo de Adjudicación Establecido (USD/MWh) |
|-----------------------------|---|---|----------------------|---|
| Eólica                      | 1.400.000                                     | 630.000                                     | 45                   | 60  |
| Solar Fotovoltaica          | 850.000                                       | 382.500                                     | 45                   | 60  |
| Biomasa                     | 2.500.000                                     | 1.125.000                                   | 45                   | 110   |
| Biogás                      | 4.500.000                                     | 2.025.000                                   | 45                   | 160   |
| Biogás de Relleno Sanitario | 1.300.000                                     | 585.000                                     | 45                   | 130   |
| PAH                         | 2.800.000                                     | 1.260.000                                   | 45                   | 105   |

**Tabla 7.** Valores de Referencia Ronda 3.

Fuente: Pliego de bases y condiciones Ronda 3, <http://portalweb.cammesa.com>

## 6.7. Resumen de potencia instalada

A continuación, se presenta una tabla resumen para cada una de las rondas con la información correspondiente de los MW adjudicados y en operación al 30 de Junio del 2019:

| Ronda 1    |                             |   |                               |
|------------|-----------------------------|---|-------------------------------|
| Tecnología | MW Adjudicado el 07/10/2016 | Precio Promedio Ponderado Adjudicado en USD por MWh | MW en Operación al 30/06/2019 |
| Biogás     | 9                           | 154   | 2                             |
| Solar      | 400                         | 60  | 0                             |
| Eólica     | 707                         | 59  | 356                           |
| Biomasa    | 15                          | 110   | 0                             |
| PAH        | 11                          | 105   | 7                             |

| <b>Ronda 1.5</b>  |                                    |  |                                      |
|-------------------|------------------------------------|--|--------------------------------------|
| <b>Tecnología</b> | <b>MW Adjudicado el 25/11/2016</b> | <b>Precio Promedio Ponderado Adjudicado en USD por MWh</b> | <b>MW en Operación al 30/06/2019</b> |
| Solar             | 516                                | 55   | 217                                  |
| Eólica            | 765                                | 53   | 239                                  |

| <b>Ronda 2</b>    |                                    |  |                                      |
|-------------------|------------------------------------|--|--------------------------------------|
| <b>Tecnología</b> | <b>MW Adjudicado el 29/11/2017</b> | <b>Precio Promedio Ponderado Adjudicado en USD por MWh</b> | <b>MW en Operación al 30/06/2019</b> |
| Biogás            | 56                                 | 157  | 6                                    |
| Biogás RS         | 13                                 | 129  | 5                                    |
| Solar             | 816                                | 43   | 7                                    |
| Eólica            | 993                                | 41   | 0                                    |
| Biomasa           | 143                                | 107  | 0                                    |
| PAH               | 21                                 | 99   | 0                                    |

| <b>Ronda 3</b>    |                                     |  |                                      |
|-------------------|-------------------------------------|--|--------------------------------------|
| <b>Tecnología</b> | <b>MW Adjudicado* el 10/07/2019</b> | <b>Precio Promedio Ponderado Adjudicado en USD por MWh</b> | <b>MW en Operación al 30/06/2019</b> |
| Biogás            | 19                                  | 157  | 0                                    |
| Solar             | 127                                 | 57   | 0                                    |
| Eólica            | 155                                 | 57   | 0                                    |
| Biomasa           | 14                                  | 115  | 0                                    |
| PAH               | 7                                   | 103  | 0                                    |

| <b>Resumen Ronda 1, 1.5, 2 y 3</b> |                      |  |                                      |                             |
|------------------------------------|----------------------|--|--------------------------------------|-----------------------------|
| <b>Tecnología</b>                  | <b>MW Adjudicado</b> | <b>Precio Promedio Ponderado Adjudicado en USD por MWh</b> | <b>MW en Operación al 30/06/2019</b> | <b>% de MW en Operación</b> |
| Biogás                             | 84                   | 156  | 8                                    | 9%                          |
| Biogás RS                          | 13                   | 99   | 5                                    | 40%                         |
| Solar                              | 1859                 | 54   | 224                                  | 12%                         |
| Eólica                             | 2620                 | 53   | 594                                  | 23%                         |
| Biomasa                            | 172                  | 111  | 0                                    | 0%                          |
| PAH                                | 39                   | 102  | 7                                    | 18%                         |

**Tabla 8.** Resumen de potencia instalada para las rondas analizadas.

Fuente: <http://portalweb.cammesa.com>



Los beneficios fiscales ofrecidos para cada una de las Rondas del programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables tienen como propósito facilitar el cumplimiento de las metas establecidas en la ley y aumentar el desarrollo de la infraestructura e innovación en materia energética. Los incentivos y los cupos máximos decrecieron a medida que se fueron licitando las nuevas Rondas. La implementación de la normativa nacional tiene concordancia con la firma suscripta por Argentina en el acuerdo de París, que busca un equilibrio entre las emisiones y las absorciones de gases de efecto invernadero, y mantener el aumento de la temperatura mundial por debajo de 2° C en la segunda mitad del siglo.

El plan de acción para llevar a cabo la transformación de un desarrollo sostenible mundial está basado en 17 objetivos planteados por Naciones Unidas. Dentro de ellos se encuentra la promoción de acceso a la energía y el aumento del uso de las energías renovables, como menciona la Ley N° 27.191. En la actualidad existe una tendencia a nivel mundial de incrementar la participación de las fuentes de energías renovables en la matriz energética, promovidas por sus bajos precios, las mejoras tecnológicas disponibles, y la coyuntura internacional. Desde mediados de 2016 al 30 de junio de 2019, con el programa Renovar, nuestro país ha incorporado a la red 838 MW de fuentes renovables.

Las tecnologías que más rápido se van incorporando son las eólicas, seguidas de las fotovoltaicas, sin tener en cuenta Biogás proveniente de los rellenos sanitarios ya que su participación es mínima. En este sentido, Argentina estima lanzar una nueva Ronda del programa RenovAr a fin del año 2019, que incluirá las inversiones que requiera la red de transporte para evacuar la energía que produzcan. Se busca fomentar el crecimiento de las energías renovables en el país, con mayor diversidad tecnológica y capacidad instalada. No se ha analizado la incidencia en el costo medio de los requerimientos de ampliación en las líneas de transporte y distribución, teniendo en cuenta que son subutilizadas. Tampoco se analizó el impacto de los beneficios fiscales en los precios y el incremento en el costo medio del sistema que surge del necesario aumento de las reservas térmica de corto plazo que provocan el aumento de las renovables intermitentes.

## 7. DESCRIPCIÓN DEL AÑO BASE

Para seleccionar el año base se requiere contar con estadísticas energéticas, de emisión de gases de efecto invernadero, patrones de consumo y a su vez de los parámetros socioeconómicos.

Las estadísticas energéticas se obtienen del Balance Energético Nacional (BEN), que es el principal instrumento utilizado para el análisis del sector energético y la definición de políticas públicas a mediano y largo plazo.

Las estadísticas de los gases de efecto invernadero emitidos por la Argentina se obtienen del Inventario Nacional de GEI (Gases de Efecto Invernadero), publicados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. Este contabiliza los gases emitidos y absorbidos de la atmósfera durante un período de un año calendario para el territorio argentino. El último inventario publicado es el del 2017 cuyos valores e información están dados para el año 2014.

Con respecto a las estadísticas socioeconómicas, se utilizan las publicadas por el INDEC y el Ministerio de Hacienda.

Por lo tanto, se seleccionó el año 2014 por contar con la última publicación del Balance Energético Nacional y por disponer del Inventario Nacional de GEI de este año. Además, para este año se cuenta con el último Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), lo cual permite la comparación y verificación de los datos obtenidos.

### 7.1. Demografía

Según el Censo 2010 realizado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), la población argentina asciende a 40.117.096 habitantes<sup>1</sup> y tiene una densidad media de 14,4 hab/km<sup>2</sup>, que excluye los departamentos de Antártida e Islas del Atlántico Sur<sup>2</sup>.

La urbanización del país desde 1970 a 2010 ha pasado de un 79% a un 91%<sup>3</sup> de la población total. El sector rural, por su parte, disminuyó de un 21% a un 9% de participación.

La densidad de la población tiene una distribución no homogénea, concentrándose principalmente en la región metropolitana de Buenos Aires, que representa el 32% de la población total del país. Le siguen las zonas de Gran Córdoba, Gran Rosario, Gran Mendoza, entre otras y las restantes zonas son escasamente pobladas.

Este crecimiento poblacional generó un impacto en la serie de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), sobre todo en los sectores que más acompañan a los valores del PIB. Este impacto se describe más adelante, en el apartado 7.6 del presente trabajo.

<sup>1</sup> Censo 2010. Resultados provisionales: cuadros y gráficos. Total del país. Población por sexo, tasa de variación intercensal, según provincia. Años 2001-2010.

<sup>2</sup> Censo 2010: Total del país. Población total, superficie y densidad por provincia. Años 2001-2010.

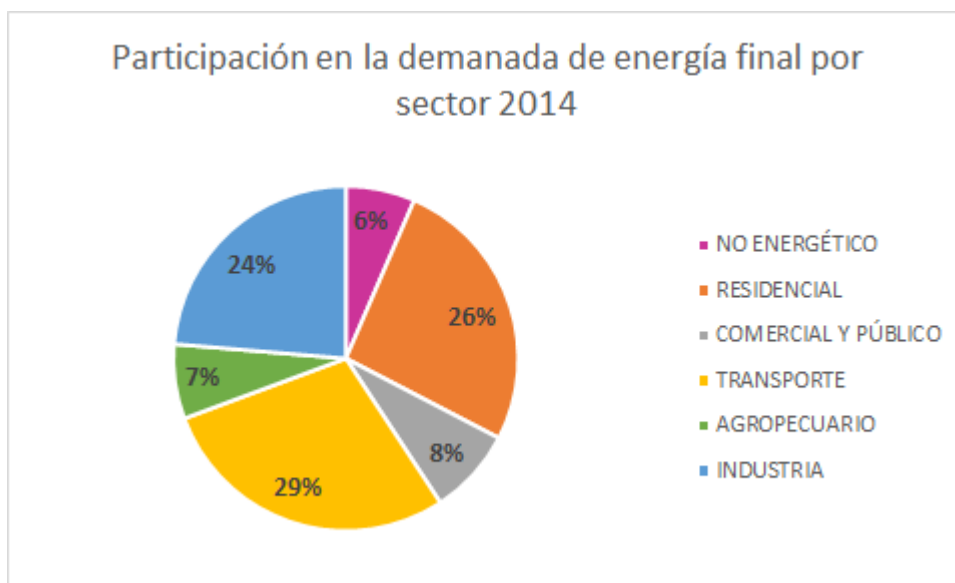
<sup>3</sup> <http://www.ign.gob.ar/NuestrasActividades/Geografia/DatosArgentina/Poblacion>

## 7.2. Demanda de energía final

Argentina cuenta con recursos naturales no renovables como el petróleo, gas natural, carbón y uranio. Además de los llamados renovables como el agua, viento y sol. Si bien la situación ha ido cambiando a lo largo de la historia, Argentina ha sido uno de los pocos países con autosuficiencia energética en la región, incluso con superávit exportable. A fines de los años 80 y durante los 90, Argentina paralizó su desarrollo hidroeléctrico y nuclear, a pesar de tener un potencial hidroeléctrico mayor que la capacidad instalada y un sector nuclear ampliamente desarrollado en todas las etapas del ciclo del combustible.

Además, las reservas de hidrocarburos convencionales disminuyeron considerablemente, dada la falta de inversión en exploración registrada a fines de los años 90, y la explotación no planificada, destinada principalmente a abastecer el alto crecimiento de la demanda interna y el mercado regional. Esta situación se verá revertida con el desarrollo y explotación del yacimiento de hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta, reservorio tipo "Shale" en la cuenca Neuquina que cuenta con unos 150 millones de barriles de crudo atrapados en rocas profundas. Esto coloca a la Argentina como el tercer país del mundo con mayor dotación de Shale gas, con un 11% del total estimado a nivel global.

La demanda de energía final del año 2014 fue de 56.051 ktep, y se encuentra desagregada por sectores de la siguiente manera:

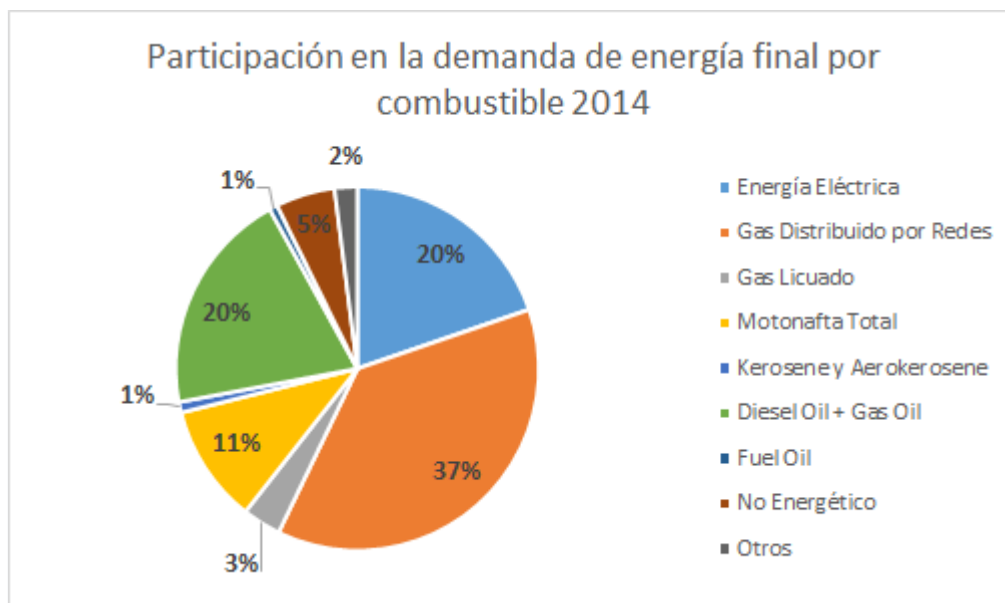


**Figura 6.** Consumo de energía final por sector 2014

**Fuente:** Balance Energético Nacional, Secretaría de Energía de la Nación.

De la figura se desprende que el sector de mayor consumo es el transporte, con un 29% del total, siendo este un sector muy ineficiente desde el punto de vista del consumo energético.

Por otra parte, el 75 % del consumo total de energía secundaria proviene de combustibles fósiles.

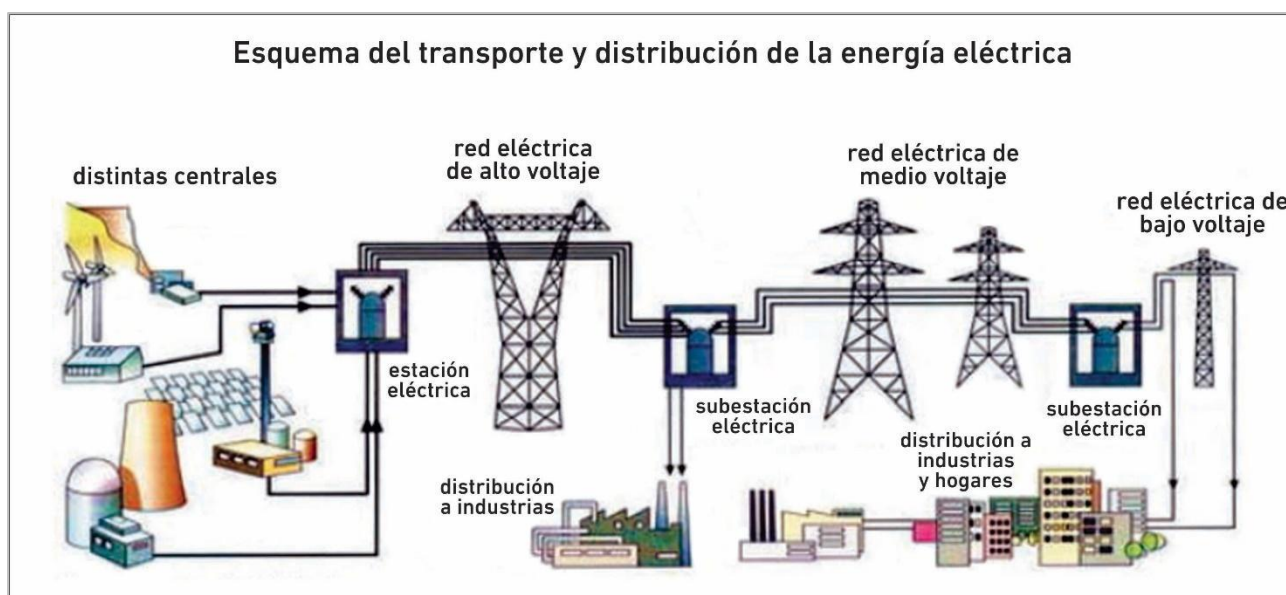


**Figura 7.** Consumo de energía final por combustible 2014

Fuente: Balance Energético Nacional, Secretaría de Energía de la Nación.

### 7.3. Sistema eléctrico nacional

La red de transporte y distribución eléctrica es la encargada de trasladar la energía entre la generación y los usuarios finales. Debido a las propiedades de este tipo de energía, su transporte se realiza en alta tensión, 500, 330, 220 y 132 kV, para luego pasar a niveles de tensión menores para que pueda ser recibida en los hogares e industrias.



**Figura 8.** Esquema del sistema eléctrico

La electricidad generada es transportada por el país mediante líneas en alta, media y baja tensión. La distribución de líneas por región y por tipo puede verse en la tabla a continuación.

| Sistema de Transporte | Longitud de las líneas (km) por tensión |        |        |        |       |       |        |
|-----------------------|---|--------|--------|--------|-------|-------|--------|
|                       | 500 kV                                  | 330 kV | 220 kV | 132 kV | 66 kV | 33 kV | Total  |
| Alta tensión          | 13.194                                  |        | 562    | 6      |       |       | 13.762 |
| Distribución Troncal  |   | 1.116  | 848    | 15.111 | 398   | 24    | 17.497 |
| Región Cuyo           |   |        | 641    | 611    |       |       | 1.252  |
| Región Comahue        |   |        |        | 1.215  |       |       | 1.215  |
| Región Buenos Aires   |   |        | 177    | 5.583  | 398   |       | 6.158  |
| Región NEA            |   |        | 30     | 1.407  |       | 24    | 1.460  |
| Región NOA            |   |        |        | 4.422  |       |       | 4.422  |
| Región Patagonia      |   | 1.116  |        | 1.873  |       |       | 2.990  |

Tabla 9. Líneas de alta tensión del SADI

#### 7.4. Potencia instalada

Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) se pueden separar en tres grandes grupos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NU) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil, a su vez, se pueden subdividir en cuatro clases, de acuerdo al tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV), Turbina de Gas (TG), Ciclo Combinado (CC), y Motores Diesel (DI).

Existen en el país otras tecnologías de generación, las cuales se están conectando al SADI de modo progresivo, como la Eólica (EOL) y la Fotovoltaica (FT). Sin embargo, ésta última aún tiene baja incidencia en cuanto a capacidad instalada para este año de estudio.

La generación móvil no se encuentra localizada en un lugar fijo, sino que puede desplazarse de acuerdo a las necesidades regionales.

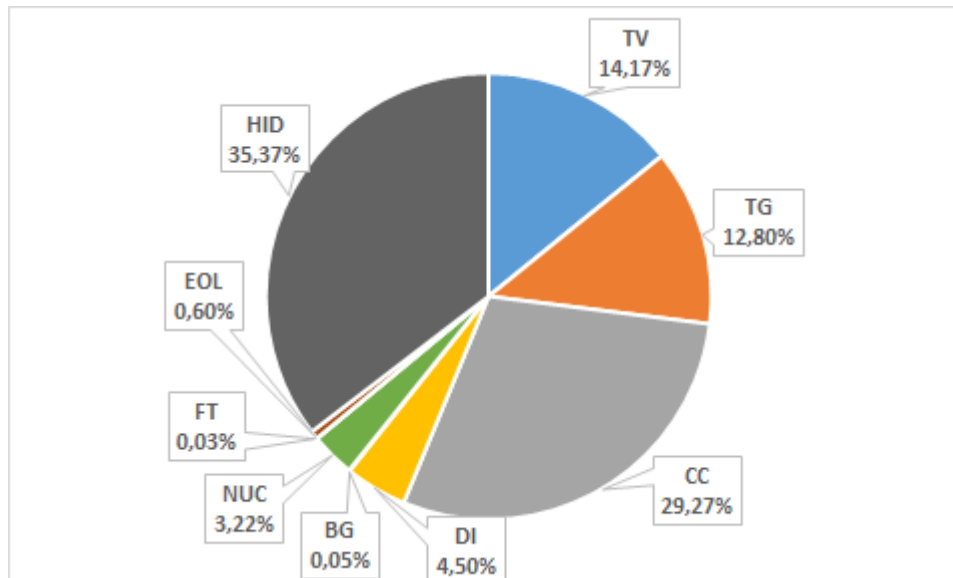
La siguiente tabla muestra la capacidad instalada por regiones y tecnologías en el MEM.

| Area              | TV     | TG     | CC     | DI     | BG   | TER          | NUC         | FT          | EOL         | HID          | TOTAL   |
|-------------------|--------|--------|--------|--------|------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|---------|
| CUYO              | 120,0  | 90,0   | 374,0  |        |      | 584,0        |             | 8,0         |             | 1072,0       | 1664,0  |
| COM               |        | 209,0  | 1282,0 | 73,0   |      | 1564,0       |             |             |             | 4692,0       | 6256,0  |
| NOA               | 261,0  | 1008,0 | 829,0  | 277,0  |      | 2375,0       |             |             | 50,0        | 217,0        | 2642,0  |
| CENTRO            | 200,0  | 511,0  | 534,0  | 76,0   |      | 1321,0       | 648,0       |             |             | 918,0        | 2887,0  |
| GB-LI-BA          | 3870,0 | 1995,0 | 5984,0 | 413,0  | 17,0 | 12279,0      | 362,0       |             |             | 945,0        | 13586,0 |
| NEA               |        | 46,0   |        | 245,0  |      | 291,0        |             |             |             | 2745,0       | 3036,0  |
| PAT               |        | 160,0  | 188,0  |        |      | 348,0        |             |             | 137,0       | 519,0        | 1004,0  |
| GENERACIÓN MÓVIL  |        |        |        | 329,0  |      | 329,0        |             |             |             |              | 329,0   |
| SIN               | 4451,0 | 4019,0 | 9191,0 | 1413,0 | 17,0 | 19091,0      | 1010,0      | 8,0         | 187,0       | 11108,0      | 31404,0 |
| <b>Porcentaje</b> |        |        |        |        |      | <b>60,79</b> | <b>3,22</b> | <b>0,03</b> | <b>0,60</b> | <b>35,37</b> |         |

Tabla 10. Capacidad Instalada Diciembre 2014

Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista, CNEA 2014.

La capacidad instalada del parque generador de electricidad para diciembre de 2014 es de **31.404 MW** distribuida como se muestra en la Figura 29.



**Figura 9.** Distribución porcentual de la capacidad instalada.

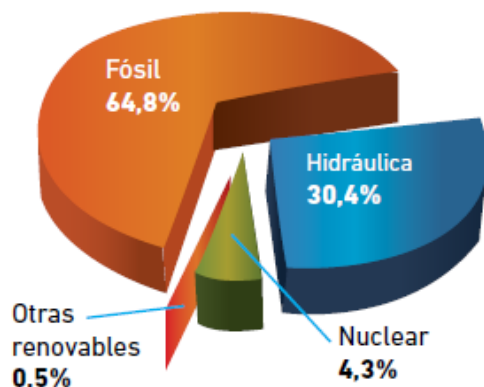
**Fuente:** Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista, CNEA 2014

El parque hidroeléctrico que posee Argentina está conformado por centrales de embalse, como Alicurá, Piedra del Águila, Pichi Picun Leufú, Chocón, Arroyito, Planicie Banderita, El Chañar, entre otras. Además, tiene centrales de bombeo (Río Grande y Los Reyunos) y de pasada, de las cuales las más importantes son Salto Grande y Yacyretá. Ambas centrales son binacionales, la primera de ellas es compartida con Uruguay, y la segunda con Paraguay.

La generación por tecnologías al mes de diciembre de 2014 se divide en un 60,79% térmico fósil, un 35,37% hidroeléctrico un 3,22% nuclear y 0,7% de otras renovables.

## 7.5. Generación Eléctrica Bruta Nacional

La generación total bruta nacional eléctrica está dada por energía nuclear, hidráulica, térmica, eólica y fotovoltaica. A continuación, se presenta la relación entre las distintas fuentes de generación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):

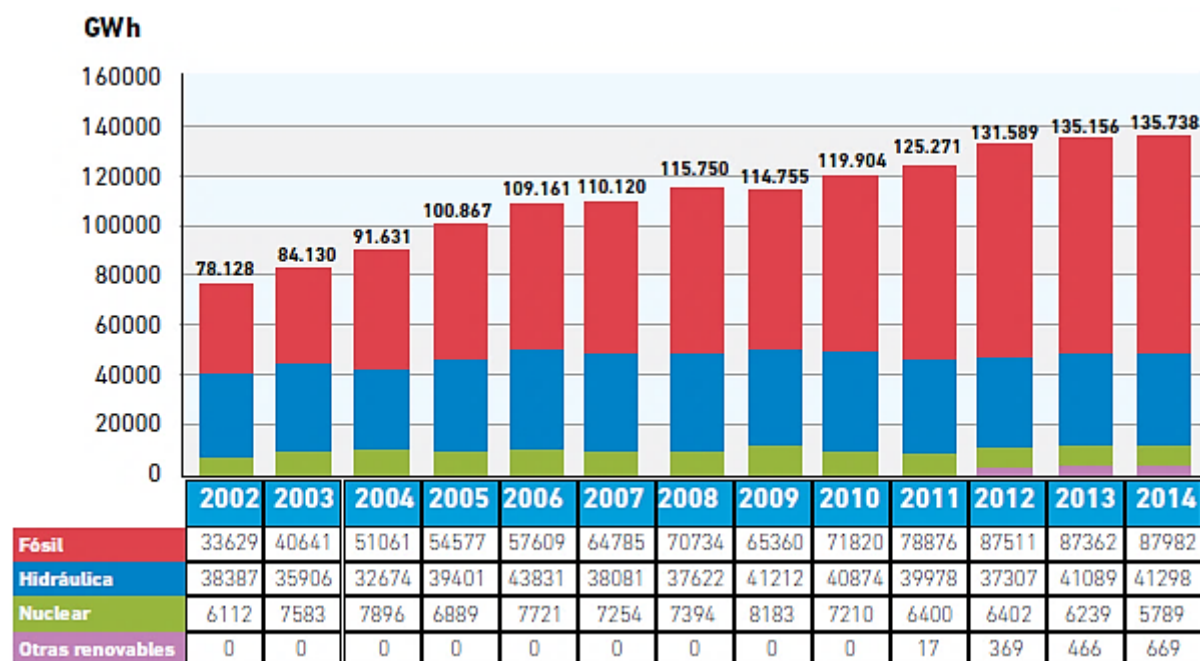


**Figura 10.** Generación Bruta del MEM - Acumulado 2014

**Fuente:** Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista, CNEA 2014

La generación de “otras renovables”, que surge de las gráficas precedentes, comprende la generación eólica y fotovoltaica incorporada hasta el momento. Cabe destacar que el mayor porcentaje de dicho valor corresponde a la generación eólica.

A continuación, se muestra la evolución de la generación bruta en el periodo comprendido entre los años 2002 y 2014.



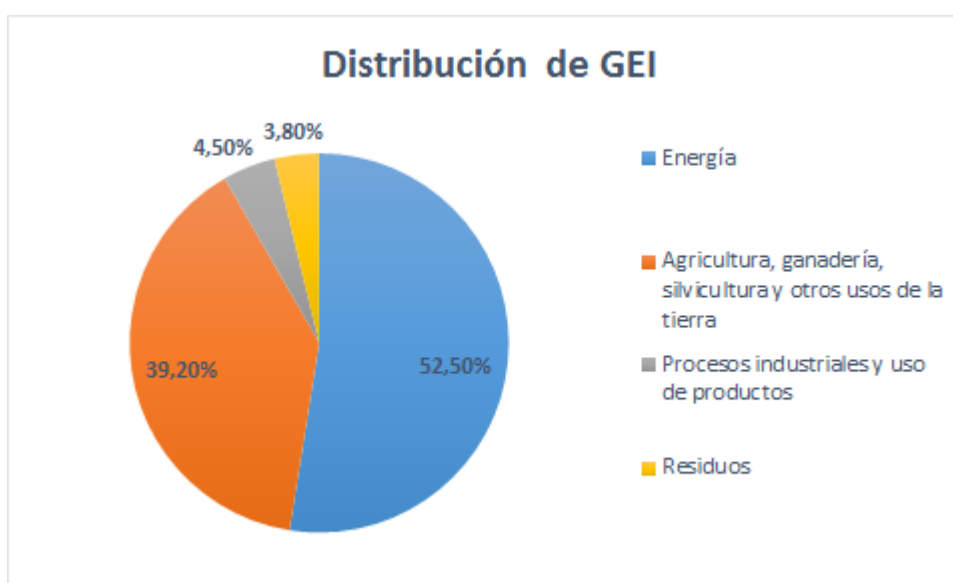
**Figura 11.** Evolución de la Generación Bruta

**Fuente:** Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista, CNEA 2014

## 7.6. Inventario de GEI

A continuación, se detallan los resultados del inventario de GEI de la República Argentina, correspondiente al Segundo BUR elaborado en 2016-2017. Este se estimó de acuerdo a las Directrices del IPCC de 2006 para el año 2014 y arrojó un resultado total de 368 MMtCO<sub>2</sub>eq., las cuales están compuestas en un 67,0% por emisiones de CO<sub>2</sub>, 21,2% de CH<sub>4</sub>, 11,6% de N<sub>2</sub>O, y el resto emisiones de HFC, PFC y SF<sub>6</sub>.

Al analizar las emisiones según el sector, se observa que las emisiones derivadas de los usos energéticos aportaron el 52,5% del total, concentrándose principalmente en la combustión de combustibles utilizados en el transporte, en los hogares y las industrias, en ese orden. Mientras que las emisiones no energéticas suman un 47,5%. La agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de los suelos (AFOLU por sus siglas en inglés) alcanzaron el 39,2% de las emisiones totales, siendo las emisiones derivadas de la fermentación entérica del ganado la principal causa de las emisiones de esta categoría, seguida de las emisiones indirectas generadas por la gestión de los distintos usos del suelo, los pastizales y las tierras cultivadas. Por último, el 8,3% restante se compone de las emisiones que surgen de los propios procesos productivos de la industria y los materiales que ésta utiliza, más la gestión de los residuos. Esto se ilustra en la Figura 12.



**Figura 12.** Distribución de GEI año 2014. Total anual 368,3 MMtCO<sub>2</sub>eq

**Fuente:** Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Argentina. <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/files/inventario-nacional-gei-argentina.pdf>

En la tabla 11 se exponen las emisiones de GEI por subsector, en MMtCO<sub>2</sub>eq, junto con el porcentaje que representan dentro de la distribución total.

| Emisiones por subsector – año 2014    |                      |       |
|---------------------------------------|----------------------|-------|
| Subsector                             | MMtCO <sub>2</sub> e | %     |
| Ganadería                             | 76,4                 | 20,7% |
| Transporte                            | 56,9                 | 15,5% |
| Cambio de uso de suelo y silvicultura | 48,2                 | 13,1% |
| Generación de electricidad            | 42,9                 | 11,6% |
| Combustibles residencial              | 28,4                 | 7,7%  |
| Combustibles industrias               | 20,9                 | 5,7%  |

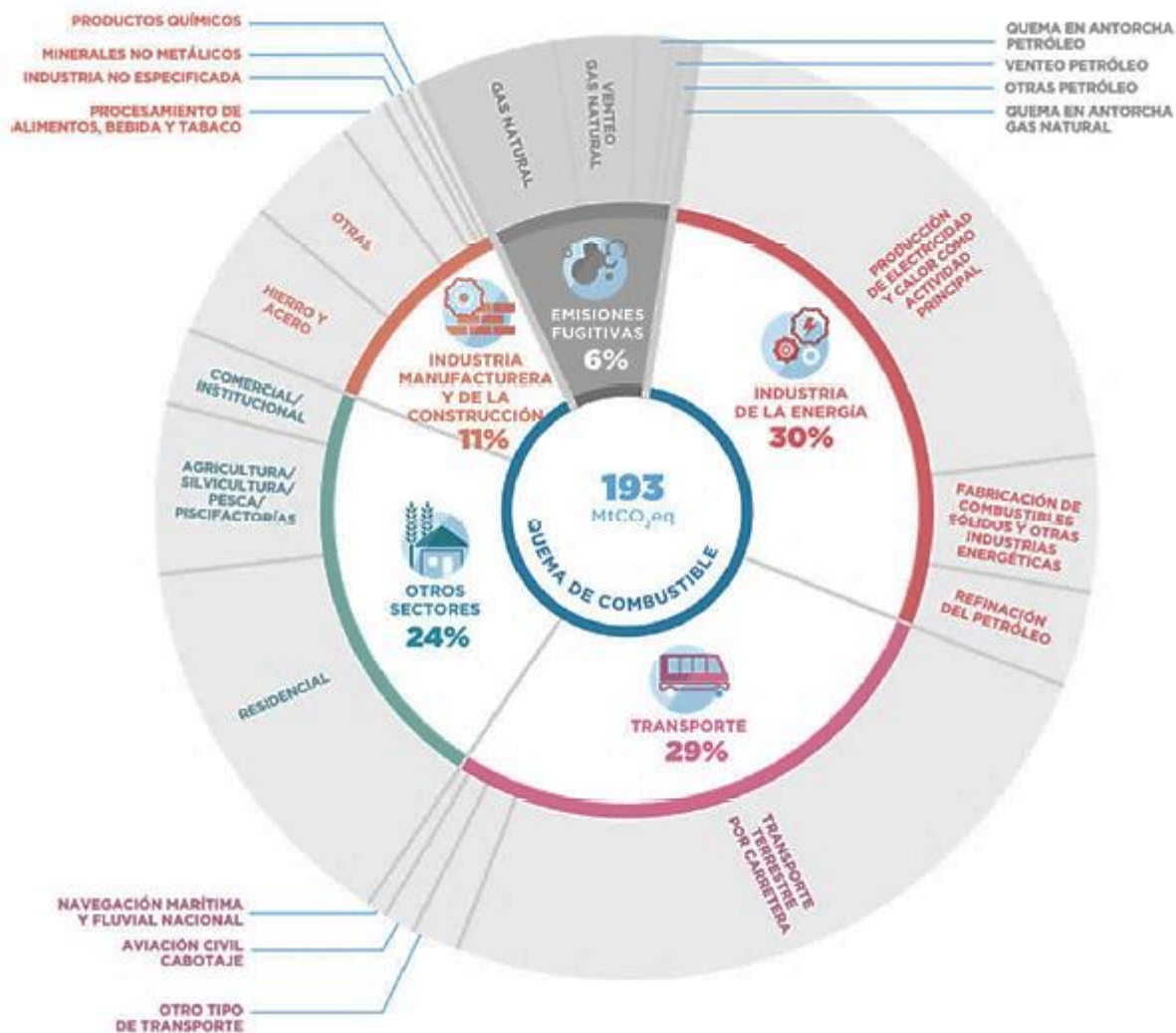


|                             |              |             |
|-----------------------------|--------------|-------------|
| Agricultura                 | 19,7         | 5,4%        |
| Combustibles otros sectores | 17,7         | 4,8%        |
| Procesos industriales       | 16,6         | 4,5%        |
| Fabricación de combustibles | 15,5         | 4,2%        |
| Emisiones fugitivas         | 11,2         | 3,0%        |
| Aguas residuales            | 7,1          | 1,9%        |
| Residuos sólidos urbanos    | 6,8          | 1,9%        |
| <b>Totales</b>              | <b>368,3</b> | <b>100%</b> |

**Tabla 11.** Participación porcentual de GEI por subsectores al año 2014.

**Fuente:** Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Argentina. <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/files/inventario-nacional-gei-argentina.pdf>

El sector Energía incluye las industrias de la energía, industrias manufactureras y de la construcción, el transporte, otros sectores como el residencial y comercial, y por último por las emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles. Incluye todas las emisiones de GEI que emanan de la combustión y las fugas de combustibles. Las emisiones de usos no energéticos de combustibles no suelen incluirse en este sector, sino que se declaran dentro de Procesos industriales y uso de productos. Los valores se ilustran en la figura 13.

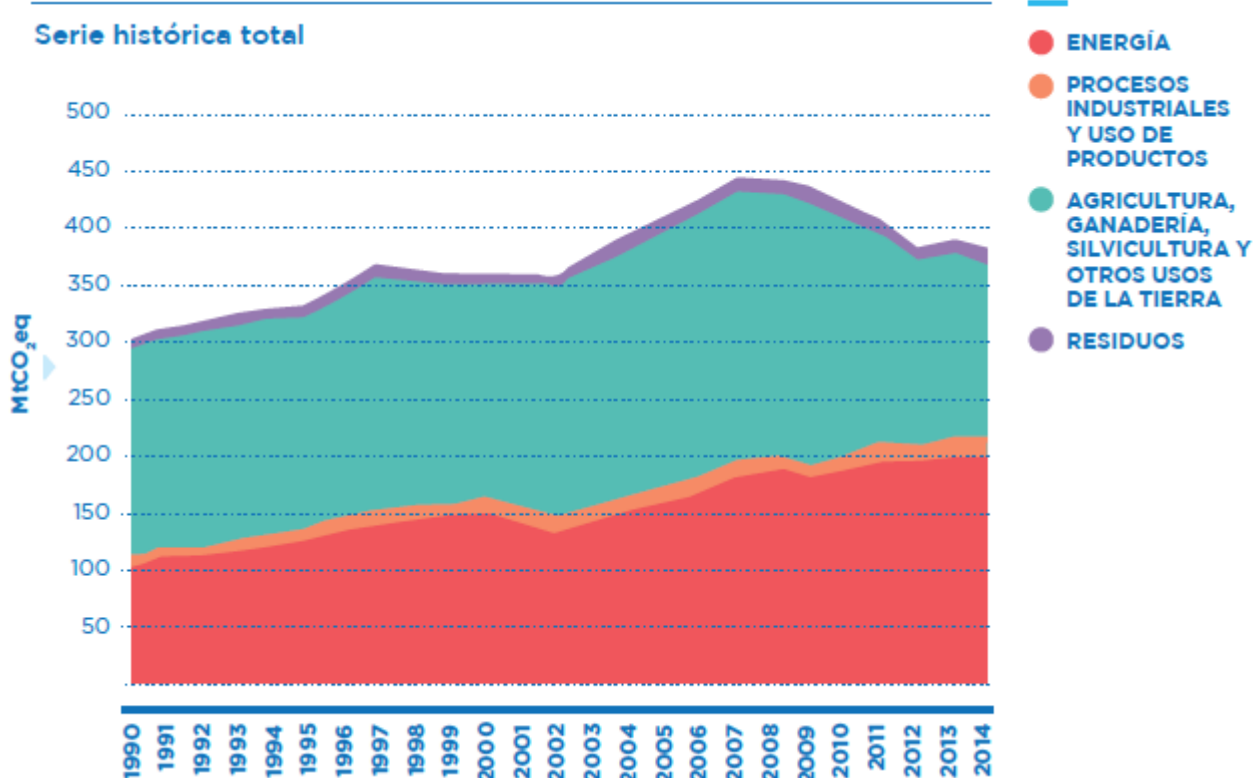


**Figura 13.** Distribución de GEI sector Energía al 2014.

**Fuente:** Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Argentina. <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/files/inventario-nacional-gei-argentina.pdf>.

La Figura 14 muestra la evolución de los distintos sectores para la serie histórica 1990-2014. Se puede apreciar que las emisiones del país han tenido una tendencia creciente, con algunos picos del sector AGSOUT, este sector tiene en cuenta la Agricultura, Ganadería, Silvicultura y otros usos del suelo. Estos aumentos son debidos principalmente al boom sojero y el corrimiento de la frontera agrícola, sumado a la sanción de la Ley 26.331 de presupuestos mínimos de protección ambiental de los bosques nativos que ordena territorialmente el uso de las superficies de bosques nativos, que llevó a un mayor desmonte al principio por especulación de los productores agrícolas y luego, a una caída pronunciada. También se aprecian caídas entre los años 2000 y 2002 fruto de la crisis económica sufrida por el país en ese período y un retroceso en el momento de la crisis financiera internacional del año 2008 que, sumado a factores internos, llevó a cierto estancamiento de la economía de los años siguientes. En este período se observa una caída pronunciada de los sectores ligados a la economía como el energético.

Los sectores que siguen mayormente las condiciones económicas y/o poblacionales reflejan una tendencia creciente a lo largo de los años (Energía, Procesos Industriales y Residuos). En cambio, el sector AGSOUT muestra los vaivenes asociados a condiciones externas, a políticas del sector, a condiciones climáticas, entre otras, que modifican las decisiones de los productores agropecuarios y forestales en el corto plazo.



**Figura 14.** Tendencia de las emisiones de GEI.

**Fuente:** Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Argentina. <https://inventarioge.ambiente.gob.ar/files/inventario-nacional-gei-argentina.pdf>.

## 8. PROYECCIÓN GEI

Partiendo del año 2014 se tendrán en cuenta tres escenarios energéticos hacia el año 2050. El primer escenario denominado BAU, por sus siglas en inglés Business As Usual, y dos Alternativos que plantean una incorporación masiva de energías renovables, hidráulicas y centrales nucleares a fines de lograr al año 2050 la reducción de emisiones del sistema eléctrico y de transporte. El primer escenario alternativo será en función de la meta incondicional planteada por la Argentina en su Contribución Nacional, mientras que el segundo será con la meta incondicional que es la que contempla las medidas adicionales que no integran la Contribución Nacional pero definen el trabajo a futuro hacia el que se procurará avanzar junto con la comunidad internacional en pos de resolver los aspectos que fundamentan su condicionalidad, para incluirlas en la próxima Contribución Nacional.

### 8.1. Escenario BAU

El escenario BAU contará con la penetración de energías renovables, un mayor aporte de la nucleoelectrica y participación de energía eléctrica en la demanda de energía final en los sectores residencial, agropecuario, comercial y público e industrial, manteniendo la tendencia observada durante las últimas décadas. En lo que respecta al sector transporte se analizará una incorporación moderada de vehículos eléctricos.

A partir de esta premisa, se simuló el escenario tendencial o “Business As Usual” manteniendo el statu quo del año 2014 para todo el período de análisis (en lo referente a la matriz productiva, energética y las emisiones), bajo la suposición de que el crecimiento de la economía se mantiene constante con un aumento del PBI anual del 2% hasta el año 2050. La proyección realizada con el crecimiento del PBI se realizó desde el año 2011 debido a que este es un período de mayor estabilidad, eliminando así los períodos de crisis que provocan una distorsión de los resultados. Como resultado de la proyección se obtuvo que las emisiones de GEI totales alcanzarían un valor cercano a los 573 MMtCO<sub>2</sub>eq al 2030 y a 852 MMtCO<sub>2</sub>eq al 2050. Este escenario se muestra en la Figura 15. Debido a que el análisis será sobre el CO<sub>2</sub> las toneladas equivalentes de GEI corresponden a toneladas de CO<sub>2</sub>.

