



UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE  
SAN MARTÍN



INSTITUTO DE  
ALTOS ESTUDIOS  
SOCIALES

## **Maestría en Sociología Económica**

# **LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES DURANTE EL GOBIERNO DE CAMBIEMOS.**

*Revisión tarifaria, reorganización sectorial y estrategia  
empresaria*

**Maestrando: Federico Basualdo Richards**

**Director: Dr. Martín Schorr**

**Buenos Aires, marzo de 2020**

## ÍNDICE

<b>Resumen ejecutivo .....</b>	<b>4</b>
<b>Introducción .....</b>	<b>11</b>
<b>CAPÍTULO I. Antecedentes. El desempeño del sector eléctrico en Argentina desde su privatización a la actualidad .....</b>	<b>15</b>
Consideraciones preliminares .....	15
I.I. Los monopolios naturales y la acción reguladora del estado .....	21
I.II. La política de privatizaciones en la Argentina .....	27
I.III. La Privatización del sector eléctrico en la Argentina. Marco regulatorio y distribución eléctrica de jurisdicción nacional .....	32
I.IV. El marco regulatorio y la privatización de la distribución eléctrica en la provincia de Buenos Aires.....	38
I.V. La importancia de la competencia por comparación como herramienta regulatoria. El caso ENDESA: la Resolución ENRE 0480/2000 .....	43
I.VI. El resultado de las reformas y el desempeño del sector eléctrico durante la década de 1990 .....	45
I.VII. El sector eléctrico durante los gobiernos kirchneristas .....	51
<b>CAPÍTULO II. La energía eléctrica durante el gobierno de Cambiemos. La centralidad de la provincia de Buenos Aires.....</b>	<b>59</b>
II.I. La evolución de la demanda de energía eléctrica durante el gobierno de Cambiemos .....	59
II.II. Caracterización de la distribución eléctrica en la provincia de Buenos Aires .....	64
<b>CAPÍTULO III. La reorganización del negocio de la distribución de la energía eléctrica en la provincia de Buenos Aires durante la gestión Cambiemos .....</b>	<b>73</b>
III.I. La expansión del grupo Desarrolladora Energética S.A. (DESA) en la provincia de Buenos Aires.....	73
III.II. El traspaso de la concesión, regulación y control de la distribución eléctrica del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) .....	77
<b>CAPITULO IV. La política tarifaria de Cambiemos para el sector eléctrico .....</b>	<b>82</b>
IV.I. El proceso de revisión tarifaria impulsado por Cambiemos en el sector de la distribución de energía eléctrica de la provincia de Buenos Aires .....	82
IV.II. El incremento de las tarifas eléctricas durante el gobierno de Cambiemos .....	97
IV.III. Los nuevos parámetros acordados y la evolución de la calidad del servicio en el área metropolitana .....	93
<b>CAPÍTULO V. La estrategia empresarial adoptada por las concesionarias y el impacto de la política tarifaria.....</b>	<b>97</b>
V.I El impacto de la política tarifaria y de la estrategia empresarial sobre la situación económica y financiera de las concesionarias.....	97
V.II. El acuerdo económico entre las distribuidoras eléctricas metropolitanas y el Estado nacional y la persistencia del endeudamiento .....	135
V.III Consideraciones finales.....	139

## CAPÍTULO VI.

<b>Síntesis y conclusiones generales</b> .....	<b>143</b>
<b>Bibliografía</b> .....	<b>163</b>
<b>Anexo metodológico</b> .....	<b>170</b>
<b>Anexos</b> .....	<b>184</b>

## INDICE DE CUADROS

### CAPÍTULO II

<b>Cuadro II.I.</b> Participación de las cooperativas de la provincia de Buenos Aires sobre el total de usuarios y energía vendida, según tipo, 2018 (en GWh y porcentaje) .....	<b>70</b>
<b>Cuadro II. II.</b> Cooperativas de la provincia de Buenos Aires, según tipo, tamaño, energía vendida y cantidad de usuarios, 2018 (en GWh).....	<b>71</b>
<b>Cuadro II.III.</b> Demanda de energía eléctrica en la provincia de Buenos Aires según agente distribuidor y cooperativas, 2018 (en porcentaje) .....	<b>72</b>

### CAPITULO IV

<b>Cuadro IV.I. EDESUR.</b> Cumplimiento de los parámetros de calidad de servicio según cantidad de localidades, marzo 2017-febrero 2019 (evaluación semestral) .....	<b>94</b>
<b>Cuadro IV. II. EDENOR.</b> Cumplimiento de los parámetros de calidad de servicio según cantidad de localidades, marzo 2017-febrero 2019 (evaluación semestral) .....	<b>95</b>

### CAPÍTULO V

<b>CUADRO V.I.</b> EDENOR. Evolución del Pasivo, el Activo, los Resultados Acumulados y el Patrimonio Neto, 2015-2018 (en millones de pesos).....	<b>109</b>
<b>Cuadro V. II.</b> EDESUR. Evolución del Activo, Pasivo, Resultados Acumulados y Patrimonio Neto (en millones de pesos).....	<b>118</b>
<b>CUADRO V.III.</b> EDELAP. Evolución del Activo, Pasivo, los Resultados Acumulados y el Patrimonio Neto (en millones de pesos).....	<b>126</b>
<b>Cuadro V. IV.</b> EDEA. Evolución de los Resultados Acumulados, los Dividendos Pagados, el Patrimonio Neto, el Activo y el Pasivo, 2015-2018 (en millones de pesos).....	<b>134</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

### CAPÍTULO II

<b>Gráfico II.I.</b> Demanda de energía eléctrica total y PIB, 2003-2018. En número índice base 100 = 2003 y tasa anual acumulativa .....	<b>60</b>
<b>Gráfico II. II.</b> Demanda de energía eléctrica total por agente del MEM, 2007-2018. En GWh.....	<b>61</b>
<b>Gráfico II. III.</b> Evolución de la demanda de energía eléctrica según tipo de demanda, 2015-2018 (en GWh y %).....	<b>62</b>
<b>Gráfico II. IV.</b> Evolución interanual de la demanda de energía eléctrica total y residencial, septiembre 2018 a septiembre 2019 (en porcentajes).....	<b>63</b>
<b>Gráfico II. V.</b> Demanda de energía eléctrica sobre el total país, 2018 (en porcentajes) .....	<b>65</b>
<b>Gráfico II.VI.</b> Venta de energía eléctrica de la provincia de Buenos Aires según agente distribuidor, 2015-2018 (en GW/h).....	<b>68</b>

### CAPÍTULO IV

<b>Gráfico IV.I.</b> Evolución del precio del Kwh por empresa, 2015-2019 (en pesos y porcentajes).....	<b>88</b>
--	-----------

## CAPÍTULO V

<b>Gráfico V.I.</b> EDENOR. Evolución de los ingresos, el Valor Agregado de Distribución (VAD) y el Resultado Operativo, 2015-2018 (en millones de pesos).....	<b>101</b>
<b>Gráfico V. II.</b> EDENOR. Evolución de los ingresos y el costo de la energía, 2015-2018 (en millones de pesos).....	<b>102</b>
<b>Gráfico V. III.</b> EDENOR. Evolución del Valor Agregado de Distribución (VAD), 2015-2018 (en millones de dólares y en U\$S /Mwh).....	<b>103</b>
<b>Gráfico V. IV.</b> EDENOR. Evolución de las inversiones en planta y equipos, 2015-2018 (en millones de dólares) .....	<b>104</b>
<b>Gráfico V.V.</b> EDENOR. Evolución del Resultado Neto y los gastos financieros, 2015-2018 (en millones de pesos) .....	<b>105</b>
<b>Gráfico V.VI.</b> EDENOR. Evolución del endeudamiento con organismos públicos, 2015-2018 (En millones de pesos y como % del Pasivo) .....	<b>107</b>
<b>Gráfico V.VII.</b> EDESUR. Evolución de los ingresos, el Valor Agregado de Distribución (VAD) y el Resultado Operativo, 2015-2018 (en millones de pesos).....	<b>111</b>
<b>Gráfico V. VIII.</b> EDESUR. Evolución de los ingresos y el costo de la energía, 2015-2018 (en millones de pesos) .....	<b>112</b>
<b>Gráfico V. IX.</b> EDESUR. Evolución del Valor Agregado de Distribución (VAD), 2015-2018 (en millones de dólares y en U\$S/Mwh).....	<b>113</b>
<b>Gráfico V.X.</b> EDESUR. Evolución de los Gastos Financieros y el Resultado Neto, 2015-2018 (en millones de pesos).....	<b>114</b>
<b>Gráfico V. XI.</b> EDESUR. Evolución del endeudamiento con organismos públicos, 2015-2018 (en millones de pesos y como % del Pasivo) .....	<b>115</b>
<b>Gráfico V.XII.</b> EDESUR. Evolución de las inversiones en planta y equipos (en millones de dólares) .....	<b>117</b>
<b>Gráfico V. XIII.</b> EDELAP. Evolución de los ingresos, el VAD y el Resultado Operativo, 2015-2018 (3T) (en millones de pesos).....	<b>120</b>
<b>Gráfico V. XIV.</b> EDELAP. Evolución de los ingresos y el costo de la energía, 2015-2018(en millones de pesos).....	<b>121</b>
<b>Gráfico V. XV.</b> EDELAP. Evolución del Valor Agregado de Distribución (en millones de dólares y dólares/Mwh).....	<b>122</b>
<b>Gráfico V. XVI.</b> EDELAP. Evolución del Resultado Neto y los gastos financieros (en millones de pesos) .....	<b>123</b>
<b>Gráfico V. XVII.</b> EDELAP. Evolución del endeudamiento con organismos oficiales, 2015-2018 (en millones de pesos y como % del Pasivo) .....	<b>124</b>
<b>Gráfico V. XVIII.</b> EDELAP. Evolución de las inversiones en planta y equipos (en millones de dólares) ...	<b>125</b>
<b>Gráfico V. XIX.</b> EDEA. Evolución de los ingresos, el Valor Agregado de Distribución (VAD) y el Resultado Operativo, 2015-2018 (en millones de pesos).....	<b>128</b>
<b>Gráfico V. XX.</b> EDEA. Evolución de los ingresos y el costo de la energía, 2015-2018 (en millones de pesos).....	<b>129</b>
<b>Gráfico V.XXI.</b> EDEA. Evolución del Valor Agregado de Distribución (en millones de dólares y U\$S/Mwh) .....	<b>130</b>
<b>Gráfico V. XXII.</b> EDEA. Evolución del Resultado Neto y los Gastos Financieros (en millones de pesos) ..	<b>131</b>
<b>Gráfico V. XXIII.</b> EDEA. Evolución del endeudamiento con organismos oficiales (en millones de pesos y como % del Pasivo) .....	<b>132</b>
<b>Gráfico V. XXIII.</b> EDEA. Evolución de las inversiones en planta y equipo (en millones de dólares) .....	<b>133</b>

