Proyecto Final de

Ingeniería Industrial

CRISIS DE LA ENERGIA ELECTRICA EN ARGENTINA: EVALUACION DE ACCIONES Y SOLUCIONES

Autor: Juan Pablo Lee

Tutor o Docente Guía:

M. Ing. Claudio Jorge Rancan

A mis padres, que me enseñaron el valor del esfuerzo y de la educación.

A mi hermano, que me guio con su ejemplo.

A mis amigos, compañeros de la vida.

Al Departamento de Ingreso, que me apoyo incondicionalmente durante todos los años de estudio.

A la Fundación Calderón de la Barca, que con su apoyo económico, logro escribir este Proyecto Final.

Al ITBA, un "hogar" de la excelencia académica.

A Dios, quien con su voluntad me guía día a día.

RESUMEN

La situación actual del Mercado Eléctrico Mayorista es muy compleja, ante un marco de continuo crecimiento de la demanda eléctrica, inestabilidad económica e inflación, cada agente atraviesa distintas problemáticas:

- Las distribuidoras y transmisoras presentan resultados operativos negativos a causa del congelamiento de las tarifas eléctricas de los usuarios y el aumento continuo de los costos (materiales y personal), debido a la inflación que atraviesa el país desde hace más de 10 años. Consecuencia de esto, los usuarios se ven afectados por cortes de suministro y mala calidad de energía, a causa de la falta de inversión en infraestructura.
- Los generadores no están ajustando los precios de la energía (Precio Spot) ante las variaciones de los Costos Variables de Producción, el cual genera un precio desvirtuado de la realidad. A la vez, se están realizando inversiones de centrales convencionales, teniendo un contexto internacional en donde las energías alternativas cada vez toman más preponderancia.
- CAMMESA, organismo que representa a la Secretaria de Energía, está subsidiando y regulando el precio del combustible de las centrales eléctricas, con el objeto de mantener la operación de estas. Por otro lado, la regulación del precio de venta de energía de las generadoras hacia las distribuidoras y el precio que CAMMESA reconoce a las generadoras, se encuentran desfasadas en un orden del 200%. Por el cual, la recaudación de CAMMESA es insuficiente para el pago de las generadoras, con el agravante de los resultados de la distribuidoras; siendo el Estado Argentino quien aporta los fondos para la cancelación de dichas deudas.

El problema energético es sistémico, dado que involucra a una gran cantidad de actores y tiene un largo horizonte temporal. Debido a esto se decidió estudiar y evaluar la situación actual con el objetivo de modelar escenarios simplificados, a partir de las variables más importantes del Mercado Eléctrico, pudiendo recomendar planes de acción generales.

El trabajo está compuesto por un análisis de la evolución y situación actual de cada uno de los agentes del MEM (Distribuidores, Grandes Usuarios, Generadores, Transportistas y CAMMESA), a nivel técnico y económico. Estos agentes se encuentran inmersos en un mercado, por el cual, se estudian sus relaciones y las variables de las cuales dependen. Se utilizan de proyecciones de demanda y oferta eléctrica para poder contextualizar los escenarios de las variables más importantes.

Se concluirá de este trabajo que actualmente la Argentina se encuentra en un sistema subsidiario y benefactor que desfavorece las inversiones, depende de recursos fósiles y fomenta el consumo eligiendo energía barata cuando el mundo se dirige en otra dirección. A consideración del autor, el consumo de combustible fósiles debido a la estructura de la

matriz energética actual, es el desencadenante de las distintas problemáticas del mercado eléctrico.

Este trabajo propone un plan de acción que intenta lograr un escenario viable y operable, basado en la diversificación de la matriz eléctrica, reducción del consumo de combustibles fósiles y una eficiencia en el consumo de la energía eléctrica.

Teniendo en cuenta que el objetivo de CAMMESA es lograr un resultado económico igual a 0, sin la intervención de subsidios estatales. Se cree necesario la interacción de dos "fuerzas" que permitan lograr este equilibrio en un plazo de tiempo razonable. Por un lado, la reducción del consumo de combustible, en valores monetarios, ayuda a lograr el equilibrio del sistema pero para que este tenga un efecto más rápido, sería necesario mejorar eficiencia del consumo de la demanda y el aumento paulatino de la tarifa eléctrica.

En el corto plazo, se deberá ir ajustando el precio monomico según las variaciones del gasto de combustible, con el objeto de estabilizar el fondo de subsidios. Estas variaciones de precio monomico afectaran al precio de compra de los distribuidores, el cual serán trasladados hacia los usuarios finales. A la vez, se deberá desarrollar un plan de instalación de centrales eléctricas, focalizado en el uso de energías renovables. Sumado a lo anterior, resulta conveniente el desarrollo de un plan de eficiencia energética y la concientización en el consumo eléctrico por parte de los usuarios finales, con el objeto de reducir la demanda.

En el mediano y largo plazo, se especula que el sistema provocara un "push" en la reducción del consumo de hidrocarburos, por el cual, se lograría la estabilización de los precios y paulatinamente, los subsidios comenzarían a reducirse ya que las variaciones de los precios monomicos continuarían trasladándose a las tarifas de los usuarios.

También se considera que el sustentar una política energética a largo plazo requiere de un contexto de seguridad jurídica y estabilidad económica.

SUMMARY

The current situation of the wholesale electricity market is very complex, with a framework of continued growth in electricity demand, economic instability and inflation, each agent goes through various problems:

- The distribution and transmission have negative operating results due to freeze electricity rates for users and the continued increase in costs (equipment and personnel), because of inflation prevailing in the country for over 10 years. In consequence, users are affected by outages and poor power quality, because of the lack of investment in infrastructure.

- The generators are not adjusting energy prices (Spot Price) because of the change in the Variable Production Costs, which generates a distorted price reality. At the same time, they are making investments in conventional power plants, having an international context where alternative energies increasingly taking prominence.
- CAMMESA, agency who represents the Secretary of Energy, is subsidizing and regulating the price of fuel for power plants, in order to maintain the operation of these. Furthermore, the regulation of the sale price of power generating to the distribution companies in front of the price which CAMMESA recognizes to the generators are outdated in the order of 200%. Whereby, the income of CAMMESA is insufficient to pay the generators, with the aggravation of the results of the distribution; being the Argentine State who provides the funds for the payment of such debts.

The work consists of an analysis of the evolution and current status of each agents (Distributors, Large Users, Generators, Transporters and CAMMESA), at a technical and economic level. These agents are immersed in a market, whereby, their relationships and the variables on which they depend are studied. Projections are used for electricity supply and demand in order to contextualize the scenes of the most important variables.

This works will conclude that currently Argentina is a subsidiary and benefactor system, disfavoring investment, depends on fossil resources and encourages consumption when choosing cheap energy while the world is heading in another direction. A consideration of the author, the consumption of fossil fuel due to the structure of the current energy mix, is the trigger for the various problems in the electricity market.

This project proposes an action plan that seeks to achieve a viable and operable scene, based on the diversification of the energy matrix, reducing the consumption of fossil fuels and efficiency in the consumption of electricity.

Considering that the aim achieving of CAMMESA is an economic result equal to 0, without the intervention of the subsidies of the government. Deemed necessary the interaction of two "forces" that would achieve this balance in a reasonable period of time. On the one hand, the reduction of fuel consumption, in monetary terms, it helps to balance the system but to have a rapid effect, would be necessary to improve efficiency in consumption demand and a gradual increase in the electricity tariff.

In the short term, it will be necessary the adjustment of the monomial price with the changes of the fuel costs, in order to stabilize the subsidy fund. These monomial price variations affect the purchase price of the distribution, which will be transferred to the end users. At the same time, it could be necessary to develop a plan to install power plants, focusing on the use of renewable energies. Added to this, it is desirable to develop a plan for energy efficiency and awareness in electricity consumption by end-users, in order to reduce demand.

In the medium and long term, it is speculated that the system will cause a "push" in reducing fuel consumption, by which the price will be stabilized gradually and subsidies

begin to decline because of the changes in the monomial prices continue moving to the user tariff.

It is also considered that support a long-term energy policy requires a context of legal certainty and economic stability.

Contenido

1. INTRODUCCIÓN 1
1.1 MARCO INTRODUCTORIO 2
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA 3
1.3 SOLUCIÓN PLANTEADA 4
1.4 OBJETIVOS 5
1.5 PASOS A SEGUIR 5
2. CONTEXTO MUNDIAL E HISTORIA DE LA ENERGIA ELECTRICA EN ARGENTINA 7
2.1 CONTEXTO MUNDIAL DE LA ENERGÍA ELECTRICA 8
2.2 HISTORIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARGENTINA 11
3. GENERADORES 25
3.1 INTRODUCCIÓN 26
3.2 PRINCIPIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 27
3.3 CLASIFICACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS 31
3.4 CENTRALES HIDROELECTRICAS 33
3.5 CENTRALES TÉRMICAS 41
3.6 CENTRALES NUCLEARES 60
3.7 CENTRALES EÓLICAS 66
3.8 CENTRALES SOLARES 76
3.9 COSTOS DE INSTALACIÓN Y O&M DE LAS CENTRALES ELECTRICAS 82
3.10 GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA 85
3.11 CONSUMO DE COMBUSTIBLE 88
3.12 PERSPECTIVAS / PROYECCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 92
3.13 ENARSA 95
4. DISTRIBUCION 105
4.1 INTRODUCCIÓN 106
4.2 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 106
4.3 FACTORES Y PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN 111
4.4 DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA 117
4.5 EDENOR 126
4.6 EDESUR 137
4.7 EVOLUCIÓN Y ANÁLISIS DE LA TARIFA 141
4.8 CONCLUSIONES DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA 147
5. GRANDES USUARIOS 151
5.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS GRANDES USUARIOS 152

5.2 CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO 155
5.3 EVOLUCIÓN DEL MERCADO A TÉRMINO 156
6. TRANSMISION 157
6.1 INTRODUCCIÓN 158
6.2 FACTORES TÉCNICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 160
6.3 TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN LA ARGENTINA 172
6.4 TRANSENER 174
7. ENTES 182
7.1 CAMMESA 183
7.2 ENRE 185
8. ASPECTOS ECONÓMICOS, OPERATIVOS Y REGULATORIOS RELACIONADOS CON EL DESPACHO ELÉCTRICO 187
8.1 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 188
8.2 PRECIOS ESTACIONALES 189
8.3 PROGRAMACIÓN ESTACIONAL 195
8.4 PRECIO SPOT Y PRECIO DEL NODO 196
8.5 COSTOS DE TRANSPORTE 200
8.6 DESPACHO ÓPTIMO 201
8.7 EVOLUCIÓN DE PRECIOS ESTACIONALES Y SPOT 202
8.8 MECANISMOS PARA AUMENTAR O SOSTENER LA OFERTA 207
8.9 MECANISMOS PARA REDUCIR LA DEMANDA 209
9. ANALISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA ELECTRICA 211
9.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL BALANCE DE ENERGÍA 212
9.2 EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL PBI Y LA POBLACIÓN EN LA DEMANDA 217
9.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA MEDIA EN LA DEMANDA 219
10. EVALUACION DE ACCIONES Y SOLUCIONES 224
10.1 INTRODUCCIÓN A LA EVALUACIÓN 225
10.2 LÍMITES Y RESTRICCIONES 226
10.3 ANÁLISIS DE CORRELACIÓN DE VARIABLES 227
10.4 ELECCIÓN DE POTENCIAL ACCIÓN. 228
10.5 ESCENARIO ENERGÉTICO DE ARGENTINA 230
10.7 ESCENARIO BAU 233
10.8 ESCENARIO URE 237
11. CONCLUSIONES 241
11.1 CONCLUSIONES 242

12. BIBLIOGRAFIA 245

12.1 BIBLIOGRAFIA 246

13. ANEXO 249

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Actores del MEM 3

Ilustración 2 Consumo eléctrico mundial en miles de gWh 8

Ilustración 3 Estructura del sistema eléctrico 26

Ilustración 4 Espira rectangular girando de un campo magnético 27

Ilustración 5 Vectores de densidad de flujo magnético y de velocidad a los lados de la bobina y distribución de densidad de flujo en el entrehierro 29

Ilustración 6 Circuito equivalente de un generador 30

Ilustración 7 Esquema de un embalse 33

Ilustración 8 Esquema de la turbina de acción 34

Ilustración 9 Esquema de la turbina de reacción 35

Ilustración 10 Esquema de Central de Pasada 36

Ilustración 11 Esquema de Central de agua embalsada 36

Ilustración 12 Esquema de turbina Pelton 37

Ilustración 13 Esquema de turbina Francis 38

Ilustración 14 Esquema de turbina Kaplan 39

Ilustración 15 Zona de utilización de los tipos de turbinas 40

Ilustración 16 Rendimiento total para distintos tipos de turbina en función del caudal relativo y el numero especifico de vueltas 41

Ilustración 17 Diagrama del ciclo de Brayton no regenerativo ideal p - v y h - s 42

Ilustración 18 Esquema del ciclo de una turbina de gas de combustión 42

Ilustración 19 Diagrama del ciclo de Brayton real vs ideal p - v y h - s 43

Ilustración 20 Esquema de una turbina con ciclo regenerativo 43

Ilustración 21 Esquema y diagrama de una turbina de gas con tres escalonamientos de compresión con dos refrigeraciones, dos etapas de expansión y un recalentamiento. 44

Ilustración 22 Corte de una turbina de gas 45

Ilustración 23 Esquema de una central térmica de vapor 47

Ilustración 24 Diagramas de Rankine p - v, t - s y h - s 48

Ilustración 25 Esquema de una central térmica de vapor con sobrecalentamiento y recalentamiento intermedio 49

Ilustración 26 Diagrama h - s y T - s para ciclo con sobrecalentamiento y recalentamiento 49

Ilustración 27 Esquema de una central térmica de vapor con precalentamiento regenerativo 50

Ilustración 28 Diagrama h - s para un sistema de precalentamiento regenerativo 50

Ilustración 29 Esquema de una central de vapor abastecida con carbón 51

Ilustración 30 Esquema del circuito de aire 51

Ilustración 31 Rangos de temperatura de las etapas del circuito de aire 52

Ilustración 32 Precalentador recuperativo tubular 52
Ilustración 33 Precalentador Ljungstrom 53
Ilustración 34 Variación de la presión relativa en una caldera de tiro forzado 54
Ilustración 35 Variación de la presión relativa en una caldera de tiro mixto 54
Ilustración 36 Principio de funcionamiento de la circulación natural 55
Ilustración 37 Condensador de dos escalones de superficie 56
Ilustración 38 Diagrama del Ciclo Otto p – v 57
Ilustración 39 Diagrama del Ciclo Diesel p – v 57
Ilustración 40 Carreras del motor de 4 tiempos 58
Ilustración 41 Esquema de una planta diésel. 59
Ilustración 42 Análisis comparativo del rendimiento térmico, por tecnología, según ISO-3046..... 60
Ilustración 43 Esquema de planta nuclear..... 61
Ilustración 44 Esquema de reactor de agua a presión (PWR) 65
Ilustración 45 Esquema de reactor de agua pesada (HWR) 65
Ilustración 46 Elementos diferenciales y comunes entre central nuclear y central térmica convencional . 66
Ilustración 47 Formación de vientos locales 67
Ilustración 48 Perfil del viento con la altura 67
Ilustración 49 Rendimiento respecto al límite de Betz 69
Ilustración 50 Crecimiento del tamaño de los diseños de aerogeneradores comerciales 71
Ilustración 51 Comparativa entre Pitch vs Stall 72
Ilustración 52 Estructura del IWP83..... 73
Ilustración 53 Esquema de funcionamiento de una central térmica solar de torre de aire caliente 76
Ilustración 54 Esquema de planta de torres solares 77
Ilustración 55 Principio de operación y trayectoria del Disco Parabólico 77
Ilustración 56 Esquema del funcionamiento de una central térmica solar parabólica de canal 78
Ilustración 57 Esquema de célula fotovoltaica..... 80
Ilustración 58 Sistema fotovoltaico con respaldo 81
Ilustración 59 Evolución de la potencia instalada..... 85
Ilustración 60 Distribución de potencia instalada por región 2003 - 2013..... 87
Ilustración 61 Variación de la potencia instalada en MW entre 2003 a 2013..... 87
Ilustración 62 Evolución de Precios Referenciales en USD 89
Ilustración 63 Evolución del gasto de combustible [MM ARS] 90
Ilustración 64 Evolución del gasto de combustible [MM USD] 90
Ilustración 65 Evolución de la participación en energía equivalente vs participación del gasto en MM USD. 91
Ilustración 66 Ubicación y potencias de las Unidades Móviles de Emergencia 98

Ilustración 67 Red trifásica primaria de 3 hilos 107
Ilustración 68 Red trifásica primaria de 4 hilos 107
Ilustración 69 Red monofásica primaria de 2 hilos 108
Ilustración 70 Red monofásica primaria de 1 hilo 108
Ilustración 71 Subestación aérea 109
Ilustración 72 Subestación subterránea 110
Ilustración 73 Acometida en media tensión 111
Ilustración 74 Evolución de la demanda según agente en GWh. 117
Ilustración 75 Evolución de la demanda por segmentos en GWh 118
Ilustración 76 Información de las compañías distribuidoras de energía eléctrica 118
Ilustración 77 Composición de la demanda regional 2013 119
Ilustración 78 Composición accionaria de EDENOR 127
Ilustración 79 Área de concesión de EDENOR 128
Ilustración 80 Principales resultados en miles de ARS 128
Ilustración 81 Ventas en GWh 129
Ilustración 82 Ventas en USD 129
Ilustración 83 Extracto del cuadro de resultados 2013 – 2012 en miles de ARS 130
Ilustración 84 Evolución de pérdidas de energía en porcentaje 132
Ilustración 85 Duración de las interrupciones 134
Ilustración 86 Frecuencia de las interrupciones 135
Ilustración 87 Accionistas de EDESUR 137
Ilustración 88 Area de concesion de EDESUR 138
Ilustración 89 Demanda de energía en GWh 139
Ilustración 90 Demanda de potencia máxima en MW 139
Ilustración 91 Grafico de correlación entre Pot Max y Energía 140
Ilustración 92 Evolución de pérdidas de EDESUR 140
Ilustración 93 Evolución de la tarifa media 142
Ilustración 94 Posicionamiento de la tarifa residencial de EDENOR en el mercado internacional / Consumo: 275 KWh por mes en el 2012 149
Ilustración 95 Posicionamiento de la tarifa industrial de EDENOR en el mercado internacional / Consumo: 1095 KWh por mes. Demanda máxima 2,5 MW en MT en el 2012 149
Ilustración 96 Posicionamiento de la tarifa residencial de EDENOR en el mercado internacional / Consumo: 275 KWh por mes en el 2013 149
Ilustración 97 Posicionamiento de la tarifa industrial de EDENOR en el mercado internacional / Consumo: 1095 KWh por mes. Demanda máxima 2,5 MW en MT en el 2013 150
Ilustración 98 Curvas de Cargas Típicas de Grandes Consumidores 152

Ilustración 99 Esquema de operación GUMA 153
Ilustración 100 Operaciones de un Gran Usuario 154
Ilustración 101 Evolución de demanda en GWh de GUMA y GUME 156
Ilustración 102 Esquema de transmisión eléctrica 160
Ilustración 103 Clasificación de tensiones 160
Ilustración 104 Detalle constructivo de un aislador PERUZA – BADAJO 171
Ilustración 105 Evolución de longitud de líneas instaladas en km 172
Ilustración 106 Evolución de potencia de transformación en MVA 173
Ilustración 107 Grafica de correlación entre KM de líneas y MVA de transformación 173
Ilustración 108 Composición accionaria de Transener 175
Ilustración 109 Evolución de km de línea y capacidad de transformación de Transener 176
Ilustración 110 Mapa de construcción del Plan Federal de Transporte Publico 178
Ilustración 111 Cuadro de balance de Transener 2012 - 2013 181
Ilustración 112 Organigrama ENRE 186
Ilustración 113 Esquema de Programación de demanda 191
Ilustración 114 Costo Variable de Producción 195
Ilustración 115 Evolución del Precio Monomico Medio Anual entre 1992 a 2001 203
Ilustración 116 Evolución del Precio Monomico Real y Esperado 203
Ilustración 117 Evolución del Precio Monomico Medio Anual entre 2001 a 2010 204
Ilustración 118 Evolución del precio monomico anual entre 1992 a 2013 en ARS 205
Ilustración 119 Composición del Precio Monomico 205
Ilustración 120 Precio estacional por Categoría según Resolución 1301/11 206
Ilustración 121 Evolución de Generación por Tipo en GWh 212
Ilustración 122 Evolución de matriz energética eléctrica 213
Ilustración 123 Evolución de la máxima Potencia Bruta 214
Ilustración 124 Análisis de correlación entre VAR Generación Total y VAR Potencia Bruta 215
Ilustración 125 Evolución de consumo en GWh. 216
Ilustración 126 Evolución de pérdidas 216
Ilustración 127 Evolución de la demanda por agentes del MEM 217
Ilustración 128 Evolución de la demanda por segmentos 217
Ilustración 129 Evolución de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica vs PBI 218
Ilustración 130 Distribución Poblacional de la Argentina, según Censo 2010 219
Ilustración 131 Cantidad de días con temperatura medias superiores a 26°C. Periodo 1 de Enero al 31 de Marzo 220
Ilustración 132 Cantidad de días con Temperaturas medias inferiores a 10°C. Periodo 16 de mayo al 15 de septiembre 220

Ilustración 133 Grafico de correlación entre Demanda y Temperatura Media 221
Ilustración 134 Comparativa de cantidad de días fríos y calientes desde 1992 a 2013 222
Ilustración 135 Correlación lineal de Precio Monomico y Gasto en Combustible 228
Ilustración 136 Evolución de subsidios 229
Ilustración 137 Proyección de la demanda eléctrica hasta el 2030 232
Ilustración 138 Costos operativos por tipo de central 232
Ilustración 139 Capacidad instalada BAU 234
Ilustración 140 Producción de escenario BAU 234
Ilustración 141 Matriz de producción al 2030 BAU 235
Ilustración 142 Costos de sistema BAU 235
Ilustración 143 Proyección de Precios Monomicos BAU 236
Ilustración 144 Capacidad instalada URE 237
Ilustración 145 Producción de escenario URE 237
Ilustración 146 Matriz de producción al 2030 URE 238
Ilustración 147 Costos de sistema URE 238
Ilustración 148 Proyección de Precios Monomicos URE 239
Ilustración 149 Equilibrio CAMMESA 243
Ilustración 150 Evolución de Precio Monomico Medio 244
Ilustración 151 Curva de demanda anual 263
Ilustración 152 Curva monótona de producción y parámetros relacionados con la producción 264
Ilustración 153 Ubicación de las centrales de Generación Distribuida 267
Ilustración 154 Representación de circuito equivalente por fase de una línea de alta tensión 270
Ilustración 155 Definición de DMG 272
Ilustración 156 Esquema de capacitancias entre conductores y la tierra 272

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Ranking de consumo electrico mundial 9
Tabla 2 Ranking de potencia instalada mundial 10
Tabla 3 Matriz energetica electrica mundial 10
Tabla 4 Costos de inversión y O&M para centrales eléctricas 84
Tabla 5 Obras finalizadas por tipo de inversión, periodo 2004 - 2013 93
Tabla 6 Obras actualmente en ejecución, enero 2014 93
Tabla 7 Obras planificadas 94
Tabla 8 Suministros de módulos dentro de los 90 días 96
Tabla 9 Ubicación y potencia de Generación Distribuida V 100

Tabla 10 Ubicación y potencia de Generación Distribuida VI 101
Tabla 11 Estado de GENREN I 103
Tabla 12 Variación de tensión admisible 112
Tabla 13 Corte de suministro admisible 112
Tabla 14 THD admisible 116
Tabla 15 Cuadro de Tarifa 1 124
Tabla 16 Cuadro de Tarifa 2 124
Tabla 17 Cuadro de Tarifa 3 125
Tabla 18 Evolución de los indicadores FMIK y TTIK 134
Tabla 19 Evolución de los indicadores SAIFI y SAIDI 136
Tabla 20 Evolución de indicadores Transener 179
Tabla 21 Distribución regional del consumo energético, población, PBG y potencia instalada 218
Tabla 22 Déficit de CAMMESA 229
Tabla 23 Evolución de Monomico Spot Medio y Monomico Distribuidor Medio 229
Tabla 24 Ingresos de potencia al 2030 240
Tabla 25 Proyecto Generación Distribuida I 268
Tabla 26 Proyecto Generación Distribuida II 268
Tabla 27 Proyecto Generación Distribuida III 269
Tabla 28 Proyecto Generación Distribuida IV 269

1. INTRODUCCIÓN

1.1 MARCO INTRODUCTORIO

La electricidad es considerada como una fuente de energía para la alimentación de artefactos hogareños o industriales. La definición es válida pero limitada. En sí, podemos encontrar fenómenos eléctricos en la naturaleza, como en los relámpagos, que son chispas eléctricas de gran magnitud que se generan a partir de nubes cargadas. No es la intención del autor en ahondar en los fenómenos físicos del electromagnetismo pero si, destacar que la energía eléctrica es uno de los recursos fundamentales para cualquier sociedad, el cual no puede dejarse al libre albedrio ya que este impacta en el ámbito social, político y económico de un país.

La República Argentina convive actualmente con un problema de suministro de energía que afecta a todos los sectores consumidores del país: residenciales, comerciales, industriales, público, agropecuario, etc. Este problema se produjo como consecuencia de un elevado y continuo crecimiento económico desde fines de 2002, y una inadecuada promoción planificada de inversión pública y privada en el sector ya desde la década del 90.

Desde que estalló la crisis energética en Mayo de 2004, se han aplicado una serie de medidas entre las que se destacan el sistema de premios y castigos en el consumo, el aumento de la inversión en generación y distribución, y la restricción en el consumo a industrias y comercios, entre otras. En algunos casos, estas medidas fueron efectivas; en otros, rechazadas. En el 2009 esta crisis tal vez aminoró su paso, pero por las razones equivocadas, como las condiciones climáticas favorables y la recesión económica. Esta crisis requiere de soluciones que ataquen las causas, estructurales, debido al carácter estratégico y sensible del sector energético.

El país atraviesa actualmente una situación de escasez. Dicha situación se enmarca en un escenario de restricción de combustibles de todos los tipos, desde el gas natural al gasoil, un aumento de los costos de generación y la dificultad del gobierno de mantener los niveles actuales de subsidios. La restricción de combustibles no hace más que agravar la situación, dado que más de un 40% de la potencia instalada es de tipo térmico.

La demanda, por otra parte, no hace más que crecer. El consumo de energía eléctrica aumentó un 60% entre el año 2002 y el año 2013, mientras que la capacidad instalada sólo lo hizo un 36% en el mismo período. En estos últimos años, las inversiones públicas en centrales eléctricas aumentaron considerablemente pero aún no a una tasa suficiente. Resulta necesaria, pues, la búsqueda de nuevos modelos de mercado que permitan resolver esta situación.

La energía eléctrica, más allá de ciertas características que la distinguen de otros bienes, no deja de ser un bien o un producto económico. Por el cual, se comercializa en un mercado, conocido en Argentina como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). A continuación se muestra la actual composición / actores de éste:

Ilustración 1 Actores del MEM[1]

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En la actualidad, todos los actores del mercado eléctrico se encuentran atravesando situaciones críticas y problemáticas. Los consumidores están sufriendo cortes de suministro cada vez más frecuentes y extensos, siendo consecuencia de un crecimiento en la demanda y en una falta de mantención de los sistemas de distribución de la energía eléctrica. En definitiva, el consumidor es el cliente final del suministro de la energía eléctrica, el cual un sistema o modelo de suministro energético eficiente debe satisfacerla. El no lograr esto implica analizar las causas que llevaron a tener esta situación.

Por otro lado, el precio que está pagando el consumidor por kWh, está siendo uno de los más bajos de Sudamérica y del mundo. Provocando así una intervención económica por parte del Estado Argentino a través de subsidios en los distintos actores del Mercado Eléctrico Mayorista, en consecuencia, creando un déficit público. Es evidente que este déficit es monetario pero no social, es decir, el Estado considera que la búsqueda del bienestar social se logra a través de destinar parte del presupuesto público en este sector.

La intervención estatal ha sido también a través de distintas políticas y medidas regulatorias que fueron aplicadas sobre el Mercado Eléctrico Mayorista. Por ejemplo, la fijación del precio del Spot que perciben los generadores, la provisión de combustibles fósiles para la alimentación de centrales térmicas y, la implementación de programas y proyectos para el crecimiento del parque generador, ya sea a través de fuentes renovables o no.

Las empresas de transmisión están siendo deficitarias debido a que los precios no están variando acorde a la normativa y existen demoras en el cumplimiento de los compromisos de ingresos regulados previstos en los acuerdos correctivos y subsidiarios entre la

[1] Fuente: CAMMESA.

Secretaria de Energía y el ENRE, mientras que en los costos operativos y salariales se siguen incrementando a causa de la inflación y la devaluación de la moneda local. Sin embargo, la firma y cumplimiento de estos nuevos convenios abre una perspectiva alentadora con respecto al futuro cercano.

El escenario para las distribuidoras es aún más negativo que el de las empresas transportistas. Los compromisos que ha tomado el gobierno frente a las distribuidoras todavía siguen incumplidas o demoradas ya que la Secretaria de Energía ha autorizado un mecanismo de monitoreo de costos pero aún no se ha implementado en su totalidad.

En su mayoría, el parque generador y los responsables de la distribución de la energía son empresas privadas que poseen intereses económicos y buscan invertir en proyectos los cuales les resulten rentables. Bajo el marco actual, los actores mencionados no les resulta beneficioso el modelo vigente teniendo en cuenta que no están pudiendo maximizar sus beneficios económicos; por ende, no les resulta atractivo realizar inversiones en tecnología y mejoras de servicio ya que no prevén una alta factibilidad de obtener rentabilidades dentro de plazos razonables

La situación sigue siendo más agravante con el crecimiento del consumo de la energía eléctrica, sumado a nuevos picos de demanda, el cual ocasiona un aumento en la potencia instalada. Todo crecimiento aparenta ser positivo pero en este caso, resulta todo lo contrario ya que no existe un plan seguro de inversiones para poder satisfacer el crecimiento de la demanda, el cual afecta a todos los agentes del mercado eléctrico.

Una vez comprendidos los aspectos fundamentales del problema, la intención es analizar las causas raíces que nos llevan a la situación actual. A partir de esto, el planteo de posibles escenarios, evaluando sus posibles efectos positivos y negativos, se podrá determinar y evaluar una serie de acciones, con el objeto de subsanar la crisis energética que sufre el país.

Todo planteo de mejora de la situación energética actual puede traer grandes costos políticos y económicos, disparar nuevas crisis locales o con el extranjero, etc., dada la gran complejidad del sistema energético y sus múltiples facetas.

1.3 SOLUCIÓN PLANTEADA

A través de los años, se han tomado decisiones particulares en cada gobierno en ausencia de un marco general que trascienda los mandatos de los políticos de turno. Es decir, se ha reducido el manejo de las políticas energéticas a los vaivenes de los distintos modelos de país que cada partido en gobierno ha querido imprimir. El resultado de esto fue una visión cortoplacista incapaz de lidiar con los complejos cambios que demanda un sector estratégico fundamental.

Una investigación evolutiva desde el punto de vista técnico, económico y jurídico para la realización de una evaluación de acciones (como el presente) sólo puede presentar una parte de la realidad, y puede proponer una cantidad limitada de soluciones al problema.

La importancia de este proyecto radica en que el lector pueda tener una visión del mercado eléctrico y comprender la evolución que ha tenido durante los años, para que también evalúe otras alternativas posibles a las planteadas por el autor. El mercado eléctrico en sí es complejo, y más aún en la Argentina, con un marco de ausencia de seguridad jurídica y estabilidad económica.

El análisis de variables claves, las acciones evaluadas y la proyección de los escenarios posibles son la consecuencia de la comprensión del mercado eléctrico por parte del autor.

Una visión trascendente y de largo plazo del sector energético no puede concluir en un informe individual, debe poder ser corregida y reutilizada en el tiempo para que sea verdaderamente útil. Esto es lo que se propone el presente trabajo.

1.4 OBJETIVOS

Los objetivos del presente trabajo son detallados a continuación:

- Comprender las características técnicas y normativas, como así también la evolución económica de cada agente del Mercado Eléctrico Argentino, desarrollando conceptos teóricos, técnicos y específicos de la ciencia de la electricidad como la electrotecnia, centrales eléctricas, diseño de subestaciones y líneas de transmisión, distribución de la energía eléctrica y del Mercado Eléctrico.
- Interpretar las relaciones que existen entre estos agentes y cómo ha sido su evolución a través del tiempo
- Analizar la demanda y la oferta eléctrica
- Definir variables, relaciones y suposiciones para simular potenciales escenarios.
- Proponer políticas a largo plazo evaluando numéricamente sus resultados y su pre-factibilidad.

1.5 PASOS A SEGUIR

En el capítulo 2, se realiza una contextualización de la situación energética de nuestro país frente a los grandes consumidores en el mundo. El ubicar a la Argentina dentro del contexto internacional nos permitirá determinar, en forma general, hacia “donde va el mundo” en materia energética. Además, ante cualquier problemática, es importante analizar el desarrollo histórico. Esto nos permitirá conocer los principios que incentivaron el crecimiento de la energía, como fue su desarrollo en sí y, cuáles han sido los cambios y las mejoras que han producido durante la implementación de la energía eléctrica en la Argentina. El conocer la historia nos permitirá correlacionar causas y consecuencias del presente.

En los capítulos 3 a 7, se analiza la situación actual de cada uno de los agentes del MEM (Distribuidores, Grandes Usuarios, Generadores, Transportistas y CAMMESA) a nivel técnico y económico.

El capítulo 8 presenta los aspectos económicos, operativos y regulatorios relacionados con el despacho eléctrico. Los agentes confluyen en un mercado, el cual está regulado bajo normativas, por el cual, se deberá conocer en detalle el funcionamiento de estas regulaciones, las cuales no están permitiendo el crecimiento del mercado.

En el capítulo 9 se realiza un análisis de la oferta y demanda de la energía eléctrica en Argentina con el objeto de tener una perspectiva del escenario a futuro.

El capítulo 10 evalúa las acciones y soluciones posibles de la crisis energética con el objeto de que los distintos intervinientes del modelo puedan optimizar y mejorar la situación actual.

El capítulo 11 reúne las conclusiones del trabajo.

Los capítulos 12 y 13 incluyen la bibliografía y anexos, respectivamente.

2. CONTEXTO MUNDIAL E HISTORIA DE LA ENERGIA ELECTRICA EN ARGENTINA

2.1 CONTEXTO MUNDIAL DE LA ENERGÍA ELECTRICA

El objetivo de esta sección es contextualizar a la Argentina en el marco global y regional en lo que respecta al consumo / demanda de energía eléctrica, matriz de generación eléctrica y marcos regulatorios. En definitiva, para evaluar la situación energética de la Argentina, es necesario poder comparar y conocer una visión global de lo que sucede en el mundo. El concepto de un sistema eléctrico eficiente no puede estar aislado de una comparación, ya que esto nos permite encontrar deficiencias y oportunidades de mejoras.

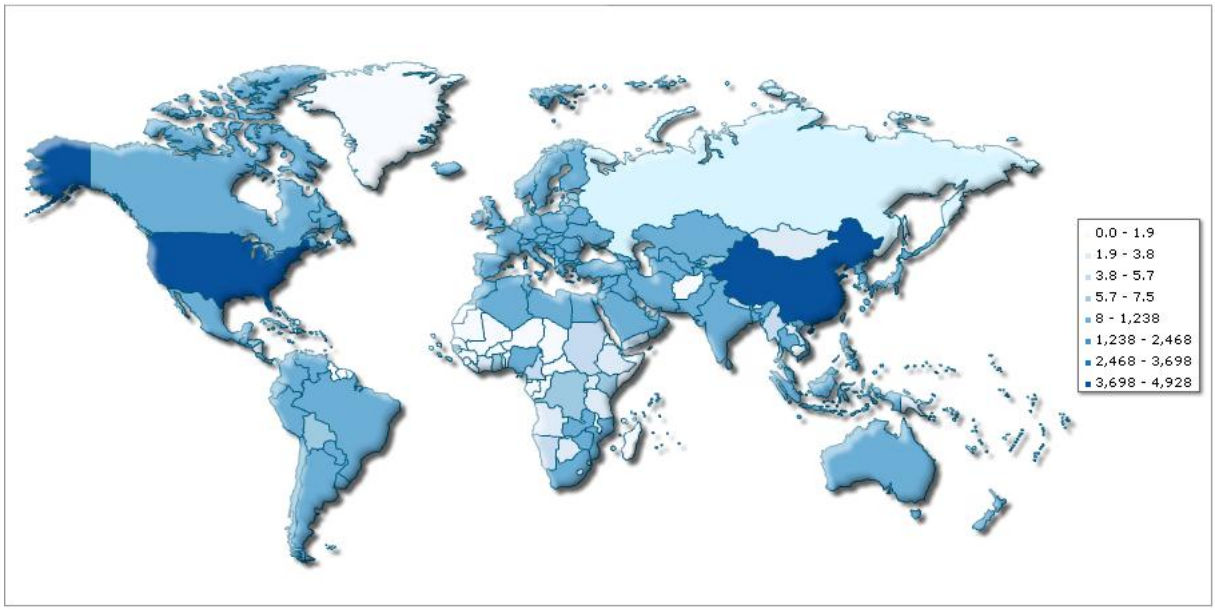


Ilustración 2 Consumo eléctrico mundial en miles de gWh[2]

A continuación se exhiben los 10 países con el mayor consumo eléctrico mundial y la Argentina:

[2]Fuente: Indexmundi

POS. GLOBAL	PAIS	GWH	PERIODO
1	China	4.951.000	2012
2	Estados Unidos	3.886.000	2010 est.
3	Rusia	1.038.000	2012 est.
4	Japon	859.700	2012 est.
5	India	698.800	2010 est.
6	Alemania	582.500	2012 est.
7	Canada	499.900	2010 est.
8	Francia	471.000	2010 est.
9	Brasil	455.800	2010 est.
10	Corea del Sur	449.500	2010 est.
29	**Argentina**	**111.100**	**2010 est.**

Tabla 1 Ranking de consumo electrico mundial[3]

Los países de la tabla anterior, excluyendo Argentina, poseen características similares desde el punto de vista de macro variables:

Territorio: Rusia (17,098,242km2), Canadá (9,984,670km2), Estados Unidos (9,826,675km2), China (9,596,961km2), Brasil (8,514,877km2), Australia (7,741,220km2), India (3,287,263km2), Argentina (2,780,400km2)

Población: China (1,355,692,576 habs), India (1,236,344,631 habs), Estados Unidos (318,892,103 habs), Brasil (202,656,788 habs), Rusia (142,470,272 habs), Japon (127,103,388 habs), Argentina (43,024,374 habs)

Producto Bruto Interno (en miles de millones de USD): Estados Unidos ($16720), China ($13370), India ($4962), Japon ($4729), Alemania ($3227), Rusia ($2553), Brasil ($2422), Francia ($2273), Italia ($1805), Corea del Sur ($1666), Canadá ($1518), Argentina ($771)

No es relevante para este estudio realizar un análisis de correlación numérica pero como primera aproximación, se logra evidenciar que las macro variables antes mencionadas se relacionan al consumo de energía eléctrica en un país.

Desde el punto de vista cualitativo, es evidente que el crecimiento de la población incremente la demanda de energía eléctrica ya que los habitantes consumen energía para satisfacer sus necesidades básicas de hogar como así también, las de confort.

El Producto Bruto Interno tiene por objeto expresar en valor monetario la producción de bienes y servicios de demanda de un país. Por el cual, una mayor actividad productiva o económica en un país, demandara necesariamente un mayor consumo de energía eléctrica.

[3] Elaboracion propia en base de la información de la CIA.

POS. GLOBAL	PAIS	GW	PERIODO
1	China	1146,00	2012 est.
2	Estados Unidos	1039,00	2010 est.
3	Japon	287,00	2010 est.
4	Rusia	223,10	2012 est.
5	India	208,10	2010 est.
6	Alemania	178,40	2012 est.
7	Canada	136,90	2010 est.
8	Francia	124,30	2010 est.
9	Italia	124,20	2012 est.
10	Brasil	113,70	2010 est.
25	**Argentina**	**32,87**	**2010 est.**

Tabla 2 Ranking de potencia instalada mundial[4]

POS. GLOBAL	PAIS	COMB. FOSILES	HIDROELECTRICA	NUCLEAR	RENOVABLES
1	China	69,50%	21,80%	1,10%	7,60%
2	Estados Unidos	77,40%	7,60%	9,70%	5,30%
3	Japon	72,30%	7,80%	17,10%	2,80%
4	Rusia	67,10%	15,10%	17,80%	0,00%
5	India	70,80%	19,50%	2,20%	7,50%
6	Alemania	51,00%	6,00%	7,00%	36,00%
7	Canada	31,90%	54,70%	9,20%	4,20%
8	Francia	27,60%	14,70%	50,80%	6,90%
9	Italia	66,20%	18,00%	0,00%	15,80%
10	Brasil	19,50%	71,00%	1,80%	7,70%
25	**Argentina**	**69,10%**	**27,60%**	**3,10%**	**0,20%**

Tabla 3 Matriz energetica electrica mundial[5]

En la mayoría de los países de la tabla anterior, la fuente primaria son los combustibles fósiles. Brasil y Canadá han logrado tener más de la mitad de la matriz energética basada en fuentes hídricas. En el caso del país latinoamericano, desde 1950, está desarrollando esta fuente energética y aun, continúa bajo esta política.

Francia, Rusia y Japón han sido los precursores históricos en el uso de la energía nuclear para la producción de electricidad. En el caso de Francia, la primera usina nuclear fue inaugurada en 1962 y debido a la Crisis del Petróleo en 1973, el Primer Ministro Pierre Messmer lanza el Plan Messmer, ya que la generación eléctrica dependía de la importación de los combustibles fósiles. Este plan tenía el objetivo de la construcción de alrededor de 80 plantas nucleares para el año 1985 y un total de 170 plantas para el año 2000. Durante los siguientes 15 años, Francia ha logrado la instalación de 56 reactores nucleares. Actualmente, la Électricité de France controla las 59 plantas nucleares.

[4] Y [5] Elaboración propia en base de la información de la CIA.

Alemania e Italia son los líderes en el desarrollo de la energía renovable a nivel mundial. Particularmente, la Comunidad Europea ha definido una Directiva en la Producción de Electricidad desde Fuentes Energéticas Renovables en 1997, teniendo como objetivo principal alcanzar el 12% de la producción total en el 2010 con energías renovables. En el caso de Alemania, a mediados de 1997, alcanza un 14%; por el cual, el gobierno alemán en el 2010 proclama el siguiente ambicioso plan:

- Energía eléctrica renovable: 35% para el 2020, 50% para el 2030, 65% para el 2040 y 80% para el 2050
- Energía renovable: 18% para el 2020, 30% para el 2030 y 60% para el 2050
- Eficiencia energética: Reducción en el consumo total de energía de 20% desde el 2008 para el 2020 y 50% para el 2050.
- Consumo total de energía eléctrica: 10% por debajo del nivel de 2008 para el 2020 y 25% menos para el 2050.

En secciones siguientes, se analizaran los beneficios y desventajas de utilizar las distintas fuentes de energías antes mencionadas, como así también, se realizara una evaluación y apreciación de un mix óptimo de fuentes energéticas a futuro para la Argentina.

En síntesis, a nivel comparativo y de posicionamiento de usos de fuentes energéticas con respecto al total de la capacidad de generación:

- Todo el mundo utiliza Energía Fósil, Argentina tiene la posición 118.
- De 30 países que tienen Energía Nuclear, Argentina tiene la posición 24.
- De 106 países que tienen Energías Renovables, Argentina tiene la posición 92.
- De 150 países que tienen Energía Hidráulica. Argentina tiene la posición 82.

La Argentina cuenta con una leve diversificación de la matriz energética eléctrica en comparación con otros países, con una preponderancia en el uso de combustibles fósiles y un nivel muy bajo en el uso de fuentes renovables. Este último se encuentra en vías de desarrollo a partir de la creación de los programas GENREN (más adelante, se analizara lo antes mencionado).

2.2 HISTORIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARGENTINA

A principios del siglo XIX, la Argentina se estaba formando como un estado independiente, en el cual, las provincias mantuvieron su autonomía gobernándose a sí mismas. Mientras tanto a nivel mundial, el año 1870 se considera la fecha clave del despegue decisivo: es allí donde comenzó a masificarse el uso de la electricidad, junto con el motor a combustión, el petróleo y los químicos, que dieron origen al gran boom industrial de la segunda mitad del siglo XIX.

En la década de 1860, se realizó la instalación del telégrafo en Argentina, cuyo uso masivo en Europa comenzó en 1850. En sí, los dos consumos más importantes para la electricidad suelen ser el **suministro de alumbrado** y el **transporte**, ya que para poder alimentar estos dos recursos es necesario poder desarrollar la generación y transmisión. Anterior a la instalación de usinas eléctricas, la iluminación se realizaba mediante lámparas a gas.

El comienzo de la iluminación data en 1882, un agente de "Fabry & Chaucy", empresa financiada por Edison, instalo un pequeño dinamo de 15 HP. Ese mismo año, Walter Cassels, representante de Brush Electric de Estados Unidos, inicio gestiones para obtener la concesión del alumbrado público y privado de Buenos Aires. El intendente Torcuato le entregó la concesión verbalmente, por el cual, se instaló una pequeña usina en el Mercado del Centro. Dicha instalación era precaria ya que tenía poca estabilidad y ocasionaron las primeras protestas del público. Por dicho motivo, se le negó la concesión a Brush Electric. Básicamente, las primeras instalaciones tenían un objetivo complementario, es decir, el de adornar o ser un espectáculo en sí mismos.

En 1883, a partir de la negación de la concesión, Cassels se trasladó a La Plata, con la invitación del gobernador Dardo Rocha, para realizar la instalación de una usina. Por lo cual, La Plata se convirtió en la primera ciudad sudamericana alumbrada a electricidad y con la primera central eléctrica del país (1886). El alumbrado eléctrico público se extendió rápidamente e incluso se utilizó para viviendas particulares.

A su vez, Buenos Aires comenzó con el alumbrado eléctrico de manera lenta a partir de 1887, gracias a la concesión otorgada a Rufino Varela. Básicamente, las primeras concesiones (al igual que las pruebas) se realizaron en los paseos favoritos de los porteños. También, se le dio la concesión de la usina del puerto, necesaria para el trabajo nocturno debido a la alta actividad que había en dicho sector, y a importantes teatros.

Creación de la primera empresa eléctrica: Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad

En 1893, se estableció la Compañía General de Electricidad de la Ciudad de Buenos Aires (CGECBA), el cual obtuvo la concesión de alumbrado de una zona centro de la capital. Luego, esta sería fusionada con capitales del Deutsche Uberseische Bank y formaron la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad (CATE) que, instalada en Buenos Aires desde 1898, sostuvo una política agresiva para ampliar su mercado. Siendo una de estas, la cesión de Rufino Varela de todos los permisos obtenidos hacia la CATE.

En el lento proceso de construcción de la red de iluminación eléctrica, representó un hito importante el paso dado en 1903 cuando la CATE firmó un acuerdo con las compañías inglesas por el cual, la provisión de energía eléctrica quedaba exclusivamente en poder de los alemanes mientras que a los ingleses les correspondía la explotación monopólica de la red tranviaria metropolitana.

En 1906, se aceptó la monopolización de la CATE en el sistema de alumbrado. Obviamente la CATE –que era monopólica desde 1903– se expandió hacia aquellas áreas redituables, tales como la zona norte (donde lo importante era el consumo privado) y la zona fabril del sur. Para 1912, estaba iluminada la mitad del municipio, de los cuales 22,5% era con electricidad y el 72,5% con otro sistema (de los cuales 48,3% era a gas).

Como se mencionó en los primeros párrafos, el alumbrado fue el consumo más importante durante el comienzo de la generación eléctrica. Básicamente, en las zonas céntricas y en los barrios residenciales, el razonamiento más utilizado apelaba al confort, la belleza y el progreso; por el contrario, en zonas periféricas o marginales, se esgrimían la seguridad y el control para emplazar los potentes faroles.

El otro "asunto" importante del uso de la electricidad era el transporte. En 1895, se realizaron las primeras concesiones a empresas inglesas y alemanas, pero estas fueron obstaculizadas ya que debían ser aprobadas por el Concejo Deliberante y existió una diferencia de intereses con las empresas locales (coches tirados por caballos). Recién después de 2 años de la concesión, el 22 de abril de 1897, se logró instalar el primer tranvía eléctrico de Buenos Aires, obra del ingeniero estadounidense Charles Bright, que era dueño de una usina propia. Los coches alcanzaban una velocidad de 15 kilómetros por hora con lo cual el viaje de ida duraba tres minutos y medio. El trayecto era desde el boulevard Las Heras, entre Canning y Santa Fe, hasta los Portones de Palermo (actual Plaza Italia)

El servicio se popularizó rápidamente, sobre todo cuando en 1903, por el mencionado acuerdo con las compañías alemanas, las concesiones de tranvías quedaron exclusivamente en manos de firmas inglesas. Este paso resultó crucial: según las estadísticas dadas por James Scobie, en 1899 el 88% del transporte tranviario era propulsado a sangre y, el 12% a electricidad; en 1907 la proporción se invirtió y la tracción a sangre representaba un 3%, frente al 97% fraccionado a electricidad.

Surgimiento de la Compañía Italo-Argentina de Electricidad (CIAE)

Durante el periodo de 1907 – 1932, se caracterizó por la monopolización por parte de la CATE como empresa eléctrica y que culmina en el año 32´. Como así también, el surgimiento de la Compañía Italo-Argentina de Electricidad (CIAE), como competidora de la CATE, en 1912.

Durante el período 1882-1907 lo que primaba era la "diversidad" de compañías (algunas nacionales, otras estadounidenses y la mayoría europeas), los distintos puntos de localización dentro de la ciudad, y la variedad de sistemas eléctricos. En el período posterior a 1907 el punto más importante fue la homogeneización de los servicios, acentuada por la unificación de las compañías. En cierto modo, durante este periodo, se atravesaron conflictos de intereses en lo que es la prestación de un servicio público. El problema radicaba en que el estado o municipio entendía por "servicio público de alumbrado" lo que para las empresas eran "inversiones altamente redituables".

Evolución histórica de la CATE

El intendente municipal Carlos Torcuato de Alvear firmó un contrato por cincuenta años con la empresa CATE, por el cual le otorgaba la concesión para "la producción,

distribución y venta de energía eléctrica dentro del territorio del municipio"; a cambio de ello, la empresa estaba obligada a efectuar todas las instalaciones que fueran necesarias "a fin de atender con facilidad las necesidades del consumo, anticipándose a esas necesidades". La CATE debía además abonar a la municipalidad el 6% de las entradas brutas que obtuviese por la venta de corriente. Como gran ventaja, la monopolización logró la "homogeneización de la electricidad", es decir permitió unificar las tensiones y frecuencia de distribución en 3x225 voltios-50 períodos para la corriente trifásica (generalmente empleada en los barrios) y, 2x225 voltios para la corriente continua en sistema bifilar, de acuerdo a la práctica europea, utilizada en la parte céntrica de la ciudad.

La CATE fue el pionero en la construcción de la primera gran usina en el país. El sitio estratégico designado fue Dock Sud, en el partido de Avellaneda, y fue inaugurada en 1910, luego de 3 años de trabajo intensivo y riguroso. La instalación de la planta generadora significo varios cambios y evidencias. Como primer punto, por primera vez, se construía fuera del ámbito de la ciudad de Buenos Aires la usina que debía aprovisionar de electricidad a la capital. Esto cobraba relevancia si se tiene en cuenta que de esta manera la municipalidad perdía la posibilidad de controlar la producción de energía.

Significó un "error" en la entrega de las concesiones, pues no había ninguna cláusula en el contrato que obligara a la empresa a restringir sus inversiones al área municipal. Además, fue muy importante desde el punto de vista estratégico porque al construir esta monumental usina en un sitio perteneciente a la provincia de Buenos Aires, la empresa debió negociar con las autoridades provinciales. Esto le otorgó a la CATE grandes ventajas y autonomía pues la provincia de Buenos Aires.

La demanda fue creciendo continuamente, por el cual, la CATE debía realizar inversiones de expansión. Debido a la situación mundial, época de la post guerra (1° Guerra Mundial), la CATE no pudo obtener capitales requeridos por las nuevas instalaciones y con la aprobación de la Municipalidad de la ciudad de Buenos Aires transfirió sus bienes y concesiones en 1921 a la Compañía Hispano Americana de Electricidad (CHADE). La CHADE realizó una rápida expansión: la usina de Dock Sud estancada en 67.000 kilovatios entre 1913 y 1921, alcanzó en 1923 los 92.000 kilovatios y en 1927 duplicó la cifra, llegando casi a su límite máximo de producción.

Evolución histórica de la “italo”

Como se mencionó anteriormente, en 1912, se creó la Compañía Italo-Argentina de Electricidad (CIAE). La nueva empresa también obtuvo una concesión por cincuenta años y recibió gran apoyo de las autoridades municipales que argumentaron que la competencia entre ambas contribuiría al abaratamiento de los costos. Estrictamente, CATE y CIAE no compitieron, pues se pusieron de acuerdo sin problemas y se dividieron la ciudad por zonas. Por eso, en rigor, este argumento dado por las autoridades municipales no siempre resultó cierto, tal como se ve en las polémicas del Concejo Deliberante de la década del veinte, los precios no bajaron y en épocas difíciles incluso

fueron elevados. Resultaba más una "venganza" contra la autonomía lograda por la CATE con la construcción y puesta en marcha de la usina de Dock Sud.

La estrategia de la empresa resultó ingeniosa incluso en aspectos poco relacionados con su actividad. En primer lugar, el nombre de la empresa era engañoso pues se trataba de una compañía de origen suizo (y no italiano), que pertenecía al holding Motor-Columbus cuya sede estaba ubicada en Baden, ciudad alemana del sur. Había sido fundada por el aporte de capitales de la Pirelli, la Franco Tosi y la Brown Boveri, entre otras. La acentuada procedencia italiana que impusieron en el nombre, en las construcciones arquitectónicas y en cómo fue vulgarmente conocida –se le decía "la Italo" y no por su sigla CIAE– estuvo dirigida más a conquistar al público con fuerte componente de ese origen inmigratorio.

El accionar de la CIAE o Italo fue opuesto al de la CATE, porque comenzó estableciendo pequeñas centrales (inició sus actividades en 1914, con una potencia instalada de 1.500 kilovatios) dirigidas al consumo urbano y no orientadas hacia la alimentación de electricidad de los transportes tranviarios.

La CHADE pasó de 124.190 kW en 1914 por la CATE, a 241.000, por otro lado, en 1927, la Italo (CIAE) inauguró su usina en Puerto Nuevo en 1932, por el cual, su producción ascendió a 350.000 kW y aun así, no dio abasto con las necesidades eléctricas de la ciudad.

Consumos de la energía eléctrica a partir de 1900

Retomando el concepto de transporte, hacia 1900 había escasos 80 kilómetros de tranvías eléctricos y poco a poco se fueron otorgando nuevas concesiones en todo el país. Se instalaron tranvías en ciudades como Rosario, Santa Fe, Tucumán, Mar del Plata y Bahía Blanca, entre otras. Finalmente, en la ciudad de Buenos Aires, el 1° de julio de 1914 se inauguró la línea "A" de subterráneos que realizaba el recorrido desde Plaza de Mayo hasta Caballito, utilizando electricidad por contacto aéreo de 1.200 voltios.

La aplicación de la electricidad a los ferrocarriles se inició en 1916 con las vías suburbanas del Ferrocarril Central Argentino. Así la potencia instalada para uso de transporte, aumentó de 15.300 kilovatios en 1900 a 258.000 kilovatios en 1920.

Además, de los consumos antes mencionados, a mediados de 1900, se comenzó la utilización de motores eléctricos en el ámbito fabril y talleres. El motor fue importante porque podía ser pequeño y con potencias inferiores a 1 HP, lo que constituía una ventaja al permitir un manejo cómodo, accesible y de fácil transporte; además se podía armar individualmente. Con el motor eléctrico, las fábricas y talleres experimentaron una transformación radical.

La Argentina era en ese entonces un país cuya importancia económica radicaba en la producción de materias primas (cereales y carnes) orientadas a la exportación al mercado europeo preferentemente. Lógicamente, primero utilizaron la electricidad para

iluminación de los talleres y luego para ampliar las horas de trabajo, incorporando el horario nocturno que permitió al obrero trabajar horas extras (lo que implicaba un mayor ingreso salarial) con un costo de insalubridad mínimo, y a la fábrica, producir más stock.

Por otro lado, el motor eléctrico permitió también una serie de transformaciones de la vida cotidiana en tanto pudo ser utilizado en el uso de artefactos domésticos. A partir de 1910, se produjo la difusión de estas herramientas hogareñas que generaban confort. Al principio fueron incorporadas exclusivamente por grandes instituciones o sociedades (como hoteles y colegios, entre otros). Poco a poco, estos artefactos bautizados como "electrodomésticos" fueron haciéndose más populares y su uso se masificó progresivamente. Entre los productos que se fueron utilizando fueron el ascensor, el lavarropas, la incubadora, el ventilador y las hornallas.

Creacion de Asociación Electrotécnica Argentina (AEA)

En 1904 se realizó en St. Louis (Estados Unidos) el Primer Congreso Electrotécnico Mundial. El éxito obtenido puso de manifiesto la necesidad de seguir trabajando en el tema, puesto que involucraba también al mundo en desarrollo. Por esta razón e impulsados por los avances de la disciplina, el 9 de junio de 1913 un reducido número de profesionales especializado en la electrotecnia, realizó una reunión bajo la presidencia del ingeniero Rodolfo Roth, quien expuso sobre la voluntad de los presentes de constituir una institución que estuviese formada por personas cuya actividad esté relacionada y comprometida con el uso de la electrotécnica. Asimismo, se convocaba a aquellos que tuvieran interés en fomentar la aplicación de la electricidad en forma directa o indirecta en las artes, en las ciencias, en industrias y en la producción y venta de energía eléctrica.

Luego de ese primer encuentro, se volvieron a reunir en la Unión Industrial. Finalmente, así nació la Asociación Electrotécnica Argentina, que contaba con el apoyo de altos directivos de empresas productoras de electricidad, telegrafía, ferrocarriles, instaladores de equipos eléctricos, profesores universitarios y funcionarios nacionales y municipales, entre otros. El acta de fundación fue firmada el 18 de octubre de 1913 y la tarea más específica e importante de la Asociación fue la creación de Comisiones que tenían a su cargo la redacción de reglamentaciones sobre instalaciones eléctricas y sus aplicaciones, que hasta entonces eran inexistentes en nuestro país. Hoy, como ayer, la Asociación sigue avalando y difundiendo el uso de la electrotécnica en la Argentina.

Influencia de la crisis mundial del 30´ en la energía.

Los años 30´ fueron convulsionados ya que en el contexto mundial, el 29 de octubre de 1929, en el denominado "jueves negro" se produjo el crack de la bolsa de comercio de Wall Street, Nueva York, que dio comienzo a una de las crisis más serias del sistema capitalista mundial. Por otra parte, el modelo europeo, plagado de totalitarismos, tampoco

era muy seductor: fascismo en Italia, nazismo en Alemania, franquismo en España. Siendo la consecuencia más grave, la Segunda Guerra Mundial, a partir de 1939.

En respuesta a la crisis del 29´, en la Argentina se comenzó la aplicación de medidas proteccionistas para hacer posible la fabricación de bienes manufacturados, es decir tratar de producir aquí lo que antes se importaba. La crisis trajo también como principal cambio social, la llegada de gente del interior del país que, agotado el modelo primario-exportador, debió migrar a las grandes ciudades en busca de trabajo.

Durante este periodo, la prestación del servicio de electricidad estaba repartida entre grandes empresas vinculadas a holdings internacionales. El poderoso consorcio estadounidense, EBASCO (Electric Bond and Share Co.) operaba a través de varias subsidiarias, de las que ANSEC era la más conocida. Esta tenía a su cargo todo el servicio eléctrico del interior del país, en virtud de sucesivas compras de usinas (con el apoyo de la banca Morgan) que le permitieron formar hacia 1934 un trust de producción de energía y servicios eléctricos en 172 ciudades y pueblos del interior. Por otro lado, estaba el grupo SOFINA (Société Financière de Transports et d´Entreprises industrielles), compuesto de capitales españoles y belgas mayoritariamente, que actuaba a través de su filial, la CHADE (esta había comprado la CATE a los alemanes). CHADE manejaba la prestación de servicios eléctricos de la ciudad de Buenos Aires (que compartía con la Italo), como así también del gran Buenos Aires y de Rosario. Acotemos que en la región de la CHADE e Italo (CIAE) se consumía más del 50% de toda la energía eléctrica del país. Estas empresas eran monopólicas pues trabajaban en regiones oportunamente repartidas.

Presidencia de Perón y la creación de Agua y Energía

Con la asunción de Perón, se llevó a cabo una política de industrialización que impulsaba un crecimiento de la demanda eléctrica que no podía satisfacerse con la oferta regular de abastecimiento del servicio público. El Estado decidió entonces tener un rol protagónico no sólo como regulador sino como empresario del sector.

En 1945, se crea la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado (CEDE), dependiente de la Secretaría de Industria y Comercio, cuyos objetivos eran "el estudio, proyección, ejecución y explotación de las centrales eléctricas, medios de transmisión, estaciones transformadoras y redes de distribución". Para actuar integral y ampliamente en la producción de electricidad, el Estado se reservó para sí el uso único y exclusivo de los recursos hídricos.

En 1947 se dio una nueva fusión por la cual se creó la Dirección General de Agua y Energía. Fue incluida en el Primer Plan Quinquenal del gobierno de 1946 y se le asignó participación en siete grupos de trabajo que tenían por temas los diques, obras de riego, fluviales y de protección de ciudades contra inundaciones y aluviones, desagües y saneamientos rurales, centrales hidroeléctricas y térmicas y líneas de transmisión y redes. La nueva dirección de Agua y Energía debía iniciar 35 obras en 1947 por valor de 606

millones de pesos, pero ejecutó 45 con un presupuesto de 852 millones y su potencia alcanzó 41.677 kilovatios. Este eficiente despegue se debió a que la empresa tuvo que actuar rápidamente por el déficit eléctrico que tenían algunas localidades del interior.

En 1949 se reformó la Constitución Nacional, en su artículo 40 se decía: que todos los servicios públicos debían ser prestados por el Estado y que las empresas privadas serían expropiadas. Pese a estas amenazas, durante el gobierno peronista las empresas privadas no fueron enajenadas. Sí fueron perdiendo espacio por el crecimiento de la empresa estatal que abastecía extensas áreas. Para que se entienda mejor, apuntemos algunos datos: el decenio 1949-1959 se inició con una potencia instalada en las centrales de 1.344 kilovatios y culminó con 2.228 kilovatios, lo que representó un aumento del 5% anual acumulativo (50 % en los diez años)

Al año siguiente de la reforma de la Constitución Nacional, y dada su creciente importancia, la dirección de Agua y Energía se transformó en Empresa Nacional de Energía (ENDE) "para que propusiese programas anuales de trabajo de las empresas encuadradas en los planes a largo plazo que en materia de energía fijase el gobierno y desarrollara, preservara y regulara la explotación de las fuentes de energía, dando especial preferencia a la producción de energía de fuentes renovables".

El avance de la comunicación gracias a la electricidad

Con los avances de la tecnología, no solo el transporte fue el gran beneficiado, sino también fue la comunicación. El 27 de agosto de 1920 había nacido la radiodifusión argentina y con ella, la historia del primer medio de comunicación "eléctrico". La primera transmisión se realizó desde el Teatro Coliseo, en el cual los oyentes pudieron disfrutar de la ópera “Parsifal” de Richard Wagner. De esta manera, la radio tomó un lugar central e incondicional en cada casa, hasta llegar a convertirse en un dispositivo de comunicación que unificó a los oyentes.

Junto al crecimiento de la demanda de energía eléctrica, tras varios años de pruebas y errores, el 17 de octubre de 1951, se realizó la primera transmisión a través del discurso impartido por Juan Domingo Perón conmemorando el Día de la Lealtad. Se alentó el ingreso al país desde Estados Unidos de un transmisor Federal, aparatos de control de radiación, cámaras General Electric y camiones dotados de los elementos para la difusión de imágenes desde el interior y exterior del que sería el primitivo Canal 7, todo valuado entre quince y veinticinco millones de pesos. Para saber cuál fue la penetración de la televisión en los hogares observemos el incremento en el número de aparatos en nuestro país: hacia 1961/62 había 850.000; en 1967/9, 2.480.000; en 1970/72, 3.000.000; en 1980, 5.600.000 y a fines de 1990, más de 8.000.000 de televisores. En los comienzos de la era televisiva, la adquisición de este por los usuarios era muy costoso; recién en 1956 se fabricaron los primeros televisores nacionales, con lo cual se abarataron los costos.

El comienzo de la etapa de SEGBA

La Empresa Nacional de Energía (ENDE) se constituyó en Agua y Energía Eléctrica, empresa del Estado, en el año 1957 y su estatuto orgánico consignaba funciones de "estudio, proyecto, construcción, administración y explotación de obras de riego, defensas de cursos, de agua, avenamiento y saneamiento de zonas insalubres e inundables: el inventario y evaluación de los recursos hídricos en los ríos y otros cursos de agua, sus cuencas y demás fuentes de alimentación utilizables con fines de riego, bebida y aprovechamiento energético; el estudio, proyecto, construcción, administración y explotación de centrales eléctricas, medios de transmisión, estaciones transformadoras y redes de distribución, así como la compra y venta de energía eléctrica". En 1958, Agua y Energía compró en 235 millones las centrales del interior del país correspondientes a los grupos ANSEC Y SUDAM.

Debido a la gravedad de la crisis energética, Frondizi anunciaba la suscripción de un convenio preliminar entre el gobierno nacional, la CADE (Compañía Argentina de Electricidad) y CEP (Compañía de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires) por el cual se les otorgaba la concesión de servicios en Capital Federal y en catorce partidos al sur de la misma (al principio el norte y oeste de la urbe metropolitana quedaron en manos de Agua y Energía, hasta 1962). Este convenio entre las tres partes, luego se hizo definitivo y dio lugar al nacimiento de Segba.

Hubieron varios pleitos del gobierno nacional oponiéndose a la extensión del plazo de la concesión a la CADE en Capital Federal, otorgada mediante las ordenanzas municipales de 1936. Ante la lentitud de la vía judicial y la urgencia de la crisis energética, se dio un acuerdo del gobierno nacional con CADE y CEP por el que se constituía una sociedad anónima con participación estatal: Segba S.A. (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, Sociedad Anónima). El capital era mayoritariamente del Estado nacional y las empresas gradualmente le irían transfiriendo sus bienes en el transcurso de diez años, aunque ya para 1961 era 100% estatal.

Durante la presidencia de Arturo Frondizi (1958-62) se aprobó la ley 15.336, conocida como "de Energía Eléctrica", que establecía la jurisdicción nacional para la generación y transmisión de electricidad y dejaba en el ámbito de jurisdicción provincial, la distribución y subtransmisión. Si bien las actividades de generación y transporte no estaban especificadas, el abastecimiento estaba regulado por la recientemente creada Secretaría de Energía y Combustibles. Se abría la posibilidad jurídica al capital privado (anulada ya la constitución de 1949) y a su vez, la Nación se reservaba el derecho de otorgar concesiones privadas para el aprovechamiento de los recursos hídricos. El gobierno frondicista intentó entonces apelar a las concesiones privadas de capital extranjero para desarrollar el país.

El problema de estas políticas es que no tuvieron una continuidad en el tiempo. Juan Carlos Onganía, por ejemplo, promulgó el decreto-ley 17.004 por el cual se ratificaba la jurisdicción nacional de todos los servicios, es decir la ley 15.336.

La instalación de grandes centrales eléctricas

Conocidas las múltiples formas de generar energía, se fueron creando desde el Estado instituciones destinadas a una aplicación específica. La primera de ellas fue la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), creada en 1950, que tenía por objetivo desarrollar, recibir y ejercer la función de controlar y transferir tecnología nuclear para diversos fines.

En 1967, el gobierno decidió la creación de Hidronor S.A. (Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima), corporación pública cuyo objetivo principal era la utilización hidroeléctrica de los recursos localizados al norte de la Patagonia. El gobierno y los organismos encargados de financiar este emprendimiento desconfiaban de la capacidad de Agua y Energía para el manejo de los recursos hídricos de ambos ríos (río Limay y Neuquén). Cabe destacar el éxito de la empresa, pues cumplió con los plazos de ejecución de sus primeras obras, el complejo Chocón- Cerros Colorados, consistente en el encauce de los ríos Limay y Neuquén que forman el río Negro.

Existieron proyectos hidroeléctricos estatales que fueron emprendimientos binacionales fijados por convenios, como el de Salto Grande (con la República Oriental del Uruguay) y Yacyretá (con Paraguay). Yacyretá, sobre el río Paraná, comenzó a gestarse a mediados de los sesenta aunque la fecha de iniciación del proyecto fue 1973.

La década de 1980, el final de la nacionalización

Durante esta etapa de nacionalización y estatización sólo subsistió en el ámbito privado la CIAE o Italo en Buenos Aires. Recién en la última dictadura militar y siendo ministro de Economía José Alfredo Martínez de Hoz, la empresa Italo –argumentando la continua amenaza de expropiación y la supuesta falta de cumplimiento del contrato por parte del gobierno con respecto al nivel garantizado de rentabilidad–, solicitó la compra por el Estado y posterior fusión con Segba, en 1979. Los dueños especulaban con la posibilidad de la intervención estatal, sabiendo cuán vulnerable era el gobierno tratándose del suministro de los servicios eléctricos.

En 1980, durante el último gobierno militar, se transfirieron por decisión unilateral y sin cargo a las provincias los servicios de riego y suministro de electricidad.

Fue un momento crítico porque, al gran endeudamiento e inadecuado nivel tarifario que impedían la suficiente generación de fondos genuinos, se sumó el desprendimiento gratuito de cuantiosos bienes. Incluso se tomaron decisiones contradictorias, pues mientras se otorgaba a Agua y Energía la operatividad total de las líneas e instalaciones que vertebraban la Red, se le cedió a Segba parte de la línea de alta tensión en 500 kV

entre las estaciones transformadoras de General Rodríguez y Ezeiza, que era un tramo troncal de la Red Nacional de Interconexión. También se transfirió en los ochenta la subtransmisión, distribución y plantas de generación a las provincias exceptuando a La Rioja, Santiago del Estero, Tucumán, Río Negro y Formosa.

Estas decisiones finales, a partir de las cuales se dió la provincialización de los servicios, resultaron catastróficas, pues no sólo no se invirtió en nuevas obras sino que tampoco se realizó mantenimiento a las ya existentes. El resultado del constante deterioro fue una nueva crisis energética durante los años 1988/89 que puso de manifiesto la imposibilidad de intervención del gobierno nacional. La población desprestigiaba el servicio de las empresas estatales y nacionales.

La crisis del modelo estatal y la privatización del sector eléctrico

A finales de 1980, el sobredimensionamiento del rol del Estado dió lugar a dificultades crecientes en la gestión de las empresas eléctricas que concluyó en un creciente deterioro del servicio público en términos de eficiencia y calidad de servicio, y finalmente en el colapso de las mismas empresas.

Los serios problemas de financiamiento para atender gastos e inversiones y el uso político de las tarifas como herramienta antinflacionaria y de distribución de ingresos, generó una profunda descapitalización de las mismas. La ineficiencia en la gestión empresarial y las dificultades para obtener recursos genuinos para lograr el normal desenvolvimiento operativo y posibilitar la realización de las inversiones llevó a que las empresas eléctricas colapsaran.

Como se había mencionado en párrafos anteriores, la grave crisis (1988 / 89) significo abastecimiento con déficits de energía en todo el país y cortes anuales de suministro estimados en 1.000.000 MWh. Particularmente, Segba se encontraba en una difícil posición en cuanto a su capacidad de realizar la tarea de distribución con el mínimo de calidad necesario, producto de una mala asignación de recursos y en la inexistencia de un sistema de incentivos apropiado. Las características de la gestión de Segba en los finales de la década de los '80 eran la incapacidad para financiar genuinamente inversiones, las pérdidas operativas con subsidios del estado nacional, mala calidad del servicio, alto nivel de hurto de energía y tarifas políticas.

La crisis evidenciada por las hiperinflaciones de 1989 y 1990 obligó al Estado a buscar alternativas de reestructuración del sector eléctrico. A tal efecto reformuló la organización y regulación del sector, y dispuso el traspaso a manos privadas de las empresas con el objetivo primordial de mejorar su gestión y posibilitar la realización de las inversiones necesarias que acompañaran un crecimiento económico sustentable.

Fue condición indispensable para iniciar con éxito la transformación, un ambiente macroeconómico estable y un marco legal que posibilitara la creación y el fortalecimiento de las instituciones e incentivar la participación del capital privado tanto nacional como

extranjero. Ello se logró mediante el dictado de la Ley de Emergencia Económica (Ley Nro. 23697) y de la Ley de Reforma del Estado (Ley 23.696).

La sanción de la ley 24.065 creó el nuevo Marco Regulatorio Eléctrico y marcó un punto de inflexión en la política hacia el sector. Las disposiciones contenidas en la norma buscaron que las actividades respondieran a reglas de juego transparentes con la búsqueda de eficiencia a través de la implantación de mecanismos de competencia. Entre los paradigmas de la transformación cabe mencionar que la regulación debía incentivar el gasto eficiente y las inversiones de riesgo evitando el conflicto de roles entre empresas privadas y Estado en el sentido que las empresas no sean responsables de las políticas sociales de Estado.

Los incentivos deberían permitir la recuperación de una industria en crisis con el objetivo de que los servicios se presten con calidad adecuada, la actividad de las empresas resulte financiada con recursos tarifarios genuinos y que por los servicios prestados las compañías reciban tarifas competitivas a nivel internacional.

Las exigencias de calidad y las tarifas reguladas deberían ser tales que incentivaran a invertir en función del servicio que debería recibir el cliente, cumpliendo el principio de que la tarifa es el precio de una calidad.

Ya que el hurto de energía se consideraba un problema para la industria y para la sociedad, deberían crearse mecanismos para que la reducción de pérdidas reportara un beneficio para la empresa privada y no que los costos se repartieran entre los consumidores que abonaran sus facturas.

Los costos de la transformación y modernización de la industria deberían incluirse en los montos ofertados por la compra de las empresas, para lo cual debería dotarse a la regulación de estabilidad y previsibilidad (reglas de juego claras y garantía jurídica).

Las privatizaciones dieron lugar a la entrada de importantes grupos económicos energéticos de nivel mundial con ingresos de capitales que superaron los 3.500 millones de pesos. A causa de la transferencia de las operaciones de Segba, el Estado Nacional logró un importante ahorro debido a la eliminación de los aportes que realizaba a la empresa (aproximadamente en 130 millones de pesos al año y a la percepción de ingresos por el pago de impuestos por más de 100 millones de pesos al año).

En síntesis, la evolución de la industria en el período 1992/2001 muestra los siguientes resultados:

- Inversiones por más de 6.000 millones de pesos
- Duplicación de la oferta de generación.
- Incremento en más del 50% de la extensión de las redes de distribución.
- Reducción del precio de generación (casi a la mitad).
- Niveles bajos de tarifas en la comparación internacional.
- Reducción del 80% de la frecuencia y duración de las interrupciones.

- Disminución de las pérdidas no técnicas (más del 15% respecto del total de energía comercializada.

Conclusión: la evolución de una argentina que iluminada.

Poco a poco el mundo se fue convirtiendo en eléctrico, y la Argentina también se fue contagiando de esto. La energía eléctrica había ingresado primero en la vía pública a través del alumbrado y luego en los ámbitos privados, como así también, influyendo en el campo del transporte y de la comunicación, a través del tren, de la radiofonía y la televisión. El desarrollo tecnológico ha permitido que la energía eléctrica cambiara la vida doméstica, logrando un confort en el hogar, a través de los electrodomésticos.

Pero las novedades paradójicamente también ponían al descubierto la precariedad del sistema eléctrico pues requería de constantes renovaciones e inversiones. Fue así que las distintas crisis energéticas que el país fue sufriendo fueron ocasionando los cambios en el sistema eléctrico.

El analizar la historia del mercado eléctrico argentino nos permite comprender su evolución y por ende, las secuencias de las decisiones que se fueron tomando según la circunstancia económica, social y política del país. Es claro que los 3 factores antes mencionados son las variables que afectan la capacidad energética del país. Cabe destacar que la evolución de la tecnología ha creado nuevas demandas de energía eléctrica como así también nuevas formas de provisión / alimentación de las antes mencionadas.

La energía eléctrica ha evolucionado, primeramente, en forma conjunta con la sociedad. El mejorar el entorno social a través del alumbrado / iluminación y la búsqueda de nuevos productos que puedan mejorar el confort de la población, ha sido el primer objetivo de la energía eléctrica. Luego, la economía y la industria han sido el motor del crecimiento de la demanda energética ya que las fábricas, con el objeto de responder las nuevas necesidades de la población, han tenido que desarrollar nuevas formas productivas que requirieron energía eléctrica.

La existencia de un crecimiento continuo en el campo social y económico para un recurso primario de un país, obliga acciones generales y globales, por ende, es necesario la intervención de la política. Es aquí donde el Estado debe cumplir el rol de garantizar a la sociedad el aprovisionamiento de este recurso energético.

El servicio eléctrico continuó por largo tiempo en manos del Estado, hasta la década de los noventa, en donde se hizo evidente la profunda crisis del Estado interventor. La deficiencia en el suministro de electricidad fue cuestionada por la opinión pública y, frente a la imposibilidad de acción del Estado, se privatizaron.

En definitiva, la historia nos indica que la energía eléctrica ha sido un monopolio de empresas concesionadas y reguladas por el gobierno. Por el cual, podemos connotar que la estabilidad económica y las garantías jurídicas son los dos factores que van permitir a

las compañías la inversión, el crecimiento y la sustentabilidad de la generación y provisión de energía eléctrica.

En los últimos años en materia tecnológica se ven innovaciones como el descubrimiento de elementos químicos aislantes y las potenciales aplicaciones de la superconductividad. También se produjeron avances en uso de fuentes alternativas de generación (energía eólica, solar, entre otras) o el aprovechamiento integral de procesos de generación como la cogeneración (producción conjunta de electricidad con calor o vapor en los proceso industriales). Es decir, el camino emprendido por la electricidad todavía aparece sin límites en el horizonte; sobre todo si a esto sumamos los avances en aplicaciones de informática y comunicaciones.

3. GENERADORES

3.1 INTRODUCCIÓN

La generación eléctrica consiste en la transformación de una forma de energía (química, cinética, térmica, lumínica, potencial, etc.) en energía eléctrica. La energía posee un flujo que permite llegar hasta el consumidor, por el cual, nos encontramos con las siguientes unidades:

- Central eléctrica
- Estación transformadora elevadora (Subestación de transformación)
- Línea de transmisión de Alta Tensión
- Subestación de maniobra o de transformación de Alta a Media Tensión
- Línea de transmisión de Media Tensión
- Subestación de distribución de Media a Baja Tensión
- Red de Baja Tensión Trifásica y Monofásica

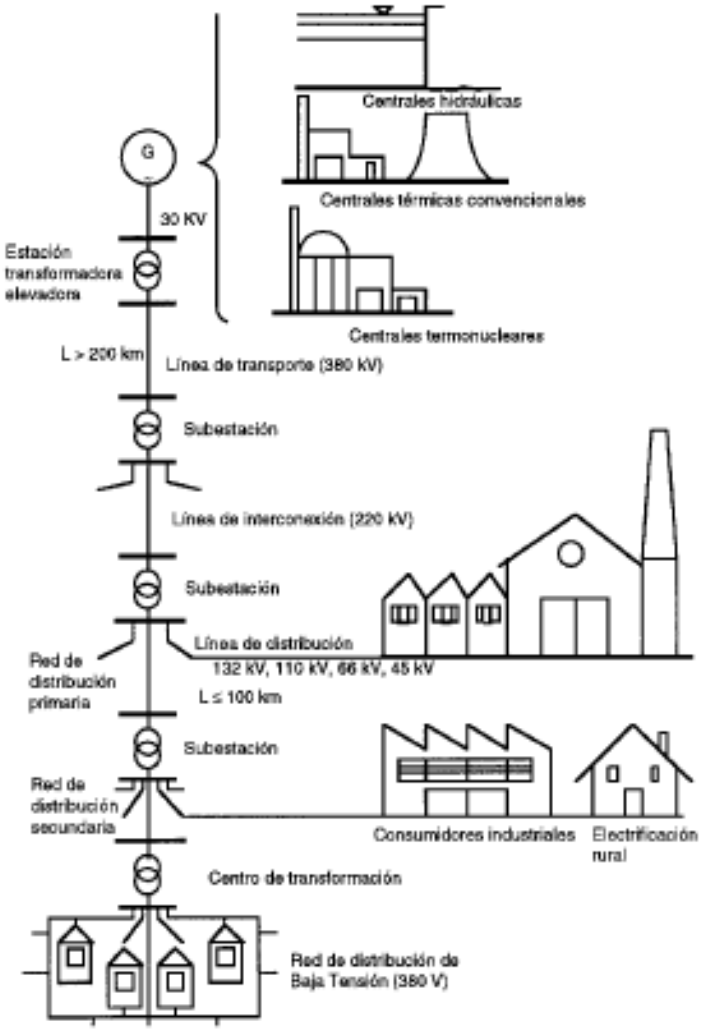


Ilustración 3 Estructura del sistema eléctrico[6]

[6] Fuente: ORILLE FERNANDEZ, Ángel Luis. Libro Centrales eléctricas I

3.2 PRINCIPIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

De acuerdo al recurso que se utilice para la transformación, dependerá el sistema. Más allá de esto, el principio básico de la transformación se basa en el fenómeno de inducción electromagnética. Como primer concepto es exponer **la fuerza electromagnética**.

Cuando una carga eléctrica está en movimiento, crea un campo eléctrico y un campo magnético a su alrededor. Así pues, este campo magnético realiza una fuerza sobre cualquier otra carga eléctrica que esté situada dentro de su radio de acción. Esta fuerza que ejerce un campo magnético será la fuerza electromagnética. Si tenemos un hilo conductor rectilíneo por donde circula una corriente eléctrica y que atraviesa un campo magnético, se origina una fuerza electromagnética sobre el hilo. Esto es debido a que el campo magnético genera fuerzas sobre cargas eléctricas en movimiento.

Si en lugar de tener un hilo conductor rectilíneo tenemos un espiral rectangular, aparecerán un par de fuerzas de igual valor pero de diferente sentido situadas sobre los dos lados perpendiculares al campo magnético. Esto no provocará un desplazamiento, sino que la espira girará sobre sí misma.

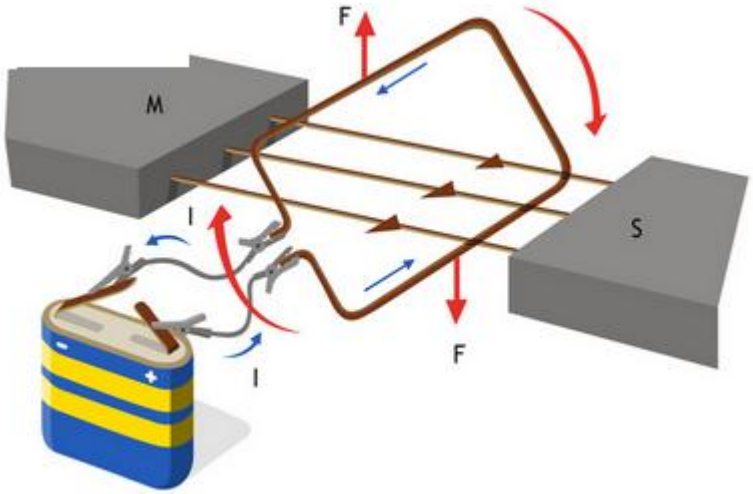


Ilustración 4 Espira rectangular girando de un campo magnético[7]

Tanto la magnitud como la dirección del par inducido pueden determinarse con la siguiente expresión[8]:

Tind = k . Besp X Bs

Siendo:

Tind: Par inducido

[7] Fuente: ENDESA.

[8] En esta seccion, las ecuaciones con el signo "X" representan producto vectorial, mientras que el "." representan la multiplicación numérica.

Besp: Vector densidad de flujo magnético generada por la corriente que circula por la espira.

Bs: Campo magnético estatorico.

k = Factor dependiente de la construcción de la maquina

Entonces, el par inducido en la espira es proporcional a la intensidad del campo magnético de la espira, a la intensidad del campo magnético externo a la espira y al seno del ángulo comprendido entre ellos.

Por otro lado, es necesario también conocer el concepto de la ley de Faraday para poder tener un mayor entendimiento. Esta nos dice que:

"La fuerza electromotriz inducida en un circuito es igual y de signo opuesto a la rapidez con que varía el flujo magnético que atraviesa un circuito, por unidad de tiempo".

Para determinar el sentido de una corriente inducida se utiliza la llamada Ley de Lenz, que formula:

"La corriente inducida crea un campo magnético que se opone siempre a la variación de flujo magnético que la ha producido".

Estas leyes se pueden resumir en la siguiente expresión:

$$\mathbf{E = - \Delta\phi / \Delta t}$$

Donde se establece que el cociente entre la variación de flujo ($\Delta\phi$) respecto la variación del tiempo (Δt) es igual a la fuerza electromotriz inducida (E). El signo negativo viene dado por la ley de Lenz, e indica el sentido de la fuerza electromotriz inducida, causa de la corriente inducida. La corriente inducida, pues, se debe al movimiento relativo que hay entre la bobina y el imán.

Básicamente, el voltaje inducido en un circuito es directamente proporcional al cambio del flujo magnético en un conductor o espira. Esto quiere decir que si tenemos un campo magnético generando un flujo magnético, necesitamos una espira por donde circule una corriente para conseguir que se genere la f.e.m. (fuerza electromotriz).

Generador sincrónico

En un generador sincrónico se aplica una corriente continua al devanado del rotor, la cual produce un campo magnético. Entonces el rotor del generador gira mediante un motor primario y produce un campo magnético rotacional dentro de la máquina. Este campo magnético rotacional induce un grupo trifásico de voltajes en los devanados del estator del generador.

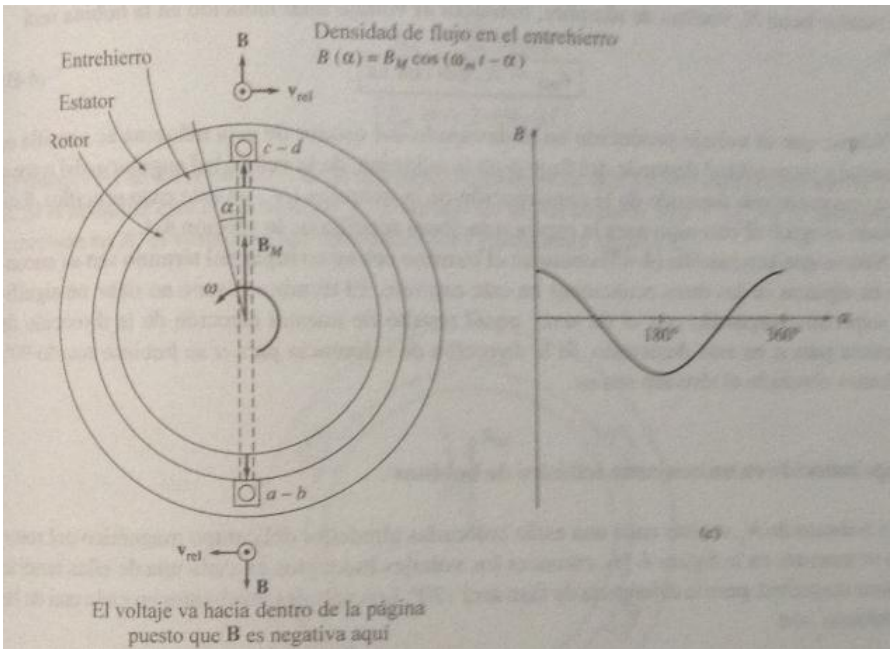


Ilustración 5 Vectores de densidad de flujo magnético y de velocidad a los lados de la bobina y distribución de densidad de flujo en el entrehierro[9]

Utilizando los principios antes mencionados, supongamos un rotor con campo magnético distribuido sinusoidalmente, que gira en el centro de una bobina estacionaria. Se supone que la magnitud del vector de densidad de flujo B en el entrehierro, varía sinusoidalmente (o también de forma de coseno) en un ángulo mecánico, en tanto que la dirección se dirige radialmente hacia afuera. Si α es el ángulo medido desde la dirección de la densidad de flujo pico del rotor, la magnitud de B en un punto alrededor del rotor está dado por:

$$\mathbf{B = Bm \cdot \cos \alpha}$$

Puesto que el rotor gira dentro del estator a una velocidad angular Ωm, la magnitud del vector B a cualquier ángulo α alrededor del estator está dado por:

$$\mathbf{B = Bm \cdot \cos (\Omega m \cdot t - \alpha)}$$

La ecuación para la tensión inducida en un alambre es:

$$\mathbf{e = (v \times B) \cdot l}$$

Donde

v = velocidad relativa del alambre al campo magnético

B = vector densidad de flujo magnético. En este caso, B = Bm . cos (Ωm . t – α)

l = longitud del conductor en el campo magnético

Considerando que el flujo magnético es Φ= 2rlBm y Nc, el número de vueltas de alambre en el estator, la ecuación anterior se puede expresar como:

[9] Fuente: CHAPMAN, Stephen. Libro Maquinas Eléctricas

$$\mathbf{e = Nc \,.\, \Phi.\, \Omega \,.\, cos\,(\Omega.t)}$$

En el caso de que el sistema fuera trifásico, la tensión RMS de cualquier fase de un estator trifásico es:

$$Ea = \sqrt{2}\,.\pi\,.Nc\,.\Phi\,.f$$

El valor RMS dependerá de la conexión de las terminales, en el caso de que fuera estrella, la tensión será $\sqrt{3}$ Ea, y si fuera triangulo, será Ea. Por otro lado, este valor es la tension interna del sistema, por el cual no es exactamente la que aparece en las terminales del generador. Existen varios factores que ocasionan la diferencia entre Ea y Va (Tensión real de las terminales):

1. La distorsión armónica del campo magnético del entrehierro debida a la corriente que fluye en el estator, llamada reacción del inducido.
2. La auto inductancia de las bobinas de la armadura
3. La resistencia de las bobinas de la armadura.
4. El efecto de la forma de los polos salientes del rotor.