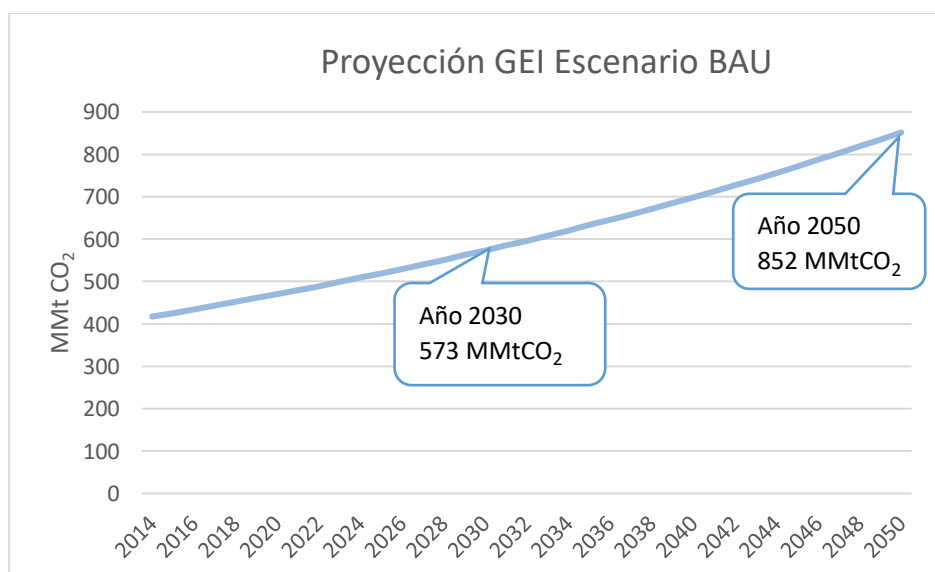
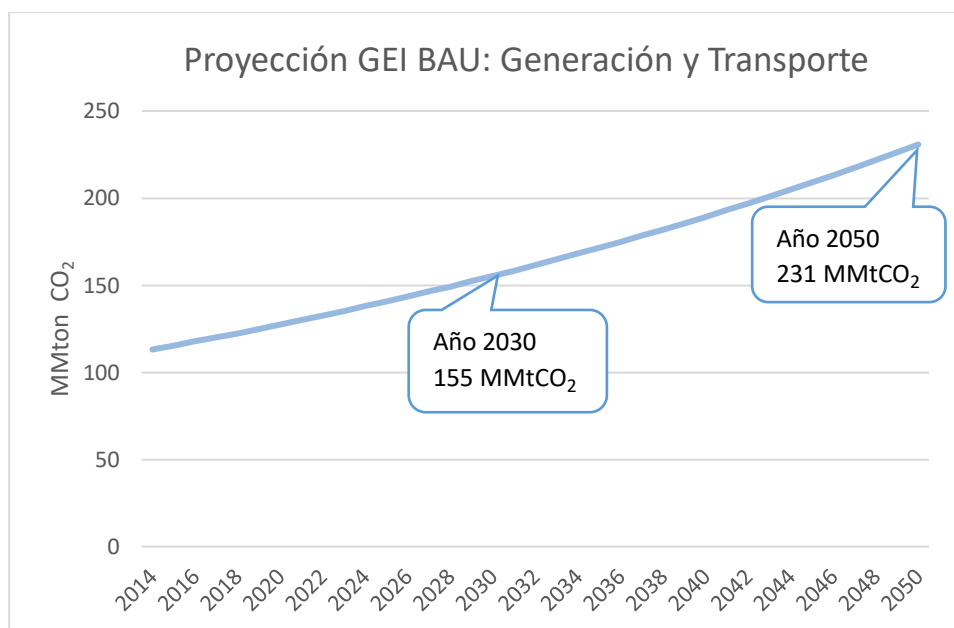


Figura 15. Proyección emisiones totales de GEI del Escenario BAU.

Fuente: Elaboración propia.

Este trabajo se centrará en las emisiones generadas en la generación de electricidad y en el transporte que corresponden al 27.1% de las emisiones totales, con 11.6% de participación para la generación y un 15.5% para el transporte. Estos valores por subsector fueron obtenidos del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero para el 2014 y realizando una simplificación se consideraron constantes estos porcentajes para las proyecciones, ya que estos valores no presentan variaciones significativas en el tiempo. A continuación, se presentan las proyecciones de emisión de este escenario para los sectores considerados:



**Figura 16.** Proyección emisiones de GEI Generación y Transporte.

Fuente: Elaboración propia.

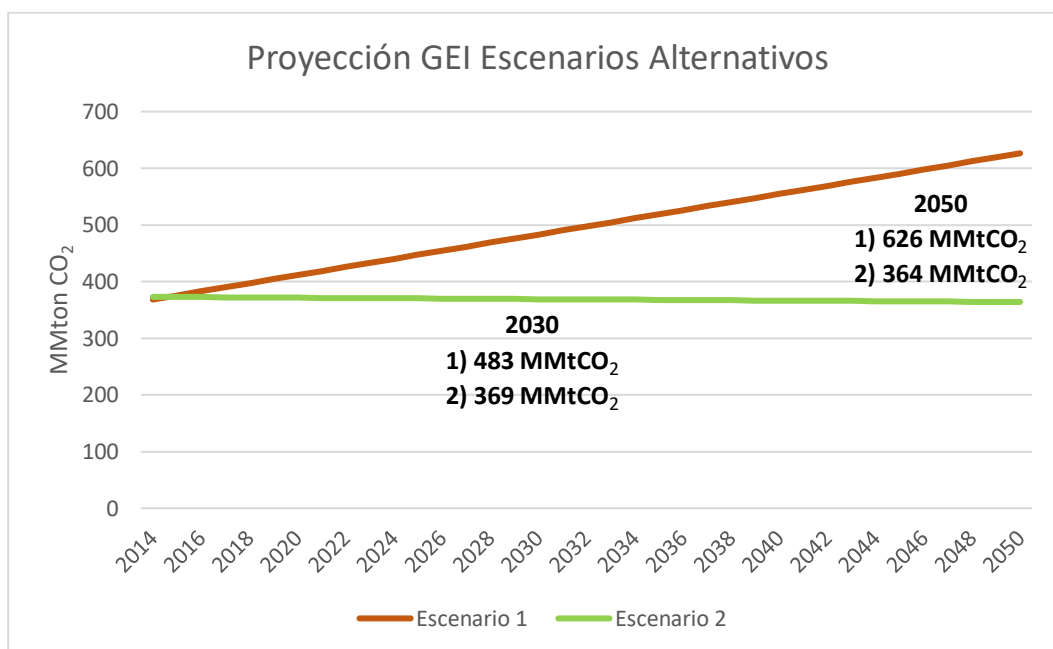
## 8.2. Escenarios Alternativos

El primer escenario alternativo está dado por la meta absoluta o “incondicional” asumida que es no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO<sub>2</sub> eq) en el año 2030. La proyección al 2050 bajo esta meta es de 626 MtCO<sub>2</sub>, lo que implica una descarbonización del 27% respecto a las 852 proyectadas para el escenario BAU.

El segundo escenario alternativo, está dado por la meta “condicional” donde se incluyeron medidas sujetas a condiciones de disponibilidad y costos de tecnología y de financiamiento para no exceder las 369 MtCO<sub>2</sub> eq adicionalmente al 2030. La proyección al 2050 bajo esta meta es de 364 MtCO<sub>2</sub>, lo que implica una descarbonización del 57% respecto a las 852 proyectadas para el escenario BAU.

Estas medidas adicionales no integran la Contribución Nacional pero definen el trabajo a futuro hacia el que se procurará avanzar junto con la comunidad internacional en pos de resolver los aspectos que fundamentan su condicionalidad, para incluirlas en la próxima Contribución Nacional cuyo objetivo es limitar el calentamiento global a 1,5° C.

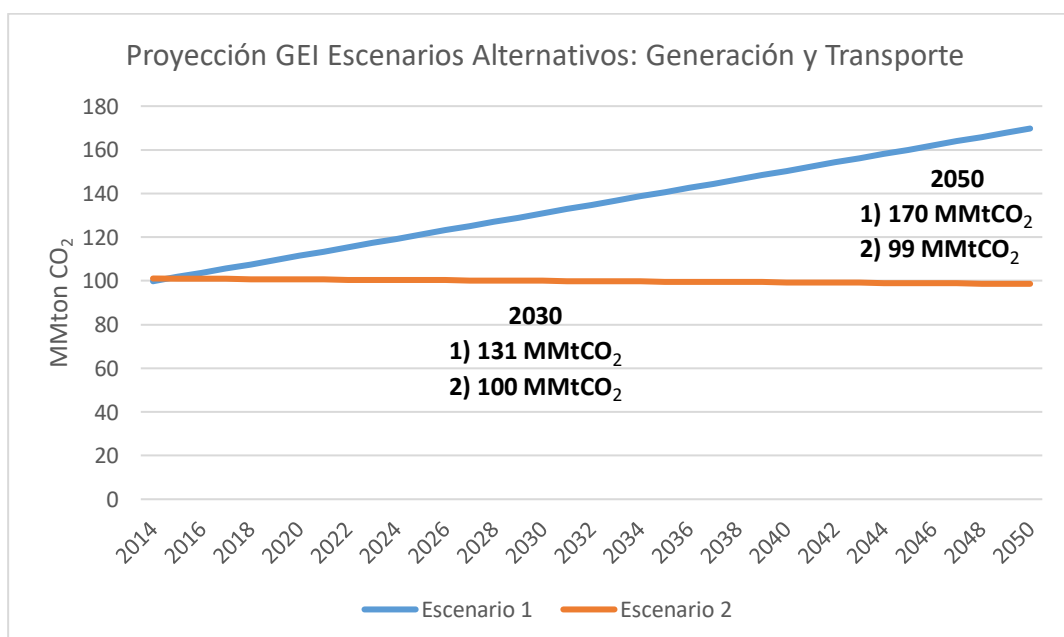
En el Escenario 1 se aplican medidas de mitigación y cambios en la matriz energética maximizando el potencial en todos los sectores en base a lo propuesto por las contribuciones nacionales no condicionadas del gobierno, mientras que en el Escenario 2, se introducen políticas de mitigación y cambios en la matriz energética orientados a maximizar los beneficios de la descarbonización en un contexto de apoyo internacional. Estos escenarios se muestran en la Figura 17.



**Figura 17.** Proyección emisiones de GEI de los escenarios 1 y 2.

**Fuente:** Elaboración propia.

Considerando las emisiones generadas en la generación de electricidad y en el transporte que corresponden al 27.1% de las emisiones totales, se presentan las proyecciones de emisión de los escenarios alternativos para los sectores considerados:



**Figura 18.** Proyección emisiones de GEI de los escenarios 1 y 2 al 2050.

Fuente: Elaboración propia.

## 9. PBI Y PROYECCIONES

El nivel de actividad de un país se mide a través del Producto Bruto Interno (PBI), que es la suma de los valores monetarios de los bienes y servicios producidos en un determinado periodo.

Este no contempla los bienes intermedios - sin duplicaciones - que corresponden a la suma del valor agregado individual de todas las actividades de la economía que se genera durante un periodo. Se considera Valor Agregado Bruto (VAB) al valor incorporado de la transformación de los bienes y servicios utilizados en el proceso productivo.

La metodología de INDEC define al PBI de la economía en su conjunto como el total del VAB a precios básicos<sup>4</sup> de todas las unidades institucionales (sociedades, gobierno, hogares, instituciones sin fin de lucro que sirven a los hogares) residentes en la economía, sumando todos los impuestos sobre los productos y restando todas las subvenciones sobre los productos.

Se consideran dos conceptos importantes: PBI nominal y PBI real. El primero también es llamado a precios corrientes, y el segundo a precios constantes. El nominal hace referencia al conjunto de bienes y servicios a precios actuales del año de estudio, mientras que el real hace referencia al conjunto de bienes y servicios a precios de un año base<sup>5</sup> determinado por el sistema de cuentas nacionales.

El PBI nominal puede aumentar año a año porque se incrementa la producción (Q) o los precios (P). En una economía con alta inflación, este puede aumentar no porque existan más bienes y servicios sino porque sean más caros, por lo tanto la producción se incrementa al medirla en unidades monetarias. Por eso es importante calcular el PBI real ya que permite medir solo los cambios en la producción, valorándose en todos los periodos en relación a los precios de un año base.

A continuación se presentan los cálculos del PBI nominal y PBI real para la producción.

$$\text{PBI}_{\text{nominal}} = Y_t = \sum_{i=0}^n (P_{it} \cdot Q_{it})$$

$$\text{PBI}_{\text{real}} = Y_t = \sum_{i=0}^n (P_{i0} \cdot Q_{it})$$

Se considera  $Y_t$  al PBI del año (t) en análisis, teniendo como diferencia entre ambos cálculos el precio utilizado —correspondiente al año base o al año de estudio. Todos los bienes y servicios (n) que conforman esta economía están representados por “i”. La producción final del país es la sumatoria bienes y servicios ( $Q_{it}$ ) por sus precios ( $P_{it}$ ) o ( $P_{i0}$ ), según corresponda.

<sup>4</sup> Es el monto a cobrar por el productor por una unidad de un bien o servicio producido, menos los impuestos a pagar, más las subvenciones a cobrar por la misma unidad de producto por su producción o venta.

<sup>5</sup> En las cuentas nacionales es aquel para el cual se realiza una investigación estadística detallada y exhaustiva de la economía en las distintas ramas de actividad económica, a fin de identificar y describir la estructura económica actual.



En este trabajo se utiliza para las proyecciones macroeconómicas el VAB. A continuación se presenta una tabla que detalla el PBI y VAB a precios constantes y corrientes para el año 2014. Los valores están expresados en millones de pesos. El último año base establecido por el Sistema de Cuentas Nacionales para nuestro país fue el año 2004.

|   | 2014                   |                              |
|---|------------------------|------------------------------|
|   | Precios 2004 (MM AR\$) | Precios corrientes (MM AR\$) |
| <b>PRODUCTO INTERNO BRUTO</b>   | <b>725.331</b>         | <b>4.579.086</b>             |
| Impuesto a los productos netos de subsidios (a los ingresos brutos, específicos, a los débitos y créditos bancarios, a las exportaciones) | 57.494                 | 374.569                      |
| IVA   | 55.125                 | 331.203                      |
| Impuesto a los productos importados (derechos de importación)   | 8.865                  | 30.058                       |
| <b>VALOR AGREGADO BRUTO a precios básicos</b>   | <b>603.848</b>         | <b>3.843.257</b>             |
| A - Agricultura, ganadería, caza y silvicultura.  | 51.579                 | 296.468                      |
| B - Pesca   | 2.556                  | 10.913                       |
| C - Explotación de minas y canteras   | 21.113                 | 170.195                      |
| D - Industria manufacturera   | 121.283                | 676.458                      |
| E - Electricidad, gas y agua  | 12.473                 | 52.742                       |
| F - Construcción  | 22.123                 | 212.288                      |
| G - Comercio mayorista, minorista y reparaciones  | 93.677                 | 553.275                      |
| H - Hoteles y restaurantes  | 11.519                 | 92.601                       |
| I - Transporte y comunicaciones   | 59.010                 | 252.845                      |
| J - Intermediación financiera   | 27.663                 | 159.737                      |
| K - Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler  | 74.330                 | 416.131                      |
| L - Administración pública y defensa; planes de seguridad social obligatorios   | 33.295                 | 336.546                      |
| M - Enseñanza   | 26.983                 | 228.890                      |
| N - Servicios sociales y de salud   | 23.536                 | 220.025                      |
| O - Otras actividades de servicios comunitarios, sociales y personales  | 18.522                 | 130.257                      |
| P - Hogares privados con servicio doméstico   | 4.184                  | 33.886                       |

**Tabla 12.** PBI y VAB a precios constantes y corrientes, año 2014

Fuente: INDEC.

#### Tipo de cambio

Se utiliza el Tipo de Cambio (TC) de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista) y Tipo de Cambio Nominal Promedio Mensual (TCNPM) informados por el Banco Central de la República Argentina (BCRA). En el análisis de este trabajo se toma el TC del último día hábil del 2014, dado que este año fue elegido como base de estudio para las proyecciones de demanda.

| Tipo de cambio 2014 (AR\$) |                  |
|----------------------------|------------------|
| Promedio                   | Último día hábil |
| \$ 8,12                    | \$ 8,55          |

**Tabla 13.** Tipo de cambio adoptado año 2014

Fuente: Banco Central de la República Argentina. [www.bcra.gob.ar](http://www.bcra.gob.ar)

#### Supuestos de crecimiento económico

Según el análisis de la serie de datos históricos del INDEC, se tomó una tasa de crecimiento del PBI para un escenario BAU del 2 % anual.

|                          |   |                  |
|--------------------------|---|------------------|
| <b>Daphne<br/>Agosin</b> | <b>Escenario de descarbonización del sistema<br/>energético argentino al año 2050</b> | Página 65 de 167 |
|--------------------------|---|------------------|

Asimismo, para este escenario se supone una participación sectorial en el valor agregado bruto que se mantiene igual a la del año base 2014. Esto se cumple considerando que se mantendrá constante la estructura de todos los sectores productivos de la economía.



## 10. COMPOSICIÓN DE LOS SECTORES EVALUADOS

### 10.1. Residencial

Según el último censo publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de la República Argentina (INDEC), el 91% se encuentra concentrado en zonas urbanas, el 6% en zonas rurales de forma dispersa y el 3% restante en zonas rurales agrupadas. La ciudad autónoma de Buenos Aires alberga cerca de 3 millones de habitantes y tan solo en la provincia de Buenos Aires se encuentra el 38% de la población total del país<sup>6</sup>. Cerca del 70% de la población está concentrada en la capital federal y cinco provincias: Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe, Mendoza y Tucumán, como se muestra en la siguiente figura.

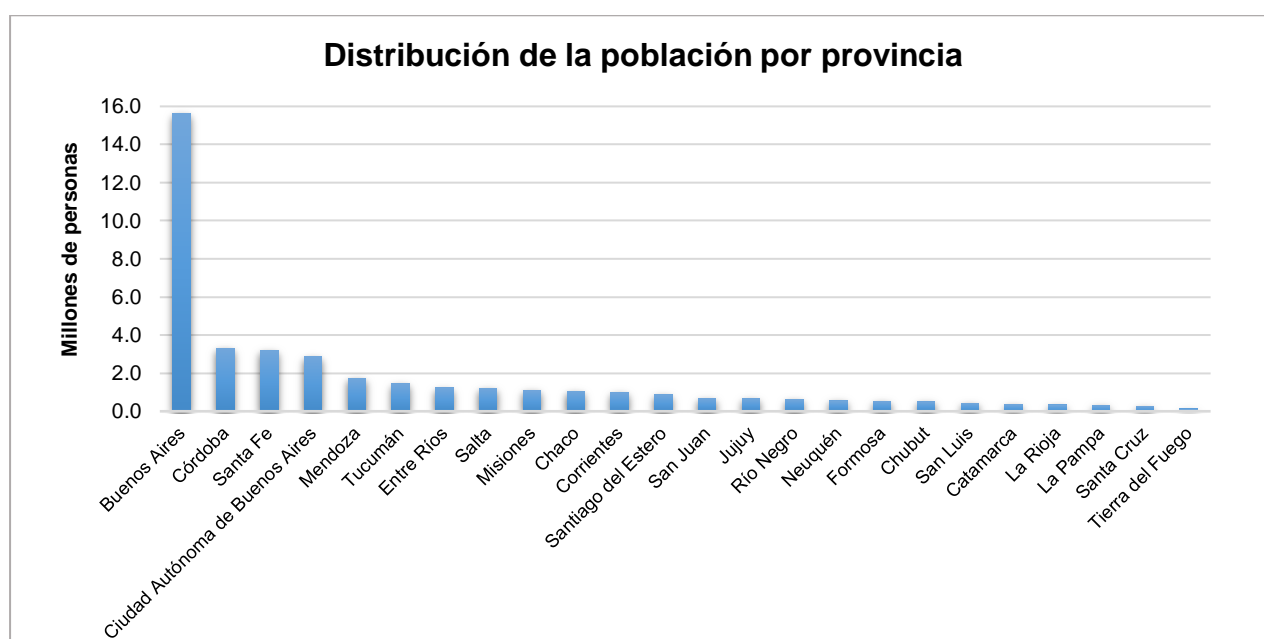


Figura 19. Distribución de la población por provincia. Censo 2010

Según proyecciones del INDEC, se estima que el ritmo del incremento de población se hará cada vez más lento a medida que avance el tiempo. La tasa bruta de natalidad seguirá una tendencia descendente en el periodo de estudio y la tasa de mortalidad descenderá levemente en línea con el aumento de la esperanza de vida<sup>7</sup>. Por dichos motivos, se espera un crecimiento de la población con un ritmo de desacelerado detallado en el Figura 20. Se estima que en año 2050, en el país habrá aproximadamente 56 millones de habitantes, un 32% mayor a la población para el año 2014.

<sup>6</sup> Censo 2010, Instituto Nacional de Estadísticas y Censos - INDEC

<sup>7</sup> Estimaciones y proyecciones de población 2010-2040, INDEC

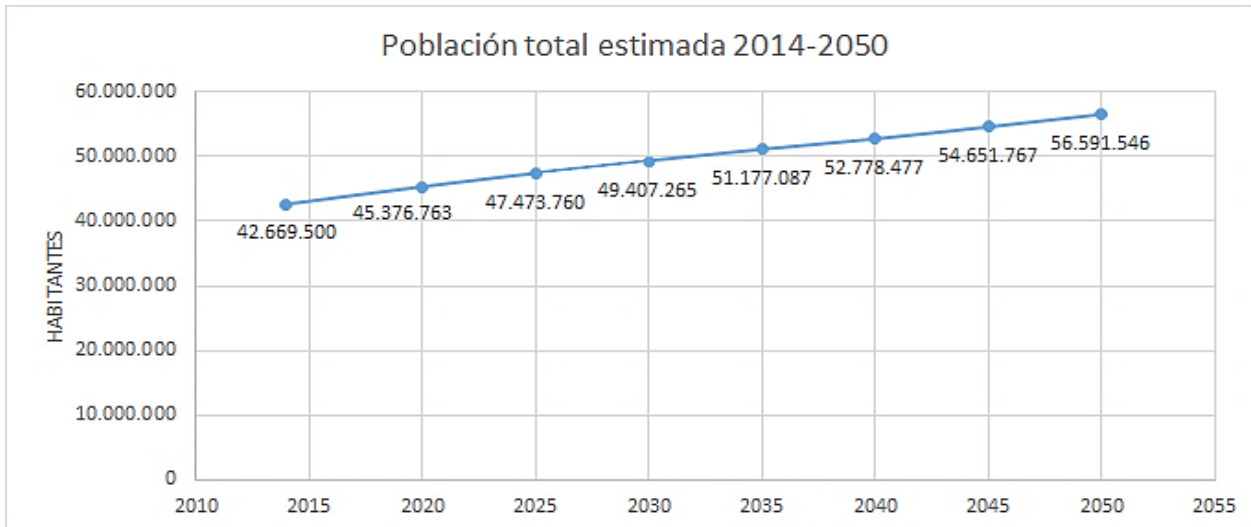


Figura 20. Población total estimada 2014-2050

Fuente: INDEC. Elaboración propia.

### 10.1.1. Consumo de energía Residencial

El sector residencial tuvo un gran crecimiento del consumo de energía en los últimos años. Como se ve en la Figura 21, es el sector con mayor incremento en la participación en la demanda energética del país.

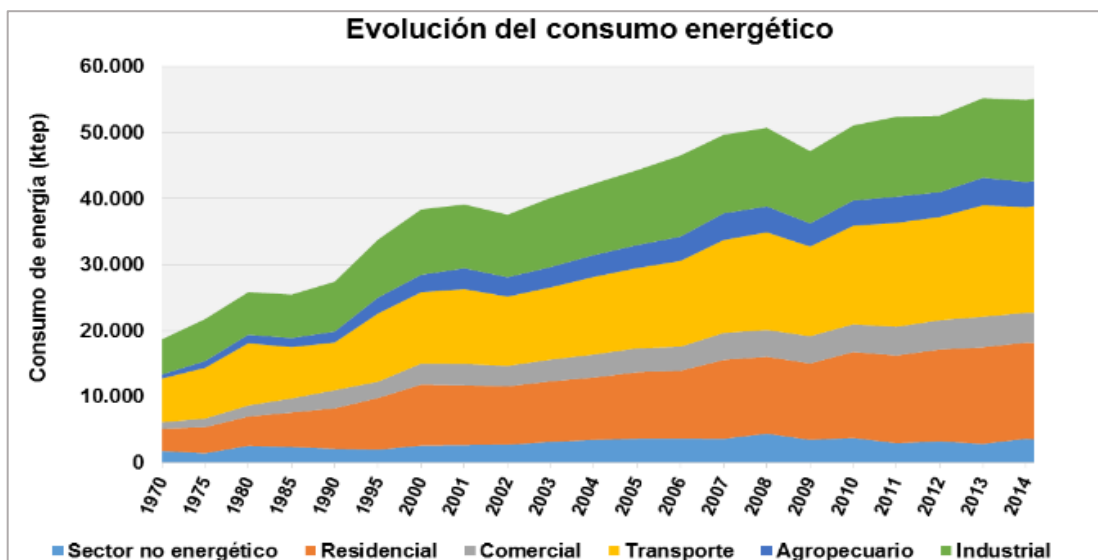


Figura 21. Evolución del consumo de energía por sector.

### 10.1.2. Consumo de gas Residencial

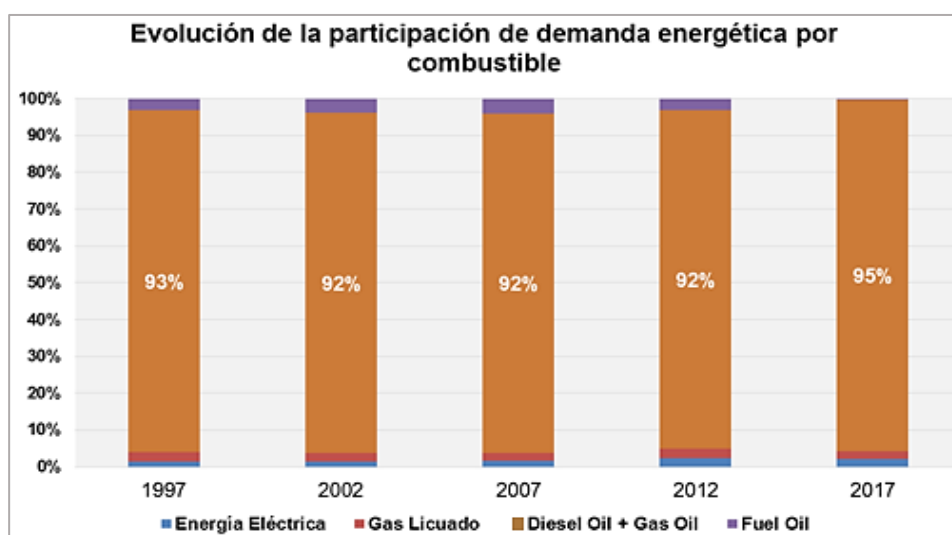
El consumo de gas natural en hogares es de carácter termo-dependiente, es decir, que el aumenta al disminuir la temperatura. A temperaturas mayores a 20°C, el consumo específico se estabiliza en un valor cercano a 2 m<sup>3</sup>/día por usuario. El consumo es principalmente para tres usos: cocción, calentamiento de agua sanitaria y calefacción. El consumo en calefacción corresponde en su mayoría a los meses de invierno y corresponde a más de la mitad del consumo anual de gas. Los consumos son aproximadamente similares en todos los hogares y se puede tomar un consumo promedio representativo de toda la población de 0,3 ± 0,12 m<sup>3</sup>/día que equivale a 3.2 kWh/día.

### 10.1.3. Consumo de Electricidad Residencial

La energía eléctrica representa el 27% del consumo de energía residencial y es el segundo en importancia luego del gas natural. Los servicios eléctricos tienen una tasa de cobertura del 98% de la población, lo que implica que casi la totalidad de hogares poseen este tipo de energía. Según datos del Censo 2010, el 55,2% de la demanda eléctrica residencial pertenece al área de Capital Federal y GBA, Córdoba y Santa Fe un 7% cada una y las demás provincias menos del 2% cada una. En promedio, un hogar consume aproximadamente 3.000 kWh/año.

## 10.2. Agropecuario

El sector agropecuario incluye cultivos agrícolas, cría de animales, servicios y construcciones agropecuarias, caza, silvicultura y extracción de madera, la pesca marítima y continental, la explotación de criaderos y granjas piscícolas, y los servicios conexos. Durante los últimos 20 años la participación de demanda energética se comportó de la siguiente manera:



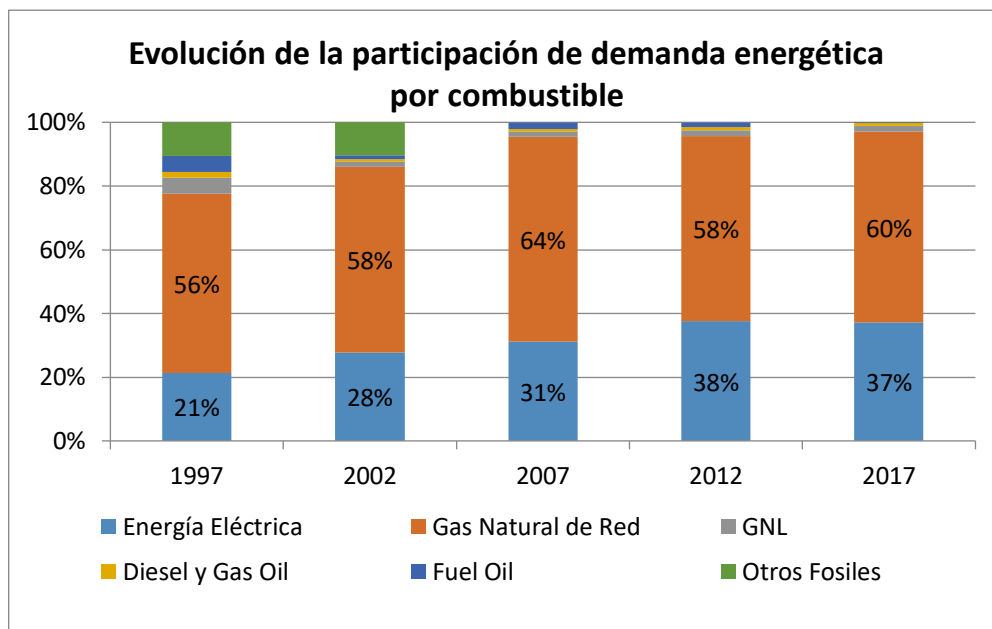
**Figura 22.** Sector Agropecuario: demanda energética por combustible.

**Fuente:** Balance Energético Nacional, Secretaría de Energía de la Nación.

Como se puede observar los combustibles diésel y gasoil representan la mayor participación de demanda energética.

### 10.3. Industrial

En la siguiente figura se puede observar la evolución en la participación de demanda energética en el sector industrial.

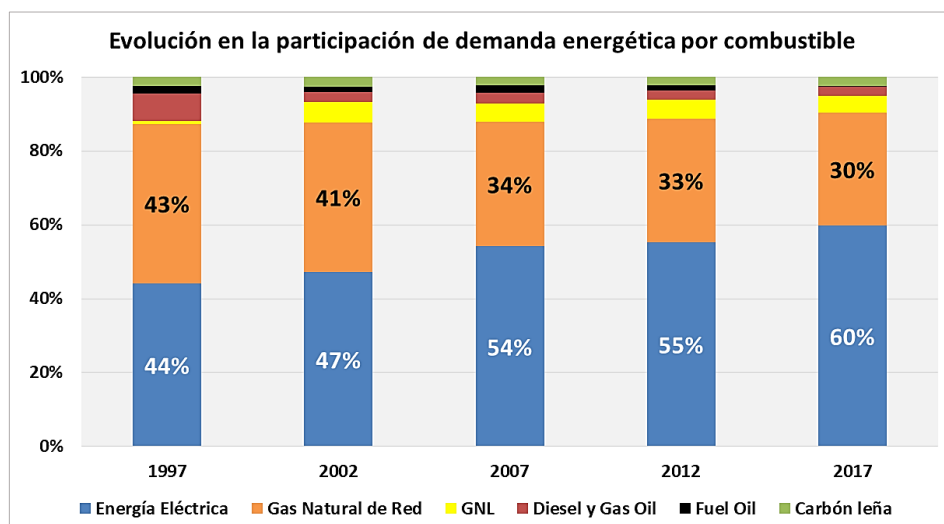


**Figura 23.** Sector Industrial: demanda energética por combustible.

**Fuente:** Balance Energético Nacional, Secretaría de Energía de la Nación.

### 10.4. Comercial y Público

El sector incluye el comercio mayorista y minorista y reparación de efectos personales y enseres domésticos. Hoteles y diferentes alojamientos, el sector gastronómico, la intermediación financiera y actividades inmobiliaria. Comprende también la administración pública, defensa y seguridad social obligatoria. En la siguiente figura se puede observar la evolución en la participación de demanda energética en el sector.



**Figura 24.** Sector Comercial: demanda energética por combustible.

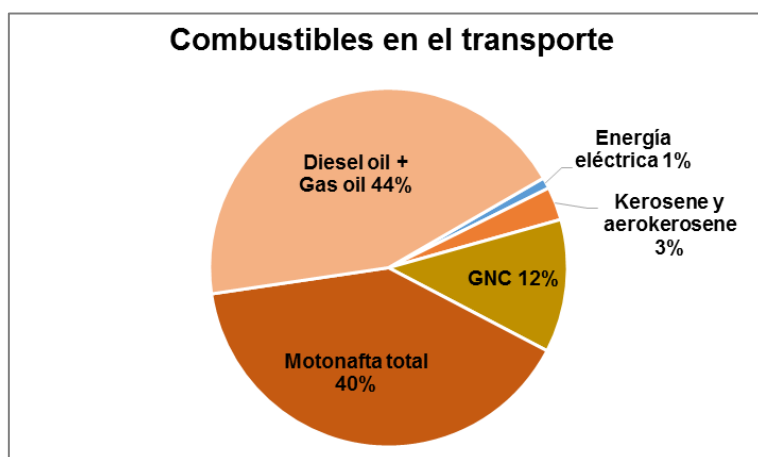
**Fuente:** Balance Energético Nacional, Secretaría de Energía de la Nación.



## 11. SECTOR TRANSPORTE

### 11.1. Características

El transporte es, a nivel global, un gran responsable del consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero. Por ello este sector se ha estudiado exhaustivamente y se modeló su demanda de forma integral. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), representa cerca del 23% de las emisiones globales, con un incremento promedio del 2% anual en los últimos 20 años. En Argentina el consumo de energía en el transporte para el año 2014 fue de 16.016 ktep<sup>8</sup>, representando el 28,6%, siendo el sector más demandante de energía país. Puede dividirse en dos componentes: el transporte de cargas y el de pasajeros. Este último consume cerca del 70% de la demanda del sector, mientras que la energía utilizada para mover cargas en el país representa el 30% restante<sup>9</sup>. En cuanto a los energéticos utilizados, tan solo el 1% corresponde a energía eléctrica y la totalidad restante a combustibles líquidos y gaseosos. En la siguiente figura se observa su distribución porcentual.



**Figura 25.** Participación de combustibles en el Transporte año 2014.

**Fuente:** Balance Energético Nacional año 2014, Secretaría de Energía de la Nación.

El modo carretero predomina ampliamente con el 95% del consumo energético, seguido por el aéreo con un 4% y el ferroviario con un 1%<sup>10</sup>. Una primera desagregación es diferenciar el transporte de pasajeros en Urbano e Interurbano, que tienen diferentes hábitos de consumo debido a las grandes distancias que posee nuestro país.

A su vez, cada modo de transporte puede clasificarse en base al tipo de combustible que utiliza (Tabla 14).

<sup>8</sup> Balance Energético Nacional 2014, Secretaría de Energía de la Nación.

<sup>9</sup> Estimaciones propias según datos recopilados.

<sup>10</sup> Estimaciones según CNRT, Ministerio de Transporte.

|              | Modo               | Combustible        |
|--------------|--------------------|--------------------|
| De Pasajeros | Automotor          | Nafta, Gas Oil     |
|              | Colectivos         | Gas Oil            |
|              | Ómnibus            | Gas Oil            |
|              | Ferrovial          | Gas Oil, Eléctrico |
|              | Subterráneo        | Eléctrico          |
|              | Aéreo              | Aerokerosene       |
| De Carga     | Automotor          | Gas Oil            |
|              | Ferrovial          | Gas Oil            |
|              | Marítimo y Fluvial | GasOil - Fuel Oil  |

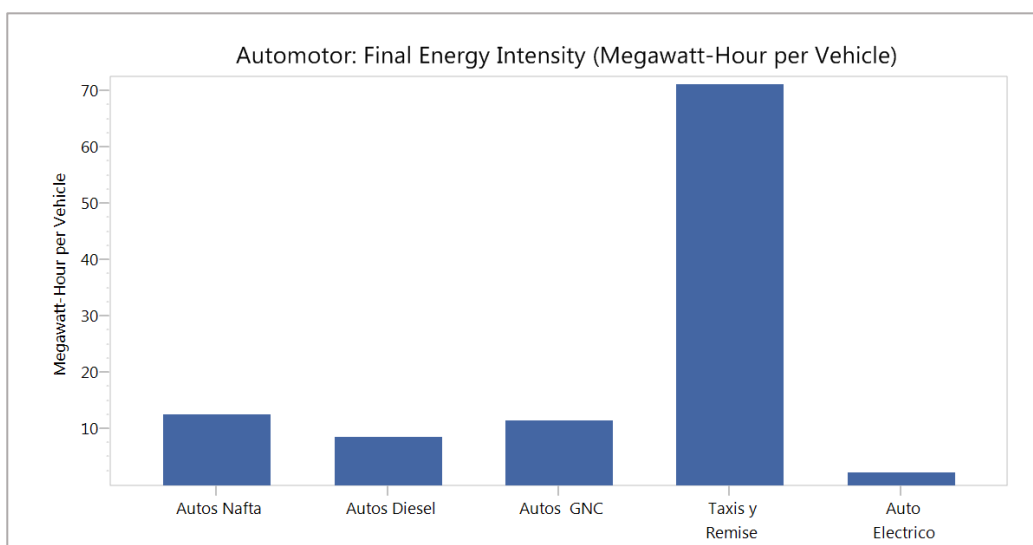
**Tabla 14.** Modos de transporte por función y tipo de combustible.

**Fuente:** Elaboración propia basada en datos del Ministerio de Transporte.

## 11.2. Vehículos particulares

Al presente existen cuatro tipos de configuraciones motrices para vehículos particulares: Los vehículos de combustión interna a ciclo Otto (nafteros), los de ignición por compresión que utilizan Gas Oil (motor Diesel), vehículos con motores de ignición que funcionan a GNC, híbridos eléctrico-nafta o diesel-eléctrico y autos 100% eléctricos.

La flota circulante de vehículos particulares en Argentina, para el año 2014, está compuesta por un total de 11.105.646 vehículos. De ellos, el 52% son vehículos a nafta, 33% a gasoil y el 15% restante a GNC<sup>11</sup>. Está conformada por el 89% de automóviles, y 11% de utilitarios livianos. En este trabajo se distinguieron a su vez a los taxis y remises, ya que tienen un consumo anual mayor al de los particulares. El consumo específico está dado por el tipo de vehículo y cantidad de kilómetros recorridos anuales, detallado en la Figura 26, donde se compara el consumo en MWh/año por tipo de combustible utilizado. El consumo de los taxis y remises es casi 6 veces mayor al de los automóviles particulares, ya que se estiman que recorren alrededor de 75.000 km anuales, mientras que el automóvil particular tiene un estimado de 12.000 km.



**Figura 26.** Consumo específico anual por tipo de vehículo en MWh/año

<sup>11</sup> Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC) y Asociación de Fabricantes de Automotores (ADEFSA).

La tasa de motorización mide la cantidad de vehículos por habitante en un lugar y periodo dado. En este estudio se incluyen tanto los automóviles, como los vehículos utilitarios livianos, taxis, etc. Históricamente, se verificó una relación positiva entre la tasa de motorización y el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI). En las proyecciones de este informe se verá un crecimiento en la tasa de motorización más que proporcional respecto al crecimiento del PBI total y del PBI per cápita, ya que esta tendencia se viene comprobando en los últimos años. Según el informe “*Estudio sobre tasa de motorización. Relaciones y determinantes*”<sup>12</sup> en donde se hizo un análisis de 35 países en el periodo 1998-2009 de este índice, se observa un crecimiento marginal decreciente de la tasa de motorización en relación del PBI total nacional y del PBI per cápita. Además, señala que hay un límite en este crecimiento aproximado de 450 vehículos cada mil habitantes, con ciertas excepciones como el caso de Estados Unidos y Dinamarca. Señala además que la tasa de motorización es más alta en los países de ingresos elevados en relación a los países con menores ingresos por habitante.

Según informes oficiales de la Asociación de Fabricantes Automotores (ADEFSA), la cantidad de vehículos particulares entre el año 2010 y 2014 aumentó un 23%, mientras que la población tan solo cerca de un 4%<sup>13</sup>. Por lo tanto, la tasa de motorización paso de 220 vehículos cada mil habitantes a 271 vehículos cada mil habitantes. Por este motivo, se puede suponer que esta tasa seguirá en crecimiento en los próximos años, esto se verá con más detalle en los escenarios planteados.

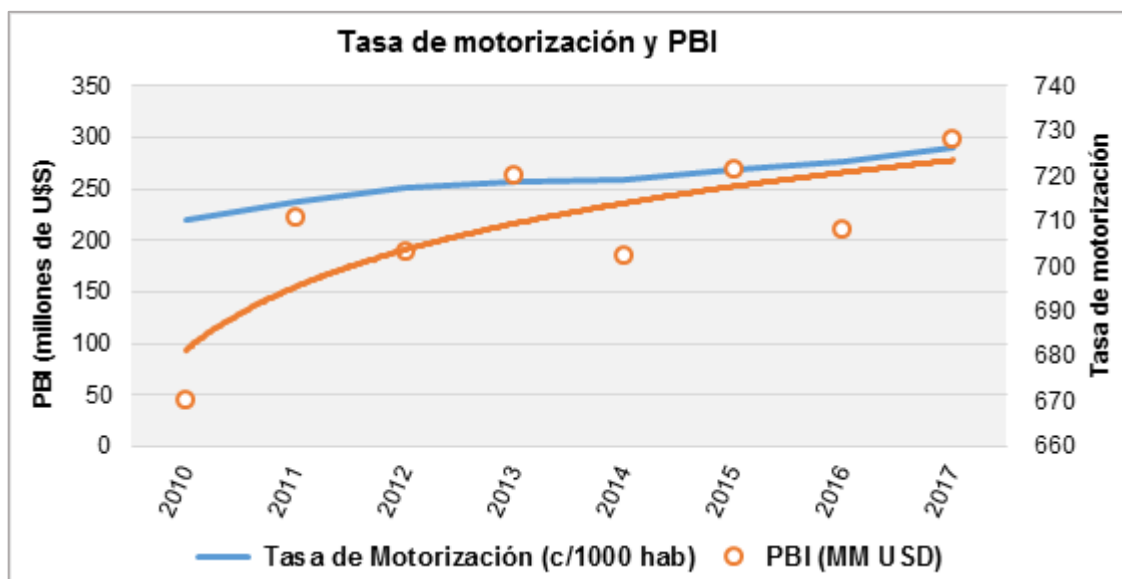
| Año  | Automóviles | Vehículos utilitarios livianos | Total      | Incremento Anual |
|------|-------------|--------------------------------|------------|------------------|
| 2010 | 8.149.712   | 910.740                        | 9.060.452  | -                |
| 2011 | 8.894.375   | 993.957                        | 9.888.332  | 9 %              |
| 2012 | 9.476.497   | 1.060.231                      | 10.577.692 | 7 %              |
| 2013 | 9.760.838   | 1.090.785                      | 10.888.226 | 3 %              |
| 2014 | 9.988.169   | 1.117.477                      | 11.146.086 | 2 %              |

**Tabla 15.** Evolución de la flota circulante de automóviles de Argentina.

Los datos correspondientes al PBI per cápita fueron obtenidos del INDEC, en tanto que las tasas de motorización se obtuvieron de la Asociación de Fabricantes de Automóviles (ADEFSA) y la Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC). Se puede observar en la Figura 27 que existe una correlación entre el crecimiento del PBI anual y la cantidad de vehículos cada mil habitantes, por lo que se puede estimar que se mantenga esa relación de crecimiento en el periodo de estudio.

<sup>12</sup> Centro Tecnológico de Transporte, Tránsito y Seguridad Vial, Ing. Enrique María Filgueira, 2011.

<sup>13</sup> Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), 2014.



**Figura 27.** Relación Tasa de motorización – PBI

Fuente: Elaboración Propia, y datos de AFAC e INDEC

A pesar de que la evolución del PBI tiene cierta variabilidad, se puede esperar que la tasa de motorización en el país se eleve en los próximos años, de acuerdo con el crecimiento del PBI. Esto traería grandes problemas como fuertes congestiones en autopistas y ciudades, accidentes, ruido, contaminación visual y problemas ambientales. Una de las propuestas planteadas para combatir estos problemas es el incentivo hacia el cambio modal al transporte público de pasajeros (principalmente en el ámbito urbano) y, en este caso, la implementación de movilidad eléctrica para reemplazar parcialmente los vehículos de combustión interna.