## **RESUMEN EJECUTIVO**

La irrupción de Cambiemos en el escenario político nacional con el triunfo electoral en el año 2015, implicó, entre otras cosas, la reedición del régimen de acumulación centrado en la valorización financiera y, como consecuencia, el abandono de las políticas de desendeudamiento, crecimiento industrial y fomento del mercado interno que caracterizaron al ciclo político de gobiernos kirchneristas.

En el sector eléctrico, el gobierno de Cambiemos implementó, en la Nación y en la provincia de Buenos Aires, una política caracterizada por el incremento exponencial de las tarifas y un notable relajamiento de los controles a las empresas concesionarias. En este marco, la decisión de analizar los efectos de la política regulatoria y tarifaria del gobierno de Cambiemos en la distribución eléctrica de la provincia de Buenos Aires se fundamenta, principalmente, en la importancia que asume este mercado en el marco de la demanda de energía eléctrica a nivel nacional. El Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) se ubica claramente como la jurisdicción de mayor demanda de energía eléctrica de todo el país, concentrando el 37% de la demanda nacional. En tanto, la provincia de Buenos Aires se ubica en el segundo lugar, explicando el 11,2% de la misma. Sin embargo, si a la demanda bonaerense le sumamos la demanda de energía eléctrica de los partidos que conforman el AMBA, nos encontramos con que la demanda total de la provincia de Buenos Aires representa el 38% de la demanda de todo el país.

Los principios regulatorios que rigen la actividad eléctrica a nivel nacional emanan directamente del diseño del programa de privatizaciones de los servicios públicos implementado durante la década de 1990, el cual implicó para el Estado el desarrollo de nuevas competencias regulatorias, distintas a las tradicionales que se correspondían con la intensa actividad estatal en los mercados. De esta manera, las funciones de regulación se constituyeron como parte de las funciones de mayor centralidad entre los nuevos roles del Estado, siendo la contracara de esta nueva centralidad del Estado la captura institucional del organismo regulador, el cual se constituyó en uno de los principales problemas del esquema regulatorio de monopolios naturales.

Desde esta perspectiva, en los noventa la virtual captura de los organismos reguladores por parte de las concesionarias del sector eléctrico habilitó, entre otras cosas, la permanente reformulación de los contratos de concesión y los marcos regulatorios, la aceptación de la eliminación de impuestos y la dolarización de las tarifas, entre otros beneficios. En cambio, podría afirmarse que la trayectoria sectorial durante los gobiernos kirchneristas se encuadró dentro del inusual tipo de captura institucional del regulador por parte de los usuarios, situación que se caracteriza por el congelamiento de las tarifas, entre otras políticas. Durante este período, el impulso de esquemas tarifarios de promoción social y económica vinculados con políticas públicas de distribución del ingreso, coincidió con la interrupción del régimen de valorización financiera como lógica primaria para el funcionamiento de la economía argentina.

Si bien el nuevo escenario inaugurado por Cambiemos en 2015 podría definirse como la clásica captura de los órganos reguladores por parte de las empresas concesionarias con el objetivo de garantizar un incremento exponencial de las tarifas y el relajamiento de los controles, la experiencia implementada presenta rasgos de cierta originalidad que aportan al desarrollo de la teoría sobre regulación económica.

Con el objetivo manifiesto de garantizar los fondos para inversiones y reducir drásticamente los subsidios sectoriales, el programa tarifario consistió fundamentalmente en la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) tanto para las distribuidoras bonaerenses como para EDENOR y EDESUR, y en la implementación de una fuerte política de quita de subsidios a la generación eléctrica a nivel nacional.

Esta última, consistió básicamente en trasladar progresivamente a los usuarios el costo total de la generación de energía. En este sentido, el gobierno partió de un escenario en el cual a diciembre de 2015 el Estado nacional subsidiaba el 86% del costo de la generación eléctrica suministrada a todo el país. El fuerte ajuste implementado llevó dicha relación al 33% en diciembre de 2017, infundiendo un enorme daño en el aparato productivo de la Argentina y en las economías de los hogares como resultado del aumento exponencial del precio de la energía que supuso. Sin embargo, a pesar del abrupto incremento de precios, la política de quita de subsidios resultó contradictoria con la creciente dolarización del ingreso de los generadores impulsada por la Secretaría de Energía (Resolución 21/2016, Resolución 19/2017, Resolución 287 -E-/2017, y

distintos contratos para la generación de energías renovables, entre otras). Como consecuencia de ello, la variación abrupta del tipo de cambio y el crack macroeconómico evidenciado a partir de mayo de 2018 invirtió los términos hasta ese momento alcanzados. Así, en septiembre de 2019 el Estado nacional pasó a subsidiar el 46% del costo total de la generación eléctrica. En rigor, la política implementada garantizó una fenomenal transferencia de ingresos desde el sector productivo y las economías domésticas a las compañías generadoras. Según la programación estacional de CAMMESA para noviembre 2019- abril 2020, el subsidio a la generación eléctrica alcanzará en promedio durante ese semestre el 41% del costo total, dependiendo centralmente de la política cambiaria adoptada por el nuevo gobierno.

La combinación de la quita de subsidios a la generación eléctrica y el incremento de los ingresos de las distribuidoras contemplado en las revisiones tarifarias implicaron un aumento sideral de las tarifas para los usuarios de la provincia de Buenos Aires. Si bien los aumentos afectaron notablemente a todas las categorías tarifarias, el segmento residencial resultó particularmente perjudicado.

Si bien la quita de subsidios a la generación eléctrica resulta un elemento de relevancia para explicar el exponencial aumento de las tarifas eléctricas en esta jurisdicción, el incremento de los ingresos de las distribuidoras aprobado en el marco de la Revisión Tarifaria Integral constituye el otro elemento central para explicar el fenómeno. En el caso de EDENOR y EDESUR, el desempeño económico registrado en el año 2015 resultó más que satisfactorio, como resultado de los elevados subsidios directos recibidos por parte del Estado nacional. En este marco, el programa tarifario aplicado por el gobierno de Cambiemos consistió en la quita abrupta del subsidio, garantizando a las distribuidoras un Valor Agregado de Distribución -VAD- (en dólares) por MWh distribuido similar al de 2015. En tanto, en el caso de las distribuidoras provinciales, el ajuste tarifario les permitió mejorar notablemente sus ingresos genuinos, superando los registros de las concesionarias metropolitanas.

Paradójicamente, a pesar del crecimiento exponencial de sus ingresos, en la mayoría de los casos analizados la evolución de las inversiones presenta niveles inferiores a los registrados en el año 2015. Las distribuidoras metropolitanas, si bien presentan una disminución de la inversión a lo largo del período estudiado, el desempeño de EDESUR

ilustra claramente una política de ajuste abrupto de la inversión en un contexto de fuerte incremento de los ingresos. Por su parte, las concesionarias provinciales a pesar de registrar una recomposición de ingresos notablemente superior a las distribuidoras metropolitanas, presentan un desempeño paupérrimo en términos de inversiones.