Por el cual, se modela a través de un circuito equivalente:

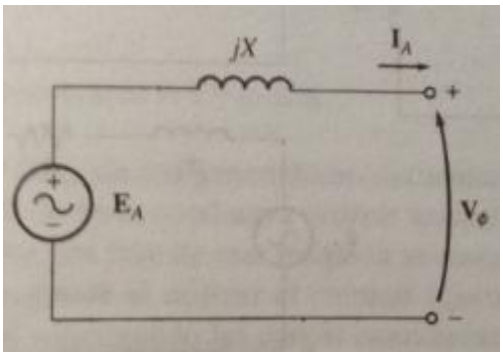


Ilustración 6 Circuito equivalente de un generador[10]

$$\mathbf{Va = Ea - jXs\ Ia - Ra\ Ia}$$

La estructura del generador sincrónico es la siguiente:

Estator: Parte fija exterior de la máquina. El estator está formado por una carcasa metálica que sirve de soporte. En su interior encontramos el núcleo del inducido, con forma de corona y ranuras longitudinales, donde se alojan los conductores del enrollamiento inducido.

Rotor: Parte móvil que gira dentro del estator que contiene el sistema inductor y los anillos de rozamiento, mediante los cuales se realiza la inducción. En función de la velocidad de la máquina, hay dos formas constructivas:

- Rotor de polos salidos o rueda polar: Utilizado para turbinas hidráulicas o motores térmicos, para sistemas de baja velocidad.

[10] Fuente: CHAPMAN, Stephen. Libro Maquinas Eléctricas

- Rotor de polos lisos: Utilizado para turbinas de vapor y gas, estos grupos son llamados turboalternadores. Pueden girar a 3000, 1500 o 1000 r.p.m. en función de los polos que tenga.

Dos términos muy utilizados para describir los devanados de una maquina son, devanados de campo y devanados de armadura. El primero hace referencia a los devanados que producen el campo magnético principal en la máquina, y el devanado de armadura es donde se induce la tensión principal. En el caso de las maquinas sincrónicas, el devanado de campo se encuentra en el rotor y el otro, se ubica en el estator.

En esencia, el rotor de un generador es un gran electroimán, el cual se le suministra una corriente continua al circuito de campo del rotor. Por eso, en el interior del rotor se incorpora la excitatriz. Esta es la encargada de suministrar la corriente de excitación a las bobinas del estator, parte donde se genera el campo magnético. Según la forma de producir el flujo magnético inductor podemos hablar de:

Excitación independiente: La corriente eléctrica proviene de una fuente exterior.

Excitación serie: La corriente de excitación se obtiene conectando las bobinas inductoras en serie con el inducido. Toda la corriente inducida a las bobinas del rotor pasa por las bobinas del estator.

Excitación shunt o derivación: La corriente de excitación se obtiene conectando las bobinas del estator en paralelo con el inducido. Solo pasa por las bobinas del estator una parte de la corriente inducida.

Excitación compound: En este caso las bobinas del estator están conectadas tanto en serie como en paralelo con el inducido.

El generador esta acoplado a un "motor primario" que le brinda potencia mecánica para lograr la rotación del rotor y por ende, generar el campo magnético rotante. En sí, el principio teórico de un generador es el mismo para cualquier tipo de central, siendo el "motor primario", el elemento clave diferencial de las características de cada central

3.3 CLASIFICACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS

Los tipos de centrales eléctricas dependen de: tipos de energía como recurso, función que desempeñan dentro del sistema de energía eléctrica, tipo de mando, etc. Los dos primeros factores mencionados son los más importantes, están relacionados entre sí y poseen impactos socioeconómicos.

1. Según el tipo de energía primaria:
    a. Hidroeléctricas
    b. Térmicas
    c. Eólicas
    d. Solares
    e. Geotérmicas
    f. Biomasa
    g. Nuclear

   h. Mareomotriz
2. Según la función que desempeñan dentro del sistema eléctrico:
   a. Centrales base: Son aquellas que suministran energía a la red en forma continua, la variación de carga es muy limitada. Técnicamente, mantienen la frecuencia de la red. Ejemplos: Represas hidroeléctricas, centrales nucleares y ciclos combinados grandes.
   b. Centrales de punta: Se acoplan a las centrales base ya que cubren las puntas de carga, en forma periódica. Como se va a mencionar más adelante, durante determinados horarios se consume una mayor cantidad de energía. Ejemplos: centrales con turbinas de gas
   c. Centrales de reserva: Sustituyen total o parcialmente el funcionamiento de una central base debido a una avería o falta de recuso (nivel de agua). Ejemplos: centrales a gas o grupos electrógenos diésel
   d. Centrales de emergencia: En el caso de haber una falla o avería en las líneas de transmisión o subestaciones, se debe responder prontamente y debe estar cercano a la zona de consumo. Ejemplos: grupos electrógenos diésel.
   e. Centrales de bombeo o de acumulación: Cuando existe sobrante de energía en el sistema eléctrico, esta se aprovecha para acumular energía hidráulica aguas arriba de la presa.

A posteriori, se brindaran las principales características, ventajas y desventajas de los distintos tipos de centrales eléctricas.

- Centrales Hidroeléctricas
- Centrales Térmicas
- Centrales Nucleares
- Centrales Solares
- Centrales Eólicas

Por otro lado, para una mayor compresión por del lector, en el anexo se podrá encontrar un desarrollo de los distintos conceptos del lenguaje de la generación eléctrica.

A modo de introducción, ya que en capítulos siguientes se tratara este tema, para llevar a cabo una buena cobertura de la demanda es necesario realizar una planificación del secuenciamiento de los grupos de generación:

- Definir la composición del parque de producción, teniendo en cuenta las nuevas unidades que se prevé que entren en servicio en el periodo considerado y las que se deban dar de baja.
- Llevar a cabo una previsión de la demanda por periodos semanales o mensuales. En dicha previsión se han de incluir: potencias máxima y mínima en cada periodo y la forma típica de las curvas de carga.
- Establecer un plan de revisiones programadas conservando en todo momento una cierta reserva de potencia y de energía, respecto de los correspondientes valores de la demanda.
- Asignar a los grupos de que se dispone en cada periodo las zonas de la curva de carga diaria que deben cubrir (base, intermedia o puntas) y el orden de prioridades de los grupos.

El Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina tiene su propio procedimiento / reglamentación para el plan de provisión de producción y despacho económico. Este punto será tratado en el capítulo "*Aspectos económicos, operativos y regulatorios relacionados con el despacho eléctrico"*

3.4 CENTRALES HIDROELECTRICAS

La energía hidráulica del agua almacenada en un embalse de acumulación, entre los niveles Z1 y Z2, se expresa por la siguiente ecuación:

Energía Hidráulica [E.H.] = V[m3]*δ [Kg/m3]*H[m]

Siendo *δ: Densidad del agua*

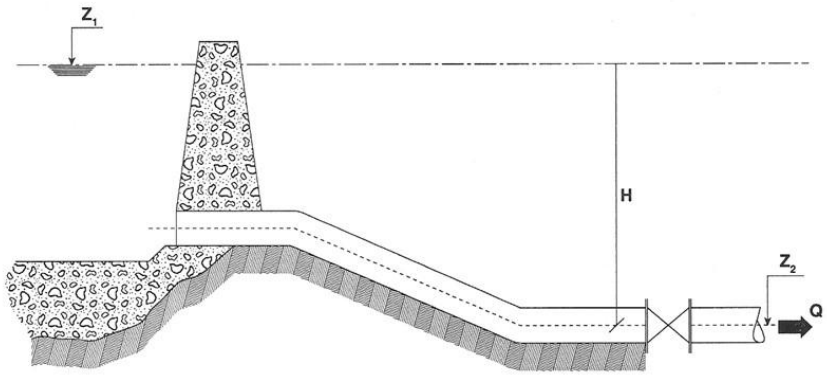


Ilustración 7 Esquema de un embalse[11]

La energía hidráulica puede ser utilizada haciendo circular un caudal Q [m3/s] y de esta forma se obtiene una potencia hidráulica.

El equipamiento de este tipo de centrales se puede dividir en tres grandes grupos:

1. Equipos hidráulicos
    a. Turbinas
    b. Válvulas
    c. Bombas
2. Equipos eléctricos
    a. Alternadores
    b. Transformadores
    c. Protecciones
    d. Equipamiento de servicios auxiliares
    e. Generadores o grupos electrógenos de emergencia
3. Equipos mecánicos
    a. Equipo de mantenimiento

[11] Fuente: POTTER, Merle. Libro Mecánica de Fluidos

b. Equipo de reparación

Turbinas hidráulicas

Básicamente, convierten la energía potencial del agua en energía mecánica que acciona el rotor del generador. Esta energía es la suma de los 3 términos de la ecuación de Bernoulli, correspondiente a la cota geométrica, presión y energía cinética.

Una turbina hidráulica se compone de dos o tres elementos básicos:

- Un distribuidor que proporciona una velocidad y dirección conveniente del agua para abordar el rodete en las condiciones deseadas con el mínimo de pérdidas.
- Un rodete móvil provisto de palas que tienen por finalidad realizar la transformación de la energía hidráulica en mecánica.
- Un difusor que tiene por objeto recuperar, bajo la forma de energía de presión la energía cinética que puede poseer el agua a la salida del rodete. Este órgano solo existe en las turbinas de reacción.

Las turbinas se pueden dividir en:

1. Turbinas de acción: La energía de presión del agua se transforma, en el inyector, en energía cinética del chorro. El chorro saliente del inyector impulsa las paletas del rodete de la turbina. Sí las presiones a la entrada (p1) y a la salida (p2) del rodete son iguales, la turbina se define de Acción. Este tipo de turbina gira libre, es decir, p1 = p2 = p atmosférica.

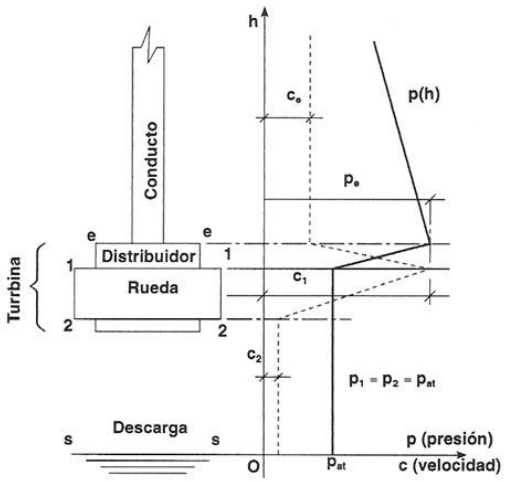


Ilustración 8 Esquema de la turbina de acción

2. Turbinas de reacción: En el distribuidor se transforma solo parte de la energía de presión del agua en energía cinética. El agua entra en el rodete a una presión superior a la atmosférica. A la salida del rodete, debido al tubo de aspiración, la presión es inferior a la presión atmosférica, alcanzando esta misma a la salida de la turbina. A su paso por la turbina el agua ve modificada su cantidad de

movimiento empleándose la diferencia en accionar el alternador y vencer las pérdidas de rozamiento mecánico del conjunto del rotor

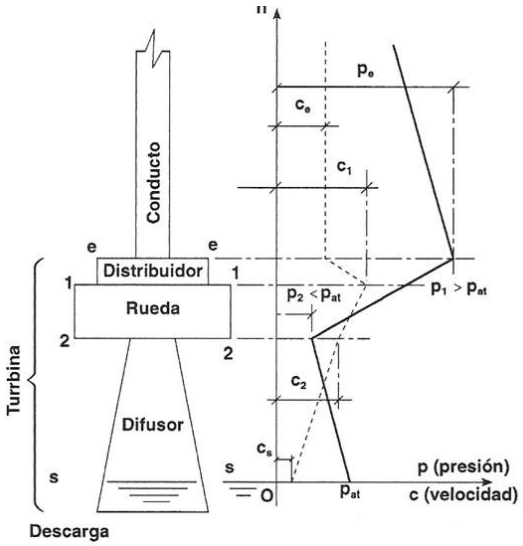


Ilustración 9 Esquema de la turbina de reacción

Clasificación de centrales hidroeléctricas

A continuación, se brindaran los tipos de centrales existentes en la actualidad como así también sus características.

Centrales de Pasada

Esta clase de centrales utiliza el agua mientras ésta fluye normalmente por el cauce de un río. Se sitúan en los lugares en que la energía hidráulica ha de emplearse en el momento mismo que se tiene disposición de ella, con el fin de accionar las turbinas hidráulicas. El caudal suministrado varía dependiendo de las estaciones del año. Cuando las precipitaciones son abundantes (temporada de aguas altas), estas centrales producen su máxima potencia y el agua excedente sigue de largo. En la temporada de aguas bajas, cuando el tiempo es seco, la potencia desarrollada disminuye notablemente. Generalmente son construidas formando presa sobre el cauce de los ríos, con el objetivo de mantener un desnivel constante en el caudal de agua.

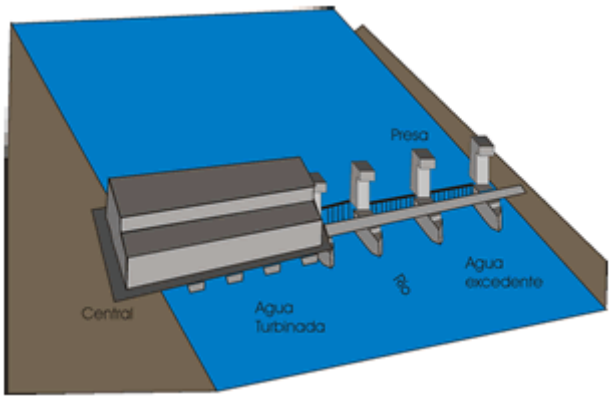


Ilustración 10 Esquema de Central de Pasada[12]

Centrales de agua embalsada

Estas centrales utilizan el agua que llega oportunamente regulada, desde un lago o pantano artificial, denominados embalses, logrados a partir de la construcción de presas. Un embalse tiene la capacidad de hacinar los caudales de los ríos afluentes. El agua almacenada se utiliza mediante los conductos que la dirigen hacia las turbinas.

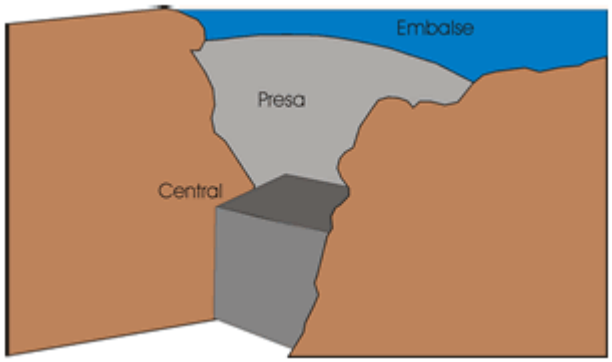


Ilustración 11 Esquema de Central de agua embalsada[13]

Dentro de esta central, se puede dividir en:

Centrales de Regulación

Esta clase de central de embalse se caracteriza por los volúmenes de agua que son capaces de acumular en el embalse, los cuales representan períodos de aportes de caudales medios anuales, más o menos duraderos. Esta característica le da la posibilidad de asistir cuando los caudales se encuentran bajos, así como también cubrir eficientemente las horas punta de consumo.

Centrales de Bombeo o Centrales de Acumulación

Son centrales de embalse que aglomeran caudales a través del bombeo.

---

[12] Fuente: ENDESA

[13] Fuente: ENDESA

Tipos de turbinas

Turbina Pelton

Está formada por una rueda móvil provista de aletas o cucharas en su periferia sobre las cuales incide el chorro de agua a la presión atmosférica. Este chorro sale de un inyector fijo en el cual la regulación se efectúa variando la posición de la aguja que obtura más o menos el orificio de salida. El chorro de agua incide en la arista central de las cucharas y se divide en dos partes que salen despedidas lateralmente, para caer después al canal de fuga.

Es utilizada para grandes alturas y pequeños caudales, su disposición puede ser horizontal o vertical. La rueda móvil contiene un cierto número de cucharas, variable en función de la altura neta y la velocidad específica.

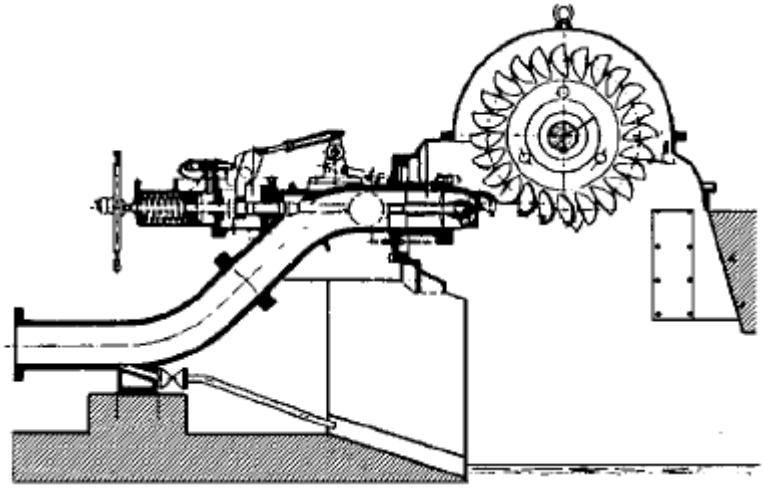


Ilustración 12 Esquema de turbina Pelton[14]

Turbina Francis

El agua a presión es llevada a una cámara espiral en forma de caracol, cuya misión es repartir el caudal por toda la periferia del rodete. El rodete está constituido por un cierto número de palas según sea el tipo de máquina y el número específico de revoluciones. El difusor o tubo de succión comunica la salida del rodete con el nivel de la descarga.

Posee un distribuidor que está constituido por dos placas planas paralelas entre las cuales pueden girar los alabes móviles o directores; gracias a un servomecanismo, anillo de regulación, manivelas y bielas. Estos alabes móviles pueden modificar el caudal de

[14] Apuntes de Centrales Eléctricas

alimentación a la turbina desde cero al 100%. Este tipo de turbina es utilizado para alturas medianas y bajas.

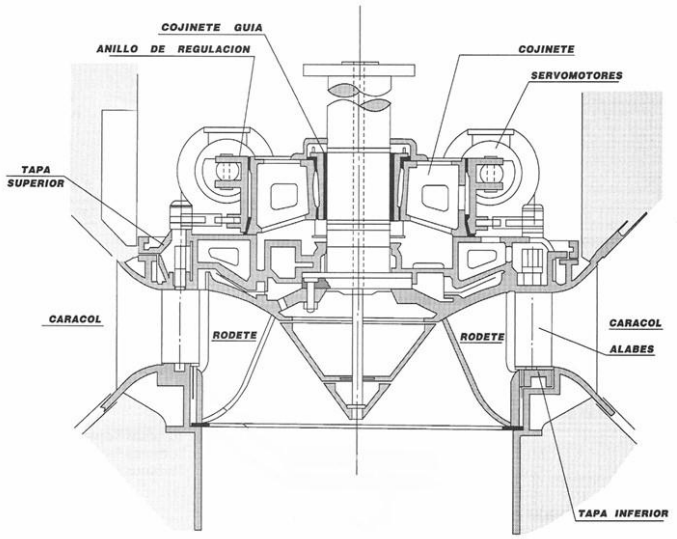


Ilustración 13 Esquema de turbina Francis[15]

Turbina Kaplan

Para una altura dada, la turbina de mayor número específico, es generalmente la más económica. Con el aumento del número específico, el escurrimiento en el rodete llega a ser menos radial y más axial, para convertirse por entero en axial. La turbina Kaplan tiene una doble regulación ya que no solo dispone de alabes directores móviles sino que las palas del rodete también pueden girar sobre su eje a través de un servomecanismo dispuesto en el interior del eje de la turbina.

Para cada posición de los alabes directores corresponde un determinado ángulo de las palas del rodete, a la función que los relaciona se la denomina “función de correlación”. Esta doble regulación permite que las turbinas Kaplan tengan un mejor rendimiento a medida que aumenta el caudal turbinado a diferencia de otras turbinas cuyas palas son fijas.

[15] Apuntes de Centrales Eléctricas

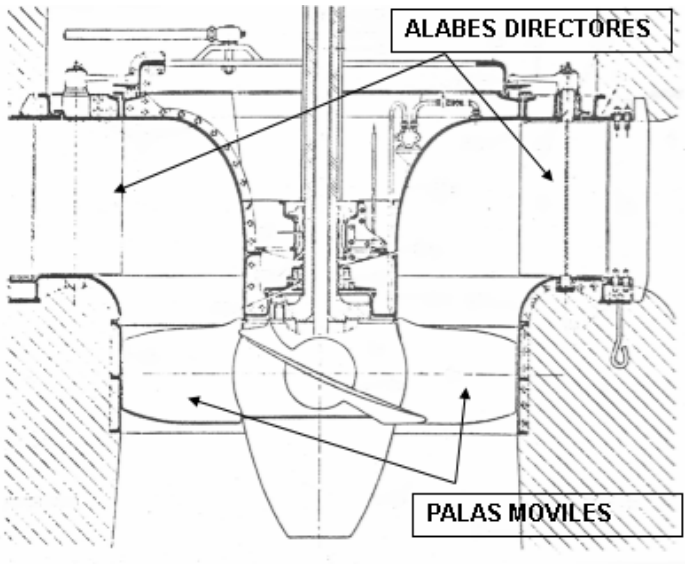


Ilustración 14 Esquema de turbina Kaplan[16]

Selección de las turbinas hidráulicas

Para la elección de un modelo de turbina hidráulica, se deben tener en cuenta 2 variables:

Altura Neta [Hn]: Los recursos de aguas generalmente se agrupan en: pequeñas, medianas y grandes alturas. Los tipos de turbina se ajustan a las magnitudes de las alturas de acuerdo con los siguientes rangos.

- Pequeños saltos: Hn < 60 m, se utilizan Turbinas Kaplan
- Medianos saltos: Hn = 30 - 600 m, se utilizan Turbinas Francis
- Grandes saltos: Hn = 100 - 2000 m, se utilizan turbinas Pelton

Número específico de revoluciones [ns]: Para una turbina dada el número específico se define como la velocidad a la que giraría una turbina imaginaria semejante a la dada, que opera bajo una altura de 1 m y genera 1 CV de potencia.

$$ns = n \times \sqrt{N} / Hn^{(5/4)}$$

Donde*: n [rpm]; N [CV] y Hn [m]*

Las turbinas que tienen el mismo número específico, poseen dimensiones proporcionales y son semejante. Según el número específico, podemos dividir las turbinas en:

Pelton = ns < 40

Francis = 60 < ns < 400

Kaplan (Hélice) = 300 < ns < 1200

[16] Apuntes de Centrales Eléctricas

Según sea el salto y la potencia, puede ser más ventajoso utilizar un tipo de turbina u otro. En la siguiente figura, se representan las áreas de las distintas turbinas en función del salto y de la potencia.

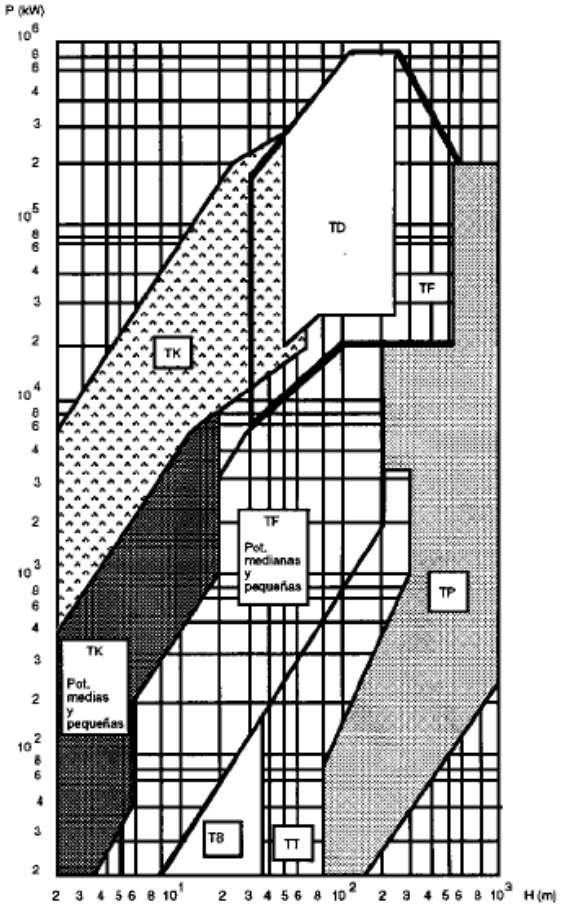


Ilustración 15 Zona de utilización de los tipos de turbinas[17]

[17] Apuntes de Centrales Eléctricas. Referencias: TP = Turbina Pelton. TK = Turbina Kaplan. TF = Turbina Francis. TT = Turbina Turgo. TD = Turbina Deriaz. TB = Turbinas Banki

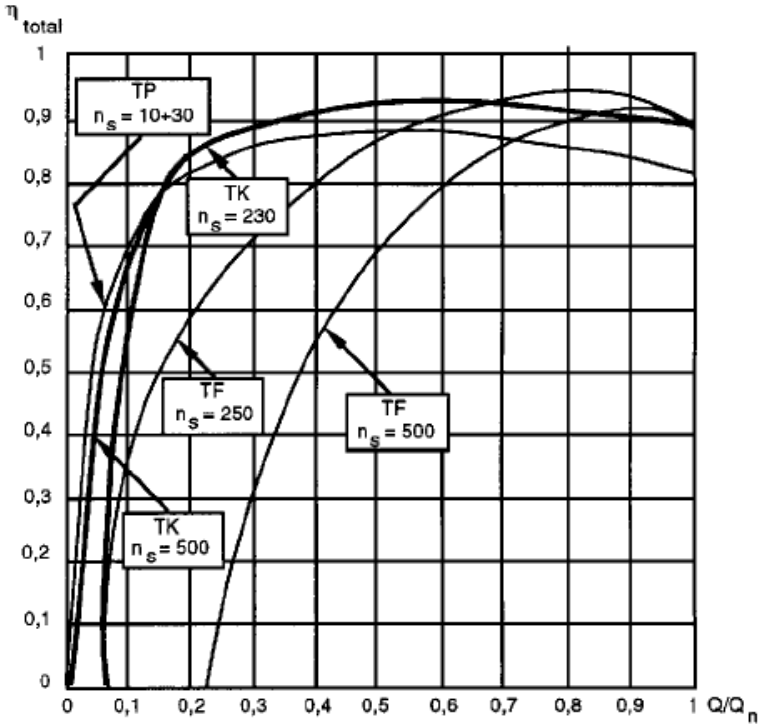


Ilustración 16 Rendimiento total para distintos tipos de turbina en función del caudal relativo y el numero especifico de vueltas[18]

3.5 CENTRALES TÉRMICAS

Dentro de este tipo de centrales, las cuales poseen en común el uso de combustibles fósiles, podemos dividirlas según la naturaleza del sistema mecánico que genera la rotación del rotor:

- Turbina de gas
- Turbina de vapor
- Ciclo combinado
- Motor de combustión interna

Turbina de gas

Una turbina de gas simple está compuesta de tres secciones principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia. Las turbinas de gas operan en base en el principio del ciclo Brayton, en donde aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar para llevar a cabo trabajo. En una turbina de gas con una eficiencia del 33%, aproximadamente 2/3 del trabajo producido se

[18] Apuntes de Centrales Eléctricas

usa comprimiendo el aire. El otro 1/3 está disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico, etc.

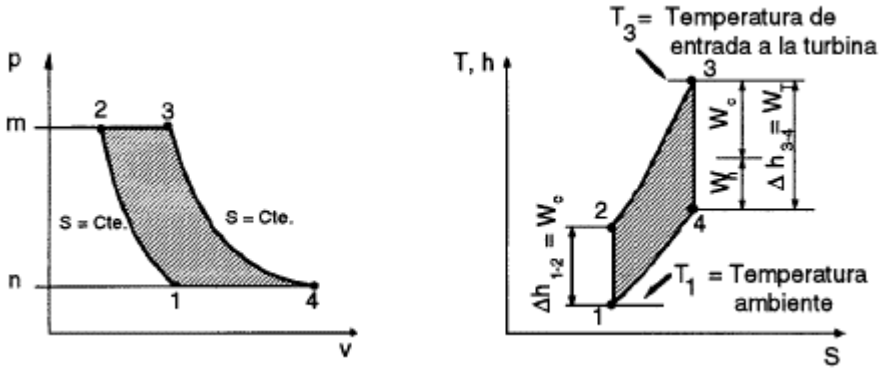


Ilustración 17 Diagrama del ciclo de Brayton no regenerativo ideal p - v y h - s[19]

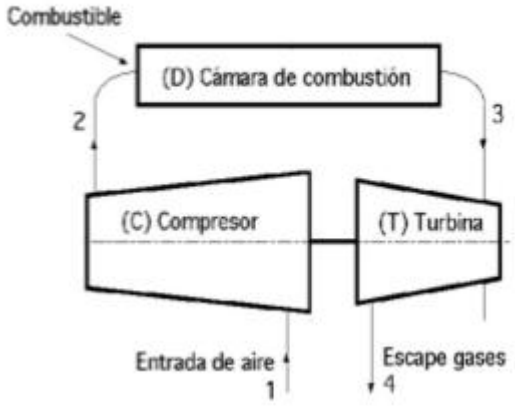


Ilustración 18 Esquema del ciclo de una turbina de gas de combustión[20]

Para hallar en primera aproximación el rendimiento térmico de una turbina de gas, consideraremos un ciclo recorrido por un gas perfecto, en el que las transformaciones (1-2) y (3-4) son isoentrópicas, y las transformaciones (2-3) y (4-1) a presión constante.

El rendimiento térmico del ciclo de Brayton para un gas perfecto (γ = cte) viene dado por:

$$\eta_t = \frac{1}{(p_2/p_1)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}$$

Siendo

P2 / P1 = Relación de compresión

γ = Cte. de los gases ideales

[19] y [20] Apuntes de Centrales Eléctricas

El ciclo difiere del ideal en que los procesos 1 – 2 y 3 – 4 son prácticamente adiabáticos pero no isoentropicos y en que los procesos 2 – 3 y 4 – 1 no son isobáricos por las pérdidas de presión en los conductos antes y después de la turbina, y porque hay perdida de presión en el escape de la turbina.

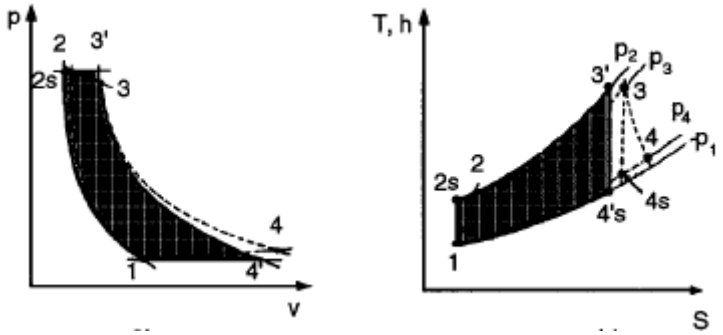


Ilustración 19 Diagrama del ciclo de Brayton real vs ideal p - v y h - s[21]

El rendimiento de una turbina de gas simple depende exclusivamente de la relación de presiones a la entrada y a la salida del compresor.

Una variación del sistema de turbina simple (Brayton) es el de añadir un regenerador. El regenerador es un intercambiador de calor que aprovecha la energía de los gases calientes de escape al precalentar el aire que entra a la cámara de combustión. Este ciclo normalmente es utilizado en turbinas que trabajan con bajas presiones.

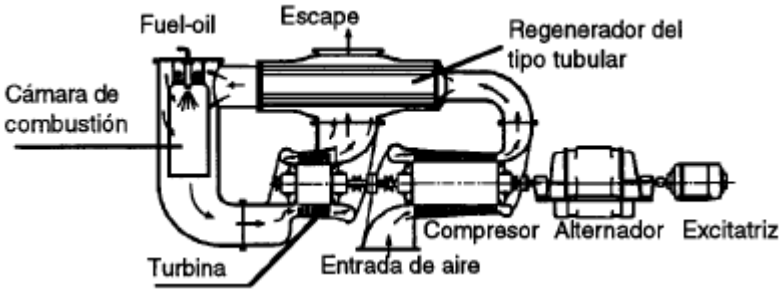


Ilustración 20 Esquema de una turbina con ciclo regenerativo[22]

Las turbinas de gas con altas presiones de trabajo pueden utilizar un interenfriador para enfriar el aire ente las etapas de compresión, permitiendo quemar más combustible y generar más potencia. El factor limitante para la cantidad de combustible utilizado es la temperatura de los gases calientes creados por la combustión, debido a que existen restricciones a las temperaturas que pueden soportar los alabes de la turbina y otras partes de la misma. Con los avances en la ingeniería de los materiales, estos límites siempre van aumentando.

[21] y [22] Fuente: ORILLE FERNANDEZ, Ángel Luis. Libro Centrales eléctricas I

Existen también turbinas de gas con varias etapas de combustión y expansión y otras con interenfriador y regenerador en el mismo ciclo. Estos ciclos los podemos ver a continuación:

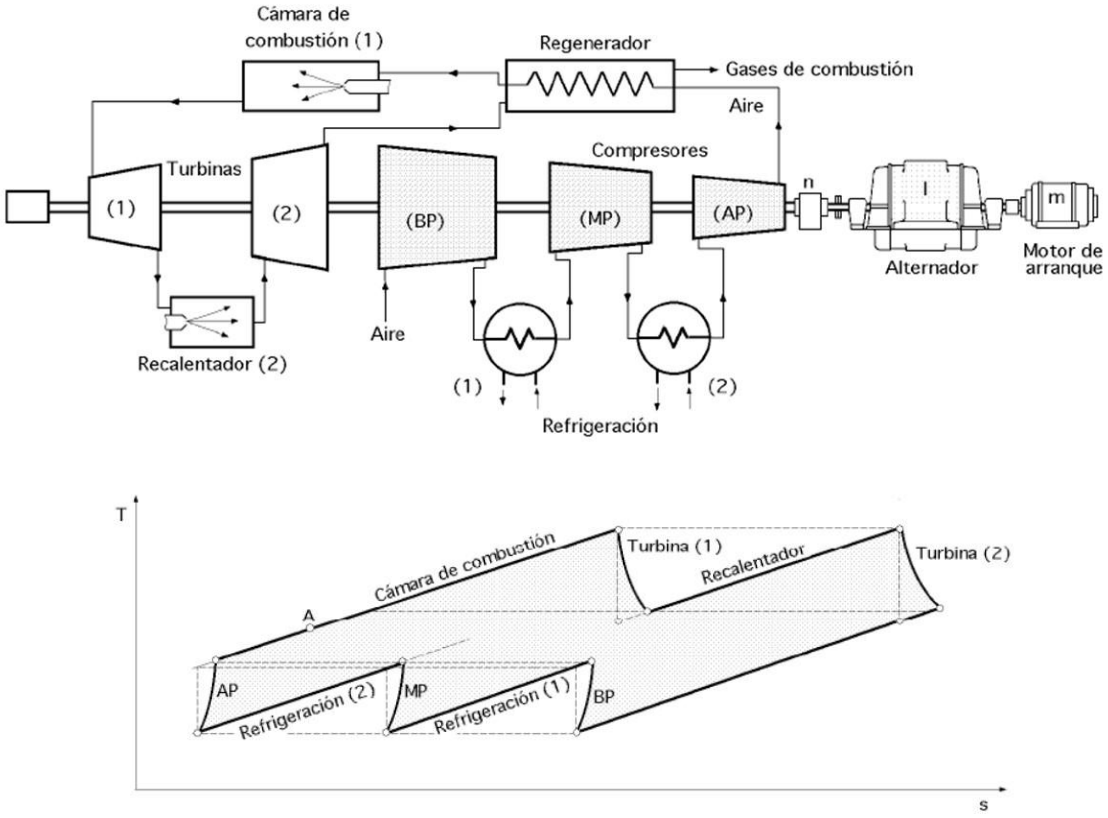


Ilustración 21 Esquema y diagrama de una turbina de gas con tres escalonamientos de compresión con dos refrigeraciones, dos etapas de expansión y un recalentamiento.[23]

Partes y componentes de la turbina de gas

A continuación, se detallaran los principales componentes de la turbina de gas:

[23] Apuntes de Centrales eléctricas

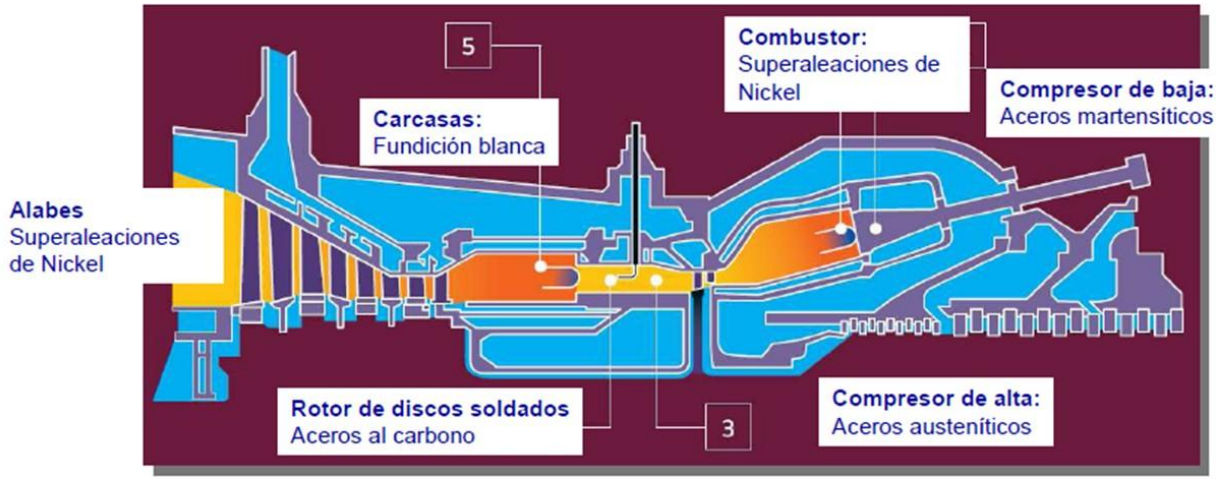


Ilustración 22 Corte de una turbina de gas[24]

Compresor: La misión de los álabes del rotor accionados por la turbina, es aumentar la velocidad del aire y la presión dinámica, pues dicho rotor recoge la energía que le entrega la turbina. El aire va pasando del rotor al estator y así sucesivamente, aumentando la energía del gasto másico de aire para que llegue a la cámara de combustión en cantidad y presión adecuadas.

Cámara de combustión: Está compuesta por un armazón exterior que resiste las presiones de los gases y que puede ser de acero ferrítico. Un armazón interior sometido a temperaturas elevadas que, al menos en su parte superior en las verticales, o donde van los quemadores en las horizontales, se debe construir de acero austenítico o de material refractario; la sustentación del armazón interior debe permitir la libertad de las dilataciones.

Los principales factores a tener en cuenta en el diseño de la cámara de combustión de una turbina de gas, dependen de sus condiciones operativas, de entre las que podemos destacar las siguientes:

- La combustión tiene que ser estable, para permitir las fuertes variaciones de la relación aire-combustible que para los ciclos regenerativos está entre 60/1 y 120/1, y para los no regenerativos entre 100/1 y 200 /1 .
- La velocidad del fluido oscila, en la mayor parte de los casos, entre 30 y 60 m/seg.

Inyeccion de aire: Se pueden distinguir tres fases que dan lugar a lo que se conoce como aire primario, aire secundario y aire terciario.

- Aire primario: Se corresponde aproximadamente con un 15% a 20% del aire total y se introduce alrededor del chorro de combustible creando una mezcla de aire-combustible relativamente rica con el objeto de obtener una temperatura elevada, necesaria para una combustión rápida.

[24] Apuntes de Centrales eléctricas

- Aire secundario: Se corresponde aproximadamente con un 30% del aire total; se introduce a través de orificios practicados en el tubo de llama para completar la combustión; para que el rendimiento sea elevado, hay que inyectar el aire en los puntos adecuados a fin de evitar que la llama se enfríe localmente dando lugar a una drástica disminución de la velocidad de combustión en esa zona. El aire secundario proporciona un coeficiente de aire exceso del orden de ≈1,5.
- Aire terciario: El aire restante, 50% a 55%, se mezcla con los productos de la combustión en la zona de dilución, con el objeto de reducir su temperatura hasta la requerida a la entrada de la turbina. Hay que procurar una turbulencia suficiente para que las corrientes caliente y fría se mezclen a fondo y así conseguir una distribución de temperaturas a la salida prefijada de antemano.

Las turbinas de gas funcionan con un elevado aire exceso para que la temperatura de los productos de combustión al incidir en los álabes no sea excesiva y no se produzcan problemas de corrosión o fatiga en los mismos, y mantener los efectos derivados de la deformación plástica dentro de límites aceptables. El índice de aire exceso con el que trabajan las turbinas suele estar comprendido entre 2,75 y 5.

Inyectores de combustible: Las turbinas de gas pueden utilizar dos tipos de combustible, gaseosos: gas natural, propano, y líquidos: gasóleo, gasolinas y en algunos casos fuel oil de bajo contenido de azufre. Los combustibles empleados tienen que estar libres de partículas e impurezas sólidas para evitar erosiones en los álabes de la turbina.

Se emplean con frecuencia inyectores centrífugos regulables, cuyo coeficiente de gasto o área del orificio de salida cambia automáticamente según la variación de la presión del combustible. La aplicación de estos inyectores permite ampliar los límites del consumo de combustible, siendo invariables los límites de presiones, conservando al mismo tiempo la calidad de la pulverización.

Entre los inyectores regulables más difundidos están:

- Los de dos toberas
- Los de dos etapas
- Los de válvulas de paso

Tienen en común que todos ellos están dotados de una válvula, la cual, al aumentar la presión, abre o cierra un canal complementario aumentando así el coeficiente de gasto o el área del orificio de salida.

Turbina: La mayoría de los álabes de las turbinas de gas están hechos de aleaciones de base níquel. Sin embargo la temperatura de funcionamiento actual de las turbinas de gas (1350 ° C) es a menudo superior al punto de fusión de estas aleaciones de níquel (1200 ~ 1315 ° C).

Para superar este problema, hay dos soluciones.

- Una es la de refrigeración de los álabes, utilizando el aire del compresor que no pasa por la cámara de combustión.
- La segunda es aplicar revestimientos adecuados en la superficie de los álabes.

Las turbinas de gas, obviamente, requieren una protección para impedir la fusión de la aleación de níquel a altas temperaturas, pero también requieren protección para evitar la corrosión a altas temperaturas. La corrosión se define como la reacción no deseada de un material que da lugar a la disolución o el consumo del material por ejemplo, la oxidación del hierro. La corrosión se acelera con las altas temperaturas y las impurezas presentes en los gases de combustión. Por lo tanto revestimiento de los álabes debe proteger contra ambos tipos de ataque es decir, altas temperaturas y la corrosión.

Turbina de vapor

Una central térmica que utiliza vapor para mover una turbina, está compuesta básicamente por 4 elementos, caldera, turbina, condensador y bomba de alimentación. Existen variaciones en el sistema que permiten una mejor operación y una mayor obtención de energía.

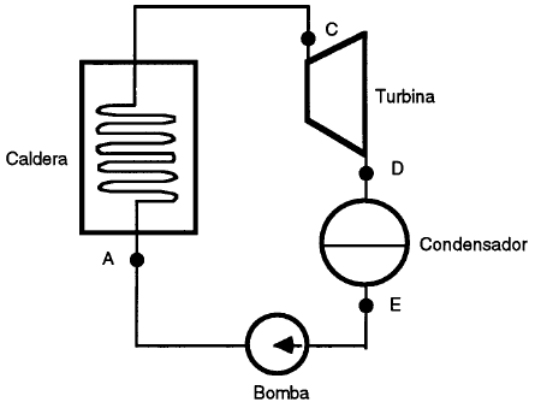


Ilustración 23 Esquema de una central térmica de vapor

El ciclo de Rankine es el ciclo termodinámico que se emplea para el agua / vapor de agua. Está constituido por un calentamiento a presión constante (puntos A – C) durante el cual cede energía en forma de calor Q1, al fluido de trabajo. Luego hay una expansión isoentrópica (puntos C - D) en la turbina; un enfriamiento isobárico durante el cual el vapor de agua se condensa (puntos D – E), absorbiéndose una energía en forma de calor Q2 del fluido y un aumento de la presión isotrópica (puntos E – A).

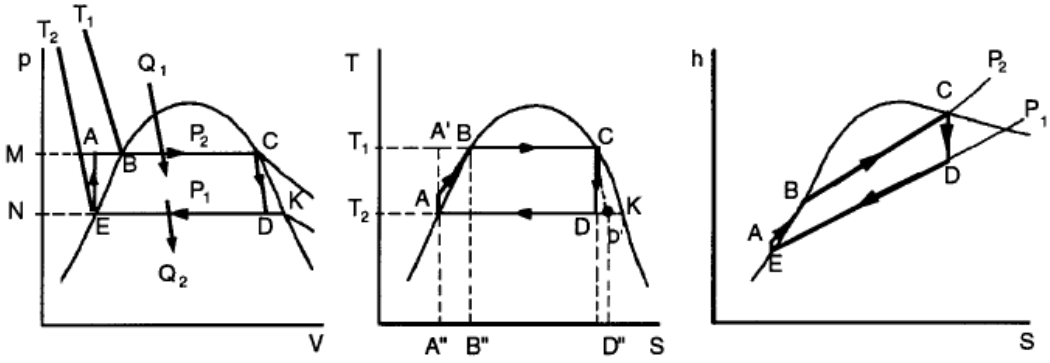


Ilustración 24 Diagramas de Rankine p - v, t - s y h - s

El rendimiento del ciclo de Rankine es:

$$\eta = 1 - (Hd - He) / (Hc - Ha)$$

Por el cual, cuanto mayor sea la entalpia absorbida por el condensador (Hd – He), menor será el rendimiento térmico del ciclo.

En la práctica, existen diferencias con el rendimiento teórico expuesto anteriormente. Debido a la pérdida de calor a través de las paredes, a las fricciones, turbulencias, aceleraciones de flujo y a la irreversibilidad del ciclo, como la expansión irreversible en la turbina, se produce un aumento en la entropía, por el cual, el segmento C – D no debería ser vertical sino oblicuo; la eficiencia es inferior al ciclo ideal o teórico. Por otro lado, existen limitaciones técnicas, el cual no permiten una elevación mayor de la temperatura como así también, en la parte final de la expansión en la turbina se pueden producir erosiones a causa de la gran velocidad del vapor, por el cual, existe un límite técnico ya que esta debe tener un estado de vapor sobresaturado.

El ciclo de Rankine ha sido mejorado logrando las siguientes acciones:

- Disminuir la presión en el condensador
- Aumentar la presión en la caldera
- Emplear vapor sobrecalentado
- Emplear recalentador intermedio
- Precalentar el agua de alimentación

Ciclo de Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento intermedio

Este caso es una extensión de un Ciclo de Rankine con sobrecalentamiento. Básicamente, se aumenta la temperatura máxima del vapor, a base de aumentar la presión o sobrecalentar el vapor saturado; por el cual, el vapor recorre un haz de tubos dentro de la caldera. Actualmente, la temperatura máxima es del orden de los 540 ° C y una presión máxima estimada de 150 bares. La limitación se debe al diseño mecánico de la turbina y la humedad admisible a la salida de la misma.

Además, se recalienta el vapor en uno de los estados intermedios, que sería luego de una expansión parcial en la turbina de alta presión.

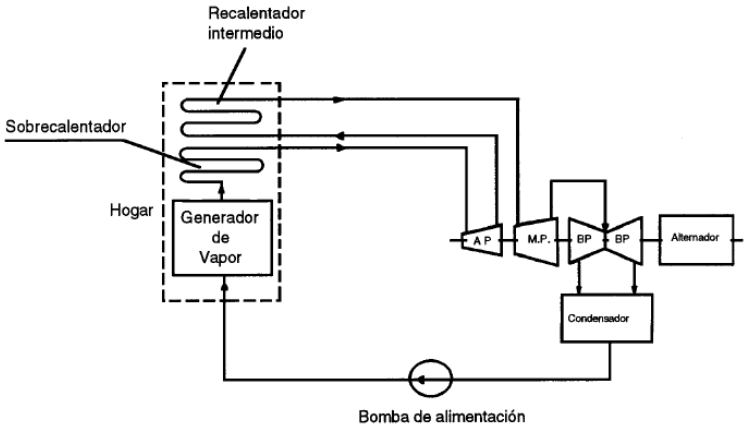


Ilustración 25 Esquema de una central térmica de vapor con sobrecalentamiento y recalentamiento intermedio

El rendimiento del ciclo antes mencionado es:

$$\eta = 1 - (H4 - H1) / [\,(H3' + H3'') - (H2 + H3'')$$

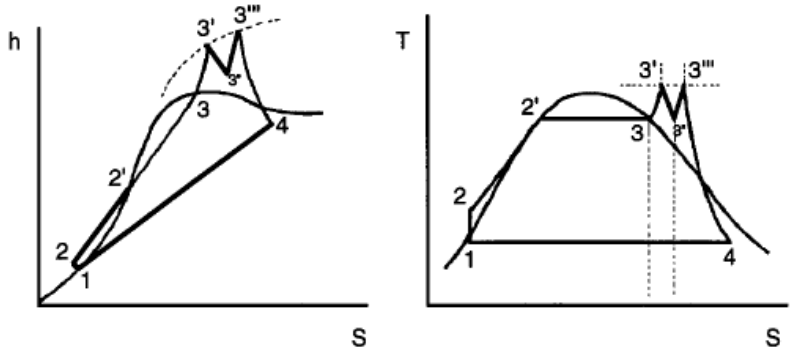


Ilustración 26 Diagrama h - s y T - s para ciclo con sobrecalentamiento y recalentamiento

Ciclo de Rankine con precalentamiento regenerativo del agua de alimentación

En este caso el agua que se introduce en la caldera ha sido precalentada previamente a base de extraer calor del vapor de la turbina para ser cedido al agua de retorno de la caldera, mediante intercambiadores de calor.

El número de extracciones varía entre cuatro y nueve, en función del tamaño de la usina, existiendo un compromiso entre la complejidad del sistema y la mejora del rendimiento.

Esta tecnología puede utilizarse en centrales de pequeña potencia, mejorando así su rendimiento.

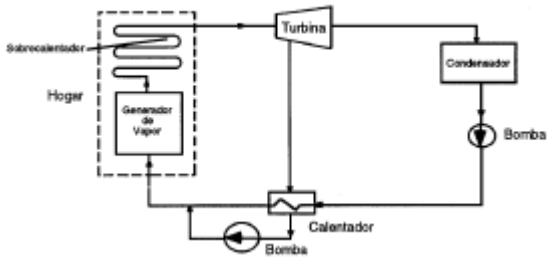


Ilustración 27 Esquema de una central térmica de vapor con precalentamiento regenerativo

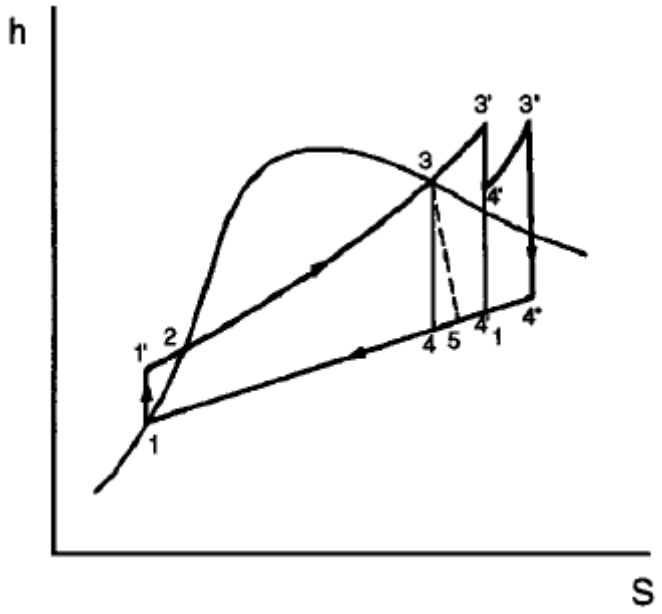


Ilustración 28 Diagrama h - s para un sistema de precalentamiento regenerativo[25]

Circuitos de la central térmica con turbina de vapor

El proceso completo de una central térmica de vapor puede agruparse en subprocesos o bloques funcionales, que designaremos como circuitos.

En el siguiente esquema, se pueden identificar 3 circuitos y en este caso particular, el combustible es carbón.

[25] Ilustracion 23 a 28. Fuente: ORILLE FERNANDEZ, Ángel Luis. Libro Centrales eléctricas I

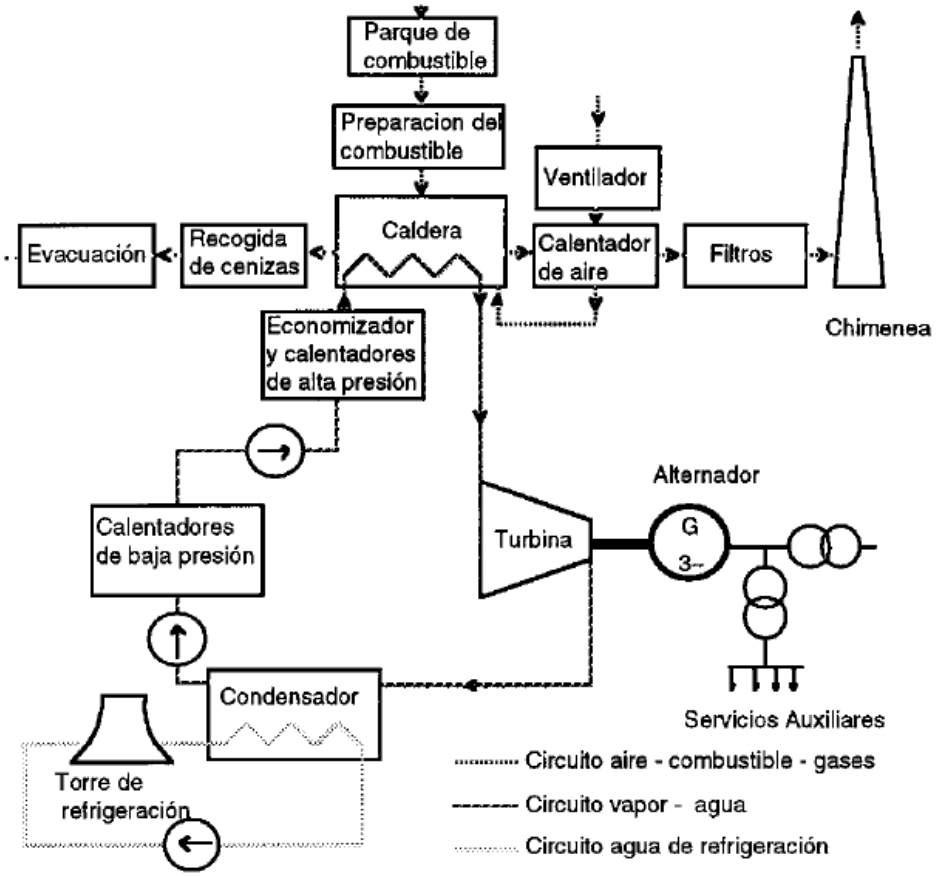


Ilustración 29 Esquema de una central de vapor abastecida con carbón

Circuito aire – combustible – gases

En este circuito, se lo recorrerá desde el punto de vista del aire. Este es tomado de la atmósfera y es enviado a la caldera por los ventiladores de tiro forzado, a través de los precalentadores de aire.

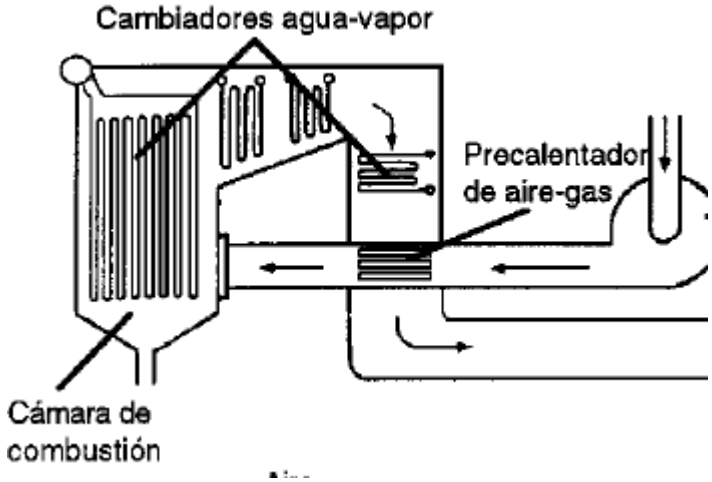


Ilustración 30 Esquema del circuito de aire

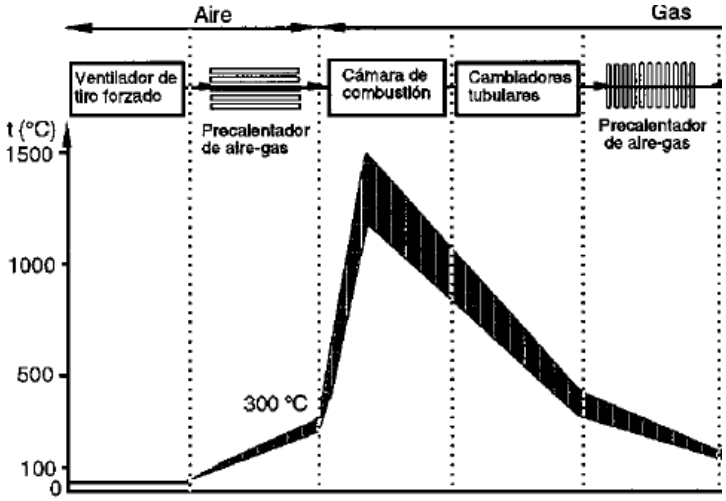


Ilustración 31 Rangos de temperatura de las etapas del circuito de aire

El objetivo de los precalentadores de aire es:

- Recuperar el calor contenido en los gases a la salida de los intercambiadores de agua y de vapor.
- Elevar la temperatura del aire que se empleara en la combustión para mejorarla.

Estos son calentadores regenerativos o recuperativos. El uso de estos precalentadores permite un ahorro del consumo de combustibles, una mejora en las condiciones de combustión y una mejora en el rendimiento.

Los precalentadores recuperativos son aquellos en que los gases y el aire están separados por una pared metálica a través del cual intercambian el calor.

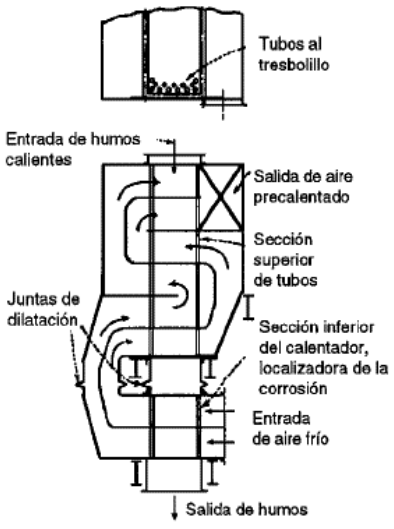


Ilustración 32 Precalentador recuperativo tubular

Un modelo este tipo de precalentador es el de Ljungstrom. Está constituido por un rotor cilíndrico formado por sectores de chapa ondulada, que permiten el flujo axial del aire y los gases separadamente y que gira lentamente a velocidad constante.

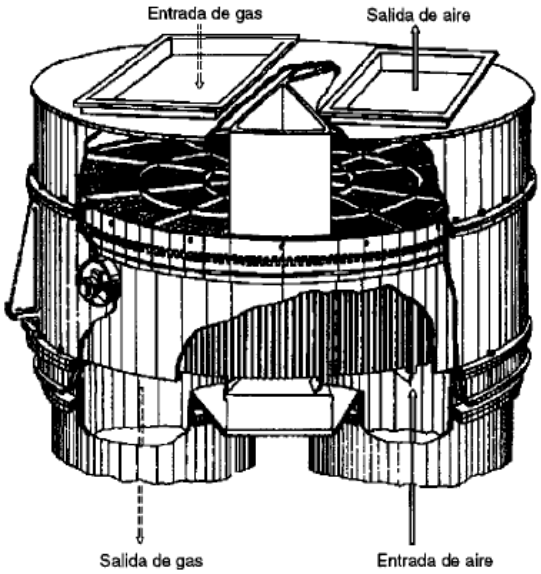


Ilustración 33 Precalentador Ljungstrom

A la salida de los precalentadores, el aire se envía a la cámara de combustión de diferentes maneras:

- A través de los quemadores, como aire primario mezclado con el combustible
- Alrededor de los quemadores, como aire secundario.
- A lo largo del recorrido de la llama, como aire terciario.

En una central térmica de vapor, uno de los elementos importantes es la caldera, en el cual se realiza la combustión y la generación de vapor. Siguiendo el recorrido del aire, los quemadores están diseñados de modo de permitir:

- El ajuste y control del punto de ignición
- La estabilidad de la ignición y la estabilidad de la llama.
- La combustión completa.
- Distribución uniforme del exceso del aire y de la temperatura a la salida del hogar.
- Fácil acceso para limpieza y manutención

Por su lado, los factores antes mencionados dependen del combustible que se esté quemando. Estos pueden ser carbón, gas natural, gas oil y fuel oil.

Luego de realizado la combustión en el hogar de la caldera, los gases de combustión realizan una transferencia de calor sobre los sobrecalentadores y los recalentadores. Esta transferencia se puede realizar por convección, por radiación o por una combinación de ambos procesos. Luego, los gases de combustión son liberados a la atmósfera por la chimenea, el cual se toman los recaudos para mantener los niveles de SOx, NOx, NxHx, CO, etc.

Para la liberación de los gases de combustión por la chimenea, se debe tener en cuenta el tiro de la caldera. Este tiene la misión de proporcionar el aire necesario para la combustión y evacuar los gases que se producen de la misma. El tiro puede ser natural o artificial.

En el primer caso, el tiro natural, los gases de combustión se evacuan a la atmosfera a través de la chimenea gracias a la diferencia de la densidad de los gases calientes dentro de la chimenea y la del aire frio del exterior. Además, para que haya circulación, se debe contar con una determinada velocidad, el cual deberán vencer las pérdidas de carga que se producen en su recorrido.

El tiro artificial está compuesto por un tiro forzado, un tiro inducido y un tiro mixto. En el primero, la circulación de los gases de combustión se consigue exclusivamente por medio de los ventiladores de tiro forzado, que introducen aire a presión al hogar para vencer los rozamientos y las pérdidas de carga. Esto produce que la caldera se encuentre presurizada. En cambio, en el tiro inducido, se aspiran los gases del hogar.

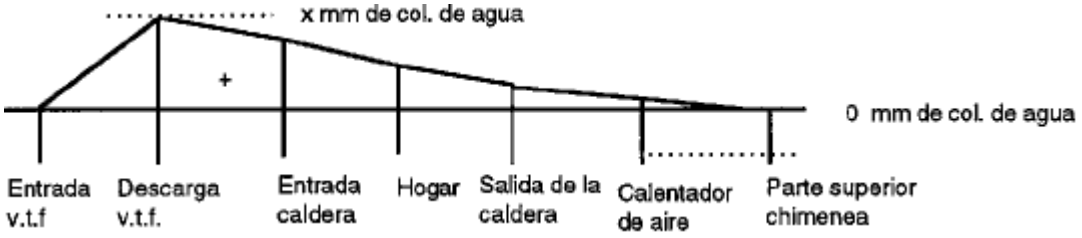


Ilustración 34 Variación de la presión relativa en una caldera de tiro forzado

El tiro mixto es una combinación de ambas, en el cual, existen ventiladores de tiro inducido antes de la chimenea.

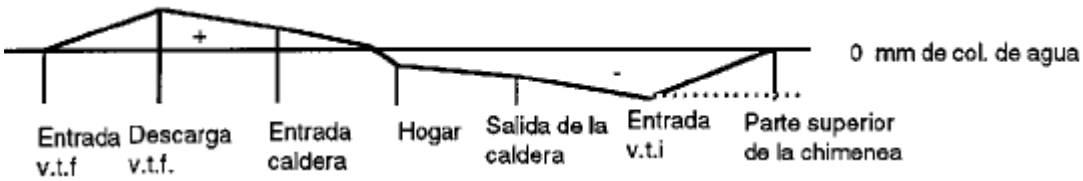


Ilustración 35 Variación de la presión relativa en una caldera de tiro mixto

Circuito agua – vapor

Este circuito consta de la caldera, con sus etapas de vaporización, sobrecalentamiento, recalentamiento, turbina, condensado, desgasificación y economizador. El agua entra a la caldera, procedente del economizador y se calienta hasta la temperatura de ebullición. Las calderas se pueden clasificar en:

Circulación natural: Funcionan aprovechando el efecto de termosifón. Al calentarse los tubos de la pared fría por radiación, la densidad del agua disminuye y se pone en circulación por la diferencia de peso entre el agua de los tubos bajantes y los de la pared de tubos.

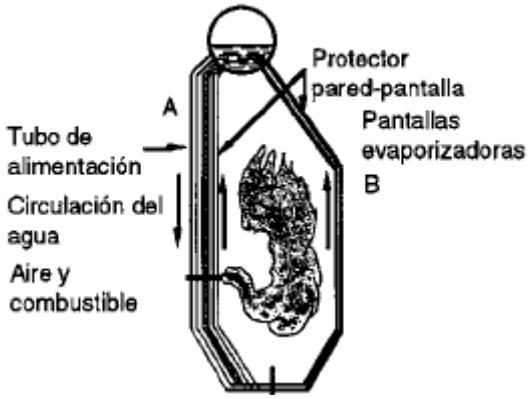


Ilustración 36 Principio de funcionamiento de la circulación natural

Circulación asistida: A medida que aumenta la presión de la mezcla vapor – agua, disminuye la diferencia de densidad entre las ramas caliente y fría, por lo tanto, se utiliza una circulación forzada en el cual se permite trabajar a presiones elevadas a través de bombas de agua instaladas en los tubos bajantes.

Circulación forzada: Son los generadores de vapor o calderas de flujo unidireccional o monotubulares, los cuales el agua es impulsada únicamente por bombas de alta presión, y conforme va recorriendo los tubos de la pared de agua, se calienta, se evapora y se sobrecalienta.

Como última etapa del circuito, el vapor de agua procedente de la etapa final de baja presión de la turbina pasa a través del condensador. El objetivo es licuar el vapor de agua y devolverlo por medio de las bombas de circulación de condensado a la caldera. Las ventajas son que disminuye la temperatura final del vapor con lo que aumenta el rendimiento, disminuye la presión de escape del vapor con lo que aumenta la energía utilizable y recupera el vapor de condensado para utilizarlo como agua de alimentación de la caldera. Existen básicamente dos tipos de condensadores:

Condensadores de superficie: En ellos el vapor se condensa en la parte externa de unos tubos por los que fluye el agua de circulación que actúa como agente refrigerante del condensador. Por el cual, no se produce mezcla ni contacto directo. La presión absoluta del condensador suele ser del orden de los 33 mmbar. Este vacío se produce por medio de eyectores de aire que son bombas de chorro (efecto Venturi) que aspiran el aire y los gases no condensables y los evacuan a la atmosfera. Estos eyectores actúan utilizando como elemento impulsor vapor a presión conveniente extraído del proceso.

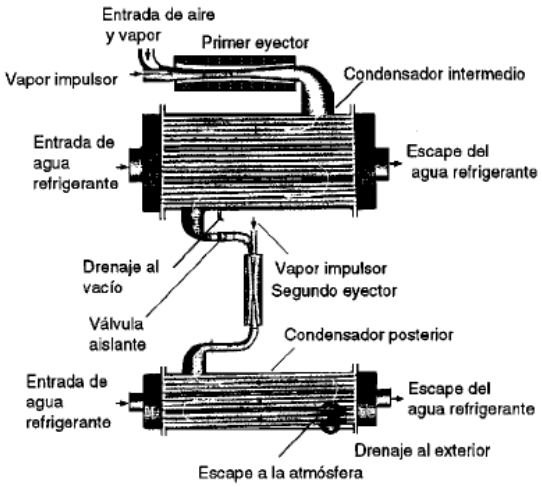


Ilustración 37 Condensador de dos escalones de superficie[26]

Condensadores de chorros: En este caso, el vapor de escape y el agua de refrigeración se ponen en contacto. Ambos elementos son evacuados por medio de una sola bomba. La desventaja de este sistema radica que el contacto obligar a realizar un tratamiento al condensado que va a entrar a la caldera.

En la etapa de condensación, es donde se relaciona con el circuito de agua de refrigeración. Este circuito puede ser abierto, cerrado o mixto. En el circuito abierto se toma agua fría de una fuente de agua (rio o lago) y por medio de las bombas de circulación, se envían al condensador. Cuando no existe la capacidad suficiente para evacuar el calor que se desprende del vapor de agua, sin que se produzcan aumentos excesivos de temperatura en el vuelco del agua de refrigeración al rio, se recurre a circuitos cerrados o mixtos.

En los circuitos cerrados, el único aporte exterior de agua es la necesaria para compensar las pérdidas por evaporación y por fugas. El enfriamiento del agua se realiza por medio de dispositivos atmosféricos como una torre de refrigeración. El principio de funcionamiento es que el agua precedente del condensador es llevada a la parte superior de la torre y distribuida por medio de una red de tuberías provistas de toberas por las que cae en forma de lluvia fina a un estanque inferior. Durante la caída las gotas de agua ceden su calor a una corriente de aire que fluye en sentido contrario. El agua refrigerada del estanque inferior se recircula al condensador por medio de las bombas de circulación.

El circuito mixto es la combinación de los dos circuitos antes mencionados, es decir, la recirculación de una sola parte del agua y el resto se evacua al rio o lago.

Motor de combustión interna

[26] Ilustración 29 a 37. Fuente: ORILLE FERNANDEZ, Ángel Luis. Libro Centrales eléctricas I

Estas máquinas pueden ser alimentadas por distintos combustibles como diésel, gas, biodiesel, nafta. En el mercado actual, dependiendo de la potencia, se suelen utilizar los distintos combustibles antes mencionados. Por ejemplo, la nafta se utiliza solamente en los grupos electrógenos menores a 20 Kva.

Los motores que utilizan gas y nafta están bajo un ciclo Otto. En el cual, en el modelo ideal, posee el siguiente recorrido:

1 – 2 Compresión adiabática

2 – 3 Combustión isocórica

3 – 4 Expansión adiabática

4 – 1 Cierre del ciclo

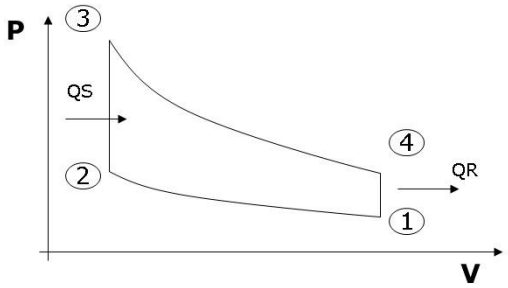


Ilustración 38 Diagrama del Ciclo Otto p – v

Este ciclo se caracteriza por tener relación de compresión más baja que el ciclo Diesel, la ignición se realiza mediante una chispa (bujía), los combustibles son de alto octanaje y el rendimiento estimativo es de un 25 % para la nafta y de un 30 – 40% para el gas

En contraposición al modelo antes citado, existe el Ciclo Diesel, el cual posee el siguiente diagrama:

1 – 2 Compresión adiabática

2 – 3 Combustión isobárica

3 – 4 Expansión adiabática

4 – 1 Cierre del ciclo

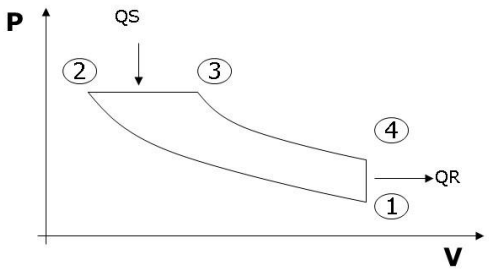


Ilustración 39 Diagrama del Ciclo Diesel p – v

En el Ciclo Diesel, la relación de compresión es alta debido a que sucede un auto ignición, el rendimiento es relativamente alto, del orden del 40%, y utiliza combustibles de bajo octanaje como el diésel.

Los motores de generación pueden ser de 2 tiempos o de 4 tiempos. La selección de este punto depende del fabricante del motor y de la potencia / tamaño, comúnmente, en motores menores a 3 MW, se utilizan motores de 4 tiempos, y en mayores a 3 MW, de 2 tiempos.

Para comprender mejor el concepto, se analizara la siguiente imagen del ciclo del motor de 4 tiempos:

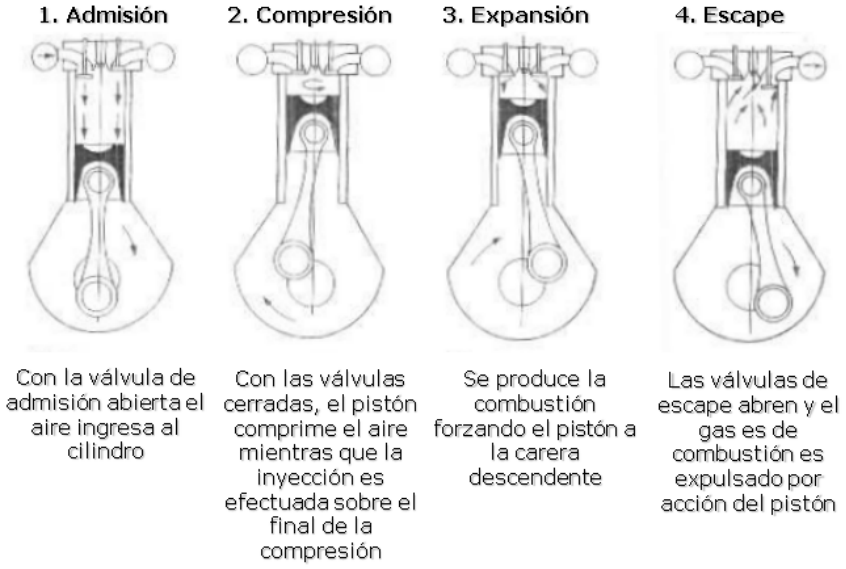


Ilustración 40 Carreras del motor de 4 tiempos

En el motor de 4 tiempos, se realizan 4 carreras del pistón para producir la combustión del combustible; mientras que en el de 2 tiempos, suceden 2 carreras. En el anexo, el lector podrá encontrar las características principales de los elementos del motor.

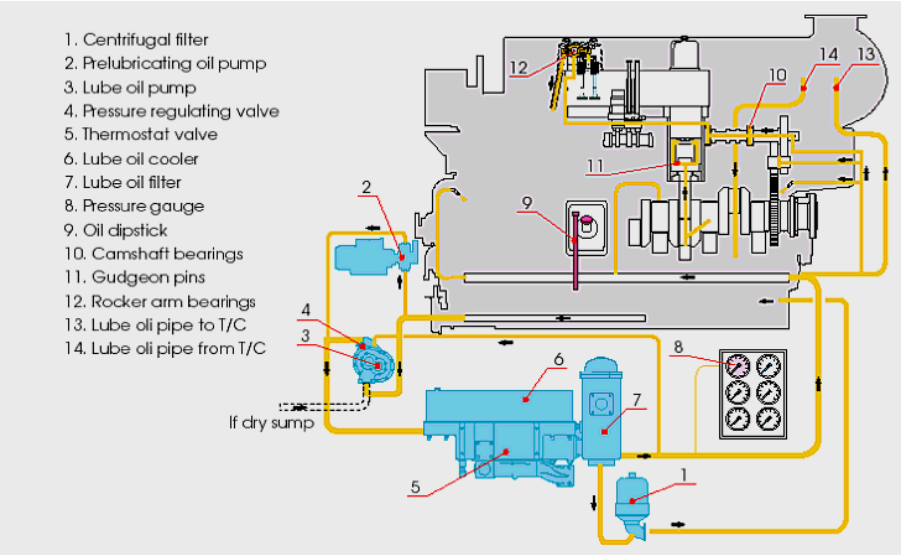


Ilustración 41 Esquema de una planta diésel.[27]

Ciclo combinado

Al estudiar los distintos ciclos anteriores, se puede destacar que las turbinas de gas tienen un rendimiento más bajo que los motores diésel y plantas de vapor. La ventaja radica en la rapidez de puesta en marcha y en el ahorro de pesos y espacio que puede lograrse. Por el cual, una forma óptima de aprovechar mejor el uso de la turbina de gas es a través de los ciclos combinados. Se suele usar una configuración 2 + 1, el cual representan 2 turbogrupos de gas con sendas de calderas de recuperación y un turbogrupo de vapor. Si la temperatura de salida de los gases es del orden de 560 – 640 °C, la entalpia de los dos grupos puede alcanzar para generar vapor para mover una turbina. Existe también la posibilidad de los gases de combustión de la turbina de gas converjan a una sola caldera de recuperación.

Básicamente, el proceso de un ciclo combinado es similar a una planta de vapor, solamente que existe una caldera de recuperación. Hay que tener en cuenta que la turbina de vapor va a ser alimentada con vapor generado con gases de temperatura máxima de 640 °C, mientras que en las calderas convencionales podemos obtener un valor de 1400 °C.

Otra tendencia es instalar plantas de una turbina de gas y una de vapor, acopladas a un mismo eje y accionando a un mismo generador. La turbina de vapor es de baja presión de flujo único o de doble flujo. Existe un embrague que permite el acoplamiento de las turbinas siendo que la de gas es la que arranca primero y luego, se acopla la de vapor.

El rendimiento que puede alcanzar un ciclo combinado es de alrededor de 55 – 60%, mientras que las 1 x 1, son un poco menor, alcanzando el rango de los 51 – 54%.

[27] Ilustracion 38 a 41. Fuente: Apuntes de Centrales Electricas

A continuación, se muestra un cuadro resumen de los rendimientos de las centrales térmicas:

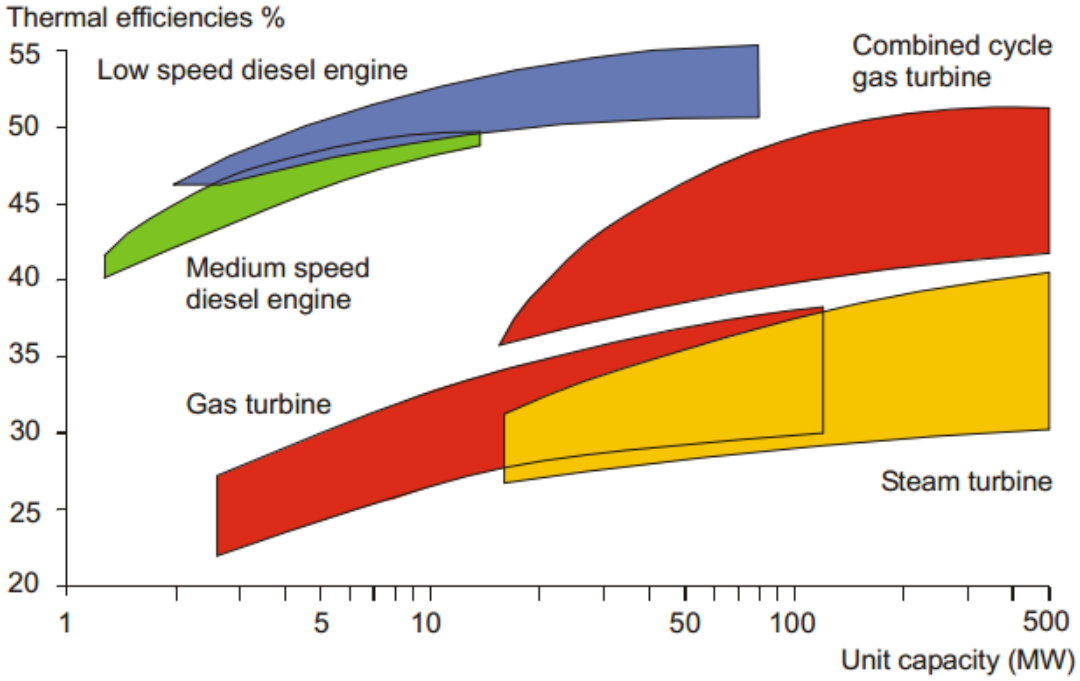


Ilustración 42 Análisis comparativo del rendimiento térmico, por tecnología, según ISO-3046[28]

3.6 CENTRALES NUCLEARES

El desarrollo de la energía nuclear se remonta desde el descubrimiento de la radioactividad, por el científico francés Antoine Henri Becquerel en 1896. Hoy sabemos que la radioactividad es una reacción nuclear de "descomposición espontánea", es decir, un núcleo inestable se descompone en otro más estable que él, a la vez que emite una "radiación". El núcleo hijo (el que resulta de la desintegración) puede no ser estable, y entonces se desintegra en un tercero, el cual puede continuar el proceso, hasta que finalmente se llega a un núcleo estable. Se dice que los sucesivos núcleos de un conjunto de desintegraciones forman una serie radiactiva o familia radiactiva.

No es objeto del proyecto remontarnos a la historia de la radioactividad sino la intención es entender su aplicación a las centrales de producción de energía eléctrica.

Para la obtención de energía se debe realizar un fenómeno físico conocido como fision nuclear. Esta es una reacción que se produce mediante el bombardeo con neutrones de determinados núcleos, denominados núcleos fisionables. El bombardeo produce la ruptura del núcleo blanco y se liberan varios neutrones con una energía igual o superior a la de los neutrones incidentes, lo que permite que los neutrones producidos den lugar a nuevas fisiones, y los liberados en ellas a otras nuevas. Con ello se puede conseguir que

[28] Ilustraciones de la 43 a 47. Fuente: Apuntes de clases de Centrales Electricas.

una vez iniciada la reacción no sea necesario continuar con el bombardeo de neutrones externos, sino que la reacción se mantenga por sí misma.

Se trata de una reacción en cadena cuando la reacción se puede mantenerse por sí misma ya que es un proceso de fisiones nucleares sucesivas en las que todos los neutrones liberados en cada fisión originan nuevas fisiones, y así sucesivamente. Por el cual, a partir de cada fisión se puede obtener una gran cantidad de energía, en régimen estacionario.

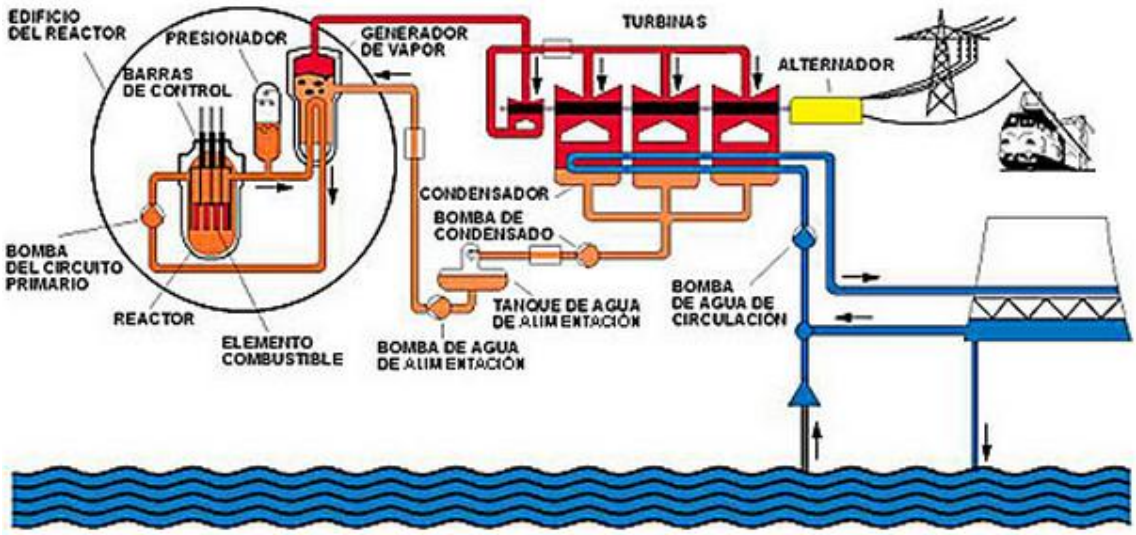


Ilustración 43 Esquema de planta nuclear[29]

Reactor nuclear y sus elementos

El reactor nuclear es el corazón de la central nuclear, básicamente, es una instalación capaz de iniciar, mantener y controlar las reacciones de fisión en cadena, con los medios adecuados para extraer el calor generado.

Este está compuesto por varios elementos, los cuales resultan esenciales para la generación de energía:

1. Combustible
2. Moderador
3. Refrigerante
4. Reflector
5. Blindaje
6. Elementos de control

[29] Fuente: http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo5b.html

Combustible

La única sustancia natural que funciona como un combustible nuclear es el Uranio. Éste es un metal pesado, fuerte, de aspecto parecido al níquel blanco, que se oxida en presencia del aire o del agua, y se encuentra en forma natural como óxido de uranio, muy distribuido a nivel mundial, en los filones de donde se extrae las concentraciones de este mineral suelen ser inferior al 0,3 %.

El uranio natural contiene, tres isótopos en las siguientes concentraciones:

- U238 en un 99,3 %.

- U235 en un 0,7 %.

- U234 sólo trazas.

De estos tres isótopos naturales solamente el U235 puede mantener una reacción en cadena. Una pequeña porción de U238 también fisiona absorbiendo un neutrón, pero no puede sostener una reacción en cadena. El U235 natural fisiona más efectivamente cuando el neutrón absorbido se mueve relativamente despacio, debido a que al haber muy pocos átomos de U235, si los neutrones poseen poca energía cinética, son atraídos por las fuerzas nucleares del núcleo del átomo, y realizan el impacto; pero los neutrones emitidos por la fisión del U235 son demasiado rápidos, por lo que su velocidad ha de ser moderada, esto se realiza haciendo que los neutrones choquen ciento de veces con átomos ligeros inertes como los de He, H2, Berilio o Carbono, antes de volver a chocar con un átomo de U235.

Para evitar tener que utilizar un moderador, el uranio debe ser enriquecido hasta incrementar la concentración de U235 desde el 0,7 % hasta una proporción que varía del 1% al 95% o más. Con uranio enriquecido se mantiene la reacción en cadena sin moderadores, es decir se mantiene con neutrones rápidos. Este material es más caro al necesitar un proceso industrial para su obtención. Este fue uno de los problemas más difíciles de solventar a nivel tecnológico nuclear, y es la llave a la industria nuclear.

El Torio 232 (Th-232), es un material natural, que puede convertirse en un material fisionable, y sostener una reacción en cadena, cuando se encuentra junto al U235. Cuando absorbe un neutrón, el Torio pasa a Protactinio (Pa-233) y después a Uranio 233 durante un proceso que dura 27 1/2 días y durante el cual emite un rayo gamma y dos partículas beta; el U233 puede ser fisionado por neutrónes rápidos y sostener una reacción en cadena. Al U238 y Th232 se les denomina materiales fértiles.

Moderador

El moderador hace disminuir la velocidad de los neutrones rápidos, es decir, disminuyen la energía cinética de los neutrones, llevándolos a neutrones lentos o térmicos. Al reducir la velocidad, se aumenta la probabilidad de que al colisionar con otros átomos sean

capturados por ellos. Este elemento no existe en los reactores rápidos. Se emplean como moderadores el agua, grafito y agua pesada.

Refrigerante

El objetivo del refrigerante es extraer la energía / calor que genera el reactor. Las características es que tienen una elevada capacidad calorífica, no son corrosivos para los elementos que tienen contacto como así también para las vainas del combustible. Generalmente se usan refrigerantes líquidos, como el agua ligera y el agua pesada, o gases como el anhídrido carbónico y el helio.