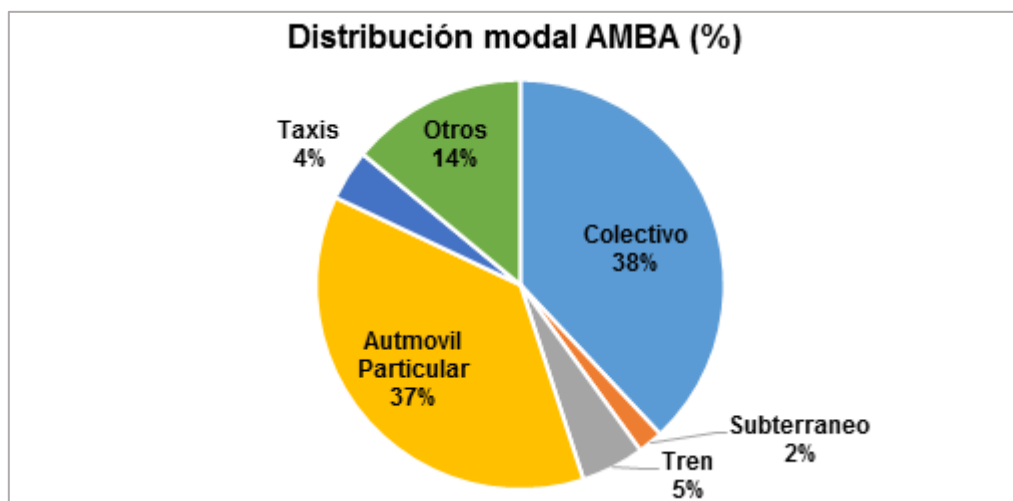
### 11.3. Transporte público urbano

#### 11.3.1. Distribución modal

El transporte urbano es la movilidad de personas en el interior de los grandes aglomerados. Incluye diversos medios como autobuses, ferrocarriles, ómnibus, subterráneos y aviones. En cuanto a estudios de movilidad, no existen a nivel integral, por lo que la información es escasa. Se tomaron como referencia el estudio de la Cámara Argentina de la Construcción *“El transporte urbano de pasajeros por ómnibus de Buenos Aires”*<sup>14</sup> y el documento del Instituto de Transporte *“Una asignatura pendiente: Estado, instituciones y política en el sistema de Transporte”*<sup>15</sup>. Según estos estudios, y datos recopilados, del total de viajes realizados, el 55% se realiza por medio del transporte público, 41% por automóvil particular y el 14% restante por otros medios. La distribución modal del total del transporte de pasajeros puede observarse en la Figura 28.

<sup>14</sup> Lic. Patricia Brennan, Cámara Argentina de la Construcción, Área de Pensamiento Estratégico.

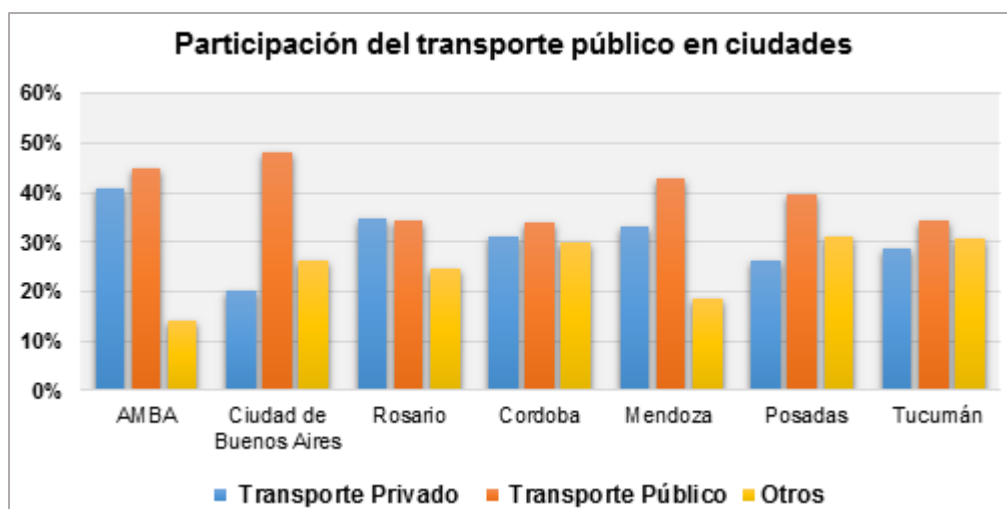
<sup>15</sup> José Barbero, Julián Betranou, Universidad Nacional de San Martín – Instituto del Transporte, 2015.



**Figura 28.** Distribución por modo de pasajeros en AMBA

Según el último Censo Nacional realizado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (2010) cerca del 50% de la población del país se encuentra concentrada en la zona de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la región Metropolitana (AMBA). En cuanto a la distribución de la flota circulante nacional, el 80% se encuentra concentrada en el centro, 12% en el norte y 8% en el sur del país. Del total de la flota que se encuentra en el centro del país, el 47 % se encuentra en Buenos Aires y Capital Federal<sup>16</sup>. Por este motivo, la mayor parte de los estudios realizados sobre la movilidad en el país se encuentran reducidos al análisis de la Región Metropolitana de Buenos Aires y Capital Federal.

El Observatorio Nacional de Datos del Transporte (ONDaT) cuenta con un estudio de movilidad realizado a nivel nacional en donde se hizo un relevamiento de los viajes realizados en diversas ciudades del país (Figura 29). La movilidad por transporte privado alcanza un promedio del 32%, el transporte público supera el 40% en la mayor parte de los casos y otras formas de transporte (medios no motorizados) cerca del 25%.



**Figura 29.** Participación del transporte público y privado en ciudades.

<sup>16</sup> Informe de flota circulante en Argentina, AFAC, 2014.

La cantidad de pasajeros transportados en transporte público por modo se obtuvo del Informe *Estadístico Anual de la Red Ferroviaria de Pasajeros del área Metropolitana de Buenos Aires del año 2014*. Según este informe, en dicha área se transportan anualmente cerca de 2.000 millones de pasajeros. En los últimos 20 años, el colectivo mantuvo su participación cercana al 70% de los pasajeros totales transportados, el ferrocarril un 20% y el subterráneo tan solo un 10%, a pesar de ser medios más eficientes en términos energéticos y de una capacidad de carga mayor.

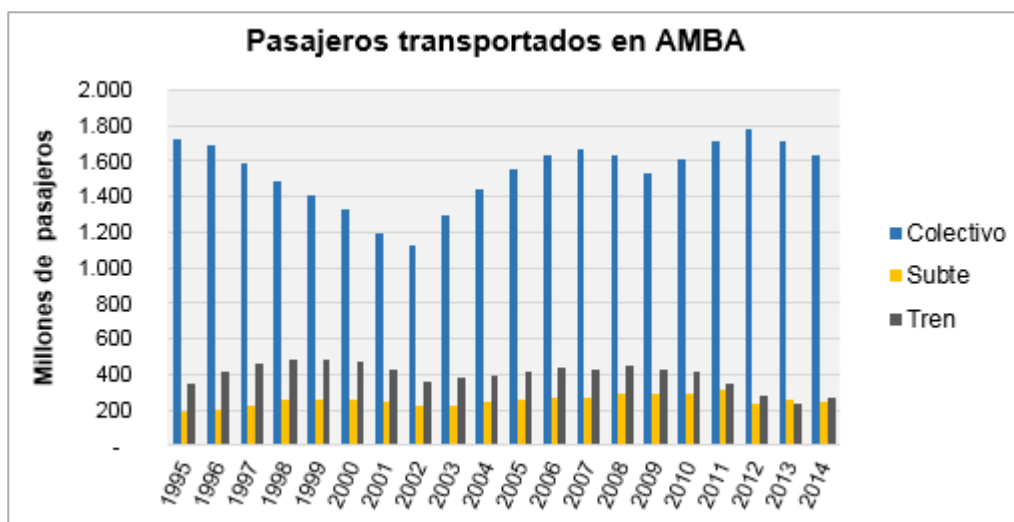


Figura 30. Pasajeros transportados en AMBA.

### 11.3.2. Colectivo urbano

Según el boletín estadístico anual publicado por la Comisión Nacional de Regulación del Transporte la flota de colectivos que prestan servicio en ámbito urbano se compone de aproximadamente 29.000 vehículos, y en promedio recorren 68.700 km anuales, con un coeficiente de ocupación del 70%.

Teniendo en cuenta los kilómetros recorridos anuales por vehículo y el consumo específico puede estimarse su demanda energética. El consumo específico promedio de este tipo de transporte es de 0,45 litros/km<sup>17</sup> y se puede llegar a un consumo anual de gasoil total de 1,067.70 MWy para el año base.

### 11.3.3. Ferrocarril urbano

Actualmente, en la región metropolitana existen siete líneas de transporte ferroviario que transportan un total de 265 millones de pasajeros anuales en el año 2014. El conjunto de las líneas suma una red de 23 ramales, que se extienden a lo largo de 971 km. De este total, 9 ramales son suministrados con energía eléctrica, mientras que los 14 restantes son de tracción diésel<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> El transporte Urbano de Pasajeros por ómnibus de Buenos Aires. Área de Pensamiento Estratégico

<sup>18</sup> Informe estadístico anual de la red ferroviaria de pasajeros en el Área Metropolitana de Buenos Aires (2017)

El tren-kilómetro-año es un indicador ampliamente utilizado para las estimaciones de consumo energético en el transporte ferroviario. Equivale a la cantidad de kilómetros por ramal que recorren todos los trenes que prestaron servicio durante un año. Como se puede observar en la Figura 31, hasta el año 2013 se observa una caída pronunciada que se debe a la retirada de servicios de formaciones antiguas y las obras de mejora en la infraestructura de la red que aún se llevan a cabo. A partir de ese año, se presenta una leve mejora, aunque se encuentra un 20% debajo del pico alcanzado en el año 2010.

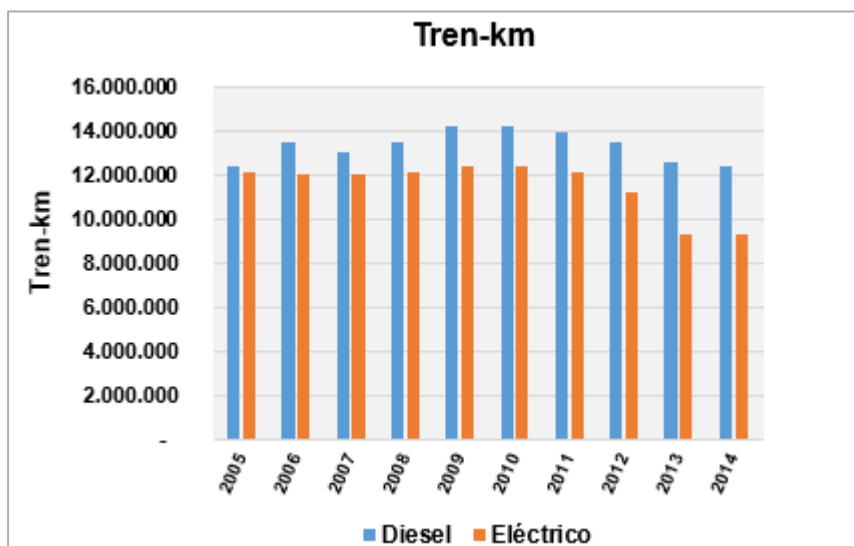


Figura 31. Evolución tren-km para ferrocarril y subterráneo

También se visualiza en el gráfico una tendencia de crecimiento en los trenes-km-año de los ferrocarriles eléctricos debido a la electrificación de ramales diésel, un ejemplo de esto es la línea Roca.

El consumo del tren varía en base a la carga, el porcentaje de ocupación y el tipo de tecnología que utiliza. Se estima que el consumo de este tipo de movilidad ronda los 0,5 litros/tren-km, lo que lleva a un consumo de 63.3 MWy totales para el año 2014 para el tren a gasoil.

En cuanto al tren con consumo eléctrico, la tecnología predominante son las unidades múltiples eléctricas CSR. Estas unidades se encuentran en la línea Mitre, General Roca, Sarmiento y Urquiza. Son equipos que están compuestos por equipos de tres y cuatro coches unidos mediante acople semipermanente. Estos se pueden unir para armar formaciones de hasta 8 coches en función de la demanda del ramal. Se suministra energía mediante corriente alterna a 25 kV y 50 Hz. Los trenes recorren normalmente a una velocidad de 35 km/h con una velocidad máxima de 120 km/h. El consumo específico, al igual que el tren diésel, varía en función de la velocidad y el coeficiente de ocupación, pero se puede estimar un consumo promedio de 2.255 kWh/tren-km. Con un consumo de 28.3 MWy para el año base.

#### 11.3.4. Subterráneo

La red de subterráneos de la Ciudad de Buenos Aires (CABA) está conformada por seis líneas y 1 premetro, con una extensión de 55,8 km. Cuatro de las seis líneas confluyen al centro de la ciudad, mientras que las demás líneas actúan como conectoras. La flota está compuesta por 662 coches y transportó un total de 241 millones de pasajeros en el año 2014. Con un consumo de 39.40 MWy para el año base.

### 11.4. Transporte público interurbano

#### 11.4.1. Distribución modal

Los servicios interurbanos o de larga distancia comprenden movilidades entre centros urbanos de distancias superiores a los 50 o 60 km, según la definición del Ministerio de Transporte de la nación. En nuestro país hay muy pocos estudios sobre la distribución modal de viajes de pasajeros de larga distancia. Si bien se tienen los datos de los pasajeros transportados por modo aéreo y ferrocarril, la información estadística del servicio de ómnibus regulares es más escasa por lo que se realizó un mayor nivel de estimaciones, al igual que el caso del transporte particular mediante auto.

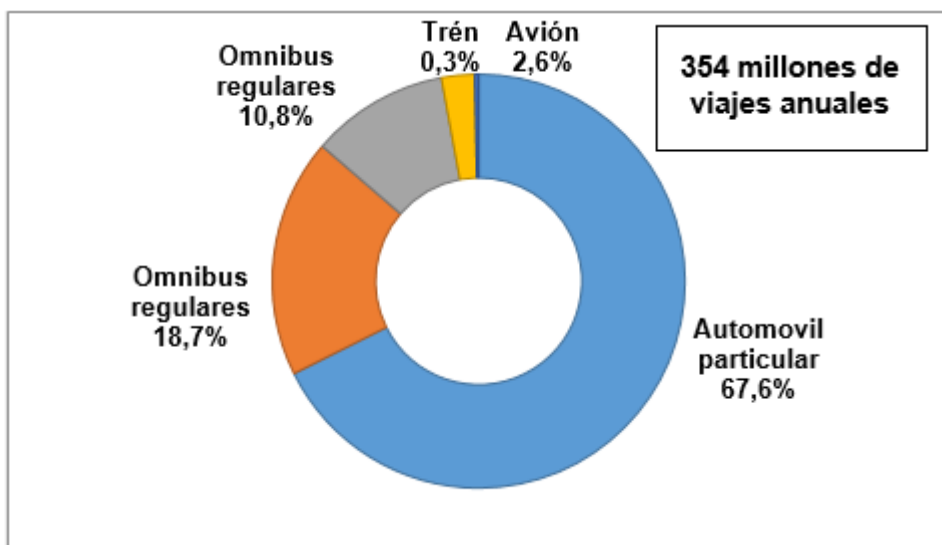
Según el plan estratégico de transporte para la Argentina, desarrollado por el área de Planificación del Instituto Argentino de Transporte (IAT) en el año 2014, en la repartición modal del transporte de larga distancia, los dos predominantes son: el automóvil particular, con un 67.7% y el ómnibus de servicios nacionales, con el 28.7%. El transporte aéreo y el ferrocarril tan solo llegan al 3% de los pasajeros transportados para el año base. No siempre fue de esa forma, ya que el transporte público automotor comienza a operar en forma masiva en la Argentina en la década de 1930. Inicialmente, servía como un complemento del transporte predominante en el momento que era el ferrocarril. Debido a las ventajas que presentaron el medio automotor y las grandes inversiones que se produjeron para mejorar la infraestructura necesaria, tuvo un fuerte crecimiento en los años siguientes hasta que se convirtió en el principal medio de movilidad. Para el año 2014, el transporte por medio de ómnibus, representó cerca del 70%<sup>19</sup> del total de pasajeros que utilizan transporte público, el avión un 3%<sup>20</sup> por medio de ferrocarril tan solo un 0,3%<sup>21</sup>.

<sup>19</sup> Boletín Estadístico Anual de Autotransporte, CNRT, 2014.

<sup>20</sup> Administración de Aviación Civil, ANAC, 2014.

<sup>21</sup> Boletín Ferroviario de Pasajeros de Larga Distancia, CNRT, 2014.

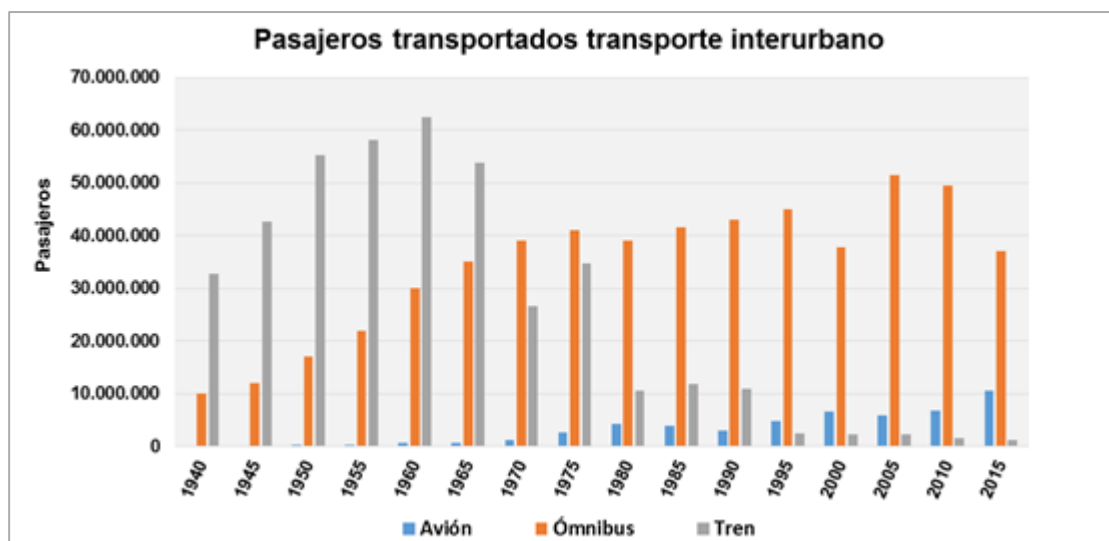




**Figura 32.** Distribución modal de pasajeros en transporte interurbano al 2014.

**Fuente:** Elaboración propia a partir de datos

Sin embargo, a pesar de que la población argentina pasó de 16 millones de habitantes para el año 1940 a 42,6 millones en 2014 (INDEC), no hubo un aumento en la cantidad de pasajeros movilizados por transporte público en el ámbito interurbano. El total se mantuvo relativamente constante, teniendo su pico en la década de 1960 (Figura 33) y luego decayó rápidamente. Esto se debió, en parte, a las grandes inversiones para la pavimentación de rutas nacionales y la creación de autopistas y autovías. En dicha década, comenzaron a instalarse en el país varias multinacionales automotrices, las cuales producían colectivos, vehículos particulares y camiones, y trajo consigo un gran crecimiento en la tasa de motorización de automóviles y del parque de ómnibus. A esto se le sumó el levantamiento de vías, reduciendo así un gran porcentaje de la red ferroviaria y la falta de inversión para infraestructura que llevó a la enorme reducción de la frecuencia de los viajes.



**Figura 33.** Evolución de pasajeros en transporte interurbano

**Fuente:** El mercado doméstico de transporte interurbano de pasajeros en Argentina, Jorge Sánchez, 2015

### 11.4.2. Ómnibus

Como ya mencionamos anteriormente, el transporte interurbano automotor es el que mayor participación tiene en la distribución modal de viajes, excluyendo el particular. Sin embargo, en los últimos 10 años ha tenido un leve decrecimiento, en parte por el gran impulso del transporte aéreo. Por el desarrollo de empresas con menores costos y tarifas, se convirtió en una opción competitiva frente al transporte automotor.

Del 2006 al 2014, la cantidad de pasajeros transportados por este medio se redujo un 26%, pasando de 54 millones de pasajeros para el año 2006 a 40 millones para el año 2014. Sin embargo, el coeficiente de ocupación de los vehículos por viaje se mantuvo cerca del 50%.

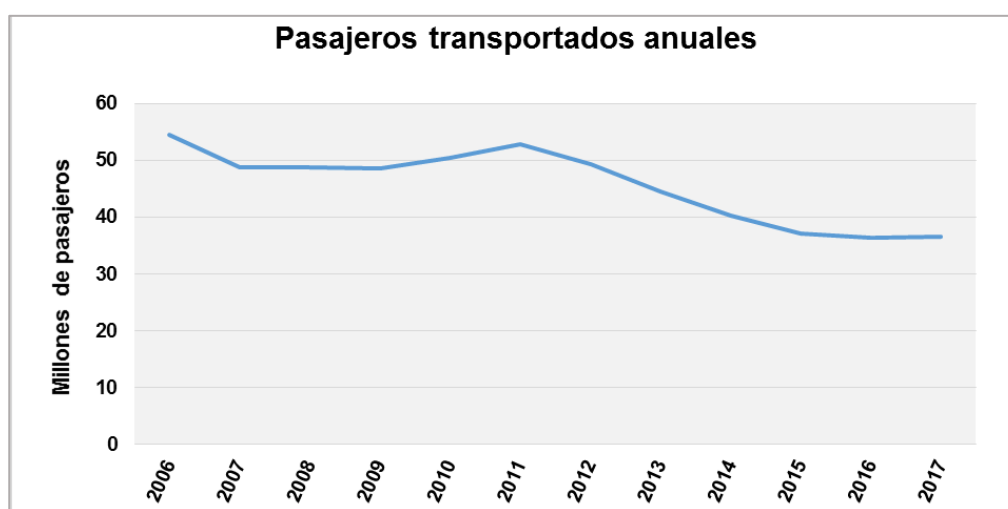


Figura 34. Pasajeros transportados anualmente por ómnibus

Para la estimación del consumo energético de este medio de transporte, se extrajo información del Observatorio Nacional del Transporte (ONDaT) y del *Boletín Estadístico Anual del Transporte de la CNRT*. Como puede verse en la Tabla 16, la cantidad de vehículos de la flota de ómnibus no se ha modificado significativamente, variando tan solo un 8% en el periodo, al igual que la antigüedad media del parque y los kilómetros recorridos por vehículo. Un ómnibus de pasajeros de la gama Scania y Mercedes Benz, dos de los modelos más vendidos del mercado, tienen una potencia promedio de 300 HP y un consumo de combustible de 33 litros de gas oil por kilómetro recorrido (a una velocidad promedio de 70 km/h). Si se tiene en cuenta que cada vehículo recorre anualmente cerca de 170.000 km, se estima un consumo de energía total de 204,3 ktep para el año 2014.

| Año  | Cantidad de vehículos | Antigüedad media del parque (años) | Km recorridos por vehículo | Coefficiente de ocupación |
|------|-----------------------|------------------------------------|----------------------------|---------------------------|
| 2006 | 8.562                 | 4,28                               | 181.532                    | 54%                       |
| 2007 | 8.822                 | 3,43                               | 195.068                    | 58%                       |
| 2008 | 9.386                 | 3,50                               | 197.326                    | 70%                       |
| 2009 | 8.823                 | 4,96                               | 191.311                    | 67%                       |
| 2010 | 8.849                 | 4,35                               | 181.482                    | 72%                       |
| 2011 | 9.116                 | 4,23                               | 173.382                    | 78%                       |
| 2012 | 8.968                 | 4,59                               | 167.162                    | 83%                       |
| 2013 | 8.192                 | 4,99                               | 170.164                    | 82%                       |
| 2014 | 7.874                 | 5,2                                | 178.005                    | 80%                       |

Tabla 16. Indicadores parque automotor de pasajeros larga distancia

### 11.4.3. Ferrocarril interurbano

En lo que respecta a los trenes de servicios regionales y de larga distancia, la totalidad de la red es de tracción diésel posee un total de 15 ramales y 5.400 km de líneas, con un recorrido promedio por ramal de 132.000 km anuales, sumando casi 2 millones de kilómetros recorridos por año para la totalidad de la red. Para el año 2014, según el informe estadístico anual de la red ferroviaria de pasajeros de larga distancia de la CNRT, la cantidad de trenes que completaron el servicio entre cabeceras (trenes corridos) es de 29.000. En cuanto a los pasajeros transportados, es variante a lo largo de los años, pero mantiene un promedio de 2,5 millones de pasajeros transportados anualmente en los últimos 20 años (Figura 35).

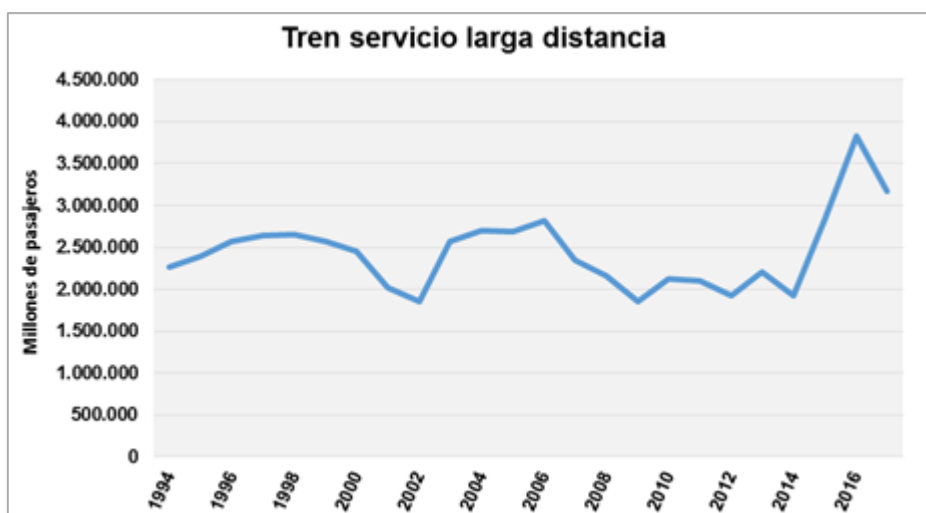


Figura 35. Pasajeros transportados por FFCC interurbanos.

#### 11.4.4. Aéreo

El aéreo es un sector que ha tenido un acelerado crecimiento en los últimos años, y se espera que lo siga haciendo en un futuro. El ingreso de nuevas empresas aerocomerciales y la modernización sostenida de la infraestructura ha generado que el transporte por este medio se vuelva competitivo frente al transporte por medio de ómnibus. Los vuelos de cabotaje en Argentina pasaron de transportar 5,5 millones de pasajeros en el año 2006 (9% de los pasajeros totales interurbanos) a 11 millones para el año 2014 (25% del total)<sup>22</sup>. Esto representa más de un 30% de crecimiento en los últimos 10 años. El transporte por ómnibus, en contraparte, ha disminuido un porcentaje similar, por lo que es viable pensar que está ocurriendo un cambio modal del modo de transporte interurbano de pasajeros y que seguirá esta tendencia a futuro.

Según el estudio “*El mercado doméstico de transporte interurbano de pasajeros en Argentina, Jorge Sanchez, 2015*”, a pesar de que hubo un crecimiento constante de la población, no hubo crecimientos significativos del transporte público interurbano de pasajeros. Se puede considerar que esta tendencia se mantenga en el horizonte temporal de estudio, que se representa en la Figura 36. Se supone un incremento de la participación del transporte aéreo, llegando al 35% para el año 2050 y una disminución de 10% de la participación del ómnibus de larga distancia.

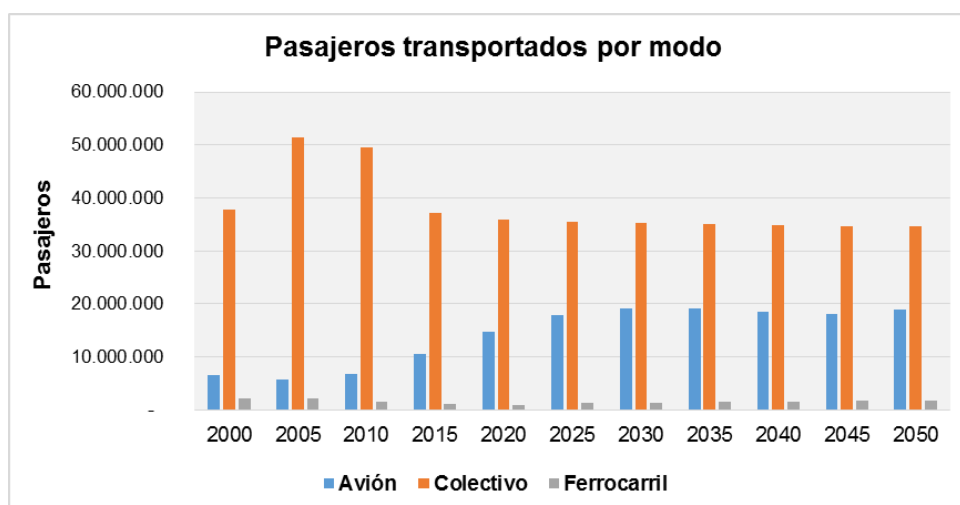


Figura 36. Pasajeros transportados por modo. Periodo 2000-2050

#### 11.5. Transporte de carga

El transporte es un elemento fundamental en la cadena logística para asegurar que los productos lleguen en tiempo y forma a los lugares donde se los requiere. Esta red está compuesta por dos elementos relacionados entre sí, la infraestructura y la logística. La infraestructura abarca construcciones viales, férreas, marítimas, depósitos de almacenamiento y los propios vehículos utilizados para el movimiento de mercaderías. Esto genera un importante impacto sobre los tiempos y costos del transporte. Por otra parte, la operación o logística hace referencia a la forma en que los vehículos son operados y los procedimientos establecidos.

<sup>22</sup> Anuario Estadístico 2014. Empresa Argentina de Navegación Aérea (EANA).

La Subsecretaría de Planificación de Transporte de Cargas y Logística ha relevado unos 443 millones de toneladas transportadas en 2014 dentro del territorio nacional. Se estima que representa el 93% del volumen total transportado en el país. La distribución modal para el año 2014 puede verse a continuación.

| Modo             | Toneladas    |               | Distancia<br>media |
|------------------|--------------|---------------|--------------------|
|                  | millones     | %             | km                 |
| <b>Carretero</b> | 443          | 92,1%         | 384                |
| <b>FFCC</b>      | 19,3         | 4,0%          | 460                |
| <b>Por agua</b>  | 18,8         | 3,9%          | 300                |
| <b>Total</b>     | <b>481,1</b> | <b>100,0%</b> |                    |

**Tabla 17.** Toneladas transportadas por modo al 2014.

El modo carretero es el que transporta casi la totalidad de las cargas (93,5%); apenas el 2,9% por ferrocarril y 3,6% por buques y barcasas, mientras que la carga aérea se desprecia por su baja participación.

### 11.5.1. Ferrocarril de carga

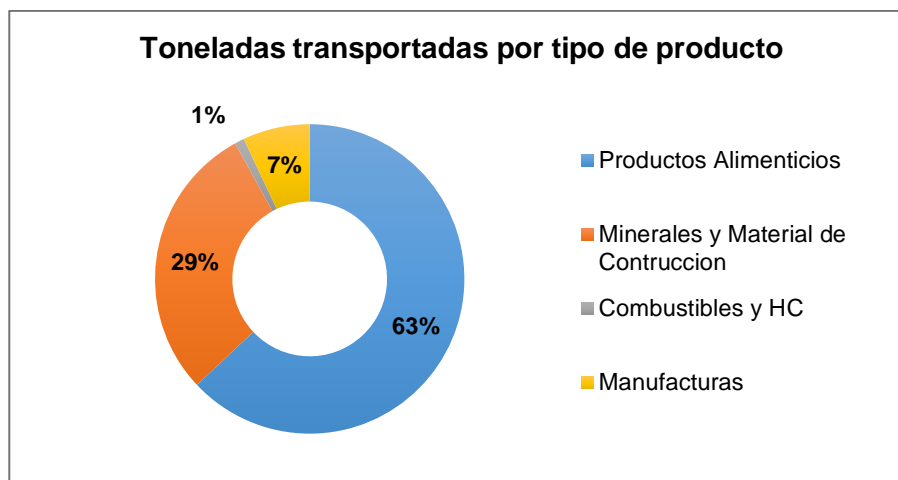
El ferrocarril es un medio de transporte que se desempeña mejor con grandes volúmenes de carga, largas distancias y topologías llanas. La distancia media de los viajes ferroviarios de carga en el país es de unos 550 km. En áreas cercanas a los puertos y en distancias cortas, el camión es más flexible y económico.

La red actual se compone de seis líneas de servicios, operada por cuatro empresas. Tres de dichas empresas, Ferrosur Roca S.A, Ferroexpreso Pampeano S.A y Nuevo Central Argentino SA son concesionarias que operan las líneas a su cargo desde principios de la década de 1990. El cuarto operador, Belgrano Cargas y Logística S.A (también denominada Trenes Argentinos Cargas y Logística) es un operador estatal que tiene a su cargo desde el año 2013 las ex líneas Gral. Urquiza, San Martín y Belgrano.

Entre todas las líneas, hay un total de 17.845 km de red en operación y 15.281 vagones operativos. El material rodante es en su totalidad locomotoras con alimentación diésel. Suman un total de 187 locomotoras y 55 locotractores.

En el año 2014 se movilizaron un total de 19.317.525 toneladas<sup>23</sup>. La participación de los granos es la que mayor importancia tiene, sumando 12 millones de toneladas, seguido por los minerales y materiales de construcción (5,6 millones de t) y los demás productos suman el 8% restante (Figura 37).

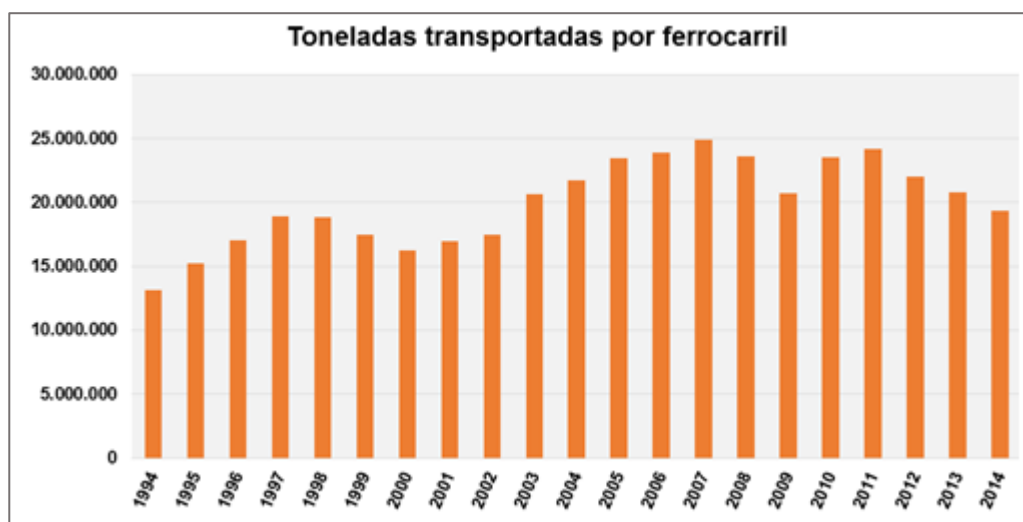
<sup>23</sup> Informe Estadístico Anual de Red Ferroviaria de Cargas, CNRT, 2014.



**Figura 37.** Participación de subproductos en la carga transportada

En la última década, la participación promedio del modo ferroviario en las cargas totales se estimaba en torno al 4% con una tendencia decreciente a favor del modo automotor. Tuvieron su máximo en el año 2007 con un total de 25 millones de toneladas. Luego tuvo un leve decrecimiento y actualmente se transportan cerca de 19 millones incluyendo todos los subproductos mencionados (Figura 38).

Se estima que el ferrocarril consume 8 veces menos combustible que el camión (8,3 litros/t versus 1,5 litros/t para una distancia media de 600 km)<sup>24</sup>. Si se toma ese consumo como un promedio de este modo de transporte, para movilizar 19 millones de toneladas en el año 2014 se requieren 20.942.500 litros de diésel, que es equivalente a 19 ktep o 25.4 MWy.



**Figura 38.** Evolución de toneladas transportadas por ferrocarril

<sup>24</sup> Situación actual y planes de desarrollo a futuro, Trenes Argentinos de Cargas, Ministerio de Transporte.

### 11.5.2. Automotor

El parque automotor de cargas se puede dividir entre los vehículos motorizados y los vehículos sin propulsión propia. Dentro el primer subgrupo se encuentran los camiones, que poseen un chasis sobre la que se instala una estructura para el transporte de mercancías, y los tractores que no poseen dicha estructura, solo poseen un elemento de acople de un vehículo remolcado. Los vehículos sin propulsión son los acoplados y los semirremolques que deben ser arrastrados por un vehículo de propulsión.

La información de la flota total nacional de vehículos de carga corresponde al Observatorio Nacional del Transporte (ONDaT) y la Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC). La cantidad de dichos vehículos pueden visualizarse en la siguiente tabla, según las categorías mencionadas anteriormente.

| Vehículos con propulsión |                |                |                |               |                       |                |
|--------------------------|----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------------|----------------|
| Peso Máximo              | Camión         | Furgón         | Pickup         | Tractor       | Furgón multipropósito | Total general  |
| N1                       | 9.048          | 100.958        | 125.204        | 0             | 140                   | 235.350        |
| N2                       | 71.611         | 11.453         | 2.973          | 3.400         | 268                   | 89.705         |
| N3                       | 106.369        | 0              | 0              | 77.989        | 126                   | 184.484        |
| <b>Total general</b>     | <b>187.028</b> | <b>112.411</b> | <b>128.177</b> | <b>81.389</b> | <b>534</b>            | <b>509.539</b> |

**Tabla 18.** Cantidades de vehículos con propulsión por tipo – año 2014

En cuanto a la carga transportada por medio automotor, se obtuvieron los datos de los *Estudios Nacionales de Cargas del Ministerio de Transporte de la Nación*. En ellos, se relevaron cerca de 91 productos y se los agrupa según sus cualidades de fabricación y la materia prima utilizada, como el petróleo, cemento, soja, etc. Los estudios existentes son del año 2012 y 2014 (Tabla 19).

| Grupo                   | 2012               |                |                 | 2014               |                |                 |
|-------------------------|--------------------|----------------|-----------------|--------------------|----------------|-----------------|
|                         | Toneladas          | Ton-km         | Distancia media | Toneladas          | Ton-km         | Distancia media |
|                         | t                  | M t-km         | km              | t                  | M ton-km       | km              |
| <b>Carnes</b>           | 6.754.193          | 9.281          | 1.374           | 5.126.134          | 1.443          | 640             |
| <b>Granos</b>           | 137.256.437        | 22.739         | 166             | 141.532.342        | 25.214         | 178             |
| <b>Regionales</b>       | 16.171.543         | 15.762         | 975             | 27.346.405         | 22.171         | 811             |
| <b>Minería</b>          | 119.707.022        | 48.484         | 405             | 142.932.120        | 63.472         | 444             |
| <b>Semiterminados</b>   | 25.532.129         | 8.431          | 330             | 32.500.634         | 10.148         | 312             |
| <b>Industrializados</b> | 44.185.985         | 19.376         | 439             | 65.541.235         | 26.809         | 409             |
| <b>Combustibles</b>     | 25.165.190         | 13.722         | 545             | 28.473.564         | 19.749         | 694             |
| <b>Total</b>            | <b>374.772.499</b> | <b>137.795</b> | <b>368</b>      | <b>443.452.434</b> | <b>169.005</b> | <b>381</b>      |

**Tabla 19.** Toneladas transportadas por grupo

Como puede observarse en la Figura 39, en este caso el transporte de productos derivados de la minería (arena para construcción, carbón, cinc, plomo, etc.) es el que mayor participación ocupa, seguido por los granos (maíz, girasol, soja, trigo, etc.) y los productos industrializados, como harinas y derivados, vehículos, fertilizantes, etc.

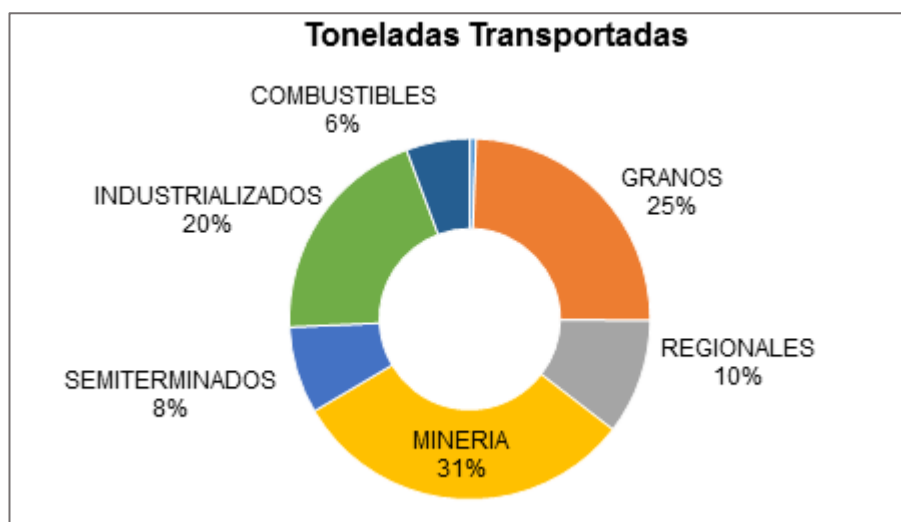


Figura 39. Participación de productos en la carga por automotor.

Como indicador del consumo energético del transporte se utiliza el volumen consumido de combustible por tonelada transportada. Existe una marcada diferencia a favor del transporte ferroviario con respecto al transporte mediante camiones. El consumo de combustible de un camión tradicional puede oscilar entre 25 y 30 litros por hora circulando a una velocidad promedio de 80 km/h<sup>25</sup>. Esto equivale aproximadamente a un consumo de 6,3 litros/t. El tren consume hasta 4 veces menos que un camión de carga. Además es una forma de transporte más eficiente, ya que disminuye el número de vehículos necesarios para transportar una carga determinada, reduce los costos y el congestionamiento pero necesita grandes inversiones en infraestructura.

En relación al parque vehicular, según el Ministerio de Transporte y el Informe Anual de la Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC), la cantidad de vehículos registrados son aproximadamente 480 mil considerando todas las categorías. Esto corresponde al 3,6% de la flota circulante en Argentina. El consumo energético del transporte de carga carretero corresponde a 7299.4 MWy para el año base.

<sup>25</sup> AgroVoz (2018). Estiman que los bitrenes reducen un 30% el gasto en gasoil. Argentina. <http://agrovoz.lavoz.com.ar/actualidad/estiman-que-los-bitrenes-reducen-30-el-gasto-en-gasoil>



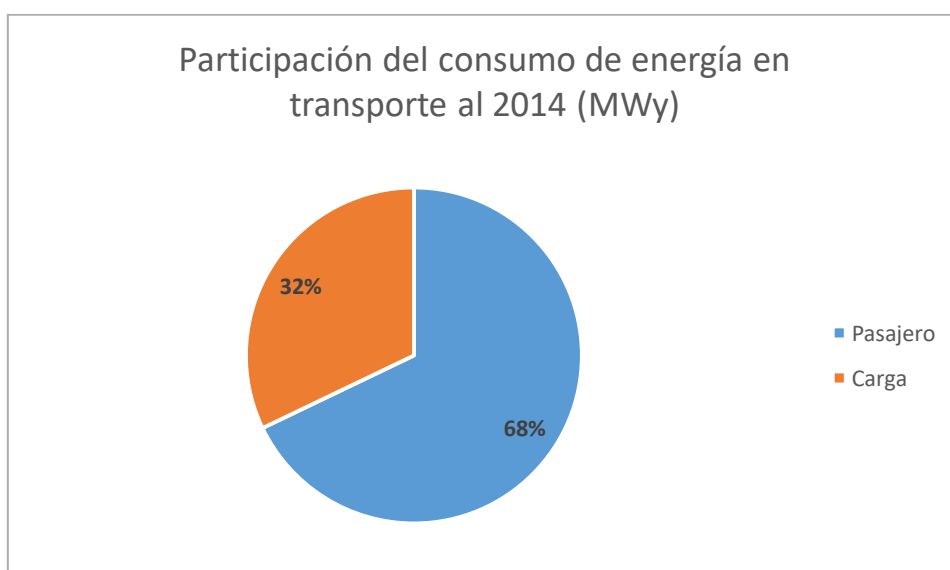
### 11.5.3. Marítimo y fluvial

Este tipo de transporte se puede distinguir entre navegación de cabotaje y navegación internacional. En el caso del cabotaje, el puerto de origen y el de destino son del mismo país, mientras que en el internacional, los puertos de origen y destino son de diferentes países. Dentro del de cabotaje, la navegación interior es la realizada en los ríos, canales o lagos. Este tipo de transporte en Argentina utiliza, de forma general, sistemas de propulsión diésel o por turbina. Los sistemas diésel tienen un motor propulsor que utiliza gas oil como combustible, mientras que los de turbina están formados por una turbina de vapor que recibe de una caldera que quema fuel oil o una mezcla IFO 380 (mezcla compuesta por 9% de fuel oil y 91% de gas oil).

En este trabajo se consideró el combustible utilizado para el transporte de cabotaje, extraído del informe mensual de las ventas de combustibles por sectores del Ministerio de Transporte. De la carga transportada por este medio se consideró la transportada en el interior del país (cabotaje), que equivale a 45.790.919 t en 2014 (Subsecretaría de Mercados Agropecuarios. Ministerio de Agroindustria). Tomando una relación entre el combustible utilizado y la carga transportada, se puede estimar un consumo específico aproximado de 0,235 litros/t. Dando un consumo de 399.4 MWy para el barco de carga al 2014.