Además del brusco ajuste de la inversión, el elevado endeudamiento con organismos oficiales resultó ser otro elemento central de la estrategia adoptada por las distribuidoras eléctricas durante este período. En el caso de las distribuidoras metropolitanas, además del incremento sistemático del endeudamiento con el Estado, se destaca la negativa de las concesionarias a acordar un refinanciamiento de los crecientes compromisos. En este sentido, la ausencia de predisposición de EDENOR y EDESUR a pactar un plan de pagos con el Estado, respondió a una estrategia de presión en el marco de la demanda por parte de las distribuidoras por el congelamiento tarifario sostenido durante los gobiernos kirchneristas. Dicha política redundó en un crecimiento exponencial del volumen de los compromisos financieros con los organismos oficiales, afectando notablemente el desempeño operativo de las concesionarias. En efecto, el creciente peso de los intereses financieros erosionó sistemáticamente los resultados obtenidos por las compañías, a punto tal de colocar a EDESUR en una situación crítica, tanto en términos financieros como patrimoniales. Tal es así, que entre 2016 y 2018 EDESUR registró sucesivamente resultados acumulados negativos, situación que en 2018 se vio reflejada en un Patrimonio Neto negativo. En el caso de EDENOR, si bien su situación resulta relativamente más equilibrada, su desempeño operativo evidencia un notable deterioro, que se refleja en los resultados acumulados alcanzados por la concesionaria. Así mismo, la situación de esta compañía se encuentra agravada por el impacto del endeudamiento privado, incorporado por la concesionaria como una fuente alternativa de recursos.

En este marco, entre 2018 y 2019, contando con la activa colaboración del gobierno nacional EDENOR y EDESUR alcanzaron un acuerdo económico vinculado con la deuda con organismos oficiales. Realizado como parte del traspaso de la concesión y el control de la distribución eléctrica a la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA), el acuerdo implicó la condonación de buena parte de la deuda de las concesionarias, lo cual redundó en una ganancia extraordinaria para las compañías.



A diferencia de las distribuidoras eléctricas del área metropolitana, las concesionarias bonaerenses controladas por el grupo económico Desarrolladora Energética S.A. (DESA), aplicaron una estrategia de negociación con el Estado por la deuda con organismos oficiales, lo cual les permitió reducir los gastos financieros asociados. En buena medida, la negociación de la deuda de las distribuidoras provinciales con el Estado nacional se enmarca en la urgente necesidad del grupo DESA de financiar los exorbitantes compromisos financieros (en moneda extranjera) tomados por el holding para adquirir las concesionarias bonaerenses. En este sentido, la mejora de la rentabilidad de las distribuidoras bonaerenses, originada tanto en el ajuste tarifario, la reducción del peso de los gastos financieros, y el ajuste de la inversión, fue destinada integralmente a financiar al holding.

En términos generales, a pesar de las diferentes estrategias adoptadas en el marco del creciente endeudamiento con los organismos oficiales, los resultados alcanzados redundaron en importantes beneficios para las concesionarias y gravosas condiciones para el Estado y los usuarios. En el caso de las distribuidoras metropolitanas, el acuerdo económico alcanzado implicó la condonación de buena parte de la deuda acumulada, en tanto que el refinanciamiento de la deuda otorgado por el Estado a las distribuidoras provinciales incluyó condiciones excepcionales que redundaron en importantes beneficios para las empresas. En todos los casos, la estrategia adoptada por las distribuidoras incluyó un fuerte ajuste de los fondos destinados a la inversión en la red eléctrica, situación que repercutió negativamente en la calidad del servicio.

Hasta aquí queda en evidencia que, en el marco del exponencial ajuste tarifario, las estrategias adoptadas tanto por las distribuidoras metropolitanas como por el holding que controla las distribuidoras provinciales responden a objetivos ajenos a los principios básicos que rigen la prestación del servicio de distribución eléctrica. En el caso del grupo DESA, quedó demostrado que la lógica adoptada en la administración de las concesiones estuvo determinada por las urgentes necesidades financieras de la compañía controlante, lo cual implicó, entre otras cosas, una fuerte retracción de la inversión de las concesionarias durante el período estudiado. En este punto resulta oportuno destacar que entre 2016 y 2017, el grupo DESA adquirió las cuatro concesionarias eléctricas de la provincia de Buenos Aires, integrando horizontalmente el segmento de la distribución eléctrica provincial. Esta situación lesiona de hecho el

marco regulatorio vigente, y tiene como antecedente directo la desinversión ordenada en 1999 por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) al grupo español ENDESA, el cual había avanzado sobre el control accionario de EDENOR y EDESUR.

En el caso de las distribuidoras metropolitanas, ambas empresas se encuentran bajo el control de dos importantes grupos económicos (Pampa Energía y ENEL) que presentan un elevado grado de integración en el sector eléctrico. Si bien los actuales titulares de las concesiones del área metropolitana accedieron a la propiedad de las empresas de distribución eléctrica varios años después de su privatización, el control de las concesiones por parte de grandes conglomerados económicos puede rastrearse en el diseño e implementación de la política de privatización, el cual garantizó la transferencia de los servicios públicos a un conjunto reducido de grandes agentes económicos con un poder decisivo sobre la determinación de la estructura de precios y rentabilidades relativas del conjunto de la economía argentina.

Como consecuencia de esta circunstancia, la estrategia adoptada para la administración de las concesiones responde a los objetivos globales fijados por la conducción de cada conglomerado. Además de los beneficios económicos alcanzados, el control de las distribuidoras representa -tanto para Pampa Energía como para ENEL- el sostenimiento de un importante poder de mercado en el segmento de la distribución eléctrica. De esta manera, mientras ambos grupos económicos registraron importantes beneficios en distintos segmentos del sector eléctrico (en particular en la generación eléctrica), el mantenimiento de un delicado equilibrio económico y financiero de las empresas distribuidoras, impone un escenario de negociación que exige al Estado continuar con los ajustes tarifarios o, en su defecto, implementar distintas políticas de rescate económico y financiero en defensa del servicio público.

En 2019, se inició un complejo proceso de traspaso de jurisdicción de las distribuidoras metropolitanas a la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el cual encierra notables falencias regulatorias. En paralelo al apoyo a esta medida y habiendo obtenido la condonación de la deuda con el Estado mediante el acuerdo económico anteriormente mencionado, EDENOR y EDESUR iniciaron un nuevo ciclo de endeudamiento, esta vez con el sector privado.

Tanto a nivel sectorial como en el segmento de la distribución eléctrica de la provincia de Buenos Aires, la política aplicada por la administración nacional y provincial de Cambiemos presenta resultados notablemente negativos que demandan una urgente intervención de la política pública. En este sentido, a nivel regulatorio, la política impulsada implicó el quiebre permanente del marco básico de funcionamiento sectorial, situación que requiere una recomposición de los organismos reguladores y el restablecimiento de las pautas de funcionamiento básico de este mercado regulado. En este punto resulta central revisar las condiciones de funcionamiento del holding DESA en la provincia de Buenos Aires, estudiando la posibilidad cierta de instruir la desinversión del grupo en, por lo menos, una de las cuatro concesionarias bonaerenses. A su vez, en relación al traspaso de la concesión, regulación y control de EDESUR y EDENOR, dadas las múltiples inconsistencias regulatorias e incluso constitucionales, se impone la revisión integral del proceso, contemplando la posibilidad de una regulación compartida entre el Estado nacional y las jurisdicciones sub-nacionales. Finalmente, la evidente contradicción entre las estrategias económicas y financieras de las empresas concesionarias con los objetivos básicos de la prestación del servicio público, requiere una intervención consistente de los organismos de control imponiendo el reordenamiento de las prioridades para la administración del servicio concesionado. En este sentido, el abandono de la lógica financiera deberá apuntar en una mejora sustancial tanto de los niveles de inversión como de la calidad del servicio.

## **INTRODUCCIÓN.**

El ascenso de la alianza Cambiemos a la presidencia de la Nación y a la gobernación bonaerense en diciembre de 2015 significó el inicio de una nueva etapa política en la Argentina, a partir de la cual se puso en marcha una particular modalidad del patrón de acumulación de capital sustentado en la valorización financiera<sup>1</sup>. De esta manera, Cambiemos impulsó a nivel nacional y provincial un rediseño del Estado fundado en la aplicación de un persistente ajuste presupuestario y la redefinición de las formas y alcances de la política pública en aspectos centrales del bienestar y desarrollo social. En materia económica, la redefinición de las políticas públicas introdujo una regresiva redistribución del ingreso, y profundizó la desregulación de la actividad económica, la desindustrialización, y la consecuente fragmentación productiva, social y territorial tanto a nivel nacional como provincial (Basualdo, E. y otros, 2019: 12). Como consecuencia de esto, el mercado de la distribución eléctrica de la provincia de Buenos Aires ha sufrido importantes transformaciones durante la etapa. La política tarifaria, la concentración de la distribución eléctrica bajo jurisdicción provincial en un solo grupo económico y el traspaso de la concesión, la regulación y el control de EDENOR y EDESUR a la provincia de Buenos Aires y a la CABA, impusieron una reorganización del mercado de la distribución eléctrica que presenta serias contradicciones con las condiciones de funcionamiento de este mercado regulado.