Reflector

Se encarga de reducir la fuga de neutrones de la zona del combustible, y por tanto disponer de más neutrones para la reacción en cadena. Es un material de baja sección eficaz que rodea al reactor cambiando la dirección de muchos de los neutrones que sin el escaparían de la reacción. Los materiales usados como reflectores son el agua, el grafito y el agua pesada.

Blindaje

Es un recubrimiento de protección que envuelve al reactor el cual evita el escape de radiación gamma y de neutrones del reactor. Los materiales usados como blindaje son el hormigón, el agua y el plomo.

Elementos de control

Para el correcto funcionamiento del reactor, el nivel de radioactividad debe ser mayor levemente mayor que el crítico, con el objeto de compensar las diversas perdidas de neutrones. Se entiende como critico si el número de neutrones del primer grupo es igual a la unidad, entonces se habrá obtenido una reacción auto sostenida y con un número constante de fisiones por unidad de tiempo, ya que cada neutrón que produjo inicialmente una fisión dará lugar a otro neutrón útil para continuar el proceso. En el caso de paradas, el nivel debe ser sub-crítico.

Por el cual, es fundamental mantener la criticidad de la reacción ya que la reactividad varía según un valor máximo para un combustible fresco hasta un valor nulo, que es cuando se agota el combustible.

En el caso de los reactores que utilizan como moderador el agua ligera, se emplean sistemas de controles independientes o simultáneos:

1. Introducción de barras de control: Están formadas a base de metales o aleaciones de cadmio, plata o indio. Se logra obtener un control rápido pero tiene el inconveniente de producir puntos calientes en los elementos del combustible del reactor por distorsión del flujo neutrónico.
2. Disolución de un absorbedor de neutrones en el moderador: En general, se utiliza ácido bórico. El control es lento pero no tiene la consecuencia de los puntos calientes antes mencionados.

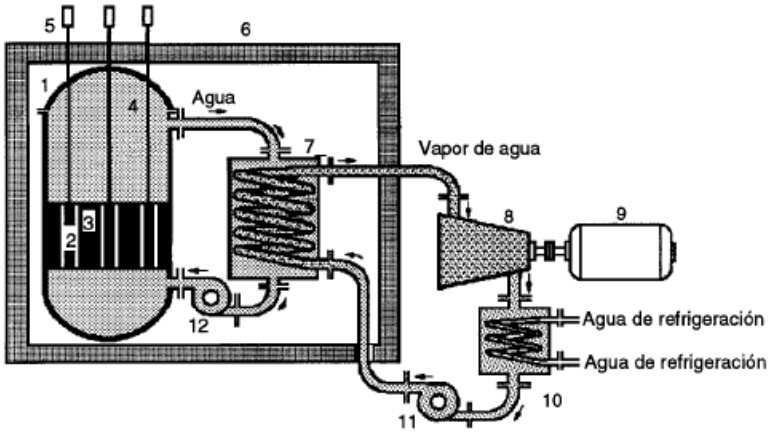
Tipos de reactores

Los reactores se clasifican de acuerdo a la sustancia que utilicen como moderador y refrigerante, los más comunes son:

A. PWR (Pressurized Water Reactor) reactores con agua liviana a presión como refrigerante y moderador.

Este reactor se caracteriza por poseer 3 sistemas de refrigeración:

1. El Circuito de Refrigeración Primario ubicado dentro del edificio de contención, consiste en dos, tres o cuatro circuitos ("loops") conectados al reactor, cada uno conteniendo una bomba de circulación principal y un generador de vapor. El reactor calienta el agua que entra a aproximadamente a 250 ºC y atraviesa de abajo hacia arriba los elementos combustibles saliendo del reactor por las toberas principales a una temperatura aproximada de 300 ºC. En este tipo de reactor el agua no hierve pues trabaja a una presión interna de 2250 psi. Esta presión se mantiene mediante un dispositivo llamado presurizador conectado al circuito primario. El agua que sale del reactor se bombea a los generadores de vapor y pasa por unos tubos en forma de "U" en el interior de los mismos, volviendo luego a ingresar al reactor.
2. En el Circuito de Refrigeración Secundario se bombea agua de refrigeración desde el sistema de alimentación de agua, la que pasa por el exterior de los tubos del generador de vapor y es calentada hasta convertirse en vapor. El vapor así generado pasa a través de la cañería principal de vapor a la turbina que, accionada por el mismo, gira el generador eléctrico. El fluido al salir de la turbina se condensa en un condensador y luego de pasar por sistemas intermedios de filtrado y secado, vuelve a los generadores de vapor impulsados por las bombas del Circuito Secundario.
3. El Condensador es refrigerado mediante agua que se toma de la fuente fría más cercana a la Central como ser un lago, un río o mar. En caso de no existir estos, se anexa a la Central una Torre de enfriamiento refrigerada por aire para cumplir con este propósito.

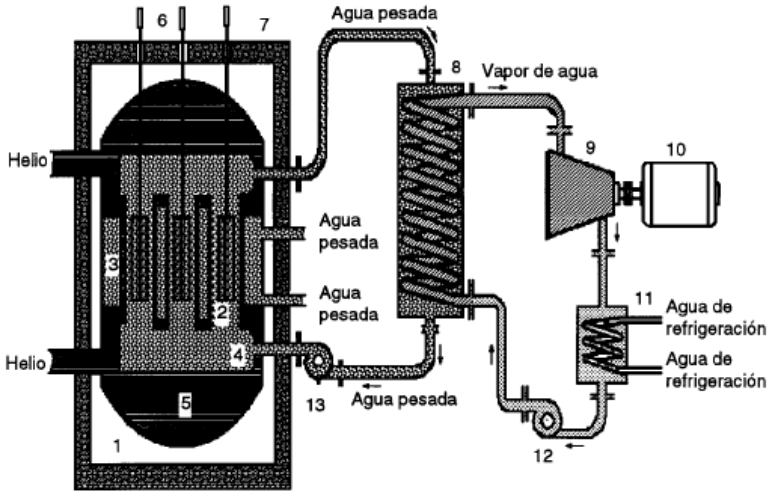


Reactor de agua a presión (PWR):1 = Vasija del reactor; 2 = Combustible (uranio enriquecido); 3 = Moderador (grafito); 4 = Refrigerante (agua a 43 bar); 5 = Barras de control; 6 = Blindaje biológico; 7 = Cambiador de calo; 8 = Turbina de vapor; 9 = Generador eléctrico;10 = Condensador;11 = Bomba centrífuga de recirculación de agua de la turbina; 12 = Bomba centrífuga de recirculación del refrigerante.

Ilustración 44 Esquema de reactor de agua a presión (PWR)

B. PHWR (Pressurized Heavy Water Reactor) reactores con agua pesada a presión como refrigerante y moderador

Los reactores PHWR se diferencian de los anteriores en que por utilizar uranio natural como combustible tienen que ser moderados con agua pesada. Esto requiere ciertas modificaciones en el reactor para separar el moderador del refrigerante y un circuito adicional para circular y refrigerar el agua pesada del moderador.



Reactor de agua pesada (HWR):1 = Vasija del reactor; 2 = Combustible (uranio natural); 3 = Moderador (agua pesada); 4 = Refrigerante (agua pesada); 5 = Atmósfera de helio; 6 = Barras de control; 7= Blindaje biológico; 8 = Cambiador de calor; 9 = Turbina de vapor; 10 = Generador eléctrico;11 = Condensador; 12= Bomba centrífuga de recirculación de agua de la turbina; 13 = Bomba centrífuga de recirculación del refrigerante.

Ilustración 45 Esquema de reactor de agua pesada (HWR)

También podemos están presentes otras tecnologías como:

- GCR (Gas Cooled Reactor), reactor refrigerado por gas y moderados con grafito.
- LWGR (Light Water Graphite Reactor), reactor refrigerado con agua liviana y moderado con grafito.
- FBR (Fast Breeder Reactor), reactor refrigerado con sodio líquido y no utiliza moderador.
- BWR (Boiling Water Reactor) reactores de agua liviana en ebullición como refrigerante y moderador

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se puede destacar que las centrales nucleares se diferencian de las térmicas convencionales básicamente solo en la manera de proporcionar el calor al agua para convertirlo en vapor. El resto de las instalaciones ya han sido tratadas anteriormente.

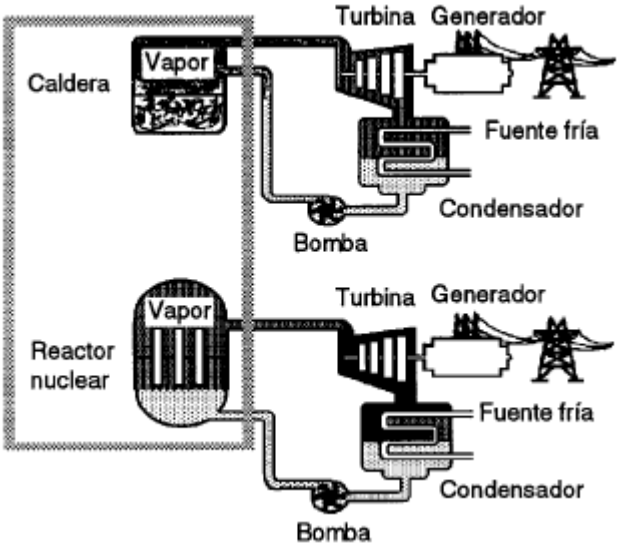


Ilustración 46 Elementos diferenciales y comunes entre central nuclear y central térmica convencional[30]

3.7 CENTRALES EÓLICAS

El calentamiento dispar de la superficie terrestre por acción de la radiación solar es el principal causante de los vientos. En las regiones ecuatoriales se produce una mayor absorción de radiación solar que en las polares; el aire caliente que se eleva en los trópicos es reemplazado por las masas de aire fresco superficiales proveniente de los polos. El ciclo se cierra con el desplazamiento, por la alta atmósfera, del aire caliente hacia los polos. Esta circulación general, que sería la observada si la tierra no girase, se ve profundamente alterada por el movimiento de rotación de la tierra generando zonas de vientos dominantes que responden a patrones definidos. A lo largo de un año las variaciones estacionales de la radiación solar incidente provocan variaciones en la

[30] Ilustracion 44 a 46. Fuente: ORILLE FERNANDEZ, Ángel Luis. Libro Centrales eléctricas I

intensidad y dirección de los vientos dominantes en cada uno de los puntos de la corteza terrestre.

Además del movimiento general de la atmósfera, que define los vientos dominantes en las grandes regiones de la tierra, al estar ésta más caliente, existen fenómenos de características locales que originan estructuras particulares de los vientos. Tal es el caso de las brisas de tierra y de mar, motivadas por el calentamiento desigual de las masas de aire. Durante el día se generan a lo largo de la costa vientos desde el mar hacia tierra, revirtiéndose el proceso en horas nocturnas. Un fenómeno similar sucede en zonas montañosas donde las brisas son originadas por el calentamiento del aire en contacto con las laderas, generándose corrientes ascendentes durante las horas de sol y descendentes durante la noche.

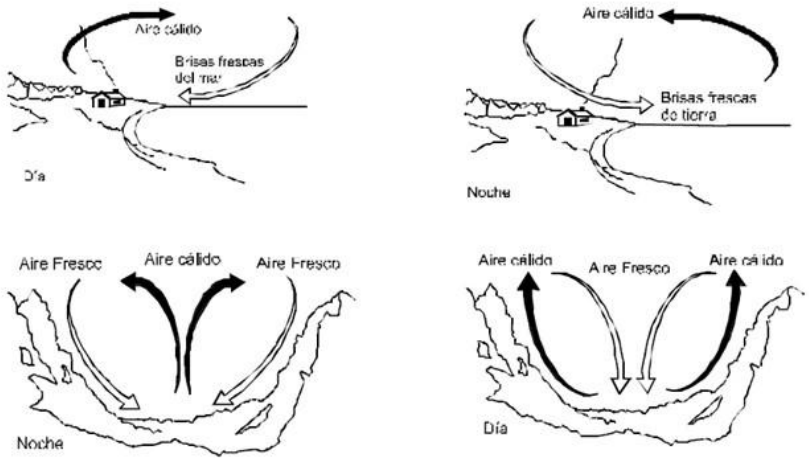


Ilustración 47 Formación de vientos locales

Es importante señalar que la velocidad del viento varía con la altura y depende fundamentalmente de la naturaleza del terreno sobre el cual se desplazan las masas de aire. La variación de velocidad puede representase mediante la siguiente expresión:

$$\frac{v_2}{v_1} = \left[\frac{h_1}{h_2}\right]^{\alpha}$$

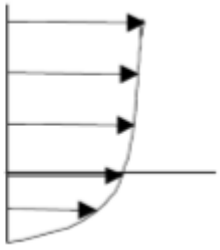


Ilustración 48 Perfil del viento con la altura

Donde V1 < V2 representan las velocidades del viento a las alturas h1 < h2, respectivamente. El exponente a caracteriza al terreno, pudiendo variar entre 0,08 (sobre superficies lisas como hielo, lagunas, etc.) y 0,40 (sobre terrenos muy accidentados).

De todo lo dicho se concluye que el viento es un recurso esencialmente variable y dependiente de muchos factores.

La correcta utilización de la energía eólica exige tomar en cuenta velocidades medias, ráfagas, direcciones dominantes y eventuales obstáculos para seleccionar tanto los lugares de emplazamiento como las características constructivas (altura de la torre, velocidades máximas que soportan, velocidad de puesta en marcha, etc.) de las máquinas a instalar.

Energia obtenida del viento

La energía máxima teórica que puede ser extraída de una masa de aire en movimiento está dada por la expresión:

$$\mathbf{Ec = ½\ m\ V2}$$

Donde

Ec = energía cinética [joule/s]

m = flujo de aire [kg/s]

V = velocidad del viento [m/s]

Si suponemos un área de captación A (o área barrida por las palas) perpendicular a la dirección del viento, el flujo de aire circulante que la atraviesa será:

$$\mathbf{m = d\ A\ V}$$

Siendo

d = densidad del aire [kg/m3]

A = área de captación [m2]

La energía teórica máxima por unidad de tiempo y de área (A=1) que podremos extraer de una masa de aire en movimiento, será entonces:

$$\mathbf{Pm = ½\ d\ V3}$$

A esta energía se la denomina potencia meteorológica y se la expresa en W/m2.

Como la velocidad del viento, luego de atravesar la superficie de captación, no es nula, la potencia dada por la expresión anterior no será totalmente aprovechable. Betz demostró que la máxima energía recuperable, con un aerogenerador ideal, es igual a 16/27 (»60%) de la energía total. Tomando en cuenta que ningún rotor es ideal, para caracterizarlo es necesario conocer su eficiencia o rendimiento h. La potencia obtenible por unidad de área de rotor, medida en W/m2, puede expresarse entonces como:

$$\mathbf{Pa = ½\ h\ d\ V^3}$$

y la potencia total para el área descripta por las palas al girar, A = pR2 = pD2/4, en W/m2, queda como:

$$\mathbf{Pt = ½\ h\ d\ (pD^2/4)\ V3}$$

Siendo: *D y R = diámetro y radio del rotor expresado en metros*

La densidad media del aire es 1,25 kg/m2, valor que multiplicado por p/4 da aproximadamente 1. Por lo tanto, podemos expresar la potencia obtenible de una máquina eólica, tomando el diámetro en metros y la velocidad en metros por segundo, como:

P » ½ h V3

El rendimiento "h" depende del tipo de máquina y de las condiciones de operación. En la siguiente figura se representan los rendimientos típicos de diversos tipos de rotores eólicos, cuya descripción veremos luego, referidos a la relación entre la velocidad de la punta de las palas en los rotores de eje horizontal (o del punto más alejado del eje de rotación en el caso de los rotores de eje vertical tipo Darrieus y Savonius) y la velocidad del viento.

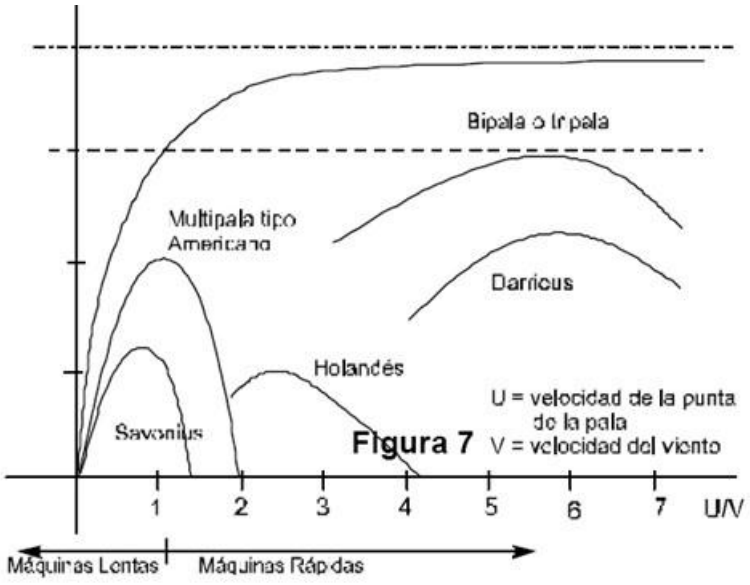


Ilustración 49 Rendimiento respecto al límite de Betz[31]

Conociendo las características de una turbina eólica y la velocidad del viento en un instante dado, es sencillo determinar la potencia útil. El problema radica en que la velocidad del viento no es constante y, por lo tanto, es necesario conocer su evolución temporal para estimar la energía útil que una turbina eólica es capaz de entregar en un período determinado. Lamentablemente, las mediciones que se realizan con fines climatológicos no tienen, por lo general, el grado de detalle que requieren ciertos proyectos eólicos. En el caso de instalaciones de pequeña potencia, o para analizar la prefactibilidad de instalaciones de potencias altas, existen métodos estadísticos que permiten, a partir de las características de un lugar y la velocidad media del viento, determinar la distribución de velocidades horarias a lo largo de, por ejemplo, todo un año y estimar la energía útil anual obtenible.

[31] Fuente: IMPSA

Cuando se trate de instalaciones de mayor potencia será inevitable la realización de mediciones especiales, como frecuencia y velocidad máxima de ráfagas, que contribuyan a la selección de las máquinas y a un cálculo más preciso de la rentabilidad del proyecto.

El aerogenerador y sus componentes

Existen dos tipos básicos de molinos, eje horizontal y eje vertical, el principio de operación es esencialmente el mismo. La captación de la energía eólica se realiza mediante la acción del viento sobre las palas, las cuales están unidas al eje a través de un elemento denominado cubo (conjunto que recibe el nombre de rotor). El principio aerodinámico, por el cual este conjunto gira, es similar al que hace que los aviones vuelen.

Según este principio, el aire que es obligado a fluir por las caras superior e inferior de una placa o perfil inclinado, genera una diferencia de presiones entre ambas caras, dando origen a una fuerza resultante (R) que actúa sobre el perfil. Descomponiendo esta fuerza en dos direcciones se obtiene:

A. La fuerza de sustentación (S), o simplemente sustentación, de dirección perpendicular al viento
B. La fuerza de arrastre (A), de dirección paralela al viento.

Para favorecer la circulación del aire sobre la superficie de las palas, evitar la formación de torbellinos y maximizar la diferencia de presiones, se eligen perfiles de pala con formas convenientes desde el punto de vista aerodinámico. Según como estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será dominantemente la fuerza de arrastre o la de sustentación. Con excepción de las panémonas y los rotores tipo Savonius, en todas las máquinas modernas la fuerza dominante es la de sustentación pues permite obtener, con menor peso y costo, mayores potencias por unidad de área del rotor. Analizaremos únicamente el comportamiento aerodinámico de las turbinas eólicas cuyo par motor está originado por las fuerzas de sustentación.

Como la fuerza de sustentación es la única que dará origen al par o cupla motora habrá que diseñar el perfil y ubicar las palas dándole un ángulo de ataque (a) que haga máxima la relación fuerza de sustentación/fuerza de arrastre. Este análisis simple es solo válido cuando las palas de un molino están en reposo.

Al permitir el giro del rotor, la fuerza resultante sobre las palas será el resultado de la combinación de la acción directa del viento real y la acción del "viento" (V) creado por las propias palas al girar. Dicho con otras palabras, el viento que "ven" las palas no es más el viento real (U) sino el llamado viento aparente (Vr), resultante de la composición de los vectores V y U.

Como cada sección de una pala tiene velocidad diferente el viento aparente también varía en el sentido longitudinal; por lo tanto, una pala ideal deberá presentar un ángulo de incidencia diferente a lo largo de toda su longitud, efecto que se logra dándole un alabeo.

Asimismo, y también porque las velocidades son más altas al acercarnos a la punta de pala, el perfil podrá tener la misma fuerza resultante. Estas consideraciones son particularmente importantes en máquinas de gran tamaño. En molinos pequeños, por razones de simplicidad y fundamentalmente costos, se acostumbra optar por palas de sección constante y sin alabeo.

Si el viento no supera la denominada velocidad de puesta en marcha (valor mínimo necesario para vencer los rozamientos y comenzar a producir trabajo útil) no es posible el arranque de un molino. Con velocidades mayores comenzará a girar entregando una potencia que responde a la conocida ley del cubo de la velocidad. Esto será así hasta que se alcance la potencia nominal, generalmente la máxima que puede entregar, punto en que comienzan a actuar mecanismos activos o pasivo de regulación para evitar que la máquina trabaje bajo condiciones para las cuales no fue diseñada. Continuará operando a velocidades mayores, aunque la potencia entregada no será muy diferente a la nominal, hasta que se alcance la velocidad de corte donde, por razones de seguridad, se detiene.

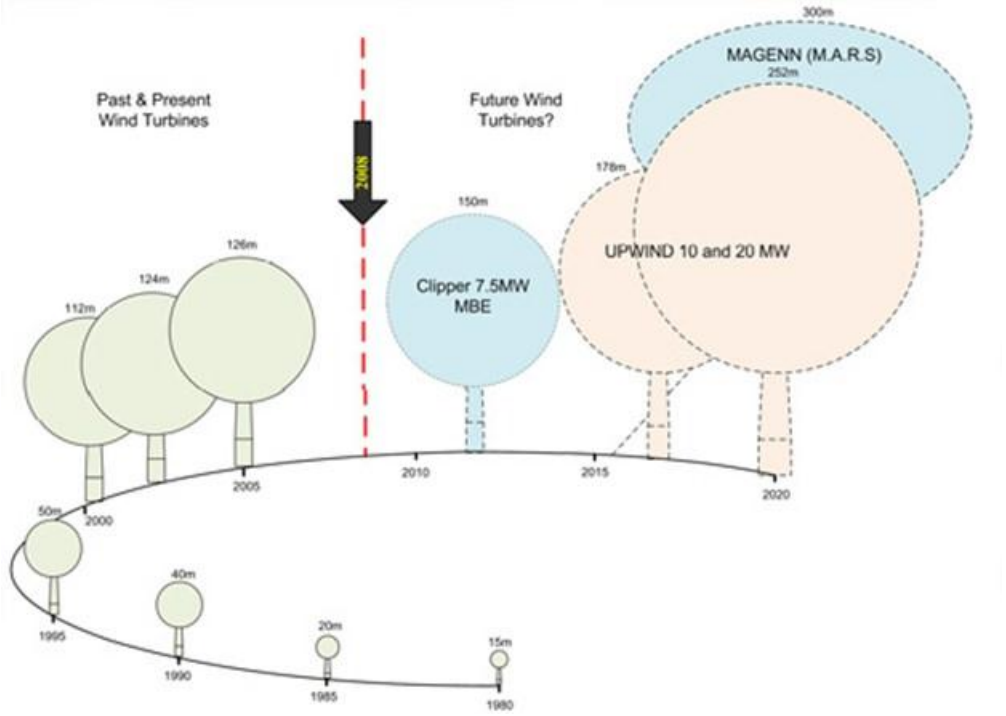


Ilustración 50 Crecimiento del tamaño de los diseños de aerogeneradores comerciales[32]

La vida útil de diseño que adoptan todos los fabricantes es de 20 años, lo que para las para las condiciones operativas europeas, mucho menos ventosas que las de Argentina, supone unas 114.000 horas de funcionamiento óptimo, sin que tenga que intervenir personal fuera del mantenimiento normal, la supervisión y el reemplazo programado de partes consumibles (tarea esta última que se realiza en general aprovechando alguna parada forzosa por falta de viento).

[32] Fuente: IRENA

Las hélices bipala y tripala pueden competir entre sí por sus prestaciones, sin ventajas decisivas para ninguna. En realidad, en grandes turbinas, la hélice tripala es algo mejor por su momento de inercia constante respecto del eje azimutal. Dicho de otro modo, cuando la máquina gira sobre su eje vertical como una veleta para encarar el viento, la tripala no pierde su suavidad de rotación. Añadir palas es añadir costos, porque son muy caras. Y se probó que más de tres palas no implica una mejor cosecha eléctrica, sino a veces lo contrario, por interferencias aerodinámicas entre esos perfiles alares.

Los aerogeneradores se dividen en dos grandes grupos, según su velocidad de rotación:

- Fija
- Variable

La principal diferencia entre ambos métodos es el sistema de control de potencia/velocidad. En el caso de los aerogeneradores de velocidad fija, el control es por stall, es decir, las palas (de ángulo fijo) entran en pérdida gradualmente a partir de cierta velocidad de la masa de aire incidente. La principal desventaja de este sistema, frente a la de ángulo variable o pitch es el desaprovechamiento de energía cuando las velocidades de viento son elevadas.

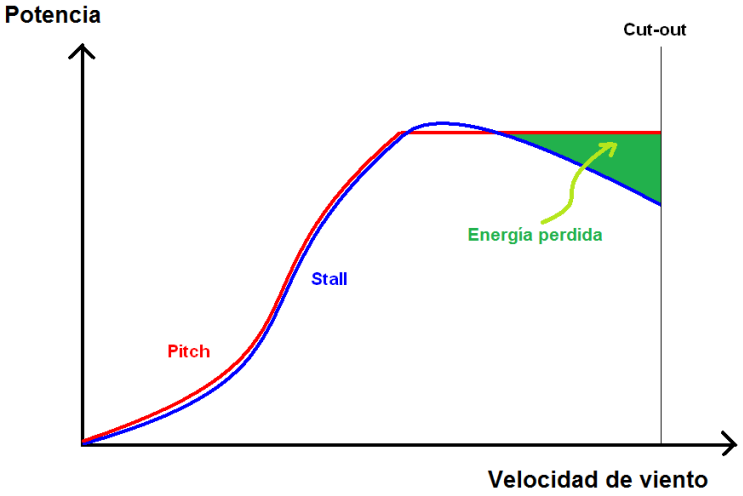


Ilustración 51 Comparativa entre Pitch vs Stall[33]

Los molinos de eje horizontal son los más difundidos y los que han permitido obtener las mayores eficiencias de conversión. En su gran mayoría, la conversión de la energía disponible en el eje del rotor en otra forma de energía, se realiza mediante dispositivos ubicados sobre la torre. Tal es el caso de las turbinas eólicas destinadas a la producción de electricidad donde el generador eléctrico, acoplado al eje del rotor a través de un multiplicador, está localizado en la navecilla.

[33] Fuente: Apuntes de Centrales Electricas

Existen diferentes modos de prevenir aumentos descontrolados de la velocidad de rotación del rotor en presencia de vientos fuertes, o de regularla ante condiciones variables de la carga. Ellos van desde el cambio de paso, o "calaje" de las palas, la utilización de "flaps" que se abren y aumentan la resistencia al viento, hasta dispositivos que desplazan el rotor de su orientación ideal logrando que aumenten las pérdidas aerodinámicas. Prácticamente todas las máquinas disponen de dispositivos de frenado para poder detenerlas bajo condiciones extremas de viento o efectuar reparaciones.

En las máquinas relativamente pequeñas a veces se evitan estos mecanismos pues resulta más barato diseñarlas para soportar los máximos vientos esperables que adicionar sistemas de frenado.

La mayoría de los controladores electrónicos de las turbinas eólicas están programados para permitir, a los mismos, girar a bajas velocidades sin estar conectados a la red. (si se las conectara funcionarían como motor tomando potencia activa de la red). Cuando el viento se vuelve suficientemente intenso como para mover al rotor a su velocidad nominal, se conecta el generador en el momento preciso. De otra manera solo se contara con la resistencia mecánica dada por la caja de velocidad del generador, para prevenir la aceleración y eventualmente una sobre velocidad (hay sistemas de seguridad por si se embala la maquina).

A modo descriptivo, se ilustra la estructura y componentes principales del modelo IMPSA IWP 83.

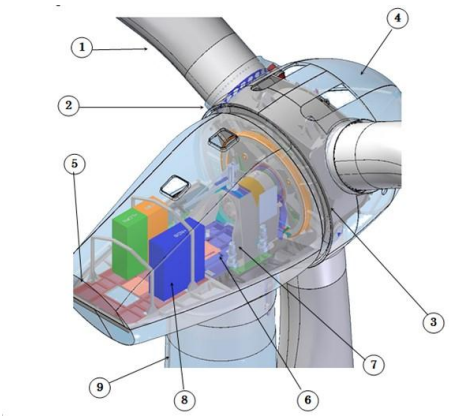


Ilustración 52 Estructura del IWP83

1. Palas 2. Sistema Pitch 3. Rotor / Generador UNIPOWER® 4. Góndola 5. Sistema de Medición de Viento 6. Sistema Yaw 7. Estructura Principal 8. Panel de Control 9. Torre[34]

Torre

El material de la torre puede ser acero u hormigón. Las ventajas del acero son su facilidad de montaje por menores tareas de pre-ensamblado y menor peso. Sin embargo, en el

[34] Fuente: IMPSA

proceso de montaje, una vez superados 2/3 de la altura total de la torre, no puede detenerse hasta colocar la góndola por inconvenientes de resonancia.

Sin embargo, las torres de hormigón son más económicas (25% del valor de las de acero) y no presentan problemas de resonancia (vibran por debajo de su frecuencia crítica). Como desventaja, las mismas requieren del montaje de una planta de hormigón en el sitio.

Sistema de control

La unidad de control utiliza sensores para recibir información acerca de las condiciones externas (velocidad del viento, dirección) y todos los parámetros operativos del aerogenerador (potencia, velocidad del rotor, posición de las palas, etc). Basado en estos datos, el sistema supervisor de planta controla la turbina para optimizar su producción de potencia y asegurar una operación segura del aerogenerador.

A carga parcial, la velocidad del rotor es ajustada por el control, el cual modifica la salida del generador. Cierta carga definida y por encima de la capacidad nominal de potencia es alcanzada por medio del control de paso de palas. El control de pitch ha sido diseñado para ser lo suficientemente rápido para reaccionar antes que la velocidad del rotor alcance niveles peligrosos, sobre todo ante posibles ráfagas de viento.

Góndola

La góndola tiene que transmitir todas las cargas estáticas y dinámicas del rotor y del generador a la torre; además, aloja los gabinetes de control, el sistema de yaw y el sistema de monitoreo (anemómetro y veleta). La góndola consiste de una estructura principal, una plataforma y una cubierta hecha de fibra de vidrio.

Sistema Yaw

El sistema de Yaw alinea el rotor con la dirección del viento, determinada con una veleta instalada sobre el carenado de la góndola. Estos datos del viento proveen la base para los movimientos del Yaw, el cual es realizado mediante motores eléctricos. Estos motores están ubicados sobre los dientes del rodamiento de Yaw, quien vincula la torre y la base de la góndola.

Generador

Los generadores eléctricos pueden ser de corriente continua (dínamos) o de corriente alterna, existiendo en este último caso dos tipos: generadores sincrónicos o alternadores y generadores asincrónicos o de inducción. Las dínamos tienen el inconveniente de utilizar escobillas, que exigen mantenimiento periódico, y son más pesadas y caras que los generadores de corriente alterna (C.A.) de igual potencia; aunque tienen la ventaja de

no necesitar de sistemas especiales para cargar baterías, su uso se ha ido abandonando reemplazándolos por los generadores de C.A., con la excepción de algunos equipos para proveer muy bajas potencias, de construcción artesanal.

El tipo de generador de C.A. que se utilice depende fundamentalmente de las características del servicio a prestar. Como regla general puede decirse que los alternadores son mayoritariamente usados en máquinas que alimentan instalaciones autónomas y los generadores de inducción en turbinas eólicas interconectados con otros sistemas de generación.

Esto es así pues los generadores de inducción tienen la enorme ventaja de que, una vez en marcha y conectados a las líneas de distribución, giran a una velocidad constante impuesta por la frecuencia de la red, entregando más o menos energía según la intensidad del viento, pero siempre rotando al mismo número de revoluciones. En otras palabras, los aerogeneradores no requieren de costosos sistemas de regulación de velocidad, ventaja a la que se adiciona la apreciable diferencia de costos entre un generador asincrónico y un alternador de la misma potencia. Es importante destacar que los generadores asincrónicos necesitan tomar energía de la red para mantener la corriente de magnetización; de interrumpirse esta conexión la máquina debe ser frenada para evitar su aceleración.

Los generadores sincrónicos, aunque tienen un mayor rendimiento potencial, deben operar a velocidad constante si se quiere mantener fija la frecuencia. El mantenimiento del número de revoluciones, acorde con la frecuencia de línea, es función exclusiva del motor que los impulsa (en nuestro caso el rotor eólico), siendo necesario elaborados sistemas de control. Distinto es el caso de las aplicaciones en que la única fuente de abastecimiento es el aerogenerador. En ellos el uso de generadores sincrónicos es casi obligado, pero no tan crítico el mantenimiento de la frecuencia de la C.A. generada pues, por lo general, los equipos a alimentar toleran variaciones en la frecuencia.

Es un hecho también que la variabilidad del recurso exige, en muchas instalaciones aisladas, acumular energía en baterías y desde ellas alimentar la demanda. En estos casos la frecuencia no tiene ninguna importancia pues habrá rectificadores que transformaran la C.A. en corriente continua (C.C.). Es obvio entonces que la utilización de alternadores responde en estos casos a la búsqueda de menores costos y mejores rendimientos y no a una característica del servicio.

El acoplamiento entre rotor eólico y generador se realiza a través de una caja multiplicadora. Su empleo es necesario pues a medida que crece el diámetro deben limitarse las r.p.m. del rotor para evitar que las puntas de las palas trabajen a velocidades que comprometan la resistencia de los materiales empleados o induzcan vibraciones perjudiciales. Por otra parte, los generadores comerciales requieren girar a velocidades que están entre las 1000 y las 3000 r.p.m., dependiendo de sus características constructivas y la frecuencia a obtener.

En general, los aerogeneradores a su vez pueden tener generador sincrónico o asincrónico. La tendencia actual es la de emplear aerogeneradores de control por pitch y generador

sincrónico para permitir un máximo aprovechamiento de la energía del viento y a su vez poder controlar potencia reactiva.

3.8 CENTRALES SOLARES

Son instalaciones destinadas a aprovechar la radiación del sol para generar energía eléctrica. Desde un punto de vista general, las aplicaciones solares de baja y media temperatura se dan en el ámbito doméstico o industrial. En cambio, aquellos basados en alta temperatura se utilizan para la producción de electricidad además de los sistemas basados en células fotovoltaicas.

La energía solar se aprovecha mediante dos vías:

- Vía térmica: Los sistemas que adoptan esta vía absorben energía solar y la transforman en calor. Este calor se absorbe mediante un captor térmico y después se transforma en energía
- Vía fotovoltaica: Mediante el uso de células fotovoltaicas, se transforma la energía solar en energía eléctrica.

Para la generación eléctrica, la central más utilizada está basada en la energía térmica, en el cual el calentamiento de un fluido mediante radiación solar y su ciclo termodinámico convencional, permite la generación eléctrica. Es necesario concentrar la radiación solar para que puedan alcanzar temperaturas elevadas, desde 300°C a 1000°C en el receptor.

En la actualidad, los siguientes 3 tipos de plantas son las que más se utilizan:

- Planta de Torres Solares o Térmica de Torre
- Planta de Concentradores Cilíndricos Parabólicos
- Planta de Unidades de Disco Parabólico o Dish Stirling

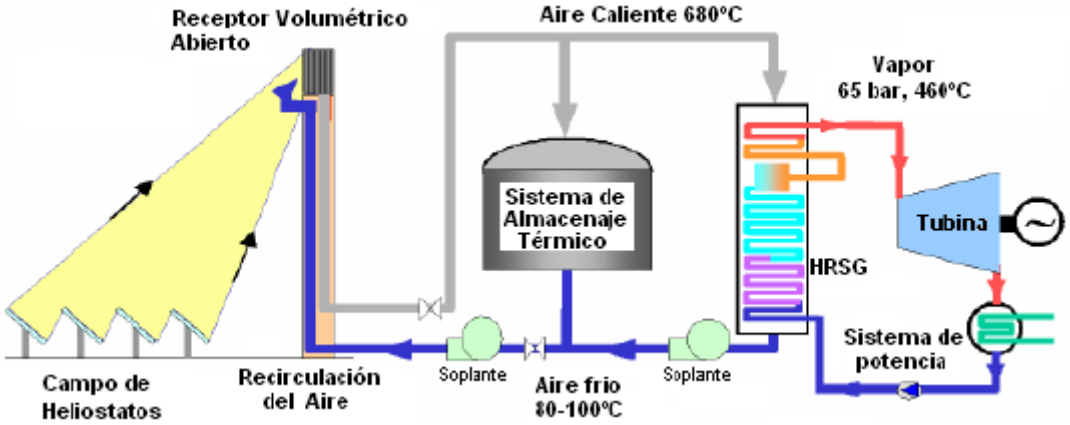


Ilustración 53 Esquema de funcionamiento de una central térmica solar de torre de aire caliente

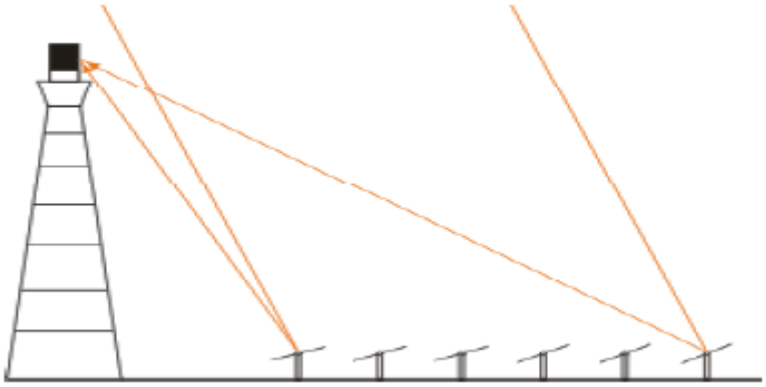


Ilustración 54 Esquema de planta de torres solares

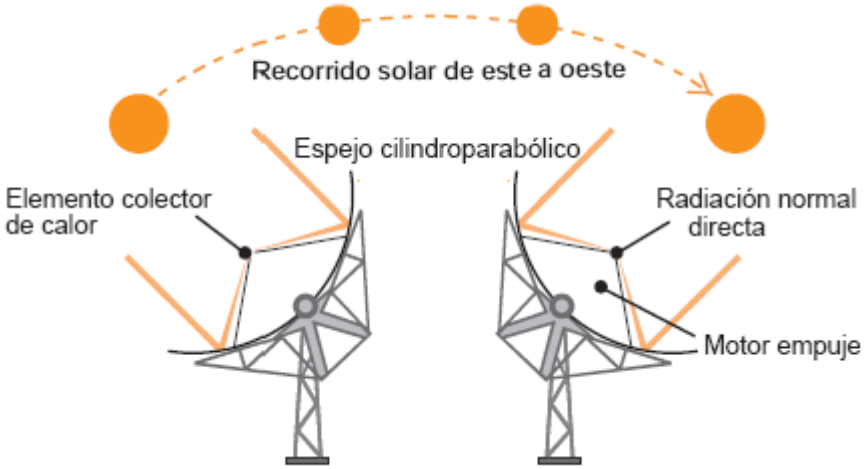


Ilustración 55 Principio de operación y trayectoria del Disco Parabólico

Planta de Torres Solares o Térmica de Torre

Consiste en la colocación de un campo de numerosos espejos controlados que concentran la radiación solar en un absorbedor de calor o receptor, colocado en lo alto de una torre, utilizado para transformar la radiación solar recibida en calor a muy altas temperaturas.

Los espejos están levemente curvados (heliostatos) y un sistema de control los orienta hacia el sol, teniendo en cuenta los registros históricos de la posición del sol, según la hora y la época. Existen dos configuraciones para la ubicación de los espejos, el primero, los heliostatos rodean completamente a la torre central. En el segundo caso, los heliostatos colocados al norte o sur de la torre receptora.

El sistema debe ser exacto para asegurar que la luz del sol este realmente centrada y allí donde está localizado el receptor, en el cual se logra calentar hasta los 1000° C. El calor obtenido es transmitido hacia un fluido de trabajo que puede: aire caliente, vapor de agua, sodio fundido o sales fundidas. Este fluido transmite el calor al vapor de agua en el generador de vapor para producir vapor sobrecalentado y así mover una turbina, igual que en el caso de las centrales convencionales.

Planta de Concentradores Cilíndricos Parabólicos

La diferencia de las centrales parabólicas con las de torre radica en el modo de recolectar la energía solar. En lugar de heliostatos se emplean grandes espejos curvados de forma de cilindro parabólica denominados colectores que se colocan formando una larga fila sobre la línea local de los espejos que ir desde los 300 a 600 metros, y a su vez se instalan múltiples filas paralelas formando así un campo de colectores solares. Además, estos colectores poseen un sistema de seguimiento de un eje para seguir al sol.

En la línea focal de las parabólicas se encuentra un tubo de absorción metálico que recibe los rayos concentrados del sol, esta tubería generalmente se embute dentro de un tubo de cristal al vacío para reducir perdidas de calor y conseguir de este modo un mayor aprovechamiento de la energía solar. Esto se mejora con una capa selectiva especial, resistente a altas temperaturas, que reduce las pérdidas por radiación solar.

En estos sistemas se suele utilizar aceite térmico o algún otro fluido de transferencia térmica para atravesar el tubo de absorción e iniciar de esta manera el proceso que permitirá generar energía, que es un proceso similar al de las centrales de torre. El aceite térmico transmite el calor en un intercambiador con el agua, para así generar el proceso convencional de una central de vapor.

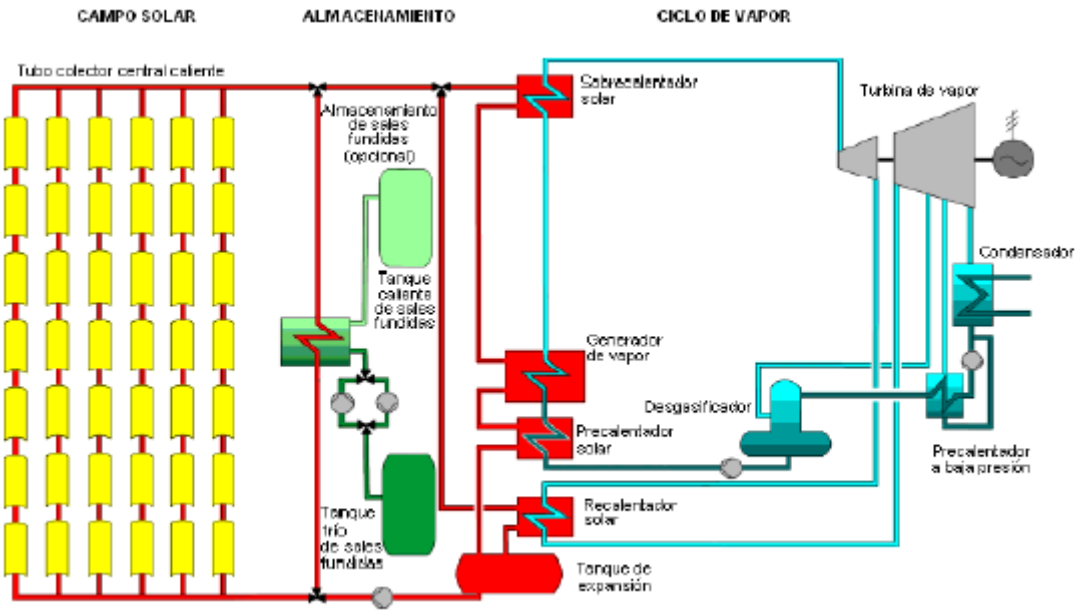


Ilustración 56 Esquema del funcionamiento de una central térmica solar parabólica de canal[35]

[35] Ilustraciones 53 a 56. Fuente: MACANCELA VASQUEZ, Washington Efraín y REGALADO CAJAMARCA, Edmundo Vladimir. Análisis técnico de una central solar para la producción de energía eléctrica en el canton Santa Isabel de la Provincia del Azuay

Existe la alternativa de calentar el agua directamente sobre los colectores, utilizando una tecnología más avanzada. Esto permite un abaratamiento en los costos de operación ya que el aceite térmico suele ser costoso.

En lo que respecta a la eficiencia, se la considera como el producto de la eficiencia del colector, la eficiencia del campo y la eficiencia del ciclo del vapor. En el primer caso, depende de la incidencia de la luz del sol y de la temperatura en el tubo de absorción, alcanzando valores cercanos hasta el 75%. Las pérdidas en el campo son del orden del10% y la eficiencia de un ciclo de vapor es del orden del 35%. Por el cual, la eficiencia resultante del sistema ronda en el 15%.

Planta de Unidades de Disco Parabólico o Dish Stirling

Se utilizan espejos cóncavos parabólicos a modo de colector. El espejo cuenta con un sistema de rastreo de dos ejes y la radiación se concentra en un receptor en el foco de la parábola. Este sistema puede alcanzar temperaturas mayores a 1500°C. Este sistema usa como fluido aceite o vapor de agua.

El calor absorbido acciona un motor Stirling, el cual es un motor de ciclo cerrado, en el que el fluido de trabajo (idealmente un gas perfecto) se encuentra encerrado dentro del motor y los pistones lo desplazan en las diversas etapas del ciclo. Por el otro lado, en el caso de que no se cuente con suficiente energía solar, se puede producir calor a través de combustibles fósiles.

A continuación se muestra una tabla resumen en la que se comparan las principales características de las tecnologías mencionadas para el desarrollo de centrales termo solares.

PARÁMETRO	**TECNOLOGIA DE CONCENTRACIÓN SOLAR**		
	Cilindro Parabólico.	**Receptor central**	**Disco Parabólico**
Carac. del sitio /rad. solar requerida	Generalmente sitios con una concentración solar mayor a $1800\ KWh/m^2$		
Requerimiento de tierra	Típicamente de 5 a 7 acres por cada MW		
Potencia	30 – 80 MW	10 – 200 MW	5 – 25 KW
Temp. operación	390°	565°	800°
Factor de cap-anual	23 – 50%	20 – 77%	25%
Eficiencia Pico	20%	23%	29,4%
Eficiencia neta anual	11 – 16%	7 – 20%	11 – 25%
Estado comercial	Disponible	Demostración	Prototipos-demostración
Riesgo tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Almacenamiento	Limitado	Si	Baterías
Diseños Híbridos	Si	Si	Si

Central solar fotovoltaica

Como se había mencionado al principio, existe la alternativa de obtener energía eléctrica a través del uso de paneles fotovoltaicos. Este sistema es el único que convierte directamente la energía solar en electricidad. La potencia de radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W / m2 en la superficie terrestre. Esta potencia es conocida como irradiancia.

La desventaja importante que se debe resolver es el costo ya que el precio del KW instalado es entre 6 – 10 veces superior al de las fuentes convencionales.

Los paneles solares se basan en el uso de la célula fotovoltaica. Este es un dispositivo formado por metales sensibles a la luz que desprenden electrones cuando los fotones inciden sobre ellos. La parte expuesta a la radiación solar es la N y la parte situada en la zona oscura es la P. Las terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo, convirtiendo la energía luminosa en energía eléctrica.

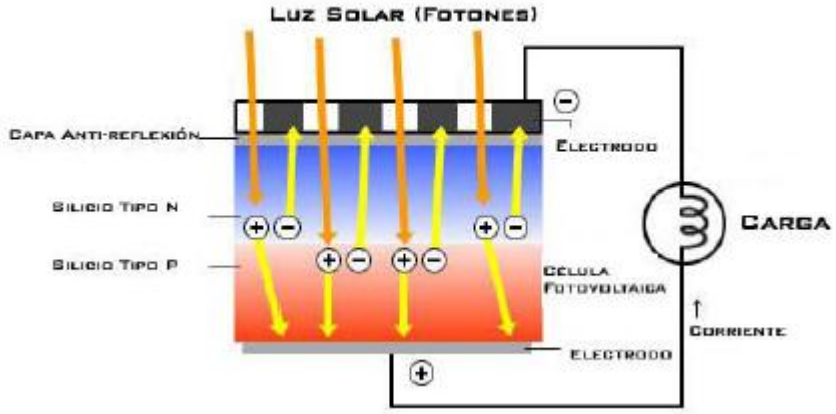


Ilustración 57 Esquema de célula fotovoltaica

Las células fotovoltaicas son de silicio, cuyo proceso de fabricación presenta costos muy altos. La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, a partir de dicho periodo la potencia entregada disminuye.

Efecto fotovoltaico

Existe una interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, conocido como efecto fotovoltaico. Este fenómeno tiene lugar en la célula solar, el cual es un diodo unión p-n. Se deben cumplir 3 aspectos, la existencia de una unión p-n, la incidencia de fotones igual o mayor que la banda prohibida del semiconductor y la producción de portadores de carga libre (electrones y huecos). Al incidir luz, se genera una tensión entre sus terminales y al mismo tiempo una corriente

que circula por un circuito externo. Dicha energía es la que se emplea para energizar o alimentar cargas.

Supongamos que un fotón incide en la región del tipo p, si la energía del fotón es mayor que la banda prohibida GAP, energía mínima necesaria para romper un enlace del retículo de silicio, será absorbido y creara una pareja electrón – hueco. El electrón liberado se moverá hacia la derecha a causa del potencial eléctrico. En cambio, si un fotón entra en la zona n, el hueco creado se moverá hacia a la izquierda, de manera que los portadores minoritarios son los que gobiernan el mecanismo de conducción. Este flujo producirá una acumulación de cargas positivas en la izquierda y de cargas negativas en la derecha, dando origen a un campo eléctrico opuesto al creado por el mecanismo de difusión.

Los pares electrón – hueco que arriban a la región del campo eléctrico de la unión p – n son separados por este, contribuyendo a la corriente. Los pares que no alcanzan la región de la unión p – n se recombinan y transforman su energía en calor.

Para lograr una tensión aceptan, se forman módulos fotovoltaicos que son celdas solares individuales conectas eléctricamente entre sí, para de esta manera sumar la potencia de salida de cada una. Las celdas solares son encapsuladas para ser protegidas del ambiente y para que los usuarios también sean protegidos de posibles accidentes eléctricos. Normalmente, las tensiones estándar son 6, 12, 24 y 48 voltios.

En el siguiente diagrama, podemos apreciar un sistema fotovoltaico, el cual posee un banco de baterías, el cual respalda el sistema como así también, almacena energía.

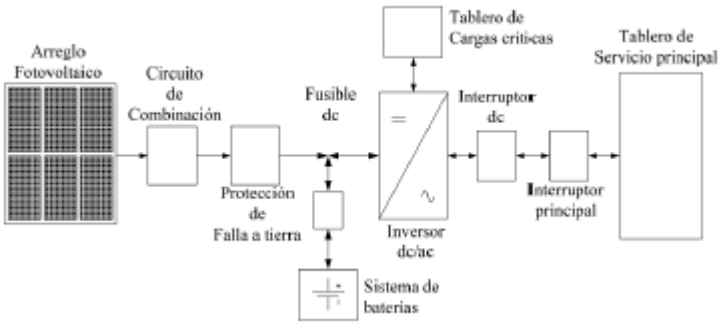


Ilustración 58 Sistema fotovoltaico con respaldo[36]

[36] Ilustraciones 57 a 58. Apuntes de Centrales Eléctricas

3.9 COSTOS DE INSTALACIÓN Y O&M DE LAS CENTRALES ELECTRICAS

Los costos de instalación y de generación, y su proyección en el futuro, como así también el rendimiento o performance de un tipo de central eléctrica, son las variables críticas para el desarrollo de una proyección energética y su análisis correspondiente. Estas variables antes mencionadas cumplen un rol fundamental para la determinación de un mix de fuentes de energía, el cual se adiciona a un sistema eléctrico nacional. Además, estos parámetros permiten determinar como la nueva capacidad competiría contra la existente, ya que según el modelo actual, la entrada al sistema se realiza bajo el menor costo variable de producción. Sumado a lo anterior, la instalación de las nuevas centrales eléctricas debería intentar poder reducir el impacto ambiental y la emisión de gases de efecto invernadero.

La U.S. Energy Information Administration (EIA) ha realizado un estudio[37] en la estimación de los costos antes mencionados. Esta organización considera un costo de construcción "overnight", el cual es el costo de un proyecto el cual no considera una tasa de interés de capital durante la duración de la construcción. Dicho costo incluye los siguientes puntos:

1. Costo civil y de estructura: Preparación del terreno, drenaje, instalación de servicios públicos subterráneos, suministro de materiales para la construcción y obra de la estructura.
2. Suministro e instalación de equipos mecánicos: Se consideran los equipos primarios como calderas, torres de refrigeración, condensadores, módulos fotovoltaicos, turbinas, y equipos auxiliares.
3. Equipo eléctrico e instrumentación y control: Este punto abarca los transformadores de potencia, interruptores, centro de control y de maniobra, sistema de control, etc.
4. Costos indirectos del proyecto: Ingeniería, mano de obra y materiales indirectos, transporte, herramientas y alquiler de maquinaria.
5. Costos de los inversionistas o propietarios: Estudio de pre-factibilidad, el cual comprende el estudio de ingeniería, impacto ambiental, legislación y factibilidad económica; honorarios jurídicos, seguros, impuestos y costos de interconexión eléctrica a través de un empalme con el sistema interconectado de transmisión.

La EIA utilizo un modelo de VAN (valor actual neto) para evaluar las distintas alternativas de generación eléctrica. Además de los parámetros antes mencionados, existen otras variables en juego para la determinación total del costo. Considerando que estos factores son dinámicos, existe una variación en el valor del costo acorde a las circunstancias. Las 5 cinco variables dinámicas más notorias son:

[37]"Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants" Abril 2013.

1. Financiamiento: La EIA determinó el costo de capital requerido para la construcción de nuevas centrales eléctricas mediante el cálculo de la WACC (Weighted average cost of capital) usando un conjunto de macrovariables económicas.
2. Tiempo de entrega: La cantidad de tiempo necesaria para la instalación de una nueva usina varía según la tecnología. Los proyectos que tienen un alto tiempo de entrega incrementan los costos financieros, es decir, cada año de construcción representa un año adicional de intereses previo a que la usina este en servicio y empezando a generar resultados.
3. Inflación en los costos de construcción y en los materiales: La relación proyectada entre la tasa de inflación para la economía en general y los principales costos de la planta, tales como los materiales y la construcción, son elementos importantes que afectan a los costos generales de la central eléctrica.
4. Suministro de recursos: Las distintas energías renovables como la eólica, la geotérmica o hidroeléctrica deberán estar ubicados en lugares adecuados para aprovechar el recurso. La EIA considera los de más bajo costo, son los recursos más favorables que se desarrollarán en primer lugar, y luego los costos asociados a cada tecnología aumentarán, ya que sólo quedaran los sitios menos favorables por desarrollar.
5. "Learning by doing"[38]: El costo de capital "overnigth" desarrollado por la EIA sirven para la modelización a largo plazo y representan el costo de la construcción de un proyecto que podría comenzar como muy temprano en el 2013. Sin embargo, se asume que estos costos disminuirán con el tiempo en términos reales ya que los fabricantes de equipos, los propietarios de las centrales eléctricas y las empresas de construcción, adquirirán mayor experiencia con ciertas tecnologías. La velocidad a la que estos costos disminuyen se refiere a menudo como la tasa de aprendizaje.

Es importante recalcar que la ubicación de la central eléctrica es una variable que afecta fuertemente al costo de instalación pero las estimaciones provistas por la EIA representan a una localización genérica en una región que no posee factores que puedan alterar los costos. Básicamente, es estudio que expone comparativamente los costos en una ubicación óptima y factible.

Las centrales eléctricas que utilizan carbón como combustible, es una tecnología que no utiliza en Argentina, exceptuando la central de Rio Turbio de 240 MW que tiene previsión de comenzar sus operaciones a mediados de Diciembre 2014. En la sección anterior, no se ha brindado detalles de este tipo de usina ya que es una tecnología casi obsoleta a nivel mundial y no se ha desarrollado en nuestro país.

[38] Traducción: Aprendiendo mientras hacemos

Por otro lado, podemos encontrar un estudio nacional actual provisto por la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030, el cual determina para las distintas "tecnologías" de generación de energía eléctrica, combinando valores de costos de capital y de operación y mantenimiento.

Fuente	Tipo	Inversión (USD/KW)			O&M (USD/KWh)			Costo de Combustible (USD/MWh)
Base	Características.	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010
Eólica	*Marítima*	$ 3.350	$ 3.100	$ 2.850	$ 0,0270	$ 0,0250	$ 0,0230	
	Terrestre A	$ 1.825	$ 1.719	$ 1.613	$ 0,0190	$ 0,0180	$ 0,0170	
Solar	*Concent.*	$ 5.750	$ 4.932	$ 3.613	$ 0,0110	$ 0,0100	$ 0,0090	
	Fotovolt.	$ 3.700	$ 2.700	$ 2.000	$ 0,0230	$ 0,0190	$ 0,0150	
Geotérmica	*Hidrotérmicas*	$ 3.950	$ 4.219	$ 4.488	$ 0,0310	$ 0,0280	$ 0,0250	
Mareomotriz	*Tidal*	$ 4.000	$ 3.556	$ 3.113	$ 0,0530	$ 0,0470	$ 0,0410	
Biomasa	*Base (residuos)*	$ 2.100	$ 2.050	$ 2.000	$ 0,0150	$ 0,0140	$ 0,0130	
	Motor Dual Bioc.	$ 1.000	$ 970	$ 950	$ 0,0269	$ 0,0262	$ 0,0255	
Hidroeléctrica	*Gran*	$ 2.000	$ 2.000	$ 2.000	$ 0,0110	$ 0,0110	$ 0,0110	
	Mini	$ 3.000	$ 3.000	$ 3.000	$ 0,0110	$ 0,0110	$ 0,0110	
Nuclear	*Gen III+*	$ 3.350	$ 3.263	$ 3.175	$ 0,0140	$ 0,0130	$ 0,0130	$ 20.000,00
Gas Natural & GNL	*TG Ciclo Abierto*	$ 700	$ 665	$ 615	$ 0,0034	$ 0,0034	$ 0,0034	$ 144.000,00
	TV	$ 1.900	-	-	$ 0,0100	-	-	$ 119.000,00
	Motor	$ 1.000	$ 970	$ 950	$ 0,0269	$ 0,0262	$ 0,0255	$ 107.000,00
	CC	$ 900	$ 863	$ 825	$ 0,0036	$ 0,0035	$ 0,0034	$ 90.000,00
Gas Oil	*TG Ciclo Abierto*	$ 700	$ 665	$ 615	$ 0,0034	$ 0,0034	$ 0,0034	$ 280.357,00
	Motor	$ 1.000	$ 970	$ 950	$ 0,0269	$ 0,0262	$ 0,0255	$ 201.067,00
	CC	$ 900	$ 863	$ 825	$ 0,0036	$ 0,0035	$ 0,0034	$ 161.422,00
Carbón	*SC PCC*	$ 2.100	$ 1.988	$ 1.875	$ 0,0056	$ 0,0053	$ 0,0050	$ 91.827,00
	IGCC	$ 2.400	$ 2.263	$ 2.125	$ 0,0097	$ 0,0091	$ 0,0086	$ 114.784,00
Fuel Oil	*TV*	$ 1.900	-	-	$ 0,0100	-	-	$ 167.101,00

Tabla 4 Costos de inversión y O&M para centrales eléctricas[39]

En el caso de las Turbinas de Vapor (TV) no se cuenta con la información de las proyecciones para el 2020 y 2030.

Según este estudio, presupone lo mismo que la EIA, el cual los costos disminuirán con el tiempo en términos reales ya que se va a presenciar una curva de aprendizaje en el desarrollo de las distintas tecnologías. Este fenómeno no ocurre para las centrales hidroeléctricas porque seguramente se interpreta que en la actualidad, es el mejor costo que se podría obtener, siempre y cuando, no exista un cambio radical en la tecnología de las turbinas o en la construcción de la central. Del estudio anterior, con el avance de los años, se puede determinar que la baja de inversión es del orden del 10%, en general, exceptuando las energías renovables como la solar y la eólica, los cuales superan dicho valor llegando hasta el orden del 45% para el caso de la energía solar utilizando paneles fotovoltaicos.

Con respecto a los costos de O&M, es probable que dicho valores se modifiquen con el paso del tiempo ya que existen fallas que uno no puede predecir dentro de la central, los cuales están fuera del mantenimiento planificado estándar.

[39] Fuente: Escenarios Energéticos

3.10 GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA

En el capítulo de *CONTEXTO MUNDIAL DE LA ENERGIA ELECTRICA*, se describió brevemente la composición de la matriz de energía eléctrica de Argentina y de los principales países del mundo. La evolución de la composición de la matriz ha variado con el paso del tiempo porque existen distintas variables que han afectado a la toma de la decisión de la instalación de un determinado tipo. Entre dichas, podemos considerar el crecimiento de la demanda, el tiempo para la puesta en marcha y operación de la central según la necesidad, la tecnología existente en cada época, la situación económica y política del país.

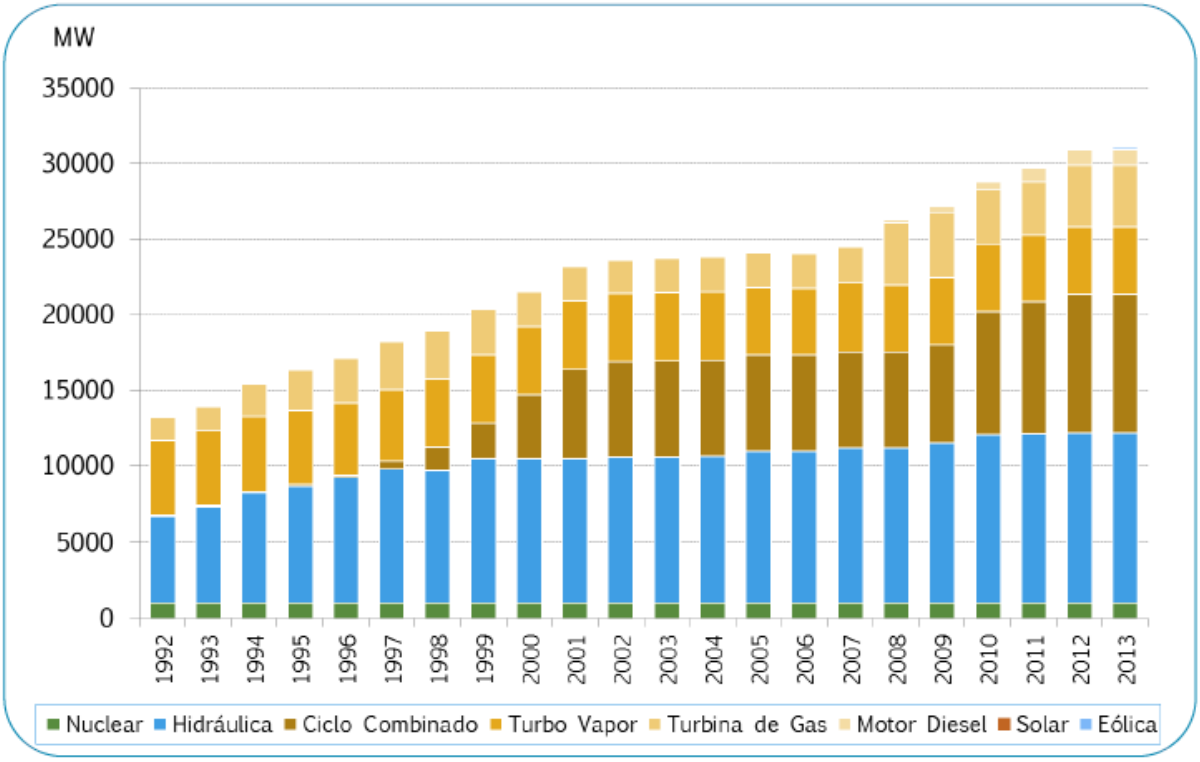


Ilustración 59 Evolución de la potencia instalada[40]

En lo que respecta a la aplicación de nuevas tecnologías, la Argentina se ha encontrado retrasada frente a los países del primer mundo pero ha sido uno de los primeros que ha incursionado en las nuevas tecnologías dentro de la región de Sudamérica.

En 1997, se realizó la primera provisión de energía a la red de un Ciclo Combinado y dos años después, se inició una etapa de instalación de generación térmica. Durante el año 2000, continuo el aumento la tendencia de la oferta de generación de los ciclos combinados, mediante la incorporación de nuevas plantas o la integración de unidades TG a CC.

- Ingreso del nuevo CC de la C.T. Puerto

[40] Fuente: CAMMESA

- Integración de TV a las dos TG existentes en C.T. Tucumán
- Ingreso del nuevo CC de la C.T. Dock Sud (Inicio de pruebas)

Entre la baja de equipos de potencias menores y la integración de nuevos equipos, el crecimiento total fue de casi 2000 MW.

Continuando la gestión del 2000, durante el 2001, se incrementó la potencia instalada en función de la instalación de nuevas centrales térmicas.

- Ingreso del nuevo CC de la C.T. Dock Sud (Funcionamiento pleno)
- Ingreso del nuevo CC de AES Parana
- Ingreso de una segunda TG en la C.T. San Miguel de Tucuman de PlusPetrol, el cual va a trabajar en un CC.

Entre la baja de equipos de potencias menores y la integración de nuevos equipos, el crecimiento total fue de casi 1633 MW.

Durante el año 2002, prácticamente concluyeron todos los proyectos de generación iniciados años atrás que consolidaron el perfil de generación térmica hacia los nuevos ciclos combinados pero debido a la crisis que sufría el país y con un futuro económico no lo suficientemente esclarecido, se mantuvo relativamente constante hasta el 2007, inclusive. Las variaciones de la potencia instalada se debieron básicamente a los aportes de la energía hidráulica.

Hasta el 2003, el parque generador contaba con una potencia instalada de 23.776 MW. Luego de 10 años, este posee una capacidad de 31.090 MW, por el cual, se registra un crecimiento de 7.314 MW, sumado a 330 MW disponibles para el 2013 como unidades móviles, ya sean con grupos electrógenos o microturbinas. Esto representa un crecimiento de un 32,15% durante el lapso mencionado. Durante estos años, estuvo caracterizado por el aumento de la capacidad térmica, gracias a la instalación y cierres de ciclos combinados, turbinas de gas y motores diésel. Este último, aumento exponencialmente durante los últimos años ya que en el 2003 solo se contaba con 4 MW. Por otro lado, durante estos años, se incursiono con las energías renovables, considerando que 10 años atrás, la potencia instalada era nula.

Recién en el 2008, se ven reflejadas las gestiones de ENARSA, el cual será detallado en secciones próximas como así también los proyectos de energías renovables y el fomento de la instalación de motores diésel.

El territorio argentino se caracteriza por una división de 8 regiones (ver Anexo) y para nuestro caso, la potencia instalada es la potencia efectiva de agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores. Esta se ha estructurado de la siguiente manera, según las regiones:

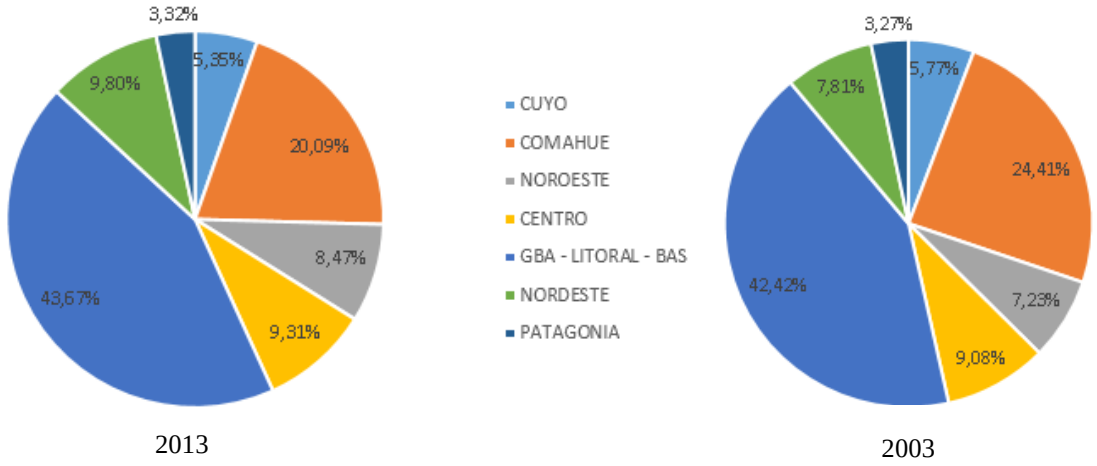


Ilustración 60 Distribución de potencia instalada por región 2003 - 2013

Esta distribución regional debe ser evaluada con la distribución poblacional y la actividad económica de cada región. Estas dos variables se manifestaran en el comportamiento de la demanda regional, el cual va a ser realizado en capítulos posteriores. La importancia de la evaluación de la distribución regional de la potencia instalada está relacionada con las pérdidas que existen debido al transporte / transmisión de la energía eléctrica.

Como primera observacion, durante los ultimos 10 años, no hubieron grandes variaciones en la distribucion, exceptuando la region del Comahue. Basicamente, se puede concluir que el incremento de los 7314 MW instalados, se dispusieron con la misma proporcion del 2003.

TIPO	*MW*
TV	*-75*
TG	*1721*
CC	*2846*
Motor Diesel	*1425*
TERMICO	5587
NUCLEAR	0
SOLAR	8
EOLICA	164
HIDRAULICA	1555
TOTAL	**7314**

Ilustración 61 Variación de la potencia instalada en MW entre 2003 a 2013[41]

A pesar de la vasta potencia instalada que cuenta el pais, la disponibilidad de la energia no fue al 100% ya que en el 2013, la potencia instalada fue de 31.089 MW, siendo el 78,80% disponible para la alimentacion de la red (24.498 MW).

En el 2012, la potencia instalada de 31 GW, estaba comprendida por 2.136 maquinas, los cuales incluyen todos los tipos de turbina, motores diesel y energias renovables. Esto estaba compuesto por generadoras, autogeneradoras y cogeneradoras. Dentro este grupo, se encuentra la Asociacion de Generadores de Energia Electrica de la Republica

[41] Ilustracion 60 a 61. Elaboración en base de datos de CAMMESA

Argentina (AGEERA)[42]. Durante la ultima actualizacion, Agosto de 2013, AGEERA poseia una participacion del 89,71% del total de la generacion del MEM y estaba compuesta por 44 empresas generadoras. En el Anexo se podra encontrar la ubicación y potencia de cada una de las usinas.

3.11 CONSUMO DE COMBUSTIBLE

El alcance del análisis para el consumo de combustible se limitara solamente a la destinada a la generación eléctrica. En la actualidad, es un tema de discusión la distribución que tiene la matriz energética y su proyección de abastecimiento para suplir las necesidades del país. Este tema no es un punto que se analizara en este proyecto final pero sin embargo, es evidente que la reducción del consumo de combustibles fósiles en el país para la producción de energía eléctrica ayudara a mejorar la matriz. En el caso del biocombustible, no será analizado en detalle, teniendo en cuenta que el volumen que se utiliza no resulta significativo en el consumo global del país.

CONSUMO DE COMB. / AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007
GAS NATURAL (miles DAm3)	6637	8165	9614	10053	11049	11981
FUEL OIL (KTon)	39	105	829	1131	1549	1987
GAS OIL (miles de m3)	15	18	92	66	144	766
CARBON (Kton)	61	71	352	618	591	589
BIOCOMBUSTIBLE (Kton)	0	0	0	0	0	0

CONSUMO DE COMB. / AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
GAS NATURAL (miles DAm3)	13093	12601	11537	12674	14037	13952
FUEL OIL (KTon)	2347	1603	2262	2573	2860	2233
GAS OIL (miles de m3)	843	977	1668	2019	1828	2593
CARBON (Kton)	803	796	874	999	967	851
BIOCOMBUSTIBLE (Kton)	0	0	0	7	65	41 [43]

Es evidente que debido al aumento de la potencia instalada, en especial la generación térmica, el consumo de combustibles fósiles ha aumentado año tras año. CAMMESA reconoce **precios referenciales de los distintos combustibles** para la determinación del CVP (Costo Variable de Producción). Estos precios son actualizados cada 2 a 3 semanas.

Recurso ARS / Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Dólar (ARS / USD)	**$ 3,52**	**$ 2,96**	**$ 2,95**	**$ 2,92**	**$ 3,07**	**$ 3,12**	**$ 3,04**	**$ 3,73**	**$ 3,91**	**$ 4,13**	**$ 4,55**	**$ 5,21**
Fuel Oil (ARS / Ton)	$ 605	$ 569	$ 580	$ 803	$ 1.009	$ 1.123	$ 1.661	$ 1.414	$ 1.946	$ 2.741	$ 3.272	$ 3.511
Gas Oil (ARS / m3)	$ 734	$ 737	$ 935	$ 1.331	$ 1.674	$ 1.746	$ 2.650	$ 1.715	$ 2.296	$ 3.279	$ 3.783	$ 4.167
Carbón (ARS / Ton)	$ 284	$ 182	$ 201	$ 302	$ 370	$ 493	$ 877	$ 685	$ 986	$ 1.351	$ 1.640	$ 1.672
Gas (ARS / Dam3)	$ 85	$ 86	$ 95	$ 126	$ 183	$ 222	$ 236	$ 319	$ 430	$ 452	$ 491	$ 552

Los combustibles son considerados como commodities por el cual un mejor análisis del comportamiento del precio referencial debería ser tomado en dólares norteamericanos ya que se elimina la variabilidad de la tasa de cambio con el objeto de obtener una mejor

[42] Asociación civil, sin fines de lucro, creada mediante el Decreto 1192/92 del 10 de julio de 1992, que se constituyó el 29 de julio de 1992 y nuclea a la mayor parte de las empresas generadoras de electricidad del país. A su vez, es accionista del 20 % del capital de la CAMMESA.

[43] DAm3 es la abreviatura de decámetro cubico, equivalente a 1000 metros cúbicos o un millón de litros.

evolución. Una claro ejemplo de este efecto es el año 2012 y 2013, en el cual, los precios de los combustibles en pesos argentinos aumentaron y en dólares norteamericanos presentaron una baja.

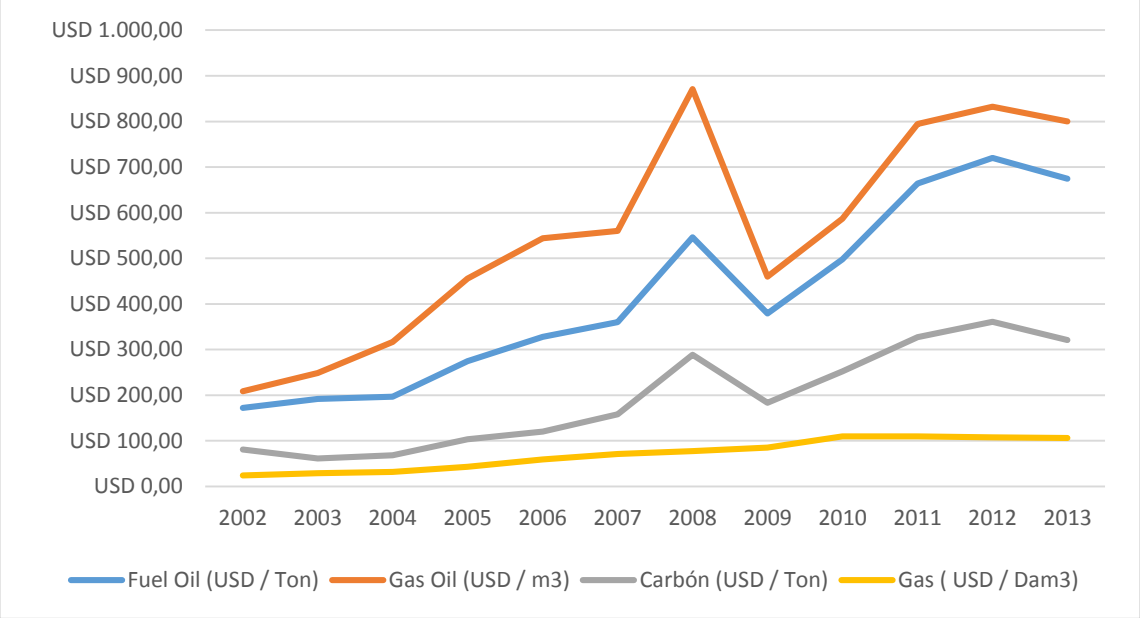


Ilustración 62 Evolución de Precios Referenciales en USD

Con el objeto de determinar el gasto total en combustible, estimado, que tiene el parque generador, se utilizaron los promedios de los precios referenciales de cada año, mostrados en el cuadro anterior, con el consumo anual de cada combustible. En verdad, para obtener un valor 100% acertado se debería considerar el precio de referencia de cada fecha con su consumo correspondiente diario. Pero, teniendo en cuenta el objeto del estudio, los precios referenciales promedios nos brindaran una correcta estimación. Por otro lado, los precios de referencia no tienen en cuenta el costo de transporte; CAMMESA reconoce para cada central un valor actualizado de flete, tomando de referencia a la ciudad de La Plata. Estos valores de flete oscilan entre los 213 a 13 ARS / unidad de combustible. Bajo estos valores mencionados, no resultan significativos para la determinación del gasto en combustible.

A continuación se muestra la evolución del gasto en combustible en millones de pesos argentinos[44]:

[44] El precio de referencia para el biocombustible es de 5240 ARS / Ton. Valor referencial obtenido del Reporte Anual de CAMMESA 2013.

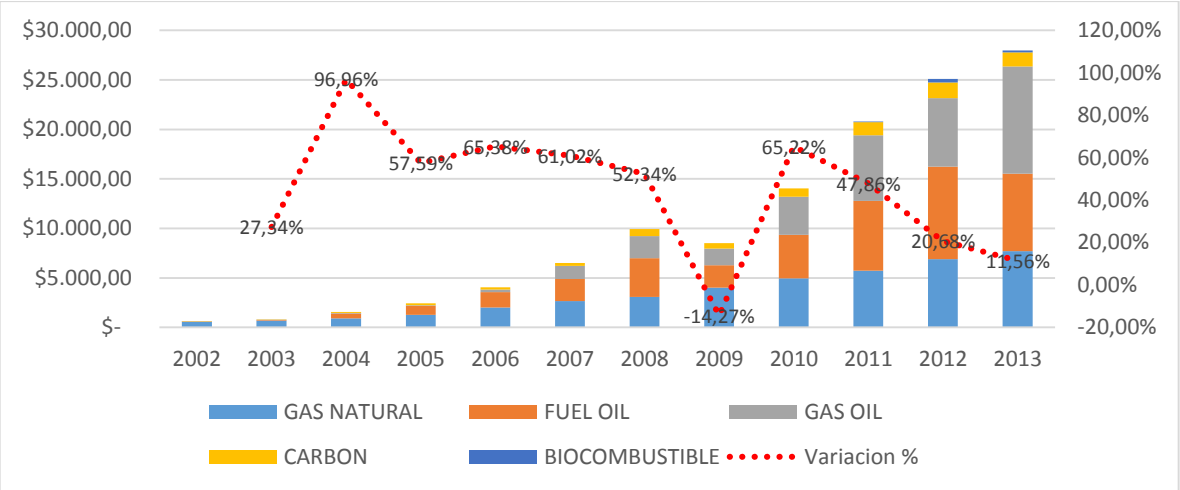


Ilustración 63 Evolución del gasto de combustible [MM ARS]

Se destaca un crecimiento continuo en el gasto del consumo de combustibles en pesos argentinos (en línea punteada, se muestra variación porcentual interanual). Esto está sujeto a varias variables como la variación del precio de los combustibles (commodities), a la tasa de cambio / devaluación que ha sufrido la Argentina durante estos últimos 10 años y al crecimiento del parque generador térmico. Particularmente, en el año 2009, hubo una caída en la disponibilidad de la potencia instalada térmica (2008: 66.877 MW y 2009: 61.386 MW), el cual fue subsanado con un aumento en la producción de energía hidráulica, nuclear e importación desde Brasil.

Sin embargo, al analizar la evolución del gasto del consumo de hidrocarburos en dólares norteamericanos, se observa que el comportamiento no es el mismo para los años posteriores al 2008, ya que el crecimiento interanual es mucho menor debido al efecto de la devaluación de la moneda local (en línea punteada, se muestra variación porcentual interanual en USD).

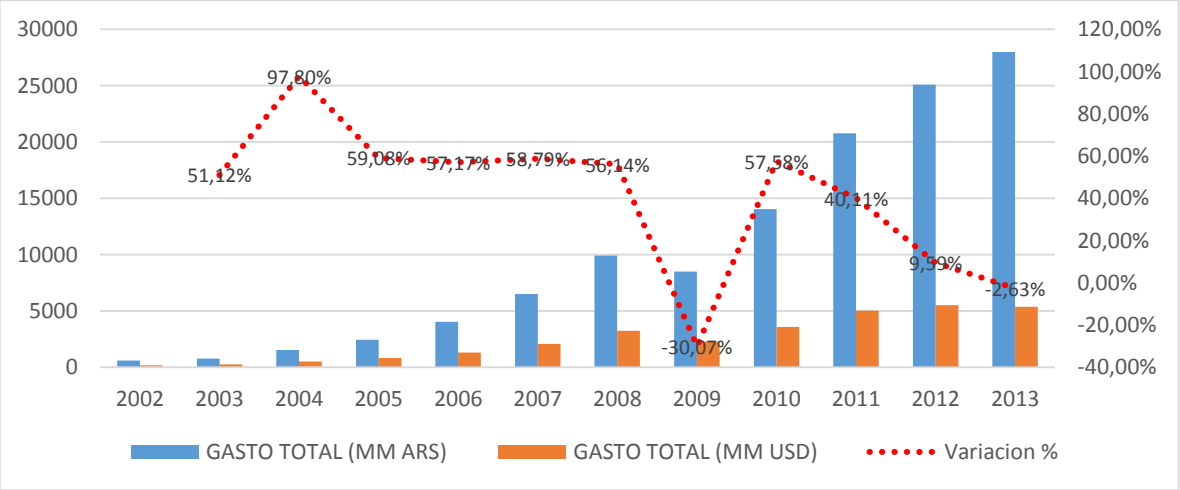


Ilustración 64 Evolución del gasto de combustible [MM USD]

Considerando las capacidades caloríficas provistas por la Secretaria de la Energía, podemos determinar un indicador de energía por dólar norteamericano (kWh / USD) y su indicador inverso.

COMBUSTIBLE	kWh / USD	USD / kWh
GAS NATURAL	91,05	$ 0,01
FUEL OIL	16,90	$ 0,06
GAS OIL	12,47	$ 0,08
CARBON	21,36	$ 0,05

Como se vio anteriormente, a través de los años, el consumo de cada combustible ha crecido constantemente. Con el objeto de evaluar la gestión del uso del combustible, independientemente de las tecnologías que existen en el parque generador, una forma de realizarlo es mediante el cálculo de energía equivalente de los distintos combustibles, medidos en kcal:

- Gas Natural: 8.300 kcal / m3
- Fuel Oil: 9.800 kcal / kg
- Gas Oil: 10.400 kcal / kg
- Carbon: 5.900 kcal / kg

A su vez, considerar la evolución de la participación de cada combustible en energía equivalente de forma independiente (grafica de área sombreada) solo nos demostraría la proporción de cada año. Por el cual, en la siguiente grafica se ha agregado la participación del gasto de cada recurso, basados en precios de dólares norteamericanos.

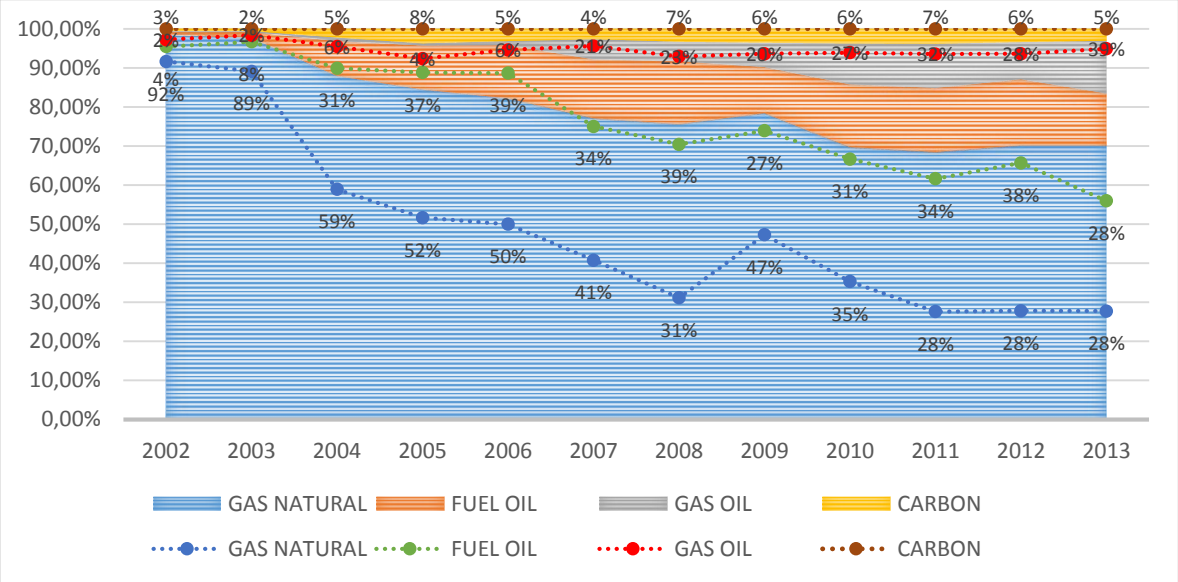


Ilustración 65 Evolución de la participación en energía equivalente vs participación del gasto en MM USD.[45]

El aumento del consumo de Gas Oil y Fuel Oil ha representado, simbólicamente, un gasto monetario ineficiente desde el punto de vista energético. Un ejemplo claro y el más crítico

[45] Ilustraciones 62 a 65. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

es el del año 2013, en el cual el sector de generación ha destinado el 28% del presupuesto total de combustible en Gas Natural, obteniendo un 70,20% de energía sobre el total de capacidad energética. Este valor es análogo para el Fuel Oil pero se ha obtenido el 13,27% de energía. La situación es más agravante para el Gas Oil, el cual el gasto asciende a 39% del presupuesto y obteniendo un valor de capacidad energética casi similar al Fuel Oil, de 13,49%. Siendo esto una clara evidencia de los indicadores de energía por dólar norteamericano, antes mencionados.

3.12 PERSPECTIVAS / PROYECCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Durante el año 2003, el sector energético de Argentina no contaba con planes de proyección de crecimiento, a su vez, atravesaba indicios de crecimiento en la economía debido a la fuerte recesión sufrida del año 2001. Por tal motivo, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios realizo un estudio en lo que respectaba en materia energética, ya sea en hidrocarburos y energía eléctrica. En base a ello, formulo un plan energético que como primera etapa comprendía los años 2004 – 2008, luego 2004 – 2013, más tarde 2004 – 2015 y en la actualidad, la reformulación comprende el periodo 2004 – 2019.

Durante la etapa del Plan Energético Nacional 2004 – 2012, se han gestionado 84.389 millones de pesos argentinos para la inversión de:

- 53.389 MM de ARS para incrementar la potencia instalada del parque generador en 8.727 MW (49% más que en 2003)
- 12.400 MM de ARS para ampliar el sistema de transmisión en líneas de extra alta tensión (LEAT) en 4.244 km (46,7% más que en 2003)
- 18.400 MM de ARS para ampliar el sistema de transporte de gas natural por redes, en el cual se construyeron 2.353 km de gasoductos troncales y la repotenciación de compresores. En consecuencia, permitieron aumentar 27,3 MM de metros cúbicos diarios (23% más que en 2003)

En los casos particulares del incremento de la potencia instalada, durante el 2013, se realizó un crecimiento de alrededor de 500 MW, y en el caso de las líneas de alta tension se logró aumentar el valor final a 5.200 km.

La incorporación total durante el periodo 2004 – 2013 fue de 9.257 MW, en el cual:

- 72,30% Generación térmica – fósil
- 24,51% Generación hidráulica
- 3,19% generación con energías renovables

Total MW incorporados	Tipo de inversión	MW incorporados	Obras
4.926	Pública	1.800	Finalización de obras en Represa Hidroeléctrica Binacional Yacyretá.
		1.185	Programa ENARSA Distribuida.
		560	Nueva Central Térmica Ensenada de Barragán.
		480	Nueva Central Térmica Pilar.
		350	Ampliación en Represa Hidroeléctrica Río Grande.
		280	Nueva Central Térmica Brigadier López.
		120	Nueva Represa Hidroeléctrica Los Caracoles.
		79	Ampliación en Central Térmica Villa Gesell.
		72	Programa GENREN de ENARSA y otras iniciativas.
1.667	Mixta	837	Nueva Central Térmica San Martín.
		830	Nueva Central Térmica Manuel Belgrano.
2.664	Privada	2.067	Ampliaciones, cierres de ciclo, recuperaciones y nuevas centrales térmicas.
		374	Programa Energía Plus.
		223	Programa GENREN de ENARSA.