En conclusión, en el transporte de cargas se consumen aproximadamente 7724.71 MWy energía. El 95% de este consumo es demandado por los camiones, el 5% restante del consumo de energía (424.8 MWy) corresponde al ferrocarril y el transporte marítimo y fluvial de cabotaje.

En la siguiente figura se muestra, para el año base de estudio, la diferencia de demanda energética total del transporte según su función. Se puede visualizar que la mayor demanda pertenece al transporte de pasajeros que será el sector en donde se hará mayor énfasis en el análisis de este informe.



**Figura 40.** Consumo de energía en transporte de pasajeros y carga.

Fuente: Elaboración Propia.

## 12. MODELADO DEL CASO EN MESSAGE

### 12.1. Modelo MESSAGE

La herramienta utilizada para realizar el estudio es el modelo MESSAGE (Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts). Este software de OIEA, se desarrolló originalmente por IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis).

Fue diseñado para formular y evaluar sistemas alternativos de energías. Esta herramienta simula el desarrollo de un sistema de energía completo y provee al usuario de una plataforma que permite el modelado y análisis de un sistema energético. Bajo restricciones tales como: límites de nuevas investigaciones, costo de combustibles, regulaciones ambientales y velocidad de penetración en el mercado de las nuevas tecnologías, entre otras cosas.

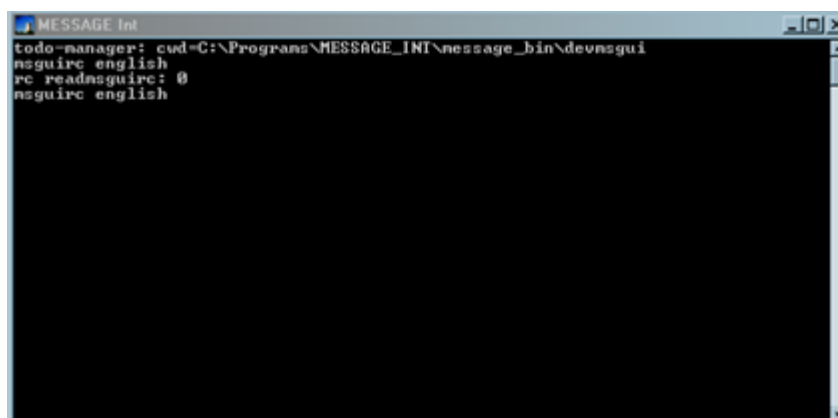
El objetivo del programa es minimizar el costo total del sistema. El costo minimizado incluye los costos de inversión, operación y cualquier penalización adicional definida por límites, rangos o restricciones.

Para ejecutar la optimización el programa utiliza el método simplex, genera y completa una matriz con la solución óptima hallada, y luego permite obtener los resultados a través de tablas y en forma gráfica para su análisis. La columna vertebral del programa es una descripción detallada del sistema de energía modelado. Esta descripción debe incluir: formas de energía en cada nivel de la cadena energética, tecnologías producidas o usadas por esas formas de energía y recursos energéticos empleados.

En la definición de las formas de energía se deben incluir los niveles de la cadena energética comenzando desde la demanda y llegando hasta los recursos. La demanda de energía, es una variable exógena del modelo (es una variable que se ingresa en forma de dato, no la calcula el modelo).

### 12.2. Carga de datos y corrida del programa

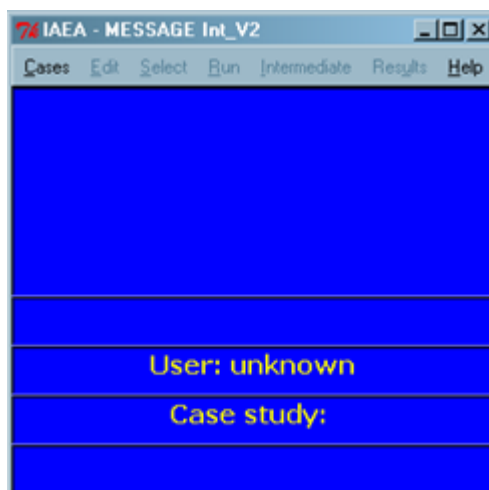
El programa MESSAGE consta de dos ventanas: La primera, presentada en la Figura 41, muestra los comandos del software en entorno DOS.



```
MESSAGE Int
todo-manager: cwd=C:\Programs\MESAGE_INT\message_bin\devnsgui
nsguirc english
re readasguirc: 0
nsguirc english
```

Figura 41. Comandos MESSAGE en DOS.

La segunda, llamada principal, muestra los sucesivos comandos del programa en el entorno interactivo y los resultados parciales en la búsqueda del óptimo. Dicha ventana se observa en la Figura 42.



**Figura 42.** Ventana interactiva de MESSAGE.

El programa tiene 3 tipos de bases de datos para almacenar los datos de entrada.

- tdb: "Technology Data Base" - Es creada y mantenida independientemente de cualquier caso de estudio.
- adb: "Application Data Base" - Es creada y mantenida para cada caso de estudio.
- ldb: "Local Data Base" - Es creada y mantenida para cada escenario en un caso de estudio.

Basadas en los requerimientos del sistema, tanto la adb como la ldb están divididas en ocho partes:

- Datos generales del caso de estudio.
- Formas de energía: nombres de los niveles de energía (recursos, primaria, secundaria final, etc.).
- Regiones de carga.
- Demanda de energía.
- Restricciones y relaciones.
- Tecnologías: las tecnologías puestas en juego en cada nivel de energía para transformar unas en otras.
- Almacenamientos.
- Recursos.

Esta versión del software consta de los siguientes componentes:

- Interfase de usuario para construcción del modelo.
- Bases de datos.
- Generación de una matriz "mxg".
- Programa de optimización "opt".
- Un programa para el posterior procesamiento de la solución para la extracción de los resultados "cap".

El programa tiene ocho categorías para ingresar los datos de entrada.

- General: Datos Generales.
- Load regions: Curvas de Carga.
- Energy forms: Formas y Niveles de Energía.
- Demands: Magnitudes de las demandas simuladas.
- Constrains: Restricciones.
- Technologies: Tecnologías.
- Storage: Almacenamientos.
- Resources: Recursos.

En la etiqueta General se ingresan los siguientes datos de entrada:

- Nombre del país.
- Año base, duración del estudio y años límite de cada período.
- Números de períodos a optimizar.
- Tasa de descuento.
- Información del tipo de optimización.
- Sector para notas del caso de estudio.

La etiqueta *Load Region* permite modelar las variaciones de la demanda de energía en forma estacional a lo largo del año, en ella se ingresan los siguientes datos:

- Tabla con los días del año para seleccionar los feriados específicos del país.
- Definición de las estaciones climatológicas ordenadas cronológicamente en el año.
- Clasificación de los días de la semana.
- Partes en que se divide el día.

En la etiqueta *Energy Form* se definen:

- Los niveles y las formas de energía en cada nivel.
- El nivel 1 corresponde a la demanda y el último a los recursos.
- Cada forma de energía puede ser modelada con una “Load Region”.
- Se ingresan los siguientes datos de entrada:
- En la base de datos adb: Nombres de los niveles utilizados para definir la cadena del sistema energético.
- En la base de datos tdb: Nombres de las formas de energía empleadas.

La etiqueta Demand se carga luego de la definición de “Energy Form” y “Load Region”.

Para la carga de los datos de entrada: se selecciona la forma de energía y el nivel (electricidad/final) y se indica la demanda para el año base y el porcentaje de incremento anual para los años de estudio de cada período.

Existen cuatro formas de expresar el porcentaje de incremento anual:

- c: “constant” – constante.
- ts: “time series” – series o intervalos de tiempo.
- cg: “constant grow” – crecimiento constante.

- pg: “period group” – crecimiento por períodos o intervalos de tiempo.

En la etiqueta *Constraints* se pueden definir relaciones entre las tecnologías y los recursos, y poner algunas restricciones en los valores de los resultados de estas relaciones. También se pueden definir límites en las tecnologías/recursos o en las actividades de una tecnología.

El programa provee cinco tipos de grupo de restricciones denominadas:

- group 1: criterio particular de relación, definido por el usuario.
- group 2: idem group1.
- storage: restricción en la acumulación compartida en algunas tecnologías.
- cumulative: entre tecnologías/recursos y está asociada a la acumulación base.
- cum. per period: está definida para un período de acumulación base.

Se deben definir:

- “single entries”: los datos básicos de la relación.
- “multiple entries”:
- “penalty”: multas asociadas a los límites.
- “soft limit”: por ejemplo, interpolación de los incrementos de las multas
- Datos de la tecnología y los recursos: que contribuyen a la relación.

Para las tecnologías son once los tipos de restricciones que se pueden establecer:

- bdc: “bounds on new capacity addition” – límites en el agregado de nueva capacidad.
- bdi: “bounds on new capacity addition” – los límites en el total instalaron la capacidad.
- con1c: “constraints type 1 on capacities” – restricciones tipo 1 en las capacidades.
- con2c: “constraints type 2 on capacities” – restricciones tipo 2 en las capacidades.
- concc: “cumulative constraints on capacities” – restricciones acumulativas en las capacidades.
- conpc: “cumulative constraints perperiodo on capacities” – restricciones acumulativas en las capacidades.
- consc: “linked storage constraints on capacities” – restricciones acumulativas por períodos en las capacidades.
- corin: “initial cores” - núcleo inicial.
- corout: “final cores” – núcleo final.
- gbda: “global bounds on activities” – límites globales en las actividades.
- mpc: “market penetration on new capacities” – penetración en el mercado de las nuevas capacidades.

Para las actividades existen once tipos de restricciones que pueden ser aplicadas:

- abba: “annual bounds on activity” – límites anuales en la actividad.
- bda: “bounds on activity” – límites en la actividad.
- con1a: “constraints type 1 on activities” – restricciones tipo 1 en las actividades.
- con2a: “constraints type 2 on activities” – restricciones tipo 2 en las actividades.

- conca: “cumulative constraints on activities” – restricciones acumulativas en las actividades.
- conpa: “cumulative constraints per period on activities” – restricciones acumulativas por período en las actividades.
- consa: “linked storage constraints on activities” – restricciones ligadas al almacenamiento en las actividades.
- inp: “secondary input” – entradas secundarias.
- mpa: “marked penetration on activities” – penetración en el mercado de las actividades.
- output: “secondary output” – salidas secundarias.
- softlims: “soft limits” (interpolated increases) – límites flexibles (interpolo los aumentos).

En la etiqueta *Technologies* la pantalla es la misma en las tres bases de datos. Se ingresan como datos de entrada:

- Código de la tecnología.
- Factor de planta, Vida útil de la planta.
- Costo de inversión.
- Costo fijo de operación y mantenimiento.
- Capacidad instalada y año de instalación.
- Potencia mínima y máxima de operación.
- Porcentaje de tiempo de operación.
- Tamaño de la unidad.
- Tiempo de construcción.

Para cada tecnología se puede emplear más de un combustible, en ese caso se cargan los datos de cada combustible en dos fichas distintas llamadas actividades.

En la etiqueta *Resource* se ingresan los siguientes datos de entrada:

- Nombre del recurso.
- Límite de extracción.
- Volumen del recurso.
- Valor inicial de la extracción entre el año base y el primer año de modelado.
- Recurso remanente.
- Costo del recurso.
- Límite superior de extracción.

### 12.3. Optimización

El programa ha sido diseñado para resolver el modelo por optimización siguiendo dos pasos:

- Generación de una matriz.
- Optimización del modelo usando la matriz general.

Se selecciona y configura un escenario o se elige uno por defecto y luego se hace correr el programa. El programa utiliza el método simplex para la optimización y completa la matriz con la solución óptima.

#### **12.4. Resultados**

El programa permite obtener los resultados del modelo de dos formas; modo interactivo, y por medio de un archivo que genera llamado "cin".

El modo interactivo está preparado para seleccionar ciertas partes de la solución del modelo, las cuales se quieren expresar en forma de tablas y/o gráficos. Permite exportarlas en archivos Excel en forma automática. El archivo "cin" le permite al usuario efectuar relaciones algebraicas entre las distintas variables calculadas en la optimización y generar nuevas relaciones y resultados.

#### **12.5. Formulación matemática del programa**

El código de cómputo del generador de la matriz produce ecuaciones según esta formulación, los datos de la entrada determinan la forma que estas ecuaciones toman realmente. En su formulación general el programa MESSAGE hace uso de modelos de programación lineal dinámica con opción de integración mixta. Esto implica que se dan todas las relaciones que definen la estructura de un modelo como restricciones lineales entre las variables continuas. Las variables son llamadas "Las Columnas", y las ecuaciones "Las Filas". Esta nomenclatura se deriva de la notación usualmente usada en modelización lineal en forma matricial.

Las variables (columnas) de MESSAGE se agrupan en tres categorías:

- Variables de flujo de energía: que representa una cantidad de flujo de energía anual. La unidad normalmente es MWyr.
- Variables de energía: que representan la capacidad de producción de una tecnología (la unidad usual es MW).
- Stock de acumulación: que representan la cantidad de un cierto combustible acumulado en un determinado momento del tiempo (la unidad usual: MWyr).

Las restricciones (filas) generadas por MESSAGE se pueden agrupar en las categorías siguientes:

- Balances de flujos de energía modelando el flujo de energía en la cadena energética desde la extracción del recurso vía la conversión, transporte, distribución hasta su utilización final.
- Relaciones relativas que limitan el agregado de las actividades en un año respecto a otras actividades.
- Restricciones dinámicas que ponen una relación entre las actividades de dos períodos consecutivos.
- Contadores que sólo se usan para los propósitos de contabilidad.

### 13. CRITERIOS PARA EL MODELADO DE ESCENARIOS

En la modelización del año base se consideró: un año tipo estacional de cuatro estaciones (otoño, invierno, primavera y verano), con una duración de tres meses cada una; se distinguieron dos tipos de días: laborables y no laborables, cada uno de ellos se dividió a su vez en tres partes de distinta longitud horaria para simular de esta forma los picos y valles de la curva de carga diaria.

Consecutivamente, se realizó una representación esquemática simplificada de la cadena energética del país para ser ingresada en MESSAGE y realizar su correspondiente evaluación.

#### 13.1. Curva diaria de despacho

La demanda diaria de energía eléctrica tiene un valor mínimo constante y por encima de este la demanda varía en función de los hábitos y usos de los consumidores. En la siguiente figura se ilustra una curva de demanda de energía eléctrica típica de Argentina, donde se observa a grandes rasgos la demanda de base (constante) y punta y resto (variable).

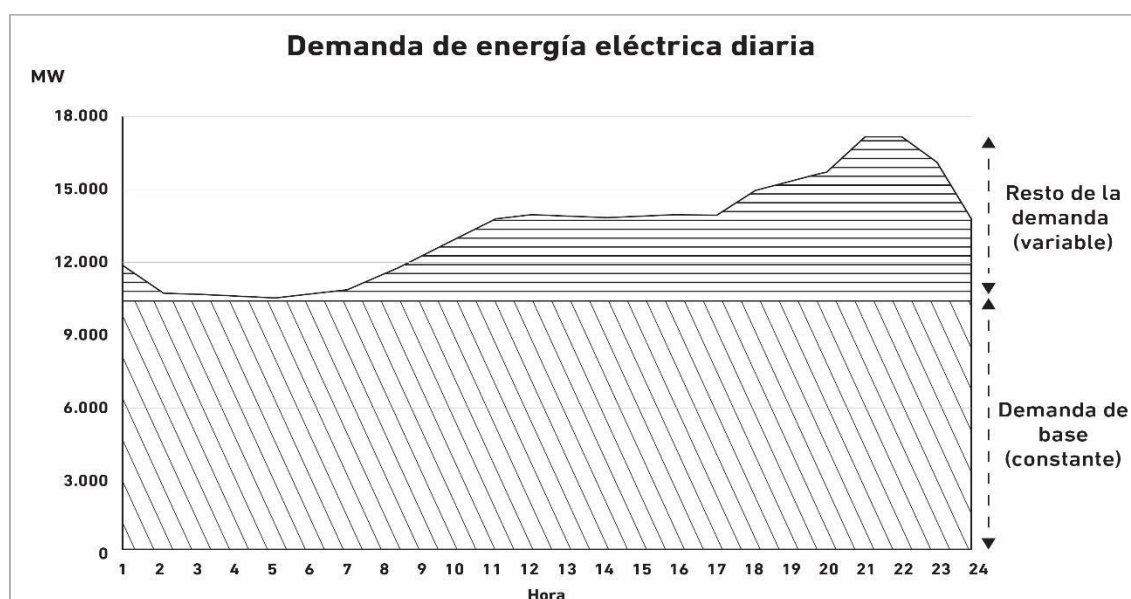


Figura 43. Curva de demanda eléctrica diaria en un día tipo

Las centrales nucleares, junto con las hidráulicas, se caracterizan por operar en la base, debido a que entregan energía en forma constante a lo largo del día la mayor parte del año. La operación de estas centrales permite planificar la producción de energía, partiendo desde el abastecimiento del combustible hasta el empleo del mismo en la operación del reactor. Además, brindan confiabilidad al suministro de energía eléctrica por su alta disponibilidad, salvo en los periodos de paradas programadas por mantenimiento.

En la figura siguiente se aprecia el lugar que le corresponde a cada tecnología en el despacho eléctrico diario para cubrir la demanda.



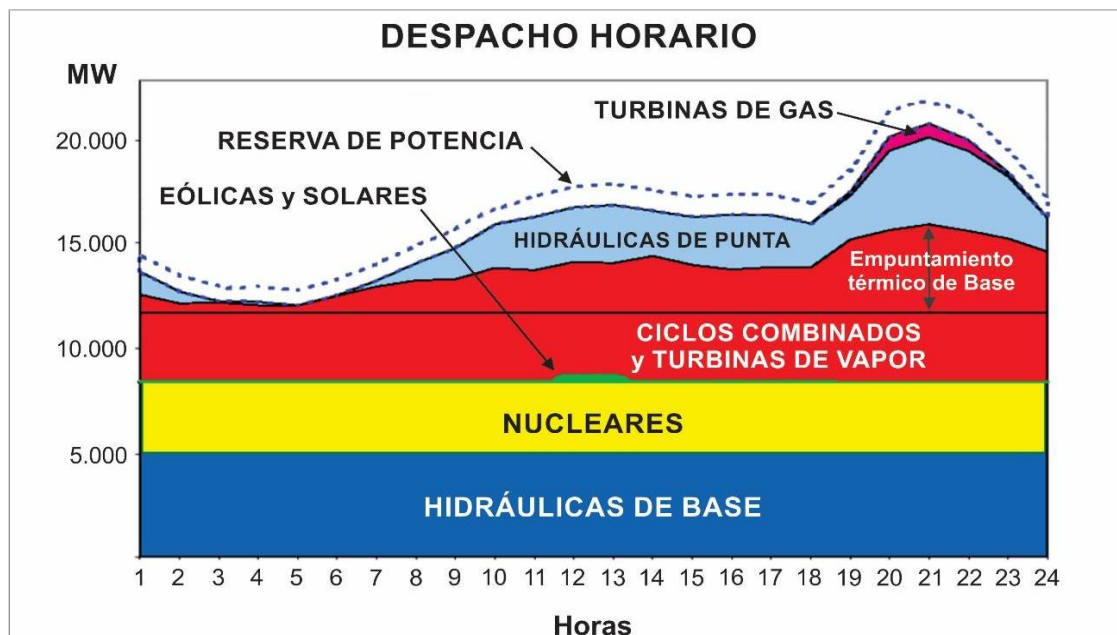


Figura 44. Curva de despacho eléctrico en un día tipo

Como se puede observar, las centrales de generación nuclear e hidráulica de base (como el caso de Yacretá) se encuentran en la base de la curva con un suministro constante. Esto se debe a que dado su alto factor de planta y la gran potencia eléctrica instalada, dichas centrales logran elevados valores de generación, motivo por el cual cubren cerca de la tercera parte de la demanda eléctrica diaria.

### 13.2. Cadena energética

La representación de la cadena energética del sistema energético en estudio, se efectuó determinando los niveles energéticos y sus correspondientes formas de energía.

Se partió de los recursos disponibles en el país (Carbón, Petróleo, Gas Natural Convencional y No Convencional, Uranio) finalizando en la demanda de energía eléctrica y de gas natural de cada sector de consumo, separando la demanda del sector transporte ya que este se analizó por separado debido a su importancia en los niveles de emisión.

Se tuvo en cuenta las transformaciones que ocurren de un nivel a otro de energía, así como también costos de transporte y distribución entre niveles. Estas transformaciones y costos, fueron representados mediante tecnologías para la unión de un nivel con otro, por ejemplo: una central térmica tipo turbina de gas (TG) recibe GN (forma de energía) del nivel de energía denominado "Combustibles" y entrega energía eléctrica al nivel energético "Regiones" correspondiéndose con su ubicación geográfica donde genera energía.

Por lo tanto, para la representación de esta cadena energética se tuvieron en cuenta los siguientes niveles energéticos y sus correspondientes formas de energía.

**Demanda:** Se tuvo en cuenta la demanda de gas natural y electricidad para los distintos sectores: Residencial, Comercial y Público, Transporte e Industria. La demanda del sector de Transporte fue desagregada por cada tecnología (por ejemplo auto a nafta, auto a GNC, bus urbano a gas oil, etc).

**Final:** Electricidad como suma de la energía eléctrica producida por el Parque Fijo, las máquinas candidatas y los proyectos. Además, se consideró la Electricidad para cubrir la demanda del sector transporte. Se tuvo en cuenta un factor de pérdida por transmisión y transporte del 12%.

**Secundario:** Energía Eléctrica generada por el Parque fijo, Candidatas y Proyectos.

**Regiones:** CEN, GBA, BAS, COM, PAT, LIT, NEA, NOA, CUYO.

**Combustibles:** Biomasa, Fuel Oil, Gas Oil, Gas natural Proyectos; Fuel Oil, Gas Oil, Gas natural Candidatas; Fuel Oil, Gas Oil, Gas natural Parque fijo, Fuel Oil, Gas Oil, Gas natural Transporte, Nafta y Aerokerosene.

**Primario 2:** Combustible PWR (4,8%), CAREM, CANDU, Atucha I y II, GN, GO, FO, Carbón, Biomasa y Biogás.

**Auxiliar 2:** Uranio 235 (3,1%), Uranio Levemente Enriquecido (ULE), Uranio 235 (4,8%), GN.

**Auxiliar 1:** Uranio 235 (3,5%), Uranio Natural (UO<sub>2</sub>), GO, Biodiesel, GN Inyectado.

**Primario 1:** Petróleo, Uranio Natural (U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>), GN Nacional.

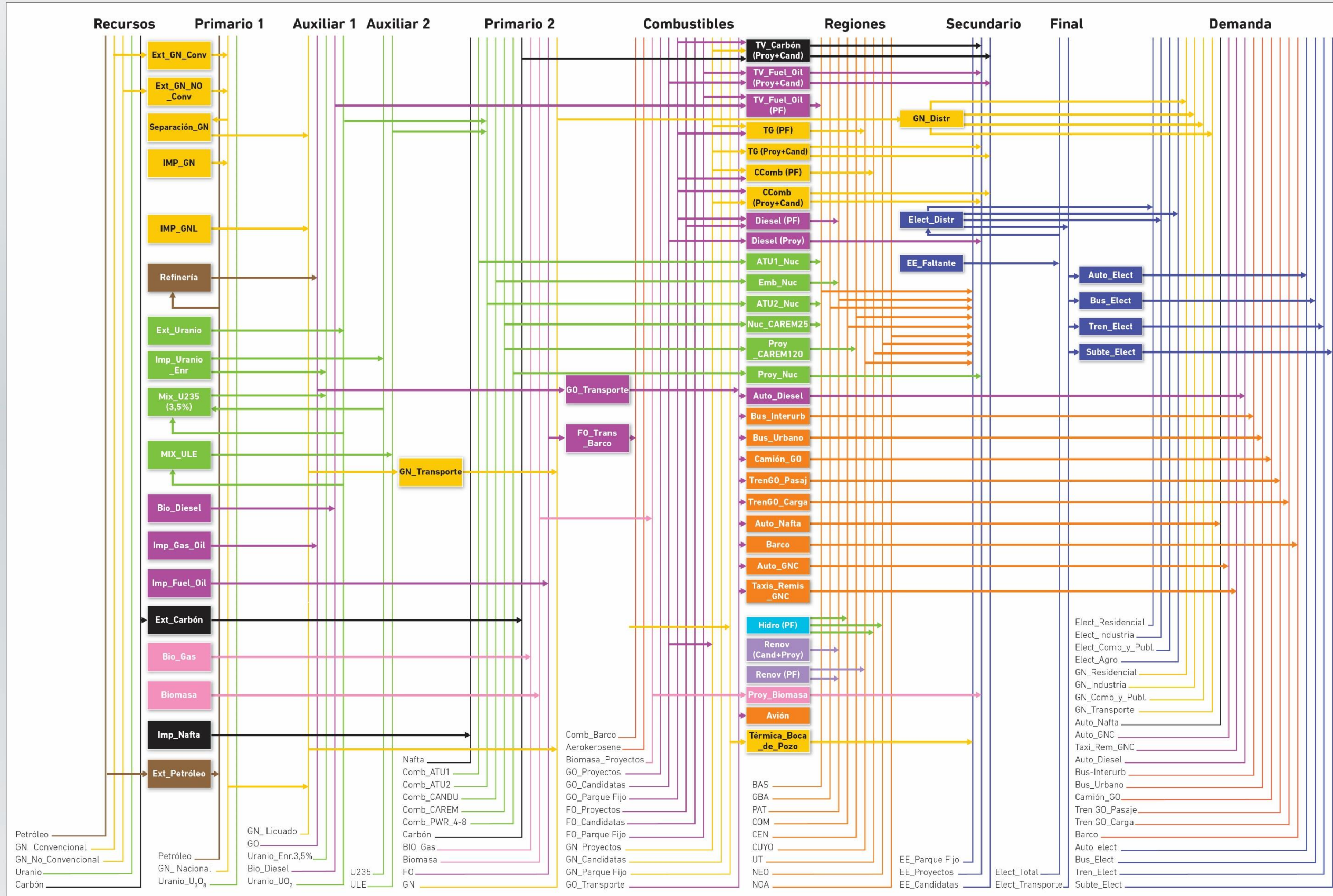
**Recursos:** Uranio, Gas Natural Convencional, Gas Natural No Convencional, Petróleo, Carbón.

Se consideró, además, la existencia de un proceso de extracción del recurso Uranio y la importación de Uranio 235 enriquecido (al 3,5% y 4,8%) y de uranio natural; para la fabricación de los combustibles de las distintas centrales nucleares pertenecientes al parque fijo, proyectos y candidatas.

En la Figura 45 se encuentra esquematizada la cadena energética simplificada, utilizada en el presente trabajo.

**Figura 45. Cadena Energética del caso modelado.**

# Cadena Energética



### 13.3. Matriz eléctrica nacional

Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) se pueden separar en tres grandes grupos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NU) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil, a su vez, se pueden subdividir en cuatro clases, de acuerdo al tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV), Turbina de Gas (TG), Ciclo Combinado (CC), y Motores Diesel (DI).

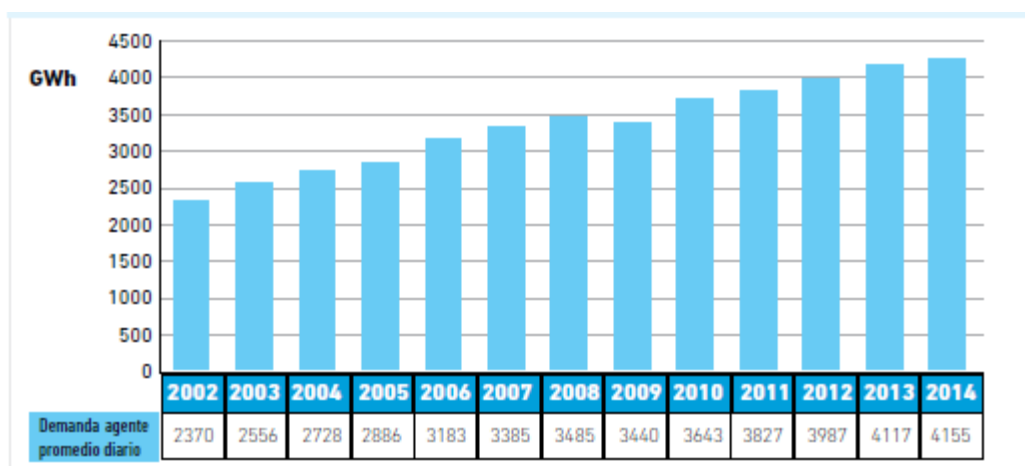
Existen en el país otras tecnologías de generación, las cuales se están conectando al SADI de modo progresivo, como la Eólica (EOL) y la Fotovoltaica (FT). Sin embargo, ésta última aún tiene baja incidencia en cuanto a capacidad instalada.

La generación móvil no se encuentra localizada en un lugar fijo, sino que puede desplazarse de acuerdo a las necesidades regionales.

La tabla 10 del apartado 7.4 muestra la capacidad instalada por regiones y tecnologías en el MEM.

### 13.4. Demanda de Energía y Potencia

A continuación, se presenta la evolución demanda de energía eléctrica diaria de agentes para el período 2002-2014.



**Figura 46.** Evolución Demanda Agentes.

**Fuente:** Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista, CNEA 2014.

Seguidamente se presenta la Demanda de energía eléctrica, analizada tanto por región como por tipo de usuarios (sectores).

Como se puede observar en la siguiente figura de la demanda por regiones, el consumo de energía eléctrica en la región de Gran Buenos Aires aumenta su participación relativa en la demanda total en el invierno a expensas de la demanda en el NOA, NEA, Litoral y Cuyo. Esto se debe a que dichas regiones, por el tipo de clima que presentan, no demandan la misma cantidad de energía, ya que las temperaturas allí sufren menos altibajos.

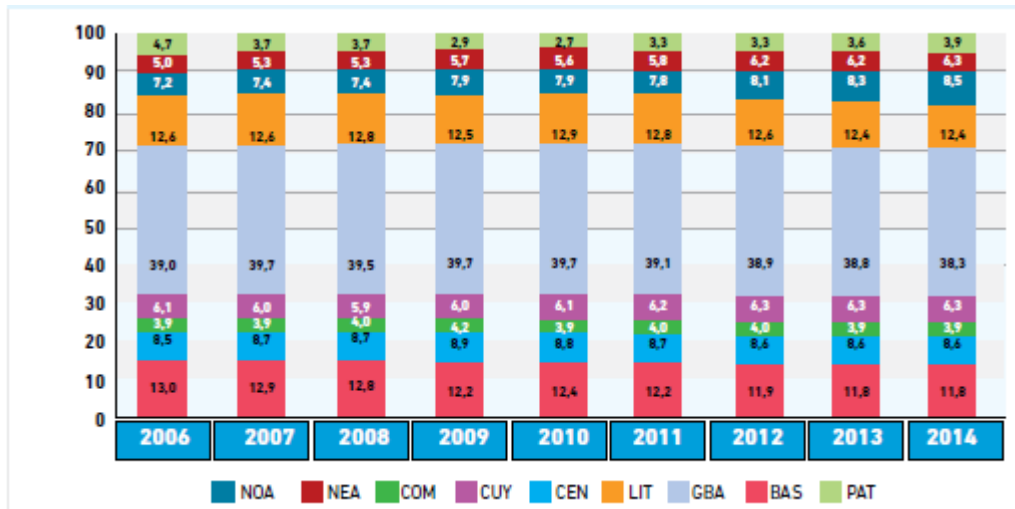


Figura 47. Demanda por regiones período 2006-2014.

Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista, CNEA 2014.

Para mayor claridad en la siguiente tabla se especifican las regiones eléctricas consideradas:

| Región                   | Provincias  |
|--------------------------|---|
| Gran Buenos Aires (GBA)  | C.A.B.A y Gran Buenos Aires                                     |
| Buenos Aires (BA)        | Buenos Aires sin GBA  |
| Centro (CEN)             | Córdoba, San Luis   |
| Comahue (COM)            | La Pampa, Neuquén, Río Negro                                    |
| Cuyo (CUY)               | Mendoza, San Juan   |
| Litoral (LIT)            | Entre Ríos, Santa Fe  |
| Noreste Argentino (NEA)  | Chaco, Corrientes, Formosa, Misiones                            |
| Noroeste Argentino (NOA) | Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero, Tucumán |
| Patagonia (PAT)          | Chubut, Santa Cruz  |

Tabla 20. Regiones eléctricas del MEM

Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista, CNEA 2014.

## 14. CARGA DE DEMANDA ENERGÉTICA EN EL PROGRAMA

En el trazado de la cadena energética se consideró la demanda de Gas Natural y la de electricidad de los diferentes sectores (Residencial, Comercial y público, Transporte, Industria y Agropecuario). Para el abastecimiento de dicha demanda se cuenta con un parque fijo de energía eléctrica y además se tienen en cuenta centrales denominadas candidatas y proyectos. Estas últimas se consideran debido a que en el uso de MESSAGE se realizará una proyección a 36 años tomando como base el año 2014, y como es sabido, en el transcurso de ese tiempo se adicionarán nuevas centrales que aportarán energía de acuerdo a lo estipulado en la nueva Ley de Renovables (Ley N° 27191) y en el Programa Nuclear.

### 14.1. Energía Eléctrica

Es sabido que la demanda varía a lo largo del año, siendo función de diversos factores. Entre ellos se encuentran: la época del año, el día de la semana (laborable o no laborable), la hora del día, la temperatura, etc. La representación gráfica de cómo varía la demanda durante el día, se denomina curva de carga.

La curva de carga de Argentina para un día laborable puede representarse de la siguiente forma para un día típico de verano y uno de invierno, como se ve en las Figuras 48 y 49:

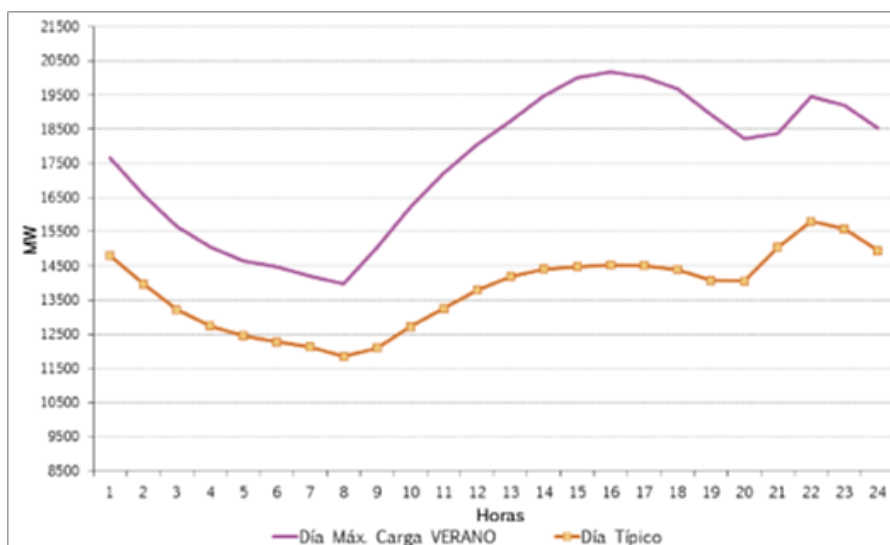
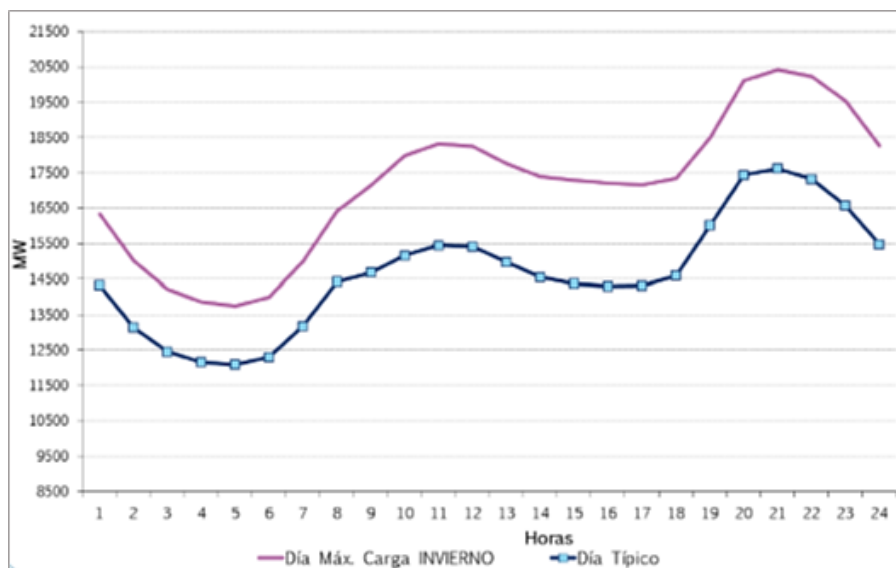


Figura 48. Curva diaria de carga de día típico de verano.

Fuente: CAMMESA



**Figura 49: Curva diaria de carga de día típico de invierno.**

Fuente: CAMMESA

En estos gráficos puede observarse la misma tendencia en ambas curvas: bajo consumo durante las horas de la madrugada y picos de demanda durante las horas de mayor temperatura y durante la noche. Particularmente en el verano, el pico de demanda durante las horas de la tarde suele ser mayor al de la noche debido al incremento de la temperatura.

A partir de estos modelos de la curva de carga es posible predecir los momentos del día en los que existirán picos de consumo de energía eléctrica, y, por lo tanto, lograr un abastecimiento adecuado de este servicio a los distintos sectores de consumo.

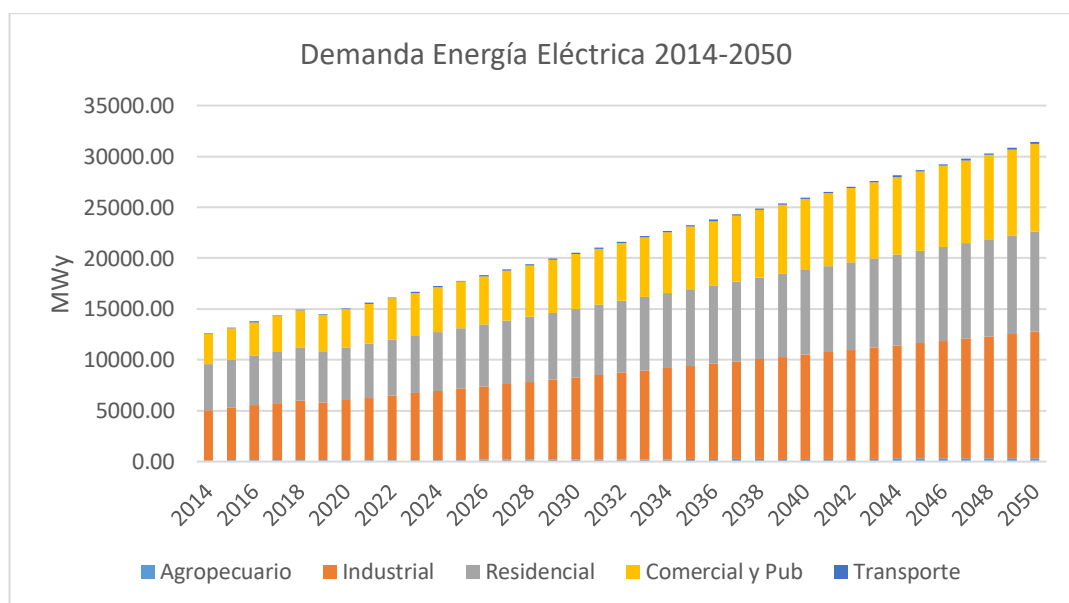
Se realizó una proyección de la demanda de energía eléctrica anual al año 2050, teniendo en cuenta los datos históricos de cada sector.

| Año  | Agropecuario | Industrial | Residencial | Comercial y Pub | Transporte |
|------|--------------|------------|-------------|-----------------|------------|
| 2014 | 101.48       | 4940.88    | 4544.49     | 2946.82         | 71.32      |
| 2015 | 108.74       | 5173.03    | 4711.21     | 3121.62         | 74.01      |
| 2016 | 116.00       | 5405.18    | 4877.93     | 3296.42         | 76.69      |
| 2017 | 123.26       | 5637.33    | 5044.65     | 3471.22         | 79.38      |
| 2018 | 130.52       | 5869.48    | 5211.37     | 3646.02         | 82.07      |
| 2019 | 128.70       | 5699.33    | 5023.49     | 3568.90         | 84.75      |
| 2020 | 135.48       | 5916.17    | 5179.22     | 3732.18         | 87.44      |
| 2021 | 142.26       | 6133.01    | 5334.95     | 3895.46         | 90.13      |
| 2022 | 149.04       | 6349.86    | 5490.68     | 4058.73         | 92.82      |
| 2023 | 155.83       | 6566.70    | 5646.41     | 4222.01         | 95.50      |
| 2024 | 162.61       | 6783.54    | 5802.13     | 4385.29         | 98.19      |
| 2025 | 169.39       | 7000.39    | 5957.86     | 4548.56         | 100.88     |
| 2026 | 176.17       | 7217.23    | 6113.59     | 4711.84         | 103.56     |
| 2027 | 182.96       | 7434.07    | 6269.32     | 4875.12         | 106.25     |
| 2028 | 189.74       | 7650.92    | 6425.05     | 5038.39         | 108.94     |
| 2029 | 196.52       | 7867.76    | 6580.78     | 5201.67         | 111.63     |
| 2030 | 203.30       | 8084.61    | 6736.50     | 5364.95         | 114.31     |
| 2031 | 210.09       | 8301.45    | 6892.23     | 5528.22         | 117.00     |

| Año  | Agropecuario | Industrial | Residencial | Comercial y Pub | Transporte |
|------|--------------|------------|-------------|-----------------|------------|
| 2032 | 216.87       | 8518.29    | 7047.96     | 5691.50         | 119.69     |
| 2033 | 223.65       | 8735.14    | 7203.69     | 5854.77         | 122.37     |
| 2034 | 230.43       | 8951.98    | 7359.42     | 6018.05         | 125.06     |
| 2035 | 237.22       | 9168.82    | 7515.15     | 6181.33         | 127.75     |
| 2036 | 244.00       | 9385.67    | 7670.88     | 6344.60         | 130.44     |
| 2037 | 250.78       | 9602.51    | 7826.60     | 6507.88         | 133.12     |
| 2038 | 257.56       | 9819.35    | 7982.33     | 6671.16         | 135.81     |
| 2039 | 264.35       | 10036.20   | 8138.06     | 6834.43         | 138.50     |
| 2040 | 271.13       | 10253.04   | 8293.79     | 6997.71         | 141.18     |
| 2041 | 277.91       | 10469.88   | 8449.52     | 7160.99         | 143.87     |
| 2042 | 284.69       | 10686.73   | 8605.25     | 7324.26         | 146.56     |
| 2043 | 291.48       | 10903.57   | 8760.98     | 7487.54         | 149.25     |
| 2044 | 298.26       | 11120.41   | 8916.70     | 7650.82         | 151.93     |
| 2045 | 305.04       | 11337.26   | 9072.43     | 7814.09         | 154.62     |
| 2046 | 311.82       | 11554.10   | 9228.16     | 7977.37         | 157.31     |
| 2047 | 318.61       | 11770.94   | 9383.89     | 8140.65         | 159.99     |
| 2048 | 325.39       | 11987.79   | 9539.62     | 8303.92         | 162.68     |
| 2049 | 332.17       | 12204.63   | 9695.35     | 8467.20         | 165.37     |
| 2050 | 338.95       | 12421.48   | 9851.08     | 8630.48         | 168.06     |

**Tabla 21.** Proyección de demanda de energía eléctrica (MWy).

Fuente: Secretaría de Energía.



**Figura 50.** Proyección demanda eléctrica por sector.

De acuerdo a las proyecciones arriba presentadas, puede observarse que al año 2050 la demanda alcanza más del doble del valor total al año 2014. Por lo que podría suponerse que la capacidad instalada hacia el final del periodo debería superar el doble de la instalada al año base de forma tal que sea posible un correcto abastecimiento a todos los sectores de consumo. Aquí también se observa que los sectores de mayor participación en la demanda eléctrica son el Industrial, Residencial y Comercial y Público, mientras que la penetración del transporte eléctrico aún es muy baja, en cuanto al sector Agropecuario este está dominado por el consumo de combustibles fósiles en la demanda final de energía.