En este marco, se propone un abordaje a las transformaciones operadas en el sector de la distribución eléctrica de la provincia de Buenos Aires a partir de una caracterización de la política regulatoria y tarifaria implementada por el gobierno nacional y provincial de Cambiemos y, en segunda instancia, un análisis de los efectos de esta política en términos de la organización del sector, y, específicamente, desde el punto de vista de la estrategia económica y financiera implementada por las principales distribuidoras.

---

<sup>1</sup> Nos referimos a un patrón de acumulación específico que se sustenta en la valorización financiera a través del endeudamiento externo y la fuga de capitales al exterior. En términos más específicos, el diferencial positivo entre la tasa de interés local y la internacional garantizan altas tasas de retorno en la esfera de las finanzas y provocaban, a su vez, el desaliento a la inversión productiva e industrial acarreado un largo proceso de desindustrialización (Basualdo, E. 2006: 128).

Como parte constitutiva del patrón de acumulación sustentado en la valorización financiera inaugurado por la última dictadura cívico-militar, el proceso de privatizaciones implementado durante la década de 1990 en la Argentina, impuso un nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico. Los fundamentos de la nueva organización sectorial, basados en la teoría económica neoliberal, postulaban la creación de mercados competitivos asignando un nuevo rol al Estado. En este sentido, en el **Capítulo I** de la presente investigación se propone, en primer lugar, un análisis de las características principales que otorga la teoría neoliberal a la función del Estado en mercados regulados, en los cuales existe una situación monopólica u oligopólica como consecuencia de la presencia de externalidades, indivisibilidades o de economías de escala.

Dada la relevancia que adquiere a los fines de esta investigación, se propone, en segundo lugar, un repaso por las principales características y etapas del proceso de privatizaciones implementado durante la década de 1990 en la Argentina, destacando la importancia de dicho proceso para la reconfiguración del poder económico. Con la intención de profundizar en el análisis del proceso de privatización de las empresas del sector eléctrico, en el tercer apartado del Capítulo I se propone una lectura del marco regulatorio que otorga funciones de regulación y control al Estado nacional, descentralizando el funcionamiento sectorial y habilitando la segmentación del sistema y la venta o concesión de las empresas que lo integran. En igual sentido, en el cuarto apartado se propone una lectura del proceso de privatización de las empresas públicas del sector eléctrico de la provincia de Buenos Aires, destacando el marco regulatorio vigente y la sintonía del mismo respecto al instaurado a nivel nacional.

A partir de las reformas implementadas, la trayectoria del sector eléctrico en general, y de la distribución eléctrica en particular, estuvo vinculada a los distintos regímenes de acumulación que caracterizaron a los proyectos políticos que gobernaron la Argentina. En este sentido, en el quinto apartado del Capítulo I se analizan los principales rasgos de la evolución de la industria eléctrica durante la década de 1990 tanto en términos de su configuración económica como en relación al desempeño de sus principales variables. Como parte constitutiva del análisis, en el sexto apartado se analiza en detalle los fundamentos utilizados por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) para establecer el principio de competencia por comparación como razonamiento

regulatorio para ordenar, en el año 2000, la desinversión del grupo español ENDESA en el segmento de distribución de energía eléctrica del AMBA. Finalmente, en el último apartado del Capítulo I se presenta una breve descripción del desempeño sectorial durante los gobiernos kirchneristas, destacando, por un lado, los principales cambios en la estructura económica sectorial iniciados a partir de la salida de la convertibilidad y el colapso del régimen de acumulación de valorización financiera. Por otro lado, ante el nuevo escenario macroeconómico, se propone un análisis del impacto de las políticas públicas vinculadas a los subsidios, a la expansión de las capacidades sectoriales, y la intervención de los principales precios del sector.

La relevancia de la provincia de Buenos Aires para el sector eléctrico a nivel nacional se aborda en el **Capítulo II** del presente estudio. Como consecuencia del diseño original del sistema eléctrico del AMBA y de la provincia de Buenos Aires, los distintos organismos y asociaciones sectoriales cuentan con información parcial sobre las características que presenta el sector eléctrico en esta jurisdicción. Como consecuencia de esto, en este segundo capítulo se propone una lectura agregada de la información disponible, destacando entre otras cosas la importancia de la demanda eléctrica de la provincia de Buenos Aires sobre el total nacional, la participación de cada una de las empresas distribuidoras sobre el total provincial, y la relevancia que adquieren las cooperativas para el sistema eléctrico provincial. Como apartado introductorio a la temática, se desarrolla también en este capítulo un sucinto análisis sobre la evolución y composición de la demanda eléctrica a nivel nacional durante los años de gobierno de Cambiemos, y en contraste con el desempeño de la misma durante los gobiernos kirchneristas.

Como parte constitutiva de las reformas sectoriales implementadas por Cambiemos, en el **Capítulo III** se analiza, en primer lugar, el proceso de concentración de las cuatro distribuidoras eléctricas bajo regulación de la provincia de Buenos Aires, en manos del grupo económico DESA. En este sentido, se destacan las importantes contradicciones con el marco regulatorio vigente, y el papel de los distintos organismos nacionales y provinciales intervinientes.

A su vez, el traspaso de la concesión y regulación de EDENOR y EDESUR a la provincia de Buenos Aires y a la CABA, constituye un hito de las reformas introducidas

por Cambiemos. En este sentido, en un segundo apartado del Capítulo III se analiza en detalle los distintos acuerdos firmados, destacando los impedimentos constitucionales que existen para habilitar el proceso en curso, y enfatizando las importantes violaciones al marco regulatorio vigente.

La política tarifaria fue un elemento central del programa sectorial aplicado por Cambiemos. Por esta razón, en el **Capítulo IV** se propone, en primero lugar, un sucinto análisis de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) realizada por el ENRE, en el caso de las distribuidoras metropolitanas EDENOR y EDESUR, y de la RTI impulsada por el gobierno provincial para las distribuidoras EDEA, EDEN, EDES y EDELAP. En segundo lugar, se propone un análisis del incremento de las tarifas entre 2015 y 2019, destacando el impacto sobre las principales categorías de consumo, y el desempeño de la calidad del servicio brindado por las concesionarias, teniendo en cuenta los nuevos parámetros fijados por la RTI.

En este marco, en el **Capítulo V** se analiza en detalle el impacto del aumento tarifario sobre la situación de las distribuidoras eléctricas de la provincia de Buenos Aires, destacando la evolución de los ingresos genuinos de las concesionarias y la participación del costo de la energía sobre los ingresos totales. A su vez, se detallan las distintas estrategias empresarias implementadas por las concesionarias, reflexionando, en este punto, sobre la ascendencia de las empresas holdings sobre la planificación de sus controladas.

Se analiza también la relevancia del endeudamiento con el Estado nacional para el funcionamiento de las concesionarias, y, en el caso de EDENOR y EDESUR, el impacto que tiene el acuerdo económico alcanzado con el Estado en el marco del proceso de transferencia de la concesión regulación de la actividad. Se analizan también los cambios de la situación económica y patrimonial de las empresas operados a partir del incremento sostenido de las tarifas, y los desafíos que en este sentido se presentan en el corto y mediano plazo.

Finalmente, en el **Capítulo VI** se propone una lectura integral de las reformas introducidas por Cambiemos, destacando las importantes contradicciones que presenta

con el marco regulatorio vigente y, en este sentido, los desafíos que se imponen en el corto y mediano plazo.

## **CAPÍTULO I. ANTECEDENTES. EL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ARGENTINA DESDE SU PRIVATIZACIÓN A LA ACTUALIDAD.**

### **Consideraciones preliminares**

A mediados de la década del setenta, se inicia a nivel mundial la crisis del paradigma económico keynesiano impulsado bajo la forma del Estado de Bienestar. Si bien su desencadenante fue la crisis del petróleo<sup>2</sup>, la “*edad dorada del capitalismo*” ya venía presentando signos de deterioro durante los últimos años de la década del sesenta.

La denominada crisis del petróleo aceleró un espiral inflacionario a nivel mundial, a la vez que garantizó una considerable transferencia de recursos hacia los países productores de petróleo, generando una notable liquidez en los circuitos financieros internacionales. Por otro lado, las tasas de crecimiento de crecimiento económico aminoraron su ritmo y el aumento del desempleo fue vertiginoso.

Durante este período se inició un fuerte proceso de transnacionalización del capital, a la vez que la caída de la tasa de ganancia en la producción industrial supuso el viraje de las inversiones hacia el mercado financiero internacional.

La crisis del fordismo y del Estado de Bienestar se tradujo en una reestructuración de la organización de la producción, mientras que el capital financiero pasó a ocupar un rol protagónico en la dinámica económica a nivel mundial. Por otro lado, el despliegue de la producción de las empresas transnacionales afectó el poder real y el rol de los Estados-Nación, impulsando importantes cambios en la regulación del mercado de trabajo (Pacciani, B. 2011: 72).

---

<sup>2</sup> En 1973 los países productores de petróleo (OPEP) aumentaron el precio del petróleo como respuesta al apoyo norteamericano a Israel (Guerra de Yom Kippur). Esta medida desencadenó una de las crisis económicas a nivel mundial más importantes del siglo veinte. Vale recordar que, en las décadas previas, el petróleo barato fue una de las bases de la expansión mundial del fordismo.