Tabla 5 Obras finalizadas por tipo de inversión, periodo 2004 - 2013

En las tablas siguientes se presentan las obras actualmente en ejecución y las que están próximas a realizarse.

En lo que respecta a las obras actuales, la potencia instalada estimada es de 3.888 MW, en el cual:

- 53,50% Generación térmica – fósil
- 19,90% Generación nuclear
- 26,60% Generación con energías renovables, incluyendo la energía hidroeléctrica.

Total MW a incorporar	Tipo de inversión	MW a incorporar	Obras
1.585	Pública	745	Finalización de obras y puesta en marcha de la Central Nuclear Atucha II.
		280	Nueva Central Térmica Río Turbio.
		280	Cierre ciclo combinado Central Térmica Ensenada de Barragán.
		140	Cierre ciclo combinado Central Térmica Brigadier López.
		60	Nueva Represa Hidroeléctrica Punta Negra.
		53	Programa GENREN de ENARSA y otras iniciativas.
		27	Nueva Central Nuclear CAREM-25.
1.380	Mixta	800	Nueva Central Térmica Vuelta de Obligado.
		580	Nueva Central Térmica Almirante Guillermo Brown.
923	Privada	923	Programa GENREN de ENARSA y otras iniciativas.

Tabla 6 Obras actualmente en ejecución, enero 2014

Para las restantes obras pendientes al 2019, la sumatoria de la potencia instalada será de 8.287 MW.

- 14,80% Generación térmica – fósil
- 66,90% Generación hidráulica
- 18,30% Generación nuclear

Total MW a incorporar	Tipo de inversión	MW a incorporar	Obras
7.855	**Pública**	1.480	Cuarta Central Nuclear "Atucha III".
		1.152	Represa Hidroeléctrica Binacional Garabí.
		1.140	Represa Hidroeléctrica Presidente Néstor Kirchner.
		1.048	Represa Hidroeléctrica Binacional Panambí.
		800	Central Térmica Manuel Belgrano II.
		637	Represa Hidroeléctrica Chihuido I.
		600	Represa Hidroeléctrica Gobernador Jorge Cepernic.
		483	Represa Hidroeléctrica Los Blancos.
		270	Represa Hidroeléctrica Aña Cuá.
		210	Represa Hidroeléctrica Portezuelo del Viento.
		35	Extensión de vida Central Nuclear Embalse.
290	**Mixta**	290	Cierre ciclo combinado Central Térmica Alte. Brown.
142	**Privada**	80	Cierre de TG Genelbita.
		62	Cierre de ciclo combinado Central Térmica Roca.

Tabla 7 Obras planificadas[46]

Mediante el Plan Energético Nacional, el Estado comenzó a ganar terreno en la participación del segmento de generación. Bajo el escenario mencionado, el Estado tendría control sobre el 10% de la potencia instalada nominal, mediante las dos centrales nucleares Atucha I y Embalse (Potencia total = 1.011 MW), luego se sumaría la inserción de Atucha II con 745 MW. Estas usinas están operadas por Nucleoeléctrica Argentina S.A. Por el lado de la generación térmica, controlara las centrales de Ensenada, Brigadier López y el Programa de Energía Distribuidora, el cual suman un total de 2.025 MW. Las entidades antes mencionadas están bajo control de ENARSA, ésta misma será tratada en la siguiente sección.

En el corto plazo, con los cierres de ciclos de Ensenada y Brigadier López, y la construcción de las centrales Vuelta Obligado, Guillermo Brown, Belgrano II y Rio Turbio, junto a la central Atucha II, se sumaran 4.000 MW adicionales. Por el cual, considerando el plan antes mencionado, el Estado alcanzara a controlar el 20% de la potencia instalada.

[46] Tabla 5 a 7. Fuente: CEARE

3.13 ENARSA

Energia Argentina Sociedad Anónima fue creada el 29 de Diciembre del año 2004, por la Ley Nacional 25.943 y promulgada mediante el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 1529/2004. Integran esta sociedad anónima el Estado Nacional (53%), las provincias argentinas (12%) e inversores privados (35%).

El objeto de la empresa es la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural, a cuyo efecto podrá elaborarlos, procesarlos, refinarlos, comprarlos. Asimismo, podrá generar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica y realizar actividades de comercio vinculadas con bienes energéticos. Estas actividades se podrán llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros tanto en el país o bien en países extranjeros.

La empresa posee 4 áreas de negocios:

- Energía Eléctrica
- Gas
- Energía Renovable
- Petróleo

Para nuestro estudio, analizaremos solamente dos áreas de negocios, el primero y el tercero. En lo que respecta a los proyectos de este campo, ENARSA ha desarrollado los siguientes trabajos:

Unidades de emergencia móvil

ENARSA llamó a Licitación Pública Nº UGEE 01/2010 por el Servicio de Generación de Energía Eléctrica en Situaciones de Emergencia, a ser producida por una flota de Unidades de Generación de Energía Eléctrica (UGEE) autónomas y transportables, que utilicen como combustible gasoil o biodiesel.

El servicio solicitado comprendía la provisión, instalación y operación de la UGEE, así como su mantenimiento en óptimas condiciones de funcionamiento. De este modo, se buscó atender las situaciones de emergencia en plazos de instalación de 12 horas o menos, más el tiempo que demande el transporte desde el lugar de origen hasta el de destino. Conectándose a los sistemas de transporte sub troncal o de distribución regional ante fallas o necesidad de refuerzos de los sistemas

La tensión de servicio es de 13,2 Kv. El contratista deberá estar en condiciones de instalar las BASES OPERATIVAS en las que permanecerán los equipos almacenados y en condiciones operativas. ENARSA también puede solicitar hasta un 15% más de potencia por cada módulo Estas deben estar en un radio de 50 km de las siguientes ciudades:

Region Ciudad

GBA	Buenos Aires
Centro	Cordoba
Cuyo	Mendoza
NOA	Tucuman
NEA	Resistencia

En la Licitación Pública Nº UGEE 01/2010, como primera medida, se consideró en dividir el suministro en 10 módulos con una potencia de 20 MW cada uno. Los módulos deberían estar comprendidos en 0,8 MW a 2 MW, con un desvío máximo del 10%. En carácter de urgente, se solicitaban las siguientes necesidades:

Provincia	Localidad	Capacidad(MW) / Tensión kV	Plazo (días)
Formosa	Las Lomitas	3 / 13,2	90
Formosa	Ibarreta	10 / 13,2	90
Formosa	El Colorado	10 / 13,2	90
Formosa	C.D. 1 de Formosa	10 / 13,2	90
Formosa	ET Formosa	20 / 13,2	90
Córdoba	ET Gral. Levalle	15 / 13,2	90
Córdoba	San Francisco	10 / 13,2	90

Tabla 8 Suministros de módulos dentro de los 90 días

El método de facturación o liquidación de pago permitía que ENARSA pudiera optar, de acuerdo a su criterio, por cancelar las acreencias de sus contratistas contra presentación de facturas por los servicios prestados, o mediante la instrumentación de un Sistema de Liquidación de Pagos, similar al que utiliza CAMMESA para liquidar las acreencias de los generadores del MEM.

El monto a facturar o liquidar se compone de un pago mensual por la potencia puesta a disposición y un monto por la energía suministrada, calculados en base a los valores registrados y a los precios establecido conforme a la Oferta, y descontando los importes que pudieran corresponder por penalidades originadas en incumplimientos del contratista, ya sean estas resultantes de los procedimientos, como así también por cualesquiera de las causales previstas en el respectivo contrato.

Asimismo ante cada movilización / desmovilización, se abona un cargo que contemple:

a. Costos asociados a la movilización e instalación de las UGEE según los valores ofertados
b. Carga inicial de combustible valuada a los valores de mercado
c. Desmovilización y limpieza según los valores ofertados
d. Gastos de transporte según valores por km ofertados

Durante los periodos en que las UGEE se encuentren almacenadas o en espera pasiva, sin estar conexionadas al sistema de distribución o al de transporte, solo se abonara el cargo mensual por la potencia puesta a disposición, en función a los precios ofertados.

Las ofertas deben ser cotizadas por el término de 3 años, pudiendo ampliarse por 2 años más. Estas deben ser presentadas con la apertura de los siguientes rubros:

La "Mensualidad requerida para Potencia puesta a disposición instalada y en condiciones de operar" se expresa en USD / (MW * MES), la cual constituye la compensación total por todos los ingreso pretendidos fijos de operación, mantenimiento y administración.

Por otro lado, el "Ingreso variable por Energía Suministrada" esta expresada en USD / MWh. la cual constituye la compensación total por todos los ingreso pretendidos fijos de operación, mantenimiento y administración. Se excluyen los costos del combustible líquido, el que es provisto por el contratante

A Noviembre de 2012 estos son los equipos adjudicados y su ubicación relativa:

- GBA = 120 MW
- CENTRO = 70 MW
- CUYO = 20 MW
- NEA = 60 MW
- NOA = 20 MW
- Interior de Bs. As = 30 MW

El total de potencia instalada es de 320 MW. Los equipos instalados son grupos electrógenos con potencias nominales, sin derateo por factores ambientales, de 1 MW a 2 MW. Estos utilizan motores Cummins o Caterpillar

REGIÓN		POTENCIA	CONTRATISTAS	EQUIPOS UTILIZADOS	POTENCIA POR EQUIPO (kW)	CANTIDAD POR EQUIPO	EQUIPOS POR ZONA Y CONTRATISTA
GBA	GBA01	20 MW	ENERGYST	CAT C32	882	4	21
				CAT 3516B	1400	11	
				CAT 3512B	1056	6	
	GBA02	20 MW	ENERGYST	CAT C32	882	1	18
				CAT 3516B	1400	17	
	GBA07	20 MW	AGGREKO	CUM QSK50G4	1023	21	20
	GBA12	10MW	ENERGYST	CAT 3516B	1400	11	11
	GBA13	10MW	ENERGYST	CAT 3516B	1400	11	11
	GBA14	20 MW	AGGREKO	CUM QSK50G4	1023	20	20
	GBA15	20 MW	AGGREKO	CUM QSK50G4	1023	20	20
CENTRO	CEN08	20 MW	AGGREKO	CUM QSK50G4	1023	20	20
	CEN17	20MW	J.F. SECCO	CAT 3516B	1400	10	16
				CAT 3512B	1056	6	
	CEN18	10MW	J.F. SECCO	CAT 3516B	1400	4	8
				CAT 3512B	1056	4	
	CEN04	20MW	J.F. SECCO	CAT 3516B	1400	10	14
				CAT 3516	1400	2	
				CAT 3512B	1056	2	
CUYO	CUY03	20 MW	ENERGYST	CAT C32	728	16	23
				CAT 3516B	1400	7	
NEA	NEA09	20 MW	AGGREKO	CUM KTA50G3	820	24	24
	NEA05	20 MW	J.F. SECCO	CAT 3516B	1400	14	30
	NEA06	20 MW	J.F. SECCO	CAT 3516B	1400	6	
				CAT 3516	1280	5	
				CAT 3512B	1056	5	
NOA	NOA10	20 MW	AGGREKO	CUM KTA50G3	820	24	24
BA Interior	INT11	20 MW	So ENERGY	CAT 3516B	1400	16	26
	INT16	10 MW	So ENERGY	CAT 3512B	1056	10	

CONTRATISTA	TOTAL DE EQUIPOS DISPONIBLES
ENERGYST	84
AGGREKO	128
J.F. SECCO	68
So ENERGY	26
TOTAL	306

Ilustración 66 Ubicación y potencias de las Unidades Móviles de Emergencia

Grandes centrales térmicas de generación

Desde el mes de julio de año 2007, se llevó a cabo el proceso de la Licitación Pública, Nacional e Internacional ENARSA - N°002/2007. Ésta licitación tuvo por objetivo la contratación del proyecto, suministro, construcción, montaje, puesta en marcha, supervisión de la operación y mantenimiento, bajo la modalidad llave en mano, de cinco (5) centrales de generación eléctrica de potencias comprendidas entre 110 y 560 MW cada una, con capacidad de ampliación, compuestas por turbinas de gas y a ciclo abierto, aptas para ser convertidas a ciclo combinado.

A continuación se brindan detalles de las CTs licitadas:

1. CT Brigadier López Potencia operativa / nominal: 1 x 240/280 MW / 420 MW CC Localización: Sauce Viejo, Sta. Fe
2. CT Ensenada de Barragán Potencia operativa / nominal: 2 x 240/560 MW / 840 MW CC Localización: Ensenada - Bs. As.
3. CT Ing. Francisco Bazán Potencia operativa / nominal: 1 x 110/145 MW Localización: Ciudad de Córdoba
4. CT Necochea II Potencia operativa / nominal: 1 x 110/145 MW Localización: Necochea, Bs. As.
5. CT Manuel Belgrano II Potencia operativa / nominal: 2 x 240/280 MW Localización: Campana, Bs. As.

Producto de esta licitación al momento se han adjudicado las primeras 2 centrales antes mencionadas. Se encuentran en proceso de evaluación las ofertas recibidas para la CT Manuel Belgrano II, quedando pendientes las dos Centrales restantes a la realización de un nuevo llamado a concurso por parte del Fiduciante entre los compradores de pliego de la licitación anterior.

Generación distribuida

Durante 2007, ENARSA convocó a empresas especializadas del sector y obtuvo múltiples ofrecimientos para entregar potencia al sistema interconectado y generar energía eléctrica utilizando grupos generadores transportables de baja potencia, ya sea mediante motores alternativos o turbinas a gas, y ampliar de esta manera la generación de energía de la Argentina.

Una característica relevante de ambos equipamientos es que pueden utilizar combustible líquido o gas natural, en forma indistinta. No existe en el mercado otro tipo de equipamiento que pueda ser puesto en operación en forma inmediata, por lo que ENARSA decidió recurrir a esta alternativa de Generación Distribuida en forma transitoria, hasta que máquinas de gran potencia y mayor eficiencia estén en condiciones operativas.

Esto representa un enorme desafío, por cuanto implica la ejecución de obras de infraestructura destinadas a fomentar el normal desenvolvimiento del Sistema Energético Nacional, en plazos cortos y calidad uniforme, contribuyendo a generar las condiciones relacionadas con el crecimiento económico del país.

El Programa de Generación Distribuida es, justamente, una de las acciones creadas para dar respuesta a este reto y consiste en el desarrollo de obras de montaje y la puesta en marcha de nuevas centrales de generación eléctrica, de fuerte impacto regional.

Mediante estas acciones, se ha procurado satisfacer la mayor demanda de energía y potencia registrada en los últimos años, mejorando las bases para el desarrollo del sector industrial, agropecuario y turístico de cada una de las regiones afectadas, con alta confiabilidad y calidad en el suministro eléctrico.

El Programa de Generación Distribuida fue desarrollado en cuatro etapas, que abarcaron conjuntamente la instalación y puesta en marcha de 68 centrales, ubicadas en 18 provincias del territorio nacional, con una potencia total de 1179,67 MW. En el anexo, se detallan la ubicación y las potencias instaladas.

- Generacion Distribuida I: Estuvo compuesto por 19 centrales con una potencia total de 298,3 MW
- Generacion Distribuida II: Estuvo compuesto por 24 centrales con una potencia total de 450,29 MW
- Generacion Distribuida III: Estuvo compuesto por 16 centrales con una potencia total de 273,08 MW
- Generacion Distribuida IV: Estuvo compuesto por 9 centrales con una potencia total de 158 MW

Por lo otro lado, se encuentran actualmente en curso la licitación de *"GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DISTRIBUIDA V" CONCURSO PUBLICO ENARSA N° EE 01 / 2014"* con el objeto de proveer el servicio de generación de energía eléctrica producida por unidades o plantas transportables, generadoras de energía eléctrica, incluyendo la provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de las unidades generadoras de energía eléctrica a motor alternativo de combustión interna o a turbina de gas, nuevas o usadas, que operen preferentemente a modo de combustible dual, gas oil y gas natural o B20 y gas natural; para ser instaladas en los sistemas de distribución regional vinculados a la red del SADI, en plazos compatibles con el incremento de la demanda en cada localización, por el término de tres (3) y cinco (5) años.
Se debe proveer mediante equipos de generación, en módulos de potencias preferentemente no inferiores a 1 MW cada uno, para ser instalados en las siguientes localizaciones dentro del territorio nacional:

PROVINCIA	UBICACIÓN (E.T.)	Potencia (MW)
Buenos Aires	Miramar II	30
Buenos Aires	Pilar	30
Santiago del Estero	La Banda	30
Chaco	Barranqueras	15
Chaco	San Martín	12
Chaco	Presidencia Roca	5

Tabla 9 Ubicación y potencia de Generación Distribuida V

Sumado a este lanzamiento, también recientemente, se ha llamado a Licitación Publica la Generación Distribuida VI. Posee las mismas características que la Generación Distribuida V y con las siguientes ubicaciones y potencias.

PROVINCIA	UBICACIÓN (E.T.)	Potencia (MW)
Córdoba	Villa María	50/100
GBA	Cañuelas	50
	AySA San Martín	20
	Florencio Varela	20
	Edesur - SE Bosques	50
	Edesur - SE Transradio	2 x 10 -13,2
	YPF Matanza	50
	Ford Pacheco	50
	Edenor ET Matheu	50
Buenos Aires	Campana (Belgrano III)	50/100
	Ensenada de Barragán	50/100
	Guillermo Brown (cerca Bahía Blanca)	50/100
	Olavarría I	50
	Henderson	50/100
Buenos Aires/Santa Fe	Ramallo	50
Santa Fe	Vuelta de Obligado	50
	Brigadier López	50

Tabla 10 Ubicación y potencia de Generación Distribuida VI

Programa GENREN I

ENARSA realizó el llamado a Licitación Pública Nacional e Internacional Nº EE 001/2009 para promover la Generación de Energía Eléctrica a partir de Energías Renovables: centrales eólicas, solares térmicas y fotovoltaicas, biomasa, geotérmicas, utilización de biogas, residuos sólidos urbanos (RSU) y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH).

Se aceptaron ofertas con módulos de potencia de hasta 50 Megavatios y ENARSA vendería la energía al Mercado Eléctrico mediante contratos a 15 años de plazo.

Impacto del Programa GENREN I:

- Desarrollo de energías amigables con el ambiente.
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Diversificación de la Matriz Energética.
- Promoción de las economías regionales.
- Desarrollo de la industria nacional.

El resultado de la licitación fue la siguiente:

En total, 22 empresas han participado siendo necesaria la evaluación de 51 proyectos, de los cuales 27 correspondieron a Energía Eólica (1.182 MW), 7 a Térmicas con Biocombustible (155,4 MW), 7 a Energía Solar Fotovoltaica (22,2 MW), 5 a Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (10,6 MW), 3 a Biomasa (52,3 MW) y 2 a Biogás (14 MW).

Se ha determinado conveniente la adjudicación de un total de 895 MW de potencia distribuidos de acuerdo al siguiente detalle: "Eólica" 754 MW; "Térmica con Biocombustibles" 110,4 MW; "Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos" 10,6 MW; "Solar Fotovoltaica" 20 MW. Asimismo, se han relanzado procesos licitatorios para la provisión de energía eléctrica proveniente de los renglones correspondientes a Geotermia, Solar Térmica, Biogás y Residuos Sólidos Urbanos.

Sobre los precios oportunamente presentados en las ofertas se solicitó una mejora que arrojó valores de hasta el 20% de descuento en algunos casos. Como resultado de estos descuentos, los precios por MWh de energía eléctrica entregados en el punto de conexión, son los siguientes: para los 17 proyectos de Energía Eólica seleccionados desde u$s/MWh 121 a u$s/MWh 134 (promedio ponderado del conjunto u$s/MWh 126,9); para los 4 proyectos Térmicos con Biocombustibles seleccionados desde u$s/MWh 258 a u$s/MWh 297 (promedio ponderado del conjunto u$s/MWh 287,6); para los 5 Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos seleccionados desde u$s/MWh 150 a u$s/MWh 180 (promedio ponderado del conjunto u$s/MWh 162,4); para los 6 proyectos de Energía Solar Fortovoltaica seleccionados desde u$s/MWh 547 a u$s/MWh 598 (promedio ponderado del conjunto u$s/MWh 571,6)

Cabe destacar que, con excepción de los contratos asignados a las Térmicas con Biocombustibles, los precios se mantienen fijos durante los 15 años de vigencia del Contrato.

Otras consecuencias positivas que tuvo el programa fueron:

- Más de 7.000 puestos de trabajo
- 9.000 Millones de Pesos de Inversión
- Más de 2 Millones de Toneladas de CO2 evitadas
- Promoción del Desarrollo Industrial Local
- Desarrollo de la Economías Regionales
- Diversificación de la Matriz Energética
- Impacto Federal y Distribuido

Fuente	Nombre del Proyecto	Potencia Contratada
EOLICA .	MALASPINA I	50MW
	MALASPINA II	30MW
	PUERTO MADRYN OESTE	20MW
	PUERTO MADRYN I	50MW
	PUERTO MADRYN II	50MW
	PUERTO MADRYN SUR	50MW
	PUERTO MADRYN NORTE	50MW
	RAWSON I	50MW
	RAWSON II	30MW
	KOLUEL KAYKE I	50MW
	KOLUEL KAYKE II	30MW
	LOMA BLANCA I	50MW
	LOMA BLANCA II	50MW
	LOMA BLANCA III	50MW
	LOMA BLANCA IV	50MW
	TRES PICOS I	50MW
	TRES PICOS II	50MW
TERMICA CON BIOCOMBUSTIBLES	BELLA VISTA	8MW
	SAN LORENZO	34MW
	BRAGADO	34MW
	PARANA	34MW
PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS	LA RAPIDA	4MW
	LA LUJANITA	2MW
	LUJAN DE GUY*	1MW
	LOS ALGARROBOS	2MW
	LAS PIRQUITAS	1MW
SOLAR FOTOVOLTAICA	CHIMBERA I	2MW
	CHIMBERA II	3MW
	CHIMBERA III	5MW
	CAÑADA HONDA I	2MW
	CANADA HONDA II	3 MW
	CANADA HONDA III	5 MW

Tabla 11 Estado de GENREN I[47]

Programa GENREN II

Debido a la falta de oferentes en ciertas fuentes de energías, ENARSA ha realizado una segunda etapa del Genren.

Licitaciones en Curso:

- Residuos Sólidos Urbanos por 120 MW
- Energía Geotérmica por 30 MW

[47] Tabla 9 a 11. Fuente: ENARSA

- Energía Solar Térmica por 25 MW
- Biogás por 20 MW
- Relanzamiento de: Eólica, Biomasa y Térmica con Biocombustibles

Actualmente se encuentran en proceso nuevos llamados de licitación para proyectos de generación a partir de RSU en el área Acumar, y a partir de biocombustibles líquidos. Este proceso de licitación posee características particulares ya que se han presentado oferentes que no son dedicadas sector energético y la definición está pendiente.

4. DISTRIBUCION

4.1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo de los sistemas de distribución se basan en los siguientes puntos:

- Características del mercado abastecido y su esperada evolución
- Características de las redes existentes
- Las tecnologías adoptadas como convenientes
- Los aspectos regulatorios del Contrato de concesión, fundamentalmente niveles de calidad de suministro exigido
- Aspectos reglamentarios, ambientales y legales
- Estudios técnicos –económicos de optimización

4.2 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los centros de distribución reciben la energía eléctrica transportada por las líneas de transmisión. Estas se encargan de realizar la transformación a una tensión inferior (media tensión), para ser transportada a los clientes finales como así también a los transformadores de distribución que se encuentran ubicados en las distintas zonas o barrios de una ciudad. Estos transformadores de distribución son los que reducen la tensión a 380 / 220 V.

Por la forma en que se construyen se pueden clasificar en:

- Sistemas aéreos
- Sistemas subterráneos
- Sistemas mixtos

En el caso de sistemas aéreos las líneas y los centros de transformación están soportadas por postes de madera, hormigón o acero Los sistemas subterráneos se ocultan bajo tierra, las subestaciones de MT/BT pueden encontrase a nivel o subterránea. Los sistemas mixtos son una combinación de los casos anteriores mencionados.

Los principales elementos constitutivos los podemos clasificar en:

Líneas primarias: Son las redes encargadas de conducir la energía desde una Subestación de AT/MT hasta los transformadores de distribución MT/BT. La estructura de la red primaria de distribución se forma con redes troncales y ramales. Las primeras son aquellas de mayor capacidad, es decir de mayor sección mientras que los ramales son los cables que se derivan de los troncales y a ellos se conectan normalmente los transformadores de distribución y servicios privados que se suministra en MT, y en consecuencia de menor sección Las redes primarias se pueden encontrar en forma radial o también en forma de anillos alimentadas con la misma subestación de AT/MT o por diferentes subestaciones.

Estas redes se clasifican por el número de conductores que la forman:

- Trifásica de tres conductores: Requieren una menor inversión inicial al no tener el cuarto conductor que es el neutro y los equipos que se alimentan de esta red deben tener mayor nivel de aislación. Los transformadores de distribución conectados a estas líneas son de neutro flotante en el lado del primario y estas redes son las más comunes en zonas urbanas

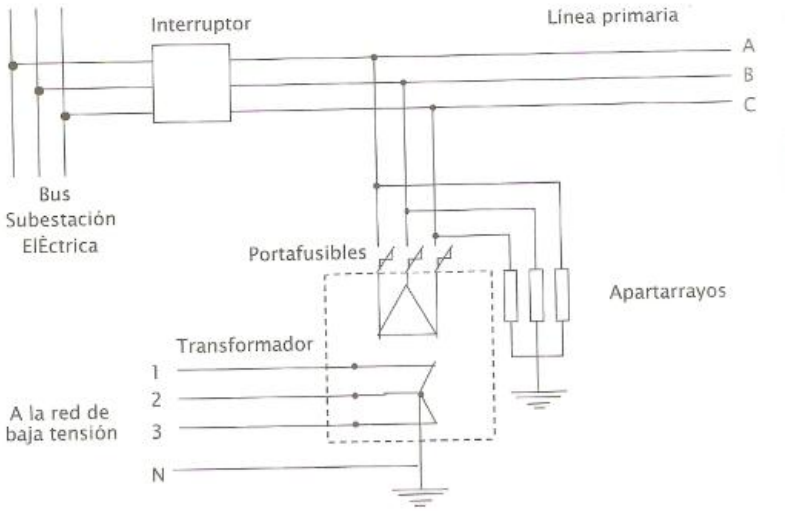


Ilustración 67 Red trifásica primaria de 3 hilos

- Trifásica de cuatro conductores: En contraposición al de 3 hilos, requieren una mayor inversión inicial, al tener cuatro conductores. Los equipos conectados a estas redes requieren un menor nivel de aislación, menor costo de inversión y los transformadores son con el neutro primario conectado a tierra.

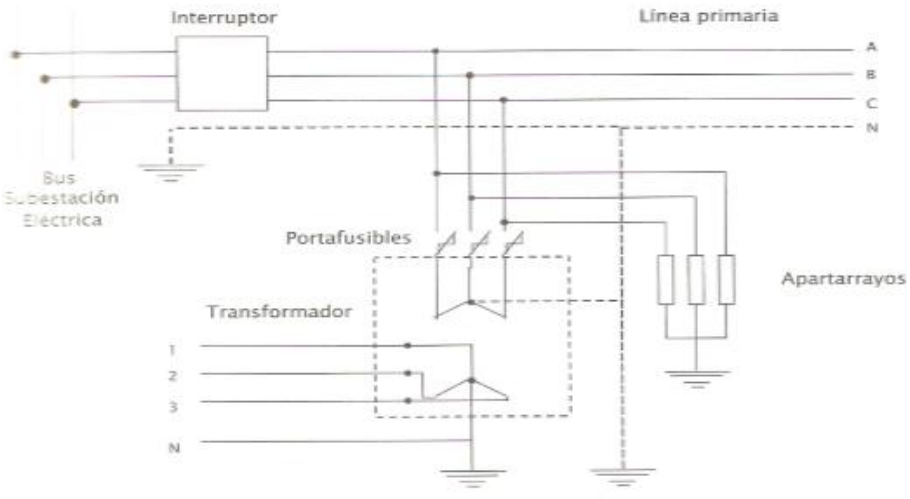


Ilustración 68 Red trifásica primaria de 4 hilos

- Monofásica de dos conductores: Se originan en redes trifásicas y son derivaciones de redes trifásicas de 3 o 4 conductores. Alimentan transformadores monofásicos que pueden recibir tensión de línea, en el caso de líneas trifásicas de 3 conductores o tensión de fase, en el caso de líneas trifásicas de 4 conductores. Estos sistemas se utilizan en zonas rurales o de baja densidad de carga.

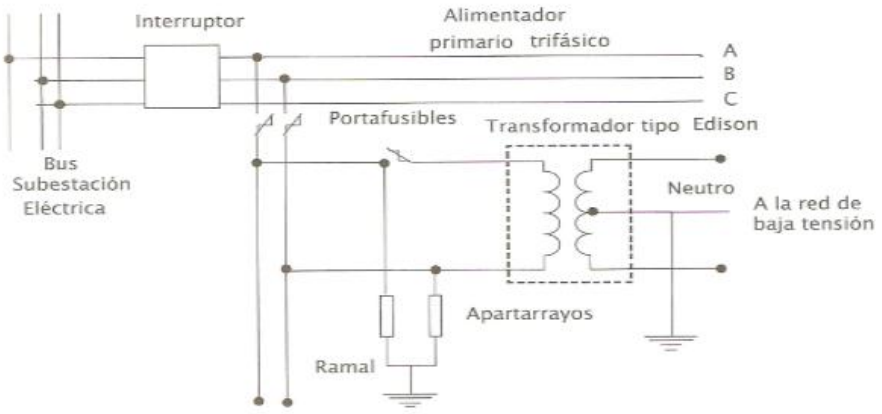


Ilustración 69 Red monofásica primaria de 2 hilos

- Monofásica de un conductor: Son derivaciones de redes trifásicas que alimentan a transformadores monofásicos. El hecho de utilizar tierra como conductor de retorno obliga a tomar ciertas medidas como introducir un transformador de aislación para contrarrestar posibles efectos sobre humanos y animales. Se utiliza en zonas rurales

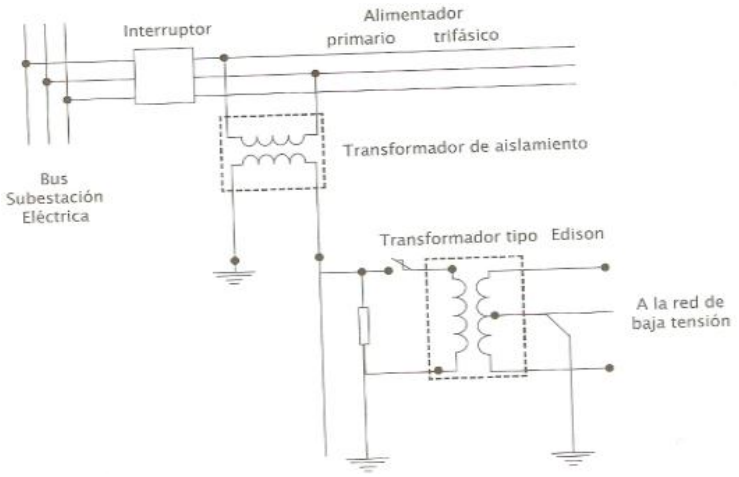


Ilustración 70 Red monofásica primaria de 1 hilo

Transformadores de distribución: Estos transformadores son los elementos encargados de vincular la red primaria con la red secundaria. Su capacidad será en función de la magnitud de la carga teniendo los factores de demanda y de coincidencia. El número de fases es en función de las fases de alimentación primaria.

La conexión en el lado primario puede ser con neutro flotante cuando el sistema de alimentación es de tres conductores o con neutro conectado a tierra cuando el sistema es de 4 conductores Al utilizar transformadores conectados en triangulo se disminuye el riego de introducir armónica de orden impar a las líneas primarias.

En el lado secundario se conectan normalmente en estrella con neutro conectado a tierra con 4 conductores de salida. Esto permite tener dos niveles de tensión de línea y de fase para alimentar cargas monofásicas o trifásicas. El conectar el neutro a tierra permite

detectar las corrientes de falla a tierra, equilibrar las tensiones del neutro ante cargas desequilibradas, y como medida de seguridad conectar el tanque del transformador a tierra

En los transformadores monofásicos la conexión más conocida es la de tres conductores, dos de fase y un neutro en el centro del devanado.

Se considera un trafo de distribución cuando su potencia nominal no supere los 1000 KVA y su tensión primaria no exceda los 34,5 Kv y la secundaria no es mayor de 1 Kv. Según su tipo de aislante se clasifican en transformadores con aislante seco y transformadores con aislante líquido.

Los transformadores de tipo seco son enfriados y aislados con aire se usan usualmente en aplicaciones industriales y comerciales donde la combustión del aceite del transformador representa un peligro para los inmuebles en los que se ubica la subestación. En cambio, los trafos con aislante líquido, poseen un aceite que realiza la refrigeración y aislación interna del transformador. Estos últimos fundamentalmente son usados en instalaciones aéreas.

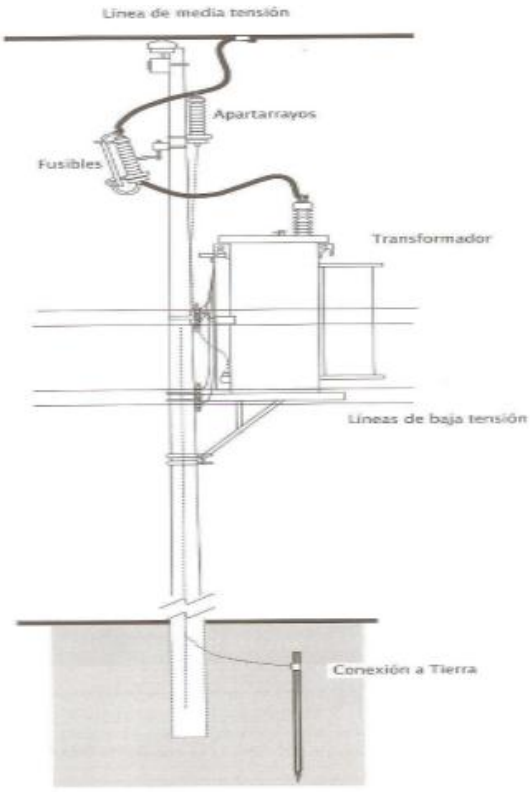


Ilustración 71 Subestación aérea

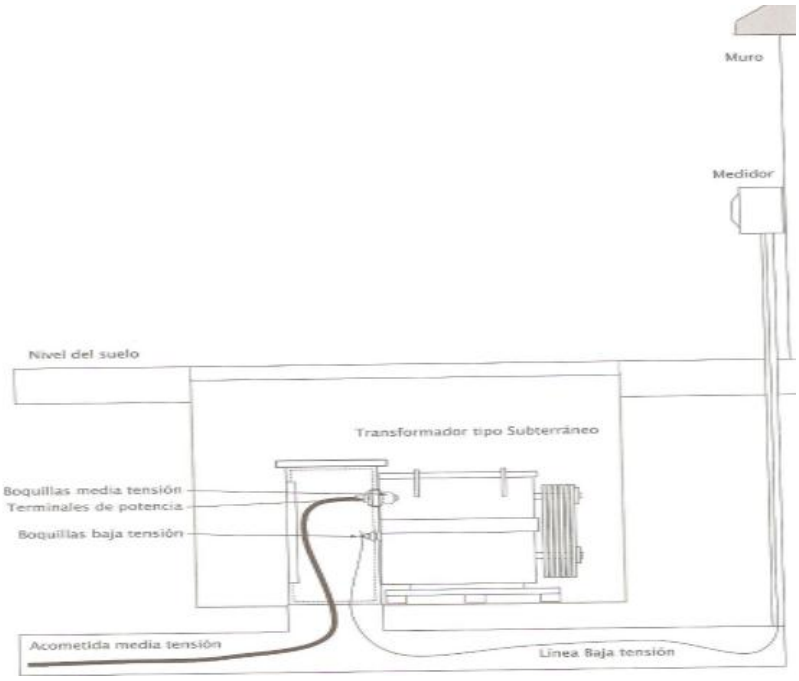


Ilustración 72 Subestación subterránea

La Resolución 0114-2005 del ENRE establece las medidas para minimizar el peligro para la seguridad pública y la AEA, a través de la NORMA 95401 realiza reglamentación sobre centros de transformación y suministros en media tensión

Líneas secundarias: Estas redes conducen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios. Se operan en forma radial, en redes subterráneas se pueden encontrar malladas en las que el flujo de potencia no siempre sigue la misma dirección. Se clasifican según el número de conductores en

- Monofásico de dos conductores
- Monofásico de tres conductores
- Trifásico de tres conductores
- Trifásico de cuatro conductores

Acometidas: Las acometidas junto a los equipos de medición ligan el sistema eléctrico de la distribuidora con las instalaciones del usuario. Estas se pueden proporcionar a la tensión primaria o a la tensión secundaria y la medición, también.

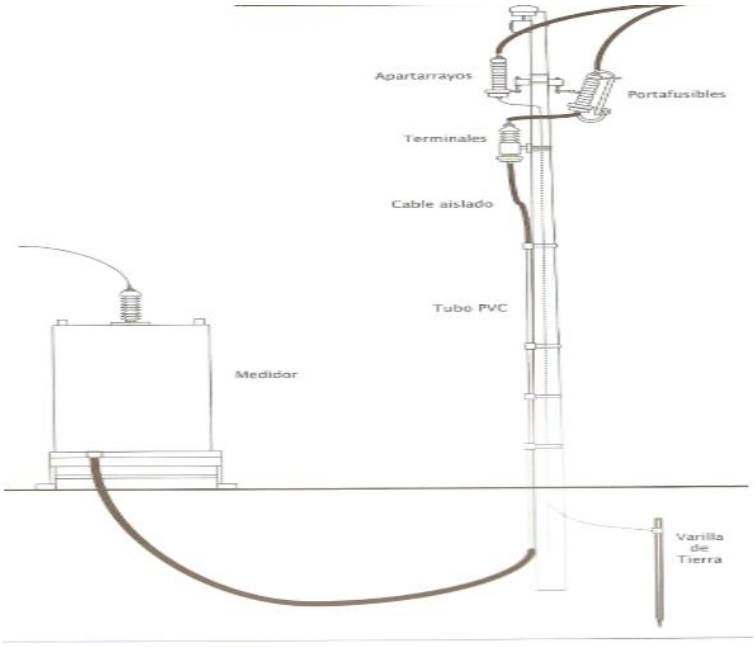


Ilustración 73 Acometida en media tensión

4.3 FACTORES Y PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Para el diseño de un sistema de distribución eficiente y estable, se deben tener en cuenta los siguientes análisis eléctricos:

- Flicker
- Variaciones de tensión
- Corte de suministro
- Determinación de las corrientes de cortocircuito
- Armónicos
- Compensación de potencia reactiva

Flicker

Es la percepción de la variación de la luminosidad, ocasionada por la fluctuación de tensión en la red de distribución eléctrica. Esta depende de la amplitud y de la frecuencia de las fluctuaciones. Existen dos unidades para evaluar la severidad de flicker, basadas en la perceptibilidad del conjunto ojo – cerebro ante las fluctuaciones de la luz:

- Pst = Índice de severidad de flicker para periodos cortos de tiempos con intervalos de observación de 10 minutos. El valor Pst = 1 es el umbral de la irritabilidad y siendo este índice el que se utiliza para el control de penalizaciones.

$$Pst = 0{,}36 \times \frac{\Delta U}{U}\% \times (2N)^{0{,}31} \times F$$

Siendo:

N = Numero de arranques por minuto

F = Factor de forma de la carga.

- Plt = Índice de severidad de flicker para periodos largos de tiempo con intervalos de observación de 2 horas. Se calcula como promedio de 12 valores consecutivos.

Las fuentes emisoras de flicker son máquinas de soldadura por resistencia, molinos trituradores, hornos de arco, plantas de soldadura por arco, compresores, laminadoras y grandes motores con cargas variables. Los equipos sensibles al flicker son monitores y receptores de TV, circuitos electrónicos de control, protecciones, sensores, lámparas de descarga y circuitos de medida eléctrica o electrónica.

La norma establece que el Pst admisible es de 1 ya sea para AT, MT o BT.

Variaciones de tensión

El Contrato de concesión establece los siguientes límites en el subanexo 4:

Etapa	Red Urbana		Red Rural
	Subterránea	Aérea	
AT	±5%		
MT	±5%	±8%	±10%
BT	±5%	±8%	±10%

Tabla 12 Variación de tensión admisible

Corte de suministro

El Contrato de concesión establece los siguientes límites en el subanexo 4:

Etapa	Cantidad interrupciones semestral	Tiempo por interrupción
	-	h
AT	3	2
MT	4	3
BT pequeñas y medianas demandas	6	10
BT grandes demandas	6	6

Tabla 13 Corte de suministro admisible[48]

[48] Tabla 12 a 13. Fuente: AEA

Por otro lado, se establecen límites medios a través de dos indicadores medios globales semestrales:

SAIFI: Índice de frecuencia media de interrupción del sistema en un periodo determinado, representa por usuario en un área definida. Según la norma IEEE 1366-1998 se calcula como:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{n} Usuarios_i}{Total_Usuarios}$$

SAIDI: Índice de duración media de interrupción del sistema. Representa la duración total de interrupción promedio que afecto a los usuarios durante un periodo de tiempo determinado.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{n} Usuarios_i * tiempo_i}{Total_Usuarios}$$

Para estos indicadores globales de calidad de servicio técnico, se consideran todas las interrupciones de duración mayor a 3 minutos, excluidas aquellas aceptadas por la distribuidora como originadas en causales de caso fortuito o fuerza mayor.

Los valores límites para estos indicadores son:

SAIFI	Areas Urbanas:	1,7 Interrup./usuario-semestre
	Areas Rural y Urbana Baja	2,4 Interrup./usuario-semestre
SAIDI	Areas Urbanas:	2,0 horas/ usuario-semestre
	Areas Rural y Urbana Baja	4,4 horas/ usuario-semestre

Determinación de las corrientes de cortocircuito

El análisis de cortocircuito de un sistema de distribución tiene 3 objetivos fundamentales. El primero es determinar la capacidad de interrupción de los interruptores, fusibles, etc. instalados en el circuito de distribución; como segundo objetivo sería seleccionar las configuraciones de redes más adecuada en los circuitos de media y baja tensión que limiten los valores de corriente de falla a magnitudes que no representen un peligro para los equipos; y como último, definir los equipos de protección que se deben utilizar en cada configuración.

Una falla por lo general implica dos tipos de situaciones anormales: una falla en la aislación y una sobrecorriente. Las fallas la podemos clasificar en

1. Fallas entre fases: Son debidas a la falla de aislación entre los conductores, o de los conductores a tierra, este tipo de fallas puede ser trifásica, trifásica a tierra, bifásica, monofásica.

2. Fallas de circuito abierto: Se producen cuando una o más fases no conducen corriente, son fallas comunes en los empalmes o cuando fallan los interruptores o algún equipo seccionador
3. Fallas simultáneas: Esta condición se puede presentar en sistemas con neutro a tierra en donde la segunda falla a tierra se puede iniciar por incremento de la tensión en la fase sana como resultado del desplazamiento de potencial del neutro por la primera falla
4. Fallas en devanados: Ocurren en máquinas rotativas o transformadores. Cuando se produce un cortocircuito entre devanados y tierra o entre devanados

Compensación de potencia reactiva

Al compensar la potencia reactiva originadas por las inductancias del sistema se logran las siguientes mejoras:

- Reducir las pérdidas de potencia
- Reducir las pérdidas de energía
- Liberar capacidad instalada (potencia aparente)
- Elevar la tensión en los terminales de la carga

La compensación de la potencia reactiva se obtiene con bancos de capacitores que se deben instalar en los puntos óptimos buscando también que el valor de la capacidad sea también la óptima

En el caso de que la carga está concentrada en el punto final del alimentador no es necesario buscar la ubicación óptima, como cuando la carga se encuentra distribuida en el alimentador

Al compensar la Q en una línea se obtiene una reducción de pérdidas de potencia por la disminución de la corriente

Armónicos

Convencionalmente, los sistemas eléctricos de potencia están diseñados para operar con voltajes y corrientes sinusoidales. Sin embargo, las cargas no lineales y electrónicamente conmutadas pueden distorsionar la forma de onda de tensión y corriente. Esta distorsión, se puede ponderar mediante el análisis matemático que transforma dichas señales en una suma de componentes sinusoidales llamadas componentes armónicas. La proliferación de aparatos generadores de armónicas ha aumentado tanto que se están convirtiendo en un problema para el buen funcionamiento de los sistemas eléctricos, afectando principalmente a las maquinas eléctricas, protecciones, bancos de compensación de reactivos, sistemas de control y cargas sensibles a problemas de calidad de energía.

Los armónicos son las perturbaciones más importantes que afectan a la forma de onda y estas son responsables de:

- Sobrecalentamientos de transformadores
- Sobrecalentamientos y vibraciones con pérdida prematura de rodamientos si el THD es mayor al 5%
- Sobrecalentamientos de líneas de distribución, a mayor frecuencia de la corriente. La corriente tiende a circular por la periferia del conductor por lo que a mayor frecuencia se requiere mayor sección del conductor
- Excesiva corriente por el conductor neutro (3ª armónica)
- Daños en capacitores usados para compensar el factor de potencia ya que los armónicos producen sobretensiones que superan la rigidez dieléctrica del aislante
- Originan corrientes y pérdidas en el neutro de algunas instalaciones
- Disparo por sobrecorriente de algunas protecciones
- Disparo de reles diferenciales
- Modificación del factor de potencia de las instalaciones
- Reduce la confiabilidad del sistema por el aumento de la posibilidad de resonancia de los sistemas

Los armónicos se originan cuando la carga es no lineal y es alimentada por una tensión senoidal, responde con una corriente no senoidal y generalmente periódica pero si la es carga lineal, responde con una corriente senoidal.

Las cargas típicas que producen la deformación son:

- Convertidores estáticos (grupos rectificadores, reguladores de velocidad, arrancadores estáticos, cargadores de baterías)
- Equipos electrónicos monofásicos que internamente trabajan en corriente continua y que disponen de un rectificador y condensador de filtro a la entrada (computadoras, impresoras)
- Instalaciones de iluminación con lámpara de descarga
- Hornos de arco y equipos de soldadura
- Transformadores, reactancias con núcleo de hierro cuya curva de magnetización es no lineal

La medición del nivel de armónicos se realiza a través de la tasa de distorsión total. De acuerdo a la IEC 61000-4-7, se mide con el "THD (Total Harmonics Distortion)", el cual se puede aplicar a tensión y corriente, y en general se limitan al armónico 40.

$$\mathrm{THD}(U)\% = 100.\frac{\sqrt{\sum_{2}^{40} U_n^2}}{U_{ef}}; \quad \mathrm{THD}(I)\% = 100.\frac{\sqrt{\sum_{2}^{40} I_n^2}}{I_{ef}}$$

Como se mencionó anteriormente, la presencia de armónicos ocasionan perdidas en el sistema y a su vez, una de las consecuencias más importantes es la variación del factor de potencia. Esta es la relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S). El

sistema ante la presencia de armónicos, agrega un término más, que es la potencia de distorsión, que se obtiene de multiplicar la tensión fundamental por una serie de corrientes de frecuencias múltiplos.

La expresión del factor de potencia con armónicas es la siguiente:

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^2 + D^2}} = \cos\varphi$$

En cambio, el factor de potencia en el caso de que no haya armónicas:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S_1} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^2}}$$

Al comparar las ecuaciones anteriores, se observa que el factor de potencia total es siempre menor que el de la componente fundamental. Esto significa que para transmitir la misma potencia activa, en un circuito de armónicos, se necesita dimensionar la instalación para una potencia reactiva mayor.

Los valores máximos de THD son tenidos en cuenta según la tensión y los valores exigidos según la resolución 184/00 anexo I del ENRE son:

Nivel de tensión	Tasa de distorsión armónica total
AT	3%
MT y BT	8%

Tabla 14 THD admisible[49]

Factor de potencia

Es el desfasaje entre la potencia y la corriente dada por la relación:

cos φ : P/ U I

Las ventajas de un buen factor de potencia son:

- Disminución de corriente (sección de conductores)
- Disminución de caída de tensión
- Disminución de pérdidas
- Disminución de costos en maniobra y protección
- Disminución de costo de transformadores

[49] Fuente: AEA

4.4 DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA

Los distribuidores de la energía eléctrica en la Argentina representan a un agente del MEM. En su mayoría, están nucleados en la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).

Según información de CAMMESA, la demanda energética fue repartida de la siguiente manera:

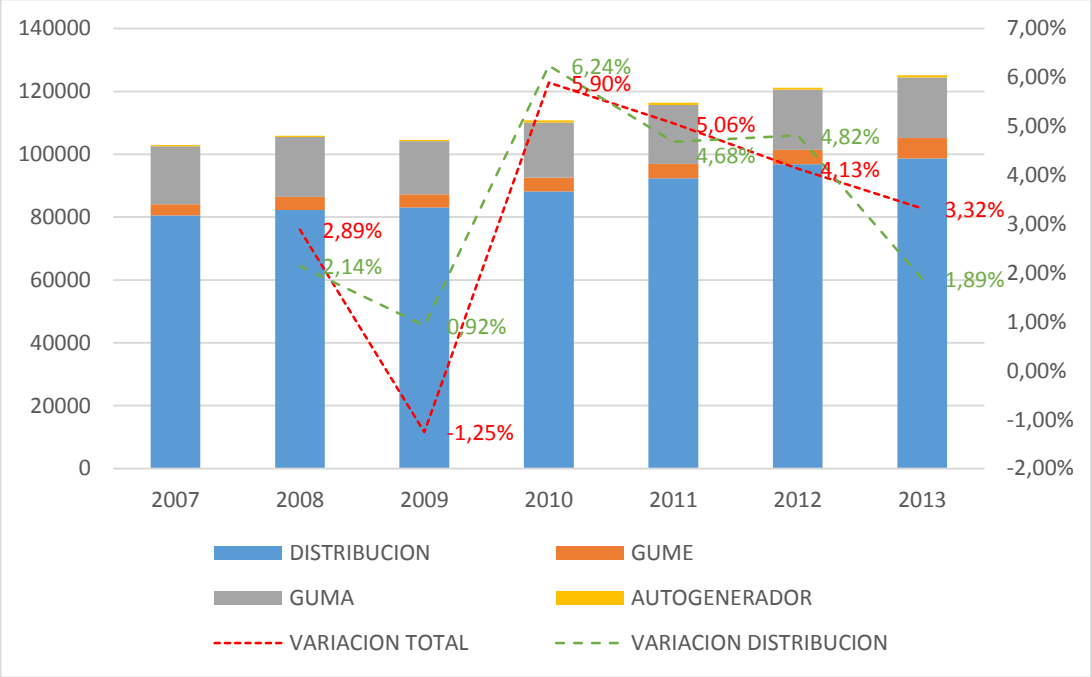


Ilustración 74 Evolución de la demanda según agente en GWh.[50]

En línea punteada roja, podemos destacar la variación porcentual interanual de la demanda total en GWh, mientras que en verde, se destaca el crecimiento continuo de la demanda del agente de distribución.

Por otro lado, podemos descomponer la demanda en 6 segmentos principales, obteniendo la siguiente evolución desde el año 2005 hasta 2013:

[50] Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

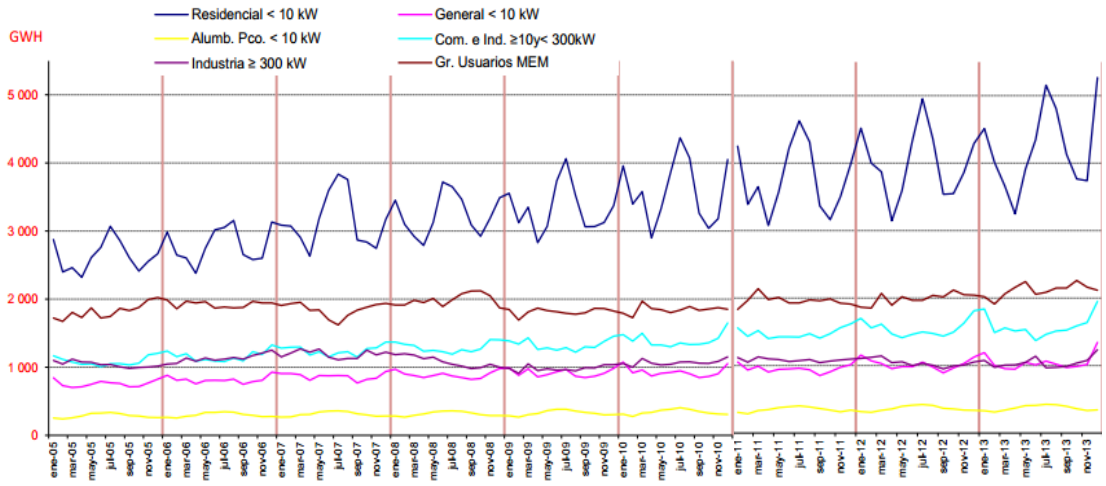


Ilustración 75 Evolución de la demanda por segmentos en GWh

Se destaca el crecimiento continuo de la demanda residencial en el sector, siendo esta provista por las distribuidoras. En capitulos posteriores, se analizara el comportamiento de la demanda en detalle.

El agente de distribucion esta compuesto por las siguientes distribudoras y hay que tener en cuenta que sólo se presenta información de las distribuidoras provinciales. En algunas provincias también hay cooperativas que actúan como distribuidoras en el MEM (Buenos Aires, Entre Ríos, Mendoza, San Juan y las provincias patagónicas).

Jurisdicción	Distribuidora	Propiedad	Órbita	Ente Regulador	Toma de Posesión
					(mes/año)
Buenos Aires	EDEA / EDEN / EDES	Concesión	Provincial	OSEBA	06/97
Ciudad de Bs. As. y GBA	EDENOR / EDESUR / EDELAP	Concesión	Nacional	ENRE	09/92 12/92
Catamarca	EDECAT	Concesión	Provincial	ENRECAT	01/96
Chaco	SECHEEP	Estatal	Provincial	DGSP	
Chubut	DGSP	Estatal	Provincial		
Córdoba	EPEC	Estatal	Provincial	ERSP	
Corrientes	DPEC	Estatal	Provincial	DPEC	
Entre Ríos	ENER (ex EDEER)	Estatal (ex concesión)	Provincial	EPRE	12/95 (05/96)
Formosa	EDEFOR	Concesión	Provincial	EROSP	02/95
Jujuy	EJE	Concesión	Provincial	SUSEPU	12/96
La Pampa	APELP	Estatal	Provincial	APELP	
La Rioja	EDELAR	Concesión	Provincial	EUCOP	06/95
Mendoza	EDEM / EDESTE	Concesión	Provincial	EPRE	08/98 05/00
Misiones	EMSA	Estatal	Provincial		
Neuquén	EPEN	Estatal	Provincial		
Río Negro	EDER	Concesión	Provincial		08/96
Salta	EDESA	Concesión	Provincial	ENRESP	08/96
San Juan	ESJ	Concesión	Provincial	EPRESJ	01/96
San Luis	EDESAL	Concesión	Provincial	CRPEE	03/93
Santa Cruz	SPSE	Estatal	Provincial		
Santa Fe	EPE	Estatal	Provincial		
Santiago del Estero	EDESE	Concesión	Provincial	ENRESE	01/95
Tierra del Fuego	DPE	Estatal	Provincial		
Tucumán	EDET	Concesión	Provincial	EPRET	08/95

Ilustración 76 Información de las compañías distribuidoras de energía eléctrica

Durante el 2013, la demanda regional tuvo la siguiente proporción:

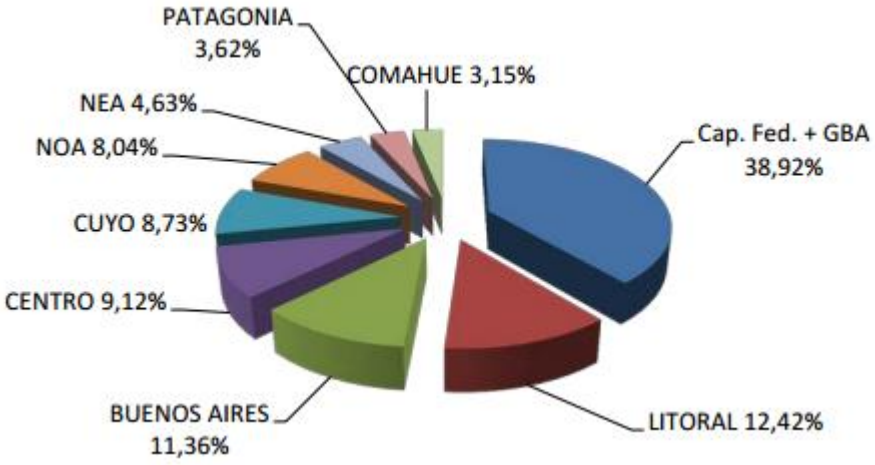


Ilustración 77 Composición de la demanda regional 2013[51]

Esta distribución ha sido relativamente constante durante el paso del tiempo, siendo Capital Federal y Gran Buenos Aires, la región con mayor demanda energética. Por dicho motivo el estudio estará centrado en las dos principales distribuidoras del país, EDENOR y EDESUR.

Contrato de concesión

La distribuidora eléctrica está contenida dentro de un marco legal, el cual es provisto por el Contrato de Concesión. Éste es cedido por el ENRE o en su defecto, la autoridad de aplicación será la Secretaria de Energía o el organismo o funcionario que ésta designe o que le suceda y autorizado por el Poder Ejecutivo, hacia una distribuidora en forma exclusiva dentro del área designada.

Las características más relevantes del contrato de concesión para EDENOR y EDESUR son los siguientes puntos / artículos:

1. Plazo de concesión y periodo de gestión

La concedente otorga la concesión por un plazo de 95 años y podrá prorrogar la concesión por un plazo a ser determinado, con un máximo de 10 años, reservándose el derecho de mantener, modificar o suprimir la exclusividad zonal. El plazo de concesión se divide en periodos, el primero de los cuales se extiende por 15 años, a contar desde la toma de posesión, y los siguientes por 10 años, a contar desde el vencimiento del periodo de gestión anterior.

Con una antelación no inferior a 6 meses al vencimiento del periodo de gestión en curso, se llamará a Concurso Público Internacional para la venta del paquete mayoritario y se establecerá el Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario, que se aplicarán durante los

[51] Ilustraciones 75 a 77. Fuente ADEERA.

siguientes 5 años. Por el cual, si el precio presentado por la actual distribuidora fuera igual o mayor al de la mejor oferta económica, el titular conservará la propiedad del mismo, sin estar obligado a pagar suma alguna.

2. Inversiones:

Es responsabilidad de la distribuidora realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación conforme al nivel de calidad exigido en el "Subanexo 4" (en secciones anteriores, se ha detallado las características principales de la calidad solicitada), así como la de celebrar los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere necesarios para cubrir el incremento de demanda dentro de su área.

3. Obligaciones:

Satisfacer toda demanda de suministro del servicio público en el área, atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento de la capacidad de suministro o de una nueva solicitud de servicio.

Suministrar la energía eléctrica necesaria para la prestación del servicio de Alumbrado Público a cada una de las Municipalidades en las condiciones técnicas actualmente vigentes.

Calcular su cuadro tarifario de acuerdo al procedimiento, someterlo a la aprobación de la autoridad de aplicación y facilitar el conocimiento de los valores tarifarios a los usuarios.

Facilitar la utilización de sus redes a GRANDES USUARIOS.

Instalar, operar y mantener las instalaciones y/o equipos, de forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública, respetando las normas que regulan la materia.

4. Régimen tarifario:

Los Cuadros Tarifarios que apruebe la autoridad de aplicación constituyen valores máximos, límite dentro del cual la distribuidora facturará a sus usuarios por el servicio prestado.

En el Contrato de Concesión se determinó un Régimen Tarifario y un Cuadro Tarifario inicial, los cuales serán revisados en el año número 10 del inicio de la concesión, y a partir de esa fecha cada 5 años.

5. Contribución única:

Los bienes, actos, obras, usos u ocupación de espacios, actividades, servicios, ingresos, tarifas y/o precios de la distribuidora están exentos de impuestos, tasas, contribuciones y demás gravámenes provinciales y municipales.

En sustitución de tales tributos provinciales y municipales, la distribuidora, abonará:

- A la Municipalidad de la Ciudad de Buenos Aires, el 6% de sus entradas brutas.
- A las municipalidades de la Provincia de Buenos Aires, en cuya jurisdicción preste el servicio, el 6% de sus entradas brutas.

- En sustitución de los mencionados tributos provinciales, la distribuidora abonará mensualmente a la provincia de Buenos Aires, en concepto de único impuesto y contribución, tanto de índole fiscal como en lo referente al uso del dominio público provincial, por sus actividades como prestataria del servicio público de distribución y comercialización en jurisdicción de dicha provincia, el seis por mil de sus entradas brutas.

6. Garantía:

Como garantía de ejecución de las obligaciones asumidas por la distribuidora, quienes resulten adjudicatarios de las acciones Clase "A" de la distribuidora, constituirán una prenda sobre el total de las acciones Clase "A".

7. Ejecución de la garantía:

Cuando la distribuidora incumpliese en forma reiterada sus obligaciones contractuales.

Cuando el valor acumulado de las multas aplicadas a la distribuidora en el período anterior de 1 año supere el 20% de su facturación anual.

Régimen y cuadro tarifario

Para este proyecto, es conveniente el entendimiento y comprensión del procedimiento para la determinación del cuadro tarifario, ya que el precio de energía eléctrica provista por las distribuidoras, es una de las fuentes de ingresos más importantes para el sistema eléctrico.

El contrato de concesión en los subanexos establecen el formato del cuadro tarifario, el procedimiento para la determinación de los precios y el cuadro tarifario inicial el cual fue aplicado desde la fecha de toma de posesión.

El Cuadro Tarifario se calculará en base al:

- Precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM (contratos a término entre el distribuidor y los generadores, y mercado spot).
- Costos propios de distribución vigentes.
- Factores de aplicación que se ajustan a los distintos segmentos.

Dicho Cuadro Tarifario se recalculará cuando:

- Se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)
- Corresponda actualizar los costos propios de distribución (de acuerdo a la sección "*Recalculo y actualización de los costos de distribución, costos de conexión y servicio de rehabilitación"*
- Corresponda aplicar los factores indicados de la sección *Factores de aplicación*.

Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas a usuarios y lo serán en las oportunidades y frecuencias que más abajo se indican.

1.- Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad que se reconocerán y se trasladarán a las tarifas son:

a) Variaciones del precio medio estacional (mercado spot), calculado por CAMMESA, como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral.

b) Actualización de los precios contenidos en los contratos de suministro.

2.- Los costos propios de distribución se recalcularán cada 6 (seis) meses y tendrán plena vigencia en los 6 (seis) meses siguientes a la fecha de actualización. La primera de ellas será al inicio del mes número 9 (nueve), contado a partir de la fecha de toma de posesión.

Todos los costos antes mencionados se calcularán y recalcularán en dólares estadounidenses. El Cuadro Tarifario recalculado o resultante, se expresará en el momento de su aplicación para la facturación a los usuarios en pesos ($), teniendo en cuenta para ello la relación para la convertibilidad al peso, establecida en el Artículo 3º del Decreto 2128/91 o sus modificatorios.

Cálculo del precio de la potencia y energía comprada en el MEM

Las distribuidoras realizan la compra de energía a las empresas generadoras, el cual será administrado por CAMMESA. El pago está determinado por la potencia y por la energía.

Precio de la potencia:

$$\mathbf{Ppot = Pps}$$

Donde:

Ppot: Precio de la potencia en el mercado mayorista a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U$S/kW-mes.

Pps: Precio de la potencia en el mercado spot, expresado en U$S/kW-mes.

Precio de la energía para cada tramo horario:

$$\mathbf{P_{ei} = (y_{1i}+y_{3i}) * P_{esi} + y_{2i} * (P_{ecti}-P_{ps}/720) + P_f}$$

Donde:

Pei - Precio de la energía en el mercado mayorista en el horario i, a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U$S/kWh.

Pesi - Precio de la energía en el mercado spot en el horario i, expresado en U$S/kWh.

Pecti - Precio de la energía en el horario i en los contratos transferidos, expresado en U$S/kWh.

Pf - sobreprecio de 0,003 U$S/kWh que debe aportar la distribuidora al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por ley 24.065.

y1i - Participación de la compra de energía en el mercado spot, respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario i.

y2i - participación de la compra de energía bajo contratos transferidos, respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario y.

y3i - participación de la compra de energía bajo contratos posteriores a la transferencia respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario y.

i - horas de punta (p), valle (v) o restantes (r). Los horarios en que deberán considerarse estos tramos serán los que determine el Organismo Encargado del Despacho (DNDC), para las transacciones al nivel mayorista.

Cálculo de los parámetros del cuadro tarifario

El suministro eléctrico tiene un régimen tarifario que se clasifica en tres categorías:

1. Tarifa 1 (Pequeñas Demandas): Se aplica a todos los clientes con una demanda máxima de potencia inferior a los 10 kW. Dentro de esta categoría, se encuentran las siguientes clasificaciones:
    - Tarifa 1 - R (pequeñas demandas uso residencial): Se aplica a todos los suministros en lugares destinados a vivienda, incluyendo instalaciones de uso colectivo que sirvan a dos o más viviendas y a la vez este grupo se divide en:
        - . hasta 300 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-R1)
        - . mayores de 300 kWh/bimestre (tarifa 1-R2)
    - Tarifa 1 - G (pequeñas demandas uso general): Se aplica a todo el resto de usos que no sean ni residencial ni alumbrado público y a la vez este grupo se divide en:
        - . hasta 1600 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G1)
        - . desde 1601 kWh/bimestre hasta 4000 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G2)
        - . desde 4001 kWh/bimestre (tarifa 1-G3)
    - Tarifa 1 - AP (pequeñas demandas - alumbrado público): Se aplica al alumbrado público de plazas, vías, monumentos y edificios de propiedad nacional, provincial y municipal, como así también al señalamiento luminoso para el tránsito.

En el caso de las Tarifas 1-R y 1-G los parámetros tarifarios a aplicar para la facturación son: un cargo fijo bimestral, ($/bimestre) más un cargo variable por unidad de energía consumida, ($/kWh). Mientras que la Tarifa 1 AP se compone únicamente de un cargo variable que se aplicará a cada unidad de energía consumida.

2. Tarifa 2 (Medianas Demandas): Se aplica a los clientes con una demanda máxima igual o superior a los 10 kW e inferior a los 50 kW. En este caso, se aplica la misma tarifa para cualquier uso comprendido en esta categoría.

La Tarifa 2 consiste en un cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada ($/kW- mes) y un cargo variable por unidad de energía consumida ($/kWh).

3. Tarifa 3 (Grandes Demandas): Se aplica a aquellos clientes con una demanda máxima igual o superior a los 50 kW. La misma se aplica para cualquier uso, pero

se definen distintos parámetros según la tensión de suministro en la que se encuentren conectados los clientes:

- Baja Tensión (BT): Tensión menor o igual a 1 kV.
- Media Tensión (MT): Tensión mayor a 1 kV y menor a 66 kV.
- Alta Tensión (AT): Tensión mayor o igual a 66 kV.

A su vez, se definió en el Contrato de Concesión la tarifa de peaje a aplicar a los Grandes Usuarios del MEM, y que tiene la misma estructura que la Tarifa 3.

La Tarifa 3 consiste, para los tres niveles de tensión de suministro, en 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en los horarios de punta y fuera de punta y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en los horarios de punta, valle nocturno y horas restantes.

Tarifa	Cargo fijo bimestral	Cargo variable
T1R1	CFR1 = Ppot * KRPB * KMPR1 + CDFR1	CVR1 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMER1 + CDVR1
T1R2	CFR2 = Ppot * KRPB * KMPR2 + CDFR2	CVR2 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMER2 + CDVR2
T1G1	CFG1 = Ppot * KRPB * KMPG1 + CDFG1	CVG1 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG1 + CDVG1
T1G2	CFG2 = Ppot * KRPB * KMPG2 + CDFG2	CVG2 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG2 + CDVG2
T1G3	CFG3 = Ppot * KRPB * KMPG3 + CDFG3	CVG3 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG3 + CDVG3
T1AP		CVA = Ppot * KRPB * KMA + (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB + CDA

Tabla 15 Cuadro de Tarifa 1

Tarifa	Cargo fijo mensual	Cargo variable
T2	CFMD = Ppot * KRPB + CDFMD	CVMD = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB + CDVMD

Tabla 16 Cuadro de Tarifa 2

Siendo:

Ppot: Precio de la potencia adquirida por la distribuidora en el mercado mayorista

KRPB: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPxx: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de la tarifa. Siendo xx = la subcategoría correspondiente.

CDFxx: Costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa, expresado en U$S/bimestre. Este valor se recalcula de acuerdo a lo mencionado anteriormente. Siendo xx = la subcategoría correspondiente.

Pex: Precio de la energía adquirida por la distribuidora en el mercado mayorista en las distintas horas. Siendo x = p = horas de punta, x = r = horas restantes, x = v = horas de valle.

Yx: Participación del consumo de los usuarios de esta categoría en las distintas horas respecto al total. Siendo x = p = horas de punta, x = r = horas restantes, x = v = horas de valle.

KREB: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVxx: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa, expresado en U$S/kWh. Este valor se recalcula de acuerdo a lo mencionado anteriormente. Siendo xx = la subcategoría correspondiente.

KMExx: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en la tarifa. Este valor no estará sujeto a variación. Siendo xx = la subcategoría correspondiente.

KMA: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo variable de la tarifa 1-AP. Este valor no estará sujeto a variación.

CDA: Costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-AP, expresado en U$S/kWh. Este valor se recalcula de acuerdo a lo mencionado anteriormente.

Independientemente de los valores, la Tarifa 1 y Tarifa 2 se diferencia en el tiempo de facturación, siendo la primera bimensual y la otra, mensual. Asi también, en esencia, las ecuación son similares pero no existe el coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia o energía (KMPxx y KMExx) ya que la Tarifa 2 es única.

Tarifa	Cargo fijo mensual horas punta	Cargo variable horas punta	Cargo fijo mensual no horas punta	Cargo variable valle nocturno	Cargo variable horas restantes
T3BT	CFPGB = Ppot * KRPB + CDFPGB	CVPGB = Pep * KREB	CFFGB = CDFFGB	CVVGB = Pev * KREB	CVRGB = Per * KREB
T3MT	CFPGM = Ppot * KRPM + CDFPGM	CVPGM = Pep * KREM	CFFGM = CDFFGM	CVVGM = Pev * KREM	CVRGM = Per * KREM
T3AT	CFPGA = Ppot * KRPA + CDFPGA	CVPGA = Pep * KREA	CFFGA = CDFFGA	CVVGA = Pev * KREA	CVRGA = Per * KREA

Tabla 17 Cuadro de Tarifa 3[52]

Siendo:

KRPx: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de tensión requerida. Este valor no estará sujeto a variación. Siendo x = B = baja tensión, x = M = media tensión y x = A = alta tensión

CDFPGx: Costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa, expresado en U$S/kW-mes. Este valor se recalcula de acuerdo a lo mencionado anteriormente. Siendo x = B = baja tensión, x = M = media tensión y x = A = alta tensión

KREx: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel tensión requerida. Este valor no estará sujeto a variación. Siendo x = B = baja tensión, x = M = media tensión y x = A = alta tensión

CDFFGx: Costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa, expresado en U$S/kW-mes. Este valor se recalcula de acuerdo a lo mencionado anteriormente. Siendo x = B = baja tensión, x = M = media tensión y x = A = alta tensión

Como se puede apreciar la Tarifa 3 depende del nivel de tensión y el periodo de pago es mensual. A su vez, debe existir un contrato de provisión para una potencia determinada.

Factores de aplicación

Los cargos fijos y variables de la Tarifa Pequeñas Demandas - Uso Residencial para consumos bimestrales inferiores o iguales a 300 kWh (T.1-R1), se aplicarán afectados por los factores KAPL de acuerdo a los siguientes criterios:

KAPL = 0,70 desde la toma de posesión hasta finalizar el mes número 8 (ocho), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

[52] Tabla 19 a 21. Elaboración propia en base a datos del Contrato de Concesión.

KAPL = 0,80 desde el inicio del mes número 9 (nueve) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar el mes número 14 (catorce), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 0,90 desde el inicio del mes número 15 (quince) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar el mes número 20 (veinte), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 1,00 desde el inicio del mes número 21 (veintiuno) inmediatamente posterior a la toma de posesión.

Recalculo y actualización de los costos de distribución, costos de conexión y servicio de rehabilitación

Los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación se recalcularán una vez por cada período anual y tendrán vigencia en los 6 (seis) meses siguientes al recalculo o actualización. La fecha para la primera de ellas será al iniciar el mes número 9 (nueve) inmediatamente posterior a la entrada en vigencia de este Procedimiento. Se utilizará la siguiente expresión:

$$\mathbf{CDi,j,n = (PMn * 0,67 / PMo + PCn * 0,33 / PCo) * CDi,j,o}$$

Donde:

CDi,j,n: costo de distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j, o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación en el período n (período de 6 (seis) meses).

PMn: índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

PMo: índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de Toma de Posesión.

PCn: índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consummer Price Index (C.P.I.)", del "U.S. -Bureau of Labor Statistics", correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

PCo: índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consummer Price Index (C.P.I.)", del "U.S. -Bureau of Labor Statistics", correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el mes de la Toma de Posesión.

CDi,j,o: costo de distribución inicial del parámetro tarifario i, de la tarifa j (valores contenidos en el presente), o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación iniciales (valores contenidos en el Cuadro Tarifario Inicial - Régimen Tarifario).

4.5 EDENOR

Esta Compañía de servicios públicos fue constituida como una Sociedad Anónima el 21 de julio de 1992 bajo la razón social de Empresa Distribuidora Norte Sociedad Anónima.

El proceso tuvo lugar durante la privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA). El 14 de mayo de 1992, el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos aprobó el Pliego de Bases y Condiciones del llamado a Concurso Público Internacional para la venta de las acciones Clase A de la Empresa, representativas del 51% de su capital social y el 1º de setiembre de 1992, EASA adquirió las acciones Clase A, convirtiéndose en el accionista controlante.

En 2001, EDF International S.A. adquirió, a través de una serie de operaciones, la totalidad de las acciones de EASA en poder de otros accionistas de EASA, ENDESA Internacional, YPF S.A. sociedad sucesora de ASTRA, y SAUR. En consecuencia, EASA se convirtió en una subsidiaria totalmente controlada de EDF. Asimismo, EDF compró todas las acciones Clase B de Edenor en poder de estos accionistas, aumentando a 90% su participación directa e indirecta.

En septiembre de 2007, Pampa Holding S.A. adquirió el 100% del capital social de Dolphin Energía S.A. e IEASA S.A. (ambas sociedades titulares, en conjunto, del 100% del capital social de EASA).

La composición final de los accionistas es la siguiente:

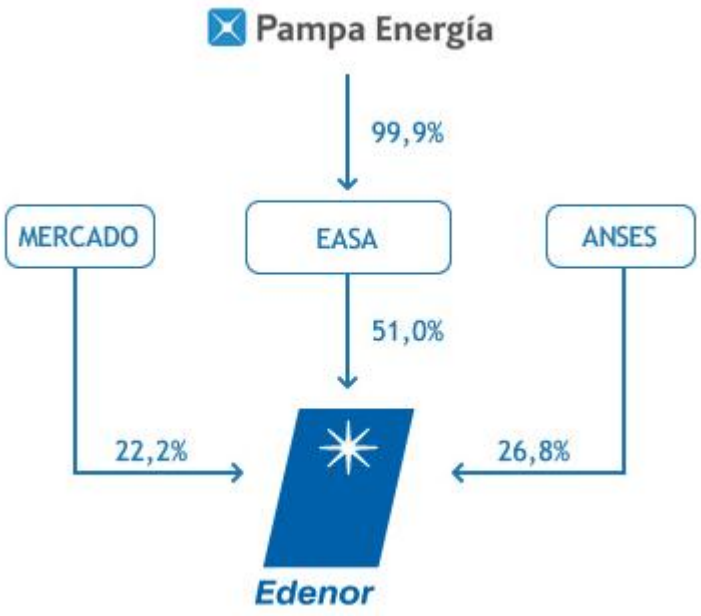
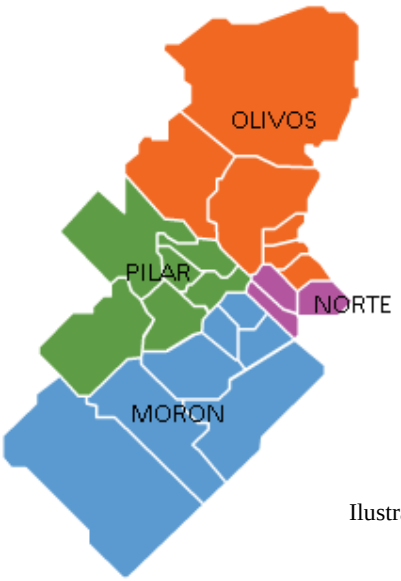


Ilustración 78 Composición accionaria de EDENOR[53]

EDENOR tiene la concesión para distribuir electricidad en forma exclusiva en el noroeste del GBA y en la zona norte de CABA.

[53] Ilustración 78 a 79. Fuente: EDENOR



La Ciudad Autónoma de Buenos Aires está limitada por:
Dársena "D", calle sin nombre, traza de la futura Autopista Costanera, prolongación Avenida Pueyrredón, Avenida Pueyrredón, Avenida Córdoba, vías del Ferrocarril San Martín, Zamudio, Tinogasta, Avenida General San Martin, Avenida General Paz y el Rio de la Plata.

En la Provincia de Buenos Aires comprende los partidos de:
Escobar, Tigre, San Martín, San Fernando, San Isidro, Vicente López, General Las Heras, General Rodriguez, Hurlingham, Ituzaingó, José C. Paz, La Matanza, Malvinas Argentinas.

Ilustración 79 Área de concesión de EDENOR

Análisis de los resultados económicos – financieros

A continuación, se presentan los principales resultados – valores del 2007 al 2012:

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ACTIVO	$ 3.847.606	$ 4.134.630	$ 4.370.741	$ 5.031.730	$ 5.585.499	$ 5.903.295	$ 7.258.096
PASIVO	$ 1.873.025	$ 2.043.064	$ 2.188.532	$ 2.923.552	$ 4.154.114	$ 5.485.114	$ 6.081.794
PATRIMONIO NETRO	$ 1.974.581	$ 2.091.566	$ 2.182.209	$ 2.108.178	$ 1.431.385	$ 418.181	$ 1.176.302
INVERSION EN BIENES DE USO	$ 342.749	$ 335.722	$ 404.310	$ 388.770	$ 430.637	$ 540.885	$ 1.092.342
CANTIDAD DE CLIENTES	2.490.120	2.534.547	2.601.643	2.659.215	2.691.331	2.725.641	2.772.893
VENTAS ARS	$ 1.981.928	$ 2.000.198	$ 2.094.345	$ 2.205.396	$ 2.273.260	$ 2.937.625	$ 3.393.759
VENTAS ARS S/PEAJE	$ 1.888.485	$ 1.885.711	$ 1.959.054	$ 2.063.867	$ 2.159.803	$ 2.721.967	$ 3.231.464
RESULTADO NETO	$ 122.458	$ 123.115	$ 90.643	$ -74.031	$ -304.057	$ -1.016.470	$ 771.739
VENTAS EN GWh	17.886	18.616	18.220	19.292	20.098	20.760	21.674
Precio medio de venta ($ /KWh)	$ 0,1108	$ 0,1074	$ 0,1149	$ 0,1143	$ 0,1131	$ 0,1415	$ 0,1566
Margen bruto medio ($/KWh)	$ 0,0481	$ 0,0554	$ 0,0605	$ 0,0593	$ 0,0589	$ 0,0512	$ 0,0620

Ilustración 80 Principales resultados en miles de ARS[54]

Las ventas netas de la Compañía responden principalmente a usuarios de su área de servicios y reflejan las tarifas que cobra a sus clientes (que incluyen sus costos de compra de energía), las deducciones por multas y sanciones en las que incurre durante el ejercicio. Asimismo, el saldo de las ventas netas está compuesto por cargos por pago fuera de término que la empresa factura a sus clientes por moras en el pago de sus facturas, cargos por conexión y reconexión y alquiler de postes y demás equipamiento de red.

Si EDENOR no cumple con las obligaciones derivadas de su concesión, puede quedar sujeta a las multas y sanciones impuestas por el ENRE, algunas de las cuales se pagan mediante el otorgamiento de créditos o bonificaciones a los clientes de la Compañía, a efectos de compensar una parte de los cargos de energía. Aquellas que no se relacionan directamente con sus clientes, tales como multas por violaciones a la seguridad pública, se pagan directamente al ENRE. Como para comprender la magnitud de las deducciones,

[54] Elaboración propia en base de datos contables de EDENOR

la compañía ha pagado 34.800.000 de ARS en multas y sanciones de sus ingresos en 2009, 58.500.000 en 2009 y 80.000.000 en 2010.

El consumo energético ha crecido constantemente durante los años, exceptuando el 2002, debido a la crisis económica que sufrió la Argentina, en el cual el sector industrial ha reducido su demanda. Aun registrando el aumento de dicha demanda a través de los años, la facturación en USD no ha crecido de igual manera ya que se evidencia la continua devaluación del dólar frente al pesos y la aplicación de distintas resoluciones legales que no han permitido variar / ajustar las tarifas a los usuarios.

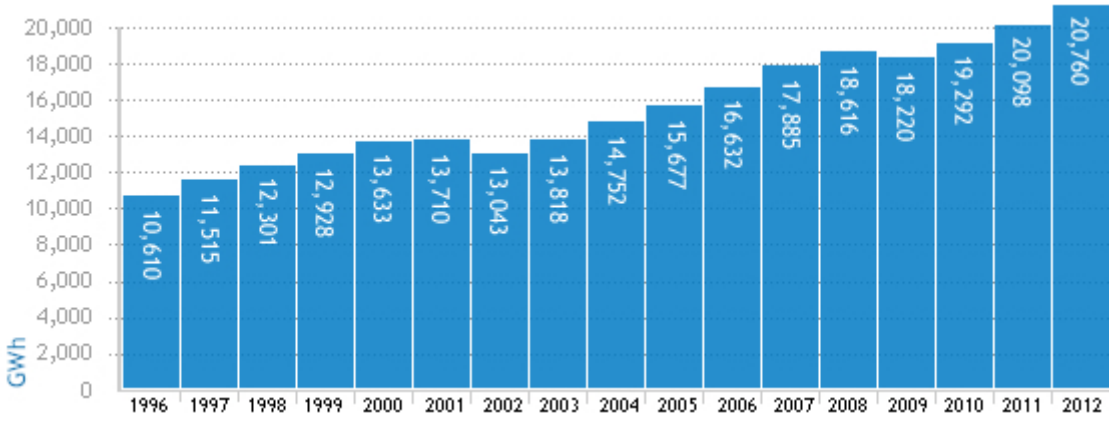


Ilustración 81 Ventas en GWh

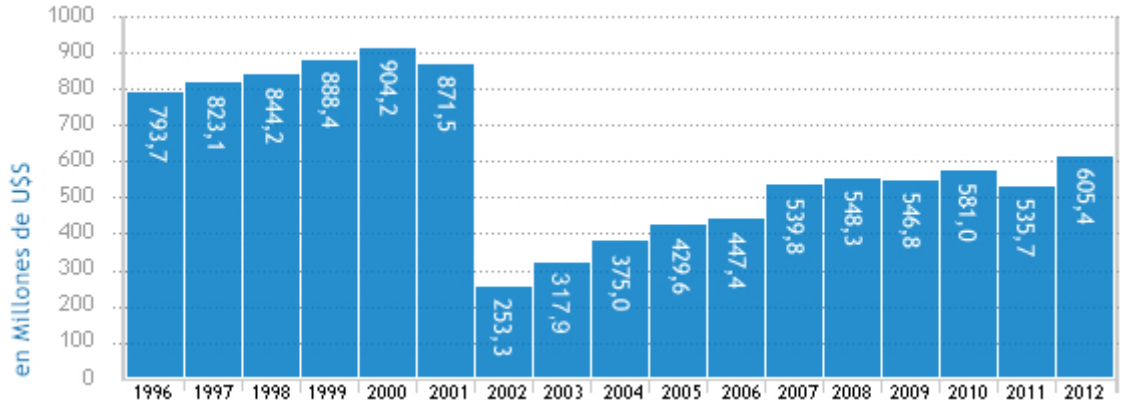


Ilustración 82 Ventas en USD

	Nota	31.12.13	31.12.12
Operaciones continuas			
Ingresos por servicios	31	3.440.691	2.976.182
Compras de energía		(2.050.295)	(1.740.231)
Subtotal		**1.390.396**	**1.235.951**
Gastos de transmisión y distribución	32	(2.055.285)	(1.344.116)
Resultado bruto		**(664.889)**	**(108.165)**
Gastos de comercialización	32	(548.256)	(352.938)
Gastos de administración	32	(324.768)	(249.395)
Otros ingresos operativos	33	61.580	32.263
Otros egresos operativos	33	(142.777)	(150.211)
Resultado por participación en negocios conjuntos		5	3
Ingresos por contribuciones de clientes no sujetas a devolución		700	-
Resultado operativo antes de Res. SE 250/13 y Nota SE 6852/13		**(1.618.405)**	**(828.443)**
Reconocimiento por mayores costos Res. SE 250/13 y Nota SE 6852/13	2.c.III	2.933.052	-
Resultado operativo		**1.314.647**	**(828.443)**

Ilustración 83 Extracto del cuadro de resultados 2013 – 2012 en miles de ARS[55]

El Patrimonio Neto de la compañía se ha deteriorado continuamente por los resultados obtenidos en cada ejercicio. En relación con el ejercicio del 2013, el Resultado Operativo ordinario ha aumentado significativamente, pasando de una pérdida de $ 708,4 millones en el año 2012 a una utilidad de $ 1.394,5 millones en el año 2013. El factor principal que justifica dicho incremento es el reconocimiento parcial de mayores costos del MMC, con la publicación de la Resolución SE 250/13 y la Nota SE 6852/13, las que tienen un efecto puramente contable y no neutralizan el déficit operativo de $ 1.619,6 millones. Este punto será desarrollado en secciones posteriores.

Teniendo en cuenta el párrafo anterior, la solvencia de EDENOR se ha ido deteriorando continuamente, llegando al piso más bajo en el 2012; aunque el 2013 también podría ser inferior pero esto no se encuentra plasmado en los estados contables ya que las acciones de la Secretaria de Energía han permitido mejorar este el resultado del ejercicio. Un índice de solvencia razonable serían los de años 2007 a 2009, ya que los activos reales tienen un valor mayor a lo que surgen de los estados contables.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
SOLVENCIA	105,42%	102,37%	99,71%	72,11%	34,46%	7,62%	19,34%

En lo que respecta al nivel de endeudamiento, el pasivo de EDENOR ha crecido constantemente, con el agravante de que el patrimonio neto de la compañía se ha ido decayendo. Por el cual, el nivel de endeudamiento de la distribuidora es muy alto, impactando en la capacidad crediticia de la empresa.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ENDEUDAMIENTO	94,86%	97,68%	100,29%	138,68%	290,22%	1311,66%	517,03%

Al 31 de diciembre de 2013, la deuda financiera total de la compañía ascendió a 1.350,5 millones de ARS, incluyendo intereses devengados por 40,2 millones de ARS. En su gran

[55] Ilustración 81 a 83. Fuente: EDENOR

parte, la deuda financiera está denominada en dólares americanos, por el cual, el efecto de la devaluación de la moneda, continua perjudicando el estado financiero de la compañía. El restante del pasivo consiste con deudas con el ENRE y CAMMESA por compras de energía y multas.

El nivel de inversión por parte de EDENOR ha crecido constantemente y esto supone se debe a la depreciación de la vida técnica de los materiales y maquinas como transformadores, seccionadores e interruptores. A la vez, la inflación y la devaluación es una variable que afecta el nivel de precios medio de estos elementos.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Variacion ventas ARS	0,92%	4,71%	5,30%	3,08%	29,23%	15,53%
Variacion ventas GWh	4,08%	-2,13%	5,88%	4,18%	3,29%	4,40%

El nivel de facturación ha crecido debido a una variación en los precios que ha permitido el ENRE pero aun así, el crecimiento no ha permitido mejorar los resultados operativos de la compañía, siendo que constantemente la demanda energética crece.

Pérdidas de energía y calidad de servicio

Las pérdidas de energía son equivalentes a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden ser clasificadas en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas se relacionan con la energía que se pierde durante el transporte y distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores que transportan la electricidad desde las centrales generadoras a los clientes, como se explicó en secciones anteriores. Estas pérdidas normalmente aumentan en proporción al volumen de energía distribuida (como fue el caso de EDENOR en los últimos años). Las pérdidas técnicas constituyen un factor nominal para las distribuidoras de energía y no pueden ser eliminadas por completo, aunque es posible reducirlas mediante mejoras en la red. EDENOR considera que el nivel de pérdidas técnicas es de alrededor del 7% en países con redes de distribución similares a la suya. Las pérdidas no técnicas representan el saldo restante de las pérdidas de energía y obedecen principalmente al uso clandestino del servicio y a errores administrativos y técnicos.