**14.2. Gas Natural**

Para el caso del gas natural, los valores de demanda considerados fueron los siguientes:

| Año  | Residencial | Comercial y público | Industria | Transporte |
|------|-------------|---------------------|-----------|------------|
| 2014 | 13,740.50   | 2,186.35            | 15,433.60 | 2,543.33   |
| 2015 | 13,947.80   | 2,182.68            | 15,625.10 | 2,649.55   |
| 2016 | 14,750.50   | 2,284.29            | 14,947.00 | 2,746.11   |
| 2017 | 13,172.90   | 2,123.24            | 15,480.90 | 2,879.09   |
| 2018 | 13,127.40   | 2,088.38            | 16,318.70 | 3,013.44   |
| 2019 | 13,365.00   | 2,110.94            | 16,527.60 | 3,082.96   |
| 2020 | 13,606.90   | 2,133.74            | 16,739.10 | 3,154.06   |
| 2021 | 13,853.20   | 2,156.78            | 16,953.40 | 3,226.82   |
| 2022 | 14,103.90   | 2,180.07            | 17,170.40 | 3,301.25   |
| 2023 | 14,359.20   | 2,203.62            | 17,390.20 | 3,377.40   |
| 2024 | 14,619.10   | 2,227.42            | 17,612.80 | 3,455.31   |
| 2025 | 14,883.70   | 2,251.47            | 17,838.20 | 3,535.02   |
| 2026 | 15,153.10   | 2,275.79            | 18,066.50 | 3,616.56   |
| 2027 | 15,427.30   | 2,300.37            | 18,297.80 | 3,699.99   |
| 2028 | 15,706.60   | 2,325.21            | 18,532.00 | 3,785.34   |
| 2029 | 15,990.90   | 2,350.33            | 18,769.20 | 3,872.65   |
| 2030 | 16,280.30   | 2,375.71            | 19,009.50 | 3,961.98   |
| 2031 | 16,575.00   | 2,401.37            | 19,252.80 | 4,053.37   |
| 2032 | 16,875.00   | 2,427.30            | 19,499.20 | 4,146.88   |
| 2033 | 17,180.40   | 2,453.52            | 19,748.80 | 4,242.53   |
| 2034 | 17,491.40   | 2,480.01            | 20,001.60 | 4,340.40   |
| 2035 | 17,808.00   | 2,506.80            | 20,257.60 | 4,440.52   |
| 2036 | 18,130.30   | 2,533.87            | 20,516.90 | 4,542.96   |
| 2037 | 18,458.50   | 2,561.24            | 20,779.50 | 4,647.75   |
| 2038 | 18,792.60   | 2,588.90            | 21,045.50 | 4,754.95   |
| 2039 | 19,132.70   | 2,616.86            | 21,314.90 | 4,864.64   |
| 2040 | 19,479.00   | 2,645.12            | 21,587.70 | 4,976.85   |
| 2041 | 19,831.60   | 2,673.69            | 21,864.00 | 5,091.66   |
| 2042 | 20,190.50   | 2,702.56            | 22,143.90 | 5,209.12   |
| 2043 | 20,556.00   | 2,731.75            | 22,427.30 | 5,329.27   |
| 2044 | 20,928.00   | 2,761.25            | 22,714.40 | 5,452.21   |
| 2045 | 21,306.80   | 2,791.08            | 23,005.20 | 5,577.97   |
| 2046 | 21,692.50   | 2,821.22            | 23,299.60 | 5,706.65   |
| 2047 | 22,085.10   | 2,851.69            | 23,597.90 | 5,838.29   |
| 2048 | 22,484.90   | 2,882.49            | 23,899.90 | 5,972.96   |
| 2049 | 22,891.80   | 2,913.62            | 24,205.80 | 6,110.75   |
| 2050 | 23,306.20   | 2,945.09            | 24,515.70 | 5,395.31   |

**Tabla 22. Demanda de gas natural. Proyección al año 2050 (MWy).**

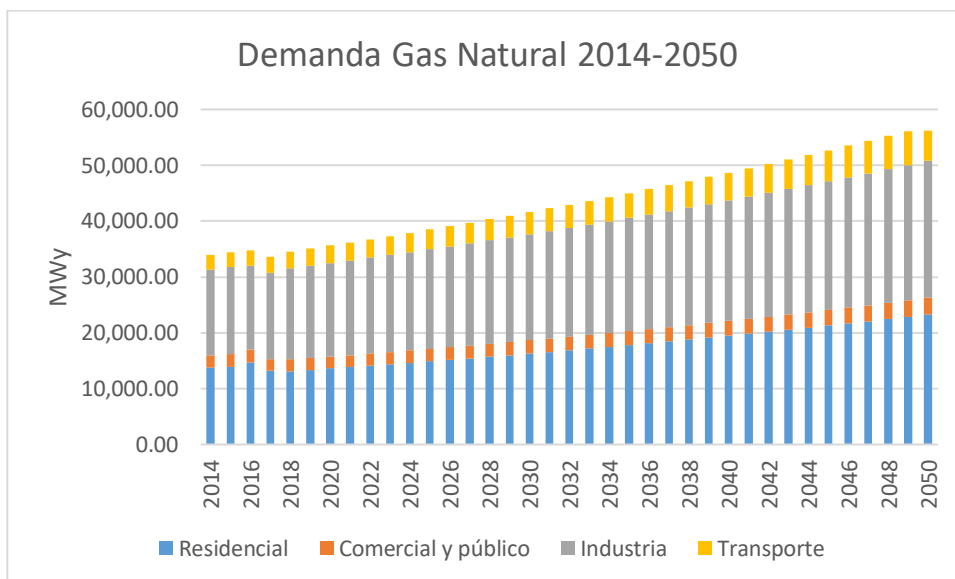


Figura 51: Demanda de gas natural proyectada al año 2035 por sector.

La tendencia en aumento es la misma en el caso del gas natural, como se observa en el Figura 51 arriba expuesta; donde la mayor expansión se puede ver en los sectores Residencial e Industrial. El consumo de gas para centrales de generación eléctrica se contabiliza, pero no se tiene en cuenta en estas categorías. En el sector de transporte fueron sumadas las demandas de las tecnologías pertenecientes a Auto\_GNC y TaxiRemis\_GNC.

### 14.3. Tecnologías del sector transporte

Las demandas de este sector fueron calculadas en función de la flota de vehículos de cada tecnología para el año base y la flota proyectada al 2050, del valor promedio de kilómetros recorridos por año. Además, considerando el consumo específico se obtiene el consumo en litros/año (m3/año). De esta forma se consigue la energía demandada por cada tecnología en MWy haciendo uso del contenido calorífico de cada combustible. A continuación, se muestra una tabla con la metodología de cálculo para el ejemplo del auto a nafta, la demanda fue calculada hasta el 2050 pero por motivos prácticos se muestra hasta el 2025.

|      | Flota Auto Nafta | Recorrido (km/año) | Km recorrido/año  | Consumo específico (l/km) | Consumo (l/año)   | Cont. calorífico (kcal/l) | Energía (kcal/año)    | Energía (MWy) |
|------|------------------|--------------------|-------------------|---------------------------|-------------------|---------------------------|-----------------------|---------------|
| 2014 | 5.676.219        | 12000              | 68.114.630.762.67 | 0.1187                    | 8.085.206.671.53  | 7512                      | 60.736.072.516.522.30 | 8.077.90      |
| 2015 | 5.924.659        | 12000              | 71.095.911.800.00 | 0.1187                    | 8.439.084.730.66  | 7512                      | 63.394.404.496.717.90 | 8.431.46      |
| 2016 | 6.167.211        | 12000              | 74.006.534.506.67 | 0.1187                    | 8.784.575.645.94  | 7512                      | 65.989.732.252.311.30 | 8.776.63      |
| 2017 | 6.554.373        | 12000              | 78.652.479.797.33 | 0.1187                    | 9.336.049.351.94  | 7512                      | 70.132.402.731.799.30 | 9.327.61      |
| 2018 | 6.860.975        | 12000              | 82.331.695.091.57 | 0.1187                    | 9.772.772.207.37  | 7512                      | 73.413.064.821.757.50 | 9.763.94      |
| 2019 | 7.019.112        | 12000              | 84.229.348.230.52 | 0.1187                    | 9.998.023.634.96  | 7512                      | 75.105.153.545.843.20 | 9.988.99      |
| 2020 | 7.181.104        | 12000              | 86.173.253.942.77 | 0.1187                    | 10.228.765.243.01 | 7512                      | 76.838.484.505.466.80 | 10.219.52     |
| 2021 | 7.346.939        | 12000              | 88.163.265.469.00 | 0.1187                    | 10.464.979.611.17 | 7512                      | 78.612.926.839.113.90 | 10.455.52     |
| 2022 | 7.516.551        | 12000              | 90.198.610.097.60 | 0.1187                    | 10.706.575.018.59 | 7512                      | 80.427.791.539.614.70 | 10.696.90     |
| 2023 | 7.690.012        | 12000              | 92.280.148.739.11 | 0.1187                    | 10.953.653.655.33 | 7512                      | 82.283.846.258.854.70 | 10.943.75     |
| 2024 | 7.867.393        | 12000              | 94.408.710.594.54 | 0.1187                    | 11.206.313.947.57 | 7512                      | 84.181.830.374.163.70 | 11.196.18     |
| 2025 | 8.048.757        | 12000              | 96.585.078.196.10 | 0.1187                    | 11.464.648.781.88 | 7512                      | 86.122.441.649.460.70 | 11.454.28     |

Tabla 23: Proyección de Demanda de Energía de Auto a Nafta.

#### 14.4. Costos de Combustibles

Para la modelación del escenario, se tuvieron en cuenta los siguientes precios de combustibles proyectados al año 2050, de acuerdo a información del Ministerio de Energía y Minería. Los valores están dados en U\$/MWy para el gas natural nacional, el importado de Bolivia, el GNL de Bahía Blanca y Escobar, el gas oil, fuel oil y carbón. Estos se pueden ver en la siguiente tabla y en el gráfico que la ilustra:

| Año  | Fuel Oil | Gas Oil | Carbón Mineral | Biodiesel | GN Importación Bolivia | GNL   | Promedio Gas Nacional |
|------|----------|---------|----------------|-----------|------------------------|-------|-----------------------|
| 2014 | 237      | 397     | 176            | 287       | 103                    | 337   | 134                   |
| 2015 | 237      | 397     | 176            | 287       | 103                    | 337   | 134                   |
| 2016 | 183      | 311     | 141            | 274       | 104                    | 167   | 140                   |
| 2017 | 271      | 382     | 199            | 388       | 143                    | 175   | 143                   |
| 2018 | 352      | 492     | 251            | 394       | 149                    | 239   | 152                   |
| 2019 | 348      | 472     | 245            | 399       | 185                    | 213   | 85                    |
| 2020 | 371      | 497     | 262            | 405       | 209                    | 228   | 80                    |
| 2021 | 387      | 512     | 272            | 412       | 218                    | 243   | 75                    |
| 2022 | 399      | 525     | 280            | 418       | 233                    | 258   | 75                    |
| 2023 | 410      | 535     | 287            | 424       | 239                    | 273   | 75                    |
| 2024 | 420      | 545     | 293            | 430       | 242                    | 272   | 75                    |
| 2025 | 428      | 553     | 299            | 437       | 251                    | 275   | 75                    |
| 2026 | 436      | 561     | 304            | 443       | 257                    | 275   | 75                    |
| 2027 | 443      | 568     | 308            | 450       | 263                    | 275   | 75                    |
| 2028 | 449      | 574     | 312            | 457       | 266                    | 277   | 75                    |
| 2029 | 455      | 580     | 316            | 464       | 269                    | 277   | 75                    |
| 2030 | 460      | 585     | 319            | 469       | 275                    | 280   | 75                    |
| 2031 | 464.6    | 589.6   | 322            | 475.2     | 279.2                  | 279   | 75                    |
| 2032 | 469.2    | 594.2   | 325            | 481.4     | 283.4                  | 278   | 75                    |
| 2033 | 473.8    | 598.8   | 328            | 487.6     | 287.6                  | 277   | 75                    |
| 2034 | 478.4    | 603.4   | 331            | 493.8     | 291.8                  | 276   | 75                    |
| 2035 | 483      | 608     | 334            | 500       | 296                    | 275   | 75                    |
| 2036 | 486.4    | 611.4   | 336.2          | 503.6     | 299                    | 276   | 75                    |
| 2037 | 489.8    | 614.8   | 338.4          | 507.2     | 302                    | 277   | 75                    |
| 2038 | 493.2    | 618.2   | 340.6          | 510.8     | 305                    | 278   | 75                    |
| 2039 | 496.6    | 621.6   | 342.8          | 514.4     | 308                    | 279   | 75                    |
| 2040 | 500      | 625     | 345            | 518       | 311                    | 280   | 75                    |
| 2041 | 502.8    | 627.8   | 346.8          | 520.8     | 313.4                  | 281.2 | 75                    |
| 2042 | 505.6    | 630.6   | 348.6          | 523.6     | 315.8                  | 282.4 | 75                    |
| 2043 | 508.4    | 633.4   | 350.4          | 526.4     | 318.2                  | 283.6 | 75                    |
| 2044 | 511.2    | 636.2   | 352.2          | 529.2     | 320.6                  | 284.8 | 75                    |
| 2045 | 514      | 639     | 354            | 532       | 323                    | 286   | 75                    |
| 2046 | 516.4    | 641.4   | 355.6          | 534.6     | 325                    | 290.8 | 75                    |
| 2047 | 518.8    | 643.8   | 357.2          | 537.2     | 327                    | 295.6 | 75                    |

| Año  | Fuel Oil | Gas Oil | Carbón Mineral | Biodiesel | GN Importación Bolivia | GNL   | Promedio Gas Nacional |
|------|----------|---------|----------------|-----------|------------------------|-------|-----------------------|
| 2048 | 521.2    | 646.2   | 358.8          | 539.8     | 329                    | 300.4 | 75                    |
| 2049 | 523.6    | 648.6   | 360.4          | 542.4     | 331                    | 305.2 | 75                    |
| 2050 | 526      | 651     | 362            | 545       | 333                    | 310   | 75                    |

Tabla 24: Proyección precios de combustibles (U\$/MWy) al 2050.

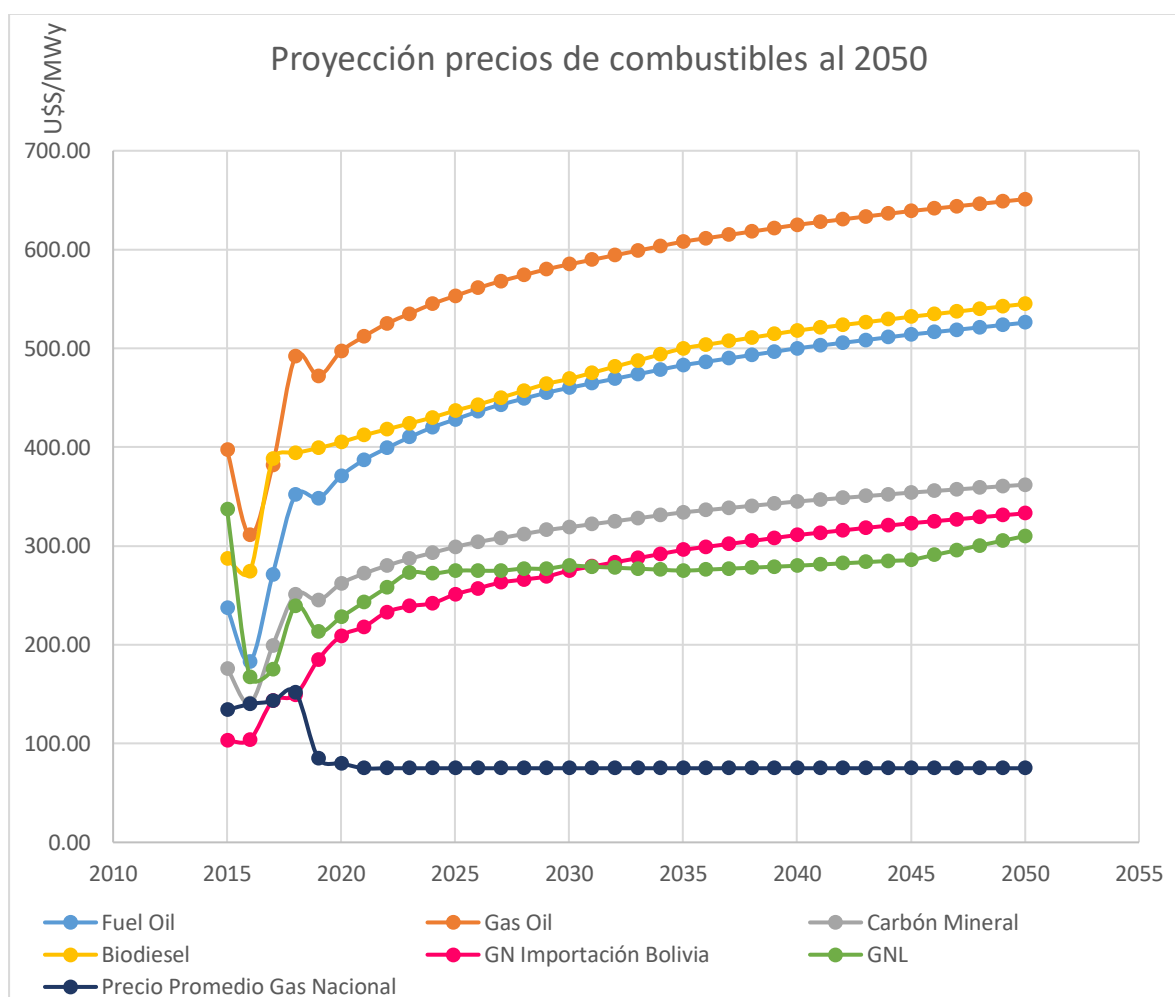


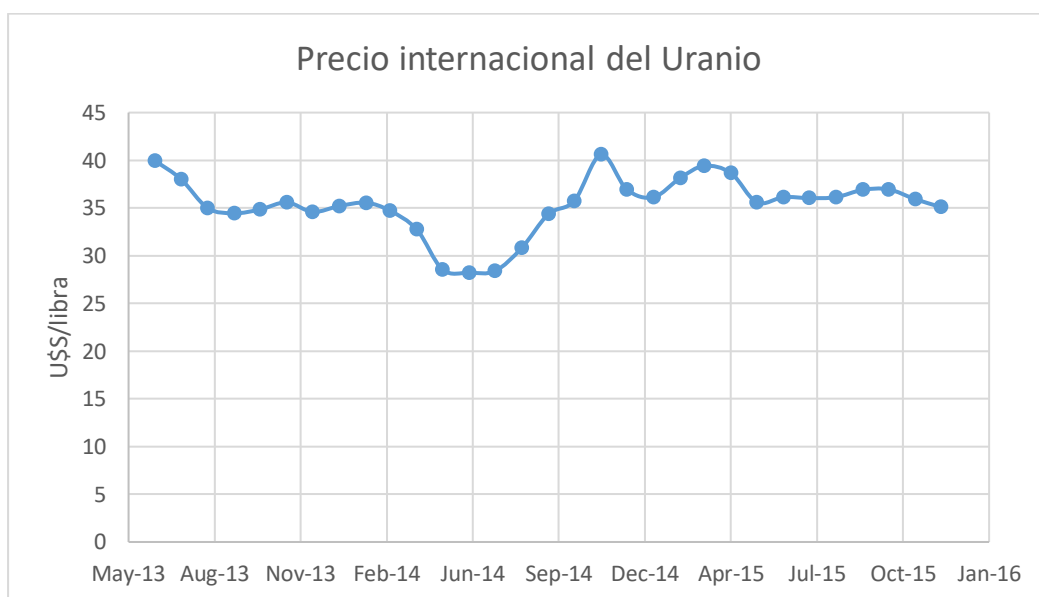
Figura 52. Precios de combustibles. Proyección al año 2050.

Se puede apreciar también la diferencia de precios de cada tipo de combustible, evidenciándose el bajo costo del Gas Natural; lo cual demuestra su gran participación como combustible en la matriz energética.

En el caso del Biodiesel, se tomaron los valores publicados en la página del Ministerio de Energía y Minería hasta el año 2017 y se tomó como tendencia un aumento lineal basado en los precios de los años 2015 a 2017.

Por otra parte, para el uranio se consideraron valores constantes en costos de importación para todo el periodo de estudio; a los que además se les adicionó costos de acondicionamiento y posterior fabricación de los elementos combustibles de producción nacional.

En la Figura 53 se observa la evolución de los precios del uranio desde mayo del año 2013 al 2015, con ciertas fluctuaciones en su valor; pero sin una tendencia marcada hacia la suba o baja de su precio.



**Figura 53. Precio internacional del Uranio.**

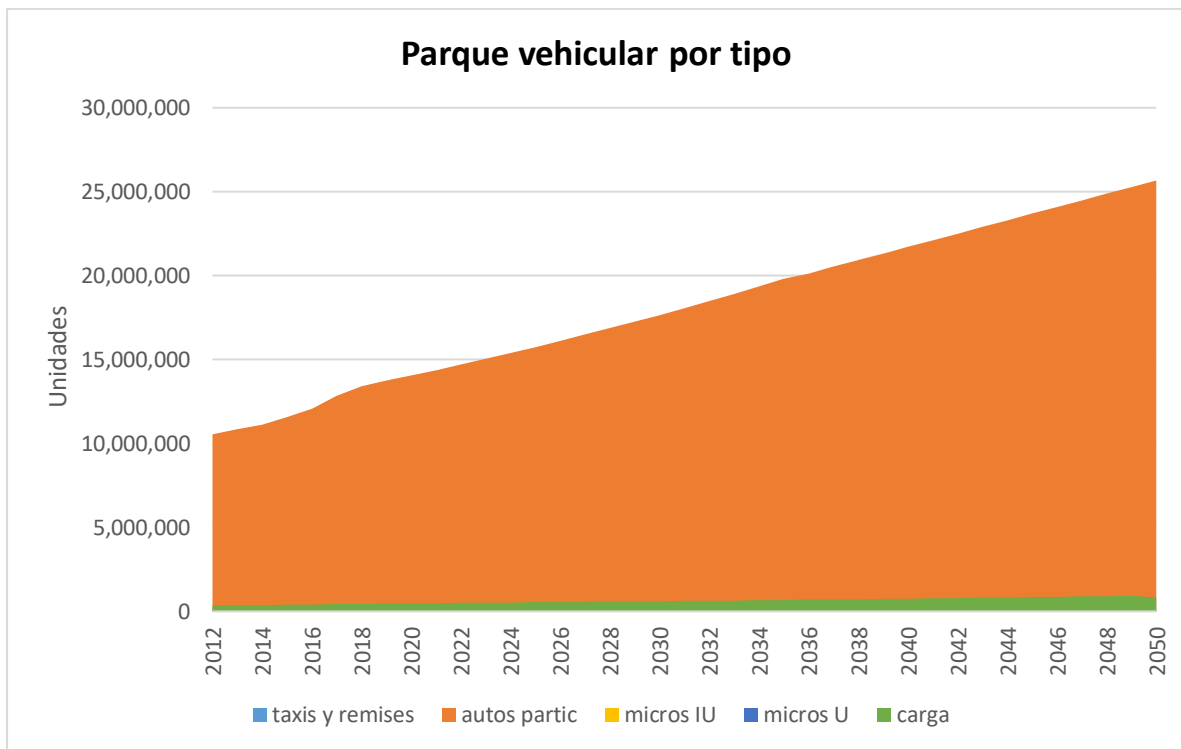
**Fuente:** International Monetary Fund 2017

#### 14.5. Proyección del Transporte

Para hacer posible el planteo de los distintos escenarios de participación vehicular por tipo de tecnología, fue necesario proyectar la composición del parque al año 2050. A partir de la información estadística publicada por la Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC), que proporciona datos sobre la flota circulante por tipo de vehículo en país, se analizó el crecimiento y composición del parque vehicular de los últimos siete años. A partir de ello el escenario de crecimiento del parque total atado al crecimiento del PBI definido previamente del 2%.

El parque total adoptado para el escenario BAU alcanza 25 millones de unidades al 2050. De ellas, 21,5 millones de unidades corresponden a vehículos particulares y 64.200 unidades a colectivos urbanos, cantidades que agrupan todas las tecnologías.

En la figura siguiente se observa las proyecciones:



**Figura 54.** BAU: proyecciones parque vehicular total

A modo de comprender cómo evolucionará el parque vehicular por tecnología año a año, se presentan en las figuras a continuación para el escenario BAU:

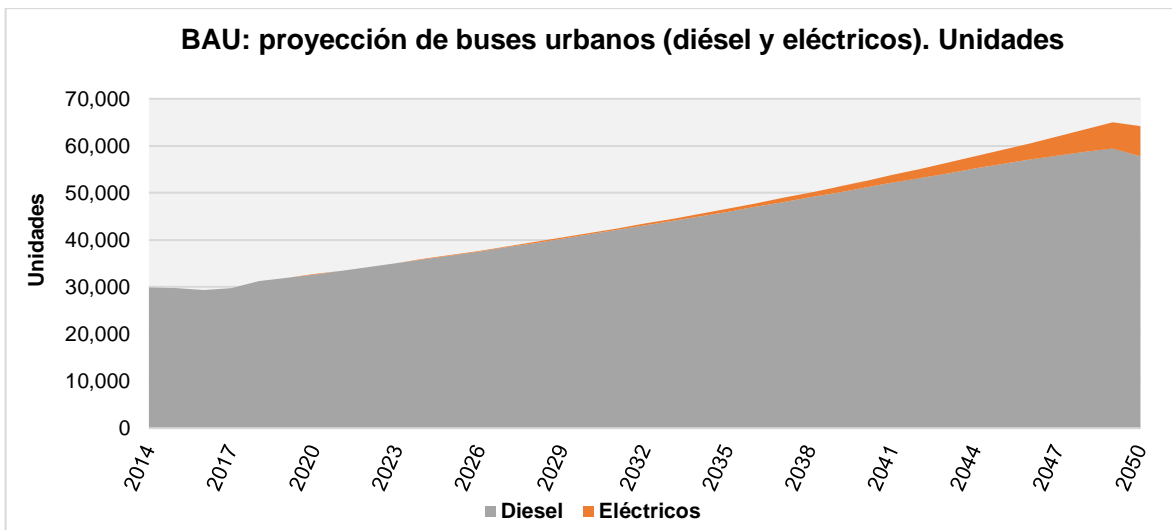
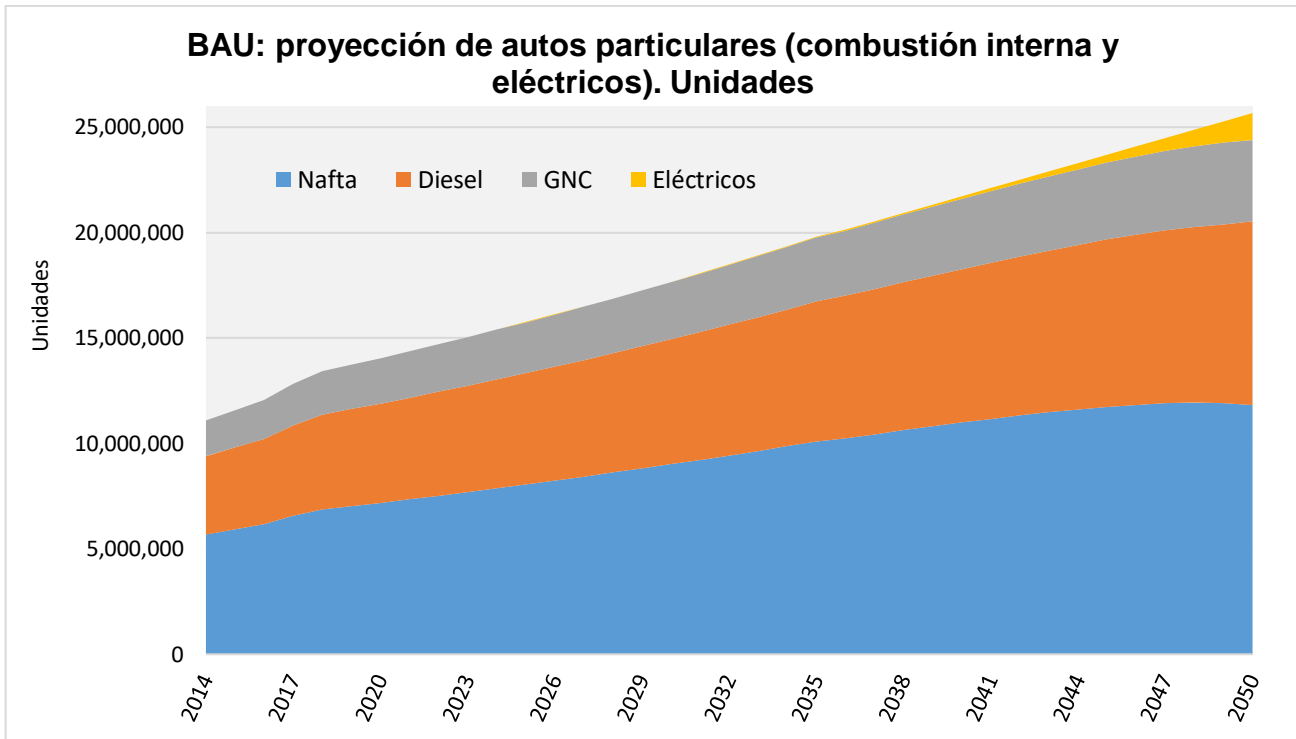


Figura 55. Incorporación de autos y colectivos eléctricos.

**15. AGRUPACIÓN PARQUE FIJO**

Del total de centrales del parque fijo, se realizó una agrupación por región a la que pertenecían y por tipo de tecnología. Agrupándose, de esta forma, Ciclos Combinados (CC), Turbinas de Gas (TG), Turbinas de Vapor (TV), Motores Diesel (DI), Centrales Nucleares (NUC), Centrales Hidroeléctricas (HI), Parques Solares (SOL) y Parques Eólicos (EO) por cada región.

**15.1. Agrupación de centrales hidroeléctricas**

En el caso de las centrales hidroeléctricas, se diferenciaron centrales de embalse, de pasada y de bombeo por región. Para cada conjunto, la potencia instalada total se determinó sumándose la de cada una de las centrales pertenecientes al mismo, discriminándose por región eléctrica.

De esta forma de un total de 58 centrales hidroeléctricas, se consiguió reducirlas a un total de 12 grupos; a ser ingresados luego en MESSAGE como parque fijo hidráulico generador de energía eléctrica.

| Grupo      | Región | Tipo    | Generación total (MWh) | Potencia Instalada | Centrales Incluidas   |
|------------|--------|---------|------------------------|--------------------|---|
| HI_COM_EM  | COM    | Embalse | 986497,08              | 4594,8             | Alicurá, Arroyito, Chocón, Piedra del Águila, Banderita, Pichi Picún Leufú  |
| HI_COM_PAS | COM    | Pasada  | 18713,33               | 106,70             | Guillermo Céspedes, César Cipoletti, Casa de Piedra, Divisaderos, Julián Romero, Salto Andersen, Apelp, Emp de Energía de Río Negro   |
| HI_CUY_EM  | CUY    | Embalse | 68412,58               | 406,00             | Agua del Toro, El Tigre, Nihuil (1, 2, 3 y 4)   |
| HI_CUY_BOM | CUY    | Bombeo  | 12418,33               | 224,00             | Los Reyunos   |
| HI_CUY_PAS | CUY    | Pasada  | 72389,50               | 495,50             | Central Hidráulica Cacheuta, Carrizal, Los Caracoles, Álvarez Condarco, Los Coroneles, Cuesta del Viento, Luján de Cuyo, La Lujanita, Punta Negra, Quebrada Ullum, Salto de La Loma, San Guillermo, San Martín, Ullum |



|            |     |         |            |         |   |
|------------|-----|---------|------------|---------|---|
| HI_PAT_EM  | PAT | Embalse | 254272,50  | 518,80  | Florentino Ameghino, Futaleufú  |
| HI_NOA_PAS | NOA | Pasada  | 40037,25   | 106,20  | Cadillal, Escaba, Los Maderas, Los Quiroga, Pueblo Viejo, Río Hondo, Río Reyes  |
| HI_NOA_EM  | NOA | Embalse | 14360,75   | 111,00  | Cabra Corral, El Tunal  |
| HI_CEN_PAS | CEN | Pasada  | 50386,67   | 168,00  | La Calera, Cassafousth, Cruz del Eje, Fitz Simon, Los Molinos (1 y 2), La Viña, Piedras Moras, Benjamin Reolin, San Roque |
| HI_CEN_BOM | CEN | Bombeo  | 55349,25   | 750,00  | Río Grande  |
| HI_LIT_EM  | LIT | Embalse | 438260,17  | 945,00  | Salto Grande  |
| HI_NEA_PAS | NEA | Pasada  | 1444212,42 | 2745,00 | Yacyretá  |

Tabla 25. Agrupación centrales hidroeléctricas.

Para cada clasificación se realizó también una curva de carga de la generación al año 2014 con datos extraídos de CAMMESA. Esta información se ingresó en el programa MESSAGE, el cual generó las curvas correspondientes en base a estos datos.

A continuación, se muestra como ejemplo de las curvas mencionadas, las del grupo HI\_COM\_EM (Embalse en Comahue) en la Figura 56.

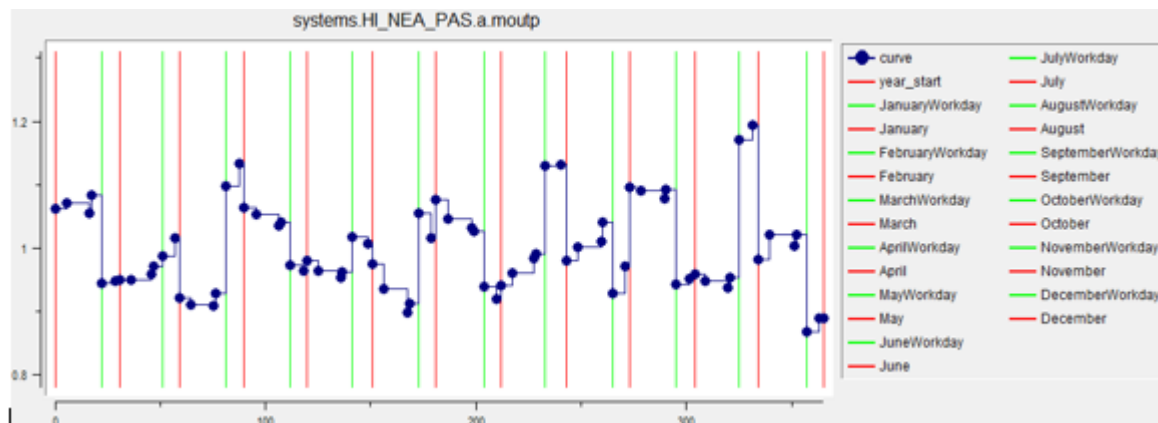


Figura 56. Curva de variación en la generación anual de HI\_NEA\_PAS.

Año 2014. MESSAGE.

### 15.2. Agrupación de parques eólicos

En cuanto a los parques eólicos, sólo se agrupó a las centrales del Parque Eólico Arauco adicionando las potencias instaladas de cada una, utilizando el mismo criterio que las hidráulicas; mientras que las centrales restantes se consideraron individualmente, contabilizando un total de 7.

| Grupo    | Parques Incluidos                 | Región | Potencia Instalada (MW) |
|----------|-----------------------------------|--------|-------------------------|
| EO_NOA   | Parque Eólico Arauco I y II Sapem | NOA    | 50,4                    |
| EO_PAT_1 | Hychico P. Eólico Diadema         | PAT    | 6,3                     |
| EO_PAT_2 | C. Eólica Loma Blanca IV-ENARSA   | PAT    | 50,0                    |
| EO_BAS   | Sea Energy Parque Eólico          | BAS    | 0,3                     |
| EO_PAT_3 | P. Eólico Rawson I - ENARSA       | PAT    | 48,6                    |
| EO_PAT_4 | P. Eólico Rawson II - ENARSA      | PAT    | 28,8                    |
| EO_PAT_5 | CE El Tordillo-Viento Patagónico  | PAT    | 3,0                     |

**Tabla 26. Agrupación parque eólicos.**

En el caso de los parques eólicos se tuvo en cuenta un tiempo de operación del 42% anual para los ubicados en la región Patagónica y Comahue, del 42% para la región de BAS; y uno del 22% anual para el resto de las localizaciones (Cuyo, Centro y NOA). Estos porcentajes bajos de operación son debidos a la fluctuación en la velocidad del viento, que no permite modelar una curva de carga como en el caso de los parques solares a continuación.

### 15.3. Agrupación de parques solares

De igual manera, los parques solares se consideraron también individualmente; contabilizando un total de 4, todos ellos ubicados en la provincia de San Juan.

| Grupo     | Centrales Incluidas              | Región | Potencia Instalada (MW) |
|-----------|----------------------------------|--------|-------------------------|
| SOL_CUY_1 | C. Fotov. Chimberas 1- ENARSA    | CUYO   | 2,0                     |
| SOL_CUY_2 | C. Fotov. Cañada Honda I- ENARSA | CUYO   | 2,0                     |
| SOL_CUY_3 | C. Fotov. Cañada Honda 2- ENARSA | CUYO   | 3,0                     |
| SOL_CUY_4 | Pta. Fotovoltaica S. Juan I-EPSE | CUYO   | 1,2                     |

**Tabla 27: Agrupación parques solares.**

Al igual que para las centrales hidroeléctricas, los parques solares también fueron modelados de acuerdo a la influencia en la generación de la variabilidad de la intensidad de la luz solar a lo largo del año; mediante la siguiente curva (correspondiente a la Central Fotovoltaica Cañada Honda I):

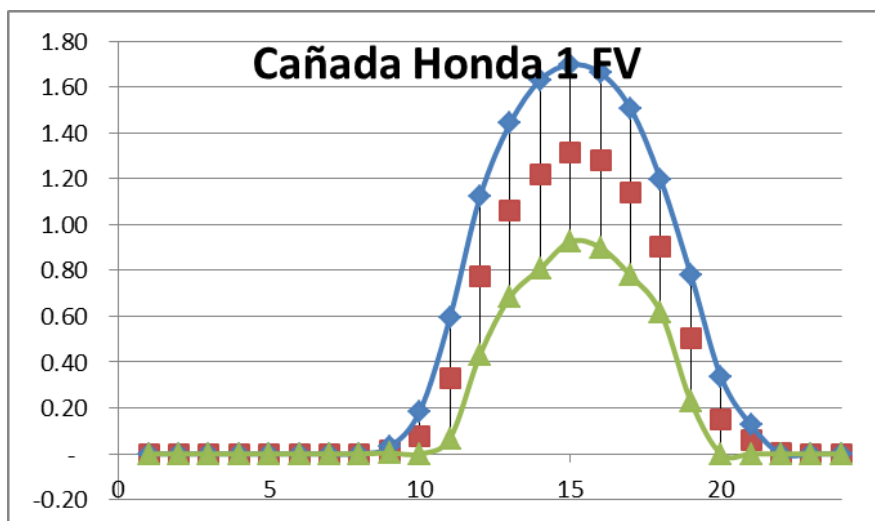


Figura 57: Variabilidad diaria de irradiación de la Planta Cañada Honda.

Se puede apreciar en la figura anteriormente expuesta la variabilidad de la generación durante el día, mayor radiación solar en horas del mediodía y la tarde y menor durante la mañana y la noche.

#### 15.4. Parque térmico fósil

Por último, para la agrupación del parque térmico fósil de Argentina al 2014, se utilizó el siguiente criterio:

Se agruparon las centrales térmicas por región a la que pertenecían; y dentro de cada región, se diferenció el tipo de tecnología utilizada, y por último el/los tipos de combustibles consumidos. Esta última diferenciación se realizó para luego poder contabilizar las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas de acuerdo al consumo de cada alternativa de combustible. Sumándose en cada grupo la potencia total instalada de cada una.

De esta forma, de un total de 450 máquinas instaladas al año 2014 se redujo a un total de 38 para representar el parque generador en el presente trabajo.

Para la determinación del consumo específico de cada grupo, se realizó el cálculo del promedio de éste ponderado por los valores de potencia de cada máquina involucrada. Es decir:

$$ConsProm. = \frac{(Cons.Esp.1xPot1 + Cons.Esp.2xPot2 + \dots)}{Pot1 + Pot2 + \dots}$$

Donde:

Cons. Esp. 1: Consumo específico promedio de la máquina 1

Cons. Esp. 2: Consumo específico promedio de la máquina 2

Pot1: Potencia instalada máquina 1

Pot2: Potencia instalada máquina 2

Además, el cálculo de la eficiencia de cada tecnología, se hizo de la siguiente forma:

$$\eta = \frac{860}{ConsProm}$$

Donde:

$\eta$  = eficiencia

Cons Prom = Consumo promedio (1)

Éste valor luego fue utilizado para ingresar los datos de cada agrupación en el programa MESSAGE.

Las tablas con la agrupación pertinente del parque fijo térmico se encuentran en el Anexo 2.

### 15.5. Parque térmico nuclear

Dentro de las centrales nucleares instaladas al año 2014 consideradas en el parque fijo se encuentran:

| Nombre de la central      | Tipo de Reactor | Potencia Instalada (MW) | Región | Combustible                       |
|---------------------------|-----------------|-------------------------|--------|-----------------------------------|
| Central Nuclear Embalse   | CANDU           | 648                     | CENTRO | Uranio natural (U235-0,72%)       |
| Central Nuclear Atucha I  | PHWR            | 362                     | BAS    | Uranio natural y ULE (U235-0,85%) |
| Central Nuclear Atucha II | PHWR            | 745                     | BAS    | Uranio natural (U235-0,72%)       |

**Tabla 28: Agrupación de centrales nucleares instaladas.**

Cabe destacar que para la Central Nuclear Atucha II, se consideró su futuro cambio de combustible al año 2025; cuando pasaría a utilizar ULE en lugar del enriquecimiento actual (0,72% correspondiente a Uranio natural). Además se consideró la extensión de vida hecha a la Central Nuclear Embalse que entra en extensión de vida y no produce durante el 2017 y 2018, y luego vuelve a operación en el 2019 con una repotenciación de 683 MW.

### 15.6. Otras consideraciones

En la carga de datos de las tecnologías también se tuvieron en cuenta costos variables, fijos, factores de planta, vida útil de planta, tiempo de operación, etc.

Dentro de los costos variables de cada tecnología y combustible, se contemplaron los presentados en la Tabla 31 tomados de la resolución RES 482/15 de CAMMESA.

| <b>Combustible/Tecnología</b> | <b>Costos Variables<br/>(U\$/kWh)</b> |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| GN                            | 15,65                                 |
| GO/FO                         | 27,39                                 |
| BIO                           | 52,09                                 |
| CARBÓN                        | 46,95                                 |
| HIDRO                         | 12,44                                 |
| EÓLICA                        | 12,38                                 |
| SOLAR                         | 5,31                                  |

**Tabla 29: Costos variables de tecnologías y combustibles.**

Por otra parte, los costos fijos y de inversión solo se ingresaron para proyectos y candidatas.

Además, para los parques eólicos se determinó un tiempo de operación del 42% anual para aquellos ubicados en la región patagónica y Comahue y del 22% para las restantes regiones (BAS y NOA), debido a la fluctuación en la velocidad del viento que no permite modelar una curva de carga similar a la fotovoltaica.

En el caso de tecnologías que utilizan más de una alternativa como combustible, una de ellas es el gas natural siendo las otras FO y GO; se tuvo en cuenta un recorte del 25 % de la generación anual con este. De modo tal de modelar las restricciones a la industria en el uso de este combustible durante los meses invernales.

Por último, se consideraron límites para la capacidad de transporte de Gas Natural debido a la capacidad de los gasoductos, este es un factor muy importante que delimita las decisiones en un futuro cercano de infraestructura para la matriz energética nacional.

| Conexión  | Capacidad |           |                |            |        | Perdidas |
|-----------|-----------|-----------|----------------|------------|--------|----------|
|           | MMm3/día  | m3/h      | kcal/h         | kw         | MW     | %        |
| NOA A LIT | 28.53     | 1,188,750 | 11,055,375,000 | 12,857,401 | 12,857 | 2.5%     |
| LIT A BAS | 62.63     | 2,609,583 | 24,269,125,000 | 28,224,992 | 28,225 | 2.5%     |
| COM A LIT | 34.1      | 1,420,833 | 13,213,750,000 | 15,367,591 | 15,368 | 2.5%     |
| COM A BB  | 46.61     | 1,942,083 | 18,061,375,000 | 21,005,379 | 21,005 | 4.3%     |
| BB A BAS  | 87.5      | 3,645,833 | 33,906,250,000 | 39,432,969 | 39,433 | 4.3%     |
| PAT A BB  | 40.89     | 1,703,750 | 15,844,875,000 | 18,427,590 | 18,428 | 4.3%     |
| NOA A NEA | 11        | 458,333   | 4,262,500,000  | 4,957,288  | 4,957  | 2.5%     |
| COM A BAS | 35        | 1,458,333 | 13,562,500,000 | 15,773,188 | 15,773 | 3.4%     |

Tabla 30: Transporte nacional, capacidad de gasoductos.

(MMm3 = millones de m3).



## 16. PROYECTOS Y CANDIDATAS

La oferta eléctrica se dividió en tres partes:

- Parque fijo
- Proyectos
- Candidatas

El parque fijo fue descrito anteriormente, mientras que los proyectos son aquellos que están en construcción, o que han sido anunciados; y aquellos cuyo progreso en la fase de proyecto los hace probables de ser construidos.