En este marco, el paradigma neoliberal se instala con fuerza en los países centrales (Margaret Thatcher en Gran Bretaña y Ronald Reagan en Estados Unidos) para luego expandirse al resto del mundo.

El impacto en América latina de esta nueva etapa del capitalismo mundial se manifestó de múltiples formas. Desde principios de los años setenta, Estados Unidos desplegó, tras su derrota en Vietnam, una frontal ofensiva contra los movimientos de liberación y los proyectos nacionalistas de desarrollo alentando una seguidilla de golpes militares en diferentes países latinoamericanos (Guerra, S. 1997: 57).

Las dictaduras del Cono Sur fueron el epicentro de esta política. El objetivo no sólo era aniquilar las fuerzas insurgentes, sino también asociar, mediante el endeudamiento externo, a los países de la región con un nuevo bloque de poder vinculado al capital trasnacional.

De este modo, desde fines de los años setenta y en particular durante la década de 1980, comenzó a gestarse en América Latina la impugnación a la estrategia económica caracterizada por la sustitución de importaciones y la centralidad del Estado en el funcionamiento de la economía. El estancamiento económico, el acelerado endeudamiento externo de las principales economías de la región y la persistencia de un proceso inflacionario, fueron el marco de oportunidad para la aplicación de las reformas estructurales neoliberales.

En la mayoría de los países de la región los esfuerzos de ajuste y estabilización incluyeron grandes cambios estructurales centrados en la liberalización y desregulación económica. Con la intención de sistematizar y formular los objetivos y tareas del nuevo programa, hacia fines de los años ochenta y principios de los noventa el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional (FMI) produjeron, a partir de los fundamentos neoliberales, un conjunto de propuestas de política económica que fueron presentadas bajo la denominación de Consenso de Washington (Williamson, 1990). Allí se estableció un conjunto de instrumentos de política destinados a resolver los problemas de inestabilidad de las economías latinoamericanas, entre los cuales se encontraban la privatización de las empresas públicas y la redefinición de las funciones y misiones del Estado nacional (Devlin, R. 1993: 156). El rediseño institucional “propuesto” por los

organismos internacionales en América Latina, presentaba como antecedente directo los procesos que desde principios de los años ochenta se iniciaron en Estados Unidos y el Reino Unido<sup>3</sup> (Fernández Ordoñez, M. 1999: 6).

Las reformas estructurales representaron un cambio abrupto respecto a las nacionalizaciones o a la creación de empresas públicas que tuvieron lugar a partir de la segunda posguerra, momento en el cual la función pública fue utilizada como instrumento regulatorio (Lahera, E. 1998: 7). En este sentido, el imperativo básico subyacente a las iniciativas de reestructuración llevadas a cabo en la mayoría de los países de la región, giró en torno a la superioridad del mercado sobre el Estado como mecanismo para optimizar la asignación de recursos en una sociedad. Consistiendo el proceso de privatización en la desvinculación del Estado de su rol de productor y proveedor de bienes y servicios (López, A. 1998: 381).

En este contexto, la teoría económica neoliberal brindó el marco ideológico y programático para la ejecución del proceso de privatizaciones, postulando que la creación de mercados competitivos permitiría alcanzar un incremento de la eficiencia económica, que a su vez redundaría en un mayor bienestar social. Siguiendo esta lógica, a diferencia del sector público, sometido a la lógica burocrática, las empresas privadas, expuestas a la disciplina de la competencia, alcanzarían mejores resultados económicos. Así, la lógica neoliberal asumía que en mercados competitivos "la competencia regula con eficacia el comportamiento de cada empresa y proporciona incentivos razonablemente buenos para la eficiencia interna y de asignación" (Vickers, J. y Yarrow, G. 1991: 66). La búsqueda por la maximización de las ganancias, la presión de los accionistas, y el efecto disciplinador del riesgo de quiebra, son algunos de los elementos que desde la perspectiva neoliberal hace que la gestión privada, a diferencia de la pública, resulte ser más eficiente (Britán, C. 1998: 32).

Desde esta perspectiva, la privatización de las empresas públicas resulta ser una condición necesaria, aunque no suficiente, para eliminar las ineficiencias en los mercados que ocupaba el Estado. Más importante aún que el tipo de propiedad de las empresas, resultaba la garantía de un entorno de competencia dentro del cual actúan las

---

<sup>3</sup> Para profundizar sobre las características del proceso de privatizaciones en Europa consultar Vickers, J. y Yarrow, G. (1991). En el caso de Estados Unidos, consultar Walters, A. (1991).

empresas traspasadas al sector privado (Laffont, J. y Tirole, J. 1993: 333). En este sentido, la sesión de propiedad no quitó al Estado la responsabilidad en el control del proceso, constituyendo a las funciones de regulación en las funciones de mayor significación entre los nuevos roles del accionar público.

La centralidad del Estado en este proceso consistió en un doble movimiento: concretar la desregulación de los mercados naturalmente competitivos y desmontar barreras artificiales a la entrada de competidores; y regular apropiadamente aquellos mercados dominados por monopolios naturales. Se entendía que en la medida en que la efectiva regulación o desregulación aumente la competencia, ella por sí misma aumentaría también la eficiencia. Así, la instauración del régimen de competencia hacía necesaria la creación de un órgano independiente que decida sobre los conflictos que se plantearan entre las actividades en competencia y las que subsisten en régimen de monopolio, protegiendo no sólo a los consumidores sino también a los nuevos entrantes en el mercado (Lasheras, M.A., 1999: 23).

El desarrollo de las competencias adecuadas en el sector público surgió como el principal desafío que acompañó el proceso de privatizaciones de empresas públicas en la región. De esta manera, las políticas de regulación adquirieron una nueva importancia y significación como resultado del proceso de reformulación de los papeles del Estado, el gobierno y la sociedad (Barrionuevo, A, 1998: 8). La típica manera de organizar estas funciones reguladoras fue creando entidades de muy variada denominación: entes reguladores, superintendencias, institutos, comisiones u otras por el estilo (Oszlak, O, y otros. 1998: 4).

En rigor, desde la perspectiva neoliberal la regulación pública se justificaba como resultado de los fallos que presentan los dos teoremas básicos de la economía del bienestar<sup>4</sup>, sobre los que se apoya la defensa de los mercados como mecanismo de

---

<sup>4</sup> Según esta perspectiva, el mercado se constituye como una institución que responde básicamente a los dos teoremas económicos conocidos como teoremas básicos de la economía de bienestar. El primer teorema afirma que, dejando en libertad a los agentes económicos para que intercambien bienes y servicios se consigue una asignación de recursos pareto-eficientes. Según este principio, los mercados competitivos conducen a asignaciones pareto-eficientes y la intervención pública resulta innecesaria. El segundo teorema sostiene que cualquier asignación pareto eficiente es alcanzable mediante

asignación de recursos<sup>5</sup>. En este sentido, la actividad de regulación consiste en definir un marco de actuación de los agentes económicos, las empresas reguladas y los consumidores, y en hacer que este marco se cumpla. De esta manera, la actividad de regulación se puede definir como la actividad pública de control de precios y de imposición de restricciones en el ejercicio de ciertas actividades económicas (Lasheras, M.A. 1999: 16).

Para que la competencia signifique la eliminación de rentas de monopolio o de información y, por tanto, unos precios eficientes, debe existir entre las empresas que configuran la oferta un nivel de rivalidad que influya en su conducta, obligándolas a ofertar precios y cantidades que conduzcan a unos excedentes del consumidor que hagan máximo el bienestar social. Esta rivalidad existe cuando hay suficientes empresas donde elegir y no existen costos para que el consumidor cambie efectivamente de suministrador. Si la rivalidad no afecta significativamente la conducta de las empresas en ganar ventas reduciendo precios o aumentando calidad, no proveerá la eficiencia económica (Lasheras, M. A. 1999: 148).

La definición del marco de actuación de los nuevos agentes económicos, una vez iniciado el proceso de privatizaciones en América Latina, implicó, entre otras cosas, la consideración respecto a la posibilidad de integración vertical en los sectores económicos donde el Estado se retiraba. Si bien, desde la perspectiva de los costos de producción la integración vertical es preferible siempre y cuando existan economías de escala, la separación de los distintos segmentos sectoriales se entendía que presentaba algunas ventajas para la regulación: 1. resulta eficiente en caso que el nivel de competencia efectiva no sea completo en la actividad en competencia; 2. elimina el incentivo que tienen las empresas integradas a elevar las tarifas de acceso a la red común; 3. reduce los costos de obtención de información por parte de las instituciones reguladoras (Lasheras, M.A. 1999: 162).

---

intercambios libres realizados por agentes económicos, partiendo de una asignación de recursos compatible con la que se desea alcanzar. Cualquier asignación que se crea socialmente justa puede ser alcanzada mediante mecanismos de mercado.