Las pérdidas de energía hacen necesario que la compañía compre más energía para satisfacer la demanda aparente, aumentando así los costos. Además, los usuarios conectados clandestinamente en general consumen más electricidad que el nivel promedio de consumo para su categoría. La empresa no puede recuperar de los clientes el costo de electricidad comprada por encima del factor de perdida fijado en 10% (en promedio) en los términos de la concesión. Por lo tanto, la reducción de las pérdidas de energía reduce la cantidad de energía que EDENOR debe comprar para satisfacer la demanda aparente pero que no puede facturar, y aumenta la cantidad de electricidad efectivamente vendida.

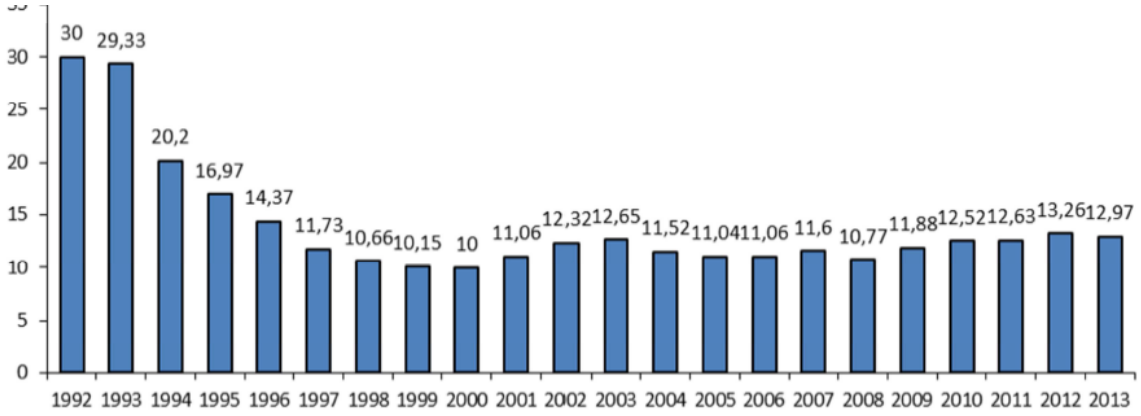


Ilustración 84 Evolución de pérdidas de energía en porcentaje[56]

Durante la privatización del sector eléctrico en 1992, el total de pérdidas de energía de EDENOR era de aproximadamente el 30%. En ese momento las pérdidas no técnicas de la Compañía se estimaban en el 21%, con más de la mitad de esa cantidad originada en fraude y uso clandestino del servicio. En respuesta al elevado nivel de pérdidas, EDENOR implementó un plan de reducción de pérdidas en 1992 que se centraba principalmente en la medición precisa del consumo de energía a través de inspecciones periódicas, la reducción de errores administrativos, la regularización de las villas de emergencia, la reducción de conexiones ilegales directas, la prestación de servicios a villas de emergencia y la reducción de pérdidas técnicas.

En el año 2000, las pérdidas de energía de la Compañía rondaban la tasa ideal del 10% establecida en el contrato de concesión y reflejada en las tarifas. Sin embargo, como consecuencia de la crisis económica, política y social que estalló en 2001, el nivel de pérdidas de energía comenzó a escalar nuevamente debido a los mayores niveles de pobreza y morosidad en los pagos. El control de uso clandestino por el personal de Edenor se vio a menudo obstaculizado por las agresiones cada vez más frecuentes que sufría el personal por parte de los clientes durante las visitas de control. Tales incidentes fueron menos frecuentes durante 2004 debido a la mejora en las condiciones socioeconómicas y las iniciativas de la dirección de la empresa.

En razón de ineficiencias vinculadas con la reducción de las pérdidas de energía por debajo del nivel al cual son reembolsadas a la empresa en virtud de los términos de la concesión, EDENOR no prevé reducir significativamente su nivel de pérdidas.

En la actualidad, el objetivo de la empresa es mantener las pérdidas de energía en un nivel óptimo, tomando en cuenta el costo de reducción de dichas pérdidas y en el nivel al cual, en virtud de los términos de la concesión, se reembolsa a EDENOR el costo de tales pérdidas.

Los procedimientos para mantener un nivel óptimo de pérdidas se concentran en mejorar las cobranzas para garantizar que los clientes paguen el total de la electricidad que

[56] Fuente: EDENOR

consumen y en realizar inversiones en la red para controlar las pérdidas técnicas. Para reducir el uso clandestino de electricidad, se ha implementado tecnologías especiales y de supervisión, tales como redes considerablemente más altas a las que no puede accederse utilizando escaleras comunes, defensas cerca de los postes de luz, cables concéntricos, medidores reforzados y corte del servicio de electricidad, entre otros recursos.

Por otro lado, se está probando otros programas, que incluyen enseñar a los clientes de bajos recursos cómo racionar el consumo de energía, brindarles la opción de pagar en cuotas y la instalación de 4.800 medidores con consumo prepago. También programa impulsar a través de subsidios la instalación de lámparas especiales de bajo consumo.

La decisión definitiva respecto de la implementación de estas medidas de venta de energía en gran escala se encuentra actualmente sometida a consideración del ENRE. Asimismo, el Gobierno Nacional ha implementado un programa a través del PRONUREE (Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía) para distribuir lámparas de bajo consumo a sus clientes, a través de acuerdos con los gobiernos municipales. En 2008, 2009 y 2010, se distribuyeron más de 2.900.000 lámparas de bajo consumo entre los clientes de EDENOR en el marco de este programa.

En virtud de la concesión, la EDENOR debe satisfacer ciertos niveles de calidad respecto del producto (electricidad) y el suministro del producto. Los niveles de calidad relacionados con la electricidad se refieren a los niveles de tensión de la electricidad. Una perturbación se produce cuando varía el nivel de tensión, fuera de los rangos admitidos. La concesión establece que EDENOR debe suministrar energía eléctrica a los siguientes niveles de tensión: 3x380/220 V; 13,2 kV; 33 kV; 132 kV; 220 kV. Por otro lado, la frecuencia y la duración de las interrupciones, son indicadores de calidad del servicio.

Las series de indicadores de continuidad para el nivel Alta Tensión y Media Tensión, Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado (“FMIK”) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (“TTIK ”) para los últimos 6 años son las siguientes:

FMIK (Veces)	2008	2009	2010	2011	2012	2013 (*)
AT Externa	0.17	0.00	0.02	0.01	0.01	0.01
AT Propia	0.52	0.05	0.30	0.28	0.79	0.91
MT Propia	3.41	4.36	4.79	4.44	7.14	7.11
Total Red Propia	3.92	4.41	5.09	4.72	7.93	8.02
Vista por el Cliente	4.10	4.42	5.12	4.73	7.94	8.03
TTIK (Horas)	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013 (*)**
AT Externa	0.25	0.00	0.06	0.02	0.07	0.07
AT Propia	0.58	0.01	0.18	0.14	0.71	0.44
MT Propia	7.48	8.78	10.36	11.55	20.26	18.93
Total Red Propia	8.06	8.79	10.54	11.69	20.97	19.37
Vista por el Cliente	8.31	8.79	10.62	11.71	21.04	19.44

Tabla 18 Evolución de los indicadores FMIK y TTIK

Estos indicadores representan la cantidad de cortes y tiempo fuera de servicio en promedio de cada kVA de los transformadores de distribución Media/Baja Tensión y potencias contratadas de los clientes de Media y Alta Tensión, es decir reflejan el comportamiento de las redes de media y alta tensión exclusivamente. Aunque, los valores dados por "Vista por el cliente", son los efectos que sufre el usuario final.

Para una mayor comprensión, se adjunta una mayor evolución de los cortes que han visto los clientes durante los años 1996 a 2012. El valor del 2012 difiere de la tabla ya que es un valor estimativo.

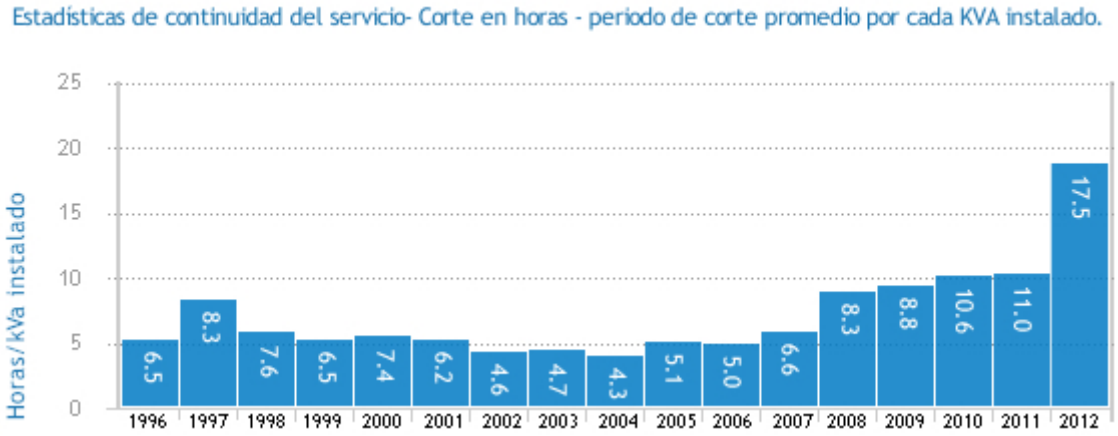


Ilustración 85 Duración de las interrupciones

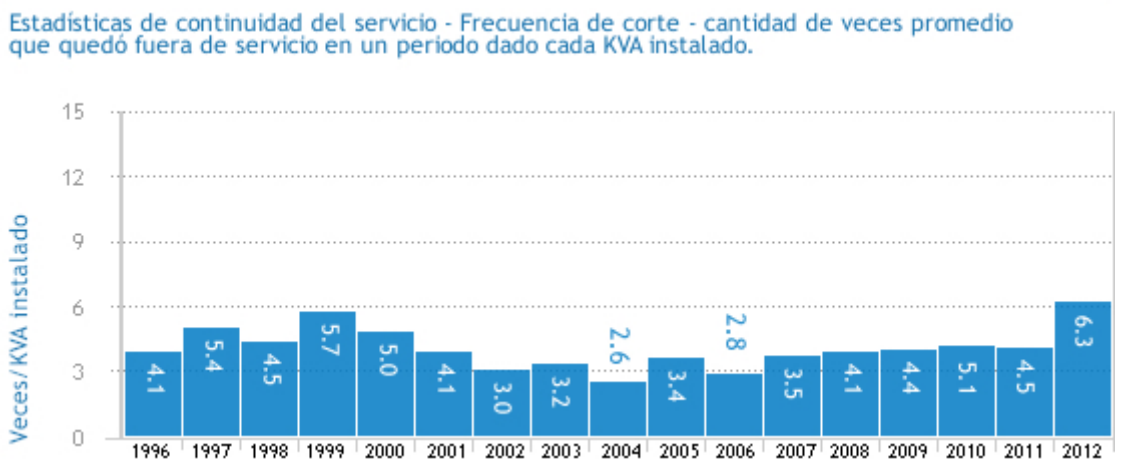


Ilustración 86 Frecuencia de las interrupciones[57]

Por el cual, tras la privatización de la empresa en 1992, la calidad de servicio ha mejorado significativamente, pasando de un promedio de 22 horas de interrupción anuales y 13 interrupciones anuales en 1992 a un promedio de 7,33 horas de interrupción anuales y 4,98 interrupciones anuales en el 2000, el último ejercicio completo antes de la crisis argentina. Pero luego de esta, la duración de las interrupciones ha crecido.

En conjunto con estos indicadores de continuidad FMIK y TTIK, se adjuntan también los indicadores internacionales System Average Interruption Duration Index ("SAIDI") y System Average Interruption Frequency Index ("SAIFI")

Estos indicadores incluyen la componente de la red Baja Tensión y son análogos al FMIK y TTIK , pero la base de cálculo es ahora la cantidad de clientes en lugar de los kVA en Media/Baja Tensión. Tienen la ventaja de permitir la visión global de la red, pero al mismo tiempo se pierde la ponderación de la importancia de la instalación afectada, ya que un cliente residencial en Baja Tensión tiene el mismo peso en el indicador que un gran cliente en Alta Tensión. Las series de indicadores de continuidad SAIDI Y SAIFI en los últimos 6 años, son las siguientes:

[57] Ilustracion 85 a 86. Fuente: EDENOR

SAIFI (Veces)	2008	2009	2010	2011	2012	2013 (*)
AT Externa	0.14	0.00	0.01	0.01	0.00	0.01
AT Propia	0.53	0.05	0.25	0.26	0.73	0.85
MT Propia	3.82	4.44	4.81	4.29	6.86	6.78
BT Propia	1.21	1.18	1.34	1.01	1.02	1.08
Total Red Propia	5.57	5.66	6.40	5.56	8.61	8.71
Vista por el Cliente	5.71	5.66	6.41	5.57	8.61	8.72

SAIDI (Horas)	2008	2009	2010	2011	2012	2013 (*)
AT Externa	0.09	0.00	0.03	0.01	0.02	0.02
AT Propia	0.59	0.03	0.14	0.14	0.68	0.39
MT Propia	8.19	8.54	9.80	11.01	19.60	18.08
BT Propia	4.74	4.47	7.10	8.54	11.25	11.63
Total Red Propia	13.52	13.04	17.04	19.97	31.53	30.10
Vista por el Cliente	13.61	13.04	17.07	19.98	31.55	30.12

(*) estimado

Tabla 19 Evolución de los indicadores SAIFI y SAIDI[58]

Para los dos últimos años, el año 2012 se caracterizó por la ocurrencia de significativos impactos climáticos sobre el Área de Concesión, entre los que pueden citarse altas temperaturas sostenidas y fuertes tormentas con precipitaciones pluviales que superaron registros históricos por su concentración y frecuencia provocando inundaciones que, en muchos casos más allá de los efectos directos sobre las instalaciones obligaron a cortes del servicio por razones de seguridad en la vía pública.

La incidencia de factores climáticos de distinto tipo durante el año 2013 impactó fuertemente sobre los indicadores de calidad, tanto por su repetición, como por su magnitud. Las tormentas excepcionales se dieron durante los meses de abril y diciembre (esta última con vientos superiores a 130 km/h), siendo también meses conflictivos febrero y marzo. No puede dejar de hacerse referencia a la ola de calor de diciembre 2013, que superó todos los registros históricos existentes, con marcas de sensación térmica superiores a los 40 °C. Este fenómeno comenzó el 16 de diciembre y se extendió hasta los primeros días de enero de 2014, declarándose el "alerta rojo" en el área metropolitana por parte del Servicio Meteorológico Nacional.

A la intensidad de este fenómeno climático se sumó a que, en diciembre de 2013, la demanda total residencial aumentó un 22% con relación al mismo mes del año anterior, es decir 4 veces más que el promedio histórico de crecimiento para ese mes que es de 4,6% con un pico extraordinario que se desarrolló durante la semana del 16 al 22 de diciembre, que fue la de mayor consumo de energía de la historia. A pesar de estas

[58] Tabla 18 a 19. Fuente: EDENOR

situaciones, las interrupciones del servicio que afectaron nuestra área de concesión, en ningún caso afectaron a barrios enteros ni fueron masivas sino que involucraron casos puntuales, cuadras, o un conjunto de edificios. Para que el impacto en los clientes sea el mínimo posible, se reforzó el personal de calle al que se destinó más de 1.000 cuadrillas y se conectaron 57 grupos electrógenos en los lugares donde las reparaciones fueron más complejas. El ENRE dispuso la obligación de resarcimiento a los usuarios por la suma total de 82 millones de ARS.

4.6 EDESUR

Edesur fue otras de las empresas surgidas del proceso de transformación del sector eléctrico desarrollado por el Poder Ejecutivo Nacional entre los años 1991 y 1992, a efectos de permitir el ingreso de capital privado a la operación del sistema. Fue constituida por escritura pública en cumplimiento del Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 714 del 28 de abril de 1992. El Consorcio Distrilec Inversora S.A. se adjudicó el 51% de las acciones de la compañía luego de participar en una Licitación Pública Internacional.

Por el cual, la composición accionaria es la siguiente:

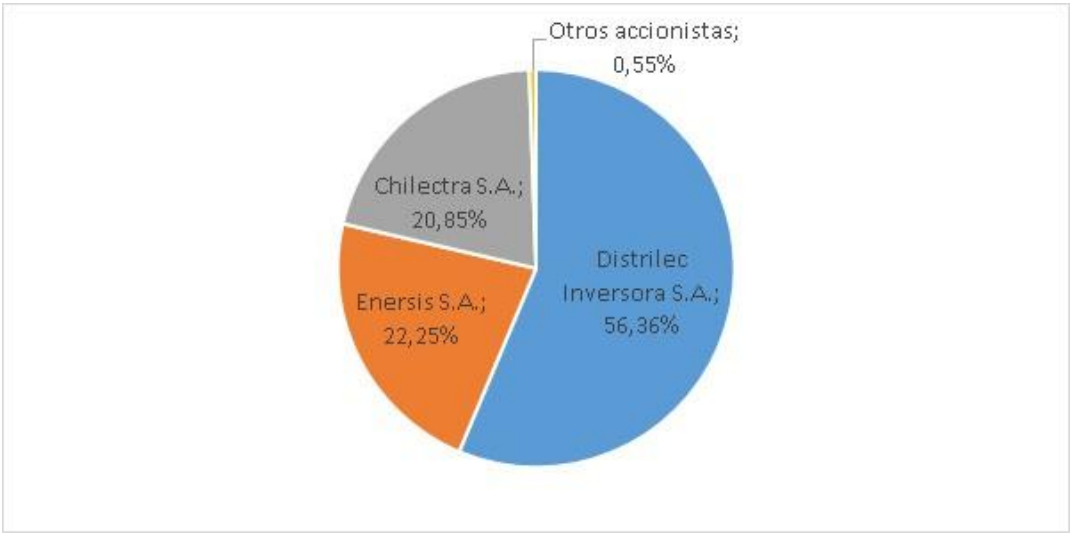


Ilustración 87 Accionistas de EDESUR

Al presente, Distrilec -la sociedad inversora controlante de Edesur- posee el 56,358% de las acciones, siendo sus accionistas sociedades del Grupo Enersis (51,5%), controlado por el Grupo ENDESA. A partir del 25 de junio de 2009, el Grupo ENEL es a su vez controlante de ENDESA, ya que es tenedor del 92,06% de su capital social. Del 48,5% restante del capital social de Distrilec, a la fecha, son tenedores sociedades en las que participan Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. y La Plata Cogeneración S.A.

El área de concesión para EDESUR es la siguiente:

Área de cobertura: 3.309 km^2

Límites: zona sur de Capital Federal y doce partidos de la provincia de Buenos Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente.

Ilustración 88 Area de concesion de EDESUR

Análisis de los resultados económicos – financieros

La situación económica – financiera de EDESUR, es muy similar a la de EDENOR en lo que respecta a los inconvenientes que sufre como la baja rentabilidad, resultados operativos bajos y la falta de capacidad crediticia, por el cual, no es objeto abundar en el tema pero resulta relevante analizar la demanda y la potencia máxima que ha tenido EDESUR durante los últimos 20 años.

Como habíamos mencionado anteriormente, la demanda de energía anual en un año determinado puede ser record pero no así su necesidad de potencia ya que los picos de potencia indican aumentar la capacidad de potencia instalada y no de una necesidad concreta de energía.

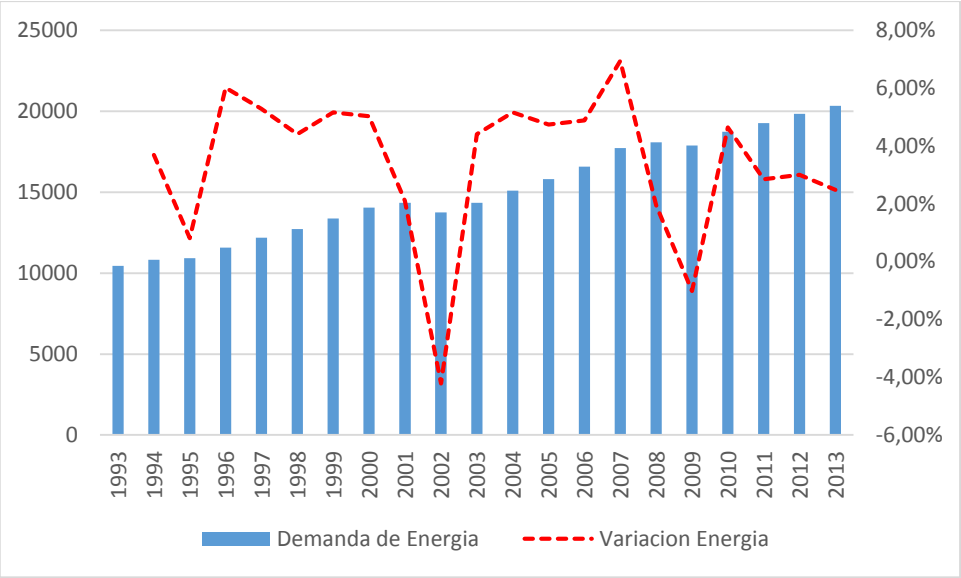


Ilustración 89 Demanda de energía en GWh

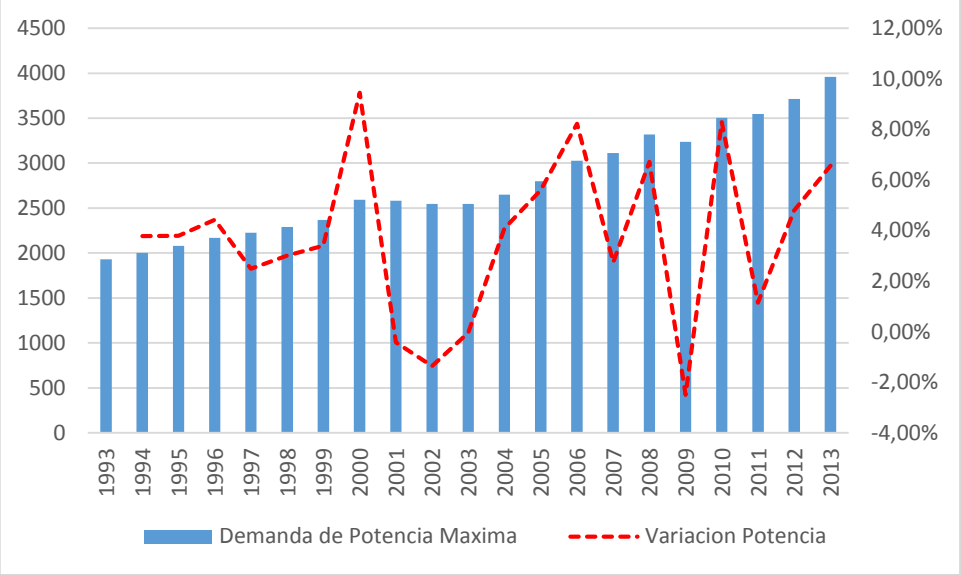


Ilustración 90 Demanda de potencia máxima en MW[59]

Analizando los gráficos anteriores, podemos destacar que el consumo de energía fue aumentando durante el paso de los años como así también ha sucedido con la demanda de potencia máxima. No se puede evidenciar una correlación con el crecimiento de la demanda de energía y con la potencia máxima ya que el R2 es demasiado bajo

[59] Ilustración 89 a 90. Elaboración propia en base a datos de EDESUR

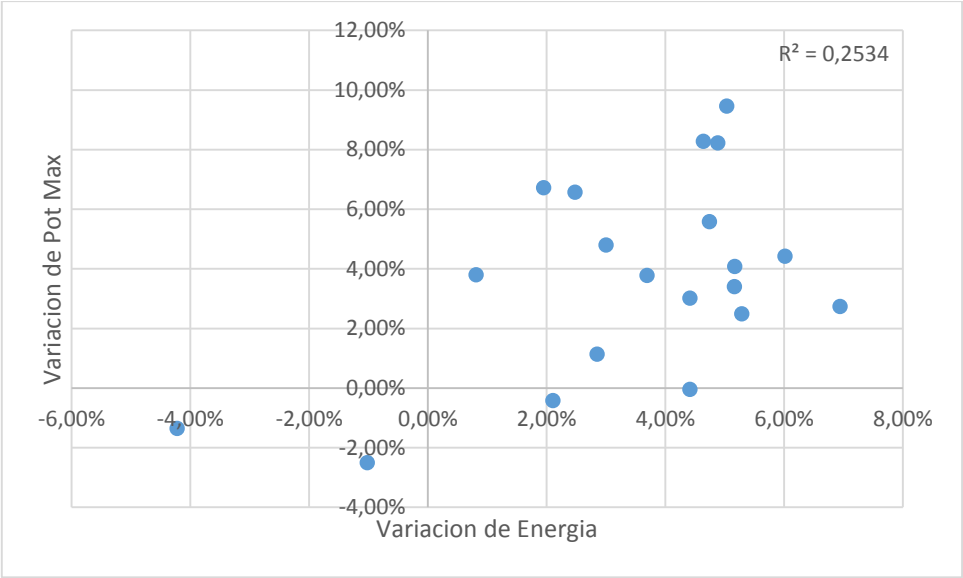


Ilustración 91 Grafico de correlación entre Pot Max y Energía

No podemos asegurar que sean variables independientes entre ellas pero si podemos destacar que existen otros factores que afectan estas variables como el crecimiento del PBI, el desarrollo industrial, la mejora de la calidad de vida de la población a través de productos de confort (aires acondicionados) y la cantidad de días fríos o calurosos en las diferentes estaciones.

Pérdidas de energía y calidad de servicio

EDESUR se mantiene en un nivel de pérdidas inferior al 11% desde junio de 2006 y mantiene un proceso para combatir el hurto de las pérdidas no técnicas, basado en la detección oportuna del hurto, y en la incorporación de mejoras tecnológicas, como la minería de datos, que ha permitido una mejora significativa en la eficiencia del proyecto normalización. Es importante destacar que ambas distribuidoras, a pesar del crecimiento de la demanda han mantenido el nivel de perdidas relativamente constante.

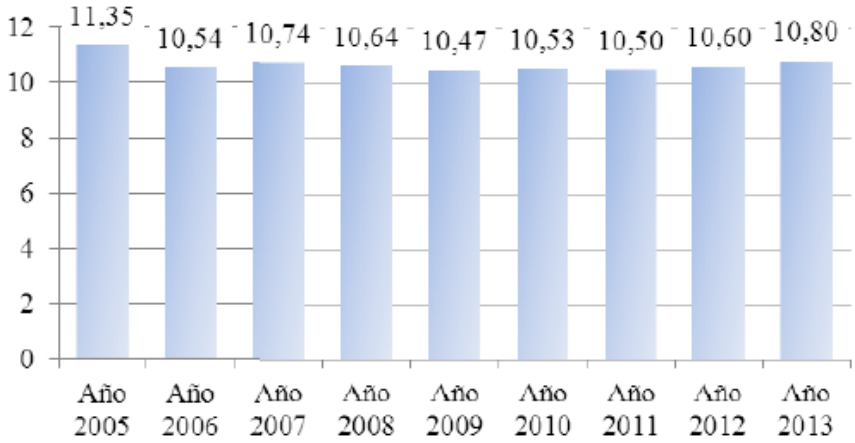


Ilustración 92 Evolución de pérdidas de EDESUR[60]

[60] Fuente: EDESUR

En lo que respecta a la calidad del servicio, los indicadores SAIDI y SAIFI son levemente superiores a EDENOR, acentuándose durante los últimos años. La causa de esto se debe al crecimiento continuo de la demanda y a la incapacidad de mantener estable la red por la falta de inversión.

4.7 EVOLUCIÓN Y ANÁLISIS DE LA TARIFA

En secciones anteriores, se ha expuesto el procedimiento de la determinación del cuadro tarifario para las distribuidoras. El funcionamiento de este mecanismo se ha desvirtuado totalmente a partir de la crisis económica del 2001. Las situaciones de las dos distribuidoras analizadas demuestran que la crisis que están padeciendo radica en los precios que están cobrando. No se puede evidenciar otro motivo que el antes mencionado porque la demanda energética sigue creciendo y no existieron catástrofes naturales que hayan destruido o dañado los sistemas eléctricos.

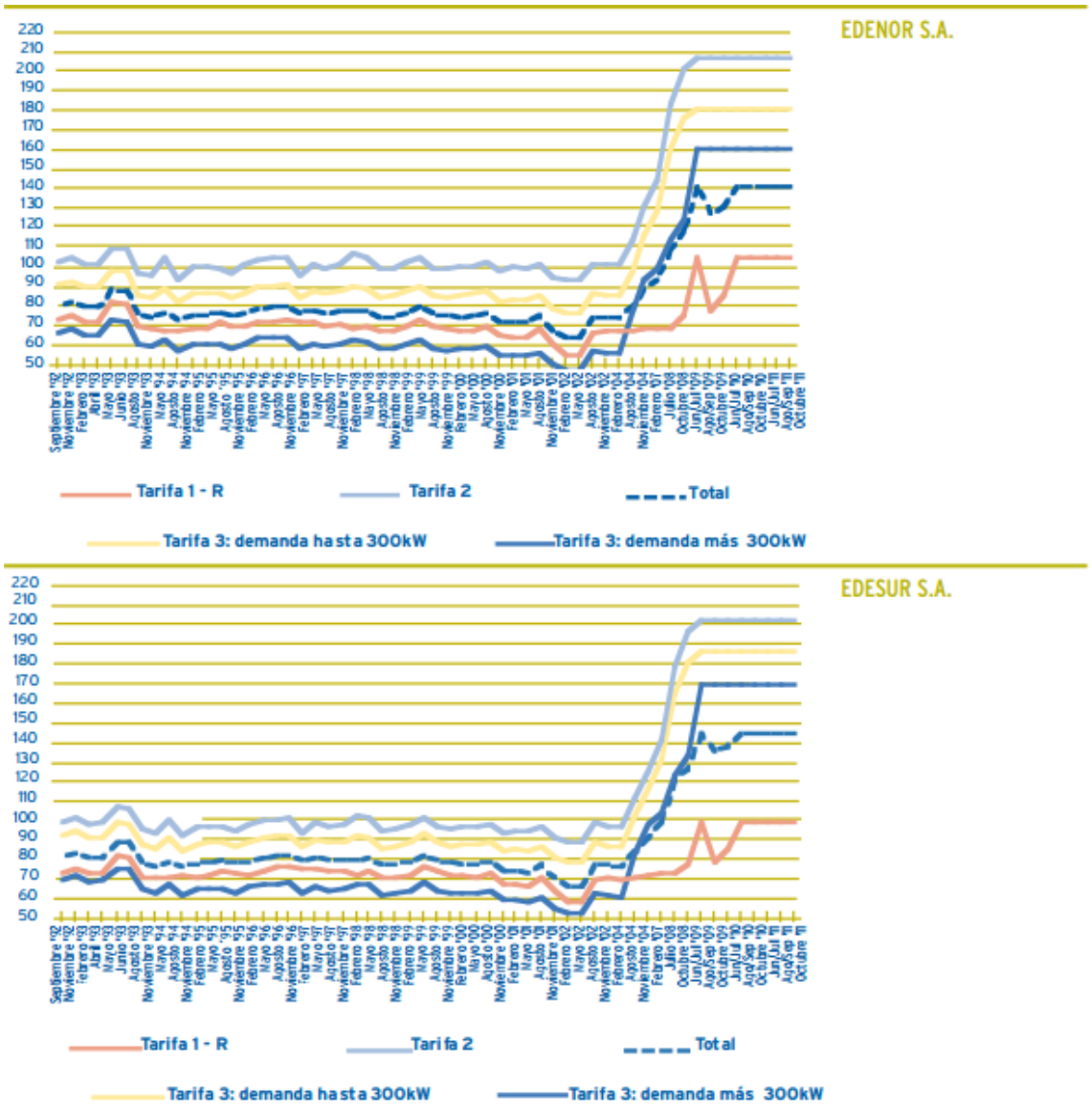


Ilustración 93 Evolución de la tarifa media[61]

Debido a la crisis económica del 2001, surgieron intervenciones por parte del Estado, intercediendo en el mercado eléctrico, y específicamente, en las tarifas. Como primera medida, la sanción de la Ley de Emergencia Económica N° 25.561, sancionada por el Congreso Nacional en enero 2002, declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. Cabe destacar que esta, ha sido renovada cada año por el Congreso de la Nación desde su fecha de promulgación, estando por ello aún vigente.

En el caso de los servicios públicos, la Ley de Emergencia Económica dispuso la renegociación de sus contratos debido a que dejó **sin efecto las cláusulas de ajustes de precios en moneda extranjera o con índices de otros países o cláusulas indexatorias**. En algunos casos, el proceso de renegociación ha tenido importantes postergaciones,

[61] Fuente: ENRE

mientras que en la mayoría no se han implementado hasta la fecha las medidas acordadas en los procesos de renegociación, manteniéndose durante más de una década condiciones inicialmente dispuestas para períodos transitorios de pocos meses.

En el mes de febrero de 2002 el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 293/02 por medio del cual se encomendaba al Ministerio de Economía la misión de llevar a cabo, a través de una comisión ad hoc, el proceso de renegociación de tales contratos en un plazo relativamente breve.

El Ministerio de Economía de la Nación, declaró a través de la Resolución N° 20/2002, el de adecuar los contratos de concesión o de licencia durante el período de emergencia y hasta tanto sea superada la situación descripta en la ley de Emergencia Económica, sin introducir cambios estructurales, a efectos de preservar la vida del contrato y las condiciones originariamente pactadas con miras a su restablecimiento futuro. Luego, en julio 2003, se creó la Unidad de Renegociación y Análisis de los Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), el cual tenía la misión de asesorar y asistir al Poder Ejecutivo en el proceso de renegociación.

El plazo para llevar a cabo la renegociación de los contratos fue prorrogado sucesivamente a través de las siguientes leyes sancionadas por el Congreso de la Nación:

- Ley N° 25.790 (22 de octubre de 2003): Prorrogó la emergencia económica al 31 de diciembre de 2004.
- Ley N° 25.972 (17 de diciembre de 2004): Prorrogó la emergencia económica al 31 de diciembre de 2005.
- Ley N° 26.077 (10 de enero de 2006): Prorrogó la emergencia económica al 31 de diciembre de 2006.
- Ley N° 26.204 (20 de diciembre de 2006): Prorrogó la emergencia económica al 31 de diciembre de 2007.
- Ley N° 26.339 (4 de enero de 2008): Prorrogó la emergencia económica al 31 de diciembre de 2008.
- Ley N° 26.456 (16 de diciembre de 2008): Prorrogó la emergencia económica al 31 de diciembre de 2009.
- Ley N° 26.563 (22 de diciembre de 2009): Prorrogó la emergencia económica al 31 de diciembre de 2011.
- Ley N° 26.729 (28 de diciembre de 2011): Prorrogó la emergencia económica al 31 de diciembre de 2013
- Ley N° 26.896 (22 de Octubre de 2013): Prorrogó la emergencia económica al 31 de diciembre de 2015.

Parece innecesario destacar que estas sucesivas prórrogas han llevado el plazo de normalización esperado, mucho más allá de los plazos esperados inicialmente, expectativa que se vio reforzada a partir del año 2003, en vista de las tasas de crecimiento de la economía que se registraron en forma continuada desde esa fecha.

Independientemente de lo anterior, como parte del proceso de renegociación del Contrato de Concesión, entre el 2005 y 2006, las distribuidoras suscribieron el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión. Dicha Acta Acuerdo estableció:

1. un régimen tarifario de transición que debía aplicarse desde el 1° de noviembre de 2005, con un aumento en la tarifa media del servicio no superior al 15%, que reflejaba un aumento promedio del Valor Agregado de Distribución (VAD) del 28% para Edesur y 23% para Edenor. De la aplicación de este aumento quedaban excluidos los clientes residenciales T1R1 y T1R2, los cuales representan alrededor del 35% de las ventas físicas de energía.
2. un proceso de redeterminación de los ingresos por variación en los precios de la economía cada seis meses, el cual se conoce como Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). En el Anexo se puede encontrar la descripción de este procedimiento.

Las consecuencias del Acta Acuerdo se plasmaron recién con la Resolución N° 50/2007 de febrero de 2007, el ENRE puso en vigencia a partir del 1° de febrero de 2007 las tarifas emergentes del régimen tarifario de transición contenido en el Acta Acuerdo. Por otro lado, por aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC), el ENRE dispuso aplicar:

- un incremento, a partir de febrero de 2007, del 9,962% sobre los costos propios de distribución del período mayo 2005-abril 2006
- un incremento del 9,75% sobre los costos propios de distribución del período mayo 2006 – abril 2007 que, tras ser compensados con los fondos excedentes del PUREE en virtud de la Resolución de la Secretaría de Energía (SE) N° 1.838/2007 y la Resolución ENRE N° 867/2007 de diciembre de 2007, fue trasladado a tarifas a partir del 1° de julio de 2008 merced a la Resolución ENRE N° 324/08.
- en virtud de dicha Resolución, se autorizó la aplicación en tarifa a partir del 1° de julio de 2008, de un incremento del 7,34% sobre los costos propios de distribución del período mayo 2007- octubre 2007.
- la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI)a implementarse por el ENRE de acuerdo con la ley N° 24.065, para fijar un nuevo régimen tarifario con vigencia por un período de 5 años. El proceso para la RTI aún no ha sido efectivizado y, por lo tanto, se mantiene la aplicación del régimen tarifario de transición con las circunstancias y consecuencias que se han descripto precedentemente.

A través de la Resolución N° 1.169/08, la SE dispuso el **aumento de los precios estacionales** para el período noviembre 2008-abril 2009. Esta modificación, destinada a la reducción de los subsidios que aporta el Estado Nacional a los usuarios, se aplicó a través de una nueva reestructuración de la segmentación de los clientes tarifa T1 Residencial que elevó a nueve los estratos tarifarios. En relación con esta quita de subsidios durante el invierno del año 2009, en razón de múltiples reclamos por parte de

usuarios, la Secretaria de Energía determinó que, durante el período comprendido entre el 1° de junio y el 31 de julio de 2010, los subsidios del Estado Nacional destinados a los usuarios se restituyesen al 100% (es decir, al valor previo al dictado de la Resolución SE N° 1.169/2008) y que para el período del 1° de agosto al 30 de septiembre, se redujesen al 70%. Esta situación se mantuvo en idénticos términos durante los años 2010, 2011, 2012 y 2013.

Como un paliativo a esta situación la Subsecretaría de Energía mediante su nota N° 1.382/08 confirmó que se dedujeran de los excedentes del PUREE a devolver eventualmente al Fondo Estacional, todos aquellos mayores costos que arroja el MMC devengados y no incluidos en la tarifas hasta su efectivo trasladado a la misma. Lo mismo hizo la Resolución SE N° 250/2013, en el año 2013.

En el 2011, se creó un grupo de trabajo para revisar el sistema de subsidios de empresas de servicios públicos, la reducción de subsidios fue materializada mediante la Resolución de la SE N° 1.301/2011, noviembre de 2011, en la cual se estableció **un incremento en los precios estacionales de la energía sin subsidio y la aplicación de estos precios a los consumos asociados a determinadas actividades comerciales e industriales** incluidas en la norma y conforme a la inscripción de las empresas ante la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) y también a los consumos residenciales de determinadas zonas geográficas, como por ejemplo Puerto Madero o parte de Recoleta en C.A.B.A., barrios cerrados, countries, etc.

Cabe destacar que la quita de subsidios sólo se materializó a través del ajuste del precio estacional que es traspasado a tarifa, pero que es percibido por CAMMESA. No se contempló en dicho ajuste el incremento proporcional correspondiente al VAD que percibe la distribuidora por el servicio.

Como últimas observaciones de las decisiones que tomo el Estado:

- La Resolución ENRE N° 324/08 constituyó el final del congelamiento de tarifas que regía desde 2002, para los clientes residenciales de más altos consumos. No obstante, el ENRE ha omitido destinar, hasta la fecha, semestralmente al servicio los aumentos de la tarifa que se correspondan con las variaciones sustanciales que desde 2007 se dan en los costos.
- Durante los primeros meses de 2010, en respuesta a la exigencia del ENRE, se presentaron los cuadros tarifarios resultantes de distribuir el requerimiento de ingresos solicitados en todas las categorías tarifarias, y se envió información complementaria solicitada por el ENRE. Hasta el presente no se obtuvo ninguna respuesta ni otra acción por parte del regulador sobre este tema, a pesar de las gestiones descriptas y la insistencia permanente de la Compañía para la realización de esta RTI, acordada en su momento con las autoridades nacionales, pero luego reiteradamente postergada.
- Cabe mencionar que los defectos de ingresos que se han generado como consecuencia de estos incumplimientos por parte de la Autoridad Regulatoria a lo

establecido en la Ley 24.065 que rige el Sector Eléctrico y a las condiciones acordadas en el Contrato de Concesión oportunamente firmado, son parcialmente compensados, pero en una proporción muy inferior e insuficiente para sostener normalmente las actividades de la compañía no solo desde el punto de vista financiero y económico, sino también técnico, por la imposibilidad de invertir proporcionalmente al crecimiento de la Demanda de los últimos 12 años y efectuar las renovaciones de instalaciones que han cumplido su vida útil.

En el Anexo se podrá encontrar la evolución de los cuadros tarifarios desde 1992 hasta Octubre 2011. Las tarifas actuales no han variado con respecto a los últimos valores de los cuadros tarifarios adjuntados.

4.8 CONCLUSIONES DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA

Desde el punto de vista técnico y tecnológico, una red de distribución no resulta una ciencia incierta o que se deba desarrollar ya que actualmente, los sistemas de distribución se encuentran diseñados y normalizados.

La incógnita que surge es el cómo planificar el desarrollo de una red de distribución el cual está basado en garantizar el suministro más económico de las cargas existentes en el momento del estudio y contemplar que esa misma situación se mantenga en la alimentación de las futuras cargas. Sobre este punto, existen varios estudios por parte de las distribuidoras que permiten mitigar este inconveniente.

En esta instancia, como se ha hecho en capítulos anteriores, no se analizara el sistema eléctrico completo sino solamente el agente distribuidor. Aparentemente, el problema en el sector de distribución radica en los **resultados operativos** que están obteniendo los cuales no resultan ser atractivos hacia los inversionistas, no permiten autogenerar capitales de inversión ni tampoco lograr créditos blandos. Las causas de estos resultados operativos se deben básicamente al **aumento continuo de los costos y a la tarifa vigente**. En lo que respecta a los costos, sigue siendo muy significativo el impacto de los incrementos salariales a los trabajadores y contratistas, que en total insumen el 80% de las erogaciones de las distribuidoras. En el ejercicio 2013, el incremento de costos laborales llegó al 39,7%.

Otro concepto relevante que impacta, es el costo de contratación de "Generación Móvil" en determinados puntos de la red de distribución, desde junio de 2012. En el caso de EDENOR, este concepto insumió 291,6 millones de ARS en el ejercicio 2013. Sumado a esto, las distribuidoras han **sufrido penalizaciones por parte del ENRE**, agravando más la estructura de costos.

En lo que respecta a las tarifas, ya hemos visto la evolución de los valores y reglamentaciones que han sufrido. Al final de esta sección, se adjuntan graficas comparativas de las tarifas argentinas con las de otros países durante los años 2012 y 2013 para un determinado consumo modelo. La reducción de precios de Brasil entre los dos años mencionados se debe a que la industria brasileña atravesaba un difícil momento, reclamaba esa reducción de tarifas desde hacía años, por considerar que la energía eléctrica en Brasil era la tercera más cara del mundo. Por otro lado, el estado brasileño quería aumentar la competitividad de la industria y favorecer el crecimiento de la economía. En contraposición, el gobierno está realizando aportes de, aproximadamente, 3.300 millones de reales por año.

Al analizar la formación de tarifas del procedimiento del contrato de concesión, podemos destacar 4 factores que son sensibles a variaciones frecuentes:

Ppot: Precio de la potencia en el mercado mayorista a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U$S/kW-mes.

CDFxx: Costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa, expresado en U$S/bimestre. Siendo xx = la subcategoría correspondiente.

Pex: Precio de la energía adquirida por la distribuidora en el mercado mayorista en las distintas horas. Siendo x = p = horas de punta, x = r = horas restantes, x = v = horas de valle.

CDVxx: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa, expresado en U$S/kWh.. Siendo xx = la subcategoría correspondiente.

Los 4 factores antes mencionados no son controlados por las distribuidoras. En el caso de los precios de la potencia y energía del MEM dependen de las generadoras y de los despachos óptimos que defina CAMMESA (este punto será desarrollado en capítulos posteriores). Los costos propios de distribución, como vimos anteriormente, están afectados por el índice de precios al por mayor de productos industriales y el índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos. Por otra parte, todos los valores mencionados anteriormente están nominados en dólares norteamericanos. Según los expertos, el modelo tarifario iniciado en 1992 era bueno y había funcionado en otros países pero al sufrir la primera crisis (2001) sobre el modelo, el estado declaro la Ley de Emergencia Económica (2002). Por el cual, dejó sin efecto este procedimiento, creando procesos de renegociación con las empresas de servicios públicos y hasta la fecha, aun no definidas.

No se puede asegurar que el modelo tarifario sea robusto ante crisis económicas y que pueda blindar a las distribuidoras porque el Estado ha dictado la Ley de Emergencia Económica previo a las modificaciones dictadas por el procedimiento del Contrato de Concesión, dejándolo sin efecto alguno. Además, los precios de venta de energía de las generadoras se encuentra reguladas por el gobierno, por el cual, implícitamente se estaría regulando el precio del distribuidor.

Sumado a todo lo anterior, el crecimiento continuo de la demanda precisa de la mejora de la infraestructura de distribución eléctrica ya que sobrecargar el sistema eléctrico actual genera cortes de abastecimientos, fallas en la distribución y deterioro de la vida útil de los transformadores, tableros de distribución y cables. Provocando así mantenimientos correctivos e instalaciones de grupos electrógenos en puntos críticos para asegurar la provisión de la energía. Por el cual es necesario actuar rápidamente en el dimensionamiento de la red para evitar costos o daños mayores en el futuro y la insatisfacción de los clientes / usuarios.

En conclusión, las distribuidoras están limitadas en la gestión de sus ingresos y costos ya que los precios de compra los impone el “upstream” de la generación y CAMMESA, y a su vez, las tarifas se encuentran impuestas por el estado. La toma de decisión de las distribuidoras están sujetas a las decisiones del ENRE y a la de la Secretaria de Energía, creando así una falta de seguridad jurídica por parte del gobierno.

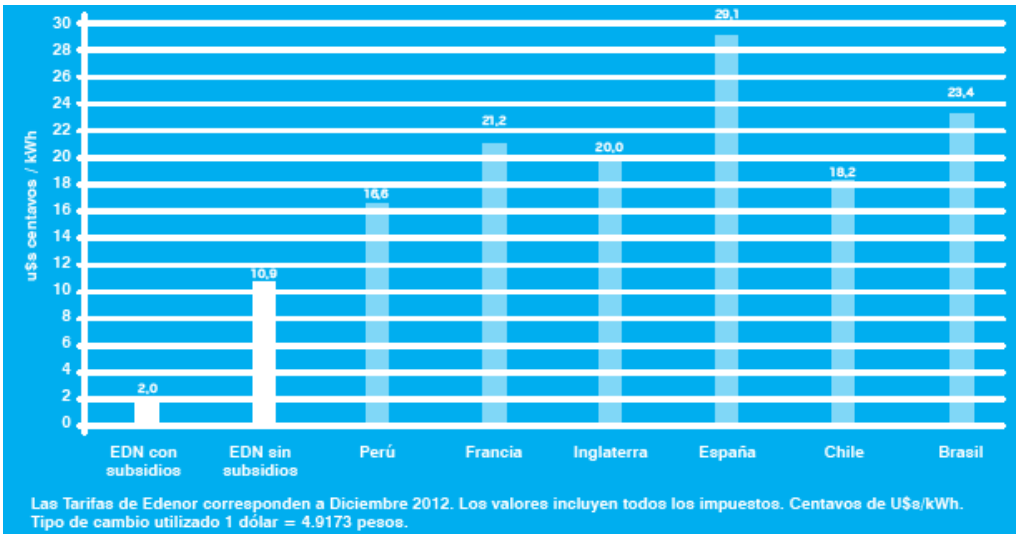


Ilustración 94 Posicionamiento de la tarifa residencial de EDENOR en el mercado internacional / Consumo: 275 KWh por mes en el 2012

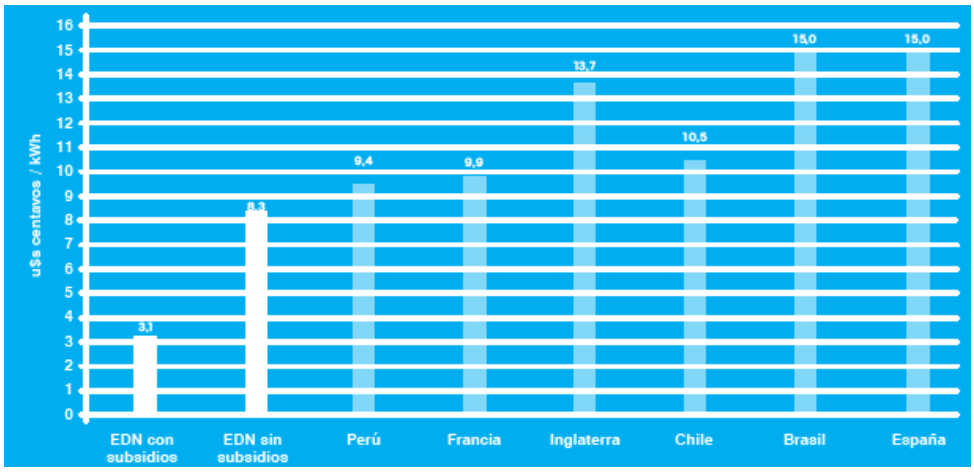


Ilustración 95 Posicionamiento de la tarifa industrial de EDENOR en el mercado internacional / Consumo: 1095 KWh por mes. Demanda máxima 2,5 MW en MT en el 2012

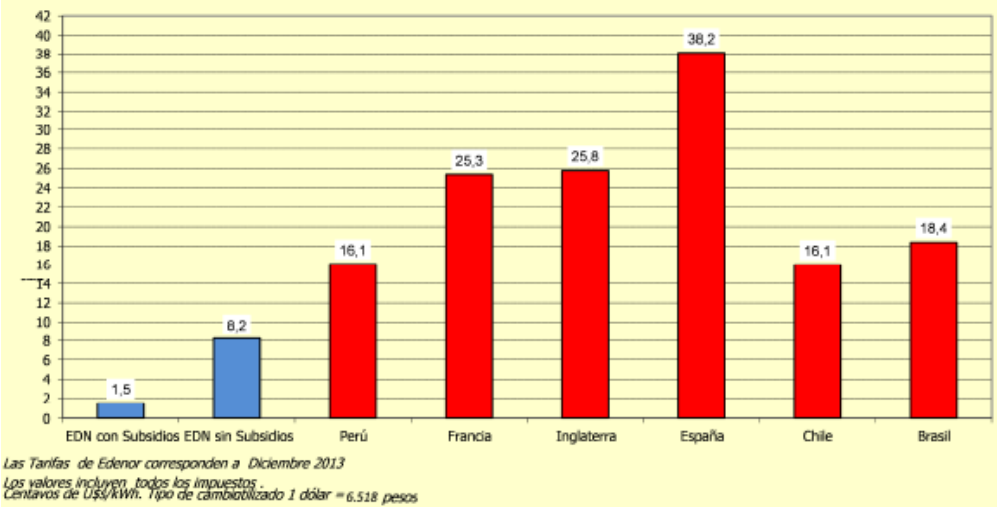


Ilustración 96 Posicionamiento de la tarifa residencial de EDENOR en el mercado internacional / Consumo: 275 KWh por mes en el 2013

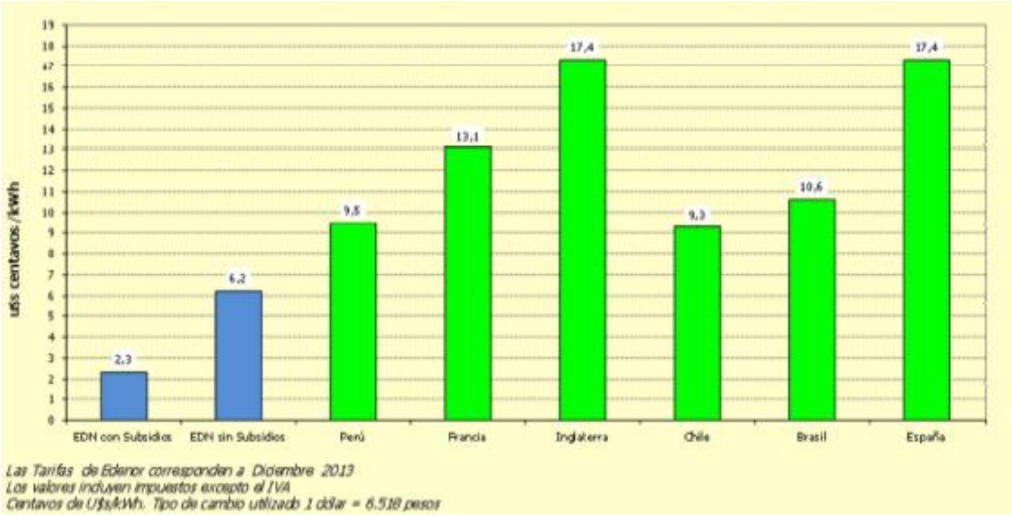


Ilustración 97 Posicionamiento de la tarifa industrial de EDENOR en el mercado internacional / Consumo: 1095 KWh por mes. Demanda máxima 2,5 MW en MT en el 2013[62]

[62] Ilustración 94 a 97. Fuente: EDENOR

5. GRANDES USUARIOS

5.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS GRANDES USUARIOS

Los Grandes Usuarios dentro del Mercado Eléctrico responden a tres categorías bien definidas por su nivel de consumo: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

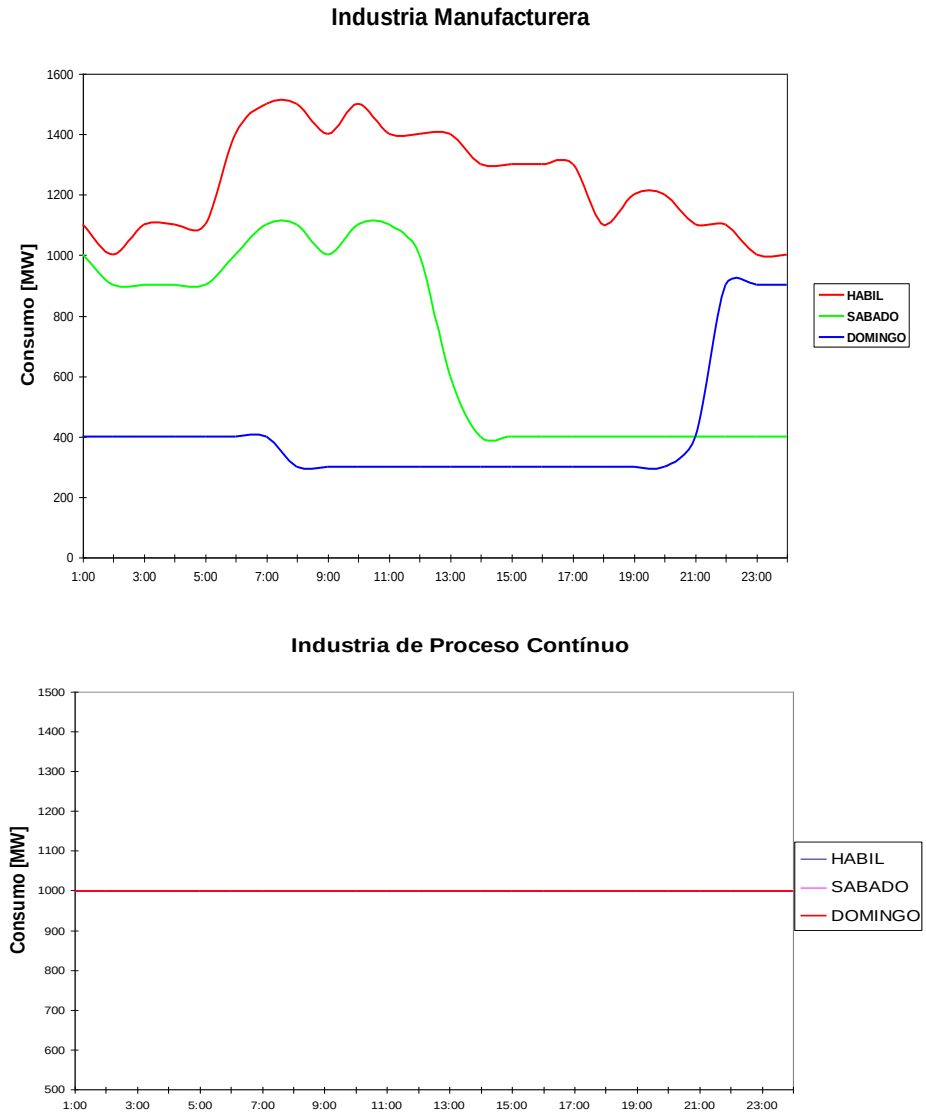


Ilustración 98 Curvas de Cargas Típicas de Grandes Consumidores

Características principales del GUMA:

- Como mínimo, en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para **consumo propio mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o superior a 4380 MWh anuales**.
- Contrato en el Mercado a Término (MAT), por lo menos, el 50% de su demanda de energía eléctrica con Generadores o Comercializadores de Generación, considerando el mínimo de energía previsto en el punto anterior, o bien tener Acuerdos con Comercializadores de Demandas, que cubran el 50% de su

demanda. El resto demanda puede ser adquirida directamente al Mercado, al precio que se verifique en forma horaria.

- Informar demanda prevista trimestralmente a CAMMESA para base de datos Estacional. La duración mínima de cada contrato en el MAT es de un mes pero debe disponerse siempre de tres meses bajo contratos.
- Instalar un equipo de medición apropiado que permita la medición de su demanda cada 15 minutos, y que pueda leído en forma remota por CAMMESA, como sistema SMEC.
- Disponer de un Esquema de Alivio de Carga por Subfrecuencia (relé de corte o convenio con otro GUMA para compartir cortes).
- Establecer un Depósito de Garantía que cubra el importe a facturar por CAMMESA en un lapso de tres meses.

Ilustración 99 Esquema de operación GUMA

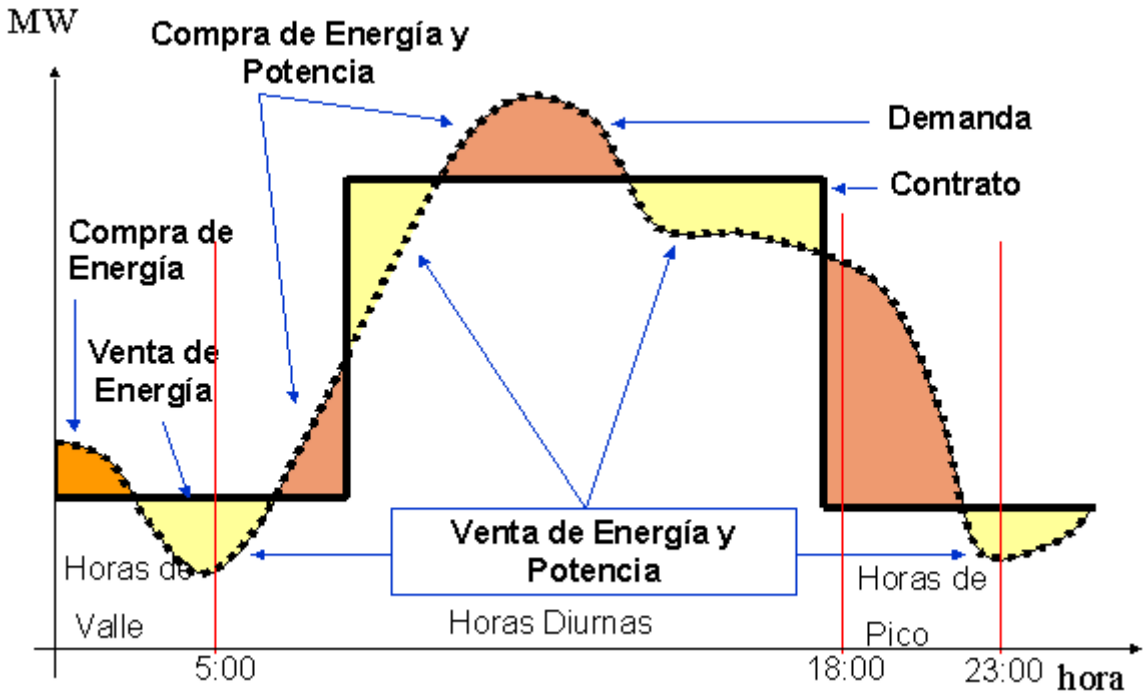


Ilustración 100 Operaciones de un Gran Usuario[63]

Características principales del GUME:

- Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio **mayor o igual que 30 kW, y menor a 2000 kW.**
- Contrato en el Mercado a Término del 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM. La curva de carga es libre, fija solo Potencia máxima en horas pico y horas fuera de pico
- La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a 2 períodos trimestrales.
- Los servicios son provistos por la distribuidora por el cual, reconoce estos ante la distribuidora. No informa consumo a CAMMESA, lo hace a la distribuidora.
- No opera en el Mercado Spot.
- Debe estar vinculado directa o indirectamente a la red de transporte.

Características principales del GUPA:

- Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio **mayor o igual que 30 kW, y menor a 100 KW.**
- Contrato en el Mercado a Término del 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM. La curva de carga es libre, fija solo Potencia máxima en horas pico y horas fuera de pico
- La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a 4 períodos trimestrales.

[63] Ilustración 98 a 100. Fuente: Apuntes de Mercado Eléctrico

- Los servicios son provistos por la distribuidora por el cual, reconoce estos ante la distribuidora. No informa consumo a CAMMESA, lo hace a la distribuidora.
- No opera en el Mercado Spot.
- Debe estar vinculado directa o indirectamente a la red de transporte.
- No posee medidor capaz de discriminar por banda horaria. Su consumo de energía se distribuye en función de coeficientes.

5.2 CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

Se pactan libremente condiciones, plazos, precios y cantidades. Son contratos sujetos a las regulaciones del MEM. Son de conocimiento público y deben ser informados a CAMMESA.

CAMMESA es la responsable de administrarlos, realizando:

- El seguimiento de los apartamientos entre el contrato y la generación ó consumo real.
- La facturación de los saldos y los servicios de transporte.
- Afectan solo la transacción comercial
- No afectan el despacho económico de las unidades de generación

En el Mercado a Término se podrán pactar distintos tipos de contrato de acuerdo al compromiso requerido:

a) Contratos de Disponibilidad de Potencia: Se compromete la disponibilidad de potencia de máquinas de un Generador como respaldo para ser convocada por el agente contratante. El compromiso se establece a nivel de potencia y deberá ser cubierto por el Generador contratado como respaldo con las máquinas comprometidas. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer al agente que es la parte compradora, en el caso de ser convocada. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía que esté generando el Generador que tiene comprometida su Disponibilidad cuando sea convocado por su contratante. Las partes deberán analizar la calidad de la red de transporte que los vincula, a fin de evaluar si es posible transmitir esa potencia contratada. Cada máquina podrá tener varios contratos de disponibilidad de potencia con diferente prioridad, debiendo indicar cuál es el orden de prioridad de los mismos y la condición de convocatoria.

b) Contratos de Abastecimiento: Se compromete el abastecimiento de una demanda de energía, con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo Spot. El vendedor garantiza con sus máquinas la entrega de esa energía. Además las partes deberán verificar que el nodo de compra tiene una vinculación con la red de transporte que permita transmitir en condiciones normales esa demanda contratada. El vendedor se podrá respaldar contratando disponibilidad de

potencia como reserva para cumplir su compromiso, y/o comprando en el Mercado Spot la energía y potencia faltante de existir el excedente necesario.

c) Contratos de Potencia Firme: Se compromete una potencia firme en un nodo frontera para garantía de abastecimiento de una demanda que se ubica en un país distinto al que se encuentra la parte vendedora (contratos de importación y exportación), o en un nodo dentro de una Ampliación Firme por Peaje en que se conecta un agente al MEM.

d) Contrato de Energía: Se compromete la venta de energía a una demanda con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo Spot. La garantía de abastecimiento de este tipo de contrato es sólo la oferta del Mercado Spot en el nodo de compra del contratante.

5.3 EVOLUCIÓN DEL MERCADO A TÉRMINO

En la siguiente gráfica, se muestra la evolución de la demanda de energía de los GUMA y GUME. En el caso de los GUPA, están comprendidos en el agente de distribución pero este valor no es representativo dentro de la demanda de la distribución.

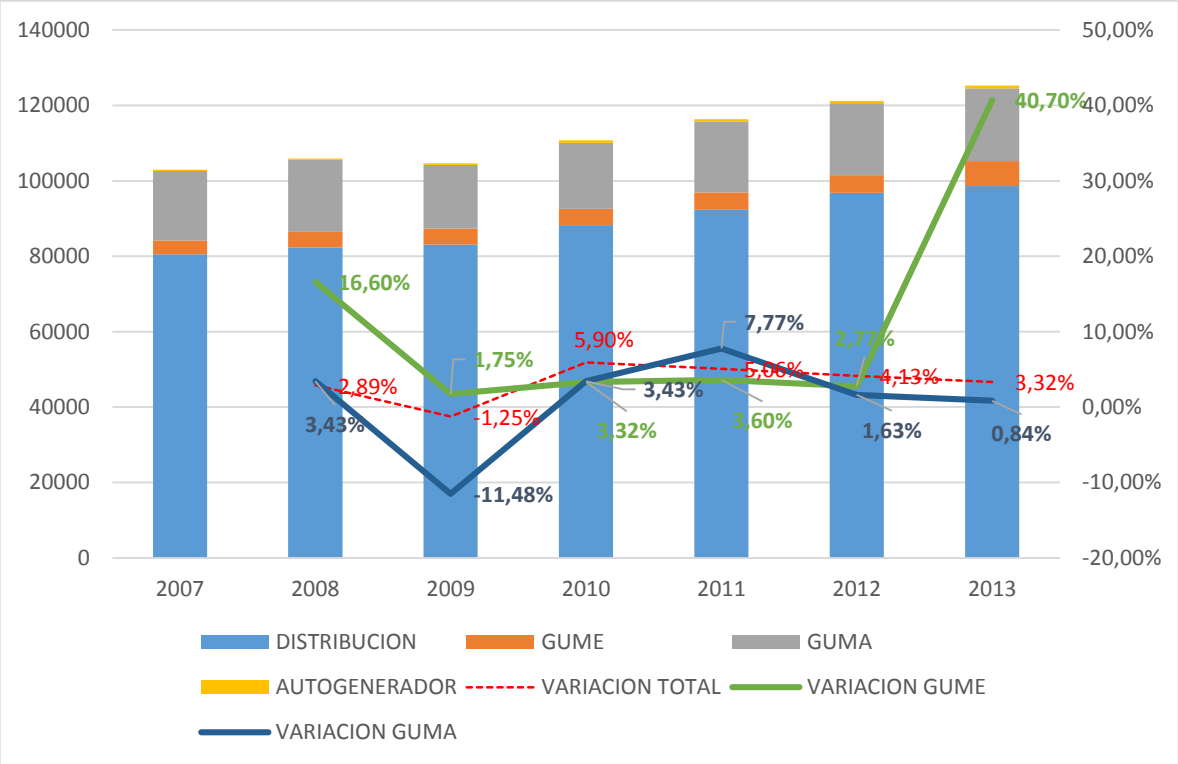


Ilustración 101 Evolución de demanda en GWh de GUMA y GUME[64]

[64] Elaboración propia en base de datos de CAMMESA

6. TRANSMISION

6.1 INTRODUCCIÓN

Como se mencionó anteriormente, la energía producida de las distintas centrales (ubicadas en distintos puntos de un país) deben alimentar a los distintos consumos. Por el cual, dicha energía debe ser transportada a través de grandes distancias, la cual es capaz de alimentar ciudades entera. Este transporte es realizado a través de las líneas de transmisión de media y alta tensión.

La importancia de poseer un sistema de transmisión robusto está basado en 4 puntos:

1. Mejorar la fiabilidad del sistema de energía eléctrica
2. Ofrece a los clientes flexibilidad para diversificar la combinación de combustibles al darles acceso a las distintas centrales eléctricas
3. Mejora la estructura de costos de toda la industria, dando acceso a centrales de bajo costo a los mercados de eléctricos de alto costo
4. Permite la competencia entre las centrales, dando más de acceso a la red, por el cual, la posibilidad de penetración a un mayor mercado.

La fiabilidad de un sistema eléctrico está sujeto a la adecuación del sistema y a la seguridad. Adecuar el sistema significa tener la habilidad que el sistema eléctrico provea la demanda eléctrica y energía requerida por los clientes durante todo el tiempo, teniendo en cuenta la programación de las paradas de las centrales eléctricas y de las líneas de transmisión, como así también, aquellas actividad no programadas. La seguridad es la capacidad de que el sistema eléctrico pueda resistir las perturbaciones repentinas, tales como cortocircuitos eléctricos y pérdidas inesperadas de las instalaciones ya sea de una central o línea de transmisión.

En el sector de generación, existen sucesos que no permiten la operación continua de producción de energía ya que se deben realizar paradas de mantenimiento o el recurso no se encuentra disponible (ejemplo: indisponibilidad de la cota para la generación en una central hidroeléctrica o insuficiencia del nivel de velocidad de los vientos para los aerogeneradores). Por el cual, existen factores tecnológicos y naturales que pueden producir la caída inesperada de la oferta energética. Por otro lado, el sistema de transmisión permite nuclear la energía de las diferentes centrales en distintas localizaciones y con diferentes características. Este punto es muy importante ya que el sistema de transmisión debe ser flexible para poder brindar acceso a las distintas centrales ya que estas se ubican según la situación de la demanda y el emplazamiento de los recursos. Por ejemplo, las centrales de carbón se ubican cerca de las minas, las usinas alimentadas por gas se encuentran en zonas de fácil acceso a los gasoductos y las que utilizan combustibles líquidos se encuentran cerca de las refinerías.

Para cumplir con lo mencionado en el párrafo anterior, es fundamental contar con un sistema robusto. Más allá de los beneficios de la transmisión de la energía eléctrica, existe controversias y las opiniones son abundantes, sin embargo, se plantea hasta cuanto es

necesario la transmisión y en qué lugares deben ser instalados las nuevas líneas. Es muy probable que la mayor parte de la población prefiera que las instalaciones de transmisión se construyan en lugares donde no se puedan ver.

El sistema de transmisión de energía eléctrica está compuesta básicamente por las líneas de transmisión y por las subestaciones transformadoras.

Las limitaciones y saturaciones que puede llegar a suceder en las líneas de transmisión son:

- **Perdidas en la línea y caída de tensión**: Las líneas eléctricas transportan la electricidad a largas distancias pero la energía se disipa gradualmente en el aire en forma de calor. Análogo a un sistema hídrico, un fluido pierde gradualmente la presión mientras fluye sobre una cañería, el recorrido de la corriente eléctrica produce la caída gradual de la tensión cuando se transmite a largas distancias. Esta caída de tensión puede ser solucionada a través de la instalación de capacitores pero esto ocasionaría un aumento en los costos de transporte.
- **Restricciones de flujo de potencia**: El estudio de flujo de potencia permite conocer la magnitud y ángulo de la fase de la tensión en cada nodo, y la potencia activa y reactiva fluyendo en cada línea. Cuando una línea se encuentra saturada, no permite que la energía fluya sobre esta.

En la actualidad, la transmisión de la generación se realiza a través de la corriente alterna. Existe la posibilidad de transmitir la energía a través de una corriente continua, el cual las líneas

Considerando que la generación y los consumos son alimentados por AC[65], los sistemas de transmisión de DC[66] requieren un convertidor para rectificar la energía de AC a DC. La corriente continua es transportada y sobre al final de la línea, se realiza la inversión de DC a AC a través de grandes inverters. El inconveniente del uso de la transmisión DC radica en el costo de la instalación de los convertidores, ya sean de AC a DC y a la inversa. El beneficio del uso de este sistema de transmisión es que la línea tiene una mayor capacidad de transporte.

[65] AC: Abreviatura del ingles de Alternating Current (Corriente Alterna).

[66] DC: Abreviatura del ingles de Direct Current (Corriente Continua)

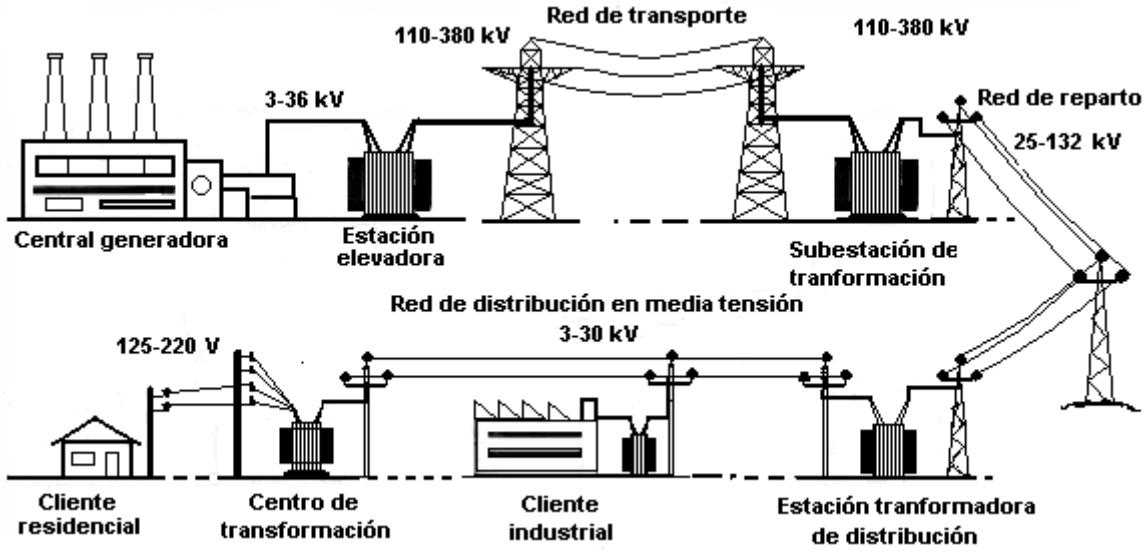


Ilustración 102 Esquema de transmisión eléctrica

Es importante entender por qué se realiza la transmisión de energía eléctrica en niveles tan altos de tensión. Principalmente, el motivo radica en reducir las pérdidas óhmicas en el conductor dado que al aumentar la tensión se reduce proporcionalmente la corriente y en consecuencia las pérdidas son considerablemente menores.

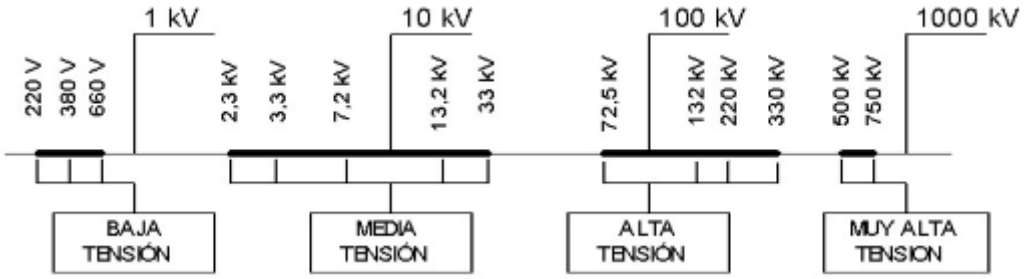


Ilustración 103 Clasificación de tensiones

6.2 FACTORES TÉCNICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

El análisis de las líneas de transmisión requiere de la solución de las ecuaciones del campo electromagnético, sujetas a las condiciones de frontera impuestas por la geometría de la línea y, en general, no puede aplicarse la teoría clásica de circuitos, ya que ésta se ocupa de circuitos con parámetros concentrados, en tanto que en una línea los parámetros son distribuidos.

Por lo mencionado en el párrafo anterior, la solución de las ecuaciones del campo electromagnético son valores complejos, el cual refiere a la suma de una onda propagante incidente más una reflejada.

$$V(x) = V^{+} e^{-\gamma x} + V^{-} e^{\gamma x}$$

$$I(x) = I^{+} e^{-\gamma x} + I^{-} e^{\gamma x}$$ *Siendo* $\gamma = \sqrt{zy} = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)}$ *Cte de Propagacion*

Este análisis es válido si se tiene en cuenta que las potencias que se manejan son muy altas y las distancias entre el punto inicial y final de las líneas son muy extensas. En el anexo, se podrá encontrar el desarrollo del cálculo de la Impedancia Característica de la línea, el cual depende básicamente de la resistencia del cable y de la disposición geométrica espacial.

Verificación de la Capacidad de Transporte de la Línea por el Método de la Potencia Natural

Puede hallarse en primera instancia, un rango de posibles valores do a través del denominado método de la potencia natural o característica, cuya teoría explicamos a continuación.

Para la elección de la tensión de servicio de las líneas de transmisión cuyas longitudes se encuentren dentro las centenas de kilómetros, pueden considerarse como válidos los siguientes conceptos:

- La potencia natural de la línea estará dada por la relación entre el cuadrado de su tensión nominal y su impedancia característica.

$$P_n = \frac{U_n^{\,2}}{Z_c}$$

La potencia natural o característica de una línea Pn es aquella que se corresponde con la impedancia característica Zc de dicha línea. Una línea que transmita energía a una carga cuya impedancia se corresponda con Zc, es decir que transmita a su potencia natural, trabajará con factor de potencia constante en todos sus puntos. El funcionamiento de una línea con potencia característica supone las condiciones óptimas de trabajo en el transporte.

Por su parte Zc, cuyos valores hemos ya calculado para las distintas configuraciones de línea consideradas, es la impedancia característica o natural de la línea, dada por la relación entre la tensión y la intensidad en todos los puntos de la misma, relación que mantiene su valor constante a través de toda la longitud de transmisión, considerando una línea de longitud prácticamente infinita. La impedancia característica es independiente de la longitud de la línea.

La impedancia característica de la línea es aquella tal que, si la impedancia de carga a la que se encuentra conectada presenta el mismo valor, no se producirá en ella el fenómeno de reflexión, siendo este el que ocurre cuando la señal incidente no es absorbida en su totalidad por el medio receptor, reflejándose dicha señal en la línea y regresando por ella.

Este efecto de reflexión puede generar sobretensiones o sobrecorrientes en la línea, dado que las señales manifestadas en la línea están dadas por la suma de los valores de las ondas incidentes y reflejadas; por consiguiente cuanto mayor sea la diferencia entre la impedancia de carga y la impedancia característica, mayor será la posibilidad de que ocurran estos inconvenientes.

Por otro lado, se define con el valor de la impedancia característica, a la impedancia de trabajo, a la cual la línea no consume ni entrega energía reactiva, evitando de esta forma las posibles caídas de tensión o sobretensiones, según se trate de la presencia preponderante del efecto de la inductancia distribuida, o de la capacitancia distribuida respectivamente.

- Debe también observarse que para un determinado nivel de tensión, queda determinada la relación entre el valor de la potencia natural de la línea y el valor de potencia máxima que la misma puede transmitir, y esta relación será función de la longitud de la línea en cuestión, según indicamos a continuación.

Las líneas se clasifican según su longitud en tres tipos; línea corta, media o larga.

1. Línea corta es aquella que tiene menos de 100 km. En estas condiciones la línea podrá transportar una potencia de 1,5 veces su potencia natural, calculada para su configuración.
2. Línea media es aquella que tiene entre 100 y 240 km de longitud. Este tipo de línea podrá transportar entre 1,2 y 1,3 veces la potencia natural calculada para su configuración.
3. Línea larga es aquella cuya longitud es mayor a 240 km. Esta clasificación de líneas podrá transportar solamente el valor que corresponda a su potencia natural como máximo.

- En consecuencia, definida la potencia de transmisión (y también la de saturación) y la longitud de la línea, y calculada la potencia natural para cada configuración de aquella, podemos verificar en cada caso la capacidad de transmisión de la línea comprobando que: Pn . 1,5 > Ps

Recorrido de la Línea y su longitud

Desde el punto de vista económico, es evidente que la unión de dos puntos (subestaciones transformadoras) es una línea recta. En la realidad, no se puede realizar esto ya que hay que tener en cuenta las siguientes variables:

1. Características del suelo
2. Posibilidad de acceso a la zona elegida, ya sea para la ejecución de la obra y posterior mantenimiento.
3. Clima e impacto ambiental
4. Estudio de redes y capacidades de línea para un flujo de potencia correcto

5. Estudio económico de las alternativas y soluciones, teniendo en cuenta la capacidad de crecimiento de consumo y de generación.

Con respecto al primer punto, la ubicación de los postes / estructuras no pueden ser realizados en suelos arcillosos, arenosos o rocosos ya que el trabajo / obra sobre el suelo resultaría costoso, con el objeto de obtener cimientos y estructuras firmes.

Las líneas de transmisión deben seguir una ruta o camino de fácil acceso, básicamente, se desea evitar zonas montañosas y terrenos anegadizos, ya que se busca facilitar el tránsito y acceso de la infraestructura.

Un estudio climático de la zona donde se quiere instalar el trazado de la línea permitirá evaluar la estructura y los cables necesarios ya que estos pueden sufrir ráfagas de vientos superiores a 100 km/h y nevadas. El seleccionar una zona que evite condiciones climáticas adversas permitirá una reducción en los costos de obra y mantenimiento.

Como vimos en imágenes anteriores, las líneas de transmisión pueden ocasionar una contaminación visual para la población circundante a la zona como así también, afectar la fauna y flora de la zona elegida para el trazado de la línea. Por el cual, se realiza un estudio de contaminación visual, estudio de ruido y encuestas a los habitantes circundantes para no tener inconvenientes con la población y los organismos de regulación.

Como toda infraestructura eléctrica, esta se encuentra dieseñada bajo normas internacionales y nacionales. En la Argentina, la entidad pertinente es la Asociacion Electrotecnica Argentina, el cual ha determinado las normas bajo la “Reglamentacion de Lineas Aereas Exteriores de Media Tension y Alta Tension”.

Como concepto general se puede decir que la servidumbre administrativa de electroducto establece el régimen legal de derechos y deberes de los concesionarios de transporte y distribución de energía eléctrica hacia los propietarios de los terrenos. La servidumbre de un electroducto se encuentra reglamentada en lo legislativo por los siguientes elementos:

- Resolución ENRE 602 / 2001
- Ley 24.065 artículo 83
- Ley 19.552 / 1972
- Decreto reglamentario 1759 / 1972
- Especificación Técnica T-80

En el Anexo, se podrá encontrar una extracción de los artículos de mayor interés de algunos de los elementos citados anteriormente.

Calculo de líneas y / o subconductores por fase

En primera instancia, se deben conocer los valores nominales principales como la

- POTENCIA DE TRANSMISION

- TENSION
- INTENSIDAD DE CORRIENTE DE LA LINEA

Con esta información, se puede obtener la cantidad de ternas y de subconductores por fase, como asi también la sección técnica. Al final, se debe encontrar una relación eficiente o de compromiso entre el nivel de aislación, la sección y el tipo de conductor, la longitud de la línea, el efecto corona y la estabilidad de la línea.

Debe también tenerse en cuenta que para una potencia a transmitir dada, los costos por pérdidas de energía aumentan al disminuir el nivel de tensión nominal de transmisión de la línea y que por otro lado, al aumentar dicho nivel de tensión, son los costos relacionados con los medios de aislación los que se ven incrementados, por lo cual, esta situación de compromiso demanda un especial tratamiento de todos los aspectos relacionados con la tensión de transmisión, ya que, tratándose de una línea de alta tensión, las consecuencias técnicas y económicas de este estudio serán sensiblemente afectadas por el mismo.

Para determinar la sección eléctrica de los conductores debemos calcular inicialmente la intensidad de corriente máxima que se establecerá en la línea, la cual se corresponderá desde luego con la potencia de saturación. La intensidad de corriente máxima o de saturación Is estará dada por:

$$I = \frac{P_s}{\sqrt{3} \times U_n \times \cos\varphi}$$

Donde la potencia de saturación Ps, es la máxima potencia que transmitirá la línea con el paso del tiempo y según las condiciones de diseño, ya que debe estar diseñada para cumplir con el incremento de la demanda con el paso del tiempo.

La potencia de saturación la podemos definir según un crecimiento interanual y con un horizonte de tiempo determinado:

$$P_s = P_0 \times (1+n)^t$$

Siendo

Ps = Potencia de saturación de la línea [MW]

Po = Potencia inicial a transmitir [MW]

n = Tasa de incremento anual de la energía demandada [%]

t = Tiempo de saturación de la línea [años]

Conociendo la Is, se logra determinar la sección técnica minima del conductor.

S = Is / J adm

Siendo

S = Seccion minima del conductor [mm2]

Jadm = Densidad de corriente admisible por el conductor [mm2]. En general, el valor es de 2 A/mm2

Obtenido el tipo de cable que se debe utilizar, según catálogo, se deben realizar dos verificaciones:

Verificación de la sección técnica mínima del conductor por efecto corona

Cuando los conductores de una línea eléctrica alcanzan un potencial (alta intensidad de campo eléctrico) que sobrepasa el correspondiente a la rigidez dieléctrica del aire, se forma una corriente de fuga que produce pérdidas de energía. Este campo provoca la aceleración de los electrones en la vecindad de los conductores, lo que ocasiona el proceso de ionización de aire. Si el valor de este campo es lo suficientemente elevado, este proceso de ionización se incrementa y se produce pérdidas de energía, que se conoce como EFECTO CORONA .En los conductores aéreos, cuyo aislante es el aire, este efecto se percibe por dos fenómenos, es visible en la oscuridad, observándose un halo luminoso alrededor de los conductores, este fenómeno se denomina efecto corona visible, y la presencia de un ruido silbante en las proximidades del conductor, denominado efecto corona audible.

La presencia de estos fenómenos queda determinada por el valor de gradiente de potencial que posee el conductor, habiendo una primera barrera aproximadamente en los 6 kV/cm, a partir de la cual se percibe el efecto corona audible, y una segunda a los 12 kV/cm a partir de la cual también aparece el fenómeno en forma visible. Siempre que exista la presencia de este fenómeno tendremos perdidas de energía. Estos valores de gradiente son aproximados y varían según las condiciones climáticas, distancias, altura sobre el nivel del mar, etc. Es más probable que el fenómeno se presente en conductores sucios o de superficies rugosas, influyendo también la densidad del aire y las condiciones atmosféricas.

Este efecto se produce cuando la tensión crítica (disruptiva o visual)[67], que depende del tamaño de los conductores, la separación entre los mismos y las condiciones climáticas es menor que la tensión máxima a la que está sometida el conductor. Por lo general, el efecto corona se produce en conductores de diámetro inferior 15,37 mm a para 132 kV, y también ante la presencia de condiciones climáticas desfavorables por alta humedad.

La tensión crítica disruptiva se obtiene a partir de la ecuación de Peek:

[67] Tensión crítica disruptiva: Es el nivel de tensión del conductor, a partir del cual comienzan las pérdidas a través del aire.

Tensión crítica visual: Es un nivel de tensión mayor al anterior, a partir del cual comienza a verse el halo de luz alrededor del conductor.

$$U_c = 84 \times m_c \times \delta \times m_t \times RMG \times \log \frac{DMG}{RMG}$$

Siendo

mc: Coeficiente de rugosidad del conductor

mc= 1; para hilos de superficie lisa

mc= 0,83 a 0,87 para cables

δ: Factor de corrección de la densidad del aire. Este factor depende de la presión, la temperatura y la altitud sobre el nivel del mar.

$\delta = 3{,}921 \times h / (273 + \theta)$

Con h: Presión barométrica en cm de columna de mercurio. El valor de h se determina con la fórmula de Halley.

$$\log h = \log 76 - \frac{Y}{18336}$$

Y: Altitud sobre el nivel del mar

Con θ: Temperatura media anual en grados centígrados, correspondiente a la zona considerada.

mt: Coeficiente que depende de las condiciones meteorológicas relacionadas a la humedad relativa ambiente y que tiene en cuenta los efectos que esta produce sobre la tensión crítica disruptiva, disminuyéndola; sus posibles valores son:

mt = 1 para clima seco

mt = 0,8 para clima húmedo

No existe efecto corona cuando la tensión crítica disruptiva supera en valor, al de la máxima tensión del sistema. En el caso de que hubiera efecto corona, se deberían variar los radios de los conductores o su disposición geométrica en el espacio de la línea de transmisión.

Verificación de la intensidad de corriente admisible para el conductor adoptado

Al verificar que no existe efecto corona con el conductor seleccionado, se debe verificar que la sección correspondiente es capaz de transmitir la corriente de saturación (Is).