### 16.1. Proyectos nucleares

Con el propósito de conocer cuánta potencia eléctrica firme será necesaria para abastecer la demanda se evaluaron distintos proyectos nucleares para cada escenario de estudio. El escenario BAU contempla una proyección nuclear de baja al 2050 con los proyectos que se muestran a continuación.

Las centrales consideradas son: CAREM 25, central prototipo de diseño nacional del tipo PWR de baja potencia (SMR, Small and Medium Reactor); Hualong 1, central PWR con tecnología provista por China; CAREM 120, desarrollo comercial en base al prototipo CAREM 25; y por último una central de tipo PWR Genérico cuyo proveedor específico aún no está definido.

En la tabla siguiente se muestran las unidades seleccionadas con su potencia y sus respectivos años previstos de ingreso:

| Central          | Potencia (MW) | Fecha estimada ingreso |
|------------------|---------------|------------------------|
| CAREM 25         | 32            | 2023                   |
| Hualong          | 1.150         | 2029                   |
| CAREM 120- I     | 120           | 2030                   |
| PWR Genérico - I | 1.150         | 2035                   |

Tabla 31. Cronograma de ingresos para el Escenario BAU.

Por otra parte, con el inicio de la primera fase de la construcción del edificio de prototipo CAREM 25, denominación que fuera originalmente la sigla de Central Argentina de Elementos Modulares, el país tendrá en operación la primera central nuclear de potencia íntegramente diseñada y construida en Argentina. Ese tipo de reactores tiene una gran proyección para el abastecimiento eléctrico de zonas alejadas de los grandes centros urbanos o polos fabriles con alto consumo de energía. Ofrecen también otras prestaciones, como desalinización o provisión de vapor para diversos usos industriales. La obra civil del CAREM 25 comenzó el 8 de febrero de 2014 en la localidad de Lima, Provincia de Buenos Aires. El prototipo generará una potencia de 32 MW eléctricos.



Para el escenario Alternativo 1 se mantuvo el escenario nuclear de baja pero se agregó al año 2037 la central nuclear CAREM 480, que es un desarrollo comercial en base al prototipo CAREM 25 de 480 MW. El cronograma de ingresos queda de la siguiente forma:

| Central          | Potencia (MW) | Fecha estimada ingreso |
|------------------|---------------|------------------------|
| CAREM 25         | 32            | 2023                   |
| Hualong          | 1.150         | 2029                   |
| CAREM 120– I     | 120           | 2030                   |
| PWR Genérico - I | 1.150         | 2035                   |
| CAREM 480 – I    | 480           | 2037                   |

**Tabla 32. Cronograma de ingresos para el Escenario Alternativo 1.**

Luego, para el escenario alternativo 2 se consideró la incorporación nuclear de alta con las siguientes centrales nucleares junto con la proyección de sus ingresos:

| Central            | Potencia (MW) | Fecha estimada ingreso |
|--------------------|---------------|------------------------|
| CAREM 25           | 32            | 2023                   |
| Hualong            | 1.150         | 2028                   |
| CAREM 120– I       | 120           | 2030                   |
| PWR Genérico - I   | 1.150         | 2033                   |
| CAREM 480 – I      | 480           | 2035                   |
| CAREM 480 – II     | 480           | 2040                   |
| PWR Genérico - II  | 1.150         | 2045                   |
| PWR Genérico - III | 1.150         | 2050                   |

**Tabla 33. Cronograma de ingresos para el Escenario Alternativo 2.**

## 16.2. Proyectos Renovables

Entre los proyectos renovables se consideraron los contemplados en el Plan RenovAr basado en la nueva Ley de Renovables (Ley N° 27.191), que propone la incorporación a la matriz energética de nuestro país de tecnologías renovables, de forma tal de alcanzar un porcentaje de participación de las mismas de un 20% al año 2025. En este porcentaje se incluirían parques eólicos, parques solares, pequeños aprovechamientos hidráulicos (PAH), biomasa y biogás; como se muestra en la siguiente tabla:

| Tecnología   | Potencia Total Instalada (MW) | Provincias  |
|--------------|-------------------------------|---|
| Eólica       | 2784                          | Buenos Aires, Chubut, Río Negro, Santa Cruz, Neuquén, La Rioja, La Pampa, Mendoza y Córdoba |
| Solar        | 1038                          | Salta, Jujuy, Mendoza, La Rioja, Catamarca, San Juan, Mendoza y San Luis                    |
| Biogás       | 31                            | Santa Fe, San Luis y Córdoba  |
| Biomasa      | 15                            | Corrientes y Misiones   |
| PAH          | 21                            | Río Negro y Mendoza   |
| <b>Total</b> | <b>5167</b>                   |   |

Tabla 34: Proyectos Plan RenovAr.

Fuente: Ministerio de Energía y Minería.

### 16.3. Proyectos térmicos

En cuanto a proyectos de generación por combustible fósil, se listan a continuación aquellos ingresados en MESSAGE como parte del parque de proyectos junto a los renovables, tomados de la resolución de la Secretaría De Energía (RES 21). Estos proyectos corresponden la reserva térmica en caliente necesaria para realizar la incorporación de tecnologías de generación renovable no gestionable, para lograr la estabilidad en la estructura de transporte y distribución de energía. Se consideran tecnologías Diésel y Turbinas de Gas de última generación que se caracterizan por arranques rápidos, una mayor eficiencia y menores niveles de emisión.

| Tecnología | Región | Potencia (Mw) | Comb 1 | Comb 2 | Comb 3 | Año De Ingreso |
|------------|--------|---------------|--------|--------|--------|----------------|
| TG         | NOA    | 91            | GN     | GO     |        | 2018           |
| TG         | NOA    | 261           | GN     | -      |        | 2019           |
| TV         | NOA    | 60            | BM     |        |        | 2018           |
| DI         | NOA    | 89            | GN     | -      |        | 2017           |
| DI         | LIT    | 123           | GN     | GO     | FO     | 2017           |
| DI         | LIT    | 64            | GN     | GO     | FO     | 2017           |
| DI         | BAS    | 104           |        |        | FO     | 2018           |
| TG         | BAS    | 1372          | GN     | GO     |        | 2017           |

| Tecnología   | Región | Potencia (Mw) | Comb 1 | Comb 2 | Comb 3 | Año De Ingreso |
|--------------|--------|---------------|--------|--------|--------|----------------|
| DI           | BAS    | 202           | GN     | GO     | FO     | 2019           |
| DI           | BAS    | 25            |        |        |        | 2016           |
| TG           | BAS    | 127           | GN     | GO     |        | 2017           |
| TG           | BAS    | 203           | GN     | GO     |        | 2017           |
| TV           | BAS    | 280           | GN     |        | FO     | 2018           |
| TG           | BAS    | 93            | GN     | GO     |        | 2017           |
| DI           | BAS    | 60            | GN     |        | FO     | 2019           |
| TG           | CEN    | 197           | GN     | GO     |        | 2017           |
| TG           | COM    | 99            | GN     | GO     |        | 2019           |
| TG           | COM    | 105           | GN     |        |        | 2017           |
| <b>TOTAL</b> |        | <b>3555</b>   |        |        |        |                |

**Tabla 35: Proyectos térmicos agrupados por región y tecnología.**

Fuente: CAMMESA.

#### 16.4. Proyectos Hidráulicos

En cuanto a proyectos de generación hidráulica, se listan a continuación aquellos ingresados en MESSAGE. Como parte del parque de proyectos se incorporó a la matriz eléctrica el inventario hidroeléctrico priorizado por el Estado Nacional en el Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas (Resolución Secretaría de Energía 762/2009), como se muestra en la siguiente tabla:

| Central        | Año de incorporación | Potencia (MW) | Región    |
|----------------|----------------------|---------------|-----------|
| Aña Cua        | 2021                 | 270           | NEA       |
| La Barrancosa  | 2024                 | 360           | Patagonia |
| Condor Cliff   | 2024                 | 950           | Patagonia |
| Río de Llanura | 2029                 | 693           | NEA       |

**Tabla 36: Proyectos hidráulicos.**

Fuente: Secretaría de Energía.

### 16.5. Candidatas

Como sólo la instalación de los proyectos no alcanza para cubrir el crecimiento de la demanda, se propone equipamiento adicional para cubrir esa diferencia definido como "máquinas candidatas".

Las máquinas candidatas pueden ser de diversas tecnologías: plantas térmicas, plantas nucleares, plantas hidráulicas o plantas de energía renovables. El modelo MESSAGE las selecciona de acuerdo a los objetivos y limitaciones que se le fijan: menor costo, menor impacto ambiental, etc.

Para los escenarios a analizar, las centrales candidatas consideradas serán centrales nucleares, hidráulicas o de energía renovable; ya que el objetivo a largo plazo será el de minimizar las emisiones de CO<sub>2</sub> del parque generador de energía eléctrica del país y del sector de Transporte, buscando disminuir la participación de tecnologías de consumo de combustibles fósiles en la matriz energética argentina.

## 16.6. TRANSPORTE: CONVERSIÓN ELÉCTRICA Y A GNC

### 16.6.1. Vehículos particulares eléctricos

Como se mencionó previamente, el 99% de la energía consumida en el sector transporte en nuestro país es cubierto con derivados del petróleo y gas, lo que implica emisiones de gases de efecto invernadero principalmente en las zonas urbanas donde el tráfico de vehículos es la principal causa de polución.

Para evitar esto, se considera una transformación en el sistema de transporte actual por un sistema que sea ambiental y socialmente sostenible, es decir, que contribuya al bienestar económico y social sin agotar los recursos naturales, destruir el medio ambiente, ni dañar la salud humana, y es aquí donde el vehículo eléctrico asume un papel esencial para la reducción de GEI.

Desde el punto de vista energético, los vehículos eléctricos se perfilan actualmente como los sustitutos de los propulsados por motores de combustión interna, puesto que presentan una eficiencia 4 veces mayor.

El histórico problema del vehículo eléctrico fue la baja capacidad de acumulación de energía, que hoy en día está siendo superado mediante el desarrollo de baterías de última generación capaces de dotar al vehículo eléctrico de autonomía suficiente como para que sea una opción válida tanto para el uso particular como para su aplicación en colectivos.

Durante la última década se ha visto un crecimiento de los vehículos eléctricos y una rápida inserción en el mercado de países europeos, EE.UU. y otros países que forman parte de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). En el periodo 2005-2013, las ventas globales incluyendo vehículos eléctricos a batería y vehículos híbridos eléctricos han crecido en promedio anual de 67%, llegando a las 550.000 unidades vendidas en el 2015 (IEA 2016). Esto, se debe a un crecimiento exponencial que comenzó en el año 2005, cuando las ventas de vehículos eléctricos no superaban las 2.000 unidades, y cuyas ventas eran limitadas a Alemania, Francia, Italia y EE.UU. En el mismo periodo, el stock global de vehículos eléctricos se incrementó de manera acelerada, con una tasa promedio de crecimiento anual del 115%, rompiendo por primera vez la barrera del millón de vehículos en circulación para el 2015, cuando el stock global se situó en 1,26 millones de unidades.

En la siguiente figura se puede observar el crecimiento que han tenido los vehículos eléctricos en los principales países del mundo.

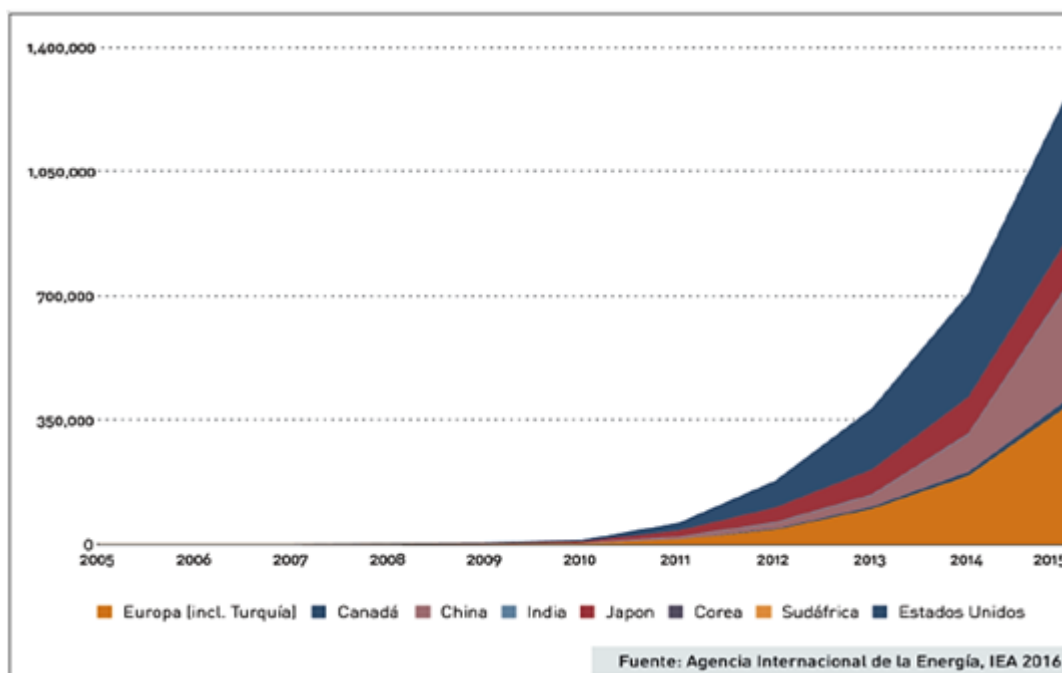


Figura 58. Crecimiento del parque vehicular eléctrico internacional

### 16.6.2. Colectivos eléctricos

Como se describió anteriormente en el presente trabajo, en el transporte urbano el colectivo es el vehículo de mayor participación, siendo el gasoil el combustible más utilizado.

Las líneas urbanas tienen un recorrido completo por cada vuelta de 10 a 35 km en general. El colectivo efectúa paradas cada 200 o 400 metros para permitir el ascenso y descenso de pasajeros. El mismo recorrido se cumple diariamente en forma repetitiva. Al llegar el colectivo a la terminal de cada línea, el vehículo permanece detenido durante al menos 10-15 minutos para cubrir las necesidades del conductor. La velocidad promedio varía de 14 km/h hasta 25 km/h en general, salvo casos particulares.

Los elevados niveles de contaminación urbana se asocian al uso de combustibles fósiles en el transporte de personas y carga, y a la reducida eficiencia de los motores de combustión interna. Asimismo, el sistema de transporte urbano presenta serios problemas de congestión de tráfico, contaminación local y ruidos molestos. La integración de vehículos eléctricos en la zona metropolitana de Buenos Aires, permitirá sustituir un sistema de transporte contaminante, de baja eficiencia por un sistema de transporte respetuoso con el medio ambiente y de mayor eficiencia. Para esto, es imprescindible elaborar una estrategia a largo plazo que permita diversificar la matriz energética tanto de demanda como de oferta con una menor dependencia de los combustibles fósiles. Los sistemas de transporte eléctricos tienen un gran potencial de desarrollo, dado que en la actualidad representan el 1% de la demanda de energía total del sector.

Para el desarrollo de los escenarios la integración de colectivos eléctricos en el sistema de transporte urbano en el AMBA, se ha considerado que los actuales son reemplazados parcialmente por colectivos eléctricos según los diferentes escenarios planteados en este estudio.

El recorrido promedio anual de los colectivos en la región metropolitana de Buenos Aires, de acuerdo al informe de la Asociación Argentina de Carreteras “*Transporte automotor urbano de pasajeros de la Región Metropolitana de Buenos Aires*”, el recorrido diario de estos vehículos teniendo en cuenta los días hábiles y las paradas por mantenimiento arroja un valor promedio de 220 km. Este valor coincide con la autonomía de los principales modelos comerciales actuales de colectivos eléctricos, lo que hace factible la electrificación del transporte urbano de pasajeros.

Se ha seleccionado para este informe el autobús de origen chino BYD, con una capacidad de 80 pasajeros y una autonomía probada de 250 km para un consumo promedio de 1,3 kWh/km, dependiendo del ciclo de conducción y de las condiciones climatológicas. Estos valores fueron tomados de un estudio realizado por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), empresa proveedora de servicios eléctricos en Uruguay, en el cual se hicieron pruebas de campo del colectivo chino BYD en la ciudad de Montevideo. Estos consumos son equivalentes a un ahorro de **2.260 litros de combustible diésel y 4 toneladas de CO<sub>2</sub> al mes**. A su vez la empresa BYD ha comenzado la construcción de su planta en el parque industrial de la Ruta 6 ubicado en la provincia de Buenos Aires.

El tiempo de recarga eléctrica de este modelo es de unas 5 horas, con una potencia eléctrica de 60 kW, garantizando una conducción de entre 14 y 16 horas en condiciones de tráfico denso urbano e interurbano, con una velocidad media de 17 km/h. Para este estudio se ha supuesto que el 100% del parque vehicular de colectivos eléctricos carga las baterías durante el horario valle (23 h a 05 h), intervalo en el que disminuye la frecuencia del servicio y cuando la energía es más económica, utilizando su carga durante el resto del día.

En la Ciudad de Buenos Aires han comenzado en mayo del 2018 a circular los primeros vehículos eléctricos de este tipo en las líneas 59, 12 y 39.

En lo que respecta a la experiencia internacional, la ciudad de Shenzhen en China, con 12 millones de habitantes, al año 2017 contaba con 16.000 colectivos eléctricos. En la siguiente figura se puede observar la incorporación de estos vehículos en los últimos 5 años, arrojando un crecimiento exponencial debido a las políticas públicas que permitieron tal crecimiento.

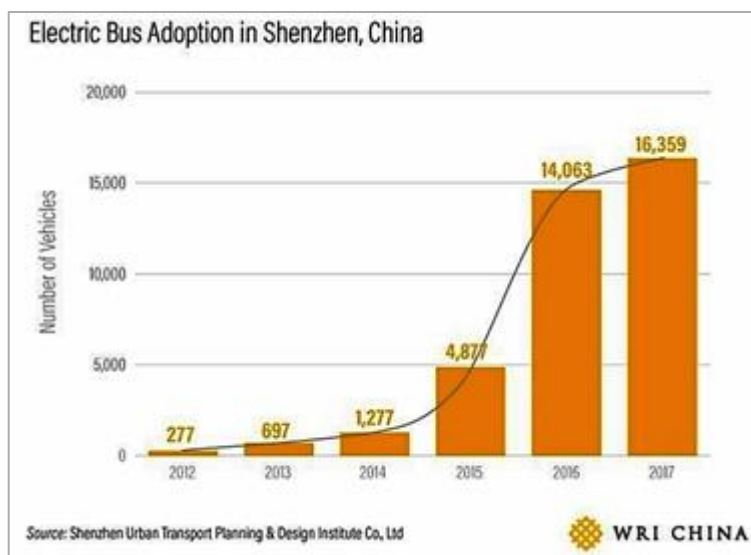


Figura 59. Incorporación de buses en China

### 16.6.3. Vehículos a GNC

El GNC se usa en Argentina desde el 21 de diciembre de 1984, cuando Gas del Estado autorizó la operación de las dos primeras estaciones de expendio en la Ciudad de Buenos Aires. Este número fue en incremento logrando que Argentina se ubique entre los países de mayor participación de GNC vehicular.

De las numerosas ventajas del auto a GNC, una de las más importantes es que posee el factor de emisión más bajo entre los combustibles fósiles, lo que permite una significativa reducción de las emisiones del sector, ayudando a mejorar la calidad del aire, en especial en zonas urbanas donde la contaminación atmosférica reduce la calidad de vida de toda la población. El vehículo a GNC es la opción más eficaz para convertir la actual flota de vehículos nafteros y diésel en vehículos más ecológicos. A su vez en un país como Argentina que cuenta con reservas comprobadas de gas natural, y con el gran potencial del yacimiento Vaca Muerta, formación de petróleo y gas natural no convencional que contiene el equivalente a 410 años de consumo de gas y 123 años de consumo de petróleo<sup>26</sup>, el GNC se vuelve una alternativa para la conversión de vehículos de combustión interna.

En lo que respecta al funcionamiento del motor se ha estimado que los vehículos de GNC sufrirían una reducción de potencia de entre el 10 y el 15%; sin embargo, las mejoras técnicas que se están produciendo, adaptando mejor los motores a las características del GNC, permite reducir esta brecha. El alto octanaje del GNC, superior a 115 octanos sin necesidad de aditivos tóxicos le permite operar con relaciones de compresión de 12:1 a 14:1, superiores a las gasolinas. En el caso del mantenimiento el uso de GNC conlleva menores costos debido a que mejora el comportamiento de las bujías por la ausencia de cualquier contenido de plomo o benceno, la combustión del gas natural en los cilindros no produce residuos carbonosos ni "lava" la película de lubricante, reduciendo en consecuencia el desgaste y prolongando la vida útil del aceite. También mejora la vida útil del catalizador al emitir menos gases contaminantes.

Todas estas circunstancias confirman que el uso del GNC prolonga la vida útil del motor. Como inconveniente cabe destacar que los depósitos deben someterse a inspecciones periódicas para garantizar su buen funcionamiento. En cuanto a contaminación al ambiente, los motores de GNC emiten menos gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>) que los motores tradicionales.

Otro de los beneficios es la disminución de ruido, que se debe a que el gas reduce la intensidad de las explosiones, por lo que reduce la vibración y por tanto el ruido generado por el motor.

Desde el punto de vista del usuario final, convertir el auto a GNC implica una inversión adicional de un 10%. La inversión inicial que debe realizar el consumidor es 5 veces superior en un auto eléctrico frente a un automóvil a GNC, haciendo a éste último una opción mucho más accesible para la mayoría de la población.

<sup>26</sup> Boletín Energético de CNEA N°40 - [https://www.cnea.gov.ar/es/wp-content/uploads/2019/01/Boletin-40\\_web.pdf](https://www.cnea.gov.ar/es/wp-content/uploads/2019/01/Boletin-40_web.pdf)



## 17. EMISIONES DE GEI

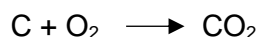
### 17.1. Emisiones de GEI en Generación de Electricidad

Para cada agrupación anteriormente descrita, se realizó el cálculo de los factores de emisión para cada tecnología y el combustible utilizado por esta. Esto se efectuó teniendo en cuenta valores de consumo promedio, poder calorífico del combustible, factores estequiométricos de las reacciones de combustión, y composición de Carbono (C) del mismo en cada combustible empleado.

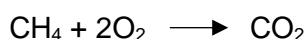
La composición media en porcentaje en peso (%p/p) de C en cada combustible se consideró de la siguiente forma:

- Carbón mineral: 67%
- Fuel Oil: 87%
- Gas Oil: 86,1%
- Gas Natural: 100% metano (CH<sub>4</sub>, considerándolo desulfurado)

Para los primeros tres casos (Carbón, FO, GO) la reacción de combustión asociada a estos combustibles es la siguiente:



Por otro lado, para el gas natural al considerarse 100% CH<sub>4</sub> por su similar densidad con este compuesto; la reacción de combustión difiere a la de los casos anteriores lo que hace que también sea distinto el valor de la relación estequiométrica en la combustión de este compuesto.



El cálculo de factores de emisión para cada tecnología y agrupación realizada en el modelado del escenario, se realizó de la siguiente manera:

$$\text{Factor de emisión} = \frac{HR \times FE \times \%C}{PC}$$

Donde: HR: Heat Rate o Consumo específico (kcal/kWh)

FE: Factor estequiométrico

%C: Porcentaje de carbono en el combustible

PC: Poder Calorífico del Combustible (kcal/m<sup>3</sup> o kcal/kg)

El factor estequiométrico (FE) mencionado anteriormente se calcula en base a las reacciones de combustión como la relación entre la cantidad de CO<sub>2</sub> producido respecto a la cantidad de CH<sub>4</sub> o C que reaccionó para generarla; siendo así, para el caso del gas natural:

$$FE = \frac{44 \text{ g/mol } CO_2}{16 \text{ g/mol } CH_4} = 2,75$$

De igual forma el cálculo se realizó para los restantes combustibles, donde:

$$FE = \frac{44 \text{ g } CO_2}{12 \text{ g } C} = 3,67$$

Finalmente, los valores utilizados para el cálculo en cada caso fueron los presentados en la Tabla 39.

| Combustible | PC (kcal/UU) | %C   | Factor estequiométrico | UU             |
|-------------|--------------|------|------------------------|----------------|
| <b>GN</b>   | 9300         | 100  | 2,75                   | m <sup>3</sup> |
| <b>GO</b>   | 10400        | 86,1 | 3,67                   | kg             |
| <b>CM</b>   | 5400         | 67   | 3,67                   | kg             |
| <b>FO</b>   | 9800         | 87   | 3,67                   | kg             |

**Tabla 37: Propiedades y características de combustibles.**

Mientras que los valores de Consumo específico o Heat Rate (HR) para cada agrupación, fueron los calculados en secciones anteriores de datos de CAMMESA al año 2014.

De cada uno de estos combustibles, se sabe que los mayores generadores de CO<sub>2</sub> en su combustión son el carbón, el fuel oil y el gasoil; por lo que en casos de turbinas duales (con consumo de dos alternativas de combustible) éstas contaminarían más al utilizar estos combustibles. Esto podría verse evidenciado durante los meses de invierno cuando el gas natural es recortado en el sector industrial, llevando a estas tecnologías a utilizar alternativas más contaminantes.

En el Anexo 2 se adjunta la tabla con los factores de emisión correspondientes a cada tecnología empleada en el escenario propuesto.

## 17.2. Emisiones de GEI en el sector transporte

Con el objetivo de conocer qué criterios emplear para el cálculo de emisiones de GEI del sector transporte –y en particular para el caso de autos particulares y colectivos- y poder contrastar de modo aproximado las estimaciones de emisiones que se calcularán, se ha tomado como referencia la publicación del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable “*Segundo Informe Bial de Actualización de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático Anexos 1 y 2*”. En ella es posible encontrar las emisiones del sector transporte del periodo 1990-2014, encontrándose este último año no muy lejano al primero del presente estudio, 2014.

En el apartado Transporte del anterior documento fueron calculadas las emisiones provenientes del consumo de combustibles de la actividad del transporte, en sus diversas modalidades, realizado con datos provenientes de fuentes oficiales y de cámaras del sector.

Para los combustibles líquidos consumidos, se utilizaron las tablas de “Refinación y Comercialización de Petróleo, Gas y Derivados”, los BEN y los Anuarios de Combustibles, todos ellos publicados en el sitio web del MINEM. Esta fuente posee información desde 1994, por lo que los años anteriores son extraídos del BEN de cada año.

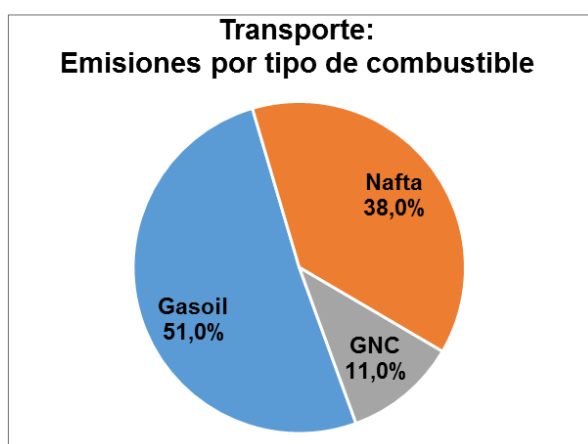
En cuanto al transporte terrestre, en las mismas tablas se puede hallar el consumo total de gasoil y nafta, a lo que debe adicionarse el consumo de GNC, obtenido de los Datos Operativos de ENARGAS, Sección I.09.a. Los datos anteriores a 1994, al igual que el caso anterior, son obtenidos del BEN de cada año.

Los factores de emisión utilizados se resumen en la tabla siguiente. Estos representan aproximadamente las tecnologías de vehículos existentes, por la similitud con sus pares de los países industrializados que poseen las marcas más usadas en la Argentina.

| Vehículo y combustible | FE CO <sub>2</sub> (kt/MWy) |
|------------------------|-----------------------------|
| Autos: GNC (mil m3)    | 1.77                        |
| Autos: gasoil          | 2.33                        |
| Autos: motonafta       | 2.18                        |
| Buses: gasoil          | 2.33                        |
| Camión: gasoil         | 2.33                        |
| Tren: gasoil           | 2.33                        |

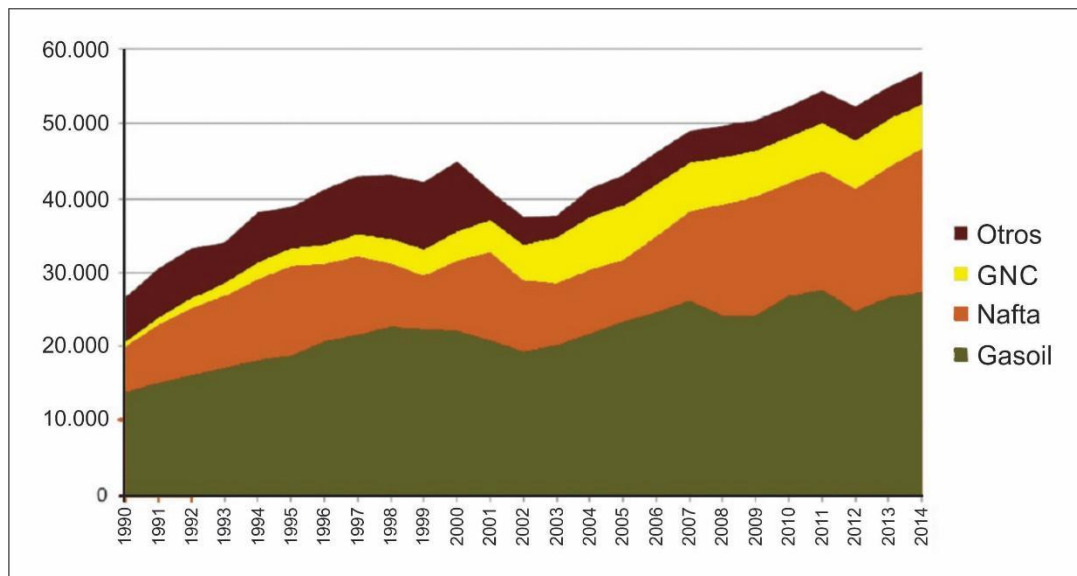
**Tabla 38.** Factores de emisión por tipo de vehículo

El gasoil es el combustible más representativo, seguido por la nafta y el gas natural comprimido (GNC), cuyos porcentajes son los siguientes:



**Tabla 39.** Emisiones por tipo de combustible en el transporte - 2014

El sector transporte muestra un fuerte crecimiento a lo largo del período, con excepción en los años recesivos, lo que demuestra su fuerte vinculación con la actividad económica en general como se observa en la Figura 60.



**Figura 60.** Evolución de las emisiones por combustible en el transporte (GgCO<sub>2</sub>e)

**Fuente:** Segundo Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático Anexos 1 y 2



## 18. MODELADO DE ESCENARIOS

Tal como se indicó previamente en este trabajo, partiendo del año 2014 se tendrán en cuenta tres escenarios energéticos hacia el año 2050. El primer escenario denominado BAU, por sus siglas en inglés Business As Usual, y dos Alternativos que plantean una incorporación masiva de energías renovables y centrales nucleares a fines de lograr al año 2050 la descarbonización del sistema eléctrico y de transporte.

El primer escenario alternativo está dado por la meta absoluta o “incondicional” asumida que es no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MMtCO<sub>2</sub> eq) en el año 2030. La proyección al 2050 bajo esta meta es de 626 MMtCO<sub>2</sub>, lo que implica una descarbonización del 27% respecto a las 852 proyectadas para el escenario BAU. El segundo escenario alternativo, está dado por la meta “condicional” donde se incluyeron medidas sujetas a condiciones de disponibilidad y costos de tecnología y de financiamiento para no exceder las 369 MMtCO<sub>2</sub> eq adicionalmente al 2030. La proyección al 2050 bajo esta meta es de 364 MMtCO<sub>2</sub>, lo que implica una descarbonización del 57% respecto a las 852 proyectadas para el escenario BAU.

### 18.1. Escenario BAU

El escenario BAU fue descrito en el detalle del modelado del caso, ya que este es el modelo de base de la Matriz Energética Nacional al año 2050. En la siguiente tabla se muestra la participación de las tecnologías de transporte para el año 2014 que es el año base y la participación proyectada siguiendo la tendencia actual hasta el año 2050.

| BAU                | Participación año base | Participación 2050 |
|--------------------|------------------------|--------------------|
| Autos particulares |                        |                    |
| Nafta              | 51%                    | 46%                |
| Diesel             | 34%                    | 34%                |
| GNC                | 15%                    | 15%                |
| Eléctricos         | 0%                     | 5%                 |
| Bus urbano         |                        |                    |
| Diesel             | 100%                   | 90%                |
| Eléctricos         | 0%                     | 10%                |

**Tabla 40.** Participación tecnologías de transporte. Escenario BAU

### 18.2. Escenario Alternativo 1 - Meta Absoluta

Al escenario 1 cuya búsqueda es la reducción de emisiones de GEI del Sistema en forma incondicional, para ello se le sumaron al modelo las siguientes características:

Transporte eléctrico y a GNC, se le sumó una mayor participación de autos y buses eléctricos al 2050, junto con la de autos a GNC. Para hacer posible el planteo de los distintos escenarios de participación vehicular por tipo de tecnología, fue necesario proyectar la composición del parque al año 2050 como se muestra en el apartado 14.

El parque total adoptado para el escenario BAU alcanza 25 millones de unidades al 2050. De ellas, 24 millones de unidades corresponden a vehículos particulares y 64.200 unidades a colectivos urbanos, cantidades que agrupan todas las tecnologías. En cuanto a la reducción de emisiones del transporte, en la siguiente tabla se muestran la participación de cada tecnología para el año base y la proyectada al 2050.

| Escenario 1        | Participación<br>año base | Participación<br>2050 |
|--------------------|---------------------------|-----------------------|
| Autos particulares |                           |                       |
| Nafta              | 51%                       | 46%                   |
| Diesel             | 34%                       | 24%                   |
| GNC                | 15%                       | 20%                   |
| Eléctricos         | 0%                        | 10%                   |
| Bus urbano         |                           |                       |
| Diesel             | 100%                      | 70%                   |
| Eléctricos         | 0%                        | 30%                   |

**Tabla 41.** Participación tecnologías de transporte de pasajeros.

Otro vector de descarbonización considerado fue el cambio modal del transporte de carga, reemplazando los camiones por ferrocarriles diésel, debido a que el tren consume 8 veces menos de combustible que el camión (8,3 l/t vs. 1,5 l/t para una distancia media de 600 km), con lo cual se consigue una considerable disminución de GEI. La proyección considerada fue aumentar la flota de trenes de carga en detrimento de los camiones, considerando que un tren largo de 100 vagones transporta la misma carga que 275 camiones, aumentando así la productividad, lo cual reduce los costos de transporte haciendo a la carga transportada más competitiva. En la siguiente tabla se muestran las proyecciones:

| ESCENARIO 1 |         |             |        |
|-------------|---------|-------------|--------|
| Año         | Fluvial | Ferrocarril | Camión |
| 2014        | 3.6     | 2.6         | 93.8   |
| 2015        | 3.6     | 2.8         | 93.6   |
| 2016        | 3.6     | 3.0         | 93.5   |
| 2017        | 3.6     | 3.1         | 93.3   |
| 2018        | 3.6     | 3.3         | 93.1   |
| 2019        | 3.6     | 3.5         | 92.9   |
| 2020        | 3.6     | 3.6         | 92.7   |
| 2021        | 3.6     | 3.8         | 92.6   |
| 2022        | 3.7     | 4.0         | 92.4   |
| 2023        | 3.7     | 4.1         | 92.2   |
| 2024        | 3.7     | 4.3         | 92.0   |
| 2025        | 3.7     | 4.5         | 91.8   |
| 2026        | 3.7     | 4.6         | 91.7   |
| 2027        | 3.7     | 4.8         | 91.5   |
| 2028        | 3.7     | 5.0         | 91.3   |
| 2029        | 3.7     | 5.1         | 91.1   |
| 2030        | 3.8     | 5.3         | 90.9   |

| ESCENARIO 1 |         |             |        |
|-------------|---------|-------------|--------|
| Año         | Fluvial | Ferrocarril | Camión |
| 2031        | 3.8     | 5.5         | 90.8   |
| 2032        | 3.8     | 5.6         | 90.6   |
| 2033        | 3.8     | 5.8         | 90.4   |
| 2034        | 3.8     | 6.0         | 90.2   |
| 2035        | 3.8     | 6.1         | 90.1   |
| 2036        | 3.8     | 6.3         | 89.9   |
| 2037        | 3.8     | 6.4         | 89.7   |
| 2038        | 3.9     | 6.6         | 89.5   |
| 2039        | 3.9     | 6.8         | 89.4   |
| 2040        | 3.9     | 6.9         | 89.2   |
| 2041        | 3.9     | 7.1         | 89.0   |
| 2042        | 3.9     | 7.3         | 88.8   |
| 2043        | 3.9     | 7.4         | 88.7   |
| 2044        | 3.9     | 7.6         | 88.5   |
| 2045        | 3.9     | 7.7         | 88.3   |
| 2046        | 4.0     | 7.9         | 88.1   |
| 2047        | 4.0     | 8.1         | 88.0   |
| 2048        | 4.0     | 8.2         | 87.8   |
| 2049        | 4.0     | 8.4         | 87.6   |
| 2050        | 4.0     | 8.6         | 87.4   |

**Tabla 42.** Participación tecnologías de transporte de carga.

Además se consideraron:

- Central Nuclear CAREM 480 MW al año 2037.
- Proyectos renovables a la matriz de generación, se agregaron las siguientes tecnologías de generación renovable quedando la tabla de proyectos renovables como se muestra a continuación:

Proyecto eólico Patagonia 199 MW

Proyecto eólico Buenos Aires 366.4 MW

Proyecto eólico Cuyo 50 MW

Proyecto solar NOA 352.5 MW

Proyecto solar Cuyo 269.1 MW

Proyecto solar Centro 40 MW



| Tecnología     | Potencia Total Instalada (MW) | Provincias  |
|----------------|-------------------------------|---|
| <b>Eólica</b>  | 3400                          | Buenos Aires, Chubut, Río Negro, Santa Cruz, Neuquén, La Rioja, La Pampa, Mendoza y Córdoba |
| <b>Solar</b>   | 1700                          | Salta, Jujuy, Mendoza, La Rioja, Catamarca, San Juan, Mendoza y San Luis                    |
| <b>Biogás</b>  | 31                            | Santa Fe, San Luis y Córdoba  |
| <b>Biomasa</b> | 15                            | Corrientes y Misiones   |
| <b>PAH</b>     | 21                            | Río Negro y Mendoza   |
| <b>Total</b>   | <b>5167</b>                   |   |

**Tabla 43: Proyectos Renovables Escenario 1.**

Además, fueron ingresadas máquinas candidatas ya que la instalación de los proyectos no alcanza para cubrir el crecimiento de la demanda

Las candidatas seleccionadas por el modelo en búsqueda de la descarbonización fueron 2141 MW de generación hidráulica, 3180 MW de generación renovable, la cual está compuesta por un 27% de generación solar y un 73% de eólica.

### 18.3. Escenario Alternativo 2 – Meta Condicional

Al escenario 2 cuya búsqueda es la profundización de la descarbonización del Sistema, para lograrlo se le sumaron a la base del Escenario 1 las siguientes características:

Transporte eléctrico y a GNC, se sumó una mayor participación de autos y buses eléctricos al 2050, junto con mayor cantidad de autos a GNC. En la siguiente tabla se muestran la participación de cada tecnología para el año base y la proyectada al 2050.

| Escenario 2        | Participación año base | Participación 2050 |
|--------------------|------------------------|--------------------|
| Autos particulares |                        |                    |
| Nafta              | 51%                    | 41%                |
| Diesel             | 34%                    | 19%                |
| GNC                | 15%                    | 25%                |
| Eléctricos         | 0%                     | 15%                |
| Bus urbano         |                        |                    |
| Diesel             | 100%                   | 50%                |
| Eléctricos         | 0%                     | 50%                |

**Tabla 44.** Participación tecnologías de transporte.

En este escenario también se propuso el cambio modal del transporte de carga, reemplazando los camiones por ferrocarriles diésel, considerando una proyección de alta. En la siguiente tabla se muestran la participación por tipo:

| ESCENARIO 2 |         |             |        |
|-------------|---------|-------------|--------|
| Año         | Fluvial | Ferrocarril | Camión |
| 2014        | 3.6     | 2.6         | 93.8   |
| 2015        | 3.6     | 2.9         | 93.5   |
| 2016        | 3.6     | 3.2         | 93.2   |
| 2017        | 3.6     | 3.5         | 92.9   |
| 2018        | 3.6     | 3.7         | 92.6   |
| 2019        | 3.6     | 4.0         | 92.4   |
| 2020        | 3.6     | 4.3         | 92.1   |
| 2021        | 3.6     | 4.6         | 91.8   |
| 2022        | 3.7     | 4.8         | 91.5   |
| 2023        | 3.7     | 5.1         | 91.2   |
| 2024        | 3.7     | 5.4         | 90.9   |
| 2025        | 3.7     | 5.7         | 90.6   |
| 2026        | 3.7     | 5.9         | 90.3   |
| 2027        | 3.7     | 6.2         | 90.1   |
| 2028        | 3.7     | 6.5         | 89.8   |
| 2029        | 3.7     | 6.8         | 89.5   |
| 2030        | 3.8     | 7.0         | 89.2   |
| 2031        | 3.8     | 7.3         | 88.9   |
| 2032        | 3.8     | 7.6         | 88.7   |
| 2033        | 3.8     | 7.8         | 88.4   |
| 2034        | 3.8     | 8.1         | 88.1   |
| 2035        | 3.8     | 8.4         | 87.8   |
| 2036        | 3.8     | 8.6         | 87.5   |
| 2037        | 3.8     | 8.9         | 87.3   |
| 2038        | 3.9     | 9.2         | 87.0   |
| 2039        | 3.9     | 9.4         | 86.7   |
| 2040        | 3.9     | 9.7         | 86.4   |
| 2041        | 3.9     | 9.9         | 86.2   |
| 2042        | 3.9     | 10.2        | 85.9   |
| 2043        | 3.9     | 10.5        | 85.6   |
| 2044        | 3.9     | 10.7        | 85.4   |
| 2045        | 3.9     | 11.0        | 85.1   |
| 2046        | 4.0     | 11.2        | 84.8   |
| 2047        | 4.0     | 11.5        | 84.5   |
| 2048        | 4.0     | 11.7        | 84.3   |
| 2049        | 4.0     | 12.0        | 84.0   |
| 2050        | 4.0     | 12.3        | 83.7   |

**Tabla 45.** Participación tecnologías de transporte de carga.

En cuanto a los proyectos nucleares se considera el plan nuclear de alta, agregando respecto del escenario 1 una Central CAREM 480 y dos Centrales PWR de 1150 MW. Y comparándolo con el BAU se agregan dos centrales CAREM 480 y dos PWR.

| Central                   | Potencia (MW) | Fecha estimada ingreso |
|---------------------------|---------------|------------------------|
| CAREM 25                  | 32            | 2023                   |
| Hualong                   | 1.150         | 2028                   |
| CAREM 120- I              | 120           | 2030                   |
| PWR Genérico - I          | 1.150         | 2033                   |
| CAREM 480 - I             | 480           | 2035                   |
| <u>CAREM 480 - II</u>     | <u>480</u>    | <u>2040</u>            |
| <u>PWR Genérico - II</u>  | <u>1.150</u>  | <u>2045</u>            |
| <u>PWR Genérico - III</u> | <u>1.150</u>  | <u>2050</u>            |

**Tabla 46. Cronograma de ingresos para el Escenario Alternativo 2.**

Además, fueron ingresadas máquinas candidatas ya que la instalación de los proyectos no alcanza para cubrir el crecimiento de la demanda

Las candidatas seleccionadas por el modelo en búsqueda de la descarbonización fueron 9176 MW de generación hidráulica, 13832 MW de generación renovable.

Finalmente se suma un costo de emisiones. Se introduce una regulación específica mediante un impuesto aplicado sobre la emisión de CO<sub>2</sub> (impuesto al carbono). Esto permite promover el mercado de carbono y establecer un suelo al precio de CO<sub>2</sub>, para dar una señal económica clara hacia la reducción de emisiones.