<sup>5</sup> Stiglitz, J. E. (1995) justifica la actividad del sector público también a partir de los fallos de los teoremas fundamentales de la economía del bienestar, aunque a diferencia de la perspectiva neoliberal va a afirmar que los fallos no son excepcionales sino más bien una regla general.

En el marco de lo expuesto, el presente capítulo se encuentra organizado en siete apartados que abordan distintos aspectos del proceso de transferencias de empresas públicas al sector privado en el marco de las reformas estructurales aplicadas. En este sentido, como parte constitutiva del análisis precedente y por la centralidad que adquiere en el marco de esta investigación, en el **Apartado I** se detallan las características que asume, desde la perspectiva neoliberal, la función del Estado en aquellas situaciones del mercado en donde debido a la presencia de externalidades, indivisibilidades o de economías de escala existe una ruptura de la competencia perfecta conduciendo a situaciones mono u oligopólicas.

En la Argentina, la aplicación del programa de privatizaciones contó con el apoyo de los distintos actores económicos y buena parte del sistema político. La existencia de un acuerdo tácito respecto a la necesidad de introducir un cambio profundo en el Estado a partir de un proceso que tuviera en cuenta fundamentalmente la obtención del equilibrio fiscal, la racionalización del aparato administrativo, la reestructuración del Estado empresario, y la supresión de normativas regulatorias estatales habilitó la aplicación del programa neoliberal. En el **Apartado II** se repasan las principales características y etapas del proceso de privatizaciones implementado durante la década de 1990. También se analiza la importancia de dicho proceso para la reconfiguración del poder económico de la Argentina en el marco del afianzamiento del régimen de acumulación centrado en la valorización financiera, inaugurado por la dictadura cívico militar de 1976.

Con la intención de profundizar en el análisis del proceso de privatización de las empresas del sector eléctrico, en el **Apartado III** se propone una lectura del marco regulatorio que otorga funciones de regulación y control al Estado nacional, descentralizando el funcionamiento sectorial y habilitando la segmentación del sistema y la venta o concesión de las empresas que lo integran. Como parte relevante de esta investigación, en el **Apartado IV** se propone una lectura del proceso de privatización de las empresas públicas del sector eléctrico de la provincia de Buenos Aires, destacando el marco regulatorio vigente y la sintonía del mismo respecto al instaurado a nivel nacional.

Como parte del análisis de los antecedentes de la situación actual del sector eléctrico, en el **Apartado V** se analizan los principales rasgos de la evolución de la industria eléctrica durante la década de 1990 tanto en términos de su configuración económica como en relación al desempeño de sus principales variables.

Hacia fines de la década de 1990, en el contexto de una fuerte tendencia a que la propiedad de las empresas del sector eléctrico quede en manos de unos pocos grupos económicos, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) obligó al grupo español ENDESA a desinvertir en el sector de la distribución eléctrica metropolitana. Dada la relevancia que adquiere en el actual contexto del sector eléctrico de la provincia de Buenos Aires donde las cuatro empresas distribuidoras son controladas por el grupo económico DESA, en el **Apartado VI** se analiza en detalle los fundamentos utilizados por el organismo regulador para establecer el principio de competencia por comparación como razonamiento regulatorio para establecer la desinversión.

Finalmente, en el **Apartado VII** se presenta una breve descripción del desempeño sectorial durante los gobiernos kirchneristas, destacando, por un lado, los principales cambios en la estructura económica sectorial iniciados a partir de la salida de la convertibilidad y el colapso del régimen de acumulación de valorización financiera. Por otro lado, ante el nuevo escenario macroeconómico, se propone un análisis del impacto de las políticas públicas vinculadas a los subsidios, a la expansión de las capacidades sectoriales, y la intervención de los principales precios del sector.

### **I.I. Los monopolios naturales y la acción reguladora del Estado.**

De acuerdo con los criterios tradicionales aportados por la teoría de la regulación económica, la intervención del Estado en el funcionamiento de los servicios públicos se justifica siempre y cuando se presenten o se identifiquen las fallas señaladas en los teoremas básicos de la economía del bienestar. Es decir, cuando la disciplina de la competencia falla, los Estados deben reforzar los controles sobre los servicios públicos que se traspasan al sector privado. En este sentido, la presencia de externalidades, indivisibilidades o de economías de escala generalmente llevan a la ruptura de las

condiciones de competencia perfecta, conduciendo a situaciones mono u oligopólicas, donde el número óptimo de proveedores de un bien es uno y la actuación de muchos productores sería ineficiente (Felder, R. y otros., 1999: 7).

En base a los principios mencionados, la actividad regulatoria del Estado apunta a la creación de condiciones lo más semejantes posible a las de mercado para la operación de las empresas, siendo las actividades principales la protección e información de los consumidores, y la reglamentación de tarifas y de calidad de servicio (Lahera, E. 1998: 20). En este sentido, una efectiva capacidad regulatoria del Estado supone la existencia de un marco normativo adecuado, equipos técnicos con destacada formación y una institucionalidad que garantice la efectividad del regulador. Si bien existen numerosas definiciones sobre la regulación estatal de los servicios públicos<sup>6</sup>, la misma puede sintetizarse como una actividad indelegable del Estado que, amparándose en una normativa que da fuerza ejecutiva y legítima, apunta a incidir en el comportamiento económico de instituciones privadas o públicas con el objetivo de preservar un interés social específico (Oszlak, O. 2004: 3).

En esta clave, si bien la política regulatoria abarca múltiples dimensiones, se pueden señalar dos grandes aspectos de la intervención pública. Los mismos refieren a una regulación estructural –que apunta al funcionamiento general de una industria o sector– y la regulación de conductas –que afecta la acción de las empresas de un sector o segmento industrial determinado (Lahera, E. 1998: 18). En el primer caso, el Estado busca evitar opciones de negocios que puedan ser deseables desde el punto de vista de la empresa, pero que no lo sean desde el punto de vista del público y que son difíciles de regular mediante el control de conductas. En tanto, en el segundo caso, se apunta al mantenimiento del marco de competencia (Lahera, E. 1998: 19).

Si bien existe cierto consenso en que los objetivos de la regulación se deben basar exclusivamente en razones económicas, algunos autores entienden que las normas regulatorias deben garantizar a la población el acceso a los servicios, sin descuidar la reglamentación sobre un conjunto de aspectos como la protección ambiental, la seguridad de los productos, el derecho a la información o la participación ciudadana,

---

<sup>6</sup> Ver: Mitnick (1980); Stigler (1981); Selznick (1985); Devlin R, (1993); Majone y La Spina (1993); Lahera, E. (1998); entre otros.

que constituyen "efectos colaterales" o "características externas" de las actividades económicas (Majone G. y otros, 1993: 227). En este sentido, la regulación social apunta a corregir un espectro de efectos colaterales o características externas de las actividades económicas a fin de proteger los derechos de la ciudadanía (López, A. 1998: 380). Es decir, para estos autores, además de contemplar consideraciones de eficiencia económica, la acción del Estado debe abarcar el problema de la regulación y control desde una perspectiva económica y social (López, A. 1998: 384).

La sesión de propiedad de las empresas de servicios públicos obliga al Estado a desarrollar nuevas competencias regulatorias, distintas a las tradicionales que se correspondían con la intensa actividad estatal en los mercados. De esta manera, las funciones de regulación se constituyen como parte de las funciones de mayor significación entre los nuevos roles del Estado. Así, la actividad regulatoria no se limita a la actuación de los entes de control, sino que alcanza a un conjunto institucional mucho más abarcativo, incluyendo los ministerios o secretarías de tutela, órganos legislativos y de control gubernamental, defensorías ciudadanas de usuarios o de la competencia, organizaciones de la sociedad civil que asumen la defensa de usuarios, entre otras. (Oszlak, O. 2004: 13)

Si bien el proceso de privatizaciones remite a la desregulación en un sentido amplio, en América Latina el traspaso al sector privado de las empresas del Estado no estuvo acompañado por la "desmonopolización" de determinados servicios públicos. Esta situación responde básicamente a que determinadas tecnologías imponen una función de costos según la cual resulta más caro producir la cantidad demandada de un determinado bien o servicio por dos o más empresas que por una sola (Lasheras, M.A. 1999: 23). La existencia de monopolios naturales, en sectores como las telecomunicaciones o el sector eléctrico, representa desde la perspectiva de la economía del bienestar, una falla de mercado que debe ser regulada por el Estado con el objetivo de evitar un precio excesivo y permitir una mayor utilización social de los bienes o de los servicios producidos. Es decir, al no existir condiciones competitivas se crea en estos mercados específicos un potencial abuso de la posición monopólica, el que puede afectar adversamente la eficiencia en la asignación de recursos, la competitividad de la industria y el bienestar de los consumidores, que demanda la regulación pública. Sin embargo, es importante destacar que en la actualidad la administración privada de



monopolios naturales despierta numerosos interrogantes, dado que según la experiencia que arrojó el proceso de privatización de empresas públicas en Gran Bretaña, distintos países de Europa y el continente americano, la administración privada de empresas en contextos no competitivos o sólo parcialmente competitivos, no siempre resultó ser más eficiente que la administración del Estado (Vickers, J. y Yarrow, G. 1991: 510)<sup>7</sup>.