Calculo mecánico de conductores

El dimensionamiento de los conductores dependerá de las tensiones mecánicas. Estas deben ser calculadas bajo cualquier condición climática o de carga de la línea que no

superarán los valores máximos admitidos definidos por Norma. Las tensiones deben ser calculadas para distintas condiciones climáticas.

Como primera medida, se debe calcular la máxima tensión admisible a partir de la norma VDE 0210/5.69. Como primera instancia se calcula la tensión inicial según las principales temperaturas (Tmin, T max, Tmed):

$$\sigma_{AL}(t) = (\alpha_{AL} - \alpha_C) \cdot (15 - t) \cdot E_{AL}$$

Siendo:

$\sigma_{AL}(t)$ *: es la tensión inicial del aluminio u otro material a la temperatura t en kg/mm2*

α_{Al}*:es el coeficiente de alargamiento específico del aluminio en 1 / °C*

α_C*:es el coeficiente de alargamiento específico del cable en 1 / °C*

t: es la temperatura correspondiente al estado para el cual efectuamos el cálculo en °C

E_{Al}*: es el módulo de elasticidad del aluminio en kg/mm2*

Luego, se obtiene la máxima tensión admisible partiendo de base los datos tabulados a 15°C.

$$\sigma'_{AL}(t) = \sigma_{AL\,máx} - \sigma_{AL}(t)$$

Siendo:

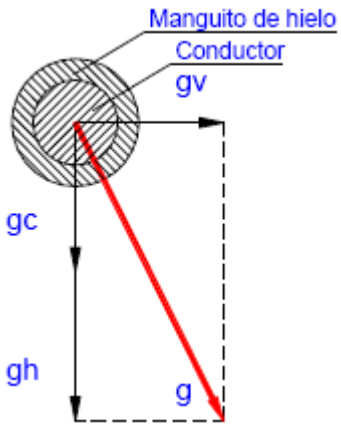
$\sigma'_{AL}(t)$ *: es la tensión máxima admisible del aluminio u otro material a la temperatura t en kg/mm2*

$\sigma_{AL}(t)$ *: es la tensión inicial del aluminio u otro material a la temperatura t en kg/mm2*

$\sigma_{AL\,máx}$ *: es la tensión máxima admisible del aluminio a 15°C en kg/mm2*

Una vez obtenido la capacidad que soporta el conductor, se debe calcular la carga específica. Esta es la sumatoria vectorial de todas las cargas actuantes en el conductor por unidad de longitud y unidad de sección. Las cargas específicas podrán ser originadas por: Peso propio del conductor, viento y formación de hielo.

En definitiva, a los efectos de considerar la carga específica total actuante en el conductor se debe tener en cuenta que las direcciones de las cargas específicas por viento no es la misma que la debida al peso propio del conductor. Las cargas específicas por hielo y peso propio tendrán dirección vertical mientras que la debida a viento tendrá dirección horizontal. Es por esto que para sacar la carga específica total a considerar en cada estado se deberá realizar una composición vectorial de las cargas intervinientes.



$$g = \sqrt{(g_C + g_H)^2 + g_V{}^2}$$

Siendo

g = es la carga especifica total en el conductor.

gc = es la carga específica debida al peso propio del conductor

gh = es la carga específica debida la acción del viento sobre el conductor

gv = es la carga específica debida la acción del viento sobre el conductor

Las unidades de las expresiones antes mencionadas están en kg / (m x mm2)

Una vez determinado la carga especifica total, esta debe ser verificada con la máxima tensión admisible del material.

Calculo de perdidas

En la sección de cálculo de conductores, se citó el fenómeno de efecto corona, como causa de pérdidas de energía en la línea. Como en cualquier sistema eléctrico, también surgen perdidas por efecto Joule. Éste depende fundamentalmente de la carga absorbida por la línea y la resistencia propia de los conductores. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Pj = 3 \times I^2 \times R \times K1 \times K2 \times 10\text{-}3\ (KW/km)}$$

Siendo

I : La corriente nominal del sistema

R : resistencia específica de cada fase, en Ω/km, a temperatura ambiente t = 20ºC (norma IRAM 2187).

K1 : coeficiente que tiene en cuenta el cambio de la resistencia del conductor en función de la temperatura ambiente y está dado por la siguiente expresión:

K1 = 1 + α (t1 – t) con $\alpha = \frac{1}{[(1/\alpha_0) + t]}$

Donde:

t1: temperatura de trabajo

t: temperatura a la cual es conocida la resistencia del conductor.

R: valor de resistencia (Ω ó Ω/km) a la temperatura t.

α0: coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura a 0º

K2: coeficiente que tiene en cuenta el Efecto Skin:

Cuando circula corriente alterna por un conductor, se produce un flujo magnético alterno. Si consideramos a este conductor compuesto por una serie de filamentos paralelos al eje longitudinal del mismo y todos de la misma sección, el flujo alterno induce en cada uno de estos filamentos una fuerza electromotriz opuesta a la diferencia de potencial aplicada en los extremos del conductor.

Los filamentos de la parte central concatenan más líneas de fuerza que los de la parte superficial y por lo tanto la fuerza contraelectromotriz inducida en los filamentos centrales es mayor que la inducida en los superficiales. Como la diferencia de potencial entre los extremos de todos los filamentos es igual, la corriente en los filamentos centrales es menor que la que circula en los filamentos superficiales. A este fenómeno se lo conoce como efecto SKIN o pelicular.

Ambos coeficientes son despreciables en la práctica, por el cual, para cada sección de conductor considerada, se calcula la energía de pérdidas joule anuales, en función del Tiempo Equivalente; siendo el Tiempo Equivalente el tiempo durante el cual la línea, trabajando a plena carga, tendría las mismas pérdidas por efecto Joule que trabajando normalmente durante un año.

$$Epj = Pj \times Te$$

La ecuación anterior, al ser afectada por el Tiempo Equivalente, nos da la energía pérdida real ya que la demanda no consumió valores nominales de línea sino que esta fue variando con el transcurso del tiempo.

Como se mencionó anteriormente, el efecto corona produce perdidas en la línea pero no existe efecto corona cuando la tensión crítica disruptiva supera en valor, al de la máxima tensión del sistema. En el caso de que la Ud fuera menor que la tensión máxima del sistema, utilizamos la siguiente ecuación para calcular la potencia de pérdida:

$$Pc = \frac{241}{\delta}(f + 25)\sqrt{\frac{RMG}{DMG}}\left[\frac{Umax}{\sqrt{3}} - \frac{Ud}{\sqrt{3}}\right]^2 10^{-5} \quad [kW/kM]$$

Siendo

f : Frecuencia de la red

Umax: Tension máxima de transporte de la línea [kV]

Ud: Tension Critica Disruptiva para tiempo seco o tiempo húmedo [kV]

δ: Factor de corrección de la densidad del aire.

Para calcular la energía perdida se debe conocer el largo de la línea, en km, y la proporción del año el cual posee dicha Ud (tiempo seco o húmedo).

Desde el punto de vista económico, al aumentar la sección del conductor, logramos reducir las pérdidas por efecto Joule, ya que la resistencia óhmica se reduce con el aumento de la sección. A la vez, también se baja el nivel de perdida por efecto corona ya que la tensión disruptiva va aumentando en función de la sección. En sí, el aumento de la sección aparenta ser positivo para reducir las pérdidas en la línea pero en la realidad, el costo de inversión se incrementa fuertemente.

Aisladores

Los conductores empleados en las líneas aéreas, generalmente, son desnudos. Por ende, se deben aislarlo de los soportes a través de aisladores, los cuales están sujetos al poste mediante herrajes. Por otro lado, un aislador debe tener las características mecánicas necesarias para soportar los esfuerzos a tracción a los que está sometido.

A la hora de calcular los aisladores se deben tener en cuenta algunos conceptos:

1. Rigidez dieléctrica suficiente para que la tensión de perforación sea lo más elevada posible. Esta rigidez depende de la calidad del vidrio o porcelana y del grueso del aislador. La tensión de perforación es la tensión a la cual se ceba el arco a través de la masa del aislador.
2. Disposición adecuada, de forma que la tensión de contorneo presente valores elevados y por consiguiente no se produzcan descargas de contorneo entre los conductores y el apoyo a través de los aisladores. La tensión de contorneo es la descarga disruptiva exterior al aislador y que se produce entre aquellas partes que normalmente están sometidas a la tensión de servicio entre si. Se entiende por línea de fuga a la distancia más corta, o la suma de las distancias más cortas, medidas a lo largo de las superficies externas de las partes aislantes de cerámica o de vidrio del aislador, y tomadas entre aquellas partes conductoras que normalmente están sometidas a la tensión de servicio entre sí.
3. Resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos demandados por el conductor, por lo que la carga de rotura de un aislador debe ser cuanto menos igual a la del conductor que tenga que soportar.
4. Resistencia a las variaciones de temperatura (choque térmico).
5. Ausencia de envejecimiento. Con el correr del tiempo los aisladores envejecen, evidenciándose este fenómeno por una modificación de sus propiedades físicas y químicas, que se traduce en la aparición de pequeños caminos a nivel superficial que posibilitan el drenaje de corrientes superficiales que producen calentamiento

El principal objetivo de un aislador es el de separar el conductor del soporte a través de un medio adecuado que permita que la tensión a la cual está el conductor no descargue contra el soporte, lográndose esto con una aislación adecuada, las causas por las que este objetivo no se logre pueden ser las siguientes:

1. Por conductividad de la masa: Dado los materiales empleados en la fabricación de aisladores, la corriente derivada por esta causa es prácticamente insignificante.
2. Por conductividad superficial: Esta es favorecida por la humedad, el polvo o las sales depositadas sobre la superficie del aislador. Esta dispersión siempre existe en mayor o en menor grado; pero se la reduce dándole a la superficie un perfil adecuado y tratando de mantener limpia la superficie de los aisladores.
3. Por perforación de la masa del aislador: A tensiones poco elevadas el espesor del material aislante del aislador es más que suficiente para evitar la perforación, empero en los aisladores de AT no se recomienda usar grandes espesores pues estos no permitirían obtener una cocción regular, con lo cual la masa carecería de homogeneidad y consecuentemente se producirían defectos en su interior. Es por esta razón que los aisladores de porcelana que tienen grandes dimensiones se los fabrica de varias piezas superficiales de reducido espesor.
4. Por descarga disruptiva: formándose un arco a través del aire cuya rigidez dieléctrica no basta para evitar la descarga. La disrupción se ve facilitada por la humedad y por la lluvia, este último fenómeno acusa una mayor intensidad cuando la lluvia es inclinada. Estas descargas se evitan dimensionando adecuadamente a los aisladores y poseyéndolos de una serie de campanas con arreglo a la tensión de la LAT, de este modo se aumenta la distancia existente entre el conductor y el soporte.

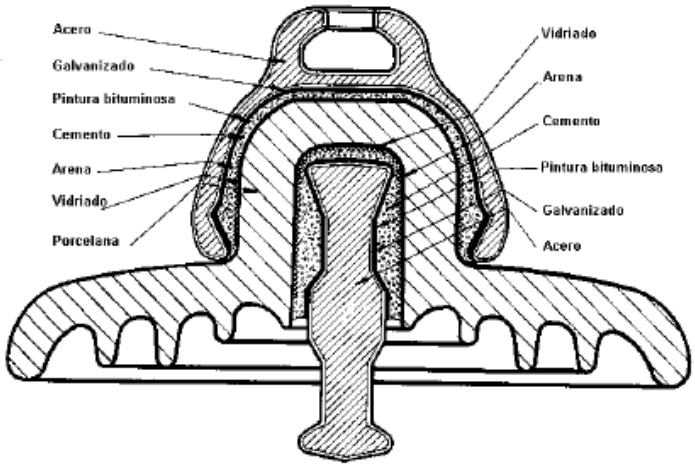


Ilustración 104 Detalle constructivo de un aislador PERUZA – BADAJO

Para que el aislador cumpla con sus objetivos, con la realización de sus cálculos pertinentes y teniendo en cuenta las condiciones de trabajo del aislador, dependerá del material y de su diseño (solicitación mecánica). Los materiales que constituyen el aislador son la porcelana, el vidrio templado y material de origen orgánico o polimérico.

6.3 TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN LA ARGENTINA

Básicamente, la transmisión del sistema eléctrico está caracterizado por dos variables, la capacidad de potencia de transformación de las subestaciones eléctricas y la longitud de las líneas instaladas a lo largo del país.

En la Argentina, se caracterizan dos tipos de distribuciones, la distribución troncal y la alta tensión. La primera consiste en la transmisión de la energía a nivel regional, es decir, transporta la energía dentro de una provincia y a una menor tensión. Mientras tanto, la distribución de alta tensión consiste en el transporte de la energía a tensiones superiores a 220 Kv, se realiza a nivel nacional y alimenta a la distribución troncal.

En los siguientes gráficos se presentaran la evolución de las dos variables antes mencionadas. Cabe destacar que los datos obtenidos a partir del 2006, incluyen la incorporación del área de la Patagonia al MEM.

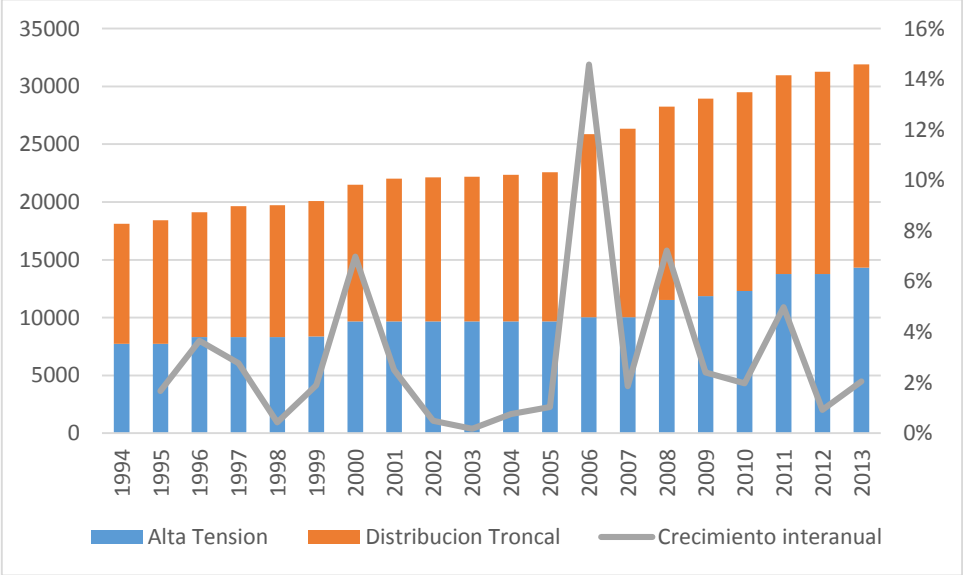


Ilustración 105 Evolución de longitud de líneas instaladas en km

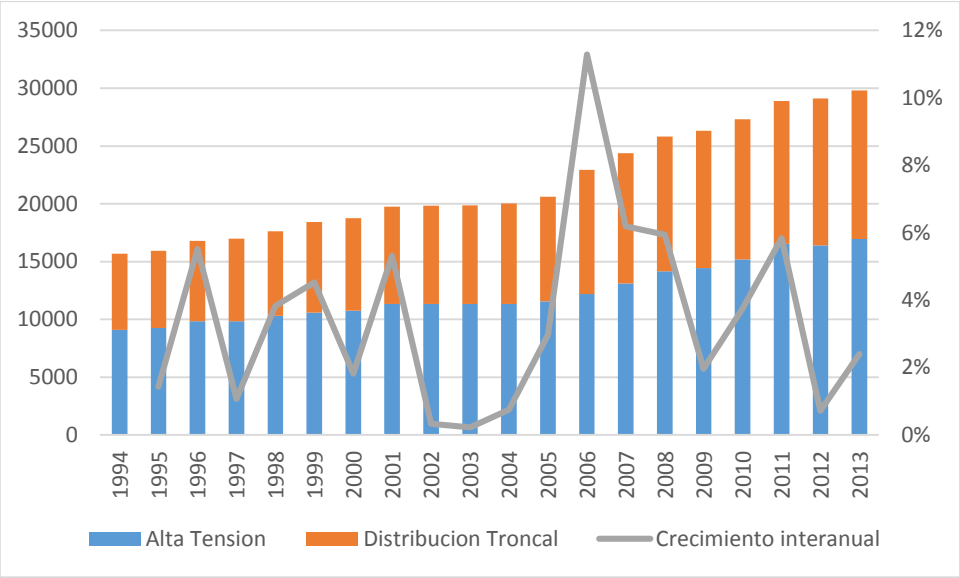


Ilustración 106 Evolución de potencia de transformación en MVA[68]

Utilizando estos datos, se ha hecho una correlación lineal de las evoluciones obteniendo los siguientes resultados:

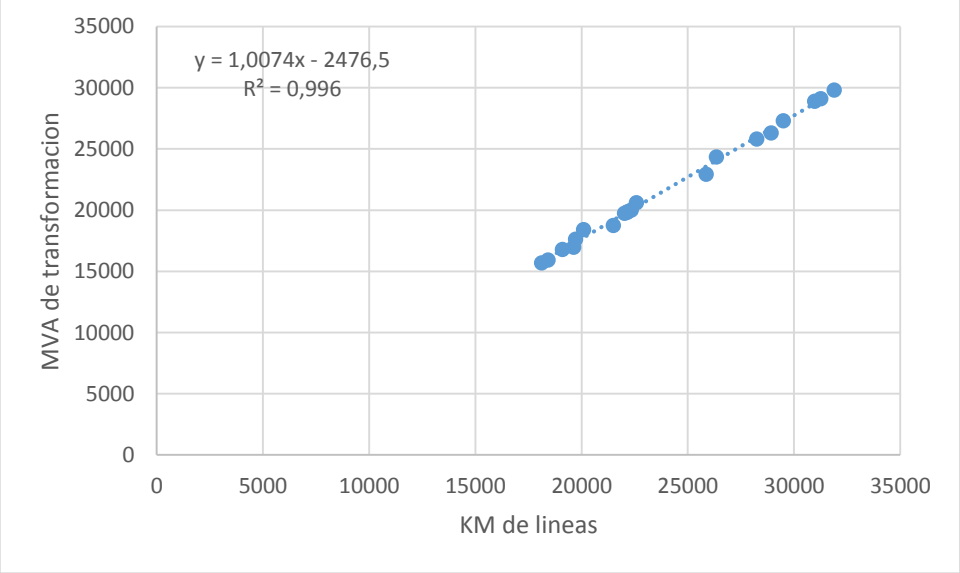


Ilustración 107 Grafica de correlación entre KM de líneas y MVA de transformación

Se puede evidenciar una fuerte correlación entre estas dos variables ya que el R2 es mayor a 0,9 y por otro lado, resulta lógico que a mayor cantidad de km de líneas se necesite una mayor capacidad de transformación de energía.

Con el objeto de comprender mejor al agente de transmisión / transporte de la energía eléctrica, se realiza un estudio de la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A, el cual es titular de un contrato de Concesión otorgado por el Estado Nacional, y sus actividades se extienden a todo el territorio de la República

[68] Ilustración 105 a 107. Elaboración propia en base de datos de CAMMESA

Argentina. Transener es la más representativa ya que es responsable de la operación y mantenimiento de 14.319 kilómetros de líneas de transmisión en 500 kV y 220 kV, de los cuales opera y mantiene en forma directa 12.213 km que representan el 85,3% de la red nacional de energía eléctrica en extra alta tensión. Los restantes 2.106 km son operados por Transportistas Independientes bajo supervisión de Transener S.A. También es responsable de la operación y mantenimiento de las 54 Estaciones transformadoras que forma parte del Sistema de Extra Alta Tensión, 44 en forma directa y 8 por supervisión de Transportistas Independientes. Asimismo es responsable de la operación y mantenimiento de los sistemas de protección, comunicaciones y control asociados. Además, controla a la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires, Transba S.A., opera y mantiene 6.158 kilómetros de líneas de transmisión en alta tensión, desde 66 kV hasta 220 kV y 92 estaciones transformadoras. Adicionalmente, Transener a través de Transener Internacional Ltda. ha desarrollado actividades en la República Federativa del Brasil, mediante la operación y mantenimiento de 4.800 kilómetros de líneas en 500 kV y brindando servicios adicionales a sus clientes como montaje de equipos, supervisión de obras, ingeniería y otros. Asimismo, Transener cuenta entre sus experiencias el haber realizado diferentes trabajos en el Perú, el Paraguay y el Uruguay.

6.4 TRANSENER

Inició sus actividades el 17 de Julio de 1993 y presta el servicio público de transporte de energía eléctrica en alta tensión (550 kV) dentro de su Red por un período de 95 años contados a partir del 17 de Julio de 1993 (fecha de transferencia de Transener).

Por su parte, Transba posee y opera su Red conforme a su Contrato de Concesión, el cual le confiere el derecho exclusivo a prestar el servicio público de transporte de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires (66 kV a 220 kV) por líneas de distribución troncal en toda su Red durante un período de 95 años contados a partir del 5 de Agosto de 1997 (fecha de transferencia de Transba).

Transener y Transba reciben ingresos por la operación y mantenimiento de las Redes. Los ingresos que reciben son revisados por el ENRE de conformidad con la Ley N º 24.065 (La Ley de Energía Eléctrica) y los Contratos de Concesión y están sujetos a deducciones por penalidades por la falta de disponibilidad de equipos de la Red que se calculan de conformidad con una fórmula establecida en el mismo y en otras reglamentaciones aplicables.

Las actividades de operación y mantenimiento de las Redes de Transener son, básicamente, las siguientes:

- Mantenimiento predictivo y preventivo en líneas de transmisión: Realización de recorridos terrestres y aéreos con personal capacitado que realiza la inspección

normal y termográfica (permite la detección de fallas no visibles o potenciales de que aquellas).

- Mantenimiento correctivo en líneas de transmisión: Consiste, en su mayor parte, reparaciones con líneas en servicio / con tensión. Los trabajos que se llevan a cabo son cambio de aisladores y espaciadores, reparación de conductores e hilos de guardia, etc.
- Mantenimiento de estaciones transformadoras

Transener y Transba reciben otros ingresos provenientes de servicios prestados a terceros con activos no incluidos en las Redes. Estos ingresos se obtienen de la construcción e instalación de estructuras y equipo eléctrico, la operación y mantenimiento de las líneas fuera de la red, la supervisión de expansiones y de la operación y mantenimiento de líneas de transportistas independientes, entre otros.

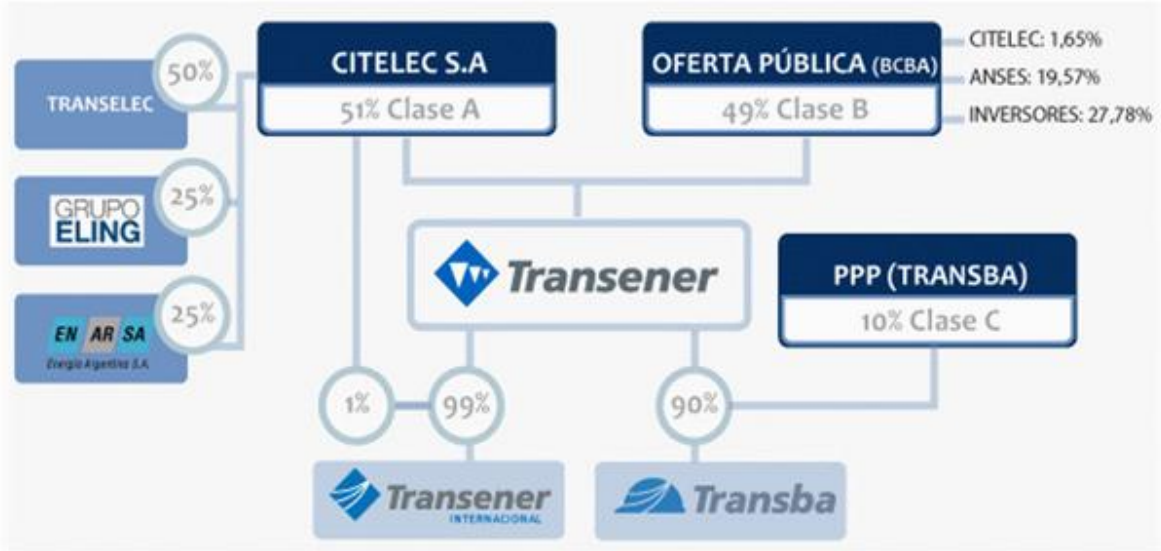


Ilustración 108 Composición accionaria de Transener

Evolución del sistema de transporte de alta tensión

Tal como puede apreciarse en el siguiente gráfico, el Sistema de Transporte en Alta Tensión ha experimentado un notable crecimiento a partir del año 2005, debido fundamentalmente a la ejecución del Plan Federal de Transporte en 500 kV.

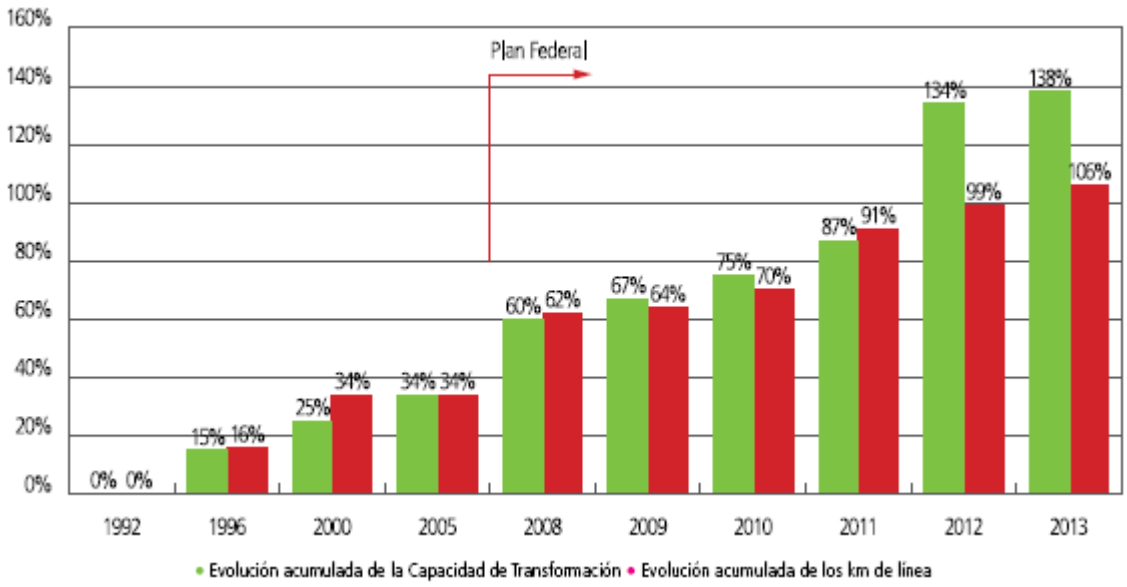


Ilustración 109 Evolución de km de línea y capacidad de transformación de Transener[69]

Plan Federal de Transporte Público

El origen de este plan surge de una sucesión de eventos y decisiones políticas entre la Secretaria de Energía y el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE)[70]. A partir de la Ley 24.065, el cual establecía un Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE) para la realización de obras en el interior del país y compensación de tarifas, por el cual cada operación de compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista tenía un cargo 3,00 $/MWh., siendo atribución de la Secretaría de Energía modificar este monto en ± 20 %.

En el año 1991, se disminuyó el valor al máximo posible (-20%), llevando el monto a 2,4 $/MWh por decisión de la Secretaría de Energía. En diciembre del año 1999, el CFEE solicito a la Secretaria de Energía que el monto fuera llevado al valor original y que esa suma fuera direccionado inicialmente para ayudar a financiar el transporte en Alta Tensión, habida cuenta que las señales económicas del mercado resultaban insuficientes para disparar nuevas ampliaciones. Por el cual, a través de la Resolución S.E. N° 657/99, con efectividad a mayo/2000 retrotrae los montos al valor base original, destinando estos 0,6 $/MWh adicionales al transporte de Alta Tensión. Esta última resolución fue modificada por la S.E. N° 174/2000, el constituye el FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF) al que se le asignan los 0,6 $/MWh adicionales, destinándolo a coparticipar con inversores interesados privados en el pago del canon de ampliaciones del sistema de transporte que sean dedicadas al abastecimiento

[69] Ilustración 108 a 109. Fuente: Transener

[70] Creado en el año 1960 por la ley Nº 15.336 y Decreto Reglamentario Nº 2073 del mismo año. Las funciones del CFEE son de administrar los fondos específicos cuyo destino único es el sector eléctrico y, de asesor del Poder Ejecutivo Nacional y de los Gobiernos Provinciales en lo que se refiere a la industria eléctrica ya sean económicas, operativas y legislativas.

de la demanda o a la interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad de servicio.

Bajo el contexto antes mencionado, se desarrolla el Plan Federal de Transporte Publico, el cual consiste en las siguientes obras, las cuales ya fueron realizadas o están en construcción:

- Interconexión Bahia Blanca - Mar del Plata (E.T. Bahia Blanca - E.T. Vivorata - Obras complementarias) e Interconexión Atlantica
- Interconexión Choele Choel-Villa Regina
- Interconexión Comahue-Cuyo
- Interconexión E.T. Río Coronda - E.T. Rosario Oeste
- Interconexión E.T. Rio Diamante - E.T. Centro - E.T. GBA
- Programa de Transmision Eléctrica del Norte Grande
- Interconexión Pico Truncado - Río Turbio - Río Gallegos - El Calafate
- Ampliación 132 kV Perito Moreno - Los Antiguos
- Interconexión Puerto Madryn - Pico Truncado
- Interconexión Recreo - La Rioja
- Interconexión E.T. Rincon Santa Maria - E.T. Resistencia linea II
- Construccion de E.T. Santa Cruz - San Julián y su linea de transmision
- Ampliación 132 kV Santa Cruz Norte - Caleta Olivia
- Interconexión Yacyretá Tercer Tramo Obras Complementarias

Ilustración 110 Mapa de construcción del Plan Federal de Transporte Publico[71]

Análisis económico – financiero

En secciones anteriores, se han expuesto las características, funciones y las proyecciones de inversiones de TRANSENER. En esta sección se interiorizara en los aspectos económicos y financieros de la compañía. Hay que tener presente que la empresa es privada, por el cual, la razón de ser de esta es la búsqueda de maximizar sus beneficios en un marco de un servicio social clave para el país.

El siguiente cuadro resume los índices obtenidos durante los ejercicios finalizados desde el 2004 hasta el 2013.

[71] Fuente: CFEE

Indicador / Año	2004	2005	2006	2007	2008
Solvencia	18,05%	101,72%	115,00%	114,00%	104,00%
Endeudamiento	553,87%	98,31%	87,00%	88,00%	96,00%
Liquidez corriente	16,82%	114,54%	130,00%	168,00%	122,00%
Razon del Patrimonio Neto	15,29%	50,43%	52,00%	52,00%	50,00%
Inmovilizacion del capital	87,11%	92,94%	92,00%	90,00%	92,00%
Rentabilidad ordinaria antes de IG	-	-	-2,00%	1,00%	-6,00%
Apalancamiento	-	-	2,40	2,60	2,20
Rotacion de los activos	0,13	0,18	0,20	0,20	0,20

Indicador / Año	2009	2010	2011	2012	2013
Solvencia	117,00%	129,00%	112,00%	45,00%	37,05%
Endeudamiento	86,00%	78,00%	89,00%	222,24%	269,88%
Liquidez corriente	85,00%	128,00%	190,00%	134,00%	137,00%
Razon del Patrimonio Neto	53,00%	55,00%	52,00%	31,00%	27,00%
Inmovilizacion del capital	91,00%	87,00%	84,00%	76,00%	72,00%
Rentabilidad ordinaria antes de IG	5,00%	7,00%	-7,00%	-26,00%	-1,00%
Apalancamiento	2,50	4,10	2,20	0,70	3,20
Rotacion de los activos	0,30	0,30	0,30	0,30	0,50

Tabla 20 Evolución de indicadores Transener[72]

Para un mayor un entendimiento, detallamos los indicadores citados:

Solvencia: Patrimonio Neto / Pasivo Total

Endeudamiento: Pasivo Total / Patrimonio Neto

Liquidez: Activo Corriente / Pasivo Corriente

Razón del Patrimonio Neto: Patrimonio Neto / Total Activo

Inmovilización del capital: Activo No Corriente / Total Activo

Rentabilidad ordinaria antes de IG: Resultado ordinario antes de IG / Patrimonio neto excluido el Resultado del ejercicio

Apalancamiento: EBITDA / Intereses generados por pasivos

Rotación de los activos: Ventas / Activo Total

Desde un punto de vista, la Solvencia y Endeudamiento de la compañía son sinónimos de indicadores. Se destaca como que en los últimos dos años el nivel de endeudamiento ha crecido fuertemente debido a que los resultados fueron negativos, y para cumplir con sus obligaciones la empresa ha contraído fuertes deudas por los bajos resultados obtenidos. Por otro lado, para los accionistas no ha sido atractivo la inyección de capital debido a las irregularidades en el marco regulatorio (imposibilidad de ajustar los precios por inflación).

En sí, Transener cuenta con capacidad de cumplir con sus obligaciones, deudas o compromisos de corto plazo ya que la liquidez es mayor a 1. Como podemos notar en el

[72] Elaboración propia en base de datos de Transener

balance contable, la mayor obligación se encuentra en deudas contraídas con bancos y entidades financieras, las cuales se caracterizan por tener una tasa de interés relativamente baja ya que el nivel de apalancamiento se la puede considerar como buena..

El nivel de activo se ha mantenido casi constante en valores nominales de pesos pero como se mencionó anteriormente, el patrimonio de la compañía ha ido decayendo año tras año, ocasionando el deterioro del indicador de Razón del Patrimonio Neto. Se evidencia que la inversión de capital es muy alta, siendo esta en su gran parte destinado al activo no corriente (maquinas, instalaciones, terrenos e infraestructura).

Considerando la naturaleza del servicio que Transener que brinda, es evidente que el nivel de rotación de los activos es baja. Como se mencionó anteriormente, el activo no corriente es grande, debido a la magnitud del servicio que se presta.

En lo que respecta a la Rentabilidad del negocio, no resulta para nada atractivo en un inversor ya que ha sido baja en los últimos 10 años y hasta inclusive, los valores han sido negativos. La razón de este aspecto negativo radica en que los precios de transporte no han variado acorde a los costos ya que la Secretaria de Energía no ha permitido realizar los ajustes correspondientes (ver *ASPECTOS ECONÓMICOS, OPERATIVOS Y REGULATORIOS RELACIONADOS CON EL DESPACHO ELÉCTRICO*).

En la economía clásica, podemos encontrar que compañías en el cual el negocio es fácil de replicar, sujeta a mucha competencia y sin barreras de entradas, como por ejemplo una cadena de supermercados, en el cual el incremento de las ventas y márgenes se logran a través del aumento del volumen o visto de la perspectiva de un indicador, a través del incremento de la rotación de activos. Por otro lado, en empresas en el cual existe un poder de fijación de precios ya que la competencia es limitada y hay presente una fuerte barrera de entrada, la maximización del beneficio se logra a través del incremento de los márgenes y no del volumen; el cual básicamente puede lograr mediante la variación de los precios o reducción de costos.

Un indicador que nos ayuda a comprender lo antes mencionado es el ROA (return on assets), el cual mide la capacidad efectiva de la empresa para remunerar a todos los capitales puestos a su disposición, ya sean propios (patrimonio neto) o ajenos (pasivos), que conforman el activo. Ésta es la variable más adecuada de rentabilidad, ya que muestra el retorno operativo por cada dólar de capital invertido en ella.

$$ROA = Margen\ Neto\ X\ Rotacion\ de\ Activos = Ingreso\ Neto\ /\ Ventas\ X\ Ventas\ /\ Activos$$

$$ROA = Ingreso\ Neto\ /\ Activos$$

Tomando este indicador para Transener, los valores serian bajos e inclusive negativos. Independientemente de los valores que se puedan obtener, es importante comprender el concepto. La Rotacion de Activos de Transener van a ser relativamente constantes ya que el nivel de capital es muy alto (Activos). El ROA solo puede ser mejorado a través del Margen Neto, el cual dependerá del precio y de los costos. La mejora de esta última

variable está sujeta a condiciones de la tecnología de la transmisión eléctrica. En cambio, solamente el precio es aquella variable que puede alterar el ROA.

Considerando los supuestos mencionados, según la Formula de Dupont, Transener se encontraría sujeto a una compañía que debiera basar su rentabilidad en unos altos márgenes y con una rotación de activos baja (en este caso particular, el nivel de inversión es limitada debido a que acapara toda la demanda).

Activo	31.12.2013	31.12.2012
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipo	1.301.689.415	1.178.664.221
Otros créditos	50.070.705	79.063.821
Total del activo no corriente	1.351.760.120	1.257.728.042
Activo corriente		
Cuentas por cobrar comerciales	386.446.312	205.463.103
Otros créditos	73.429.131	57.775.993
Activos financieros a costo amortizado	0	1.960.344
Efectivo y equivalentes de efectivo	73.624.888	130.130.229
Total del activo corriente	533.500.331	395.329.669
Total del activo	1.885.260.451	1.653.057.711
Patrimonio neto		
Capital y reservas atribuibles a los propietarios	481.783.448	487.664.835
Patrimonio neto atribuible a los propietarios	481.783.448	487.664.835
Participación no controlante	27.894.989	25.291.799
Total del patrimonio neto	509.678.437	512.956.634
Pasivo		
Pasivo no corriente		
Deudas bancarias y financieras	812.471.249	676.495.986
Pasivo por impuesto diferido	61.920.147	76.931.788
Beneficios al personal a pagar	107.552.722	86.982.633
Cuentas por pagar comerciales	4.333.734	4.749.953
Total del pasivo no corriente	986.277.852	845.160.360
Pasivo corriente		
Provisiones	50.072.545	27.564.722
Otras deudas	2.425.099	2.254.203
Deudas bancarias y financieras	112.608.063	84.436.586
Deudas fiscales	46.920.222	14.870.560
Remuneraciones y cargas sociales	99.892.802	85.482.070
Cuentas por pagar comerciales	77.385.431	80.332.576
Total del pasivo corriente	389.304.162	294.940.717
Total del pasivo	1.375.582.014	1.140.101.077
Total del pasivo y del patrimonio neto	1.885.260.451	1.653.057.711

Ilustración 111 Cuadro de balance de Transener 2012 - 2013[73]

[73] Fuente: Transener

7. ENTES

7.1 CAMMESA

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Electrico Sociedad Anonima (CAMMESA) fue creada mediante el Art. 35 de la ley 24.065 del decreto 1192 de Julio de 1992. Es una compañía privada sin fines de lucro y busca lograr el máximo abaratamiento del precio de energía eléctrica y el cumplimiento de las funciones que le corresponden conforme el Artículo 35 de la Ley 24.065, sus normas reglamentarias, complementarias, y/o sustitutas que se dicten. La ley la reconoce como el Organismo Encargado del Despacho (OED). El plazo de duración de esta sociedad es de 99 años, contados desde su inscripción en el registro público de comercio.

El objetivo de CAMMESA es:

1. Realizar el despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo a lo previsto por la Ley 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias. Por el cual, sus funciones serán:
    a. Determinar el despacho técnico y económico del SADI con el objeto de maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y a minimizar los precios mayoristas en el mercado horario de energía ("Mercado Spot").
    b. Planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije de tiempo en tiempo la Secretaría de Energía
    c. Supervisar el funcionamiento del mercado a término y administrar el despacho técnico de los contratos que se celebren en dicho mercado.
2. Representaciones, Mandatos y Comisiones:
    a. Podrá actuar como mandatario de los diversos actores del MEM y/o cumplir las comisiones que aquellos le encomienden en lo relativo a la colocación de la potencia y energía; satisfacción de las curvas de cargas a los distribuidores y organización y conducción del uso de las instalaciones de transporte en el Mercado Spot; las gestiones de cobro y/o pago y/o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los diversos actores del MEM, incluyendo aquellas operaciones en las que la Sociedad actúe en nombre propio.
    b. Podrá actuar como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales, realizará el cálculo de las transacciones económicas y producirá la información necesaria para la facturación respectiva de los actos y operaciones que se realicen en el Mercado Spot del MEM.
3. Actuar como mandatario del Estado Nacional como consecuencia de situaciones que pudieren generar riesgos de desabastecimiento y afectar la seguridad y la calidad habituales del sistema eléctrico. Tal actuación sólo podrá ser aceptada siempre que se reúnan en forma simultánea los tres requisitos establecidos y en la medida que tenga la transitoriedad necesaria para superar situaciones excepcionales que le dieron origen y no implique asumir la generación, el transporte o la distribución de energía eléctrica.

4. Compra y Venta de Energía: Supervisara la compra y venta de energía eléctrica desde o al exterior, realizando las operaciones de importación/exportación consecuentes, así como la generada por entes binacionales.
5. Servicios y Consultoría: la prestación de servicios relacionados con las actividades aludidas en los Puntos 1, 2 y 3.
6. CAMMESA podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que sean correspondientes cuidando en todo momento de propender a garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM, permitiendo y facilitando la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes en el Mercado a término y despachando la demanda de potencia y energía requerida en base al reconocimiento de precios de energía y potencia que se establecerán conforme las pautas de las disposiciones legales y reglamentarias.
7. Las actividades de CAMMESA son de interés nacional, indispensables para la libre circulación de la energía eléctrica y se encuentran comprendidas en los términos del Art. 12 de la ley 15336.

La sociedad está dividida en 5 partes iguales, los cuales el estatuto los denomina bajo:

- Clase A: Estado Nacional - Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y/o autoridad que la reemplace o substituya.
- Clase B: Representados por "generadores o productores" de electricidad en términos de la Ley 24.065.
- Clase C: Representados por "distribuidores" de electricidad en términos de la Ley 24.065.
- Clase D: Representados por "transportistas" de electricidad en términos de la Ley 24.065.
- Clase E: Representados por "grandes usuarios" de electricidad en términos de la Ley 24.065.

Las acciones antes mencionadas son solamente propiedad del Estado Nacional - Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y/o autoridad que la reemplace o substituya. El Estado tiene la autorización de delegar este poder a quien considere pertinente.

Las ganancias realizadas y líquidas se destinarán: 1) el cinco por ciento (5%) hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del capital social, al fondo de reserva legal; 2) a remuneración de los Directores, de los Directores integrantes del Comité Ejecutivo y de la Comisión Fiscalizadora, en su caso.

Dado que la Sociedad no persigue fines de lucro, el saldo tendrá el destino que decida la Asamblea, pero, en ningún caso se distribuirá como dividendo en efectivo o en especie.

7.2 ENRE

Hasta la sanción de la Ley N° 24.065, el sector eléctrico argentino se encontraba estructurado en un esquema de integración vertical. En este contexto, las empresas involucradas participaban en todos los segmentos de la industria eléctrica.

A partir del Art. 54 la Ley 24.065, se crea el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, dependiente de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. Este ente deberá llevar a cabo todas las medidas necesarias para cumplir los objetivos enunciados en el Art. 2 de la ley mencionada:

a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;

b) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;

c) Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;

d) Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;

e) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas;

f) Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

El capitulo XII de la ley mencionada provee las características y las funciones del ente regulador:

1.- Facultad reglamentaria: mediante el dictado de normas de carácter general.

2.- Facultad de control: haciendo cumplir el Marco Regulatorio y las cláusulas de los Contratos de Concesión.

3.- Facultad sancionatoria: aplicando sanciones previstas por el marco regulatorio vigente.

4.- Facultad jurisdiccional: resolviendo las controversias que se presentan entre usuarios y concesionarios y también entre los agentes del mercado eléctrico mayorista.

El ENRE esta organizado de la siguiente manera:

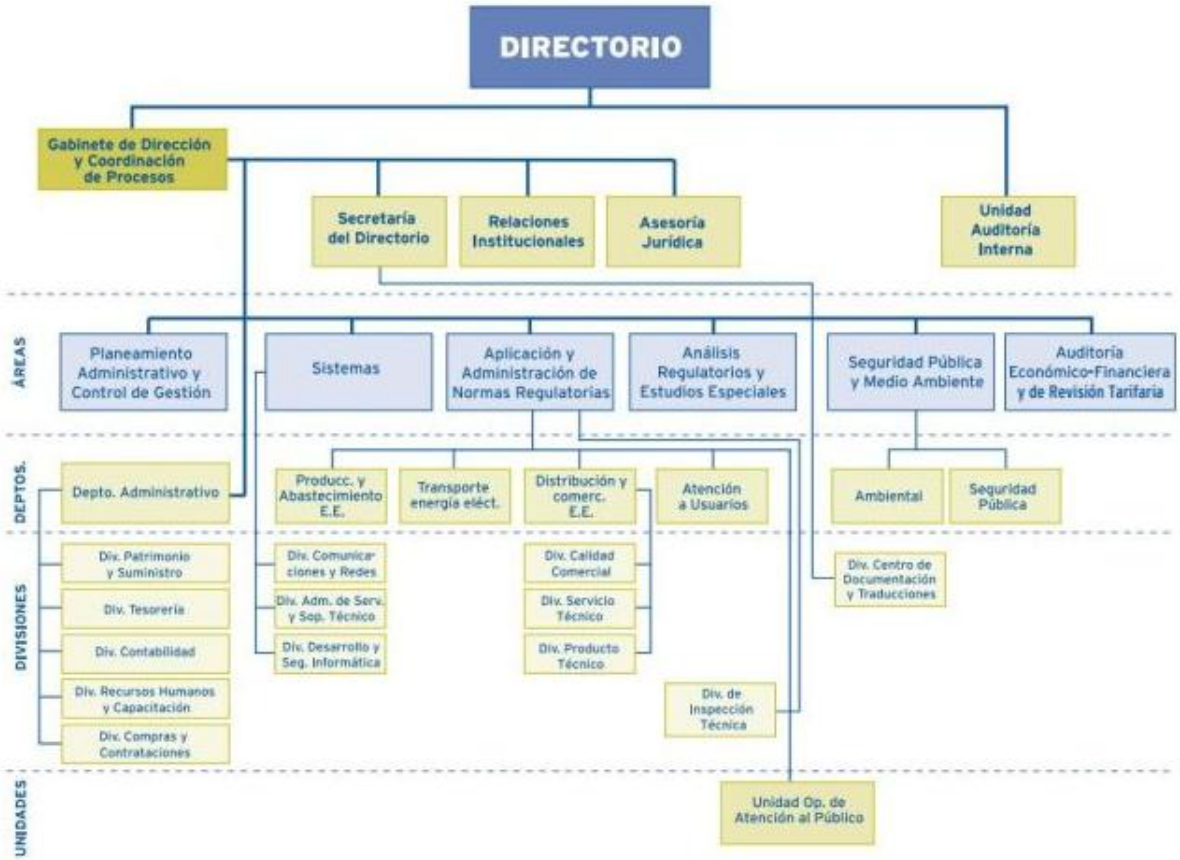


Ilustración 112 Organigrama ENRE[74]

Siendo que el Directorio está compuesto por un Presidente, un Vicepresidente y 3 Vocales. Estos serán seleccionados entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia y designados por el Poder Ejecutivo, dos (2) de ellos a propuesta del Consejo Federal de la Energía Eléctrica. El mandato durará cinco (5) años y podrá ser renovado en forma indefinida. Cesarán en sus mandatos en forma escalonada cada año. Al designar el primer directorio, el Poder Ejecutivo establecerá la fecha de finalización del mandato del presidente, vicepresidente y de cada vocal para permitir tal escalonamiento.

A partir del proyecto de transformación puesto en marcha a principio de los ‘90, el sector se articuló en tres segmentos de la actividad eléctrica independientes: generación, transporte y distribución.

En la actualidad, el transporte y la distribución están caracterizados como servicios públicos que se prestan en condiciones de monopolio natural. Por ende, resulta necesaria la presencia del Estado como regulador y contralor de la actividad.

[74] Fuente: ENRE

8. ASPECTOS ECONÓMICOS, OPERATIVOS Y REGULATORIOS RELACIONADOS CON EL DESPACHO ELÉCTRICO

8.1 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

En capítulos anteriores, se han desarrollado los 4 agentes del MEM y estos coexisten en un mercado en el cual está bajo un marco regulatorio y ante la presencia de un administrador que es CAMMESA.

En la organización del MEM funcionan dos mercados y un sistema de estabilización de precios para distribuidores:

- Mercado a Término
- Mercado Spot
- Sistema de Estabilización de precios

El **Mercado a Término** fue mencionado en el capítulo de GRANDES USUARIOS. Este mercado consiste en la realización libre de contratos de suministro entre un Generador y un Distribuidor o entre un Generador y un GUMA o GUME/GUPA.

El límite previsto para celebrar un contrato con un generador es su capacidad de producción. Para los GUMAS la condición es que contrate por lo menos el 50 % de su demanda y que ésta sea mayor a 4.380 MWh anuales. Los GUMES y GUPAS contratan la totalidad de su demanda.

Las unidades de generación son maniobradas independientemente de los contratos que existan entre cada generador y un demandante. Como consecuencia, los apartamientos entre la producción real del generador y la cantidad de suministro acordada deben ser comercializados en el mercado Spot.

El precio de la energía consiste en un valor denominado Precio Marginal del Sistema o Precio del Mercado Spot, y representa al costo económico de generar el próximo kWh. Todos los Generadores del sistema cobran su energía al precio marginal afectado por un factor que considera el pago de las pérdidas y el servicio de transporte. Los generadores que obtengan la energía más barata lograran, en concepto de venta de energía, un beneficio y particularmente las ultimas máquinas tendrá un beneficio nulo.

El sistema contiene mecanismos de compensación entre los resultados del Mercado Estacional Estabilizado, en el cual paga el distribuidor y los del Mercado Spot que cobra el Generador. El sistema de fijación dentro del Mercado de Precios Estacionales se encuentra directamente relacionado con los promedios trimestrales proyectados del Mercado Spot.

Por el cual, el **Sistema de Estabilización de precios** consiste en que los Distribuidores no tengan un precio variable hora a hora y que puedan tener una tarifa a usuarios finales más estable. Se basa en un mecanismo de fijación de precios trimestral y en un fondo de estabilización (FE) al que se derivan las diferencias producidas entre dichos precios estacionales y los precios del mercado spot.

La recaudación a asignar está dada por la suma de:

- los montos pagados por los Distribuidores por su compra de energía realizada al Precio Estacional de la energía
- los montos pagados por la compra de energía realizada a Precio Spot por Grandes Usuarios y Autogeneradores
- los montos pagados por Generadores y Cogeneradores con contratos por la compra de energía a Precio Spot
- los montos pagados al correspondiente Precio Spot por las centrales de bombeo por su compra de energía para bombear
- los montos pagados por los Contratos del Mercado a Término en concepto de cargo variable del Transporte
- los montos pagados por las exportaciones a países interconectados realizadas en el Mercado Spot
- el Monto Mensual de Diferencia por Energía que se retira de la Cuenta de Energía Adicional.

El total pagado está dado por la suma de:

- los montos remunerados a Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores por las ventas de energía en el Mercado Spot;
- los montos remunerados por las ventas de energía en el Mercado Spot a Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos;
- el monto asignado a la Cuenta de Apartamiento del Transporte como remuneración variable por energía eléctrica transportada (RVTE);
- los montos abonados por las importaciones Spot de energía de países interconectados

Trimestralmente, mediante un mecanismo prefijado las diferencias acumuladas se reasignan a los períodos posteriores subiendo o bajando los valores calculados para los mismos. De ocurrir que los recursos financieros disponibles en el Fondo de Estabilización no sean suficientes para completar el monto acreedor en algún mes, el organismo encargado del despacho (OED), que es CAMMESA, gestionará ante la Secretaria de Energía la asistencia financiera necesaria. A estos fines, la Secretaria de Energía dispondrá la concesión de un crédito automático retornable y sin interés utilizando recursos del Fondo Unificado.

8.2 PRECIOS ESTACIONALES

Los Precios Estacionales se fijan periódicamente según una tarifa binómica calculada en base a la operación del MEM prevista por el OED, con un precio de la energía que tiene en cuenta el costo marginal probable, y un precio de la potencia por requerimientos de cubrimiento de la demanda, nivel de reserva y otros servicios relacionados con la calidad de la operación del MEM. El precio de la energía se define para tres bandas horarias dadas por el período de horas de valle, período de horas de pico y período de horas restantes.

Se considera en cada año dos períodos de seis meses (Período Estacional), dividido cada uno de ellos en dos subperíodos de tres meses (Período Trimestral).

Período Estacional de invierno: Corresponde a los días comprendidos entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de cada año inclusive, y se divide en Primer Trimestre de Invierno (mayo a julio) y Segundo Trimestre de Invierno (agosto de cada año a octubre de cada año).

Período Estacional de verano: corresponde a los días comprendidos entre el 1 de noviembre y el 30 de abril inclusive, y se divide en Primer Trimestre de Verano (noviembre a enero) y Segundo Trimestre de Verano (febrero a abril).

Antes del 10 de febrero y 10 de agosto de cada año los agentes del MEM deben suministrar al OED, para que conforme la Base de Datos Estacional, la información correspondiente a los valores esperados para el siguiente Período Estacional y los períodos subsiguientes establecidos. Para la Base de Datos Estacional, las empresas deben suministrar la información necesaria para el período a estudiar y una estimación aproximada de los mismos datos para los próximos 3 años:

1) Generadores y Transportistas: Tasa de indisponibilidad forzada prevista para las máquinas y la red.
2) Centrales Térmicas: Previsiones de disponibilidad de combustibles (stock inicial y entregas previstas de carbón y/o combustibles líquidos, y cuota prevista de gas). Costos variables de Producción, precio de referencia de flete y sobrecosto de punta de máquinas turbovapor. Este punto fue tratado en el capítulo de *GENERADORES* y a continuación, se brindan mayores detalles del tema.
3) Centrales Hidroeléctricas: Pronósticos de aportes o de energía, según corresponda, o de tipo de año hidrológico de existir una previsión al respecto. Restricciones aguas abajo que afectarán su despacho (cota de operación máxima en embalses, limitaciones al caudal erogable, etc). Para las centrales con embalse de capacidad estacional, el tratamiento del agua dependerá de:
    - su Potencia Instalada (PINST)
    - su Energía Firme (EFIRM) que se define como la generación anual con una probabilidad del 95% de ser superada
    - su flexibilidad al despacho, o sea las limitaciones que le imponen a su operación las restricciones y compromisos aguas abajo
    - la capacidad de su embalse (Volumen Útil) y capacidad de regulación, o sea sus posibilidades de transferir agua de un período a otro teniendo en cuenta el volumen embalsable y sus requerimientos aguas abajo en el caso de tratarse de embalses multipropósitos.
    - su relación con otras centrales hidráulicas aguas arriba o aguas abajo
4) Distribuidores y Grandes Usuarios: Pronósticos de demanda de energía y potencia con su correspondiente hipótesis de crecimiento. Curvas típicas de carga horaria para cada semana, discriminadas a nivel de cada barra de la red de transporte.

Carga máxima prevista. Requerimiento de reactivo. Carga típica prevista por barra en cada banda horaria.

5) Transportistas: Restricciones en el intercambio permitido.
6) Agentes con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) Previsión de disponibilidad en el equipamiento requerido para cumplir su compromiso.
7) Países Interconectados: Requerimientos de exportación. Ofertas de importación de energía y/o potencia y precios.
8) Autogeneradores y Cogeneradores: Rango de potencia que pueden intercambiar. Saldo neto de energía previsto con su precio de venta requerido.

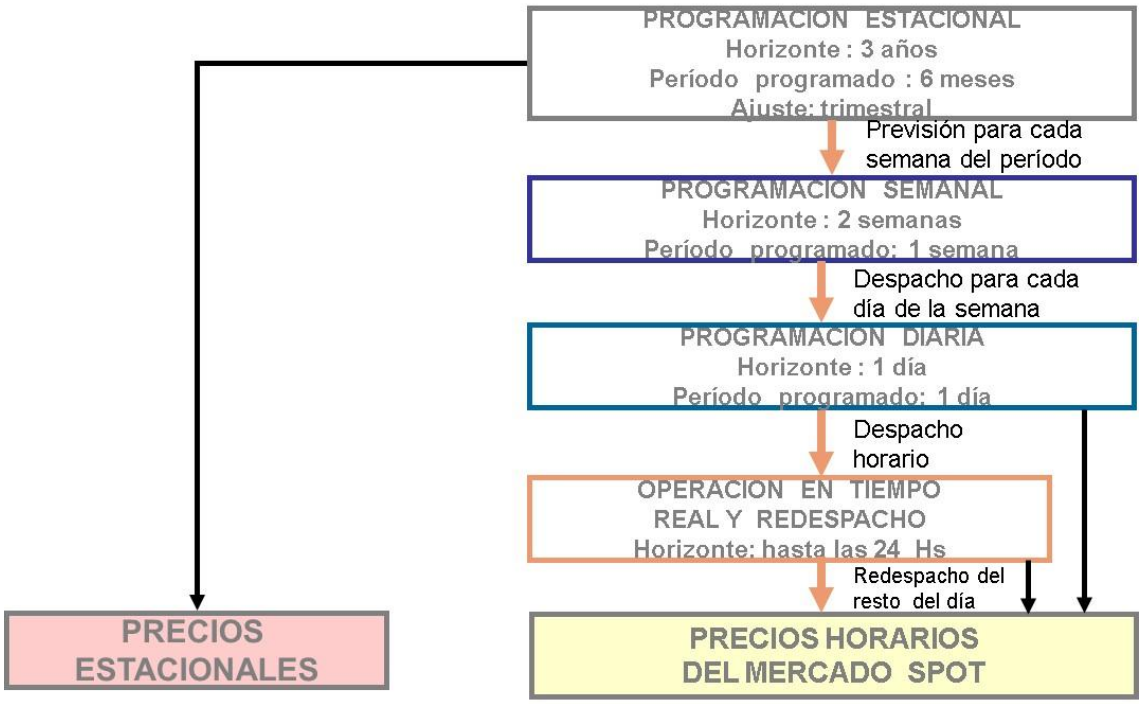


Ilustración 113 Esquema de Programación de demanda[75]

Valores de referencia y máximos reconocidos para combustibles, fletes y costos variables de producción.

Los precios de combustibles se consideran definidos en uno o más puntos físicos de referencia.

- Fuel Oil: La Plata
- Gas Oil: La Plata
- Carbón: San Nicolás.
- Gas Natural: cada central térmica con posibilidades de consumir gas.

[75] Fuente: CAMMESA

- Nuclear: cada central nuclear.

El precio de referencia de los combustibles líquidos se calcula con los precios en el mercado internacional. El precio de referencia de un combustible líquido "u" en una central "c" se calcula sumando al precio en el punto de referencia (REFCOMB) el costo del transporte hasta la central dado por el precio de referencia del flete (REFFLETE).

$$PREFCENc,u = REFCOMBu + REFFLETEc,u$$

El precio de referencia de gas se calcula con los precios en el mercado local. El precio de referencia en central para los restantes combustibles se calcula:

a) para el gas, con la metodología indicada en el punto 5.3 del presente anexo;

b) para el carbón y combustible nuclear, con el precio de referencia del combustible.

En lo que respecta a los precios de referencia de los **combustibles líquidos** se calculan a partir de los precios pasados registrados en el Mercado Internacional, la tendencia del Mercado Internacional futuro, y el transporte hasta el punto de referencia denominado La Plata, al cual se le adiciona:

- para combustible importado, el costo de importación del producto hasta La Plata;
- para el combustible de origen nacional, un sobreprecio al valor FOB que representa gastos de comercialización.

Se utilizan los precios correspondientes a características específicas de combustibles y en un puerto de comercialización internacional, definido como Nueva York.

Fuel Oil:

Puerto: Nueva York

Publicación: PLATT'S US MARKETSCAN

Gas Oil:

Puerto: Nueva York

Especificación: N° 2

Publicación: PLATT'S US MARKETSCAN

Crudo:

Puerto Nueva York

Especificación: WTI

Publicación: PLATT'S US MARKETSCAN

Para el cálculo del precio del combustible importado, a estos precios se debe adicionar el costo de internación, que se calcula de acuerdo a valores de referencia que se definen para el flete, seguro, tasa de estadísticas, alije y otros gastos.

1. El Flete New York - La Plata (FL) es el correspondiente a buques de 45.000t a 80.000t de porte bruto.
2. El costo del seguro (CSEG) se considera como un porcentaje del valor CIF (costo FOB del producto más flete) que se toma como 0,5%.
3. La tasa de estadística (TE) que se toma como una alícuota del 3% del valor CIF.
4. Dado que las embarcaciones consideradas no pueden ingresar a puertos de centrales, se las considera alejadas en zonas destinadas a tal fin. Se considera como valor representativo del alije[76] (ALIJE) a 7,22 u$s/m3.
5. Se considera 1% del valor CIF como gastos administrativos y bancarios (G1), y 0,041 u$s/m3 como gastos por inspección (G2).
6. Para el Fuel Oil se considera además un costo por aditivación (AD) de acuerdo a la participación supuesta del combustible COMB1.

Para el mes "m", el precio en el Puerto de La Plata para el combustible "u" de importación resulta:

$$PLAPIMP^{m}_{u} = \left(PMESNY^{m}_{u} + FL\right) \times (1 + PORC) + GI + AD$$

Siendo:

PORC =CSEG + TE + G1 = 0,5% + 3% + 1% = 4,5%

GI = ALIJE + G2 = 7,22 + 0,041 = 7,261 u$s/m3

AD = 0 u$s/t para el Gas Oil, y para el Fuel Oil si KPAR es mayor o igual que 0,5 y 3 u$s/t para el Fuel Oil si KPAR es menor que 0,5

El precio de La Plata para combustible local se calcula con el precio FOB Nueva York más un adicional (PR) por gastos de comercialización que se define en 6 u$s/t para el Fuel Oil y 4 u$s/m3 para el Gas Oil. Para el mes "m" y el combustible "u" resulta:

$$PLAPLOC^{m}_{u} = PMESNY^{m}_{u} + PR_{u}$$

El Precio de Referencia Estacional del Gas en centrales estará dado por las correspondientes tarifas vigentes para el período semestral para las licenciatarias del Transporte y Distribución de gas que informa el ENARGAS para suministro interrumpible en los cuadros denominados "Grandes Usuarios". Para cada central el Precio de Referencia estará dado por el tipo de vinculación a la red de gas, ya sea directamente al Transportista (T) o a la Distribuidora (D). El Precio de Referencia de Gas en el punto de referencia está dado por la tarifa correspondiente para Capital. Si un Generador presenta un contrato de gas ininterrumpible, se le aplicará la tarifa correspondiente a suministro ininterrumpible.

[76] Desembarco total de la carga

Las tarifas de gas tienen una vigencia semestral, a partir de mayo y de noviembre, por lo que se define el precio de referencia de gas mensual igual al precio de referencia estacional del Período Estacional al que pertenece el mes.

Se define el Precio de Referencia del carbón como un porcentaje del Precio de Referencia del combustible considerado que sustituye a igualdad calórica, estableciéndose como combustible sustituto el Fuel Oil, siendo el porcentaje referido del 90% entre mayo y octubre y del 87% entre noviembre y abril.

En tanto se realice la privatización de las centrales nucleares, el precio de referencia estacional del combustible nuclear en centrales será el declarado estacionalmente por cada central nuclear con aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

En situaciones extraordinarias en que se presenten condiciones en los mercados de combustibles que se aparten significativamente de las condiciones normales, el cálculo de los precios de referencia de combustibles líquidos podrá ser modificado por la Secretaria de Energía.

Se denomina costo variable de producción (CVP) de una central térmica, convencional o nuclear, al costo variable previsto por el Generador para la producción de energía eléctrica a lo largo de un período, e incluye el costo de combustibles, el costo asociado a los consumos propios de las máquinas, el costo de los insumos variables distintos de los combustibles, los costos asociados a los ciclos de arranque y parada para las máquinas de semibase y de punta, y cualquier otro costo variable requerido. Este CVP será utilizado para la realización del despacho óptimo.

Este costo es expresado por tipo de máquina instalada en la central, los cuales se encuentran establecidos en Turbovapor, Turbogas o Motores, Ciclo Combinado y Nuclear. En consecuencia, el número de valores que definen el CVP de una central térmica depende de la cantidad de tipos de máquinas instaladas en la central y la cantidad de tipos distintos de combustibles que puedan consumir.

$CVP^{m}c,t,u$ = Costo variable de producción previsto en la central "c" en el subperíodo "m" del período considerado, para las máquinas tipo "t" consumiendo el combustible tipo "u".

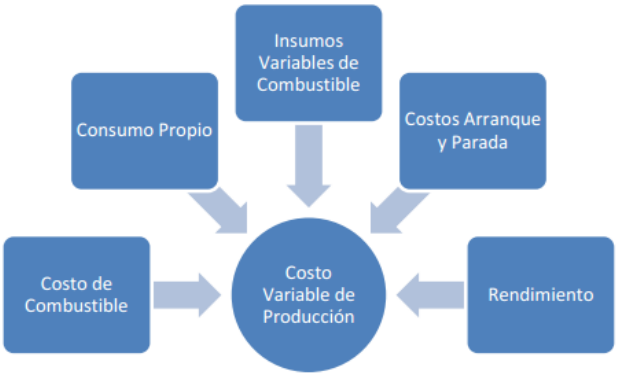


Ilustración 114 Costo Variable de Producción[77]

8.3 PROGRAMACIÓN ESTACIONAL

Para realizar la Programación Estacional, el OED debe utilizar modelos de optimización y planificación de la operación del MEM tal que realicen el despacho estacional minimizando el costo total esperado de operación, calculado como el costo de producción más el costo de falla.

Las características de los modelos deben ser tales que cumplan las siguientes condiciones:

- El modelado de la demanda debe representar las curvas de carga horaria típicas, y permitir considerar su aleatoriedad mediante distintos comportamientos posibles.
- La red de Transporte deber estar representada con el detalle requerido para incluir las restricciones a las posibilidades de llevar la oferta disponible hasta donde lo requiera la demanda y que afectan significativamente el precio medio resultante para un período trimestral.
- La oferta debe incluir la representación de las cuencas hidroeléctricas del MEM, modelando sus características y las condiciones establecidas en las Normas de Manejo de Agua de los Contratos de Concesión con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta su efecto sobre los precios estacionales.
- Deben permitir realizar la optimización de los embalses de las centrales hidroeléctricas.
- Deben tener en cuenta la aleatoriedad del aporte hidráulico en cada una de las centrales hidroeléctricas con potencia instalada y energía firme significativa dentro de la oferta de generación total del MEM
- Para incluir el sobrecosto que resulta por la reserva definida para regulación de frecuencia, deben modelar la reserva regulante en cada máquina habilitada y prevista a participar en la regulación, indicando como potencia máxima la efectiva

[77] Elaboración propia

menos el porcentaje correspondiente de acuerdo a la banda acordada para el Período Estacional.

- Deben permitir representar el parque forzado por restricciones.
- Deben permitir modelar las ofertas de venta de países interconectados como generación adicional, con sus correspondientes precios. Los requerimientos de exportación se deben poder modelar como demanda adicional a ser cubierta sólo si no genera riesgo de falla.

Los modelos actualmente vigentes son los siguientes:

Modelo de Optimización OSCAR: Tomando un horizonte que se ha definido en 3 años, optimiza el manejo de los grandes embalses hidroeléctricos calculando para cada semana el valor del agua embalsada, teniendo en cuenta la aleatoriedad dada por la hidraulicidad.

Modelo de Simulación MARGO: Con los valores del agua, realiza el despacho hidrotérmico semanal, respetando las restricciones que se le indiquen, fijando como objetivo minimizar el costo total, suma del costo de operación y el riesgo de falla, de cada semana. Permite considerar distintos escenarios de aleatorios, en función del aporte hidráulico, pronósticos de demanda, disponibilidad del parque, y disponibilidad de combustibles.

8.4 PRECIO SPOT Y PRECIO DEL NODO

El Sistema Tarifario que rige en la actualidad fue establecido mediante resolución 137/92 de la Secretaría de Energía. Este Sistema establece para los Generadores, un pago por la potencia puesta a disposición y otro por la energía generada, con precios particulares según el Nodo de la red de transmisión donde se encuentran conectados.

El esquema tarifario se fundamenta en la teoría marginalista, y su cálculo se efectúa a partir del empleo de modelos de optimización y simulación de la operación (Oscar y Margo). En el esquema tarifario se consideran conceptos tales como:

- Costo marginal de generación: se relaciona con el costo de la máquina térmica más cara es necesaria activar para cubrirlas necesidades en cada momento, con excepción de las que están obligadas a generar por limitaciones de operación.
- Costo de la potencia disponible: se asocia con un reconocimiento de los costos fijos de operación para cubrir la demanda más un margen de reserva.
- Costo por riesgo de falla de suministro: se asocia con el precio que estarían dispuestos a abonar los consumidores por evitar cortes.
- Costos de transporte de energía: abarca las pérdidas y las condiciones de confiabilidad de sistema de transmisión.

El mercado se define ubicado en el centro de carga del MEM. El despacho óptimo se realiza en dicho punto, transfiriendo la oferta de generación al mercado adicionando al

costo variable de producción estacional de la máquina, el costo variable del transporte de la energía desde su punto de conexión hasta el mercado.

Se define Precio de Mercado (PM) o Spot al precio de la energía que resulta en el mercado para el despacho óptimo y se define Factor de Nodo (FN) de un nodo de la red a la relación entre su precio y el del mercado asociado al nivel de pérdidas marginales relacionado con los intercambios de dicho nodo respecto del mercado.

Para el cálculo de precios de cada trimestre, el OED debe establecer estados típicos previstos definidos por configuraciones características esperadas en la red de Transporte y estados de carga en las horas de valle, pico y resto. Para estos estados típicos el OED debe simular el despacho y flujos previstos y calcular:

- el Factor de Nodo Estacional para cada punto de Entrada/Salida del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en cada banda horaria
- el flujo de potencia típico en cada nodo para cada banda horaria.

El precio y los FN correspondientes a la compra de energía por parte de los Distribuidores permanecen constantes a lo largo de todo el trimestre, discriminados por períodos tarifarios, o sea para horas de valle, de pico y restantes. Al principio de cada trimestre CAMMESA efectúa una programación estacional donde se establecen entre otras cosas, los precios de la energía y los FN estacionales. Se establecen configuraciones características de la red de Transporte y estados típicos de carga correspondientes a cada período tarifario. Con estos datos, se ejecutan flujos de carga previstos para cada semana del semestre, los cuales representan los tres períodos tarifarios (pico, valle y resto) y diferentes posibilidades de hidraulicidad en las centrales hidroeléctricas más importantes.

Cada empresa Distribuidora zonal, tiene asignado un FN –por cada período tarifario- constante a lo largo de todo el trimestre. Cada distribuidor contara con un precio de la energía por período tarifario que surge de afectar el precio estacional definido, por el FN correspondiente. Mediante este FN por período tarifario se incluye implícitamente el cargo que le corresponde por transporte.

Factor de nodo

La energía eléctrica se valoriza en cada punto de la red a través del precio de la potencia y de la energía en el nodo. El valor de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en el Mercado (PM) afectado por el Factor de Nodo. El valor de la potencia transferido a un nodo será el precio de la potencia en el mercado afectado por el Factor de Adaptación.

El Factor de Nodo (FN) del nodo i se determina como:

$$FN_i = 1 + (dPerd/dPd_i)$$

Siendo:

dPerd / dPdi: la derivada de las pérdidas del transporte con respecto a la potencia de demanda del nodo i.

En el caso de un área aislada cada factor de nodo calculado con referencia al nodo Mercado Local FNLi, deberá referirse al Mercado multiplicando por el factor de nodo del nodo Mercado Local FNL correspondiente al previsto para esa hora en la programación diaria en la que el OED realizó el despacho sin tener en cuenta la restricción. Si la restricción fue incluida en el despacho diario, deberá considerarse el correspondiente a esa hora en el despacho semanal o trimestral que no incluya tal restricción, en el orden de prioridad indicado.

$$FN_i = FNL_i \times FN_L$$

En consecuencia, el precio de la energía en un nodo "i" estará dado por:

$$PN_i = PM \times FN_i$$

Siendo:

PNi: el precio de la energía en el nodo "i"

PM: el precio de la energía en el mercado o el precio Local de existir restricción

Para su cálculo, se modela la red de transporte mediante un flujo de cargas, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda (Pdi), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema (Perd), tomando como barra flotante el nodo Mercado MEM o el nodo centro de gravedad de un área aislada eléctricamente del Mercado, que se definirá como "nodo Mercado Local"

Para una mayor comprensión, una región generadora como el Comahue poseerá factores de nodo inferiores a la unidad debido a que un incremento de demanda en esa zona origina una disminución de sus saldos exportables al Gran Buenos Aires y como consecuencia la energía transmitida por el sistema será inferior, las líneas tenderán a descargarse y sus pérdidas a disminuir. Los nodos abastecidos desde el Sistema Gran Buenos Aires – Litoral, el cual es el centro de cargas y que se representa por la barra de Ezeiza, poseerán factores de nodo superiores a la unidad.

Los nodos que son abastecidos desde centros generadores lejanos, producen un mayor empleo de la red de transmisión y un incremento de las pérdidas cuando su demanda aumenta. Este efecto debería, en principio, elevar el Factor de Nodo consumidor. La consecuencia es la disminución del FN del nodo abastecedor debido a que todos los FN son vínculos con el FN del centro de carga fijado “a priori” FN CC=1.

El efecto del Factor de Nodo en los precios implica una penalización de los aumentos de demanda cuya satisfacción depende de un incremento de oferta en un nodo lejano, ya sea por imposibilidad u onerosidad del abastecimiento local.

El empleo del Factor de Nodo FN significa:

- Provocar aumentos de demanda en los nodos generadores y desalentar su radicación en aquellos que no poseen fuentes de generación de bajo precio.
- Incentivar la construcción de líneas en los casos que un aumento de generación del nodo exportador incrementa las pérdidas a niveles antieconómicos.

Factor de adaptación

El Factor de Adaptación se define como el sobreprecio, en concepto de redespacho y energía no suministrada, como consecuencia de una falla en la línea. Este sobreprecio puede evitarse con reserva de potencia instalada en el nodo demandante y con el servicio de la transmisión. Esta alternativa posibilita relacionar el costo de la reserva del nodo receptor con el beneficio del transportador.

El hecho de que cierta generación o cierta demanda se encuentre alejada del mercado y su relación con éste sea vulnerable como consecuencia de las salidas de servicio forzadas del sistema de transmisión, origina que se defina un Factor de Adaptación (FA) que afectará el costo de la potencia a los generadores y consumidores. El FA representará la relación entre el precio de la potencia en un Nodo y en el Mercado.

El Sistema de Transporte está expuesto a fallas que provocan desconexiones de las líneas de interconexión entre áreas. En los minutos siguientes a la desconexión no se logra entrar máquinas de reserva fría y la falla origina cortes de suministro a los usuarios. Este evento se conoce como Fallas de Corta Duración. En algunas ocasiones, el restablecimiento del servicio de la línea es mucho as lento porque ésta requiere reparaciones significativas. Estas fallas son denominadas Fallas de Larga Duración.

Las fallas de larga duración del sistema de transmisión, ocasionan en los nodos receptores sobrecostos a las demandas como consecuencia del incremento de los precios marginales y a la eventual energía no suministrada (la cual posee una valorización determinada). Los sobrecostos originados como consecuencia de las fallas de larga duración del sistema de transporte afectarán a los precios de la potencia en los nodos alejados del mercado, debido a la falta de confiabilidad de su vínculo con el mismo.

Para calcular estos sobreprecios, se coteja el costo de la energía para las demandas en los nodos receptores obtenidos de un despacho con las restricciones normales del sistema de transmisión, y el costo del despacho con contingencias en el sistema de transmisión. La valorización de la energía considera el incremento de costo marginal por la entrada de generadores más caros y la eventual energía no abastecida.

Los sobrecostos por fallas de corta duración poseen una magnitud inferior que los de larga duración y se obtiene cuantificando la energía no suministrada que ocasionaría la salida de cada línea del sistema de transmisión.

El Factor de Adaptación posee un comportamiento paralelo al Factor de Nodo. El Factor de Adaptación FA se define igual a la unidad para el centro de cargas y asume valores

inferiores a 1 en los nodos generadores cuya energía fluye al centro de cargas y valores superiores a 1 en nodos abastecidos desde el Gran Buenos Aires – Litoral.

Los factores de adaptación se aplican exclusivamente en la Red de Transporte en Alta Tensión, por lo que solamente ésta recibe la remuneración variable por potencia. El Factor de Adaptación incrementa la remuneración del transportador, a expensas del generador, en el caso de que la región próxima al nodo receptor es altamente dependiente de la transmisión.

El FA de una región exportadora como el Comahue será sensiblemente inferior a la unidad y reducirá los ingresos de los generadores de esa región. Si la potencia que existe en una región rebasa vastamente la capacidad de transporte de las líneas que lo relacionan a los centros, la interrupción de cualquiera de ellas ocasionará sobrecostos en el sistema eléctrico, que alejarán de la unidad al Factor de Adaptación y afectarán sensiblemente los ingresos por potencia puesta a disposición de los generadores de la región oferente. Esta reducción incidirá sobre la potencia remitida a los centros de carga, mediante las líneas en cuestión y a la que se despache para el consumo local, de la región superavitaria.

8.5 COSTOS DE TRANSPORTE

Los usuarios pagan cargos por uso, cargo por conexión y un cargo complementario. El primero de los mencionados queda implícito en los factores de nodo y factores de adaptación que afecta los precios a los que compra y vende cada agente (Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada).

El Cargo por Conexión corresponde al costo del equipamiento de conexión y transformación para su conexión, en base a la Remuneración por Conexión reconocida al Transportista, el Cargo por Hora de Conexión y las horas de disponibilidad reconocidas.

El Cargo Complementario cubre la diferencia entre lo recaudado por factores de nodo y adaptación y la remuneración por energía transportada reconocida al Transportista en el periodo tarifario, excepto para las expansiones en periodo de amortización en que corresponden al faltante para cubrir el canon mensual para cubrir el costo de expansión reconocido.

La recaudación proveniente de Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada, Cargos por Conexión y Cargos Complementarios es ingresada a una Cuenta de Apartamientos del Transporte específica del Transportista. A su vez, los egresos por remuneraciones del Transportista son debitados de esta cuenta, siempre que la misma tenga fondos disponibles. El saldo trimestral de esta cuenta se agrega al Cargo Complementario del siguiente trimestre.

Si la Cuenta de Apartamientos no tiene recursos suficientes, resulta un crédito a favor de la Transportista que devenga un interés mensual, de acuerdo lo determinado en el Contrato de Concesión de la Transportista. Si el ingreso mensual facturado es superior a

la remuneración que corresponde a la Transportista, el saldo en exceso queda en la Cuenta de Apartamientos.

Teniendo en cuenta lo antes mencionado, la remuneración Transportista está compuesta de 3 partes:

- Remuneración por Conexión: Para cada nodo de conexión con el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, representa los ingresos por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el equipamiento de conexión y transformación dedicado.
- Remuneración por Capacidad de Transporte: Son los ingresos por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el equipamiento de transporte dedicado a interconectar entre si los distintos nodos del Sistema.
- Remuneración por Energía Eléctrica Transportada: Son los ingresos por transportar energía y disponibilidad o demanda de potencia. Para la energía, se calcula como la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y la inyectada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte. Para la potencia, se calcula con los sobrecostos en los nodos receptores, por las indisponibilidades de larga y corta duración de los vínculos de Transporte. Para su cálculo se utilizan tasas de indisponibilidad anual y costo de la Energía No Suministrada.

Régimen de penalizaciones al transporte

Los transportistas reciben sanciones en caso de que no cumplan con sus obligaciones. La calidad de los servicios se aprecia en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión, transformación, su capacidad asociada y sus niveles de tensión.

Los transportistas pueden ser sancionados cuando se encuentran indisponibles o limitados algunos de sus equipamientos. Las sanciones son variadas y están sujetas a distintos factores, como ser:

- Duración de la indisponibilidad
- Indisponibilidad forzada o programada
- Número de salidas forzadas
- Importancia estratégica de las líneas
- Niveles aceptables de tensión

Las sanciones, al traducirse en horas adicionales de indisponibilidad, vuelven en forma de resarcimiento a los usuarios debido que ante una salida de línea, transformador o conexión, éstos dejan de abonar los cargos fijos durante las horas reales de indisponibilidad y durante las horas adicionales de sanción no obstante de que el equipo de transporte este en servicio.

8.6 DESPACHO ÓPTIMO

Teniendo en cuenta todo lo analizado, la última gestión es el despacho óptimo de la energía. Toda la generación se despacha en forma CENTRALIZADA, independientemente de los compromisos contratados. Como se mencionó anteriormente, el Organismo Encargado del Despacho (OED) es CAMMESA.

El despacho a mínimo costo es función de:

1. Costos de generación declarados por los generadores térmicos.
2. Valor del agua declarado por los generadores hidroeléctricos
3. Ofertas de importación o exportación en las interconexiones internacionales
4. Ofertas de Autogeneradores y Cogeneradores
5. Maquinas ficticias que representan el costo de falla

El generador térmico oferta precio de insumos variables, este se calcula con el Costo Variable de Producción (CVP), el cual se analizó en secciones anteriores.

Las generadoras hidroeléctricas con embalses ofertan el valor del agua por semana para cada banda en que se divide el embalse. El valor del agua representa costo futuro de reemplazo teniendo en cuenta costos térmicos, posibles ofertas de importación y exportación, y costos de falla.

Los autogeneradores y cogeneradores ofertan el precio al que están dispuestos a vender. La importación y exportación oferta el precio al que están dispuesto a vender o comprar en la interconexión internacional, incluyendo todos los costos previstos involucrados.

8.7 EVOLUCIÓN DE PRECIOS ESTACIONALES Y SPOT

Durante el período 1992-2001 la reducción de la indisponibilidad y la incorporación de nuevos equipos de mayor eficiencia redundó en una significativa reducción del precio monómico medio de electricidad. El precio monómico medio de electricidad incluye, además del precio spot de la energía, cargos por potencia, por conexión, los sobrecostos por la utilización de combustibles distintos al gas natural, los costos de importación de energía y los sobrecostos por la demanda excedente. En definitiva, refleja el costo medio por MWh de generación de la electricidad.

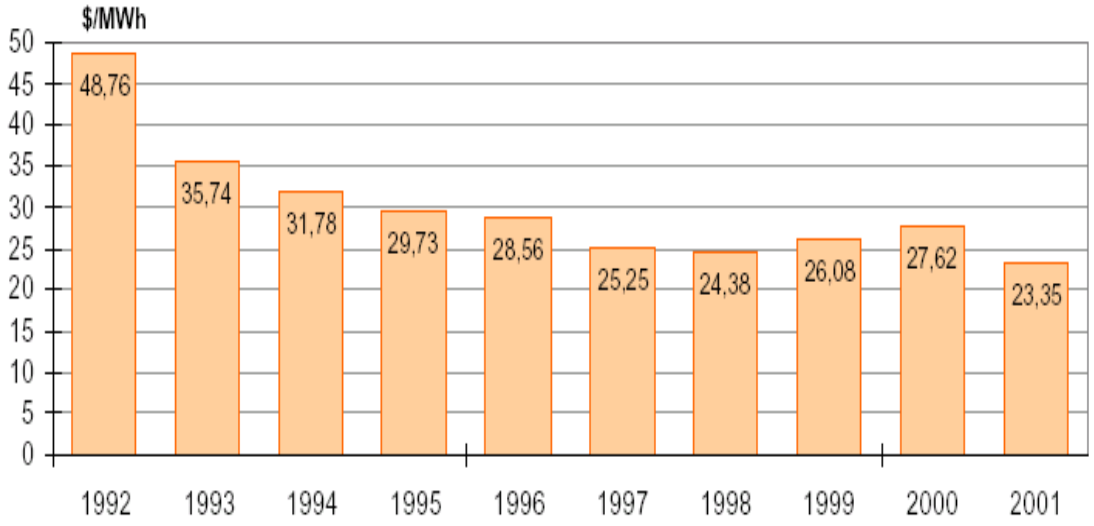


Ilustración 115 Evolución del Precio Monomico Medio Anual entre 1992 a 2001

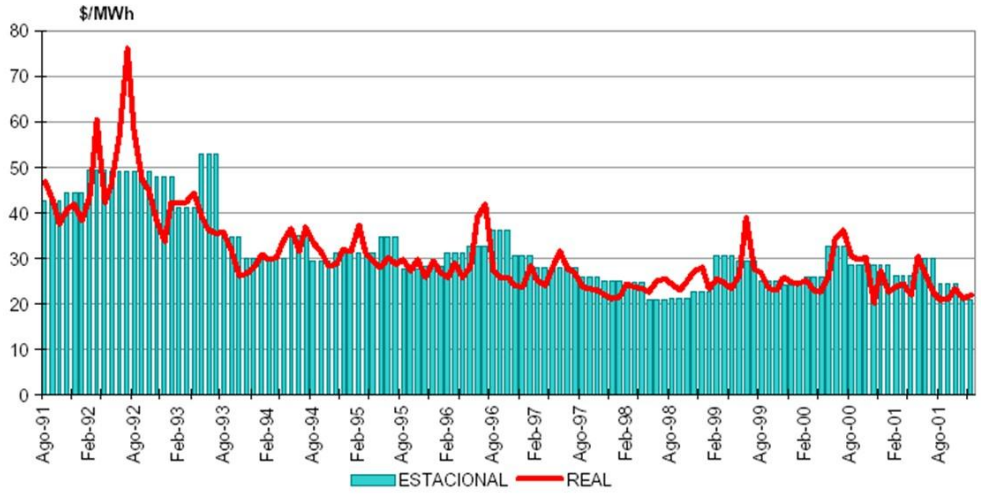


Ilustración 116 Evolución del Precio Monomico Real y Esperado

A partir del año 2003 se define tope máximo de 120 pesos al precio Spot. Por dicho motivo, resulta conveniente analizar el comportamiento del precio monomico medio anual. La evolución de este precio medio en pesos y en dólares a partir de 2001, junto con la evolución del precio estacional en pesos, se muestra en el siguiente gráfico:

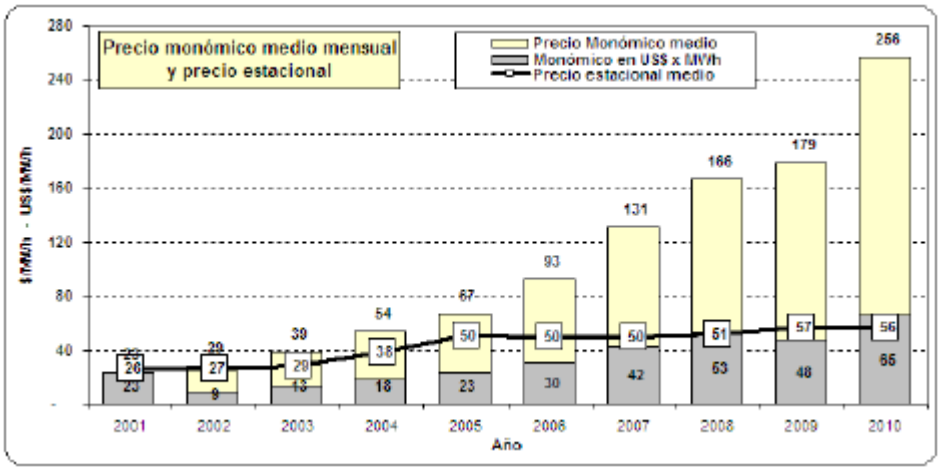


Ilustración 117 Evolución del Precio Monomico Medio Anual entre 2001 a 2010

Puede observarse que el precio estacional en pesos (representado por la línea negra) sufre un aumento significativo en 2005 y seguido de un nuevo incremento a fines de 2008 que impacta de lleno a partir de 2009. Debe recordarse que el precio estacional representa la porción efectivamente trasladada a los usuarios finales del costo mayorista de la electricidad, costo que es representado (con algunas distorsiones) por el precio monómico medio en pesos, graficado en las barras amarillas. La brecha entre ambos valores indica el impacto creciente de los subsidios, a través de la inyección de fondos del Estado para financiar el Fondo de Estabilización.

Utilizando el tipo de cambio promedio de cada año se convierte el precio monómico a dólares por MWh, valores que se muestran en las barras grises. Del análisis de dicha serie se observa que a partir de 2005 el precio de la energía en dólares supera al vigente en 2001, es decir sobrepasando el impacto causado por la salida de la Convertibilidad. Es así que en 2010 el costo de la electricidad en dólares es casi el triple que el del 2001.

Esto obedece tanto a causas endógenas como exógenas. Entre las primeras pueden mencionarse el uso de combustibles alternativos de menor rendimiento y mayor costo, la necesidad de mantener la totalidad del parque operando (lo que hace despachar las máquinas de mayor costo) y la importación de energía. Las causas exógenas se relacionan con el aumento internacional del precio de los combustibles. Respecto a este último punto cabe recordar la evolución del precio internacional del barril de petróleo, el cual era de 20 dólares en 2001 y causa de aumentos progresivos alcanzó los 60 dólares en diciembre de 2006 y 90 un año más tarde, seguido de un pico de 135 dólares en Junio de 2008, para luego de una brusca caída hacia fines de ese año estabilizarse en los valores de 80-90 dólares. El resto de los combustibles siguieron tendencias similares. Si bien a nivel local el traslado al spot fue demorado (vía congelamientos en el precio de gas natural en boca de pozo), puede estimarse que el impacto en el precio de la energía oscila entre 10 y 15 dólares por MWh para el período 2008-2010.