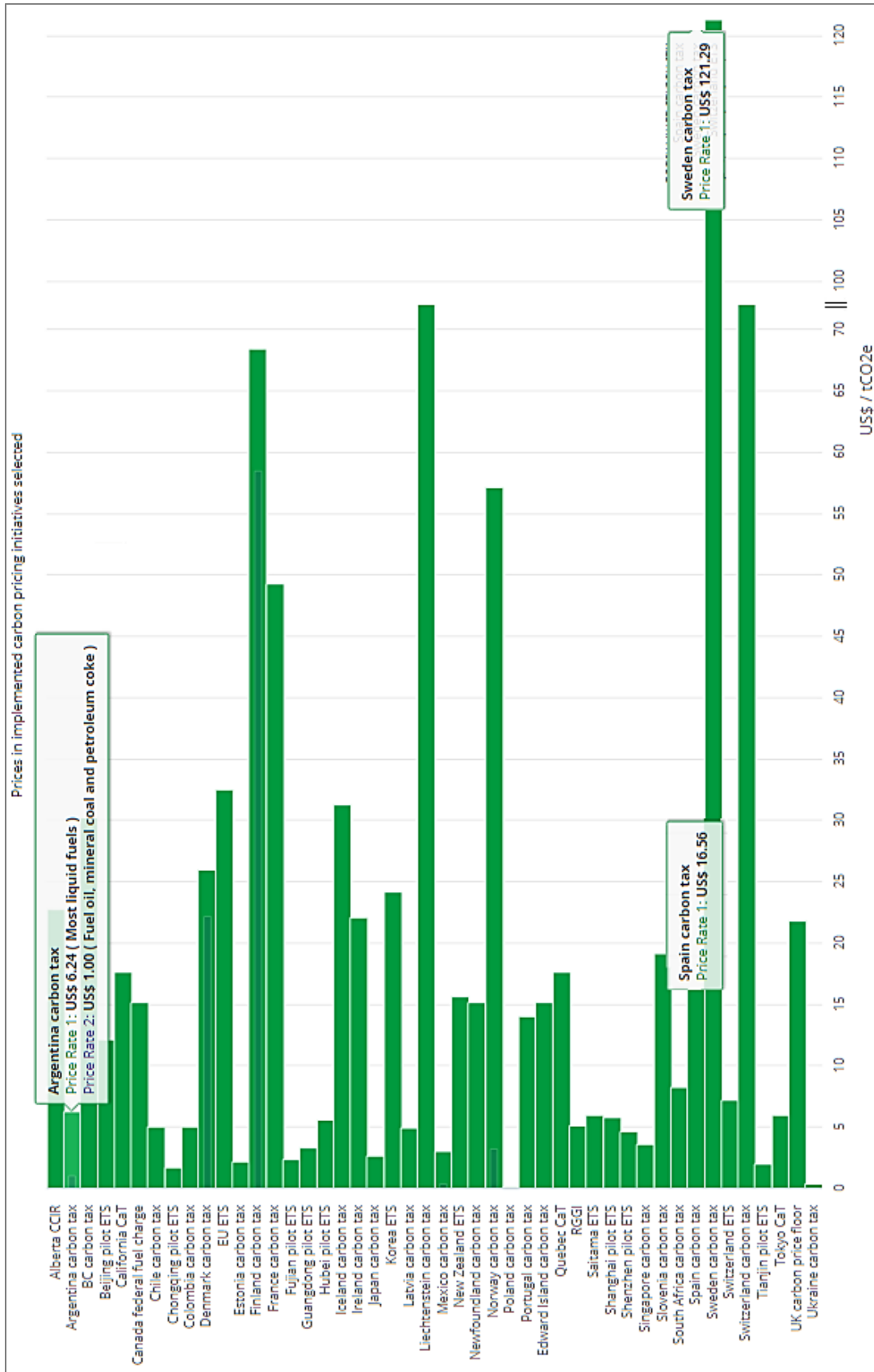


Figura 61. Precio de emisiones de CO<sub>2</sub> en el mundo. Agosto 2019.

Fuente: [https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map\\_data](https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data)

Según el Banco Mundial de Carbon Pricing, el gobierno argentino implementó un impuesto al carbono el 1 de enero de 2018 para la mayoría de los combustibles líquidos, reemplazando los impuestos al combustible anteriores. Los ingresos se destinan a múltiples beneficiarios, incluidos el Fondo Nacional de Vivienda, el Fideicomiso de Infraestructura de Transporte y el sistema de seguridad social, entre otros. Para el fuel oil, el carbón mineral y el coque de petróleo, la tasa impositiva comenzó a funcionar desde principios de 2019, al 10 por ciento de la tasa impositiva total. La tasa impositiva aumentará anualmente en 10 puntos porcentuales para alcanzar el 100 por ciento en 2028. El 100 por ciento de esto los ingresos se distribuyen de acuerdo con el Sistema Federal de Distribución de Ingresos.

En función de estos datos se realizó la proyección del impuesto a la emisión de gases de efecto invernadero como se muestra en la siguiente tabla. Se tomó el año 2020 como primer año en el que se hicieron efectivos los impuestos a las emisiones, y desde allí se incrementó en un 10% anual el valor hasta el año 2028, para luego aumentar el valor en un 3%. Además se compararon los valores obtenidos en la proyección con los valores de impuesto de carbono para otros países, obteniendo según la proyección un valor al 2030 cercano a los valores actuales que tienen los países europeos.

**Proyección Impuesto al CO<sub>2</sub> (US\$/tCO<sub>2</sub>e)**

|      |       |      |       |
|------|-------|------|-------|
| 2014 | 0.00  |      |       |
| 2015 | 0.00  | 2033 | 26.07 |
| 2016 | 0.00  | 2034 | 26.85 |
| 2017 | 0.00  | 2035 | 27.65 |
| 2018 | 0.00  | 2036 | 28.48 |
| 2019 | 0.00  | 2037 | 29.34 |
| 2020 | 7.55  | 2038 | 30.22 |
| 2021 | 8.31  | 2039 | 31.12 |
| 2022 | 9.14  | 2040 | 32.06 |
| 2023 | 10.05 | 2041 | 33.02 |
| 2024 | 11.05 | 2042 | 34.01 |
| 2025 | 12.16 | 2043 | 35.03 |
| 2026 | 13.38 | 2044 | 36.08 |
| 2027 | 14.71 | 2045 | 37.16 |
| 2028 | 16.18 | 2046 | 38.28 |
| 2029 | 17.80 | 2047 | 39.43 |
| 2030 | 19.58 | 2048 | 40.61 |
| 2031 | 21.54 | 2049 | 41.83 |
| 2032 | 23.70 | 2050 | 43.08 |

**Tabla 47. Proyección del impuesto al carbono.**

## 19. REDUCCIÓN DE EMISIONES

Para analizar la reducción de emisiones lograda en el presente trabajo, se presentan los resultados del modelo MESSAGE para los tres escenarios planteados y su comparación.

### 19.1. Escenario BAU

El escenario BAU "Business As Usual" mantiene la tendencia del año 2014 para todo el período de análisis. El resultado del escenario para los valores de emisiones muestra que siguiendo con la tendencia actual no se lograrían cumplir los objetivos propuestos por la Contribución Nacional y se muestran en la siguiente tabla con su respectiva gráfica.

| Año  | CO <sub>2</sub> modelo (MMt) |
|------|------------------------------|
| 2014 | 93.15                        |
| 2015 | 93.80                        |
| 2016 | 100.23                       |
| 2017 | 109.90                       |
| 2018 | 115.45                       |
| 2019 | 107.61                       |
| 2020 | 108.07                       |
| 2021 | 110.86                       |
| 2022 | 113.56                       |
| 2023 | 117.66                       |
| 2024 | 122.24                       |
| 2025 | 118.44                       |
| 2026 | 123.93                       |
| 2027 | 129.72                       |
| 2028 | 135.01                       |
| 2029 | 134.28                       |
| 2030 | 135.50                       |
| 2031 | 140.04                       |
| 2032 | 144.20                       |
| 2033 | 149.10                       |
| 2034 | 154.49                       |
| 2035 | 153.83                       |
| 2036 | 157.37                       |
| 2037 | 162.44                       |
| 2038 | 166.37                       |
| 2039 | 171.18                       |
| 2040 | 173.09                       |
| 2041 | 177.88                       |
| 2042 | 176.46                       |
| 2043 | 181.74                       |
| 2044 | 182.29                       |
| 2045 | 187.24                       |
| 2046 | 189.50                       |
| 2047 | 194.79                       |
| 2048 | 198.49                       |
| 2049 | 204.77                       |
| 2050 | 203.38                       |

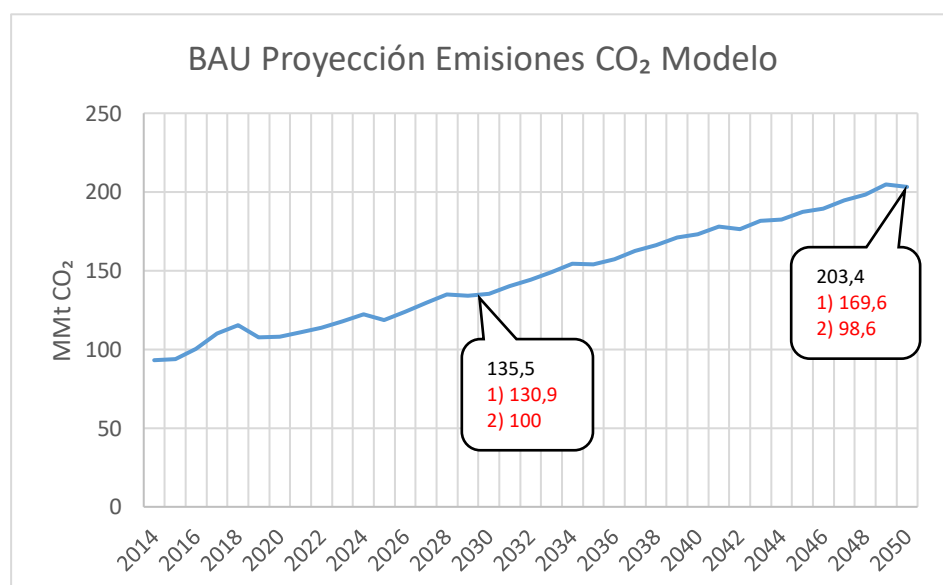


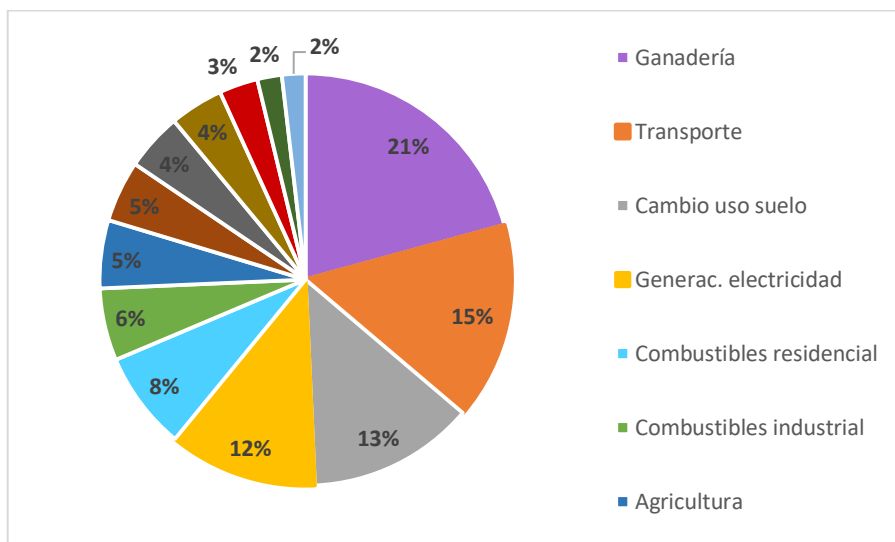
Figura 62. Modelado de la Proyección de emisiones Escenario BAU.

| Metas 2030 (MMtCO <sub>2</sub> ) |             |
|----------------------------------|-------------|
| Escenario 1                      | Escenario 2 |
| 130.9                            | 100.0       |

| Metas 2050 Trans y Gen E |             |
|--------------------------|-------------|
| Escenario 1              | Escenario 2 |
| 169.6                    | 98.6        |

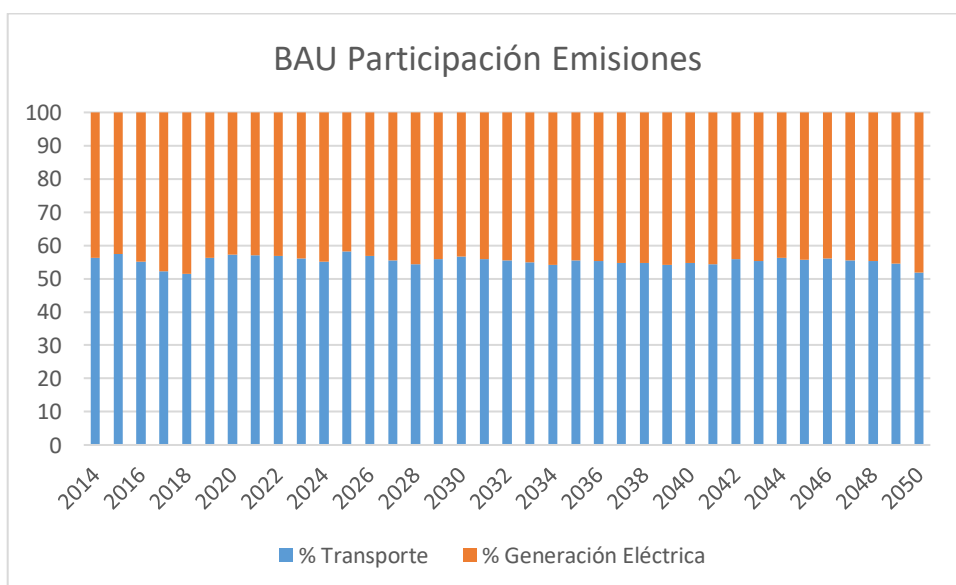
Tabla 48. Objetivos Contribución Nacional Argentina.

En este trabajo se modelaron las emisiones generadas en la generación de electricidad y en el transporte que corresponden al 27.1% de las emisiones totales, con 11.6% de participación para la generación y un 15.5% para el transporte. Estos valores por subsector fueron obtenidos del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero para el 2014 y realizando una simplificación se consideraron constantes estos porcentajes para las proyecciones, ya que estos valores no presentan variaciones significativas en el tiempo. A continuación, se presenta la participación por subsector de las emisiones:



**Figura 63. Participación de las emisiones de GEI por subsector**

Otro aspecto importante para el análisis de escenarios es la participación en el período de estudio de las emisiones en el transporte y en la generación de electricidad. En la siguiente figura se muestra la participación de ellos para el escenario BAU, se puede ver que aportan en igual medida, con 52% de aporte en la emisión de GEI para el sector transporte y un 48% para la generación de electricidad al año 2050.



**Figura 64. Participación de Transporte y Generación en emisiones.**

Para el caso de las emisiones generadas en el transporte, es necesario conocer la participación de cada una de las tecnologías de movilización y como varían a lo largo del período de estudio. Esto permite conocer sobre qué tecnologías y sectores es importante realizar cambios para lograr una reducción de emisiones en el sector.

Como se puede observar en las figuras, las tecnologías de mayor emisión son los autos particulares y el transporte de carga. Por ello estas fueron las tecnologías sobre las cuales se trabajó en los escenarios alternativos, además del colectivo urbano que permite el cambio modal a la electricidad.

Otro aspecto a destacar es que por la baja participación en la generación de emisiones, menores al 0,2%, de las tecnologías de Tren a GasOil de pasajeros y de carga estas no son mostradas en las gráficas de participación de emisiones en el transporte.



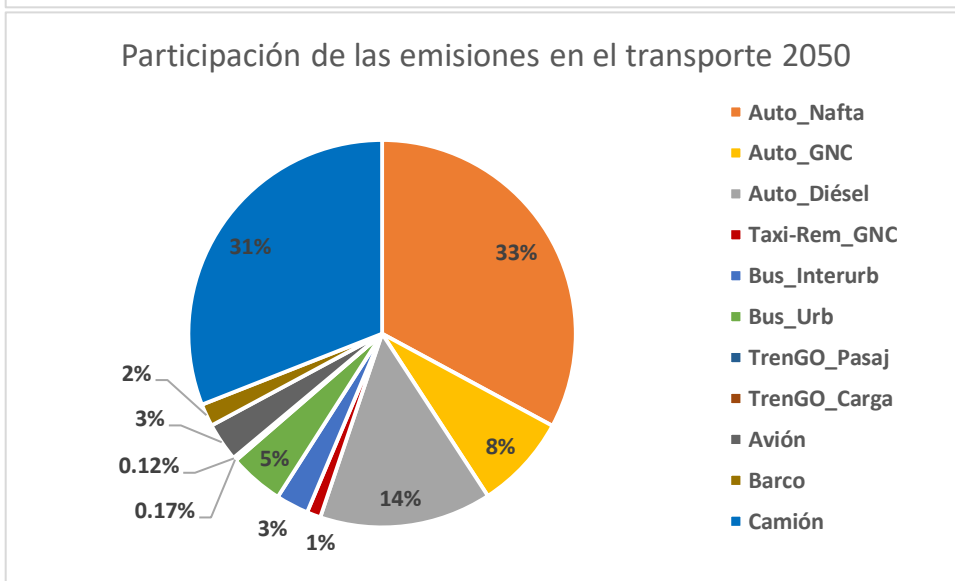
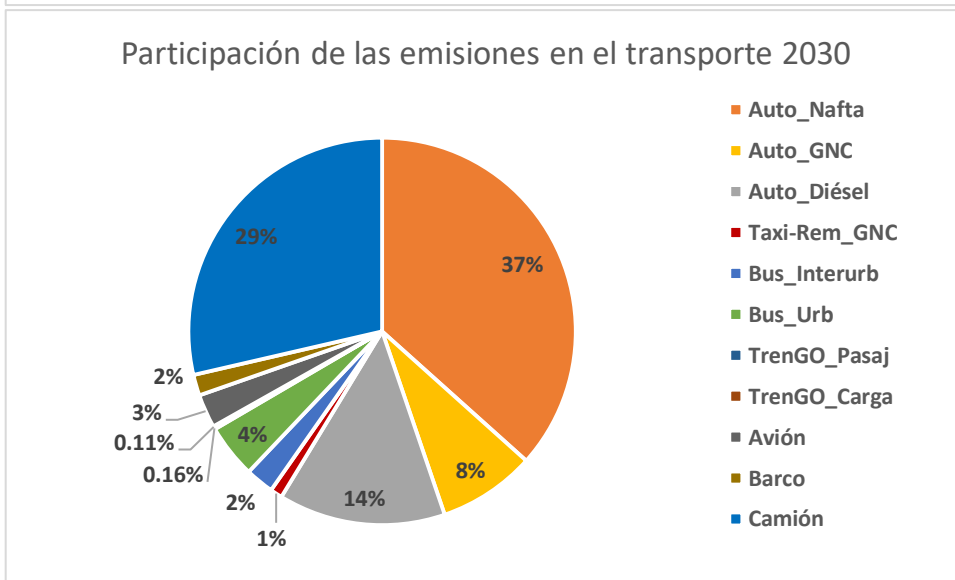
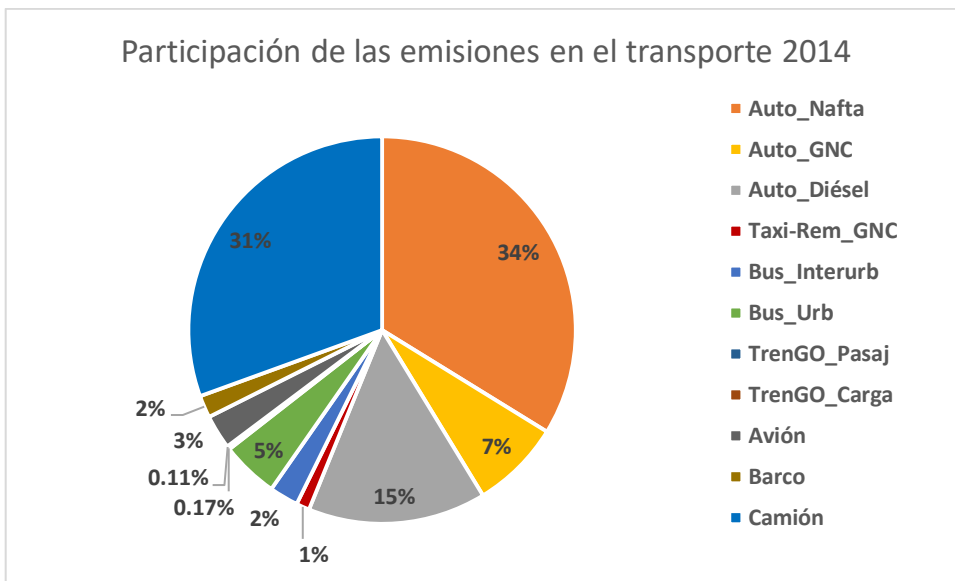


Figura 65. Participación de Transporte en emisión de GEI.

## 19.2. Escenario Alternativo 1 – Meta Absoluta

En este escenario se logra una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, como se muestra en la siguiente figura junto con su tabla. Se observa que con los vectores de descarbonización aplicados al modelo se logró cumplir la meta incondicional o absoluta, lo cual fue el objetivo planteado de este escenario.

| Año  | CO <sub>2</sub> modelo (MMt) |
|------|------------------------------|
| 2014 | 92.94                        |
| 2015 | 93.37                        |
| 2016 | 99.66                        |
| 2017 | 109.09                       |
| 2018 | 114.17                       |
| 2019 | 106.14                       |
| 2020 | 105.80                       |
| 2021 | 108.20                       |
| 2022 | 109.35                       |
| 2023 | 108.03                       |
| 2024 | 109.51                       |
| 2025 | 101.55                       |
| 2026 | 103.01                       |
| 2027 | 105.52                       |
| 2028 | 108.27                       |
| 2029 | 101.72                       |
| 2030 | 102.28                       |
| 2031 | 103.51                       |
| 2032 | 107.58                       |
| 2033 | 109.94                       |
| 2034 | 114.91                       |
| 2035 | 108.37                       |
| 2036 | 110.62                       |
| 2037 | 111.63                       |
| 2038 | 113.63                       |
| 2039 | 117.28                       |
| 2040 | 122.54                       |
| 2041 | 123.22                       |
| 2042 | 123.66                       |
| 2043 | 128.42                       |
| 2044 | 132.92                       |
| 2045 | 134.85                       |
| 2046 | 139.00                       |
| 2047 | 146.60                       |
| 2048 | 146.19                       |
| 2049 | 153.25                       |
| 2050 | 152.53                       |

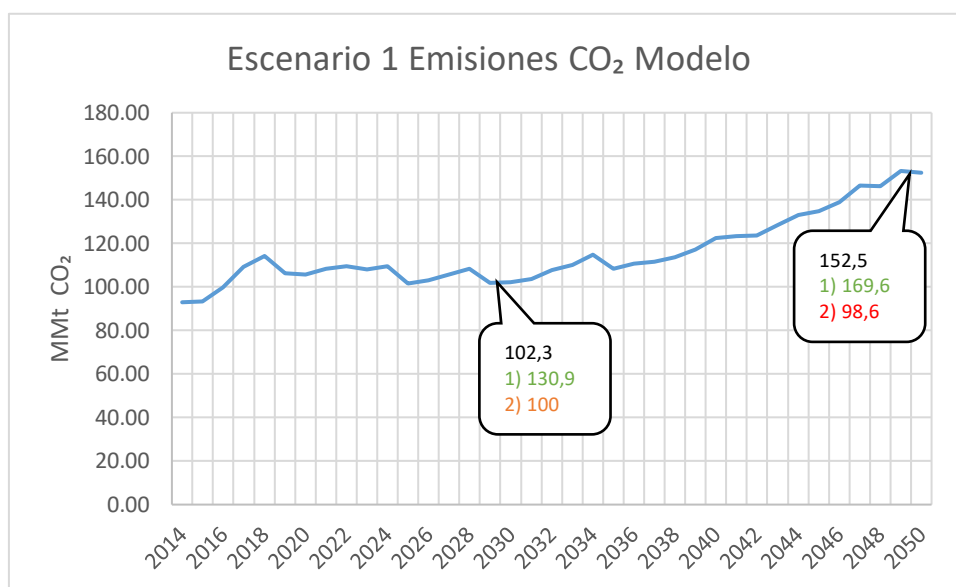


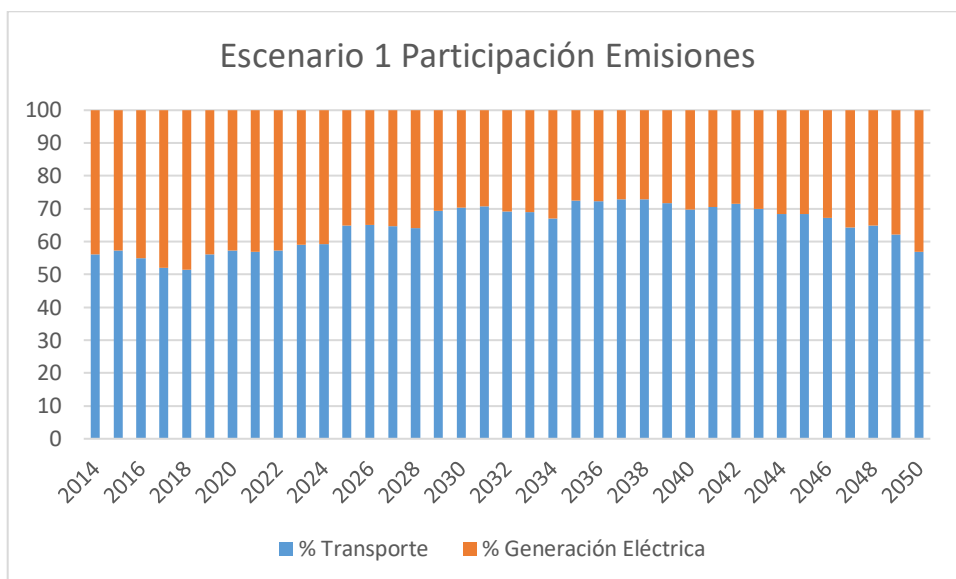
Figura 66. Modelado de la Proyección de emisiones Escenario 1.

| Metas 2030 Trans y Gen E |             |
|--------------------------|-------------|
| Escenario 1              | Escenario 2 |
| 130.9                    | 100.0       |

| Metas 2050 Trans y Gen E |             |
|--------------------------|-------------|
| Escenario 1              | Escenario 2 |
| 169.6                    | 98.6        |

Tabla 49. Objetivos Contribución Nacional Argentina.

Con respecto a la participación en el período de estudio de las emisiones en el transporte y en la generación de electricidad. En la siguiente figura se muestra la participación de ellos para el escenario 1, se puede ver que con las medidas de reducción de emisiones adoptadas se logra una mayor descarbonización del sistema de generación que en el de transporte. Presentando una relación de porcentaje en el transporte/generación de 56/44 para el año 2014, 70/30 al 2030 y 57/43 al 2050. Se observa que desde el año 2038 las emisiones en la generación aumentan, esto se debe a que la incorporación de máquinas limpias no alcanza a cubrir la demanda de energía por lo cual las fósiles comienzan a generar.



**Figura 67. Participación de Transporte y Generación en emisiones.**

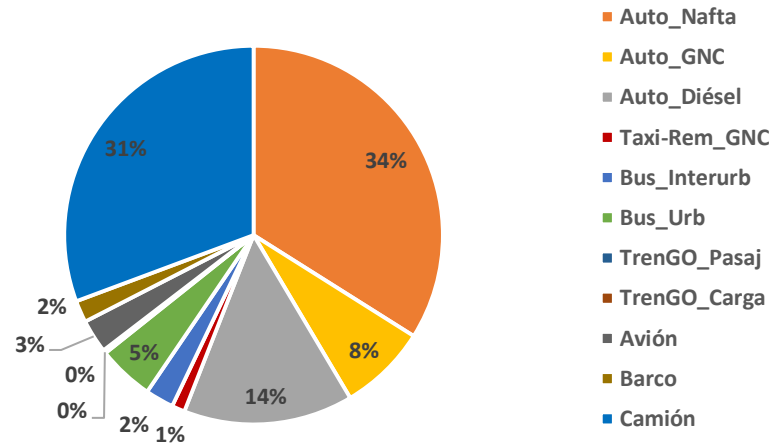
Para el caso de las emisiones generadas en el transporte, es necesario conocer la participación de cada una de las tecnologías de movilización y como varían a lo largo del período de estudio.

Se observa que al sumar una mayor participación de autos y buses eléctricos al 2050, junto con la de autos a GNC no se produce una variación significativa en la participación de emisiones, esto se debe a que los vehículos eléctricos no generarán emisiones durante su circulación dado que estos no consumen combustibles fósiles, pero se emiten GEI al generar la energía eléctrica que requiere cargar sus baterías, y en el caso de que la nueva potencia que demandarán los vehículos eléctricos provenga de centrales fósiles, se producirán emisiones de GEI.

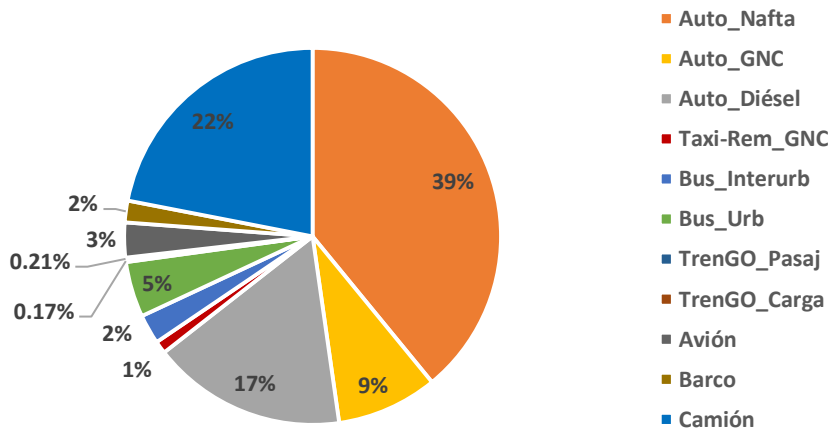
Otro vector de descarbonización considerado fue el cambio modal del transporte de carga, reemplazando los camiones por ferrocarriles diésel, con lo cual se consigue una considerable disminución de GEI por el consumo 8 veces menor del ferrocarril en comparación con los camiones por tonelada transportada. En las gráficas se observa perfectamente la disminución de la participación en las emisiones conseguida en este escenario.

Se destaca que por la baja participación en la generación de emisiones, menor al 1%, que tienen las tecnologías de Tren a GasOil de pasajeros y de carga estas no son mostradas en las gráficas al año 2014 y 2030 de participación de emisiones en el transporte. Se puede ver que al 2050 por la incorporación de transporte ferroviario de carga aparece la participación de los trenes de carga con un 0,21%.

Participación de las emisiones en el transporte 2014



Participación de las emisiones en el transporte 2030



Participación de las emisiones en el transporte 2050

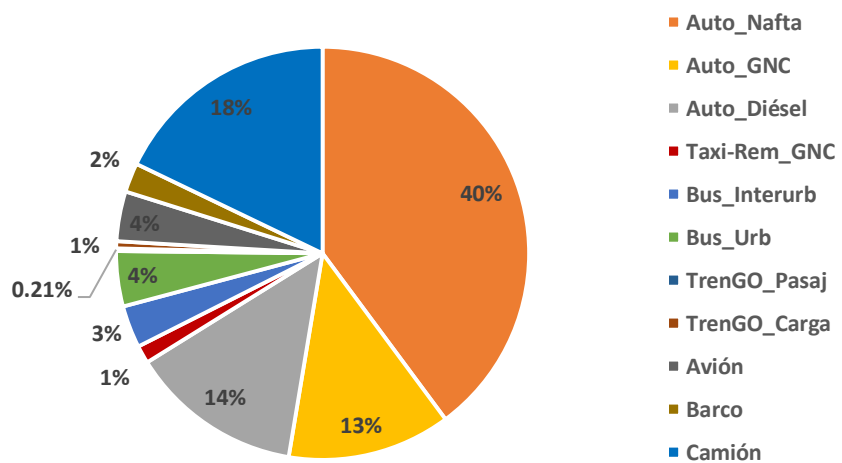


Figura 68. Participación del transporte en emisión de GEI.

### 19.3. Escenario Alternativo 2 – Meta Condicional

En este escenario se logra una mayor reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, como se muestra en la siguiente figura junto con su tabla. Se observa que con los vectores de descarbonización profundizados aplicados al modelo se logró cumplir la meta condicional, lo cual fue el objetivo planteado de este escenario.

| Año  | CO <sub>2</sub> modelo (MMt) |
|------|------------------------------|
| 2014 | 93.49                        |
| 2015 | 94.09                        |
| 2016 | 99.62                        |
| 2017 | 109.02                       |
| 2018 | 113.91                       |
| 2019 | 105.76                       |
| 2020 | 105.30                       |
| 2021 | 106.69                       |
| 2022 | 106.37                       |
| 2023 | 104.81                       |
| 2024 | 104.42                       |
| 2025 | 96.81                        |
| 2026 | 98.73                        |
| 2027 | 100.88                       |
| 2028 | 97.28                        |
| 2029 | 99.72                        |
| 2030 | 97.26                        |
| 2031 | 99.35                        |
| 2032 | 100.42                       |
| 2033 | 98.77                        |
| 2034 | 100.12                       |
| 2035 | 102.55                       |
| 2036 | 102.24                       |
| 2037 | 104.89                       |
| 2038 | 105.63                       |
| 2039 | 106.68                       |
| 2040 | 109.15                       |
| 2041 | 105.39                       |
| 2042 | 108.70                       |
| 2043 | 111.28                       |
| 2044 | 111.59                       |
| 2045 | 109.28                       |
| 2046 | 102.34                       |
| 2047 | 106.59                       |
| 2048 | 102.28                       |
| 2049 | 101.22                       |
| 2050 | 100.83                       |

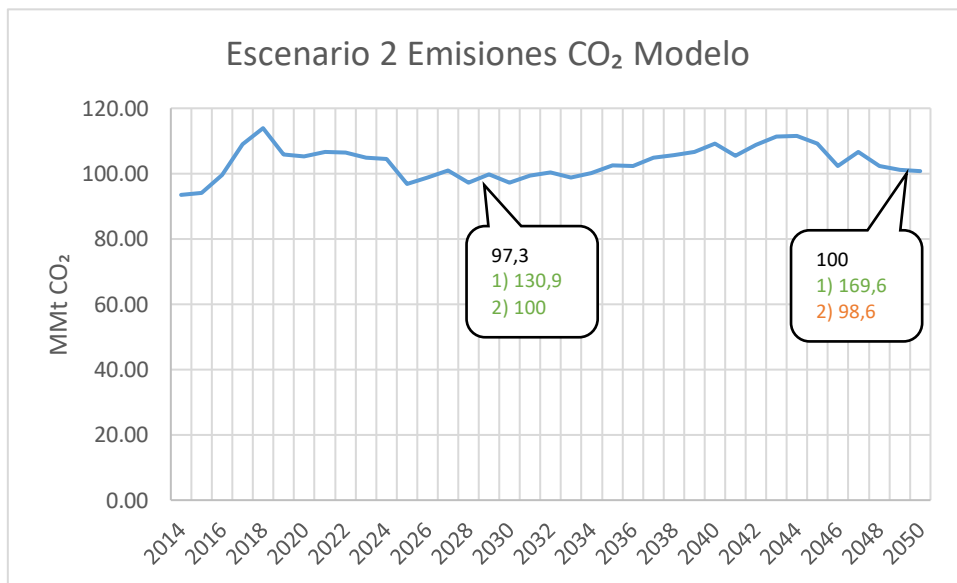


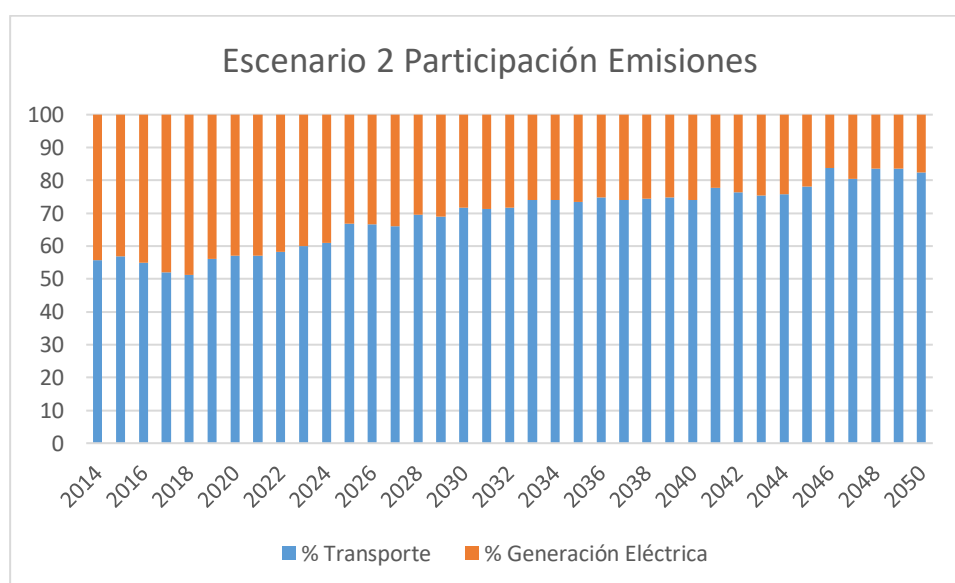
Figura 69. Modelado de la Proyección de emisiones Escenario 2.

| Metas 2030 Trans y Gen E |             |
|--------------------------|-------------|
| Escenario 1              | Escenario 2 |
| 130.9                    | 100.0       |

| Metas 2050 Trans y Gen E |             |
|--------------------------|-------------|
| Escenario 1              | Escenario 2 |
| 169.6                    | 98.6        |

Tabla 50. Objetivos Contribución Nacional Argentina.

Con respecto a la participación en el período de estudio de las emisiones en el transporte y en la generación de electricidad. En la siguiente figura se muestra la participación de ellos para el escenario 2, se puede ver que con las medidas de reducción de emisiones adoptadas se logra una mayor descarbonización del sistema de generación que en el de transporte, presentando una relación de porcentaje en el transporte/generación de 56/44 para el año 2014, 72/28 al 2030 y 82/18 al 2050. Se observa la participación de la generación va disminuyendo, esto se debe a que hay una incorporación constante de máquinas limpias que no emiten, como las nucleares, eólicas, solares e hidráulicas. Además de que en el sector transporte se han reducido considerablemente en valor, la proporción de disminución respecto a la generación es menor debido a que este sector sigue siendo dependiente de los combustibles fósiles.



**Figura 70. Participación de Transporte y Generación en emisiones.**

Para el caso de las emisiones generadas en el transporte, es necesario conocer la participación de cada una de las tecnologías de movilización y como varían a lo largo del período de estudio. Se observa que al sumar una mayor participación de autos y buses eléctricos al 2050, junto con la de autos a GNC no se produce una variación significativa en la participación de emisiones, esto se debe a que la participación de los vehículos de carga disminuye la cantidad de emisiones en mayor medida por lo que la disminución no se alcanza a ver en el gráfico de participación, pero si se logra ver una cantidad significativa de emisiones evitadas.

Otro vector de descarbonización considerado fue el cambio modal del transporte de carga, reemplazando los camiones por ferrocarriles diésel, con lo cual se consigue una considerable disminución de GEI por el consumo 8 veces menor del ferrocarril en comparación con los camiones por tonelada transportada. En las gráficas se observa perfectamente la disminución de la participación en las emisiones conseguida en este escenario.

Se destaca que por la baja participación en la generación de emisiones, menor al 1%, que tienen las tecnologías de Tren a GasOil de pasajeros y de carga estas no son mostradas en las gráficas al año 2014 y 2030 de participación de emisiones en el transporte. Se puede ver que al 2050 por la incorporación de transporte ferroviario de carga aparece la participación de los trenes de carga.

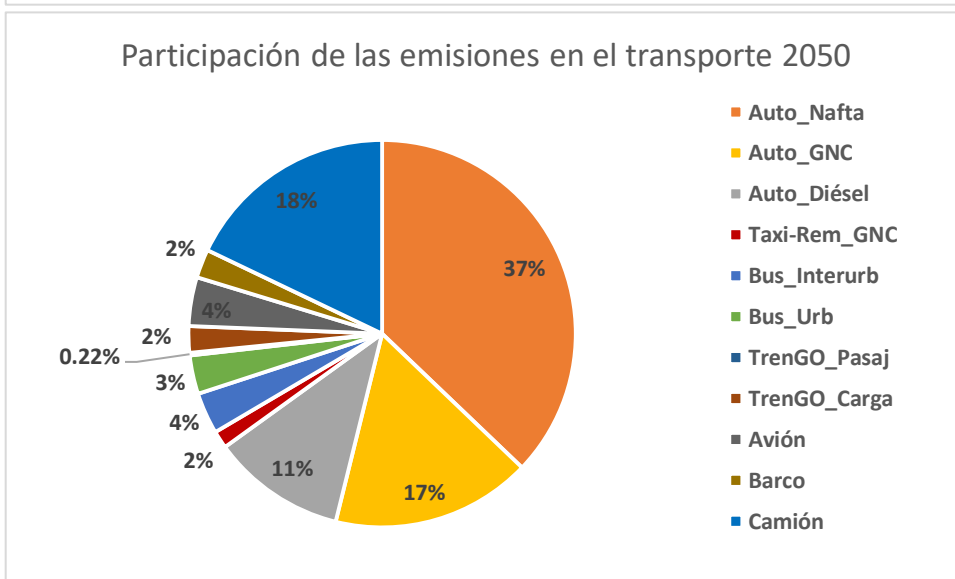
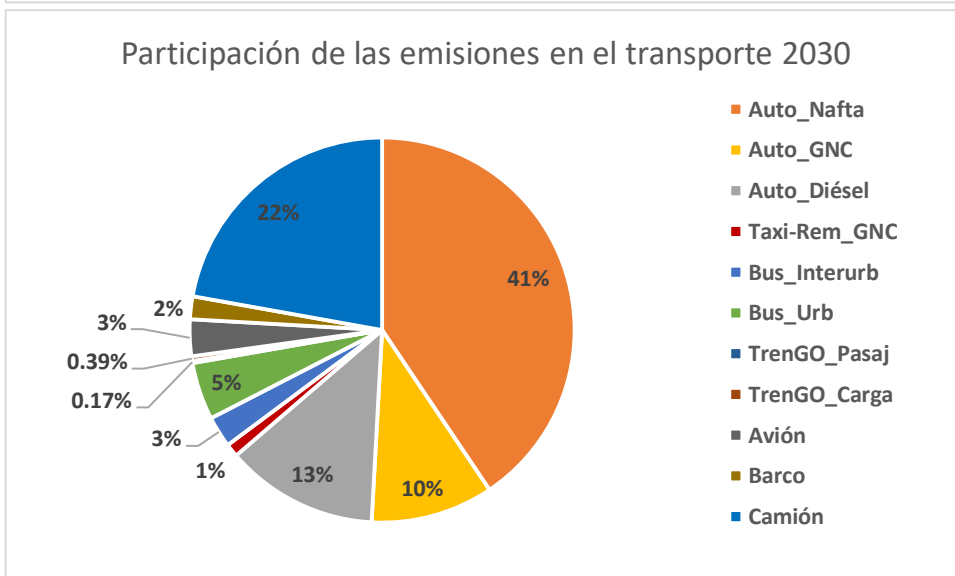
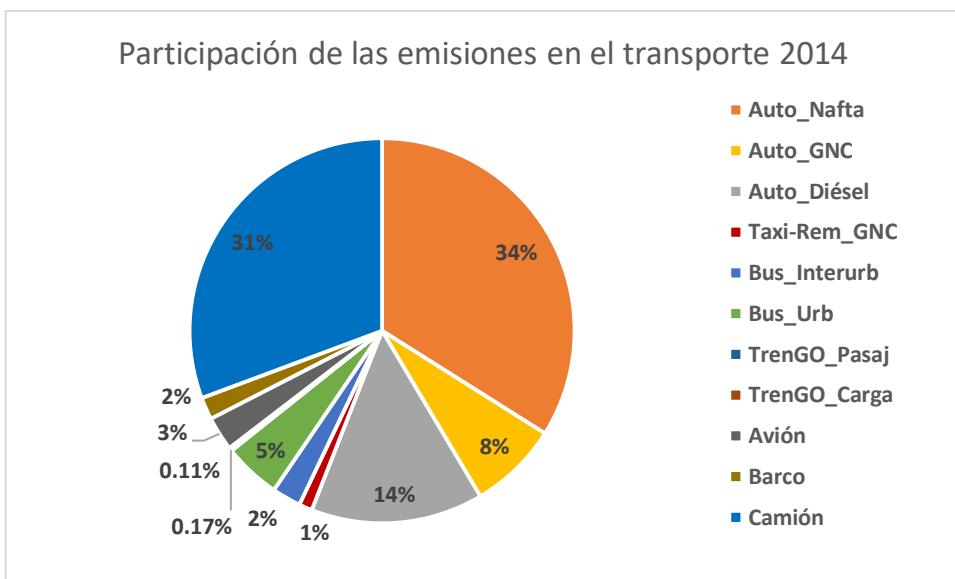


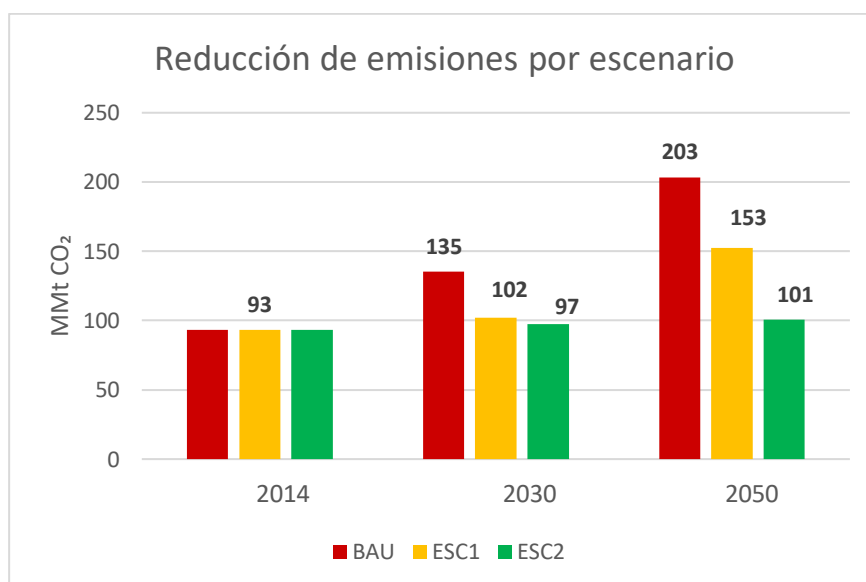
Figura 71. Participación del transporte en emisión de GEI.