En este marco, la principal herramienta para la intervención del Estado en el desarrollo de actividades monopólicas refiere a la regulación de los precios, aunque también se contemplan otras formas de intervención relacionadas al cumplimiento técnico, económico o de información en el ejercicio de las actividades reguladas. En general, para evitar la existencia de subsidios cruzados y la persistencia de cierta ineficiencia encubierta, el regulador tiende a mantener la separación de actividades desarrolladas en entornos competitivos de aquellas que retienen características monopólicas. En igual sentido, existe cierto consenso sobre un principio básico de la regulación estatal de los servicios públicos vinculado con la necesidad de evitar la integración horizontal de las actividades privatizadas, dado que a cuanto mayor concentración horizontal exista, más difícil resultará la actividad de regulación. En este sentido, una de las principales dificultades que han encontrado las experiencias de reestructuración del sector eléctrico en el mundo ha sido el ejercicio de poder de mercado derivado de los altos índices de concentración empresarial (Lasheras, M. A. 1999: 142). Adicionalmente, la desintegración horizontal facilita las tareas de control del regulador, dado que habilita establecer comparaciones de costos entre las distintas estructuras empresarias.

Dado que la regulación de los precios es uno de los elementos centrales de la intervención del Estado en mercados no competitivos, los modelos regulatorios aplicados en el marco del proceso de privatizaciones se caracterizan por proponer distintas formas de regulación tarifaria que pueden sintetizarse en cuatro metodologías distintas. La primera de ellas consiste, básicamente, en la creación de una agencia antimonopólica encargada de monitorear la actividad de la empresa en posición dominante. La segunda, la definición tarifaria según el costo del servicio, es un modelo muy utilizado en Estados Unidos y obliga al concesionario a solicitar autorización al organismo regulador toda vez que se proponga aplicar un aumento tarifario. Dicha

---

<sup>7</sup> Ver también: Laffont y Tirole (1993), Lahera, E., (1997), Fernández Ordoñez, M. (1999), entre otros.

solicitud debe ir acompañada por el análisis de la variación de costos de operación y capital que justifican el aumento para que el regulador audite la información y autorice, o no, el incremento tarifario solicitado<sup>8</sup>.

La regulación tarifaria por índices de precios (o Price Cap), es el tercer modelo regulatorio, utilizado en el Reino Unido y distintos países de América Latina, y consiste en fijar un techo a los precios del monopolio por un período de cinco años, reajustándose dentro del período por el índice de precios (RPI)<sup>9</sup> menos un factor X, que representa una estimación ex ante de los aumentos de eficiencia de la empresa. En este sentido, este modelo no regula directamente la tasa de beneficio obtenida por la empresa, sino que apunta a garantizar, cada un determinado período de tiempo, la transferencia a los usuarios de las mejoras en eficiencia. Es decir, la autoridad regulatoria se limita a exigir el cumplimiento de una serie de metas de calidad del servicio, aplicando sanciones económicas en caso de verificarse el incumplimiento de los resultados previstos.

En definitiva, el modelo de Price Cap busca promover la eficiencia del concesionario por medio de una tarifa máxima ajustada automáticamente en relación a la evolución de la economía, y que es revisada periódicamente, en general cada cinco años. Con este criterio se da una señal predecible de la evolución de las tarifas, a la vez que se busca mantener el poder adquisitivo del inversor en el mercado local.

El cuarto modelo regulatorio denominado Modelo de Empresa eficiente fue desarrollado y aplicado en Chile. Al igual que el modelo de Price Cap, consiste en un sistema de precios máximos, con la diferencia que propone una revisión periódica de acuerdo a un modelo explícito que intenta acotar al máximo el margen de discrecionalidad del organismo regulador.

---

<sup>8</sup> También es denominada “Regulación según tasa de retorno”. Ver: Lasheras, Miguel Angel (1999).

<sup>9</sup> El RPI representa la tasa de inflación, medida por el índice de precios minoristas (Retail Price Index en el Reino Unido), también identificado como CPI (por las siglas de Consumer Price Index en Estados Unidos).

Como parte de la estrategia regulatoria, los países que implementaron el programa de privatizaciones establecieron la declaración de servicio público<sup>10</sup> de aquellas actividades desarrolladas en un contexto monopólico. Esto permitió la extensión de ciertas facultades públicas al ámbito de lo privado.

Más allá del diseño institucional utilizado, la capacidad reguladora del Estado supone siempre la existencia de un marco normativo adecuado, equipos técnicos de alto nivel y una institucionalidad que garantice la efectividad del regulador y demás organismos estatales intervinientes (Lahera, E. 1998: 23). En este sentido, el “déficit de capacidad institucional” consiste en una limitada respuesta de la autoridad regulatoria a las misiones y funciones que se propone como tal (Oszlak, O. 2004: 2). Fundamentalmente, esta deficiencia se encuentra asociada a variables de contexto, a las características de los recursos humanos con los que cuenta, al marco normativo, o simplemente a los comportamientos individuales de sus directivos (Oszlak, O. 2004: 16).

Además de las dificultades con las que se encuentra la Autoridad regulatoria para desempeñar satisfactoriamente sus misiones y funciones, la experiencia reciente señala por lo menos dos grandes problemas que enfrenta el Estado para la regulación de los mercados no competitivos (Oszlak, O. 2004: 41). El primero de ellos refiere al acceso de la información adecuada sobre las empresas reguladas. Entre el regulador y el regulado existen asimetrías de información sobre, por ejemplo, los costos eficientes de operación e inversión de la empresa. Esta situación dificulta enormemente el proceso de fijación tarifaria y de calidad de los servicios. En este sentido, como fuera señalado anteriormente, la desintegración horizontal resulta ser una herramienta central para la intervención pública, en tanto permite comparar el desempeño económico de dos o más estructuras empresarias de características similares, en un marco regulatorio común.

La captura del organismo regulador es señalada por distintos autores como la principal falla del esquema de regulación (Oszlak, O. 2004; Britán, C. 1998; Lasheras, M. A. 1999; entre otros). La presión de los grupos de interés asociados a las empresas

---

<sup>10</sup> El término servicio público proviene del derecho administrativo francés. Resulta ser un término ambiguo y difícil de definir con precisión. Nace a finales del siglo XIX como un concepto capaz de justificar la intervención del Estado en un terreno, el económico y el empresarial, que en un principio quedaba vedado a la actuación privada. Ver: Lasheras, M. A. (1999).

reguladas, los frecuentes contactos entre regulados y reguladores, y la comunidad de intereses que existe entre empresarios y trabajadores de la industria regulada permiten que en muchos casos el regulador sea influido y responda en mayor medida a los intereses de los regulados que a los de los consumidores. Un riesgo simétrico al anterior, aunque parece darse con menos frecuencia, es que los reguladores sean capturados por los usuarios, lo que puede conducir a fijar tarifas sin justificación económica, poniendo en peligro el futuro de la respectiva industria (Lahera, E. 1998: 21).

La captura institucional resulta ser entonces un problema central del esquema regulatorio de monopolios naturales. En buena medida, esto responde a que las empresas reguladas encuentran más rentable dedicar recursos o esfuerzos a influir en las decisiones del regulador (por ejemplo, mediante estudios técnicos que fundamenten la defensa de sus intereses), que en otro tipo de actividad. Por esta razón, existe un conjunto de acciones institucionales que apuntan a mantener las capacidades del regulador y evitar la conformación de esquemas distorsivos (Ordoñez, R. 1999: 6). La creación de un órgano de defensa de la competencia sobre el cual recaen las decisiones finales sobre operaciones empresarias representa tal vez la principal herramienta para descomprimir la presión privada sobre el regulador. Por otro lado, el otorgamiento de amplias facultades de acceso a la información de las empresas por parte del organismo de control apunta a disminuir las asimetrías de información existentes. En esta línea, la transparencia de la información resulta ser un elemento central para la regulación sectorial, dado que brinda herramientas concretas a los usuarios para exigir una regulación adecuada. Si se los priva de la información, no pueden verificar el accionar adecuado del regulador. Finalmente, debe existir cierto temor a la sanción del regulador por parte de los regulados. Es muy difícil que un regulador pueda llevar adelante su tarea si el poder real de sanción no existe.

### **I.II. La política de privatizaciones en la Argentina.**

La irrupción en el escenario económico internacional del neoliberalismo durante la década de 1970, coincidió en la Argentina con el golpe de estado de 1976 y la

imposición de un nuevo patrón de acumulación para la economía local. Efectivamente, con la última dictadura militar la valorización financiera del capital se impuso como nuevo patrón de acumulación, desplazando la dinámica industrial de la economía argentina sustentada en la sustitución de importaciones. El nuevo funcionamiento impuesto a la economía argentina se extendió hasta el año 2001 e implicó transformaciones estructurales para la organización de la sociedad y la economía argentina (Basualdo, E. 2011: 470).