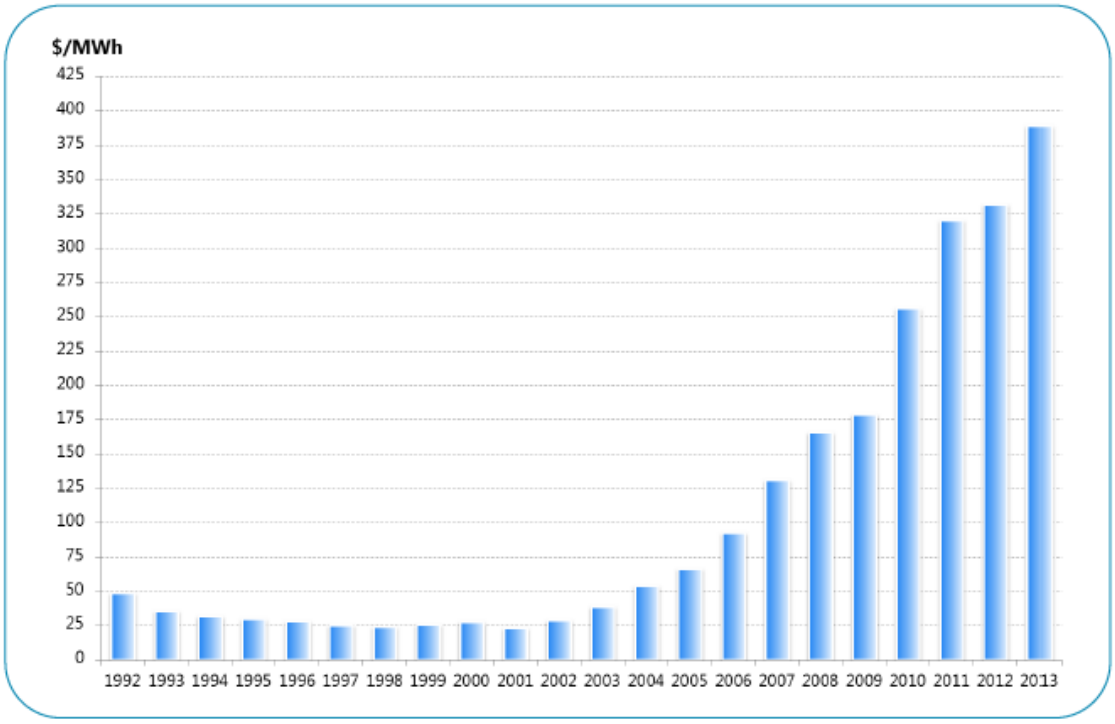


Ilustración 118 Evolución del precio monomico anual entre 1992 a 2013 en ARS

Los precios monomico spot varían diariamente y están compuestos por distintos componentes. En el caso del 2013, se obtuvieron los siguientes valores:

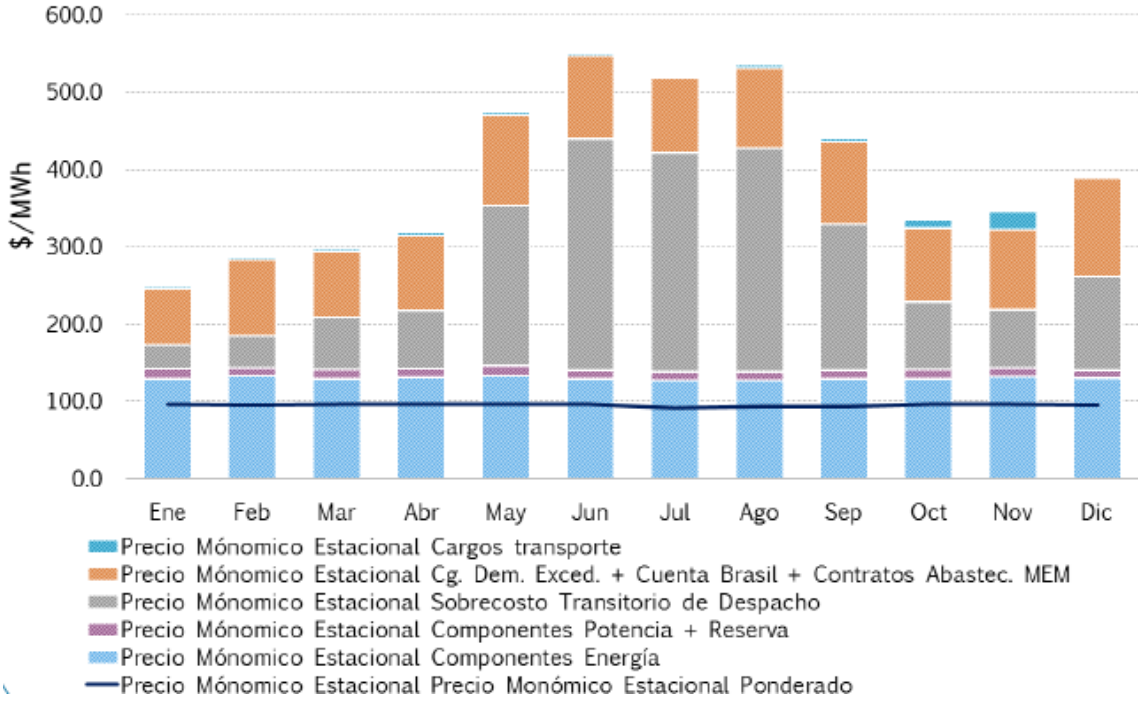


Ilustración 119 Composición del Precio Monomico[78]

[78] Ilustración 115 a 119. Fuente: CAMMESA

Luego del 2010, el panorama seguía siendo el mismo hasta que la Secretaria de Energía dictamino la resolución Nº 1301/11 que establece dos precios estacionales; Sin subsidios del Estado Nacional y Con Subsidios.

Precios Estacionales Sin Subsidios: El valor monómico era de aproximadamente 320 $/MWh. En el caso de los Grandes Usuarios del MEM nominados (aproximadamente es el 20% de la demanda de GU) deben pagar los siguientes sobrecostos: Sobrecostos Contratos MEM + Sobrecostos Importación de Brasil: 73,41 $/MWh, para el periodo noviembre 2011 – abril 2012. Las empresas nominadas eran: Extracción de petróleo, gas y minerales, Servicio de banca y financieros, Aeropuerto Ezeiza y Aeroparque, Servicios de telecomunicación, Juegos de azar y apuestas, Aceites y biocombustibles, Agroquímicos, Refinación del petróleo, Procesamiento de gas natural.

Precios Estacionales Con subsidios: Los sectores no mencionados en el Anexo II continuaban hasta nuevo aviso con el Precio Estacional Sancionado promedio cuyo valor para Diciembre 2012 es de 95,68 $/MWh. Valor que años anteriores disminuía durante los meses de junio a septiembre (período invernal) para los usuarios residenciales. Por otro lado, se establecía el precio estacional único por categoría de usuario como muestra el cuadro siguiente:

Tipo de Suministro	Potencia	Energía	$/MWh
Residencial	P < 10 kW	E < 1000 kWh/bimestre	31,1
		1000 < E < 1400 kWh/bim	40,3
		1400 < E < 2800 kWh/bim	49,07
		2800 kWh/bimestre < E	67,2
A Públ	AP	Alumbrado Público	31,1
Servicios Generales	P < 10 kW	E < 4000 kWh/bimestre	61,1
		4000 kWh/bimestre < E	70,22
Grandes Usuarios	10<P<300kW	Grandes Usuarios	70,22
	300 kW < P	Grandes Usuarios	100,3

Ilustración 120 Precio estacional por Categoría según Resolución 1301/11[79]

Al año siguiente, con la Resolucion Nº 2016/12 (1 de noviembre 2012), se estableció nuevos Precios de Referencia Estacionales Subsidiados y No subsidiados para cada distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica.

Precios Estacionales Sin Subsidios: El Precio de Referencia Anual No Subsidiado se mantiene en un valor medio de 320 $/MWh.

Precios Estacionales Con subsidios: Establece los Precios de Referencia Estacionales Subsidiados para cada Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de

[79] Fuente: UIA

Energía Eléctrica que van de 58,30 $/MWh a 138,30 $/MWh. En los casos particulares de las distribuidoras de Buenos Aires los valores presentados son:

- EDESUR 88,21 $/MWh
- EDENOR 83,98 $/MWh
- EDELAP 105,45 $/MWh

El criterio de Precio Estacional Único es cambiado por la Res SE 2016, ya que le asigna a cada distribuidora un Precio de Referencia Estacional Subsidiado quedando en manos de cada agente distribuidor y su ente regulador, el traslado de dicho precio a cada segmento de su demanda.

Por el cual, durante los periodos de 2011 a 2013, precio medio sancionado: 95,68 $/MWh

8.8 MECANISMOS PARA AUMENTAR O SOSTENER LA OFERTA

La mayor parte de la actividad regulatoria, a partir del año 2002, estuvo destinada a mantener operativo al sector de Generación, es decir al abastecimiento de la demanda. Es así que el vínculo entre el valor del dólar y el costo de los combustibles utilizados en la generación, la SE tuve emitir una serie de Resoluciones que incrementaron la frecuencia de declaración de costos, permitieron declarar costos adicionales al combustible, liberaron dinero del FE para pre-financiación de compra de combustibles o para la realización de mantenimientos mayores de equipamiento e incrementaron la remuneración de la potencia. Pero simultáneamente se rompió con la teoría marginalista de fijación de precios, al establecer por Resolución 240/03 un spot máximo[80]. A los generadores que declaren su costo variable de producción (CVP) por debajo de ese precio se les paga el spot sancionado y a los que declaren por encima se les reconoce ese CVP, pero pagando dicho sobrecosto de un fondo financiado por todos los agentes del mercado[81].

Por el cual, se implementaron distintos mecanismos para incentivar o sostener la oferta de energía eléctrica:

Uso de combustibles alternativos: El combustible más barato y eficiente para la generación térmica es el gas, un recurso usualmente abundante en Argentina que supo ser exportadora del mismo. Obviamente, la análoga pesificación del precio del gas generó para ese producto efectos adversos similares: caída de la producción, reducción de las reservas comprobadas, aumento de demanda y escasez. El escaso gas disponible se destinó al consumo residencial, a aquellas máquinas generadoras de electricidad que no podían usar combustibles alternativos y cuyo despacho era indispensable y por último al uso industrial. Otras medidas adoptadas para procurar combustibles fueron la suspensión

[80] Calculado como el menor entre un precio asumiendo que toda la generación despachada tiene libre abastecimiento de gas natural (más barato que el resto de los combustibles) y 120 pesos por MWh

[81] Llamado Sobrecosto Transitorio de Despacho (SCTD)

exportación de gas (Res SE 265/2004), la compra de fuel oil a Venezuela (desde 2004), la compra de fuel oil y gasoil para los generadores directamente por Cammesa, la importación de Gas Natural desde Bolivia, el racionamiento de gas a industrias (principalmente desde 2007) y la firma de acuerdos de precios con los productores de gas.

Uso intensivo de la potencia instalada: El crecimiento de la demanda hizo que fuera necesario que prácticamente toda la potencia instalada del país esté despachada. Cammesa comenzó a intervenir obligando a las generadoras térmicas a postergar paradas por mantenimientos preventivos. Paradójicamente, esto empeoró la disponibilidad, debido a la sobre exigencia de las instalaciones y al uso de combustibles alternativos de menor calidad que aceleran el deterioro de las turbinas.

Importación de energía: Proveniente desde Brasil, el porcentaje de la demanda cubierta de esta manera fue del 1.6% entre 2002 y 2010, triplicando el valor del período 1994-2000.

Financiación del Fondo de Estabilización: Todos los eventos antes mencionados (aumento de la demanda, inflación, uso de combustibles más caros) a los que se sumó el aumento del precio internacional del petróleo, determinaron un crecimiento sustancial del precio spot, mientras que el precio estacional se mantuvo fijo, reflejando el congelamiento de las tarifas a usuario final. Esta situación generó un déficit del FE el cual fue cubierto principalmente y en forma creciente por aportes del Tesoro Nacional. Estos aportes a un fondo cuyo destino original era amortiguar diferencias temporales entre el spot y el estacional constituyen los consabidos subsidios del Estado al precio de la Electricidad. Como puede verse, los mismos no son otorgados en forma específica a ninguna empresa, a diferencia de los subsidios tradicionales.

Construcción ciclos combinados con acreencias de Generadores: Al agotarse el saldo del FE en 2003 la SE estableció un orden de prioridades de pagos en virtud del cual los generadores solo cobran su CVP declarado y los pagos por potencia. Los márgenes variables no pagados representan un crédito de los generadores para con el MEM. En 2004 se "invitó" a los generadores a convertir sus acreencias por dicho concepto en una participación en dos proyectos de Ciclos Combinados a construir con recursos del "Fondo para inversiones que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM" (FONINVEMEM). Dicho fondo se constituyó con un cargo específico que pagó la demanda no residencial de todo el país[82], terminándose la construcción en 2008 y cerrándose el ciclo combinado en 2010, representando un importante alivio a la crisis energética[83]. Hacia fines de 2010 se estableció un esquema similar para las acreencias del

[82] Resolución ENRE N° 946/06 instruye a las distribuidoras del Gran Buenos Aires a aplicar en sus tarifas un "cargo transitorio para la conformación del Foninvemen"

[83] El mecanismo utilizado para cada Central fue el siguiente: 1) los acreedores formaron una Sociedad Anónima en proporción a sus acreencias. 2) Cammesa constituyó un fideicomiso administrando los fondos recaudados por el cargo específico "Foninvemem" y la gestión de construcción. 3) Durante los primeros 10 años de funcionamiento, la Central entregará energía al MEM recibiendo una remuneración que cubre sus costos, más la devolución de las acreencias dolarizadas con intereses más una comisión por gestión. 4) Al

período 2008-2011, pero no en forma conjunta sino a través de acuerdos con cada Generador.

Nuevo precio de la potencia: En el marco de estos nuevos acuerdos de fines de 2010 también se aumentó el precio de potencia, pero sin trasladarlo a la tarifa del usuario final y sujetando su pago a que cada Central alcance un cierto nivel mínimo de disponibilidad.

Nuevo precio del Fondo Nacional de Energía Eléctrica: Este fondo (FNEE) es facturado por Cammesa (a razón de un precio por kWh) a los distribuidores, quienes a su vez lo trasladan en su tarifa a los usuarios finales, y se destina a un fondo para el desarrollo eléctrico del Interior (FEDEI). Para fomentar estas obras se determinó que dicho precio varíe con la facturación media de los generadores al mercado, aunque finalmente se le puso un tope a dicho valor para evitar aumentos adicionales.

Creación de ENARSA: Este tema ya fue tratado en el capítulo de Generadores.

8.9 MECANISMOS PARA REDUCIR LA DEMANDA

En contraposición a los mecanismos del sostenimiento de la oferta, se generaron también regulaciones para incentivar la reducción en el consumo energético:

Programa PUREE: En 2004 se creó el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE). El mismo está basado en un sistema de premios a quienes reducen su consumo en más de un 5% contra un año base que permanece fijo (2003) y castigos a quienes no lo logran. Es incluido en su facturación por las distribuidoras metropolitanas (y aquellas provinciales que adhieran a este esquema). Con el correr de los años se introdujeron modificaciones a este programa haciéndolo más exigente[84]. El excedente estaba destinado originalmente a engrosar el FE, aunque luego esto se modificó, como se verá más adelante.

Programa PRONUREE: A fines de 2007 el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) instituyó el PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PRONUREE), destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía. Sus principales disposiciones son el régimen de etiquetado de eficiencia energética, el programa de ahorro de energía en al Administración Pública, un plan de educación energética y el plan de reemplazo de lámparas incandescentes por luminarias de Bajo Consumo.

Aumentos diferenciados en los precios estacionales: Durante 2004 se incrementó tres veces el precio estacional (el cual hasta ese momento había sido único para todos los

término de los 10 años el fideicomiso transfiere a la Sociedad Anónima los activos de la Central, sin cargo. 5) las participaciones en la Sociedad pueden comercializarse.

[84] En 2005 se incrementó el umbral de ahorro del 5% inicial al 10%, se incluyó en el plan a los grandes clientes y se estableció un monto máximo en pesos a la bonificación. En 2008 se eliminaron las bonificaciones a los medianos y grandes clientes y a todo cliente residencial con consumo bimestral superior a 1000 kWh.

clientes), sancionando y trasladando a tarifa final distintos precios para cada categoría tarifaria[85]. Este tema fue tratado en la sección *Evolución de precios estacionales y Spot*

Servicio de Energía Plus: En noviembre de 2006 el Gobierno nacional lanzó Energía Plus, programa elaborado en función de dos objetivos fundamentales: por un lado, asegurarles el suministro eléctrico a las casas de familias, al alumbrado público, a las entidades públicas, a las pequeñas y medianas empresas (PyMES) y a los pequeños usuarios cuyo consumo no supere los 30 KW de potencia; por el otro, incorporar nuevas máquinas y usinas destinadas a cubrir la demanda industrial y a incentivar la autogeneración y la cogeneración energética.

Por un lado, los grandes usuarios con capacidad igual o mayor a los 300 KW son responsables de asegurar el abastecimiento de sus demandas base del año 2005 y de sus crecimientos con respaldo físico, ya sea a través de la autoproducción y/o mediante contratos de suministro en el mercado a término.

Por otro lado, aun cuando cuenten con el correspondiente respaldo físico, también deberán cumplir con reducciones de demanda requeridas por CAMMESA. En caso contrario, deberán abonar un costo suplementario calculado en base a la energía consumida en exceso valuada en 3000$/MWh.

Restricciones al consumo: El período más crítico del abastecimiento se produjo en el frío y seco invierno de 2007, con faltantes de gas. Se aplicaron las disposiciones del punto anterior, en el cual hubo restricciones en el suministro a clientes con demandas superiores a 300 Kw, recibiendo diariamente el valor de demanda máxima autorizada y el horario en el cual dicho valor no debía ser superado. En el caso de EDENOR, aproximadamente, hubo un promedio diario de 900 clientes que sufrieron estas restricciones. El año 2008 se sobrellevó sin mayores contratiempos debido a temperaturas más benignas, el ingreso de los nuevos ciclos combinados del FONINVEMEM y la crisis mundial que retrajo el nivel de actividad.

Horario de verano: Se aplicó en octubre de 2008 con un adelantamiento de 60 minutos.

[85] Es importante destacar que al tratarse la electricidad como un fluido, las Distribuidoras no tienen manera de saber exactamente que porción de la energía que compran es consumida por cada categoría tarifaria. Esta asignación de compra de energía por categoría es necesariamente una estimación.

9. ANALISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA ELECTRICA

9.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL BALANCE DE ENERGÍA

Hasta esta instancia, se ha expuesto y analizado los distintos agentes y su relación en el Mercado Eléctrico. En este capítulo, se analiza el comportamiento de la demanda de los consumidores, y como ha sido la respuesta de la oferta energética ante dichas variaciones.

A su vez, se expondrá un escenario energético eléctrico de Argentina hasta el 2030, realizado por AGEERA. Este escenario será la base para la propuesta de acciones y soluciones.

Dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, la generación eléctrica en Argentina ha tenido la siguiente composición durante los años 1993 – 2013:

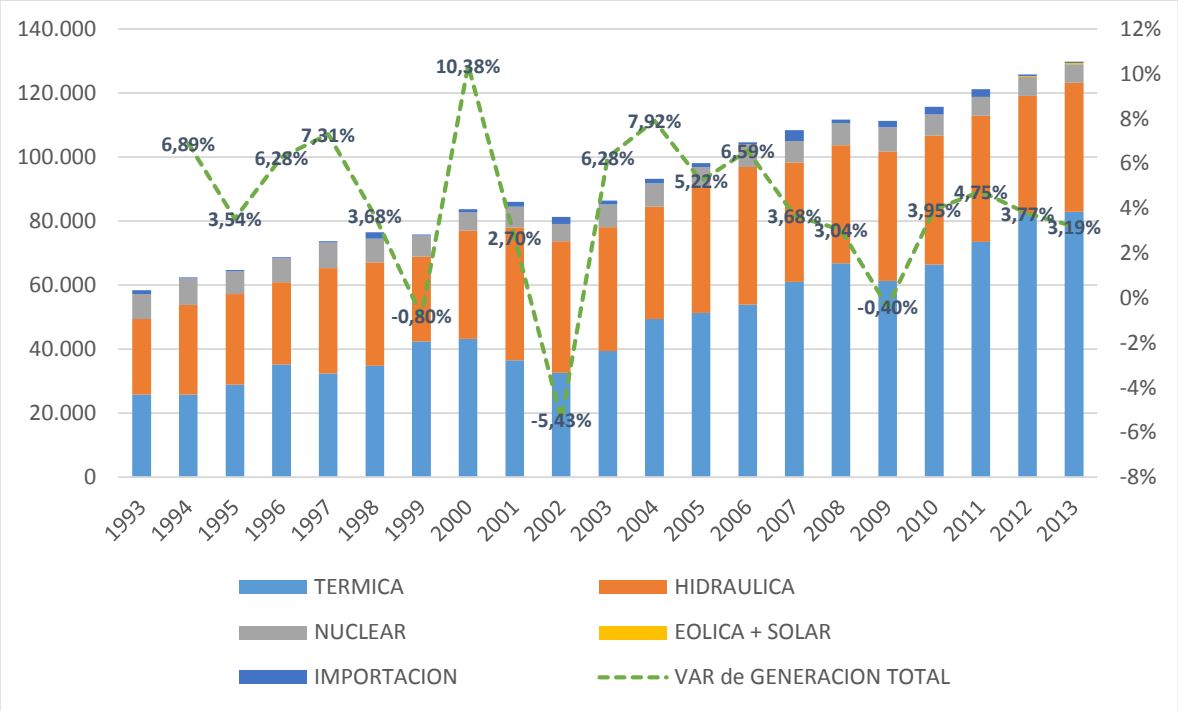


Ilustración 121 Evolución de Generación por Tipo en GWh

La generación eléctrica, o visto desde otro punto de vista, la demanda interna, considerando que la Exportación de energía de Argentina es muy pequeña, ha crecido constantemente exceptuando los años 1999 y 2002. La primera caída (1999) es muy leve, menor al 1%; en cambio, la baja de consumo en el 2002 fue de 5,43%. Es evidente que la fuerte caída del consumo se encuentra correlacionado con la crisis que sufrió la Argentina en el 2001, a nivel político y financiero, ya que represento la renuncia de Fernando de la Rúa, el colapso financiero por la fuga de capitales y la negación de refinanciamiento por parte del FMI ante la deuda externa que tenía el país.

La tasa de crecimiento anual compuesto o CAGR (Compound annual growth rate) entre los años 1993 y 2013 es del 4,07%. La demanda entre dichos años ha crecido un 122%, es decir, como mínimo se ha duplicado. Las fuentes energéticas que han abastecido este

crecimiento han sido las generadoras térmicas (CAGR: 6%) e hidráulicas (CAGR: 2,71%).

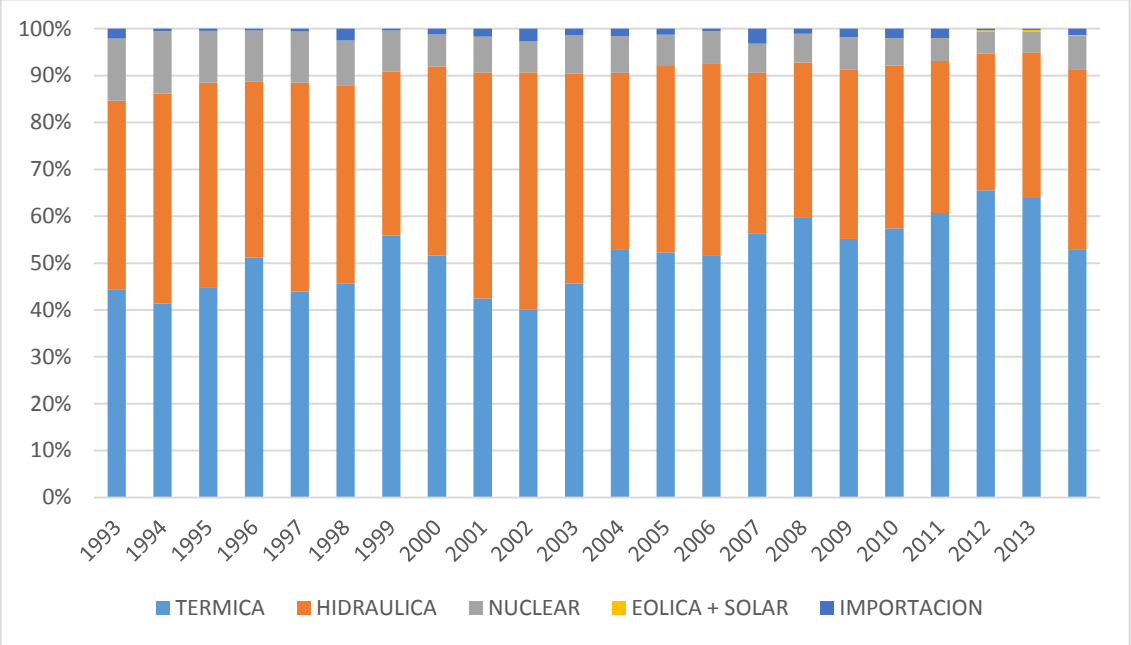


Ilustración 122 Evolución de matriz energética eléctrica[86]

La importación de energía eléctrica ha ido decayendo constantemente. En 1993, se habían importado 1.212 GWh, el pico de demanda de importación es en el 2007 con una energía de 3.459 GWh. Esta demanda inesperada de energía importada surge a que el parque térmico tuvo una disponibilidad inferior a la esperada, principalmente, durante los meses de Mayo y Junio, sumado a que el año hidrológico fue seco, y que el periodo de invierno de 2007 estuvo entre los 3 años más fríos de la serie histórica, se tuvo que realizar la importación de energía desde Brasil (1972 GWh), Uruguay (971 GWh) y Paraguay (516 GWh). En la actualidad, el nivel de importación es de solo 342 GWh.

El uso de la Energía Solar y Eólica comienza en el año 2011 con una pequeña provisión de 16 GWh, 356 GWh en el 2012 y 462 GWh en el 2013. La motivación para el uso de fuentes renovables se realiza a partir del programa Genren, lanzado por ENARSA. Este tema será tratado en una sección a parte ya que amerita un mayor análisis, considerando que las fuentes renovables están siendo cada vez mas utilizados en el mundo.

El comportamiento de la generación nuclear resultante relativamente constante ya que las únicas usinas en operativas son Atucha I y Embalse, donde solamente se puede ver caídas de suministros de energía en distintos años debido a procesos de mantenimiento.

[86] Ilustración 121 a 122. Elaboración propia en base de datos de CMMESA

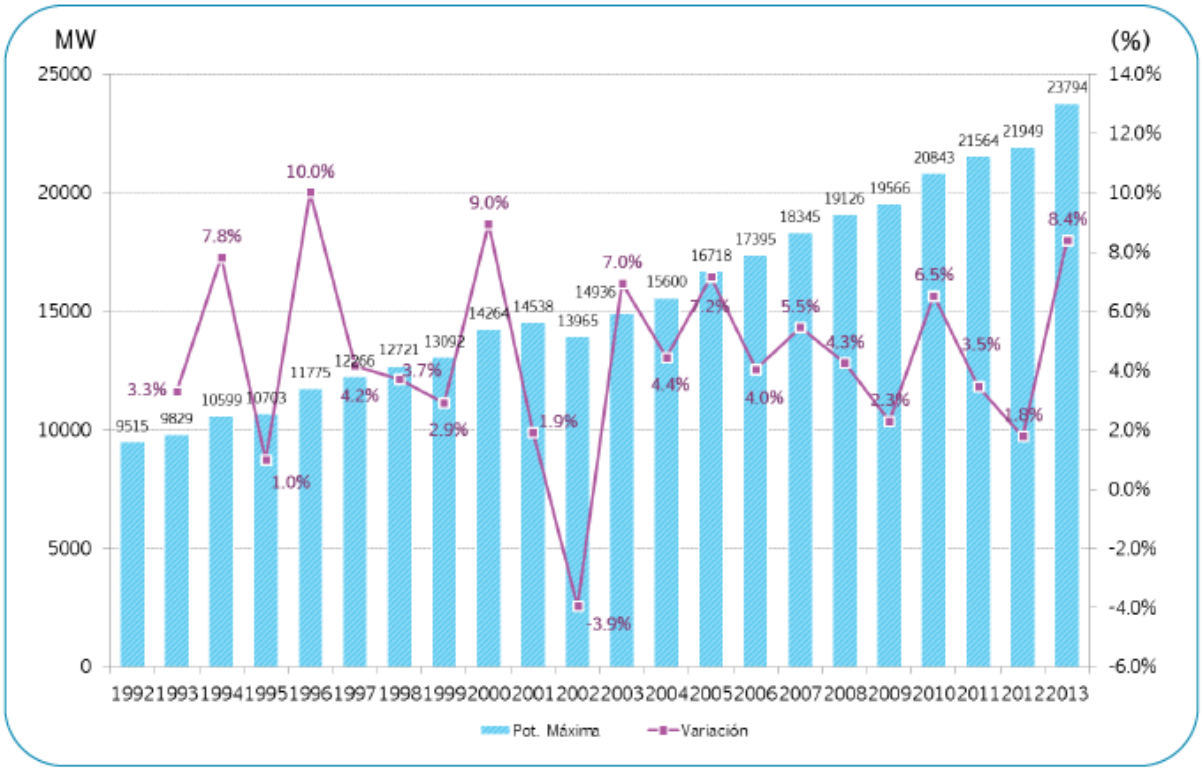


Ilustración 123 Evolución de la máxima Potencia Bruta[87]

Como se mencionó anteriormente, la demanda de energía (GWh) ha crecido constantemente con el paso de los años, como así también el pico de potencia bruta. El CAGR de la última variable mencionada es de 4,69%, mayor al de la Generación (4,07%). Es evidente que el aumento de consumo energético afecta al pico de potencia bruta pero no es la única variable a tener en cuenta para realizar una proyección o analizar su comportamiento ya que su coeficiente de correlación (R2) es muy bajo, igual a 0,5224.

AÑO	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
VAR de GENERACION TOTAL	6,89%	3,54%	6,28%	7,31%	3,68%	-0,80%	10,38%	2,70%	-5,43%	6,28%
VAR de POTENCIA BRUTA	7,80%	1,00%	10,00%	4,20%	3,70%	2,90%	9,00%	1,90%	-3,90%	7,00%

AÑO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
VAR de GENERACION TOTAL	7,92%	5,22%	6,59%	3,68%	3,04%	-0,40%	3,95%	4,75%	3,77%	3,19%
VAR de POTENCIA BRUTA	4,40%	7,20%	4,00%	5,50%	4,30%	2,30%	6,50%	3,50%	1,80%	8,40%

[87] Fuente: CAMMESA

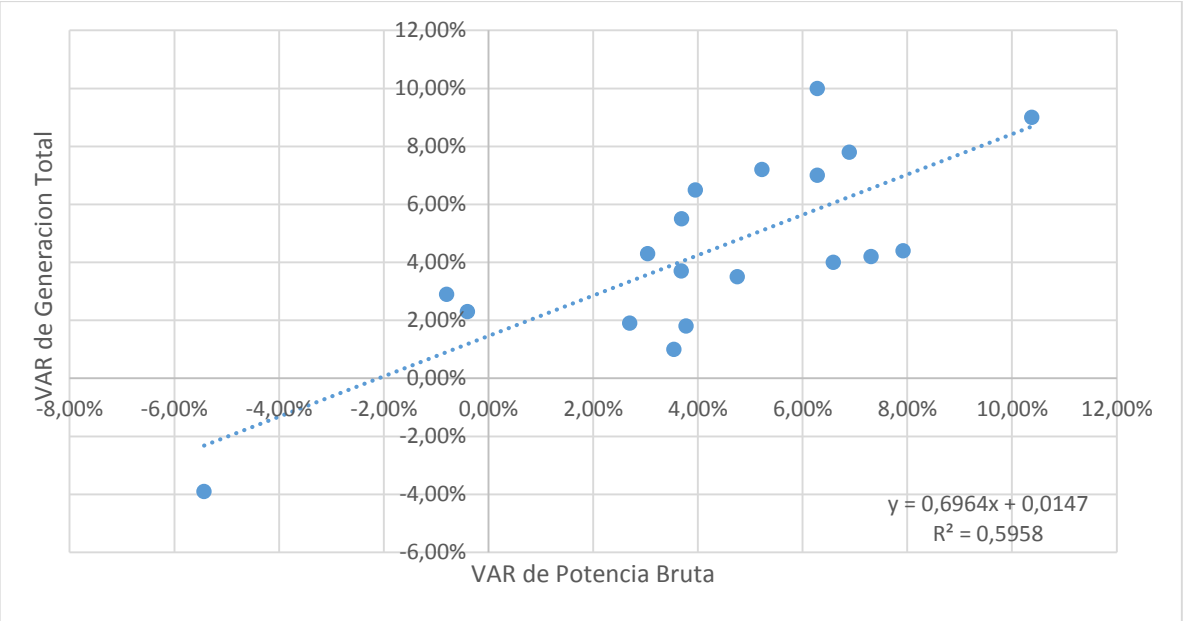


Ilustración 124 Análisis de correlación entre VAR Generación Total y VAR Potencia Bruta

En la sección "CONTEXTO MUNDIAL DE LA ENERGIA ELECTRICA" se mencionó que las macrovariables Población, Territorio y PBI se relacionan al consumo de energía eléctrica en un país. Cabe destacar que el consumo energético anual se puede descomponer por su estacionalidad, el cual el mes de mayor consumo energético será un factor determinante para definir la capacidad necesaria para suplir la demanda. Con mayor detalle, la hora del día también es una variable a tener en cuenta.

En cierto sentido, la potencia instalada en un país es el pico de demanda que pueda sufrir pero no hay que limitarse ya que el país es capaz de importar y exportar energía, como así también, existen pérdidas y consumos propios de la transmisión y generación.

La oferta generada fue consumida de la siguiente manera:

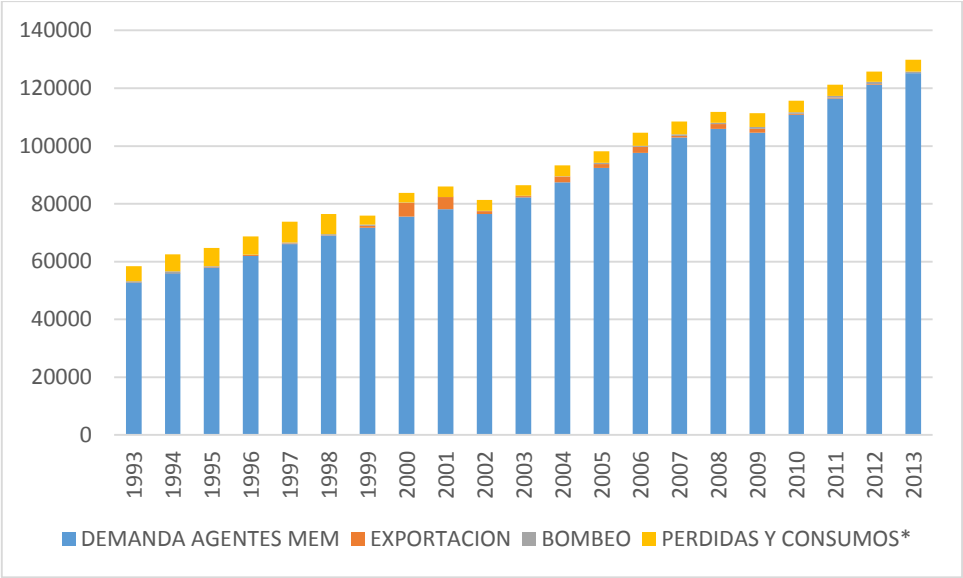


Ilustración 125 Evolución de consumo en GWh.[88]

Durante los años 2000 a 2001, la Argentina ha exportado el excedente de energía a países vecinos ya que la crisis económica de dicha época ha reducido fuertemente la demanda energética. Con respecto al nivel de perdidas, a partir de 1999, las pérdidas se reducen al 3 - 4%. Anteriormente, era del 9% sobre la energía transportada.

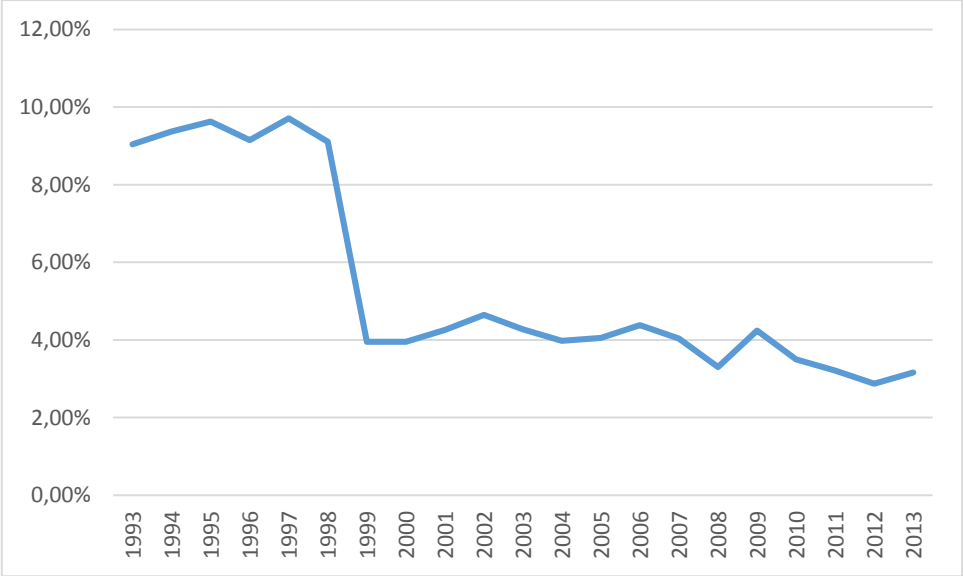


Ilustración 126 Evolución de pérdidas

En lo que respecta a la demanda de los agentes del MEM esta se ha descompuesto en las siguientes proporciones y segmentos:

[88]*Comprende perdidas en la red y consumos propios de centrales y autogeneradores

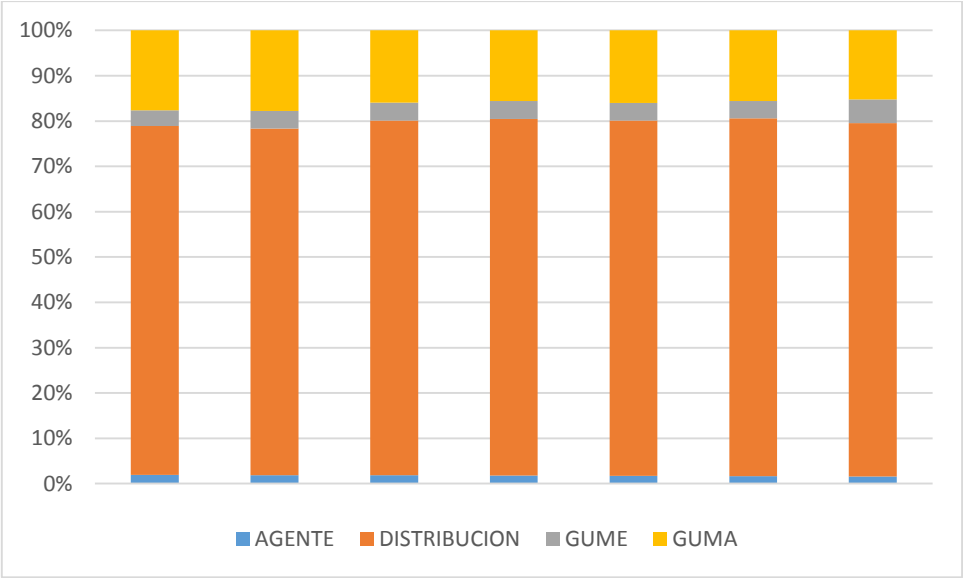


Ilustración 127 Evolución de la demanda por agentes del MEM

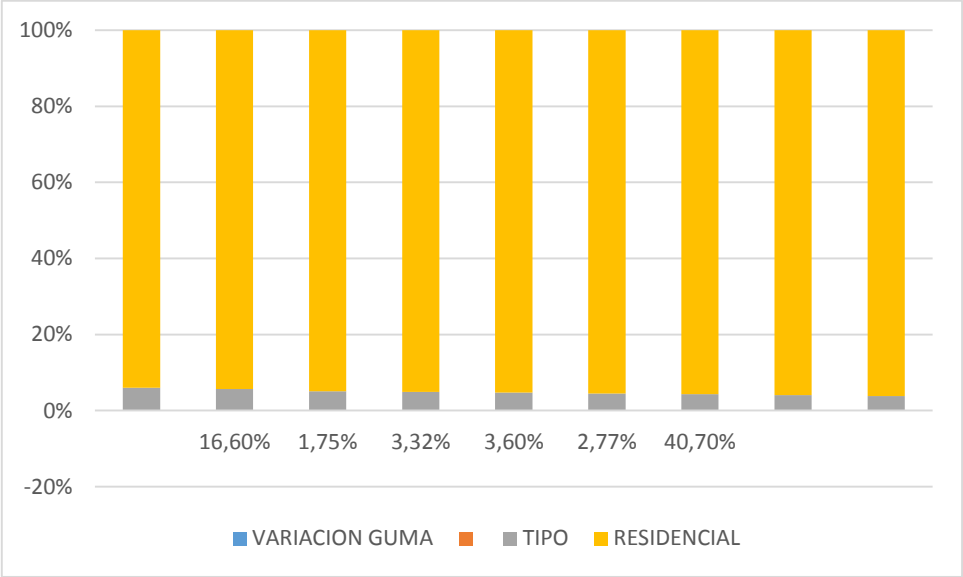


Ilustración 128 Evolución de la demanda por segmentos[89]

Analizando los valores podemos destacar que a pesar del crecimiento continuo de la demanda total de energía de los agentes y segmentos, la proporción de distribución entre ellos ha sido relativamente constante.

9.2 EFECTO DE LA VARIACIÓN DEL PBI Y LA POBLACIÓN EN LA DEMANDA

La demanda eléctrica esta correlacionada con la variación del PBI, siendo esta la variable fundamental para las proyecciones que se realizan en los distintos estudios. En el

[89] Ilustración 124 a 128. Elaboración propia en base de datos de CAMMESA

siguiente grafico se muestra la evolución del PBI y de la demanda eléctrica en valores porcentuales:

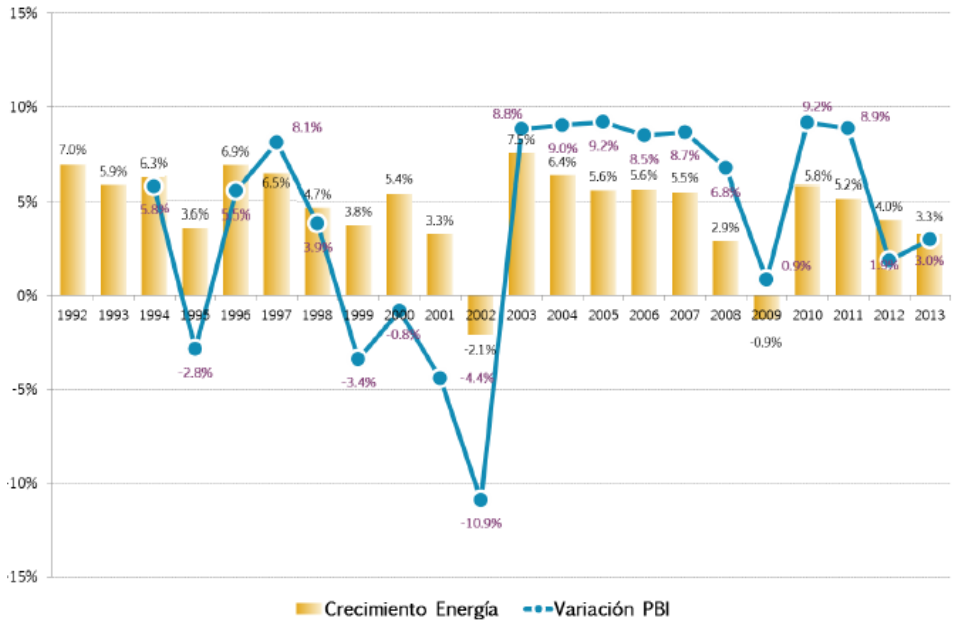


Ilustración 129 Evolución de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica vs PBI[90]

Del grafico anterior, se puede destacar que existe un desfasaje temporal del comportamiento de ambos elementos, es decir, la "velocidad" con la que varía el PBI es más rápida que la variación de la demanda energética. Esto surge a raíz de que los usuarios (sector industrial) reaccionan a la situación económica del país más lenta que la del mercado (baja de producción, cierres de fábricas, etc.).

Según datos estadísticos del 2010, la distribución regional del consumo energético, población, producto bruto geográfico y la potencia instalada fueron los siguientes:

REGION	GWH	POBLACION	PBG %	GWH %	POB %	POTENCIA INSTALADA %
BAS - GBA - LIT	71954	22.945.766	69,32%	64,96%	57,20%	42,77%
NEA - NOA - PAT	17.990	9.167.656	13,87%	16,24%	22,85%	21,47%
CENTRO	9.787	3.741186	7,26%	8,84%	9,33%	9,31%
CUYO	6.766	2.753.626	6,25%	6,11%	6,86%	5,47%
COMAHUE	4.278	1508.862	3,30%	3,86%	3,76%	20,98%

Tabla 21 Distribución regional del consumo energético, población, PBG y potencia instalada

Según economistas y especialistas del tema, consideran que los comportamientos se mantienen constantes en la distribución regional de los elementos antes mencionados, ya que no hubo ningún evento importante que alterara estos, durante los últimos años.

[90] Fuente: CAMMESA

La región que aporta el mayor grado de PBI Nacional es BAS – GBA – LIT, siendo el de mayor demanda energética y con una alta concentración poblacional. En cambio, la región de Comahue, con el aporte de centrales hidroeléctricas, es el mayor proveedor de energía para BAS – GBA – LIT.

Para optimizar el sistema de transporte de energía eléctrica habría que tener en cuenta esta información y su proyección ya que es recomendable concentrar la potencia instalada del país en la región de mayor demanda.

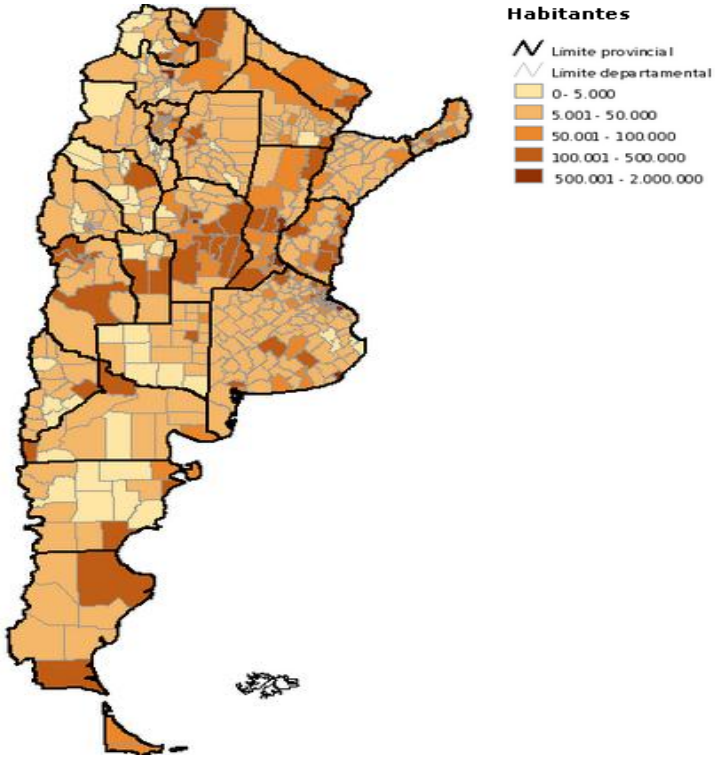


Ilustración 130 Distribución Poblacional de la Argentina, según Censo 2010

9.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA MEDIA EN LA DEMANDA

En concordancia a lo mencionado en la sección anterior, el cambio climático y las temperaturas medias de cada año afectan al consumo y al pico de demanda. No es objeto del estudio realizar un detalle minucioso pero si determinar los efectos del cambio climático y la tendencia de la temperatura media en la Argentina.

Para el sector eléctrico, el clima es un factor importante para determinar la producción de energía necesaria para satisfacer la demanda diaria. En lo que respecta a la temperatura media, un aumento de este factor, pronostica un aumento en la demanda eléctrica de sistemas de enfriamiento y una disminución en la de sistemas de calefacción. En la mayoría de casos, los sistemas de enfriamiento son el aire acondicionado o refrigeración central. Para ambos casos, la alimentación es a través de la energía eléctrica provista por la red.

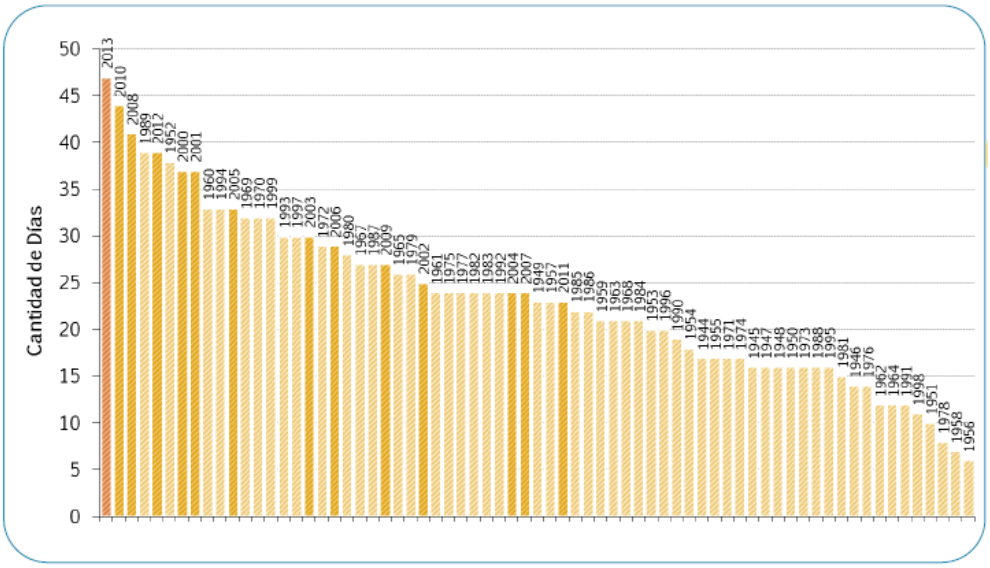


Ilustración 131 Cantidad de días con temperatura medias superiores a 26°C. Periodo 1 de Enero al 31 de Marzo

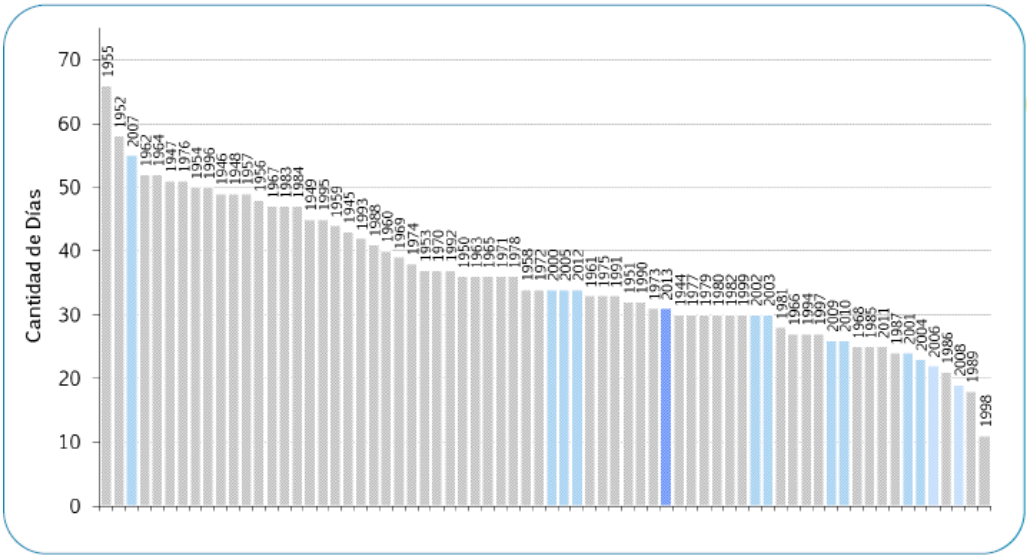


Ilustración 132 Cantidad de días con Temperaturas medias inferiores a 10°C. Periodo 16 de mayo al 15 de septiembre[91]

Franco and Sanstad[92] encontraron una alta correlación entre la temperatura media diaria y el peak de demanda eléctrica en California. Se muestra una clara tendencia de aumento de demanda ante incrementos de temperatura. Esta tendencia se prevé que ocurrirá globalmente.

[91] Ilustración 131 a 132. Fuente: CAMMESA

[92] "Impacts of Climate Change on Residential Electricity Consumption: Evidence From Billing Data", Paper from California Climate Change Center, Marzo 2009. http://www.energy.ca.gov/2009publications/CEC-500-2009-018/CEC-500-2009-018-D.PDF.

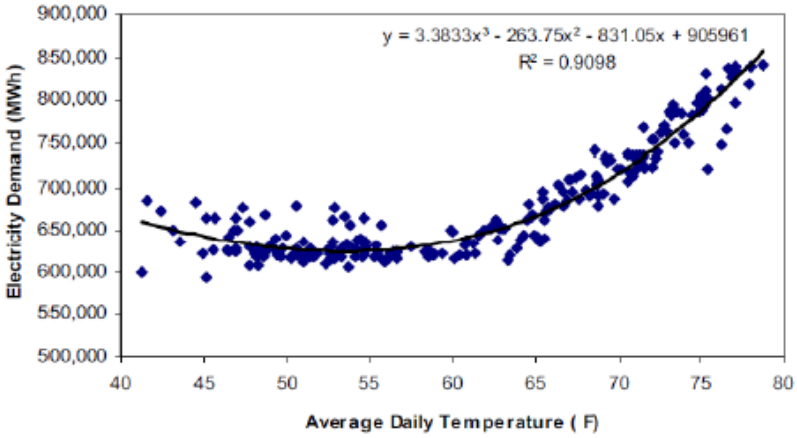


Ilustración 133 Grafico de correlación entre Demanda y Temperatura Media

En la siguiente ecuación se observa la relación de la curva de carga con parámetros climáticos y valores de ajuste.

$$Carga_t = f(T°_t) + g(P°_t) + \sum_{i=1}^{56} \omega_i + \sum_{j=1}^{5} \delta_j + \sum_{x=1}^{24} \zeta_x + \sum_{y=1}^{56} \psi_y + \eta_t$$

Donde:

Tt = Temperatura promedio por hora

Pt = Precipitación promedio por hora

Wi = Ajuste de los efectos semanales

δj = Ajuste de los efectos diarios

ζx = Ajuste de los efectos horarios

ψy = Ajusto de los efectos anuales

ηt = Termino del error

En la investigación de Cian[93], se estima que debido a las alzas de temperatura, los países de mayores temperaturas promedio tendrán una elasticidad de demanda de energía eléctrica respecto a las temperatura de verano de un 1.17 mientras que en regiones más frías será de -0.21. Esto significa que un aumento en un 1% en las temperaturas de verano, significara un aumento en la demanda en un 1.17% en países más calurosos y una disminución de la demanda en un 0.21% en países más fríos; en el mismo sentido en invierno la elasticidad varia en un 0.1 y -0.07 en países calurosos y fríos respectivamente.

Otro estudio, "Eskeland and Mideska"[2], indica que un aumento de 1°C significa un incremento en la demanda por sistemas de enfriamiento de 8 kWh per capita por año. El

[93] Steffen Kallbekken Torben K. Mideksa, "The impact of climate change on the electricity market: A review", Center for International Climate and Environmental, Oslo 2010. journal homepage: www.elsevier.com/locate/enpol.

informe IPCC, indica que en Australia y Nueva Zelanda un aumento en un 1°C en la temperatura de invierno significara una disminución en un 3% de la demanda de electricidad.

El estudio de Linder[94] muestra que aumentos de 1°C – 1.4°C en la temperatura anual para el 2010 se traduce en un incremento de 9% a 19% en la demanda de USA. Rosenthal[3] encontró que el consumo eléctrico por aire acondicionado en el sector residencial crece un 20% por 1°C de aumento de temperatura, mientras que en el sector comercial crece un 15%. En el estudio de Scott[3] el rango es de 12% a 20% en el sector residencial y 9.4% a 15% por 1°C en el sector comercial. Belzer[3] concluyo que a un aumento en la temperatura de 3.9°C, la demanda de energía para enfriar los espacios aumentaría en un 53.9%o equivalente entre un 9% y 13,8% por 1°C. Huang[3] definió que para el 2020 el consumo por aire acondicionado en USA se incrementaría en un 10% por 1°C

En general los modelos indican un aumento entre un 10% a 15% en el consumo de energía eléctrica por un incremento de 1°C.

Tomando la evolución de la cantidad de días de temperatura media para días calurosos y fríos, podemos observar que desde 1992, existe una tendencia en un aumento de la temperatura ya que la cantidad de días fríos está bajando y la de días calurosos, viceversa.

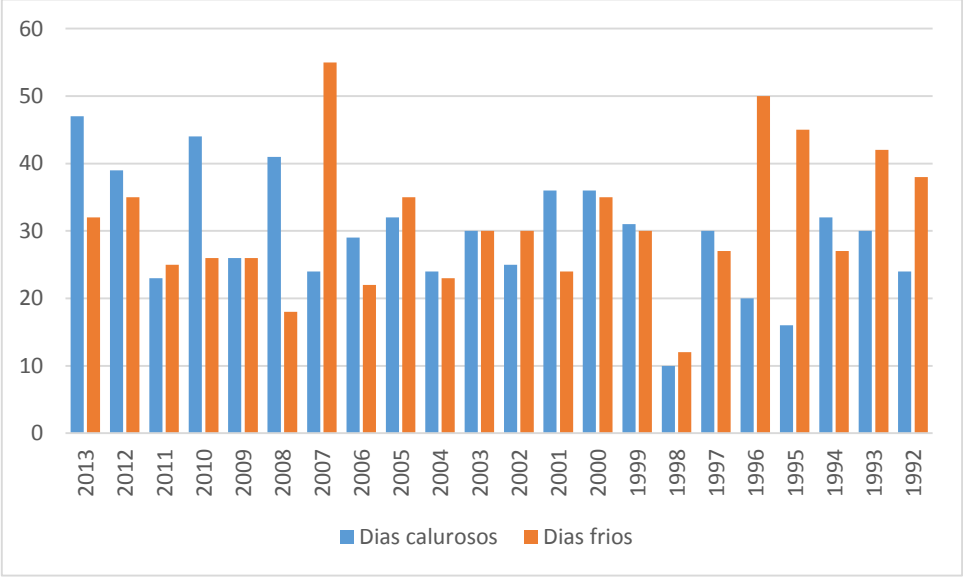


Ilustración 134 Comparativa de cantidad de días fríos y calientes desde 1992 a 2013[95]

Actualmente, se ha incrementado el uso de aires acondicionados en el país, desde el punto de vista social y económico, la población ha buscado mejorar la calidad de vida y a la vez, el canal de comercialización de estos productos ha favorecido la venta ya que los

[94] U.S. Climate Change Science Program, Effects of Climate Change on Energy Production and Use in the United States., 2008. http://www.sc.doe.gov/ober/sap4-5-final-all.pdf.

[95] Elaboración propia en base de datos de CAMMESA

precios son accesibles para la clase media y alta, como así también, se han difundido planes de financiación por parte de las grandes cadenas de electrodomésticos y supermercados. Por otro lado, la producción local ha permitido mejorar los costos de los productos, durante los años 90, el 70% del mercado era de productos importados, mientras que en la actualidad, casi el 68% es de procedencia nacional. Durante el último semestre de 2013, se totalizó una producción de 848.079 aparatos; y el último informe del INDEC precisó que en el tercer trimestre de 2013, se vendieron 95.988 equipos de aire acondicionado (frío-calor), que marcó un aumento interanual de 15,4%.

En lo que respecta a la calefacción, la Argentina utiliza sistemas de consumo eléctrico (aires acondicionados frio / calor, calefacción central, radiadores eléctricos) como así también, sistemas con consumo de gas (calefactores, radiadores de vapor).

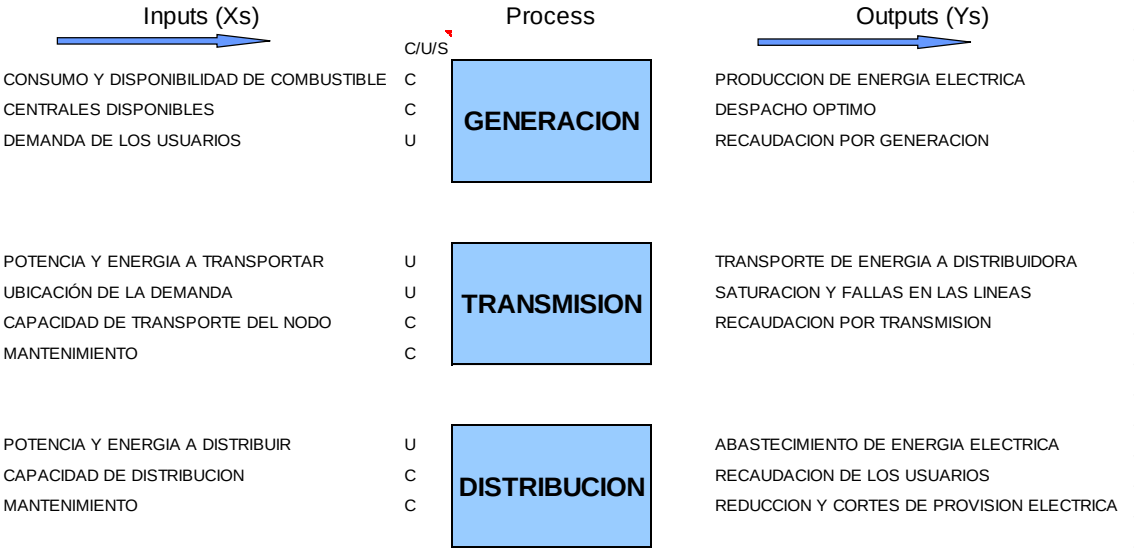
Debido a lo anterior, se prevé cambios en los peaks de demanda estacionales, disminuciones en peak de invierno e incremento en peak de verano. Cabe destacar que el patrón de demanda estacional también está afectado por la radiación solar (horas de sol), el cual se relaciona con la iluminación.

10. EVALUACION DE ACCIONES Y SOLUCIONES

10.1 INTRODUCCIÓN A LA EVALUACIÓN

Habiendo realizado una ardua investigación descriptiva y analítica desde el punto de vista técnico, legal y económico, se puede resumir con el siguiente proceso de mapa global:

Se realiza una descomposición de dicho mapa global en los 3 procesos más representativos:



Teniendo en cuenta las variables y los procesos antes mencionados, se realiza una matriz de causa y efecto, los cuales se relacionan bajo el marco legal expuesto en *ASPECTOS ECONÓMICOS, OPERATIVOS Y REGULATORIOS RELACIONADOS CON EL DESPACHO ELÉCTRICO:*

		Rating de la importancia para el cliente / consumidor	10	9	6	
			1	2	3	
	Etapa del proceso	Inputs del proceso	PROVISION DE ENERGIA	PRECIO / TARIFA	DEFICIT / SUPERAVIT COMERCIAL	Total
1	**GENERACION**	**CONSUMO Y DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLE**	**9**	**9**	**9**	**225**
2	GENERACION	DEMANDA DE LOS USUARIOS	9	1	9	153
3	**GENERACION**	**CENTRALES DISPONIBLES**	**9**	**9**	**9**	**225**
4	TRANSMISION	MANTENIMIENTO	9	3	9	171
5	TRANSMISION	POTENCIA Y ENERGIA A TRANSPORTAR	9	3	9	171
6	TRANSMISION	UBICACIÓN DE LA DEMANDA	3	3	3	75
7	TRANSMISION	CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL NODO	3	3	3	75
8	DISTRIBUCION	POTENCIA Y ENERGIA A DISTRIBUIR	9	3	9	171
9	DISTRIBUCION	CAPACIDAD DE DISTRIBUCION	9	3	3	135
10	DISTRIBUCION	MANTENIMIENTO	9	3	9	171

Los resultados del análisis consideran relevantes dos inputs:

Consumo y disponibilidad de combustible: El mayor peso en la determinación del CVP de las centrales térmicas es el costo del combustible. A la vez, este último determina el Precio Spot de generación para el mercado eléctrico, el cual es reconocido ante los generadores. En todas las ecuaciones presentadas por la normativa, el Precio Spot es el ecualizador de todas tarifas.

Centrales disponibles: Esta variable hace referencia a la disponibilidad del mix óptimo de generación a partir de las distintas fuentes disponibles (eólica, térmica, nuclear, hidráulica, solar). Es claro que esta variable esta correlacionada con el punto anterior ya que el despacho se realiza a partir de la teoría marginalista económica.

Considerando estas dos variables se podrán proyectar distintos escenarios, partiendo de distintas acciones que podría tomar el Mercado Eléctrico con el objeto de poder mejorar el Precio Spot / Precio monomico.

10.2 LÍMITES Y RESTRICCIONES

Debido a la complejidad del sistema y a la continua aplicación de resoluciones por parte del ENRE, que han alterado el normal funcionamiento del Mercado Eléctrico, se tomaran las siguientes limitaciones y restricciones:

- **Proyección de la demanda eléctrica:** La proyección utilizada es provista por la Secretaria de Energía (Escenarios Energéticos), el cual no considera las variables climáticas pero si se correlaciona con la evolución del PBI y el crecimiento demográfico.

- **Potencia instalada:** Se utilizara la evolución realizada por Escenarios Energéticos, el cual es un escenario "esperable" y "operable".
- **Generación de energía:** Se utilizara la proyección realizada por Escenarios Energéticos, el cual tiene en cuenta los factores de carga históricos para cada tipo de central.
- **Costos del combustible:** Se emplearan los resultados del modelo LEAP expuestos en Escenarios Energéticos, siendo que considera los precios reconocidos por CAMMESA.
- **Variables económicas:** El modelo no entrega como output proyecciones de las variables de índole económica.

10.3 ANÁLISIS DE CORRELACIÓN DE VARIABLES

Utilizando los Precios monomicos históricos provistos por CAMMESA y el costo total en el uso de combustibles para la generación eléctrica, se puede evidenciar una correlación lineal entre dichas dos variables.

1. Coeficiente de correlación mayor a 0,9.

Estadísticas de la regresión	
Coeficiente de correlación múltiple	0,9800
Coeficiente de determinación R^2	**0,9604**
R^2 ajustado	0,9565
Error típico	5,2995
Observaciones	12

2. Valor estadístico de F menor a 5%.

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	*Suma de cuadrados*	*Promedio de los cuadrados*	*F*	*Valor crítico de F*
Regresión	1	6819,156435	6819,156435	242,8084116	**2,42341E-08**
Residuos	10	280,8451482	28,08451482		
Total	11	7100,001583			

"F" es el estadístico de la hipótesis pesimista simultanea (Fisher-Snedecor)

Considerando una hipótesis pesimista, Ho) β1= β 2 =...= β n=0. Se rechaza si supera al fractil (1-nivel confianza) de la misma. Normalmente se acepta como mínimo un nivel de confianza del 95%.

El modelo será aceptable desde este criterio si la probabilidad de cada variable no supera el 5%.

3. Test de hipótesis de significancia menor al 5%.

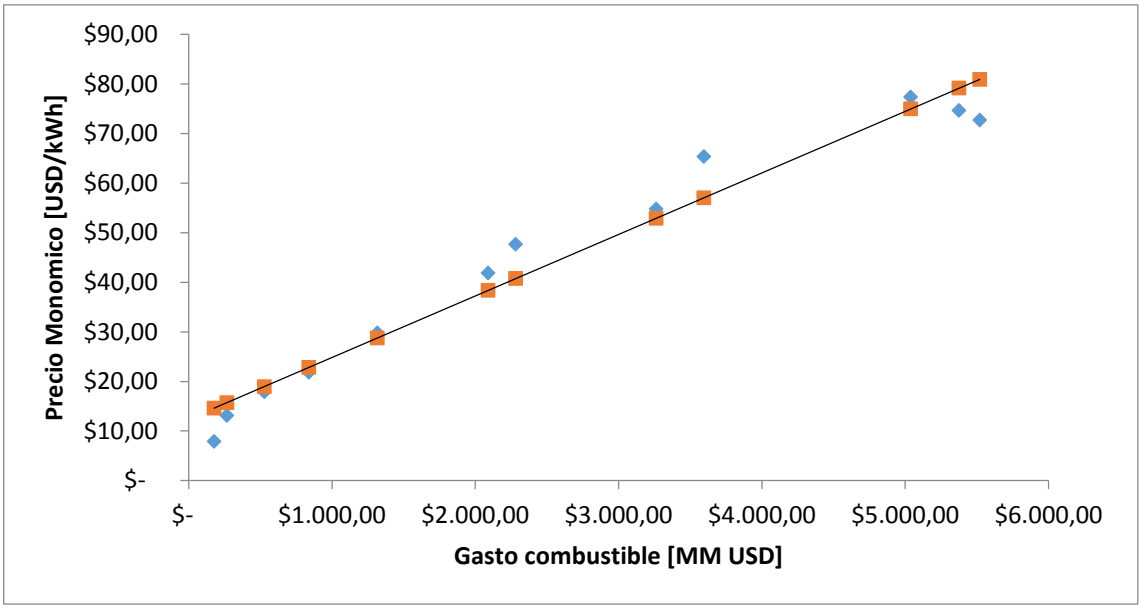
	Coeficientes	*Error típico*	*Estadístico t*	***Probabilidad***	*Inferior 95%*	*Superior 95%*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0%*
Intercepción	**12,43330866**	2,526030449	4,922073947	**0,000603**	6,804962078	18,06165525	6,804962078	18,06165525
Variable X 1	**0,012413644**	0,00079665	15,58231086	**2,4234E-08**	0,010638598	0,014188691	0,010638598	0,014188691

La probabilidad de este cuadro es el resultante del test de hipótesis de significancia de cada variable en forma independiente. De ser superior a 5% entonces se acepta la hipótesis que la variable no es significativa. El modelo será aceptable desde este criterio si la probabilidad de cada variable no supera el 5%.

La ecuación lineal de correlación que se obtiene es:

Precio Monomico [USD/kWh] = 0,0124 x Gasto en combustible [MM USD] + 12,4333

A continuación, se presenta la gráfica de los valores reales (rombos celestes) y la pronosticada por la ecuación lineal (cuadrados naranjas).



AÑO	Gasto combustible (MM USD)	Precio Monomico (USD / kWh)
2002	$ 176,05	$ 7,90
2003	$ 266,05	$ 13,13
2004	$ 526,23	$ 17,89
2005	$ 837,15	$ 21,86
2006	$ 1.315,78	$ 29,81
2007	$ 2.089,35	$ 41,87
2008	$ 3.262,25	$ 54,79
2009	$ 2.281,19	$ 47,66
2010	$ 3.594,61	$ 65,35
2011	$ 5.036,28	$ 77,40
2012	$ 5.519,19	$ 72,73
2013	$ 5.374,00	$ 74,68

Ilustración 135 Correlación lineal de Precio Monomico y Gasto en Combustible

10.4 ELECCIÓN DE POTENCIAL ACCIÓN.

En lo que respecta a la decisión de acciones que alteren los escenarios futuros, son pocas las opciones posibles tal que el efecto no tenga un fuerte impacto social y político.

Desde el 2009 hasta el 2013, CAMMESA ha tenido un déficit continuo a causa de la mala gestión del Mercado del Eléctrico:

AÑO	Deficit MM ARS	Deficit MM USD
2009	-8884,53	-2454,29
2010	-12890,55	-3313,77
2011	-17998,95	-4400,72
2012	-15138,40	-3312,56
2013	-15094,55	-2662,18

Tabla 22 Déficit de CAMMESA

Los fondos que han cancelado este déficit han sido provisto por el Estado Argentino. Según una publicación del diario La Nación[96], los subsidios estatales, los cuales consideran este déficit de CAMMESA, son mayores. En sí, el Estado no ha estado subsidiando solo a CAMMESA, sino también al consumo de los combustibles de las centrales a través de la provisión de gas oil y de gas natural importado.

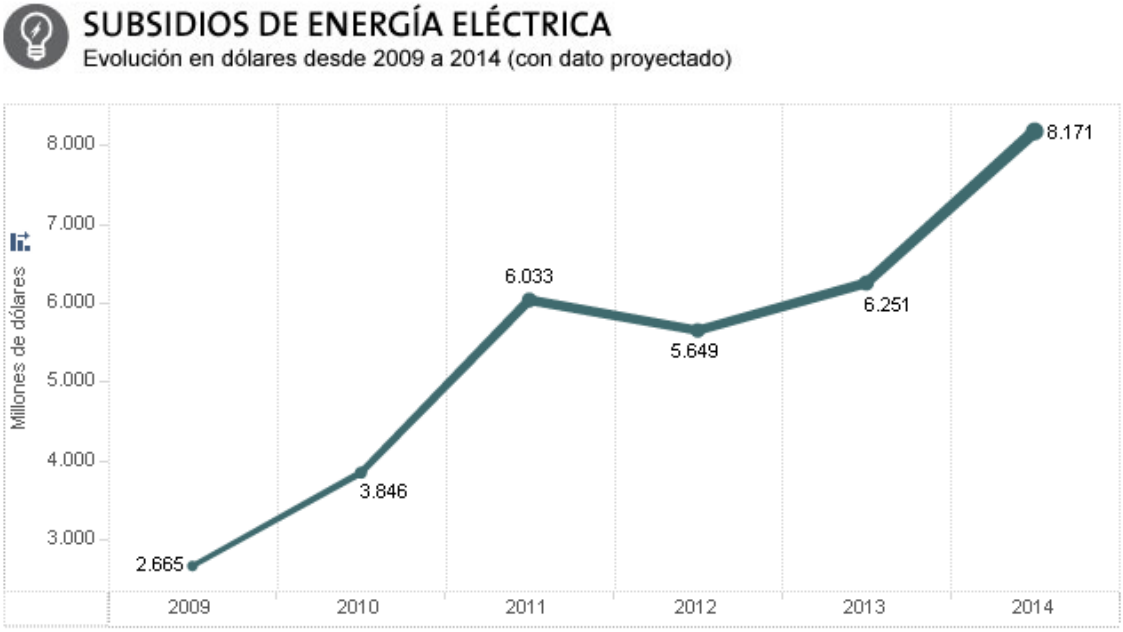


Ilustración 136 Evolución de subsidios

A. Aumento del precio monomico de compra para los distribuidores.

Una de las causas del déficit de CAMMESA es la intervención estatal para la determinación del Precio Monomico.

AÑO	Monomico Spot (ARS / kWh)	Monomico Medio Distribuidor (ARS / kWh)	Monomico Spot (USD / kWh)	Monomico Medio Distribuidor (USD / kWh)
2009	162,33	56,76	44,84	15,68
2010	204,67	57,69	52,61	14,83
2011	261,10	58,87	63,84	14,39
2012	259,95	82,94	56,88	18,15
2013	288,50	95,17	50,88	16,78

Tabla 23 Evolución de Monomico Spot Medio y Monomico Distribuidor Medio

[96] http://www.lanacion.com.ar/1706756-crece-la-velocidad-del-gasto-en-subsidios-a-la-electricidad-este-ano-crecen-un-87

Para que el Estado Argentina libere la carga subsidiaria, debería poder equiparar el precio medio de compra del distribuidor con el monomico spot, el cual representaría un aumento del orden del 300% sobre los precios del consumidor. Este aumento no es viable teniendo en cuenta que generar un impacto demasiado fuerte en la sociedad como así también un crecimiento en los costos de producción de las industrias, los cuales se trasladarían a los precios de los productos, creando así una inflación mayor a la actual. Además, esta solución sería relativamente transitoria ya que los precios monomicos spot de la componente de energía se encuentran congelados en 120 ARS / kWh, siendo este uno los puntos que el Estado debe liberar.

B. Liberación del Precio Spot

Otra alternativa de acción posible seria liberar el Precio Spot y quitar las demás componentes regulatorias decretadas por la Secretaria de Energía, es decir, llevar el Precio Spot a su sistema natural. Lamentablemente, a causa de la inflación y de la crisis económica que posee el país, el Precio Spot horario seria mayor al intervalo de los 600 a 1800 ARS / kWh, siendo estos valores los Costos Variables de Producción declarados por las generadoras térmicas a CAMMESA.

Por el cual, esto incrementaría más aun el déficit de CAMMESAA, por ende, el subsidio del estado.

C. Diversificación de la matriz energética

Este es un punto muy relevante para cualquier mercado eléctrico porque realiza un "push" en el sistema, es decir, provoca efectos desde el punto inicial del proceso de generación eléctrica.

El diversificar la matriz energética genera cambios en los consumos y en el tipo de combustible que se utiliza, por ende, afecta a costos de generación y al Precio Spot. Dicha variaciones producen consecuencias en el precio de compra de energía del distribuidor, el cual afecta al precio del consumidor.

Esta es una de las opciones más viables para adoptar y están relacionada con las dos inputs más importantes del proceso de generación eléctrica en Argentina.

10.5 ESCENARIO ENERGÉTICO DE ARGENTINA

La AGEERA presento una propuesta para "Escenarios energéticos Argentina 2030", el cual fue organizado por el ITBA, AVINA, CEARE y FARN[97]. También se han presentado otros escenaristas como el Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía,

[97] ITBA: Instituto Tecnológico Buenos Aires. FARN: Fundación Ambiente y Recursos Naturales. CEARE: Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Argentina. AVINA: Organización que impulsa el desarrollo sostenible mediante una alianza entre la empresa privada y las organizaciones filantrópicas que promueven el liderazgo y la innovación.

Grupo Ambiente y Energía de la Facultad de Ingeniería de la UBA, Cámara Argentina de Energías Renovables, Fundación Vida Silvestre.

Basándonos en las proyecciones planteadas por AGEERA en la instalación de centrales eléctricas y el consumo de combustible hasta el 2030, siendo los dos inputs más relevantes del mercado eléctrico, se realizara la proyección del precio monomico para su evaluación.

Se plantean dos escenarios:

Business As Usual (BAU): sosteniendo las tendencias históricas con un crecimiento en la demanda de 3.4% a.a. Básicamente, se asume políticas continuistas, sin considerar planes específicos para subsanar los problemas que hoy afectan al sector.

Uso Racional de la Energía (URE): asumiendo un crecimiento de 1.9% a.a, representando un ahorro en 2030 de 25%.

Se opta por el escenario de AGEERA ya que se privilegió la opción de obtener un escenario "esperable" y "operable", es decir, la obtención de un escenario que tenga altas probabilidades de ocurrencia; más allá de la obtención de un escenario "deseable".

El modelo de AGEERA se realiza a través de LEAP (herramienta de proceso de planificación y evaluación de escenarios) y se consideran los siguientes supuestos:

- No se considera que pueda existir una limitación en la expansión de transporte de energía eléctrica
- No existen limitantes en el financiamiento de la expansión de la generación.
- No se exige viabilidad económica de los escenarios planteados ni optimización de inversiones

Las principales características del modelo son:

- El objetivo principal es el cubrimiento de demanda y comienza su proyección a partir del 2011[98]
- Los costos y precios son solamente utilizados como referentes para determinar orden y conveniencia de accesos.
- No intervienen cuestiones remuneratorias ni tarifarias.

[98] La proyección utilizada es provista por la Secretaria de Energia y existe una diferencia de alrededor de 12.000 GWh con la información de CAMMESA, anteriormente expuesta ya que esta considera la energía consumida por los Autogeneradores; mientras que la Secretaria de Energía no. Aclaración provista por la Ing Analia Duco, Secretaria de Energia.

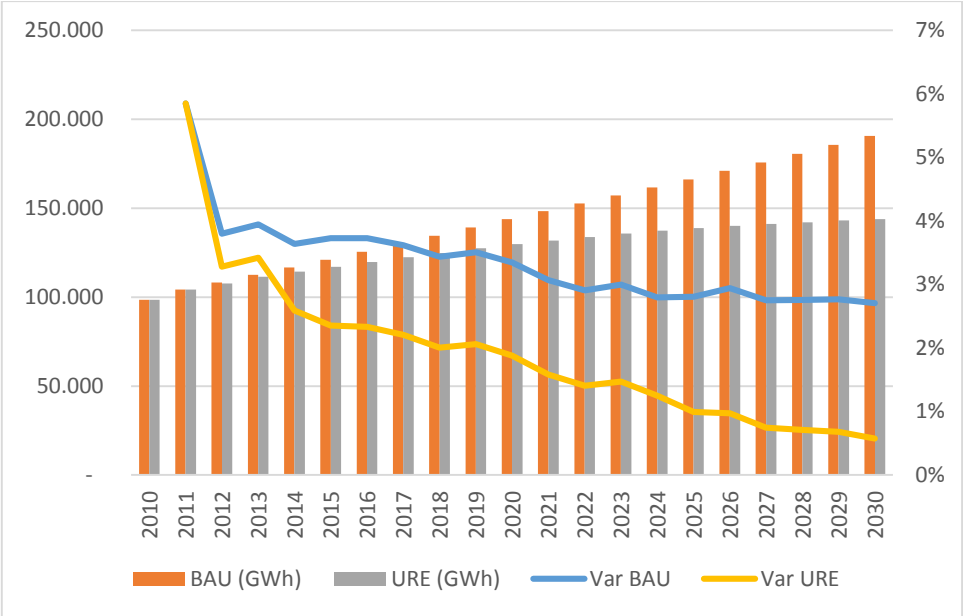


Ilustración 137 Proyección de la demanda eléctrica hasta el 2030[99]

Para la determinación de la proyección del mix de potencia instalada, se tuvieron en cuenta los siguientes "costos energizados":

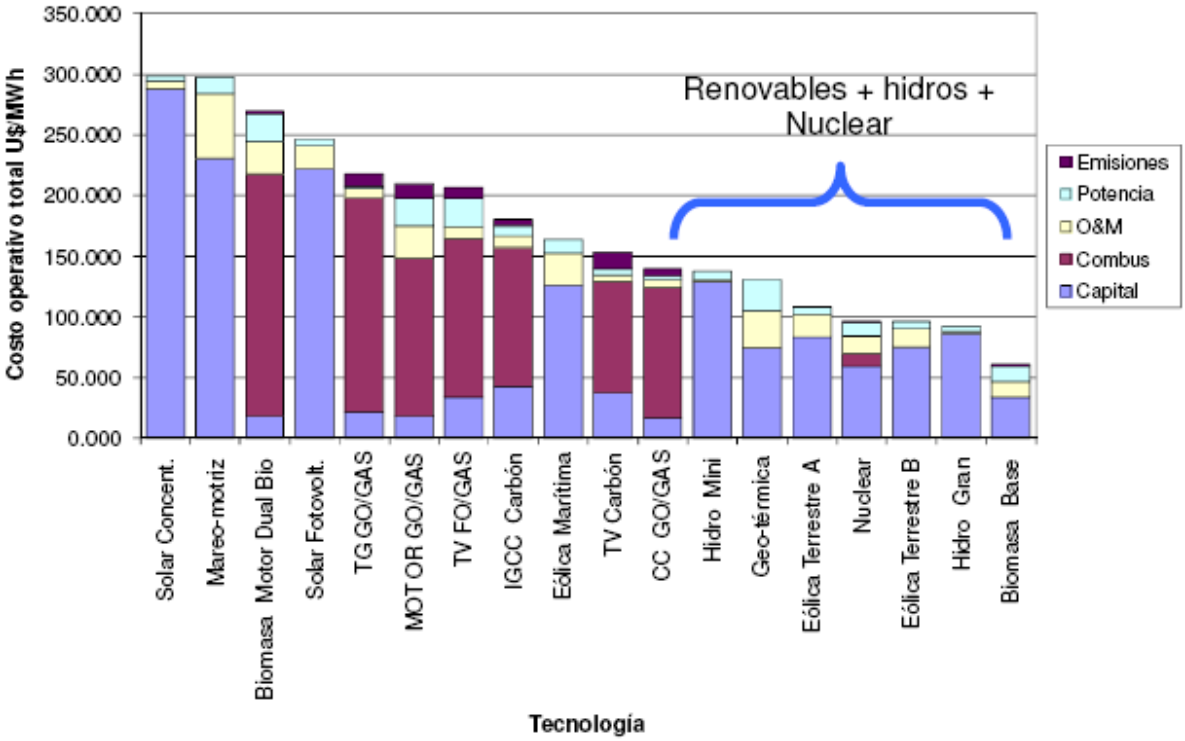


Ilustración 138 Costos operativos por tipo de central[100]

Para cada tecnología se calculó que:

[99] Elaboración según datos de Escenarios Energeticos

[100] Fuente: Escenarios Energeticos AGEERA

Costo Total = Costo de Capital + Costo de la Energía + Costo de O&M por Energía +Costo de O&M por Potencia + Costo de Emisiones

Siendo

Costo de Capital = Costo de la obra de generación, durante el período de financiamiento.

Costo de Energía = Costos Variables de producción (combustibles y costos directos)

Costo de O&M por Energía = Costos Variables de la producción (O&M) [$/MWh]

Costo de O&M por Potencia = Costos O&M Fijos por permanecer disponible [$/MW año]

Costo de Emisiones = Bajo el supuesto de penalizar los costos de las tecnologías "no renovables", se calculan como la relación entre la emisión de CO2 y el bono de carbono de USA al cierre de Diciembre 2010.