#### 19.4. Comparación de escenarios

En la siguiente tabla se muestran los niveles de emisión alcanzados por escenario, en ella se observa que el nivel de descarbonización alcanzado para el primer escenario es de 25% al 2050 y para el segundo escenario es del 50% al 2050 comparado con el escenario BAU. Aquí se verifica el correcto modelado de los escenarios ya que se corresponden con los valores proyectados a principio del trabajo.

| Año                | 2014  | 2030   | 2050   |
|--------------------|-------|--------|--------|
| Em. BAU            | 93.15 | 135.50 | 203.38 |
| Em. Escenario 1    | 93.12 | 102.28 | 152.53 |
| Em. Escenario 2    | 93.49 | 97.26  | 100.83 |
| % Descarbonización |       |        |        |
| Escenario 1        |       | 25%    | 25%    |
| Escenario 2        |       | 28%    | 50%    |

**Tabla 51. Comparación de emisiones por escenario, en MMtCO<sub>2</sub>.**



**Figura 72. Comparación de emisiones por escenario, en MMtCO<sub>2</sub>.**

Otro aspecto importante para este análisis es la participación de la industria nuclear en la descarbonización del sistema junto la cantidad de emisiones evitadas por la nucleoelectricidad. En la siguiente tabla se muestran los porcentajes de descarbonización de la industria nuclear.

| % Descarbonización debido a industria nuclear |      |      |
|---|------|------|
|   | 2030 | 2050 |
| Escenario 1                                   | 4    | 4    |
| Escenario 2                                   | 4    | 7    |

**Tabla 52. Participación nuclear en la descarbonización.**

En la siguiente tabla se muestran las emisiones evitadas totales y debido a la generación nuclear.



| Emisiones reducidas (MMt CO <sub>2</sub> ) |            |              |            |              |
|--|------------|--------------|------------|--------------|
| Año  | ESC1 Total | ESC1 Nuclear | ESC2 Total | ESC2 Nuclear |
| 2030                                       | 33         | 5            | 38         | 6            |
| 2050                                       | 51         | 8            | 103        | 15           |

Tabla 53. Emisiones evitadas por escenario en MMt CO<sub>2</sub>.

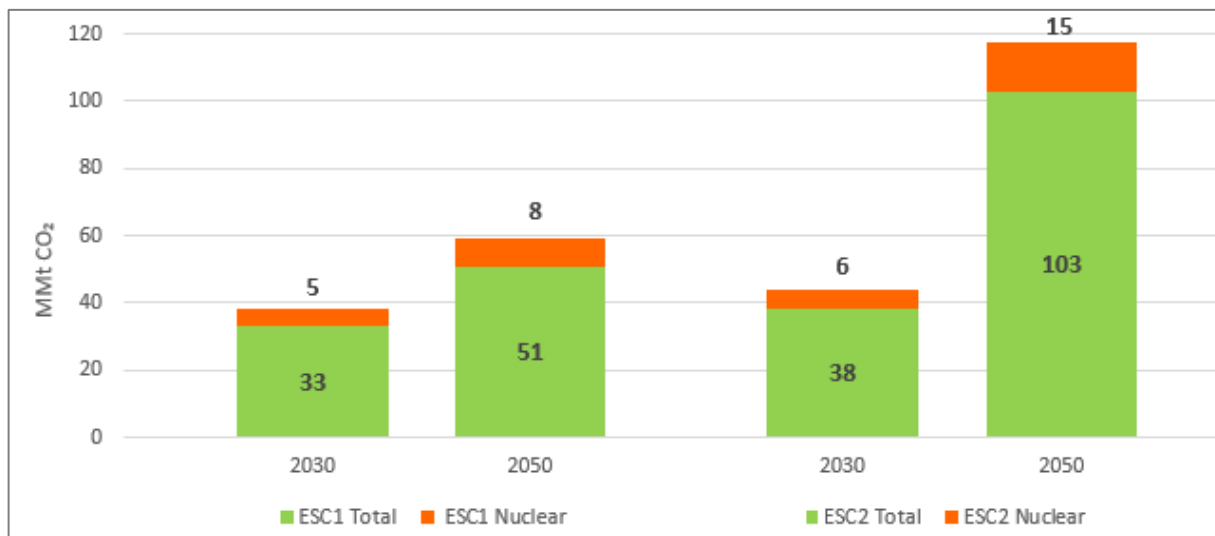


Figura 73. Participación nuclear en la descarbonización de escenarios.

También resulta de gran importancia el análisis la matriz de generación de electricidad lograda para cada escenario y como es su variación a lo largo del período analizado.

Para el escenario BAU en el cual se sigue con la tendencia actual en cuanto a generación, la participación por tecnología de generación queda descrita en la siguiente figura.

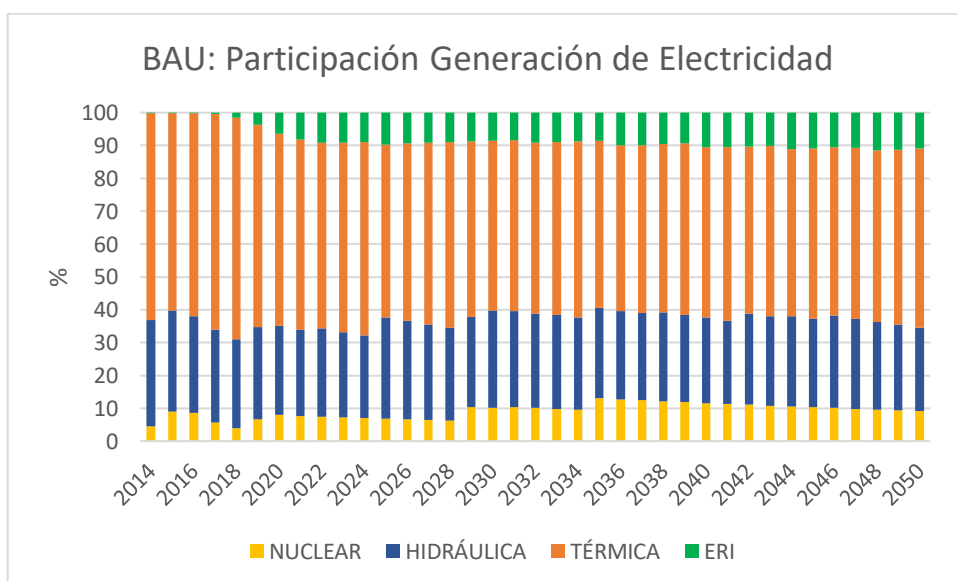


Figura 74. Participación en la generación de electricidad

En la participación por tecnología se puede notar que en caso de continuar con la tendencia actual se seguirá teniendo una matriz de generación dependiente de combustibles fósiles, lo cual conduce a altos niveles de emisión de GEI.

También se observa una participación hidráulica que disminuye en el período de estudio, debido a que el modelo no elige suficientes centrales candidatas para mantener la participación de este tipo de generación. Otro aspecto de análisis, es que considerando los proyectos licitados actualmente del Plan RenovAr, al 2025 se tendrá un 10% de generación renovable, con lo cual no se cumpliría la Ley N° 27.191 que contempla un 20% de generación renovable para ese año, de ahí deviene la importancia seguir adelante con las rondas proyectadas. En la gráfica también se pueden advertir las entradas de las centrales nucleares de potencia proyectadas en el plan nuclear de baja, mediante escalones en la generación energética de base. En el caso de la generación nucleoelectrónica se ve un aumento desde el año base ya que además de los proyectos nucleares en el 2014 ingresa la central Atucha 2.

A continuación, se muestra la matriz de generación del escenario BAU para el año base 2014, el año 2030 y el 2050.

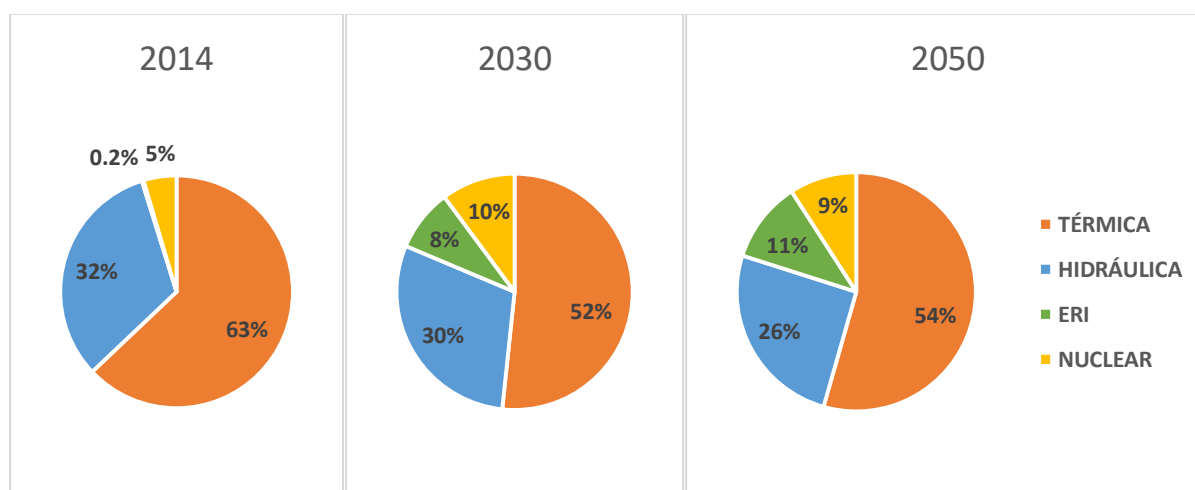
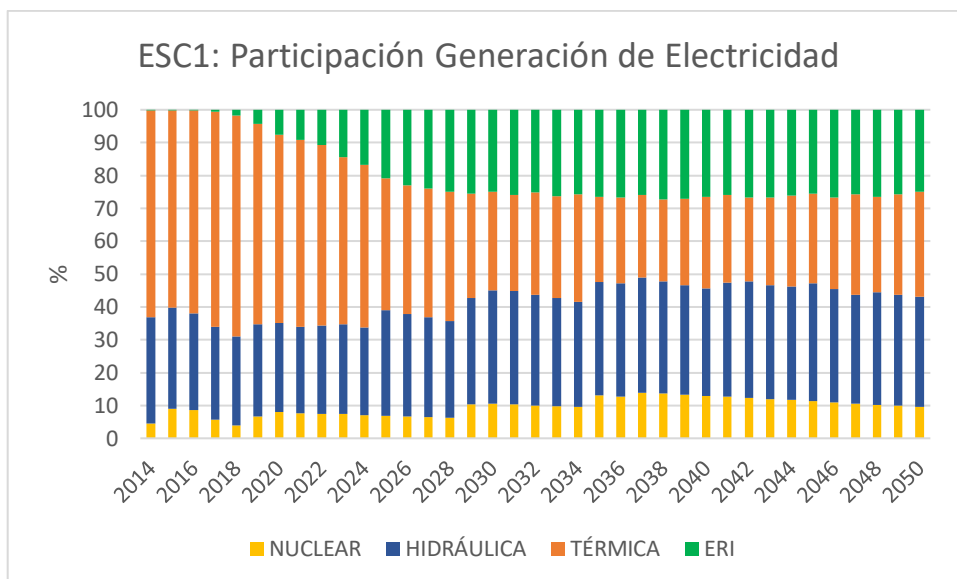


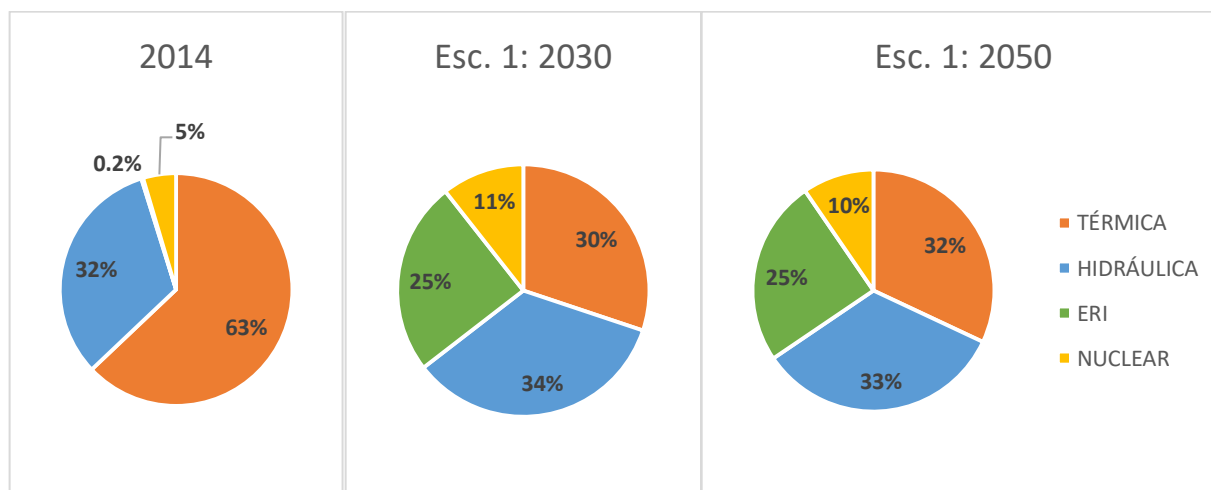
Figura 75. Participación en la generación de electricidad.

Para el primer escenario alternativo cuyo modelado fue realizado para cumplir la meta incondicional de la contribución argentina de la lucha en contra del cambio climático, la proyección de la matriz de generación de electricidad se describe en la siguiente figura.



**Figura 76. Participación en la generación de electricidad.**

En este escenario se puede ver que al aumentar la generación renovable mediante la licitación de todos los proyectos del plan renovar para la ronda 3 y 4 se llega al 20% de generación renovable establecido por la ley N° 27.191, además se puede ver que el agregado de una central nuclear CAREM 480 MW al 2037 da un nuevo impulso a la generación nucleoelectrica para reducir emisiones.



**Figura 77. Participación en la generación de electricidad.**

También se observa el aumento de la participación de la hidroelectricidad esto se debe a la mayor incorporación de candidatas hidráulicas al modelo, ya que la instalación de los proyectos no alcanza para cubrir el crecimiento de la demanda

Las candidatas seleccionadas por el modelo en búsqueda de la descarbonización fueron 2141 MW de generación hidráulica ubicadas en la región de Cuyo, Comahue y NOA. Además de 3180 MW de generación renovable, la cual está compuesta por un 27% de generación solar y un 73% de eólica.

Para el segundo escenario alternativo cuyo modelado fue realizado para cumplir la meta condicional de la contribución argentina de la lucha en contra del cambio climático, con estrategias de descarbonización aún más profundas y disruptivas. La proyección de la matriz de generación de electricidad se describe en la siguiente figura.

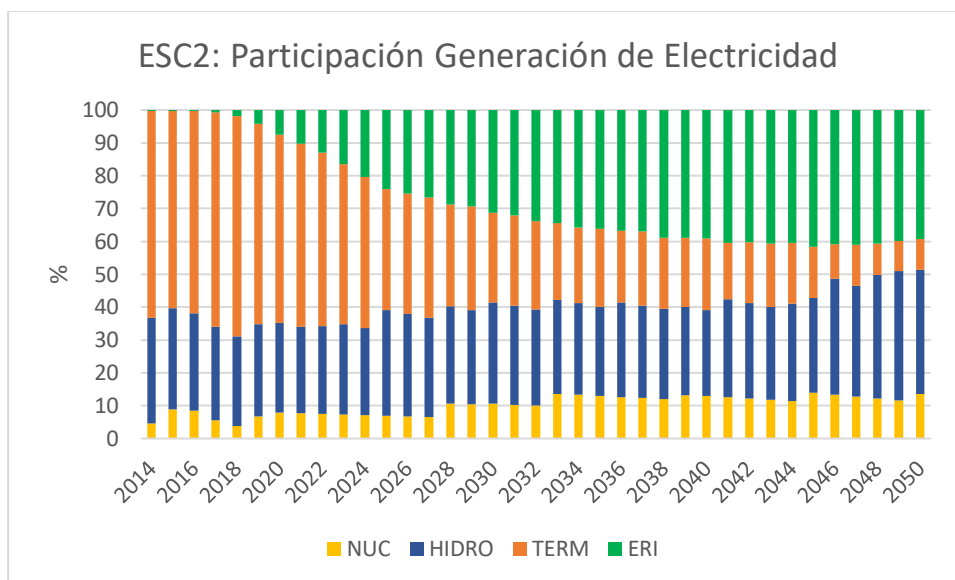


Figura 78. Participación en la generación de electricidad.

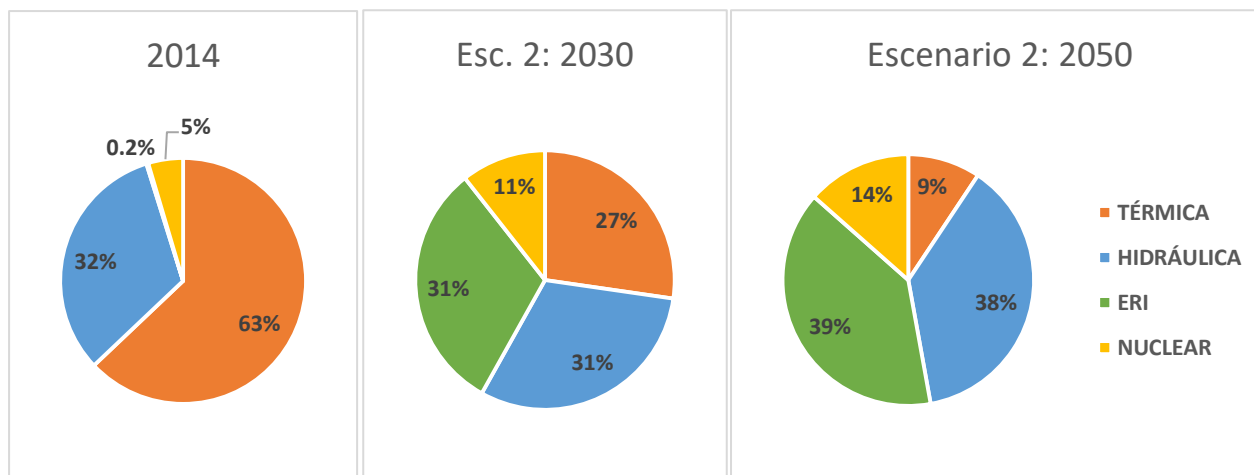


Figura 79. Participación en la generación de electricidad.

Se verifica una gran disminución de la generación fósil, esto se debe en parte a los impuestos a la emisión de CO<sub>2</sub> en la generación de electricidad, por lo que se produce un gran aumento en favor de las energías renovables intermitentes (ERI) y un moderado aumento en las hidráulicas. En cuanto a la generación nucleoelectrónica este escenario plantea un plan nuclear de alta con la incorporación de 8 centrales nucleares al 2050 lo que también contribuye a la descarbonización del sistema.

Las candidatas seleccionadas por el modelo en búsqueda de la descarbonización fueron 9176 MW de generación hidráulica ubicadas en la región de Cuyo, Comahue y NOA., 13832 MW de generación renovable.

## 20. CONCLUSIONES

En los escenarios de descarbonización propuestos se cumplen con los objetivos asumidos por la Argentina en su contribución nacional del Acuerdo de París. Alcanzando una descarbonización del 25% y el 50% al 2050, cumpliendo las metas incondicional y condicional para los Escenarios 1 y 2 respectivamente. El primer escenario, cumpliendo la meta incondicional que es no permitir un aumento de temperatura por sobre los 2° C, y un segundo escenario que busca profundizar la reducción de emisiones en función de la meta condicional que establece un aumento máximo de 1,5° C.

El camino a recorrer en la transición energética deberá contar con una cuidada planificación que garantice el logro de ambiciosos objetivos ambientales, de modo que el esfuerzo conjunto que haga toda la sociedad, así como el importante volumen de inversiones, se plasmen de forma eficaz. Esta transición deberá avanzar sobre los siguientes aspectos:

Cambiar a fuentes de energía libres de emisiones, apuntando a una matriz de generación eléctrica que no genere emisiones en operación.

El Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica junto con la Ley Nuclear y el Plan Nuclear deben ser el piso inicial para establecer el diseño de la matriz eléctrica libre de emisiones a futuro. De cara a 2050 se espera que haya una fuerte penetración de generación de fuentes nucleares y renovables, considerando la reducción de costos de las tecnologías renovables y más aun considerando el costo de la emisión de carbono.

Es importante recalcar la importancia de la generación nuclear ya que por su factor de planta elevado se usa como generación de base dando seguridad de suministro energético sin emisiones de GEI.

Para llegar a esos niveles de descarbonización, en el primer escenario, se incorporó a la matriz eléctrica parte del inventario hidroeléctrico nacional relevado por el Estado Nacional, que asciende a 13.600 MW de generación hidráulica ubicadas en la región de Cuyo, Comahue y NOA. Los proyectos de generación hidráulica ubicados en Cuyo son: Los Blancos, Baqueano, El Tambolar, Cordon Del Plata, La Palca y Portezuelo Del Viento. En NOA son Las Cañas, Medina, Chimpai, Chelforo y Belisie. Y en la región del Comahue: Pini Mahuida, La Invernada, Cerro Rayoso, Huitrin, Colomichico, Los Leones, Michiuau, El Chañar, Corral De Piedra, Chihuido 2, Rincon De La Medialuna, Talheun y La Rinconada. Además ingresaron 10.000 MW de generación renovable, considerando aquellos proyectos que en la actualidad se consideran viables ambiental y económicamente. Además de la potencia nuclear dada por el Plan Nuclear de baja que asciende a los 2.932 MW por sobre la potencia instalada actualmente. Por último, para este escenario se siguen sosteniendo 13.000 MW de generación térmica.

Para el segundo escenario, con niveles de descarbonización más profundos, para llegar al 50% de reducción de emisiones respecto al escenario BAU, se incorporaron 16.000 MW de generación hidráulica ubicadas en la región de Cuyo, Comahue y NOA.

Además, ingresaron 17.000 MW de generación renovable, considerando aquellos proyectos que en la actualidad se consideran viables ambiental y económicamente. Además de la potencia nuclear dada por el Plan Nuclear de Alta que asciende a los 5.712 MW por sobre la potencia instalada actualmente, lo que permite tener energía de base para asegurar la provisión de energía. En este escenario se introduce un impuesto sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>, realizando un esfuerzo extra para descarbonizar la generación. Para este escenario solo se sostienen 4.060 MW de generación térmica, correspondientes a motores de respaldo y ciclos combinados modernos, ambos a gas natural.

La capacidad total solar de 1700 MW y 3600 MW para los escenarios alternativos 1 y 2 respectivamente. Está compuesta, en promedio entre los dos escenarios, en un 45% por paneles fotovoltaicos complementados con baterías, un 10% con paneles solares distribuidos (fuera de la red), 3% CSP o energía termosolar concentrada y el 42% restante de centrales de mayor escala ubicadas principalmente en la región de Cuyo y el Noroeste del país. En relación a las centrales eólicas, se distribuyeron conforme al potencial de recurso eólico: un 48% en la región Patagónica, un 39% al sur de la provincia de Buenos Aires y el 12% restante en la región el Noroeste.

Desarrollo de la infraestructura: La red de transmisión eléctrica de Argentina está muy desarrollada en las zonas costeras del Gran Buenos Aires y el Litoral, mientras que otras regiones menos pobladas no están interconectadas y solo están conectadas por una sola línea al sistema. Se requerirán nuevas inversiones en las redes eléctricas tanto para permitir el acceso a sitios de alto potencial renovable (tales como los extensos recursos eólicos de la Patagonia y las regiones del noroeste con un alto potencial solar), y para perseguir una red más interconectada que permita aumentar la confiabilidad del sistema.

A pesar del enorme esfuerzo en el sector eléctrico, es absolutamente insuficiente para encarar un proyecto de descarbonización profunda en el sector energético argentino, por ello se incorpora al sector transporte. Para esto se debe sumar una mayor participación de autos y buses eléctricos al 2050, junto con la de autos a gas natural (GNC), por ser el combustible fósil con menores emisiones y se contaría con una gran disponibilidad a futuro a partir de la explotación del yacimiento Vaca Muerta.

Otro vector de descarbonización necesario es el cambio modal del transporte de carga, reemplazando los camiones por ferrocarriles diésel, debido a que el tren consume 8 veces menos de combustible que el camión (8,3 l/t vs. 1,5 l/t para una distancia media de 600 km), con lo cual se consigue una considerable disminución de GEI. La proyección considerada fue aumentar la flota de trenes de carga en detrimento de los camiones, considerando que un tren largo de 100 vagones transporta la misma carga que 275 camiones, aumentando así la productividad, lo cual reduce los costos de transporte haciendo a la carga transportada más competitiva.

Por último, analizando la meta condicional, que es la más estricta para la cual se planteó el Escenario Alternativo 2. Para el mismo se presenta un gran desafío no sólo por el volumen de inversiones que requerirá sino también en cuanto al desarrollo y disponibilidad de tecnologías que permitan gestionar este tipo de producción de energía.

Así mediante una combinación de vectores de descarbonización, que incluyen un cambio en la dependencia de combustibles generadores de GEI, la transición a un mix de tecnologías más limpias y eficientes es parte del camino a la solución del cambio climático. Junto con el cambio modal del sistema de transporte se lograría contener el aumento de emisiones de GEI de la Argentina, contribuyendo a la lucha contra el cambio climático. Este es un compromiso que debe estar presente para cuidar nuestro ambiente y generaciones futuras.



**21. FUENTES CONSULTADAS**

- Balance Energético Nacional de la República Argentina, años 2014 - 2018. Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación
- Plan Energético Argentino – Lineamientos - Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación
- Escenarios Energéticos 2030 – exMinisterio de Energía y Minería
- Ministerio de Transporte
- Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010
- Síntesis del Mercado Eléctrico de la República Argentina, CNEA.
- Revista Petrotecnia
- Centro Tecnológico de Transporte, Tránsito y Seguridad Vial - Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Avellaneda
- Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina - INDEC
- Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes, AFAC
- Asociación de Fábricas de Automotores, ADEFA
- Observatorio Nacional de Datos de Transporte, ONDaT
- Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero – Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable
- Move – Movilidad eléctrica en Latinoamérica
- Banco Mundial de Carbon Pricing:  
[https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map\\_data](https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data)
- IPCC, 2014: 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. R.K. Pachauri y L.A. Meyer.
- Segundo Informe Bienal De Actualización De La República Argentina A La Convención Marco De Las Naciones Unidas Sobre El Cambio Climático. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.
- Informe Anual CAMMESA, años 2014 - 2018.
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, París (2015), Adopción de París
- Cambio climático y energía nuclear, OIEA, Viena. Escenario 2030, IEA.
- Fondo de Defensa Ambiental, Asociación Internacional de Comercio de Emisiones del Precios del carbono.

## 22. ANEXOS

## 22.1. ANEXO 1 Agrupación Parque Térmico Fósil

| Región | Tipo de Máquina | Potencia Efectiva | Comb | Cons Prom. por Comb | Eficiencia | Comb. 2 | Cons. Prom. por Comb.2 | Eficiencia2 | Comb. 3 | Cons. Prom. por Comb.3 | Eficiencia3 | Clasificación                    | Nombre MESSAGE | INCLUYE:  |
|--------|-----------------|-------------------|------|---------------------|------------|---------|------------------------|-------------|---------|------------------------|-------------|----------------------------------|----------------|---|
| GBA    | DI              | 113,2             | FO   | 1968                | 0,44       | GO      | 1968                   | 0,44        | BC      | 1968                   | 0,44        | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | GBA_DI         | C.t almirante brown, motogeneradores costanera, c.t. remedios de escalada, c.t san vicente.                                     |
| GBA    | CC              | 3441,7            | GO   | 2423                | 0,5        | GN      | 2404                   | 0,5         | BC      | 2449                   | 0,5         | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | GBA_CC         | Endesa costanera s.a, central puerto s.a, central dock sud, c.t barragan, genelba petrobras.                                    |
| GBA    | TG              | 1026,6            | GN   | 4400                | 0,20       | BC      | 4421                   | 0,19        |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | GBA_TG         | Endesa costanera s.a, central puerto s.a, central dique s.a, central dock sud, c.t barragán, la plata cogeneración, c.t matheu, |
| GBA    | TV              | 2110              | FO   | 2500                | 0,34       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a líquido(F O,GO)             | GBA_TV         | Central puerto s.a, endesa costanera s.a  |
| PAT    | CC              | 188,1             | GN   | 2066,12             | 0,42       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                         | PAT_CC         | Electropatagonia c.riv, energía del sur s.a   |
| PAT    | TG              | 195               | GN   | 3654,3              | 0,24       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                         | PAT_TG         | C.t patagonicas s.a, rio chico  |
| BAS    | TV              | 893,2             | GN   | 2815                | 0,31       | FO      | 2591                   | 0,33        |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | BAS_TV         | Central piedra buena s.a, c. Costa atlántica, eco energía petrobrás,  |
| BAS    | TG              | 418,8             | GO   | 2286,5              | 0,38       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a líquido(F O,GO)             | BAS_TG         | C. Costa atlántica, c.t las armas, c.t dragado, c.t olavarría, c.t pinamar  |
| BAS    | CC              | 868,2             | GO   | 2815                | 0,5        | GN      | 2591                   | 0,5         |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | BAS_CC         | Termoeléctrica m. Belgrano s.a  |
| BAS    | DI              | 291,8             | GO   | 2500                | 0,34       | GN      | 2290                   | 0,38        |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | BAS_DI         | C.t arrecifes, c.t general villegas, c.t magdalena, cooperativa villa gesell generación, edea generación, c.t miramar i, c.t    |

| Región | Tipo de Máquina | Potencia Efectiva | Comb | Cons Prom. por Comb | Eficiencia | Comb. 2 | Cons. Prom. por Comb.2 | Eficiencia2 | Comb. 3 | Cons. Prom. por Comb.3 | Eficiencia3 | Clasificación                     | Nombre MESSAGE | INCLUYE:  |
|--------|-----------------|-------------------|------|---------------------|------------|---------|------------------------|-------------|---------|------------------------|-------------|-----------------------------------|----------------|---|
|        |                 |                   |      |                     |            |         |                        |             |         |                        |             |                                   |                | capitán sarmiento, c.t realicó, c.t junin, c.t lincoln, c.t pehuajó, c.t salto, c.t colon bs as, c.t lobos bs as, c.t la plata. |
| CEN    | DI              | 90                | GO   | 2122,8              | 0,41       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a líquido(F O,GO)              | CEN_DI         | Ct bell ville sullair, ct isla verde - aggrego, epec-generación(6)  |
| CEN    | DI              | 10,8              | GN   | 2392                | 0,36       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                          | CEN_DI2        | Epec generación   |
| CEN    | TG              | 510,5             | GN   | 5477,6              | 0,16       | GO      | 3411,7                 | 0,25        |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/ Biogas | CEN_TG         | Epec generación (6), gen.mediterranea (cont.plus), gen.mediterranea grupo 5, gen. Córdoba                                       |
| CEN    | CC              | 547,3             | GN   | 1839,5              | 0,47       | GO      | 1965,4                 | 0,44        |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/ Biogas | CEN_CC         | Ct pilar, gen mediterránea  |
| CEN    | TV              | 200               | FO   | 3204,9              | 0,27       | GN      | 3202,7                 | 0,27        |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/ Biogas | CEN_TV         | Ct pilar  |
| COM    | CC              | 1281,4            | GN   | 1961,5              | 0,44       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                          | COM_CC         | Ct alto valle, capex s.a. autogenerador, c.t. loma de la lata s.a.  |
| COM    | CC              | 190               | GO   | 1873                | 0,46       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a líquido(F O,GO)              | COM_CC 2       | Ct roca   |
| COM    | TG              | 313,9             | GN   | 2759,1              | 0,31       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                          | COM_TG         | Ct alto valle, ct filo morado, ct roca sa   |
| COM    | DI              | 36,3              | GO   | 2208,1              | 0,39       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a líquido(F O,GO)              | COM_DI         | Ct aluminé - secco, ct bariloche - soenergy, ct caviahue - secco, ct cipolleti - aggrego  |
| COM    | DI              | 32                | GN   | 1685                | 0,51       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                          | COM_DI2        | C.medanitos-rincon sauces, ct realico - secco   |
| CUY    | TG              | 30                | GN   | 4400                | 0,20       | GO      | 4400                   | 0,20        | BC      | 4400                   | 0,20        | CT a gas/líquido, Biocomb/ Biogas | CUY_TG         | Hidrotermica san juan   |

| Región | Tipo de Máquina | Potencia Efectiva | Comb | Cons Prom. por Comb | Eficiencia | Comb. 2 | Cons. Prom. por Comb.2 | Eficiencia2 | Comb. 3 | Cons. Prom. por Comb.3 | Eficiencia3 | Clasificación                    | Nombre MESSAGE | INCLUYE:   |
|--------|-----------------|-------------------|------|---------------------|------------|---------|------------------------|-------------|---------|------------------------|-------------|----------------------------------|----------------|--|
| CUY    | CC              | 390,4             | GN   | 2449                | 0,5        | GO      | 2449                   | 0,5         | BC      | 2449                   | 0,5         | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | CUY_CC         | Ct mendoza sa, ct mendoza plus   |
| CUY    | TV              | 120               | GN   | 2672,5              | 0,32       | FO      | 2724                   | 0,32        |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | CUY_TV         | Ct mendoza sa  |
| CUY    | TG              | 59,6              | GN   | 1836                | 0,47       | GO      | 1836                   | 0,47        |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | CUY_TG2        | Ct mendoza sa, ct mendoza cogenerador  |
| LIT    | CC              | 1710,1            | BC   | 1718,4              | 0,50       | GN      | 1583,8                 | 0,54        | GO      | 1718,4                 | 0,50        | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | LIT_CC         | Ct aes parana, termoelec. Jose san martin s.a  |
| LIT    | TG              | 163,3             | GN   | 1951                | 0,44       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                         | LIT_TG         | Siderca sa (ex argener-gen.par)  |
| LIT    | TV              | 500               | FO   | 2903,5              | 0,30       | GN      | 2903,5                 | 0,30        | CM      | 2903,5                 | 0,30        | CT a carbón y gas/líquido        | LIT_TV1        | Ct san nicolas   |
| LIT    | DI              | 129               | GO   | 2306,2              | 0,37       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a líquido(F O,GO)             | LIT_DI         | Ct ceres - secco, ct la paz entre rios - enarsa, ct rafaela - secco, ct rufino sta fe - enarsa, ct san salvador e.rios - enarsa, ct viale - aggrego, ct venado tuerto - secco, |
| LIT    | TG              | 387,3             | GN   | 2365,2              | 0,36       | GO      | 2365,2                 | 0,36        |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | LIT_TG2        | Ct brigadier lopez - enarsa, ct conc.del uruguay - emgasud, ct conc.del uruguay ii-emgasud, ct parana - emgasud, ct san nicolas  |
| LIT    | TV              | 367               | FO   | 3128,1              | 0,27       | GN      | 3128,1                 | 0,27        |         |                        | 0,00        | CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas | LIT_TV2        | Ct san nicolas, ct sorrento  |
| NEA    | DI              | 291,3             | GO   | 2023,1              | 0,43       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a líquido(F O,GO)             | NEA_DI         | Ct alem - aggrego, ct aristobu.del valle-soenergy, ct castelli - aggrego, ct charata - sullair, ct corrientes - aggrego, ct esquina -  |

| Región | Tipo de Máquina | Potencia Efectiva | Comb | Cons Prom. por Comb | Eficiencia | Comb. 2 | Cons. Prom. por Comb.2 | Eficiencia2 | Comb. 3 | Cons. Prom. por Comb.3 | Eficiencia3 | Clasificación        | Nombre MESSAGE | INCLUYE:   |
|--------|-----------------|-------------------|------|---------------------|------------|---------|------------------------|-------------|---------|------------------------|-------------|----------------------|----------------|--|
|        |                 |                   |      |                     |            |         |                        |             |         |                        |             |                      |                | soenergy, ct formosa - apr energy, ct goya - secco, ct itati - turbodiesel, ct ing juarez - secco, ct laguna blanca - secco, ct las palmas - turbodiesel, ct pirane - sullair, ct paso la patria - turbodiesel, ct saenz peña ii - aggreko, ct saenz peña - apr energy, ct santa rosa - turbodiesel, ct villa angela - aggreko, ct nueva pompeya - enarsa, emsa generacion (2), ct palmar largo - enarsa, ct presidencia roca - enarsa, ct san martin chaco - enarsa, ct barranqueras chaco - enarsa |
| NEA    | TG              | 46                | GO   | 3797,2              | 0,23       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a líquido(F O,GO) | NEA_TG         | Emsa generación  |
| NOA    | DI              | 243               | GO   | 2253,6              | 0,38       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a líquido(F O,GO) | NOA_DI         | Edecat generacion, ct catamarca - secco, edelar generacion, ct chilecito - secco, ct inta catamarca - secco, ct libertador gsm - sullair, ct la rioja - secco, generacion riojana sa, edelar generacion, ct la rioja sur - secco, ct oran - secco, ct parque industr.catam - secco, edecat generacion, ct tartagal - soenergy, ct terevintos - secco, ct tinogasta - sullair, ct bandera sgoestero - enarsa, emp.juena de ener.generacion, edelar generacion(5)                                      |

| Región | Tipo de Máquina | Potencia Efectiva | Comb | Cons Prom. por Comb | Eficiencia | Comb. 2 | Cons. Prom. por Comb.2 | Eficiencia2 | Comb. 3 | Cons. Prom. por Comb.3 | Eficiencia3 | Clasificación                     | Nombre MESSAGE | INCLUYE:   |
|--------|-----------------|-------------------|------|---------------------|------------|---------|------------------------|-------------|---------|------------------------|-------------|-----------------------------------|----------------|--|
| NOA    | DI              | 30,4              | GN   | 2150                | 0,40       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                          | NOA_DI2        | Central termica piquirenda   |
| NOA    | TG              | 660               | GN   | 2804,5              | 0,31       | GO      | 2804,5                 | 0,31        |         |                        | 0,00        | CT a gas/liquido, Biocomb/ Biogas | NOA_TG         | Generacion frias s.a., generacion independencia s.a., generacion la banda s.a., generacion riojana sa, c.t. salta (termoandes) |
| NOA    | TG              | 335               | GN   | 2489,3              | 0,35       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                          | NOA_TG2        | C.termica guemes s.a.plus, generadora elec.tucuman sa (2)  |
| NOA    | TV              | 261               | GN   | 2420,7              | 0,36       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                          | NOA_TV         | C.termica guemes s.a.  |
| NOA    | CC              | 828               | GN   | 1772,6              | 0,49       |         |                        | 0,00        |         |                        | 0,00        | CT a gas                          | NOA_CC         | Ypf energia electr.ex pluspetg (4)   |

## 22.2. ANEXO 2 Factores de emisión

| Nomb<br>re      | Regi<br>ón | Tecnol<br>ogía | Com<br>b. 1 | Factor De Emisión 1<br>(kton/MWy) | Com<br>b. 2 | Factor De Emisión<br>2 (kton/kWy) | Comb.<br>3 | Factor De Emisión 3<br>(kton/MWy) |
|-----------------|------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|-----------------------------------|------------|-----------------------------------|
| GBA_<br>DI      | GBA        | DI             | FO          | 5,612                             | GO          | 5,233                             | BC         | 2,093                             |
| GBA_<br>CC      | GBA        | CC             | GO          | 6,443                             | GN          | 4,448                             | BC         | 2,577                             |
| GBA_<br>TG      | GBA        | TG             | GN          | 8,141                             | BC          |                                   |            |                                   |
| GBA_<br>TV      | GBA        | TV             | FO          | 7,129                             |             |                                   |            |                                   |
| PAT_<br>C<br>C  | PAT        | CC             | GN          | 3,823                             |             |                                   |            |                                   |
| PAT_<br>T<br>G  | PAT        | TG             | GN          | 6,761                             |             |                                   |            |                                   |
| BAS_<br>T<br>V  | BAS        | TV             | GN          | 5,209                             | FO          | 7,388                             |            |                                   |
| BAS_<br>T<br>G  | BAS        | TG             | GO          | 6,080                             |             |                                   |            |                                   |
| BAS_<br>C<br>C  | BAS        | CC             | GO          | 7,486                             | GN          | 4,794                             |            |                                   |
| BAS_<br>D<br>I  | BAS        | DI             | GO          | 6,648                             | GN          | 4,237                             |            |                                   |
| CEN_<br>DI1     | CEN        | DI             | GO          | 5,645                             |             |                                   |            |                                   |
| CEN_<br>DI2     | CEN        | DI             | GN          | 4,426                             |             |                                   |            |                                   |
| CEN_<br>T<br>G  | CEN        | TG             | GN          | 10,135                            | GO          | 9,072                             |            |                                   |
| CEN_<br>C<br>C  | CEN        | CC             | GN          | 3,404                             | GO          | 5,226                             |            |                                   |
| CEN_<br>T<br>V  | CEN        | TV             | FO          | 9,139                             | GN          | 5,926                             |            |                                   |
| COM_<br>CC1     | CO<br>M    | CC             | GN          | 3,629                             |             |                                   |            |                                   |
| COM_<br>CC2     | CO<br>M    | CC             | GO          | 4,981                             |             |                                   |            |                                   |
| COM_<br>TG      | CO<br>M    | TG             | GN          | 5,105                             |             |                                   |            |                                   |
| COM_<br>DI1     | CO<br>M    | DI             | GO          | 5,872                             |             |                                   |            |                                   |
| COM_<br>DI2     | CO<br>M    | DI             | GN          | 3,118                             |             |                                   |            |                                   |
| CUY_<br>T<br>G1 | CUY        | TG             | GN          | 8,141                             | GO          | 11,700                            | BC         | 4,680                             |

|             |         |    |    |        |    |       |    |        |
|-------------|---------|----|----|--------|----|-------|----|--------|
| CUY_C<br>C  | CUY     | CC | GN | 4,531  | GO | 6,512 | BC | 2,605  |
| CUY_T<br>V  | CUY     | TV | GN | 4,945  | FO | 7,767 |    |        |
| CUY_T<br>G2 | CUY     | TG | GN | 3,397  | GO | 4,882 |    |        |
| LIT_C<br>C  | LIT     | CC | BC | 1,827  | GN | 2,930 | GO | 4,570  |
| LIT_T<br>G1 | LIT     | TG | GN | 3,610  |    |       |    |        |
| LIT_T<br>V1 | LIT     | TV | FO | 8,279  | GN | 5,372 | CM | 11,571 |
| LIT_DI      | LIT     | DI | GO | 6,133  |    |       |    |        |
| LIT_T<br>G2 | LIT     | TG | GN | 4,376  | GO | 6,289 |    |        |
| LIT_T<br>V2 | LIT     | TV | FO | 8,920  | GN | 5,788 |    |        |
| NEA_<br>DI  | NEA     | DI | GO | 5,380  |    |       |    |        |
| NEA_T<br>G  | NEA     | TG | GO | 10,097 |    |       |    |        |
| NOA_<br>DI1 | NO<br>A | DI | GO | 5,993  |    |       |    |        |
| NOA_<br>DI2 | NO<br>A | DI | GN | 3,978  |    |       |    |        |
| NOA_<br>TG1 | NO<br>A | TG | GN | 5,189  | GO | 7,458 |    |        |
| NOA_<br>TG2 | NO<br>A | TG | GN | 4,606  |    |       |    |        |
| NOA_<br>TV  | NO<br>A | TV | GN | 4,479  |    |       |    |        |
| NOA_<br>CC  | NO<br>A | CC | GN | 3,280  |    |       |    |        |

Tabla 54: Factores de emisión por grupo y combustible en kton/MW