10.7 ESCENARIO BAU

El plan de propuesta BAU es el siguiente:

- Proyecto Eólico Terrestre: hasta 2016 lo mostrado por Gen Ren, luego 480 MW/año hasta 2030
- Proyecto Solar Fotovoltaico: 10 MW/año
- Proyecto Biomasa: 30 MW / año a partir de 2017
- Proyecto Mini Hidro Promedio: 15 MW cada 7 años (repartidos interanualmente)
- Proyecto Nuclear: 2 x 1500 MW (2021 - 2029)
- Motores: 100MW y 2015 + 25 MW cada dos años (para reserva) a partir de 2017
- Proyecto CC: 800 MW 2019 + 2x450MW (2025 - 2028)
- Proyecto TG: 120 MW cada 2 años (recuperar reserva térmica)
- Proyectos Hidro: El Chihuido I 637 MW (2018), Gdor. Jorge Cepernic 600 MW (2019), C.H. Pte. Néstor Kirchner 1130 MW (2020), Garabí / Panambí 1100 MW (2026), La Elena 102 MW (2027)

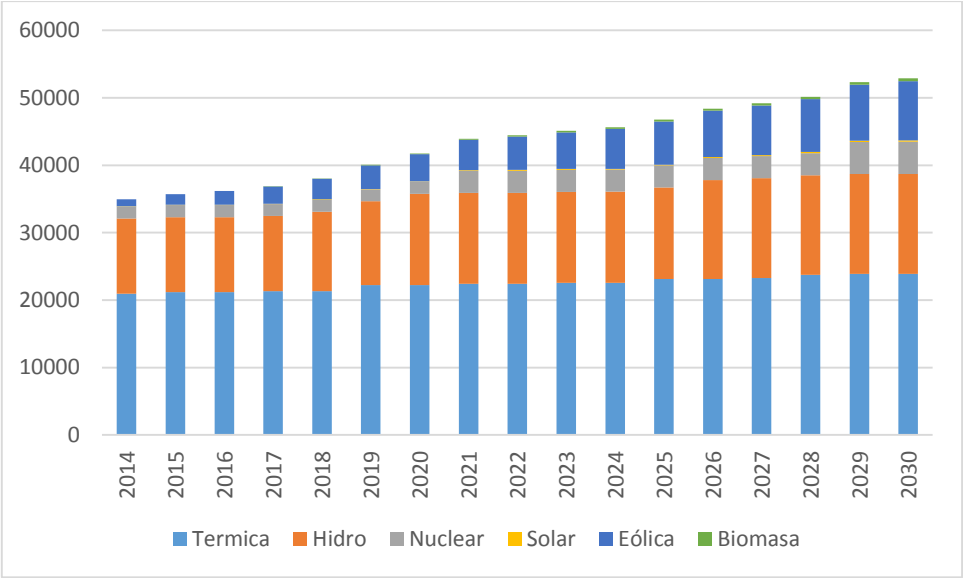


Ilustración 139 Capacidad instalada BAU[101]

El despacho proyectado, teniendo en cuenta los costos de combustibles a futuro, sería el siguiente:

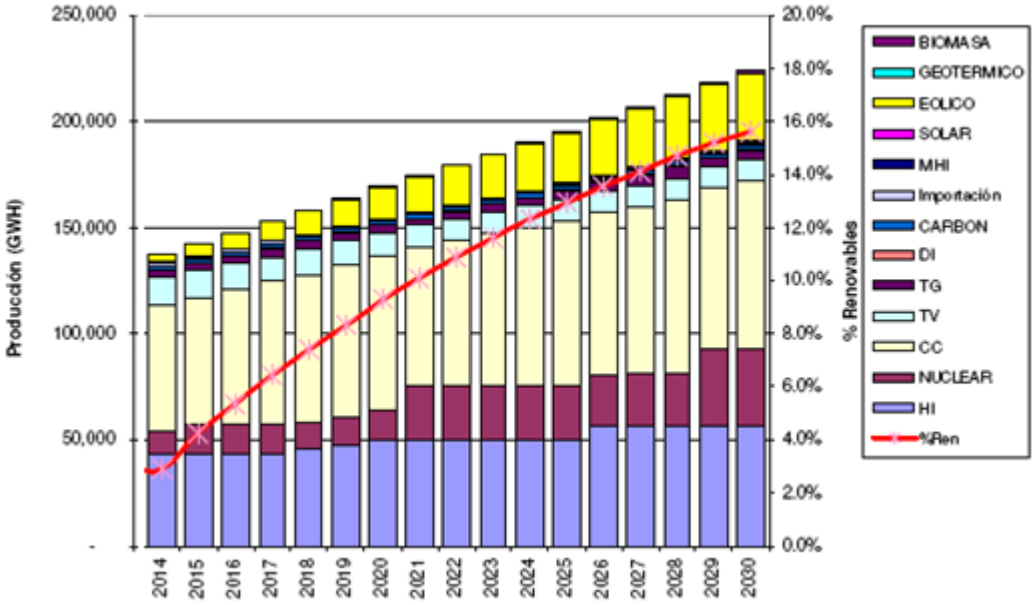


Ilustración 140 Producción de escenario BAU

[101] Elaboración propia

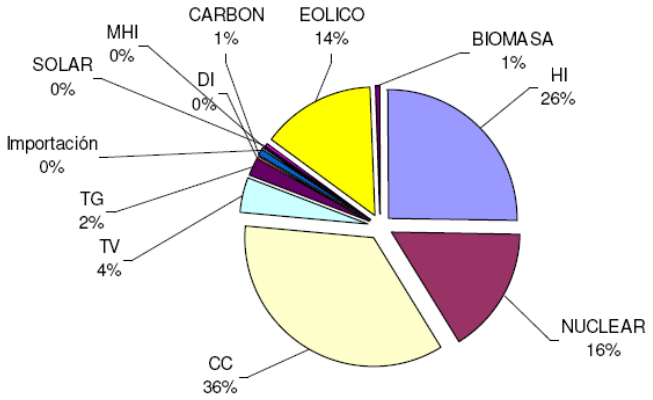


Ilustración 141 Matriz de producción al 2030 BAU

La producción de los distintos escenarios requieren las siguientes proyecciones de costos:

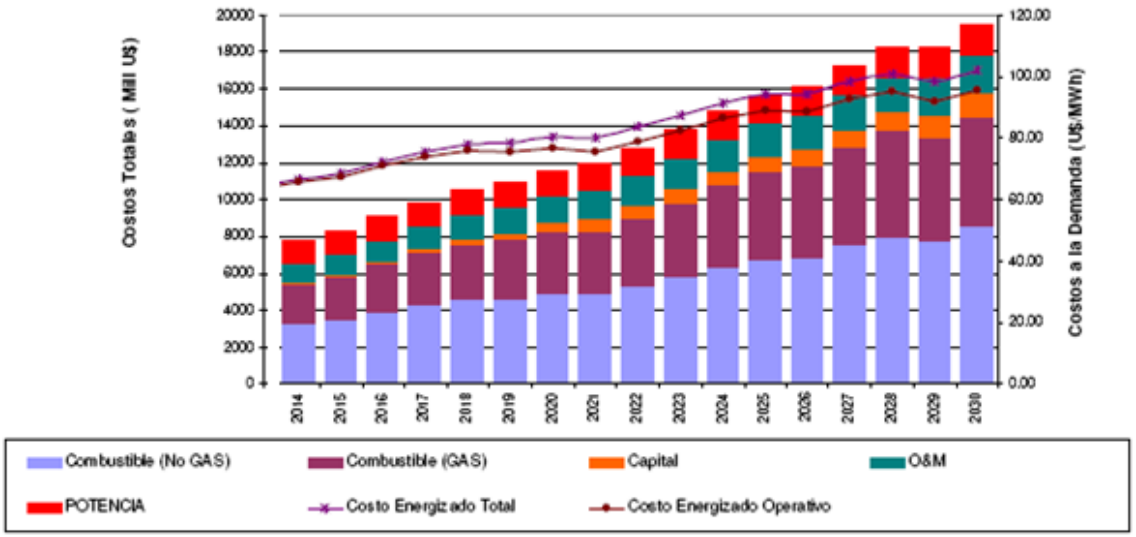


Ilustración 142 Costos de sistema BAU[102]

El "costo de energizado total" es el costo medio considerando el costo de capital. Ambos escenarios están considerando el pago de la potencia disponible.

Utilizando el modelo de proyección de precios monomicos obtendríamos la proyección mostrada en los gráficos siguientes. En esta proyección se pone en cuestión la ecuación lineal planteada ya que aparentemente la validez de ésta estaría limitada para los próximos 10 años, teniendo en cuenta que el precio monomico se estaría excediendo de los precios internacionales.

[102] Ilustración 140 a 142. Fuente: Escenarios Energéticos

AÑO	Gasto combustible (MM USD)	Precio Monomico (USD / kWh)
2002	$ 176,05	$ 7,90
2003	$ 266,05	$ 13,13
2004	$ 526,23	$ 17,89
2005	$ 837,15	$ 21,86
2006	$ 1.315,78	$ 29,81
2007	$ 2.089,35	$ 41,87
2008	$ 3.262,25	$ 54,79
2009	$ 2.281,19	$ 47,66
2010	$ 3.594,61	$ 65,35
2011	$ 5.036,28	$ 77,40
2012	$ 5.519,19	$ 72,73
2013	$ 5.374,00	$ 74,68
2014	$ 5.454,55	$ 80,07
2015	$ 5.818,18	$ 84,58
2016	$ 6.545,45	$ 93,60
2017	$ 7.090,91	$ 100,36
2018	$ 7.636,36	$ 107,12
2019	$ 7.818,18	$ 109,38
2020	$ 8.363,64	$ 116,14
2021	$ 8.363,64	$ 116,14
2022	$ 9.090,91	$ 125,16
2023	$ 9.909,09	$ 135,31
2024	$ 10.909,09	$ 147,71
2025	$ 11.636,36	$ 156,72
2026	$ 11.909,09	$ 160,11
2027	$ 12.909,09	$ 172,51
2028	$ 13.636,36	$ 181,52
2029	$ 13.454,55	$ 179,27
2030	$ 14.545,45	$ 192,80

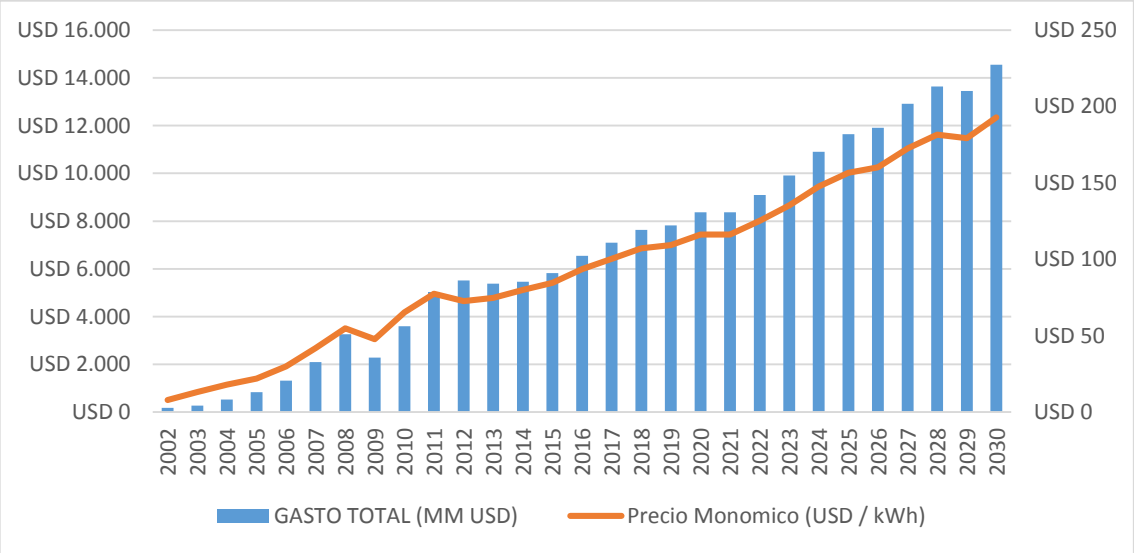


Ilustración 143 Proyección de Precios Monomicos BAU[103]

[103]Elaboración propia.

10.8 ESCENARIO URE

Para el escenario URE, el plan propuesto de instalación de centgrales eléctricas es análogo al BAU pero se ha omitido el ingreso de motores a partir de 2017 al igual que el ingreso de TGs para reserva.

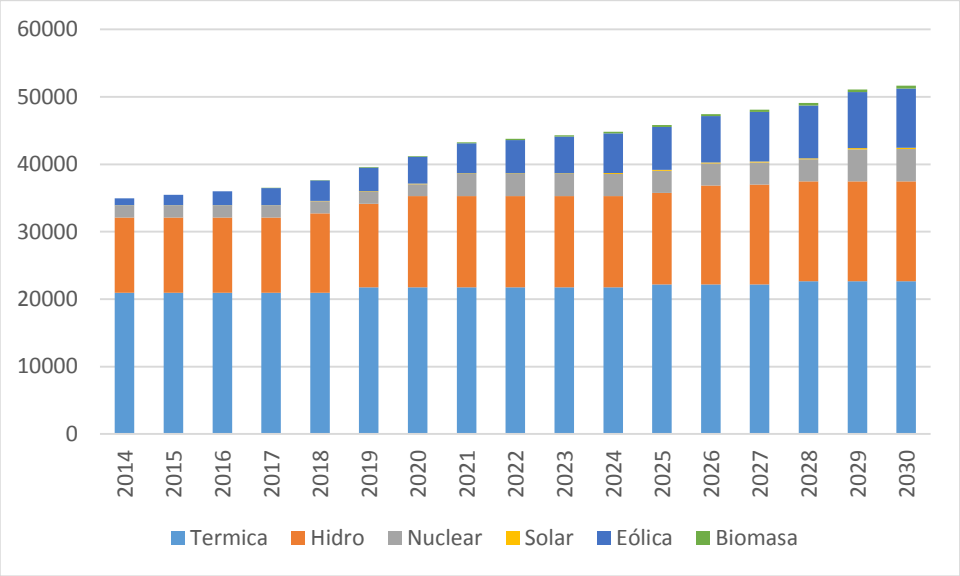


Ilustración 144 Capacidad instalada URE

El despacho proyectado, teniendo en cuenta los costos de combustibles a futuro, sería el siguiente:

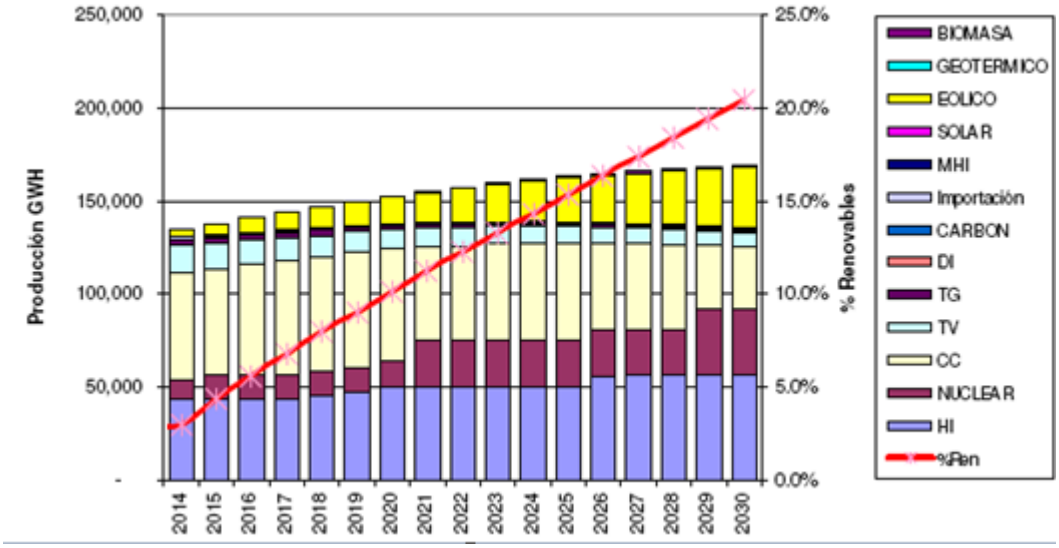


Ilustración 145 Producción de escenario URE

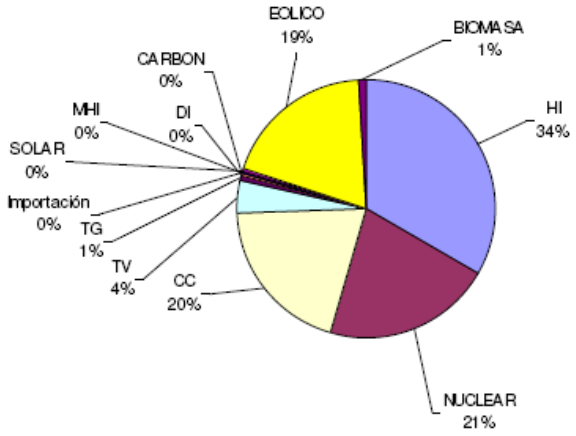


Ilustración 146 Matriz de producción al 2030 URE

Se puede apreciar que con los ingresos propuestos, hacia el año 2030 se alcanza el 16% de cubrimiento de la demanda BAU a partir de producción de energías renovables. En el caso de la demanda URE, se alcanza un porcentaje mayor del 20%.

La producción de los distintos escenarios requieren las siguientes proyecciones de costos:

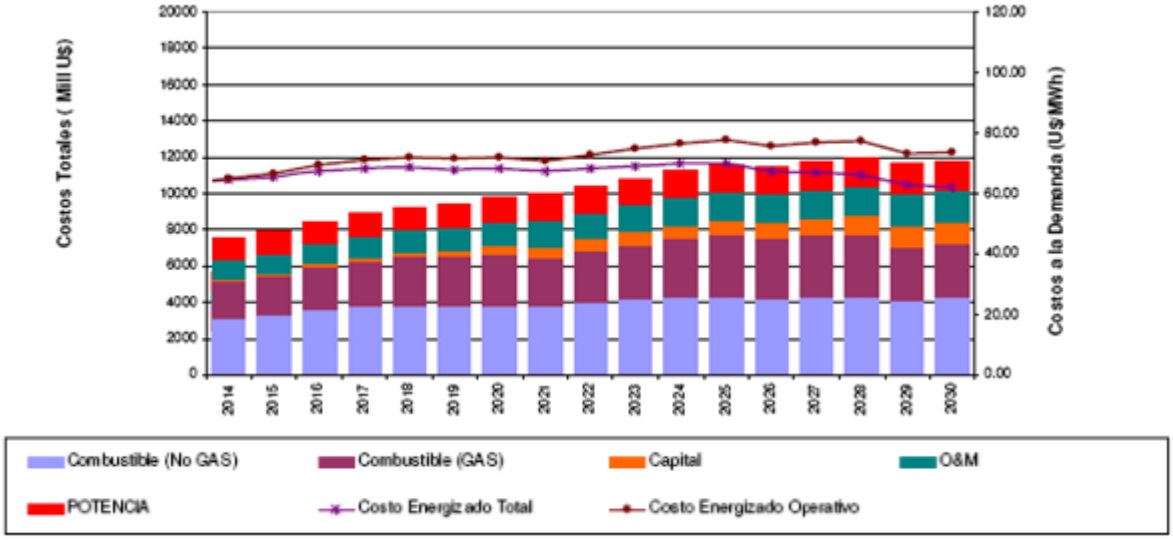


Ilustración 147 Costos de sistema URE[104]

En el escenario URE, los costos son menores debido a mejoras en el consumo específico medio del sistema y a una disminución en los costos operativos (dada la menor demanda del escenario). Existe una buena señal de estabilización de los costos energizados hacia futuro.

Utilizando el modelo de proyección de precios monomicos obtendríamos la siguiente proyección:

[104] Ilustracion 145 a 147. Fuente: Escenarios Energeticos

AÑO	Gasto combustible (MM USD)	Precio Monomico (USD / kWh)
2002	$ 176,05	$ 7,90
2003	$ 266,05	$ 13,13
2004	$ 526,23	$ 17,89
2005	$ 837,15	$ 21,86
2006	$ 1.315,78	$ 29,81
2007	$ 2.089,35	$ 41,87
2008	$ 3.262,25	$ 54,79
2009	$ 2.281,19	$ 47,66
2010	$ 3.594,61	$ 65,35
2011	$ 5.036,28	$ 77,40
2012	$ 5.519,19	$ 72,73
2013	$ 5.374,00	$ 74,68
2014	$ 5.166,67	$ 76,50
2015	$ 5.500,00	$ 80,63
2016	$ 6.000,00	$ 86,83
2017	$ 6.333,33	$ 90,97
2018	$ 6.500,00	$ 93,03
2019	$ 6.500,00	$ 93,03
2020	$ 6.666,67	$ 95,10
2021	$ 6.500,00	$ 93,03
2022	$ 6.833,33	$ 97,17
2023	$ 7.166,67	$ 101,30
2024	$ 7.500,00	$ 105,43
2025	$ 7.833,33	$ 109,57
2026	$ 7.666,67	$ 107,50
2027	$ 7.833,33	$ 109,57
2028	$ 7.833,33	$ 109,57
2029	$ 7.166,67	$ 101,30
2030	$ 7.333,33	$ 103,37

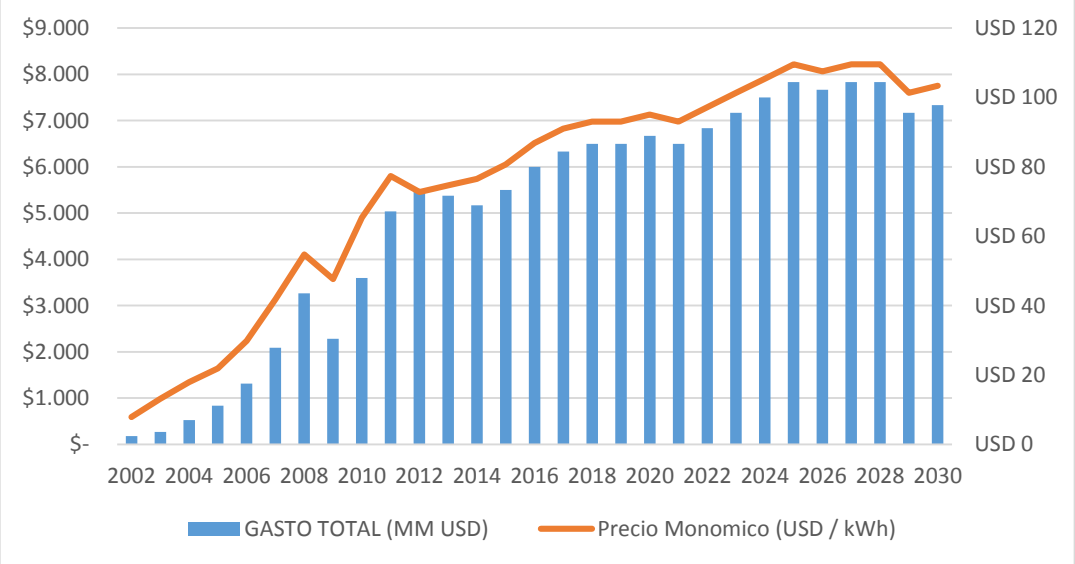


Ilustración 148 Proyección de Precios Monomicos URE[105]

Los ingresos de potencia acumulada al año 2030 son los siguientes:

[105] Elaboración propia

	BAU		URE	
Tecnología	(MW)	(%)	(MW)	(%)
EOLICO	8,704.7	44.9%	8,704.7	47.9%
HI	3,569.0	18.4%	3,569.0	19.6%
NUCLEAR	3,000.0	15.5%	3,000.0	16.5%
CC	1,700.0	8.8%	1,700.0	9.3%
TG	1,140.0	5.9%	180.0	1.0%
TV	550.0	2.8%	400.0	2.2%
BIOMASA	420.0	2.2%	420.0	2.3%
SOLAR	170.0	0.9%	170.0	0.9%
MHI	115.0	0.6%	45.0	0.2%
Total acumulado	**19,368.7**	**100.0%**	**18,188.7**	**100.0%**

Tabla 24 Ingresos de potencia al 2030

11. CONCLUSIONES

11.1 CONCLUSIONES

El trabajo expuesto permite extraer algunas conclusiones de interés, que señalamos a continuación.

Con respecto a la política energética del Estado Argentino, la principal necesidad es la seguridad jurídica. Esto no solo se debe aplicar en el ámbito eléctrico, sino también en el ámbito recursos energéticos (combustibles). Durante todo el estudio se ha expuesto una evolución histórica de las decisiones que ha tomado el Estado y se ha podido evidenciar que las "reglas de juego" han cambiado continuamente para los distintos agentes desde la crisis del 2001. Estas decisiones han creado un mecanismo que solamente ha beneficiado al consumidor en el precio de la energía y perjudicando al sistema eléctrico en su aspecto global.

Desde la vista macroeconómica, es claro que la Argentina necesita poder sustentar una estabilidad económica en el país ya que las crisis fueron las detonantes de las reformas políticas. Es el caso de la Hiperinflación de 1989, que produce la renuncia del presidente Ricardo Alfonsín y la asunción de Carlos Saúl Menem, como primer mandatario. A partir de esto, en 1992, se realizó la privatización de las empresas eléctricas y el dictamen de la Ley 24.064. Posteriormente, en el 2001, Argentina se declara en default y en consecuencia, se produce una devaluación de la moneda argentina y el dictamen de la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública. Provocando así, una distorsión en los costos y precios de la energía eléctrica.

En lo que respecta al consumo de combustible, se observa una gran dependencia de los hidrocarburos (especialmente de gas) en la matriz eléctrica. Esta dependencia de hidrocarburos se ve agravada por la creciente declinación de la producción tanto de gas como de petróleo. Si las situaciones actuales se mantienen, se espera en el caso de gas un decrecimiento para el 2020 del 35% de la producción anual, así como un 40% de decrecimiento en la producción anual de petróleo. Esto lleva la necesidad de importar para el 2020 el doble de electricidad, 20 veces gas y 40 veces gasoil de lo que se importaba en el 2010. Los costos de estas importaciones son muy difíciles de mantener y es muy posible que generen cortes o desabastecimiento en el futuro.

Este decrecimiento constante en reservas y producción no se debe a una "maldición geológica" sino a un marco en el cual las inversiones y las exploraciones son desalentadas. El Gobierno Nacional aplica retenciones a las exportaciones de hidrocarburos, en el marco del Artículo 6º de la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, sancionada en enero de 2002 y luego modificada con algunas resoluciones. Esta ley en el caso del petróleo lleva a que el barril de WTI este entre 42 y 45 dólares más allá de los precios internacionales. Esto lleva a una reducción en las inversiones, más allá de que esta industria tenga una rentabilidad positiva. La explicación está dada por costo de oportunidad, que ilustra que la rentabilidad que verdaderamente importa en el mundo de los negocios es la relativa, no la absoluta; lo que implica que para calcular el beneficio

económico de un proyecto hay que incluir en el análisis el costo de oportunidad del capital propio (muy vinculada la tasa de descuento de los flujos futuros).

En conjunto con las retenciones otro de los grandes problemas a los que se ve sometido el sistema energético es la disociación que existe entre costos y precios en el rubro de electricidad y gas natural. Esto se debe a la pesificación de los servicios públicos debida la Ley de Emergencia Económica sancionada en 2002. Desde ese momento se congelaron las tarifas, y en el caso del gas esto hizo que también se congelara el precio del gas. Una situación similar se da con los precios de la electricidad que llega a los consumidores.

En lo que respecta a las proyecciones, la demanda eléctrica inevitablemente crecerá para el 2030, independientemente de cada escenario planteado, en un 52% para el escenario BAU y en un 15% para el escenario URE, tomando de base el año 2013. Como así también, la oferta potencia instalada en MW crecerá un 70% para el BAU y un 66% para el URE. En ambos escenarios, el crecimiento es muy similar pero no así el consumo de combustible, siendo que la proyección del costo del escenario URE representa la mitad del BAU.

El objetivo de CAMMESA seria lograr un resultado económico igual a 0 y por lo visto, es necesario la interacción de dos "fuerzas" que permitan lograr este equilibrio en un plazo de tiempo razonable. Por un lado, la reducción del consumo de combustible, en valores monetarios, ayuda a lograr el equilibrio del sistema pero para que este tenga un efecto más rápido, sería necesario mejorar eficiencia del consumo de la demanda y el aumento paulatino de la tarifa eléctrica.

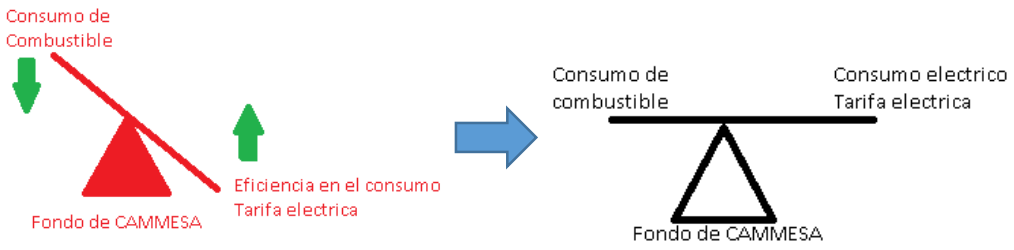


Ilustración 149 Equilibrio CAMMESA

Por ende, la Argentina se encuentra en un sistema que desfavorece las inversiones, depende plenamente de recursos fósiles y fomenta el consumo eligiendo energía barata cuando el mundo se dirige en otra dirección.

En el presente trabajo se propone como plan de acción el lograr un escenario intermedio entre el URE y el BAU, dentro un marco de estabilidad económica y seguridad jurídica:

- En el corto plazo, se deberá ir ajustando el precio monomico según las variaciones del gasto de combustible, con el objeto de estabilizar el fondo de subsidios. Estas variaciones de precio monomico afectaran al precio de compra de los distribuidores, el cual serán trasladados hacia los usuarios finales. En los primeros años, la estimación indica una variación de un orden medio del 8%.

A la vez, se deberá desarrollar un plan de instalación de centrales eléctricas, focalizado en el uso de energías renovables, similar al propuesto por el escenario URE. La sustitución del uso de Gas Oil por Gas Natural permitirá mejorar el rendimiento del sistema eléctrico como así también la reducción del gasto en combustibles (indicador de eficiencia: Gas Natural = 0,01 USD / kWh y Gas Oil = 0,08 USD / kWh).

No se debe tomar acciones solo sobre la oferta sino también sobre la demanda, por el cual, resulta conveniente desarrollar un plan de eficiencia energética y la concientización en el consumo eléctrico por parte de los usuarios finales, con el objeto de reducir la demanda.

- En el mediano y largo plazo, especulamos que el sistema provocara un "push" en la reducción del consumo de hidrocarburos, por el cual, se lograría la estabilización de los precios y paulatinamente, los subsidios comenzarían a reducirse ya que las variaciones de los precios monomicos continuarían traslandose a las tarifas de los usuarios.

La política diversificación de la matriz debe motivarse continuamente para evitar la gran dependencia de una sola fuente de energía. El no realizar esta diversificación implicaría poder llegar a un escenario BAU, en el cual, el consumo de hidrocarburos crece constantemente.

Por otro lado, la planificación de corto plazo permitiría generar una mayor confiabilidad en las inversiones de las generadoras, distribuidoras y transmisoras, incentivando así el crecimiento del mercado eléctrico en forma conjunta.

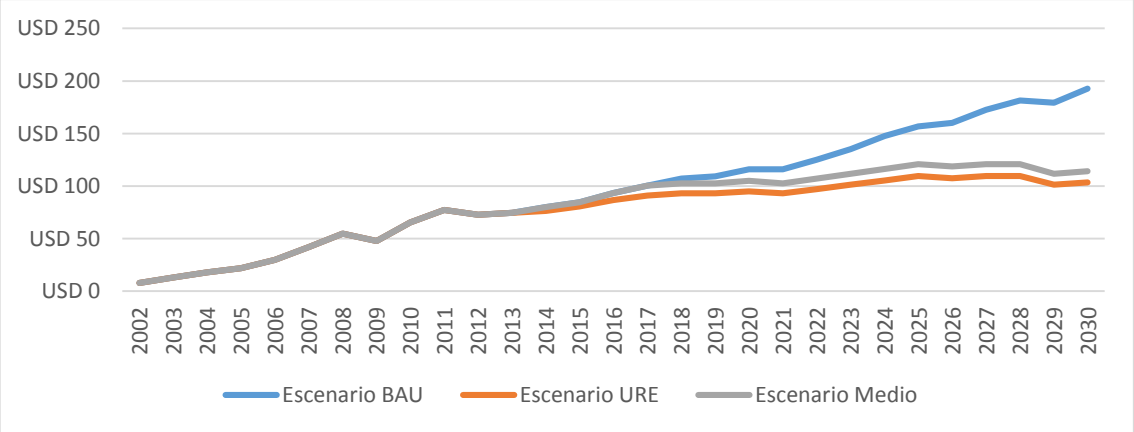


Ilustración 150 Evolución de Precio Monomico Medio

Estos son lineamientos generales a complementar con una gran cantidad de medidas menores que exceden los límites de este estudio. La planificación a largo plazo es fundamental, el cual el futuro del abastecimiento energético por sobre las necesidades y urgencias del hoy. Un plan de acción no debe ser bajo ningún concepto el programa de un gobierno, sino del estado argentino.

12. BIBLIOGRAFIA

12.1 BIBLIOGRAFIA

- Revista Todo es Historia. Luces Argentinas, Una Historia de la Electricidad en Nuestro País. Edición 1. Buenos Aires: Empresa Distribuidora Sur S.A., 2002. 87 p.
- Central Intelligence Agency [en línea] [consulta: 13 mayo 2014]. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/index.html>.
- Indexmundi [en línea] [consulta: 13 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.indexmundi.com/map/?v=81&l=es>.
- CHAPMAN, Stephen J. Maquinas eléctricas. Edición 3. Bogotá: Mc Graw-Hill interamericana, S.A., 2001. 768 p.
- MOLANES, Claudio A. Compendio de Vapor y Maquinas Térmicas. Edición 1. Buenos Aires: el autor, 2009. 664 p.
- GARCIA, Roberto Mariano. Inferencia Estadística y Diseño de Experimentos. Edición 1. Buenos Aires: Eudeba, 2005. 736 p.
- ORILLE FERNANDEZ, Ángel Luis. Centrales eléctricas I. Edición 2. Barcelona: Universitat Politécnica de Catalunya, SL., 1996. 205 p.
- CELENTANO, María Victoria y MARIN, Luciana. Evaluación e implementación de un parque eólico. Tesis (Ingeniería Industrial). Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería, 2010. 132 p.
- U.S Energy Information Administration. Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants [en línea]. Washington: U.S. Department of Energy, 2013. [consulta: 15 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf >.
- DE DICCO, Ricardo. Avances del Plan Energético Nacional 2004 – 2019. *Centro Latinoamericano de Investigación Científicas y Técnicas*. [en línea] Marzo 2013, [consulta: 16 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.cienciayenergia.com/Contenido/pdf/140812_rad_arg.pdf>.
- MACANCELA VASQUEZ, Washington Efraín y REGALADO CAJAMARCA, Edmundo Vladimir. Análisis técnico de una central solar para la producción de energía eléctrica en el canton Santa Isabel de la Provincia del Azuay. Tesis (Ingeniería eléctrica). Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana, 2012. 223 p.
- DE DICCO, Ricardo. Indicadores Sector Eléctrico de Argentina. *OETEC.* [en línea] Enero 2014, [consulta: 16 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.oetec.org/informes/sectorelectrico200114.pdf>.
- SECRETARIA DE ENERGIA [en línea] [consulta: 16 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.energia.gov.ar/home/>.
- CAMMESA [en línea] [consulta: 16 mayo 2014]. Disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>.
- ENRE [en línea] [consulta: 16 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.enre.gov.ar/>.
- LENGUITTI, Armando y CEBREIRO, Mario. La Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. [en línea] Junio 2005, [consulta: 20 mayo 2014]. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/223918578/tt002>

- TRANSENER [en línea] [consulta: 20 mayo 2014]. Disponible en: <www.transener.com.ar/>.
- Apuntes de las materias de Diseño de Sub Estaciones y Líneas de Transmisión, Mercado Eléctrico, Centrales Eléctricas, Maquinas Eléctricas, Proyectos de Inversión, Economía, Estadística Aplicada.
- BORTOLUSSI, María Florencia. El sector de distribución eléctrica. Evolución y fijación de tarifas en un mercado regulado: Retribución de la base de capital y sostenibilidad del servicio en el tiempo. Tesis (Licenciatura en Economía). Mar del Plata: Universidad Nacional de Mar del Plata, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales, 2011. 122 p.
- ADEERA [en línea] [consulta: 27 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.adeera.com.ar/>.
- EDENOR [en línea] [consulta: 27 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.edenor.com.ar/>.
- EDESUR [en línea] [consulta: 27 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.edesur.com.ar/>.
- EDESUR. Memoria, Reseña Informativa y Estados Contables al 31 de Diciembre de 2013 y 2012 juntamente con el informe de los Auditores e Informe de la Comisión Fiscalizadora [en línea]. Buenos Aires: EDESUR, [consulta: 27 mayo 2014]. Disponible en: <http://www.edesur.com.ar/documentos/MemoriayBalance2013.pdf>.
- EDENOR. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 [en línea]. Buenos Aires: EDENOR, [consulta: 27 mayo 2014]. Disponible en: < http://www.edenor.com.ar/cms/files/SP/RI/reportesFinancieros/Anuales/2013repAnualConsolidado.pdf>.
- MAZARIEGOS, Ignacio. Lineamientos para una Política Energética de Largo Plazo: Un Enfoque desde la Simulación con LEAP. Tesis (Ingeniería Industrial). Buenos Aires: Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 2009. 152 p.
- AGEERA [en línea] [consulta: 6 junio 2014]. Disponible en: <http://www.ageera.com.ar/>.
- CFEE [en línea] [consulta: 13 junio 2014]. Disponible en: <http://www.cfee.gov.ar/index.php>.
- INDEC [en línea] [consulta: 20 junio 2014]. Disponible en: <www.indec.mecon.ar/>.
- ENARSA [en línea] [consulta: 23 junio 2014]. Disponible en: <www.enarsa.com.ar/>.
- GARCIA BERG, Lilian Elizabeth. Análisis Técnico Sobre los Efectos del Cambio Climático en el Sistema Interconectado Central. Tesis (Ingeniería Civil Electricista). Santiago de Chile: Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemática, 2011. 223 p.
- MATEOS, Federico. Análisis de la evolución del precio del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997 [en línea]. Julio 1999,

[consulta: 13 junio 2014]. Disponible en: < http://www.uade.edu.ar/docsdownload/publicaciones/4_226_1557_std006_1999.pdf>. ISBN 987-519-043-8

- STABILE, Fernando Gabriel. Evolución del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino. Impacto de los subsidios en la gestión y en los resultados. Tesis (Maestría en Dirección de Empresas). La Plata: Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ciencias Económicas, 2011. 91 p.
- Ley N° 25.019. *Régimen Nacional Energía Eólica y Solar.* Boletín Oficial de la República de Argentina: Capital Federal, 26 de Octubre de 1998.
- Ley N° 26.190. *Régimen de Fomento Nacional de Energías Renovables.* Boletín Oficial de la República de Argentina: Capital Federal, 27 de Diciembre de 2006.
- Ley N° 25.561. *Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario.* Boletín Oficial de la República de Argentina: Capital Federal, 6 de Enero de 2002.
- Ley N° 24.065. *Régimen de la Energía Eléctrica.* Boletín Oficial de la República de Argentina: Capital Federal, 16 de Enero de 1992.
- RESOLUCION S.E.E. Nº 170. Contrato de Concesión EDENOR S.A. Boletín Oficial de la República de Argentina: Capital Federal, 31 de Agosto de 1992.
- CONFERENCIA Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030. (1°: 2012: Capital Federal, Argentina). Informe de síntesis: aportes para un debate energético nacional. Capital Federal, Argentina, ITBA, CEARE, AVINA y FARN, 2012. 23 p.
- AGEERA. Proyecto "Escenarios Energéticos Argentina 2030" Propuesta. En: CONFERENCIA Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030. (1°: 2012: Capital Federal, Argentina). Capital Federal: AGEERA, 2012. 41 p.
- UNION INDUSTRIAL ARGENTINA. *Evolución del costo de la energía en el Mercado Spot vs. Precio Sancionado (Enero 2000 - Diciembre 2012)* [en línea]. Buenos Aires: UIA, [consulta: 1 julio 2014]. Disponible en: <http://www.uia.org.ar/noticia.do?id=1888>.
- CLARIN. *Se fabricaron 850 mil equipos de aire acondicionado en seis meses* [en línea]. Buenos Aires: Clarín, [consulta: 1 julio 2014]. Disponible en: <http://www.ieco.clarin.com/empresas/fabricaron-equipos-aire-acondicionado-meses_0_1055294532.html>.
- LA NACION. *Se gastan más rápido los subsidios a la electricidad: este año suben un 87%* [en línea]. Buenos Aires: La Nación, [consulta: 4 julio 2014]. Disponible en: <http://www.lanacion.com.ar/1706756-crece-la-velocidad-del-gasto-en-subsidios-a-la-electricidad-este-ano-crecen-un-87>.

13. ANEXO

13.1 COMPOSICIÓN DE REGIONES, SEGÚN CAMMESA

PROVINCIA	REGION
Buenos Aires	BAS
Córdoba	CENTRO
San Luis	CENTRO
La Pampa	COMAHUE
Neuquén	COMAHUE
Río Negro	COMAHUE
La Rioja	CUYO
Mendoza	CUYO
San Juan	CUYO
Ciudad Autónoma de Buenos Aires	GBA
Entre Ríos	LITORAL
Santa Fe	LITORAL
Chaco	NORDESTE
Corrientes	NORDESTE
Formosa	NORDESTE
Misiones	NORDESTE
Catamarca	NOROESTE
Jujuy	NOROESTE
Salta	NOROESTE
Santiago del Estero	NOROESTE
Tucumán	NOROESTE
Chubut	PATAGONIA
Santa Cruz	PATAGONIA
Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur	PATAGONIA

13.2 CENTRALES DE AGEERA[106]

[106] Fuente: AGEERA

CENTRALES	TIPO	POTENCIA INSTALADA en MW
Endesa Costanera	Termica	2304
Central Puerto	Termica	1777
Empresa Provincial de Energia de Cordoba	Termica	1012
C.T. Dock Sud	Termica	870
Termoelectrica Jose de San Martin	Termica	849
Termoelectrica Manuel Belgrano	Termica	848
AES Parana	Termica	845
Petrobras Argentina	Termica	838
YPF Energia Electrica	Termica	829
C.T. San Nicolas	Termica	675
CAPEX	Termica	661
C.T. Piedra Buena	Termica	620
C.T. Mendoza	Termica	554
Loma de la Lata	Termica	540
Centrales de la Costa Atlantica	Termica	536
TermoAndes	Termica	416
C.T. Guemes	Termica	364
Generacion Mediterranea	Termica	248
Generadora Electrica Tucuman	Termica	232
SIDERCA	Termica	163
Generacion Independencia	Termica	140
La Plata Cogeneracion	Termica	128
Energia del Sur	Termica	125
Duke Energy Argentina	Termica	96
C.T. Dique	Termica	55
EMDERSA Generacion Salta	Termica	30
Generadora Cordoba	Termica	26
Nucleoelectrica Argentina	Nuclear	1010
Entidad Binacional Yacyreta	Hidroelectrica	2745
Hidroelectrica Piedra del Aguila	Hidroelectrica	1400
Hidroelectrica El Chocon	Hidroelectrica	1380
AES Alicura	Hidroelectrica	1050
Comision Tecnica Mixta de Salto Grande	Hidroelectrica	945
Empresa Provincial de Energia de Cordoba	Hidroelectrica	918
Duke Energy Cerros Colorados	Hidroelectrica	472
Hidroelectrica Futaleufu	Hidroelectrica	472
Hidroelectrica Diamante	Hidroelectrica	388
Petrobras Argentina	Hidroelectrica	285
Hidroelectrica Nihuiles	Hidroelectrica	224
Consorcio de Empresas Mendocinas para Potrerillos	Hidroelectrica	207
AES Rio Juramento	Hidroelectrica	183
Ente Ejecutivo Presa Embalse Casa de Piedra	Hidroelectrica	60
Hidroelectrica Tucuman	Hidroelectrica	52
Hidroelectrica Ameghino	Hidroelectrica	47
Total		**27619**

13.3 EXTRACTO DE LEY 19.552 (ABRIL, 1972)

Artículo 2°- Desígnase con el nombre de electroducto todo sistema de instalaciones. aparatos o mecanismos, destinados a transmitir, transportar y transformar energía eléctrica.

Articulo 3°- La servidumbre administrativa de electroducto afecta el terreno y comprende las restricciones y limitaciones al dominio que sean necesarias para construir, conservar, mantener, reparar, vigilar y disponer todo sistema de instalaciones, cables, cámaras, torres, columnas, aparatos y demás mecanismos destinados a transmitir, transportar, transformar o distribuir energía eléctrica.

Artículo 4°- La aprobación por autoridad competente del proyecto y de los planos de la obra a ejecutar o de las instalaciones a construir, importará la afectación de los predios a la servidumbre administrativa de electroducto y el derecho a su anotación en el respectivo Registro de Propiedad y en la Dirección de Catastro.

Artículo 6°- Una vez aprobados el proyecto y los planos de la obra a ejecutar o de las instalaciones a construir, los propietarios de los predios afectados deberán ser notificados fehacientemente de la afectación de éstos a la servidumbre y del trazado previsto dentro de cada predio o superficie afectada.

Artículo 7°- En caso de ignorarse quién es el propietario del predio o cuál es su domicilio, la notificación a que se refiere el artículo precedente se efectuará por edictos que se publicarán por tres días en el Boletín Oficial de la jurisdicción que corresponda y, si lo hubiere, en un periódico del municipio en que se encuentre ubicado el predio.

Artículo 9°- El propietario del predio afectado será indemnizado por el titular de la servidumbre en el caso que ésta le origine algún perjuicio positivo susceptible de apreciación económica.

Artículo 10.- Si el propietario del predio afectado y el titular de la servidumbre no llegaran a un acuerdo sobre la procedencia de la indemnización o en cuanto a su monto, el propietario podrá ejercitar las acciones a que se considere con derecho.

Artículo 12.- Si la servidumbre impidiera darle al predio sirviente un destino económicamente racional, a falta de avenimiento sobre el precio del bien, el propietario podrá demandar al titular de la servidumbre por expropiación inversa del predio.

Artículo 14.- La servidumbre quedará definitivamente constituida, si hubiere mediado acuerdo entre el propietario y el titular de la servidumbre, una vez formalizado el respectivo convenio a título gratuito u oneroso o, en su defecto, una vez abonada la indemnización que se fije judicialmente.

Artículo 15.- La servidumbre caducará sí no se hace uso de ella mediante la ejecución de las obras respectivas, durante el plazo de diez años computados desde la fecha de la anotación de la servidumbre en el registro correspondiente. Vencido el plazo indicado, el

propietario del predio podrá demandar la extinción de la servidumbre, recobrando el dominio pleno del bien afectado.

Artículo 17.- La constitución de la servidumbre no impide al propietario ni al ocupante del predio sirviente utilizarlo, cercarlo o edificar en él, siempre que no obstaculice el ejercicio regular de los derechos del titular de la servidumbre.

Artículo 19.- Si construido el electroducto no hubiere un camino adecuado para su regular vigilancia, conservación o reparación, la servidumbre administrativa de electroducto comprenderá también la servidumbre de paso que sea necesaria para cumplir dichos fines.

13.4 EVOLUCIÓN DE CUADRO TARIFARIO DE EDENOR Y EDESUR[107]

EDENOR S.A. - Cuadro Tarifario

			INICIAL Diciembre 1992	Resolución ENRE Nº 628/2008 Octubre 2010	Resolución ENRE Nº 216/2011 Jun/Jul 2011	Resolución ENRE Nº 216/2011 Ago/Sep 2011	Resolución ENRE Nº 628/2008 Octubre 2011
Tarifa 1 - R1							
	Cargo Fijo	$/bim.	2,54	4,46	4,46	4,46	4,46
	Cargo Variable	$/kWh	0,061	0,081	0,081	0,081	0,081
Tarifa 1 - R2							
	Cargo Fijo 301-650	$/bim.	13,04	16,28	16,28	16,28	16,28
	Cargo Variable 301-650	$/kWh	0,056	0,042	0,042	0,042	0,042
	Cargo Fijo 651-800	$/bim.	13,04	18,97	18,97	18,97	18,97
	Cargo Variable 651-800	$/kWh	0,056	0,045	0,045	0,045	0,045
	Cargo Fijo 801-900	$/bim.	13,04	20,09	20,09	20,09	20,09
	Cargo Variable 801-900	$/kWh	0,056	0,047	0,047	0,047	0,047
	Cargo Fijo 901-1000	$/bim.	13,04	21,59	21,59	21,59	21,59
	Cargo Variable 901-1000	$/kWh	0,056	0,049	0,049	0,049	0,049
	Cargo Fijo 1001-1200	$/bim.	13,04	24,22	24,22	24,22	24,22
	Cargo Variable 1001-1200	$/kWh	0,056	0,100	0,056	0,069	0,100
	Cargo Fijo 1201-1400	$/bim.	13,04	26,14	26,14	26,14	26,14
	Cargo Variable 1201-1400	$/kWh	0,056	0,104	0,058	0,072	0,104
	Cargo Fijo 1401-2800	$/bim.	13,04	26,14	26,14	26,14	26,14
	Cargo Variable 1401-2800	$/kWh	0,056	0,148	0,058	0,085	0,148
	Cargo Fijo +2800	$/bim.	13,04	26,14	26,14	26,14	26,14
	Cargo Variable +2800	$/kWh	0,056	0,238	0,058	0,112	0,238
Tarifa 1 - G1							
	Cargo Fijo	$/bim.	6,35	13,33	13,33	13,33	13,33
	Cargo Variable	$/kWh	0,108	0,210	0,210	0,210	0,210
Tarifa 1 - G2							
	Cargo Fijo	$/bim.	47,14	100,46	100,46	100,46	100,46
	Cargo Variable	$/kWh	0,083	0,157	0,157	0,157	0,157
Tarifa 1 - G3							
	Cargo Fijo	$/bim.	127,91	275,89	275,89	275,89	275,89
	Cargo Variable	$/kWh	0,063	0,125	0,125	0,125	0,125
Tarifa 1 - AP							
	Cargo Variable	$/kWh	0,074	0,085	0,085	0,085	0,085
Tarifa 2							
	Cargo por Potencia	$/kW-mes	6,69	14,51	14,51	14,51	14,51
	Cargo Variable	$/kWh	0,067	0,130	0,130	0,130	0,130
Tarifa 3 - BT < 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	7,09	15,43	15,43	15,43	15,43
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	4,81	11,11	11,11	11,11	11,11
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,048	0,097	0,097	0,097	0,097
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,048	0,082	0,082	0,082	0,082
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,047	0,073	0,073	0,073	0,073
Tarifa 3 - MT < 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	4,02	8,92	8,92	8,92	8,92
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	2,66	6,71	6,71	6,71	6,71
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,046	0,093	0,093	0,093	0,093
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,046	0,078	0,078	0,078	0,078
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,044	0,069	0,069	0,069	0,069
Tarifa 3 - AT < 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	2,07	3,92	3,92	3,92	3,92
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,4	0,91	0,91	0,91	0,91
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,043	0,089	0,089	0,089	0,089
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,043	0,075	0,075	0,075	0,075
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,042	0,066	0,066	0,066	0,066
Tarifa 3 - BT >= 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	7,09	15,42	15,42	15,42	15,42
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	4,81	11,11	11,11	11,11	11,11
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,048	0,132	0,132	0,132	0,132
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,048	0,116	0,116	0,116	0,116
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,047	0,107	0,107	0,107	0,107
Tarifa 3 - MT >= 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	4,02	8,90	8,90	8,90	8,90
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	2,66	6,71	6,71	6,71	6,71
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,046	0,125	0,125	0,125	0,125
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,046	0,111	0,111	0,111	0,111
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,044	0,102	0,102	0,102	0,102
Tarifa 3 - AT >= 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	2,07	3,91	3,91	3,91	3,91
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,4	0,91	0,91	0,91	0,91
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,043	0,120	0,120	0,120	0,120
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,043	0,106	0,106	0,106	0,106
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,042	0,097	0,097	0,097	0,097

[107] Fuente: ENRE

EDESUR S.A. - Cuadro Tarifario

			INICIAL Diciembre 1992	Resolución ENRE Nº 628/2008 Octubre 2010	Resolución ENRE Nº 216/2011 Jun/Jul 2011	Resolución ENRE Nº 216/2011 Ago/Sep 2011	Resolución ENRE Nº 628/2008 Octubre 2011
Tarifa 1 - R1							
	Cargo Fijo	$/bim.	2,54	4,44	4,44	4,44	4,44
	Cargo Variable	$/kWh	0,061	0,082	0,082	0,082	0,082
Tarifa 1 - R2							
	Cargo Fijo 301-650	$/bim.	13,04	16,20	16,20	16,20	16,20
	Cargo Variable 301-650	$/kWh	0,056	0,043	0,043	0,043	0,043
	Cargo Fijo 651-800	$/bim.	13,04	18,83	18,83	18,83	18,83
	Cargo Variable 651-800	$/kWh	0,056	0,046	0,046	0,046	0,046
	Cargo Fijo 801-900	$/bim.	13,04	20,11	20,11	20,11	20,11
	Cargo Variable 801-900	$/kWh	0,056	0,048	0,048	0,048	0,048
	Cargo Fijo 901-1000	$/bim.	13,04	20,35	20,35	20,35	20,35
	Cargo Variable 901-1000	$/kWh	0,056	0,048	0,048	0,048	0,048
	Cargo Fijo 1001-1200	$/bim.	13,04	25,48	25,48	25,48	25,48
	Cargo Variable 1001-1200	$/kWh	0,056	0,101	0,057	0,070	0,101
	Cargo Fijo 1201-1400	$/bim.	13,04	27,51	27,51	27,51	27,51
	Cargo Variable 1201-1400	$/kWh	0,056	0,105	0,059	0,073	0,105
	Cargo Fijo 1401-2800	$/bim.	13,04	27,51	27,51	27,51	27,51
	Cargo Variable 1401-2800	$/kWh	0,056	0,149	0,059	0,086	0,149
	Cargo Fijo +2800	$/bim.	13,04	27,51	27,51	27,51	27,51
	Cargo Variable +2800	$/kWh	0,056	0,241	0,059	0,114	0,241
Tarifa 1 - G1							
	Cargo Fijo	$/bim.	6,35	13,81	13,81	13,81	13,81
	Cargo Variable	$/kWh	0,108	0,211	0,211	0,211	0,211
Tarifa 1 - G2							
	Cargo Fijo	$/bim.	47,14	103,83	103,83	103,83	103,83
	Cargo Variable	$/kWh	0,083	0,155	0,155	0,155	0,155
Tarifa 1 - G3							
	Cargo Fijo	$/bim.	127,91	288,07	288,07	288,07	288,07
	Cargo Variable	$/kWh	0,063	0,123	0,123	0,123	0,123
Tarifa 1 - AP							
	Cargo Variable	$/kWh	0,074	0,093	0,093	0,093	0,093
Tarifa 2							
	Cargo por Potencia	$/kW-mes	6,69	15,00	15,00	15,00	15,00
	Cargo Variable	$/kWh	0,067	0,130	0,130	0,130	0,130
Tarifa 3 - BT < 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	7,09	15,92	15,92	15,92	15,92
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	4,81	11,17	11,17	11,17	11,17
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,048	0,096	0,096	0,096	0,096
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,048	0,083	0,083	0,083	0,083
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,047	0,073	0,073	0,073	0,073
Tarifa 3 - MT < 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	4,02	9,34	9,34	9,34	9,34
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	2,66	6,74	6,74	6,74	6,74
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,046	0,091	0,091	0,091	0,091
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,046	0,079	0,079	0,079	0,079
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,044	0,069	0,069	0,069	0,069
Tarifa 3 - AT < 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	2,07	4,31	4,31	4,31	4,31
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,40	0,91	0,91	0,91	0,91
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,043	0,087	0,087	0,087	0,087
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,043	0,076	0,076	0,076	0,076
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,042	0,066	0,066	0,066	0,066
Tarifa 3 - BT >= 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	7,09	15,92	15,92	15,92	15,92
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	4,81	11,17	11,17	11,17	11,17
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,048	0,128	0,128	0,128	0,128
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,048	0,116	0,116	0,116	0,116
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,047	0,106	0,106	0,106	0,106
Tarifa 3 - MT >= 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	4,02	9,34	9,34	9,34	9,34
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	2,66	6,74	6,74	6,74	6,74
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,046	0,122	0,122	0,122	0,122
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,046	0,110	0,110	0,110	0,110
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,044	0,101	0,101	0,101	0,101
Tarifa 3 - AT >= 300 kW potencia contratada							
	Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	2,07	4,31	4,31	4,31	4,31
	Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,40	0,91	0,91	0,91	0,91
	Cargo Variable Pico	$/kWh	0,043	0,117	0,117	0,117	0,117
	Cargo Variable Resto	$/kWh	0,043	0,106	0,106	0,106	0,106
	Cargo Variable Valle	$/kWh	0,042	0,097	0,097	0,097	0,097

13.5 MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS -MMC- (CLÁUSULA 4.3.)

El Mecanismo de Monitoreo de Costos -MMC- se determinará en cada caso por la fórmula siguiente:

$$MMCn = (\%PCEXP * \Delta CEXPn + \%PCINV * \Delta CINVn)$$

Donde:

%PCEXP = Porcentaje de participación de los costos de explotación, sobre el total de los costos reflejados en la PROYECCIÓN ECONÓMICO FINANCIERA, definido como:

$$\%PCEXP = CEXP / (CEXP + CINV)$$

%PCINV = Porcentaje de participación de los costos del PLAN DE INVERSIONES, sobre el total de los costos reflejados en la PROYECCIÓN ECONÓMICO FINANCIERA, definido como:

$$\%PCINV = CINV / (CEXP + CINV)$$

Δ CEXPn = Variación de costos de explotación correspondiente al mes n del PERÍODO DE TRANSICIÓN.

Δ CINVn = Variación de costos del PLAN DE INVERSIONES, correspondiente al mes n del PERÍODO DE TRANSICIÓN.

En general para cualquier mes "n" del PERÍODO DE TRANSICIÓN, los índices serán calculados según las siguientes expresiones:

$$\Delta CEXPn = \alpha_1 * (IPIM_j/IPIM_0-1) + \beta_1 * (IPC_j/IPC_0-1) + \gamma_1 * (ICS_j/ICS_0-1) + \delta_1 * (TC_j/TC_0-1) + \varepsilon_1 * (PGO_j/PGO_0-1) + \phi_1 * (ING_j/ING_0-1)$$

$$\Delta CINVn = \alpha_2 * (IPIM_j/IPIM_0-1) + \beta_2 * (IPC_j/IPC_0-1) + \gamma_2 * (ICS_j/ICS_0-1) + \delta_2 * (TC_j/TC_0-1) + \varepsilon_2 * (ICC_j/ICC_0-1)$$

Donde:

$IPIM_j$ = Índice de Precios Internos al por Mayor elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes posterior a la finalización del período "j" (período de 6 -seis- meses).

$IPIM_0$ = Índice de Precios Internos al por Mayor elaborado por el INDEC correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACTA ACUERDO.

IPC_j = Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes posterior a la finalización del período "j" (período de 6 -seis- meses).

IPC_0 = Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACTA ACUERDO.

ICS_j = Índice de Salarios elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes posterior a la finalización del período "j" (período de 6 -seis- meses).

ICS_0 = Índice de Salarios elaborado por el INDEC correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACTA ACUERDO.

TC_j = Promedio diario del tipo de cambio de referencia - Comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes posterior a la finalización del período "j" (período de 6 -seis- meses).

TC_0 = Promedio diario del tipo de cambio de referencia - Comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACTA ACUERDO.

PGO_j = Precio en surtidor del Gas Oil comercializado por Repsol YPF S.A. informado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes posterior a la finalización del período "j" (período de 6 -seis- meses).

PGO_0 = Precio en surtidor del Gas Oil comercializado por Repsol YPF S.A. informado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACTA ACUERDO.

ICC_j = Índice de Costo de la Construcción Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes posterior a la finalización del período "j" (período de 6 -seis- meses).

ICC_0 = Índice de Costo de la Construcción Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma del ACTA ACUERDO.

ING_j = Índice de Variación de la Tarifa del CONCESIONARIO, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes posterior a la finalización del período "j" (período de 6 -seis- meses). El indicador se define así:

$$ING_j = \eta * ICAB_j + (1- \eta) * IVAD_j$$

Donde:

η : es la participación en la tarifa media del costo de abastecimiento. Para el resto del Período de Transición Contractual se define con un valor de 0.54 (cincuenta y cuatro centésimas), correspondiente al valor que surge de la PROYECCION ECONOMICO FINANCIERA.

$ICAB_j$: es el Índice del Costo de Abastecimiento promedio correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes posterior a la finalización del período "j" (período de 6 -seis- meses). El Índice de Costo de Abastecimiento se define de la siguiente manera:

$$ICAB_j = \frac{PME_j}{PME_0} \times 100$$

Donde:

PME_j: Precio medio de compra en el Mercado Estacional definido como el cociente entre la factura de CAMMESA a la CONCESIONARIA y el total del volumen facturado para ese período, de acuerdo con los valores informados en el Documento de Transacciones Económicas de CAMMESA, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes posterior a la finalización del período "j" (período de 6 -seis- meses).

PME_0: $ 46,59 por MWh correspondientes al mes de julio de 2005. Valor obtenido a partir de una factura total de $ 64.686.106 correspondientes a la sumatoria de los conceptos relativos a Factura Mercado Estacional, Factura de Mercado a Término, Factura de Gastos de CAMMESA y Factura por Canon. La energía transada es de 1.388.267,8 MWh.

(1- η): es la participación del Valor Agregado de Distribución en la tarifa media al usuario. Para el resto del Período de Transición Contractual se define con un valor de 0.46 (cuarenta y seis centésimas).

$IVAD_t$: Índice de Variación del Valor Agregado de Distribución, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes posterior a la finalización del período "j" (período de 6 -seis- meses).

ING_0 = El índice base para este indicador se define de acuerdo con la siguiente expresión:

$$ING_0 = \eta * ICAB_0 + (1- \eta) * IVAD_0$$

Donde:

$ICAB_0$: El índice base para este indicador se define igual a 100.

$IVAD_0$: El índice base para este indicador se define como la suma del valor 100 más el incremento definido en el apartado 4.1.

De modo tal que el valor base de ING_0 se calcula según la siguiente expresión

$$ING_0 = 0.54 * 100 + 0.46 * 123 = 110.58$$

$\alpha_1, \beta_1, \gamma_1, \delta_1, \varepsilon_1, \phi_1$ = Coeficientes que representan la estructura de los costos de explotación del PERÍODO DE TRANSICIÓN reflejados en la PROYECCIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA.

$\alpha_2, \beta_2, \gamma_2, \delta_2, \varepsilon_2$ = Coeficientes que representan la estructura de los costos del PLAN DE INVERSIONES reflejados en la PROYECCIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA.

INDICADORES	P O N D E R A D O R E S			
	Símbolo	CEXP	Símbolo	CINV
IPIM = Indice de Precios Internos al por Mayor	α_1 =	9.89%	α_2 =	55.40%
IPC = Indice de Precios al Consumidor	β_1 =	44.78%	β_2 =	15.42%
ICS = Indice de Salarios	γ_1 =	24.50%	γ_2 =	16.09%
TC = Promedio diario del tipo de cambio	δ_1 =	1.13%	δ_2 =	11.67%
PGO = Precio en surtidor del Gas Oil	ε_1 =	0.28%		
ICC = Indice de Costo de la Construcción			ε_2 =	1.42%
ING = Indice de Variación de la Tarifa	ϕ_1 =	19.42%		
Participación de los Costos	%PCEXP =	61.46%	%PCINV =	38.54%

Indice	Mes Base Julio 2005 (a)	Mes Aplicable (b)	Variación c=(b)/(a)-1	Ponderación CEXP (d)	Ponderación CINV (e)	Actualización CEXP (f)=(c)*(d)	Actualización CINV (g)=(c)*(e)
IPIM	252.11			9.89%	55.40%		
IPC	166.16			44.78%	15.42%		
ICS	147.86			24.50%	16.09%		
TC	2.87			1.13%	11.67%		
PGO	1.439			0.28%	0.00%		
ICC	182.70			0.00%	1.42%		
ING	110.58			19.42%	0.00%		
Subtotal					(h) =		
Participación en los costos					(i) =	61.46%	38.54%
Variacion CEXP y CINV					(j) = (h) * (i)		
Mecanismo de Monitoreo de Costos - MMC					(k) =	$(j_{CEXP}) + (j_{CINV})$	

Los valores del Mes Base sólo se actualizarán cuando el ENRE disponga un ajuste del Costo Propio de Distribución por aplicación de las cláusulas 4.2 ó 4.4 del ACUERDO.

13.6 CASO TÉCNICO CENTRAL ENSENADA DE BARRAGÁN

Ubicación

La central Ensenada de Barragán se encuentra ubicada en el polo petroquímico de la localidad de Ensenada en la Provincia de Buenos Aires, sobre la Ruta Provincial N° 11 y el canal del Gato, aproximadamente a 10 km de la ciudad de La Plata y a 50 km de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Dispone de una potencia instalada de 560 MW del tipo ciclo abierto y fue habilitada para operar comercialmente el 28 de abril de 2014.

Características de la turbina

La central está compuesto por 2 turbinas de gas de 280 MW, el cual funcionara alternativamente con Gas Natural (75% del periodo de operación) y Gas Oil (25% restante), Las turbinas son marca Siemens modelo SGT5-4000F con una eficiencia cercana al 39%. Esta podrá ser incrementada al 58% con el cierre del ciclo con una turbina de vapor.

La turbina de gas está compuesta por 15 etapas de compresión de aire, una cámara de combustión anular donde se mezcla el combustible gaseoso o el gas oil con aire comprimido, produciéndose así la combustión. El flujo caliente atraviesa 4 etapas de alabes de la turbina, enfriadas por aire, en el cual surge la expansión de los gases y produciéndose así la rotación del eje. El modelo SGT5-4000F se caracteriza por una baja emisión de NOx, el cual se logra inyectando agua desmineralizada a las cámaras de combustión con combustible Gas Oil.

El abastecimiento de gas natural se realiza por medio de un empalme de gasoducto que se conecta al de Cruz del Sur, cerca de la Estación de Medición y Control Buchanan – Punta Lara. A su vez, el gas oil será suministrado por medio de un poliducto dedicado a tales fines.

Características de los sistemas principales y auxiliares

El contrato contemplaba la provisión de los sistemas auxiliares (toma de aire, sistema de lubricación, sistema de enfriamiento de agua, sistema de bombeo de Gas Oil y sistema de alimentación de Gas Natural), sistema de control local, protecciones eléctricas, aislamiento térmico, mecánico y acústico.

La planta de tratamiento de agua está diseñada de acuerdo a las especificaciones de calidad de la turbina y de acuerdo al agua utilizada (agua de rio). Este estará compuesto por una planta desmineralizadora con dos cadenas, con capacidad para la eyección de agua en las cámaras de combustión y agua de limpieza, un tanque de agua desmineralizada y bombas de alimentación. Cada cadena puede producir como máximo 180m^3/h y está compuesto, con una primera etapa de osmosis inversa o intercambio iónico, y una segunda etapa de electrodesionizacion o lecho mixto. El agua producida en estas cadenas será depositada en dos tanques de 730 m^3. Los efluentes generados serán tratados en una pileta de neutralización.

En una nueva fase, se tiene previsto una ampliacion para su conversión a ciclo combinado, mediante el cual, aprovechando el calor residual de los gases de escape del turbogenerador de gas, trasmitidos a una caldera de recuperación HRSG (Heat Recovery Steam Generator). La ampliación al ciclo combinado incrementará la potencia total a 840 MW.

Entrada de red

El Sistema de Transmisión comprende tanto vínculos en 132 kV con el sistema de la distribuidora Edelap S.A. como en 220 kV, con el sistema de ese nivel de tensión de la Región Eléctrica Gran Buenos Aires ("GBA"), al que se conectará en instalaciones de EDESUR.

La interconexión en 132 kV se vinculará con la subestación de 132 kV de la central con las subestaciones Dique y Tolosa de Edelap S.A. Suministrará energía a la distribuidora, con un tendido de cuatro ternas que tendrá un tramo aéreo y otro subterráneo. El tendido aéreo constará de dos tramos paralelos de unos 4 km de longitud. Atravesará los terrenos adyacentes a la Central Ensenada hasta la Estación de Transición, desde donde tendrán inicio los tendidos en cable subterráneo, por medio de dos tramos de unos 1.400 metros cada uno, que la vincularán con las subestaciones Dique y Ensenada.

El sistema de 132 kV de Edelap se verá beneficiado porque tendrá una nueva vinculación de 300 MVA con el sistema de 220 kV, que aliviará la carga, que actualmente está al límite de los dos transformadores existentes de 220/132 kV 300 MVA.

Para el sistema de 220 kV de GBA, la nueva generación constituye una nueva fuente de potencia y control de tensión cercana a Buenos Aires, siendo la de mayor demanda en el país.

Impacto Ambiental y Social

Teniendo en cuenta la Ley N° 25.675 de Política Nacional Ambiental y las Leyes N° 11.459 de Radicación Industrial y N° 11.723 de Medio Ambiente, ambas leyes de la Provincia de Buenos Aires, junto con la normativa propia en materia ambiental del sector energético, se establecieron los lineamientos que el Gobierno Nacional exigió para la preparación de los estudios de impacto ambiental, la gestión ambiental, la vigilancia y el monitorio ambiental durante toda la vida útil de la Central Ensenada de Barragán. El objetivo del estudio era:

- La valoración de las consecuencias que la Central Ensenada de Barragán pudiera tener sobre el ambiente físico, biológico y sociocultural en el que se insertará
- La elaboración de medidas tendientes a la prevención, mitigación, corrección o compensación de los impactos negativos
- La potenciación de aquellos impactos positivos
- Organización de las recomendaciones en un Plan de Gestión Ambiental y Social.

Combustibles para la operación de la Central

La Central Ensenada de Barragán funcionará aproximadamente en un 74% del tiempo con gas natural (equivalente a 43.000 horas/año) y el 26% restante en base a combustibles líquidos (equivalente 15.000 horas/año).

El Gas Natural para las turbinas de gas será provisto a través del gasoducto Cruz del Sur (Buchanan – Punta Lara - Uruguay). La traza conecta con el gasoducto y la planta compresora de la Central Ensenada de Barragán con una presión de aproximadamente 40 bar operativos.

El gasoducto es subterráneo tanto como es posible hasta la proximidad de la turbina de gas, de acuerdo a los códigos de seguridad existentes. Se instalaron bridas con aislamiento eléctrico. Todos los equipos mencionados previamente están bajo acuerdo al código ASME, ANSI o similares.

En el caso de utilizar combustible líquido, la Central Ensenada Barragán se alimenta desde el Poliducto Ensenada (Provincia de Buenos Aires). Podrá ser transportado por vía terrestre por autopista o por un oleoducto. El transporte terrestre será alimentado por camiones desde un nuevo descargadero de camiones. Dicho sistema comprenderá:

- Cuatro dársenas de carga y descarga de camiones.
- Bombas de carga de diesel a los tanques.
- Bombas de carga diesel desde barcos.
- Bombas de carga diesel desde camiones con un sistema de medición y muestreo.

El combustible líquido destilado #2 es almacenado en dos tanques de capacidad de 10.000 m3 construidos de acuerdo a estándares API, con sus correspondientes cañerías y sistemas auxiliares, medición de nivel local y a distancia, monitoreo de nivel y alarmas en el DCS.

En la operación bajo ciclo combinado no se adiciona materia prima para aumentar la energía resultante debido a que se aprovecha la energía térmica de los gases de escape de las turbinas de gas que, en el caso del ciclo abierto, se pierde en la atmósfera.

13.7 CONCEPTOS DE GENERACION ELECTRICA

Dentro de los parámetros de la demanda, se definen:

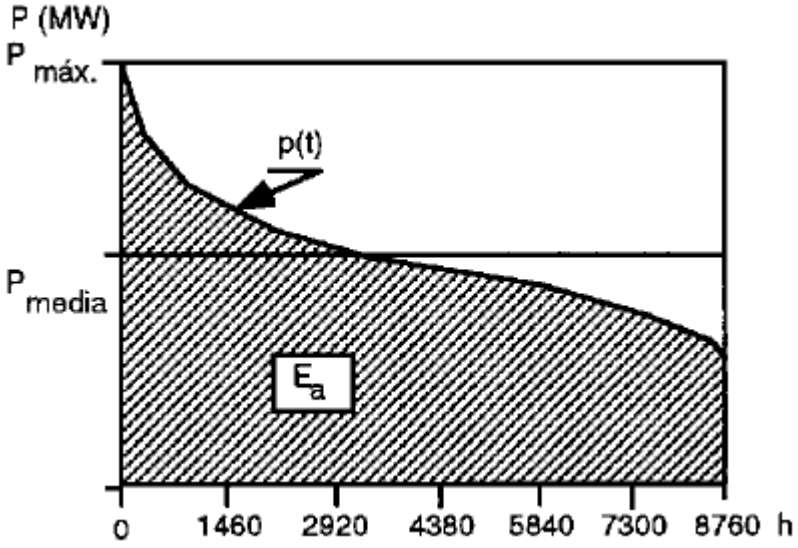


Ilustración 151 Curva de demanda anual[108]

- Energía consumida: Es el área comprendida entre los ejes cartesianos y la curva de carga. Esta puede ser diaria, mensual o anual
- Carga media anual: Se define como el cociente entre la energía anual demandada Ea (kWh) y el tiempo To (8760 horas = 1 año)

Pmed = Ea / To

- Factor de carga: Es la relación entre la energía consumida y la que se consumiría si el sistema absorbiese constantemente la potencia máxima.

Fc = Pmed / Pmáx

- Factor de simultaneidad: Se define como el cociente entre la potencia máxima disponible sobre potencia conectada. Siendo Pconectada, la suma de las potencias que figuran en los contratos de los abonados.

s = Pmax / Pconectada

Por otro lado, los parámetros de la producción son:

- Potencia instalada: Sumatoria de las potencias nominales de los grupos generadores que componen el sistema
- Potencia disponible: Es la suma de las potencias disponibles en un momento determinado para cubrir el consumo. Se diferencia de la potencia instalada ya que en esta última, se encuentran los grupos generadores que se encuentran fuera de servicio o en revisión, o que por avería no pueden funcionar a potencia máxima.

[108] Fuente: Fuente: ORILLE FERNANDEZ, Ángel Luis. Libro Centrales eléctricas I

- Factor de reserva: Es el cociente entre la Potencia disponible y la Potencia Máxima. Este factor hace referencia

Fr = Pdisp / Pmax

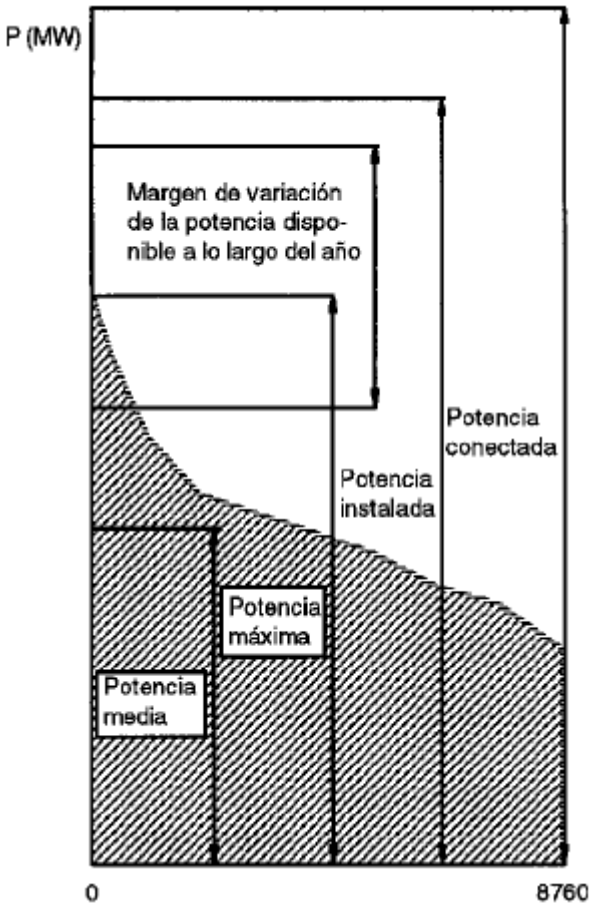


Ilustración 152 Curva monótona de producción y parámetros relacionados con la producción[109]

[109] Fuente: ORILLE FERNANDEZ, Ángel Luis. Libro Centrales eléctricas I

13.8 CARACTERISTICAS DEL MOTOR DE COMBUSTION INTERNA.

Los motores de combustión interna están compuestos principalmente por los siguientes elementos:

Block y cilindros: El motor de varios cilindros es más potente, y con una adecuada disposición se consigue un par motor más regular y un volante menos voluminoso. Para estos motores se han ideado diversas disposiciones para los cilindros, como puede ser en línea, en doble línea y en V. El block es la parte principal del motor y suele estar fundido en una sola pieza. A través de espárragos, el block sujeta a la culata en su parte superior, sellando la unión por medio de la junta de la culata.

Pistón: El pistón constituye una especie de cubo invertido, de aluminio fundido en la mayoría de los casos, y vacío interiormente. En su parte externa, posee tres ranuras donde se insertan los aros de compresión y el aro rascador de aceite. Más abajo de la zona donde se colocan los aros, existen dos agujeros enfrentados uno contra el otro, que sirven para atravesar y fijar el bulón que articula el pistón con la biela.

Biela: Es una pieza metálica de forma alargada que une el pistón con el cigüeñal para convertir el movimiento lineal y alternativo del en movimiento giratorio en la segunda pieza. La biela tiene en cada uno de sus extremos un punto de rotación: uno para soportar el bulón que la une con el pistón y otro para los cojinetes que la articula con el cigüeñal. Las bielas puedes tener un conducto interno que sirve para hacer llegar a presión el aceite lubricante al pistón.

Cigüeñal: Constituye un eje con manivelas, con dos o más puntos que se apoyan en una bancada integrada en la parte superior del cárter y que queda cubierto después por el propio bloque del motor, lo que le permite poder girar con suavidad. Las manivelas que posee el cigüeñal, giran de forma excéntrica con respecto al eje. En cada una de las manivelas se fijan los cojinetes de las bielas que le transmiten al cigüeñal la fuerza que desarrollan los pistones durante el tiempo de explosión.

Tapa de Cilindro y válvulas: La tapa de cilindros forma la parte superior de la cámara de explosión. Como es de sumo interés en que el grado de compresión sea lo más elevado posible, por el rendimiento del motor, y esto aumenta la temperatura de explosión, ya por sí elevadísima, se utilizan bastante las tapas de cilindro de aleación especial de aluminio, que disipan el calor más rápido que las de fundición y lo reparten con más uniformidad por toda la masa metálica. Los balancines, accionados por el árbol de levas o por los empujadores, abren las válvulas hacia abajo. Las válvulas constan de cabeza y cola o vástago. La cabeza tiene forma de hongo, y tapa o abre el orificio de admisión o de escape, llamado asiento de la válvula. Las válvulas de admisión suelen ser más grandes que las de escape debido a ser más lentos los flujos de admisión.

Árbol de Levas: Eje parecido al cigüeñal, pero de un diámetro mucho menor, compuesto por tantas levas como válvulas de admisión y escape tenga el motor. Encima de cada leva

se apoya una varilla empujadora metálica, cuyo movimiento alternativo se transmite a los balancines que abren y cierran las válvulas de admisión o las de escape.

Sistema de escape: Los gases de combustión son despedidos a la atmosfera y se deben tener en cuenta 3 factores que son el silenciador, el nivel de emisiones de gases y que el diseño de la chimenea permita que el flujo sea dirigido a los cuatro vientos y que no afecte la temperatura de ambiente del cuarto de máquinas. En lo que respecta al nivel de ruido, el silenciador debe ser diseñado tal que permita que el nivel de ruido respete la normativa. Por otro lado, el nivel de emisiones debe respetar la regulación local y en el caso de que sea necesario, se debe instalar un SCR, el cual cataliza las moléculas de agua NOx en nitrógeno y agua.

Sistema de Lubricación: El sistema depende del motor a lubricar ya que cada fabricante realiza un diseño particular para su motor. Aun así, podemos definir un sistema básico y elemental, el cual el sistema de lubricación se encuentra fuera del motor. El aceite lubricante circula a través de un filtro y así poder lubricar las zonas mecánicas del motor como los rodamientos del eje y el block. Luego, una bomba toma el aceite del cárter para circularlo por un enfriador para luego volver a pasar por el sistema de filtrado.

13.9 GENERACION DISTRIBUIDA

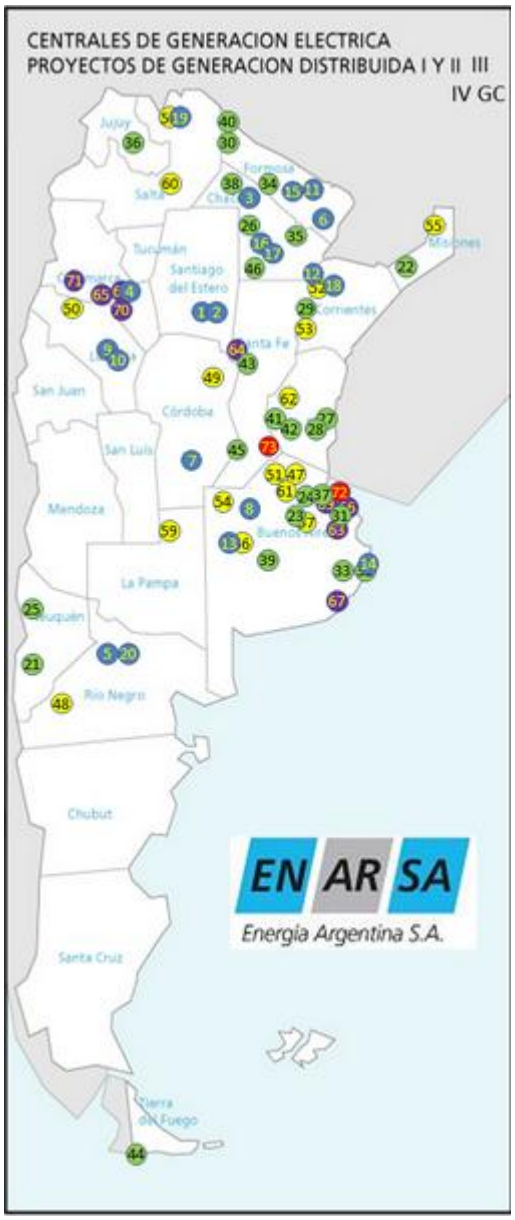


Ilustración 153 Ubicación de las centrales de Generación Distribuida[110]

[110] Fuente: ENARSA

Licitacion Generación Distribuida I		(298.3 MW)	
Añatuya	(Santiago del Estero)	30,7	MW
Catamarca	(Catamarca)	19,2	MW
Cipoletti	(Río Negro)	5	MW
Formosa	(Formosa)	15	MW
Formosa II	(Formosa)	15	MW
Isla verde	(Córdoba)	20,4	MW
J.J. Castelli	(Chaco)	15	MW
Junín	(Buenos Aires)	20	MW
La Rioja	(La Rioja)	19,2	MW
La Rioja Sur	(La Rioja)	10	MW
Laguna Blanca	(Formosa)	7	MW
Paso de la Patria	(Corrientes)	5	MW
Pehuajo	(Buenos Aires)	22,4	MW
Pinamar	(Buenos Aires)	21	MW
Pirane	(Formosa)	15	MW
Saenz Peña	(Chaco)	20	MW
Saenz Peña II - Ampliación	(Chaco)	15	MW
Santa Rosa	(Corrientes)	6	MW
Villa Regina	(Río Negro)	5	MW

Tabla 25 Proyecto Generación Distribuida I

Licitacion Generación Distribuida II		(450.29 MW)	
Alumine	(Neuquén)	6,4	MW
Bragado	(Buenos Aires)	49,8	MW
Capitán Sarmiento	(Buenos Aires)	5	MW
Caviahue	(Neuquén)	5	MW
Concep. Del Uruguay	(Entre Ríos)	40,42	MW
Ingeniero Juarez	(Formosa)	3,1	MW
La Plata - EDELAP	(Buenos Aires)	40,4	MW
Las Armas I	(Buenos Aires)	10,4	MW
Las Armas II	(Buenos Aires)	23,37	MW
Libertador San Martín	(Jujuy)	15	MW
Matheu - EDENOR	(Buenos Aires)	40	MW
Olavarria	(Buenos Aires)	38,8	MW
Paraná	(Entre Ríos)	40	MW
Rafaela	(Santa Fe)	19,2	MW
Ushuaia	(Tierra del Fuego)	15	MW
Venado Tuerto	(Santa Fe)	19,2	MW
Las Palmas	(Chaco)	6	MW
Charata	(Chaco)	17,2	MW
Goya	(Corrientes)	13	MW
Aristóbulo del Valle	(Misiones)	15	MW
Nueva Pompeya	(Chaco)	4	MW
Villa Ángela	(Chaco)	15	MW
Palmar Largo	(Formosa)	3	MW
Las Lomitas	(Formosa)	6	MW

Tabla 26 Proyecto Generación Distribuida II

Licitacion Generación Distribuida III		(273.08 MW)	
Arrecifes	(Buenos Aires)	20	MW
Bariloche	(Rio Negro)	20	MW
Bell Ville	(Córdoba)	15,6	MW
Chilecito	(La Rioja)	10	MW
Colón	(Buenos Aires)	15,3	MW
Corriente	(Corrientes)	20	MW
Esquina	(Corrientes)	16,5	MW
Gral. Villegas	(Buenos Aires)	23,5	MW
Leandro N. Alem	(Misiones)	15	MW
Lincoln	(Buenos Aires)	15	MW
Lobos	(Buenos Aires)	15,68	MW
Oran	(Salta)	15	MW
Realicó	(La Pampa)	24	MW
Salta Capital.	(Salta)	15	MW
Salto	(Buenos Aires)	22,5	MW
Viale	(Entre Ríos)	10	MW

Tabla 27 Proyecto Generación Distribuida III

Licitacion Generación Distribuida IV		(158MW)	
Alte. Brown	(Buenos Aires)	25	MW
Ceres	(Santa Fe)	18	MW
Inta	(Catamarca)	7	MW
Magdalena	(Buenos Aires)	25	MW
Miramar	(Buenos Aires)	20	MW
Parque Industrial	(Catamarca)	15	MW
Remedios de Escalada	(Buenos Aires)	25	MW
Terebintos	(Catamarca)	8	MW
Tinogasta	(Catamarca)	15	MW

Tabla 28 Proyecto Generación Distribuida IV

13.10 CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA – ZC

La impedancia característica de la línea Zc viene dada por la expresión:

$$Z_c = \sqrt{\frac{R_k + jX_k}{G_k + jB_k}}$$

Siendo:

Zk = Rk + j Xk = Impedancia [Ω /km]

Yk = Gk + j Bk = Admitancia [s/km]

Por lo cual debemos, calcular inicialmente los correspondientes a los parámetros longitudinales de una línea de alta tensión, definidos por kilómetro de longitud de la misma.

Las Constantes Características Fundamentales son:

Rk: Resistencia eléctrica [Ω/km]

Lk: Coeficiente de Autoinducción o Inductancia [Hy/km]

Ck: Capacidad [F/km]

Gk: Conductancia o Perditancia [s/km]

De las anteriores se obtienen las denominadas Constantes Características Derivadas.

Xk: Reactancia de autoinducción [Ω /km]

Bk: Susceptancia [S / km]

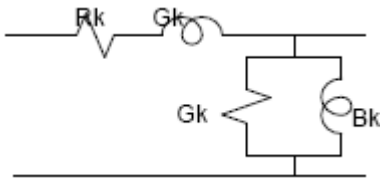


Ilustración 154 Representación de circuito equivalente por fase de una línea de alta tensión[111]

Para la determinación de Rk debemos tener en cuenta que la temperatura es un parámetro que afecta no solo a la resistencia del conductor sino también produce alargamientos y acortamientos en la longitud de tramos de la línea debido al efecto de dilatación y contracción que sufren los materiales (más acentuado en los metales) con la variación de la temperatura.

[111] Ilustración 111 a 113. Fuente apuntes de Diseño de Lineas

$$T_c = \frac{\left(\frac{1}{q^{0,64} \times 51,9}\right)^2 \times 236 + T_{amb}}{1 - \left(\frac{I_s}{q^{0,64} \times 51,9}\right)^2}$$

Siendo:

TC: Temperatura del conductor

q: Sección del conductor

Tamb: Temperatura ambiente

Is: Intensidad de corriente de saturación

Una vez determinado la temperatura del conductor, se realiza la corrección de la resistencia:

$$R_t = R_{20°c} \times \left[1 + \alpha_{20°c} \times (T_c - 20°c)\right]$$

Siendo:

Rt : Resistencia a la temperatura

R20ºc : Sección del conductor

α 20ºc : Coeficiente de variación de la resistividad. Para T≥20 °C

En el caso del cálculo de la Reactancia Inductiva – Xk. dado que la inductancia de las líneas no es la misma para todas las fases, se realiza que denominamos una transposición, con el fin de poder equilibrar de forma práctica su reactancia; esto suele utilizarse en líneas de más de 80 km. Los puntos de transposición se eligen según 1/3 y 2/3 de la longitud total de la línea.

La inductancia de la línea se calcula con la siguiente expresión:

$$L_k = \left(\frac{1}{2n} + 4,6 \times \log\frac{DMG}{RMG}\right) \times 10^{-4} \left[\frac{Hy}{km}\right]$$

Siendo:

n: Cantidad de subconductores por fase

RMG: Radio Medio Geométrico en centímetros de la línea correspondiente a cada configuración considerada. Podemos decir que el radio medio geométrico, es el radio equivalente de la cantidad de conductores existentes por fase. Por ejemplo si se tuviera un solo conductor por fase, el RMG será el radio del propio conductor. A los efectos del

cálculo, se considera tanto el radio del / los conductores como la distancia de separación entre ellos.

La expresión general para el cálculo de RMG está dada por:

$$RMG = \sqrt[n]{n \times r \times R^{n-1}}$$

Siendo

n: Cantidad de subconductores por fase.

r: Radio en milímetros de cada subconductor.

R: Radio en milímetros de la circunferencia que pase por los centros de los subconductores.

DMG: Distancia Media Geométrica de la línea correspondiente a cada configuración considerada.

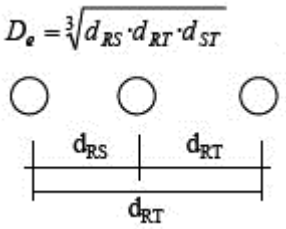


Ilustración 155 Definición de DMG

Dicha inductancia se traduce en:

Xk = ω . Lk = 2 . π . f . Lk [Ω/km]

Para el cálculo de la Susceptancia – Bk, la capacidad Ck es la capacidad distribuida de la línea manifestada en los conductores entre sí y entre conductores y tierra, de acuerdo a lo representado en el siguiente esquema.

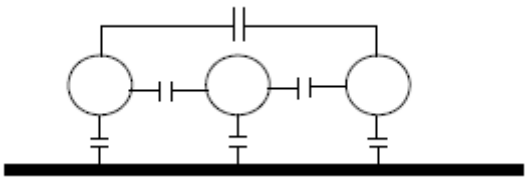


Ilustración 156 Esquema de capacitancias entre conductores y la tierra

La capacidad se calcula con la siguiente ecuación:

$$C_k = \frac{24{,}2}{\log \frac{DMG}{RMG}} \times 10^{-9} \left[\frac{F}{km} \right]$$

Dicha capacitancia se traduce en:

Bk = ω . Ck = 2 . π . f . Ck [s/km]

Por otro lado, la conductancia Gk es la inversa de la componente resistiva en paralelo con la línea, esta resistencia es la que se presenta entre fase y tierra a través de los aisladores. El valor de la conductancia Gk puede variar mucho con el grado de humedad relativa del ambiente. En sí, la conductancia está relacionada con las pérdidas de potencia de la línea. La conductancia en su forma general estará dada por:

$$P_p = V \times I_p \Rightarrow I_p = \frac{P_p}{V} \Rightarrow G_k = \frac{P_p}{V^2}$$