Una década después del golpe de Estado, hacia fines de los años ochenta, la Argentina atravesaba una crisis económica y social de gran envergadura. En este marco, las distintas fracciones del poder económico pugnaban por imponer las condiciones para la normalización del funcionamiento de la sociedad argentina y su economía. Por un lado, los acreedores externos exigían al Estado el pago de servicios e intereses de la deuda externa (el país se encontraba en default desde principios de 1988). Por otro lado, los grupos económicos locales reclamaban por el mantenimiento de la subvención estatal en sus distintos formatos (promoción industrial, estatización de la deuda externa privada, sobrepuestos en las compras estatales, etc.) (Azpiazu, D. 2002: 9). A pesar de estas diferencias, existía un acuerdo tácito respecto la necesidad de introducir un cambio profundo en el Estado a partir de un proceso que tuviera en cuenta fundamentalmente la obtención del equilibrio fiscal, la racionalización del aparato administrativo, la reestructuración del Estado empresario, y la supresión de normativas regulatorias estatales (García Delgado, D. 1996: 2).

Implementada a comienzos de los años noventa por el entonces presidente Carlos Menem, la reforma del Estado apuntó a disminuir su tamaño de la administración nacional, manteniendo las funciones clásicas (justicia, seguridad, educación, administración) y anulando aquellas vinculadas con el Estado desarrollista, empleador y distribuidor. Enmarcadas en el paradigma neoliberal del Estado mínimo, las transformaciones de las funciones públicas impusieron además un cambio abrupto en el funcionamiento de la sociedad (García Delgado, D. 1996: 6).

La reforma del Estado utilizó como plataforma normativa la Ley N° 23.697 de Emergencia Económica y la Ley N° 23.696 de reforma del Estado, e impuso una transformación que se caracterizó por su rapidez y radicalidad, e implicó una abrupta

ruptura con el Estado de Bienestar y con la denominada matriz estado-céntrica, imponiendo el pasaje a una matriz de funcionamiento económico y social mercado-céntrica.

En este marco, el programa de privatizaciones desarrollado como parte del plan de reforma cumplió con un doble objetivo. Por un lado, fungió como solución de continuidad para el gobierno justicialista, dado que le garantizó al gobierno de Carlos Menem un contundente apoyo político de los grandes grupos económicos locales (nacionales y extranjeros) y, a la vez, de los acreedores externos (y de sus representantes institucionales, esencialmente el Banco Mundial y el F.M.I.). Y, por otro lado, permitió saldar de forma “superadora” el conflicto existente entre las fracciones predominantes del capital, habilitando una conciliación de intereses entre los actores económicos internos y externos, y entre éstos y la administración gubernamental (Azpiazu, D. 2002: 11; y Azpiazu, D. Schorr, M. 2006: 2).

La denominada “Comunidad de negocios” consistió en una alianza estratégica entre los grupos económicos locales (cuyo aporte fundamental fue el lobbying), los bancos extranjeros y locales acreedores de la deuda externa del Estado argentino, y algunas de las más importantes empresas trasnacionales operadoras de servicios públicos, que aportaron el conocimiento de gestión. En el caso de los acreedores externos, las privatizaciones, junto con el Plan Brady, permitieron restablecer el pago de los servicios de la deuda externa y renegociar las deudas producto del default. En tanto, la posibilidad de “canjear” los bonos por acciones de las empresas privatizadas impactó en la revalorización de sus tenencias de títulos de la deuda externa. En el caso de los grupos (nacionales y extranjeros) radicados en el país y las empresas trasnacionales, formar parte de la “Comunidad de negocios” les habilitó el ingreso, con nulo riesgo empresario, a sectores monopólicos u oligopólicos, con la garantía legal de ganancias extraordinarias sustentadas en elevadas tarifas (Azpiazu, D. Schorr, M. 2006: 4).

El proceso de privatizaciones implicó una reconfiguración del poder económico local. La amplitud y la rapidez con que se implementaron las reformas ubicaron a la Argentina como ejemplo internacional en la materia. Debido a esto, la celeridad política y económica con que se llevaron a cabo las reformas determinaron, en una primera etapa, el diseño y ejecución de las concesiones por parte del poder ejecutivo (Gerchunoff, P. y

Cánovas, G. ,1995: 487). Como consecuencia, se registraron múltiples deficiencias normativas y regulatorias, en especial en aquellos casos asociados a la concesión de monopolios naturales o de áreas o estructuras fuertemente concentradas (Azpiazu, D. 2002: 13). Entre las fallas más destacadas, se pueden mencionar: la frecuente reformulación de las normas establecidas con anterioridad a las licitaciones; la formulación de marcos reguladores y organismos de control con posterioridad a la transferencia de las concesiones al sector privado; la aprobación de disposiciones tendientes a preservar el carácter monopólico u oligopólico de las empresas privatizadas; la falta de articulación entre las deficiencias normativas vinculadas con la regulación de la propiedad de las empresas privatizadas y la legislación de Defensa de la Competencia, entre otras (Azpiazu, D. 2002: 15).

A contramano de las recomendaciones internacionales, el gobierno argentino concentró la acción privatizadora en la transferencia de grandes empresas de servicios públicos – en varios casos monopolios naturales- en lugar de desprenderse prioritariamente de aquellas industrias que, potencialmente, estaban en condiciones de operar en entornos competitivos (Gerchunoff, P. y Cánovas, G. ,1995: 486). Dicha transferencia se dio bajo condiciones que no sólo aseguraban nulos riesgos empresarios sino también tasas de retorno muy elevadas.

Por otro lado, la falta de garantías de competitividad en las licitaciones tuvo como consecuencia directa la transferencia de los servicios públicos a un conjunto reducido de grandes agentes económicos con un poder decisivo sobre la determinación de la estructura de precios y rentabilidades relativas del conjunto de la economía argentina (Azpiazu, D. 2002: 12). En este sentido, las privatizaciones fueron escasamente graduales e integrales, lo cual desalentó la posibilidad de mantener una participación del Estado en las empresas concesionadas. (Gerchunoff, P. y Cánovas, G. ,1995: 488). A contramano de las recomendaciones internacionales, se evidenció también una despreocupación por fragmentar la propiedad de las empresas privatizadas (a través del mercado de capitales, por ejemplo) (Azpiazu, D. 2002: 14). Esta circunstancia fue entendida por algunos autores como consecuencia de las urgencias políticas y económicas que determinaron el proceso de privatizaciones, esto es: el sacrificio de eficiencia asignativa y la obtención de importantes beneficios macroeconómicos (Gerchunoff, P. y Cánovas, G. ,1995: 485).

La posibilidad de capitalizar títulos de la deuda externa como forma de pago de los activos públicos a transferir al sector privado imprimió cierta originalidad a las primeras privatizaciones. Dicha posibilidad, que en un principio impactó positivamente en la solvencia del Estado y estimuló el ingreso de capitales (Gerchunoff, P. y Cánovas, G. ,1995: 485), respondió a una estrategia implementada por el entonces gobierno nacional con el objetivo de ganarse la confianza de los acreedores externos de la deuda. En efecto, la muy buena voluntad oficial demostrada con este tipo de políticas, permitió a la banca internacional recuperar el valor de los títulos de deuda pública, garantizando rentas adicionales de privilegio (Azpiazu, D. 2002: 14).

Otro de los rasgos característicos de todas las privatizaciones llevadas a cabo durante los primeros años de la década de los noventa, fue la reformulación de los contratos de concesión y los marcos regulatorios. La imposición de un régimen de regateo y negociación permanente entre el Estado y las empresas privatizadas tuvo como consecuencia, entre otras, la eliminación de impuestos y la dolarización de las tarifas (Gerchunoff, P. y Cánovas, G. ,1995: 489). En la generalidad de los casos, la sistemática renegociación o “readecuación” de cláusulas contractuales ha tenido como denominador común la preservación o el aumento de los beneficios extraordinarios de las empresas prestatarias de los servicios (Azpiazu, D. 2002: 23).

Dada la situación crítica de financiamiento en la que se encontraban las empresas bajo control estatal, uno de los argumentos oficiales para habilitar y alentar la privatización de los servicios fue la fuerte capacidad por parte del sector privado para afrontar las grandes inversiones que hacían falta. Sin embargo, las inversiones comprometidas contractualmente fueron muy bajas, y apuntaban básicamente a recomponer la prestación de los servicios. Por otro lado, dado los cambios operados, buena parte de las mismas fueron financiadas directamente con los incrementos tarifarios (Azpiazu, D. 2002: 16)<sup>11</sup>.

Otro de los argumentos centrales utilizados por el neoliberalismo para avanzar con el proceso privatizador, no sólo en Argentina sino en otras partes del mundo, fue el fuerte

---

<sup>11</sup> Como lo reconoció Juan J. Llach, a poco de renunciar al cargo de viceministro de Economía, la inversión realizada por las empresas privatizadas incluso después de mediados de los noventa no alcanzó al 1% del PBI (Azpiazu, D. 2002: 16).



beneficio fiscal para el Estado. Dicho razonamiento señalaba a las empresas públicas como la fuente primaria de los desequilibrios fiscales de las cuentas públicas, su privatización traería en consecuencia la armonización fiscal del Estado nacional. Si bien es cierto que en el corto plazo el efecto fiscal de las privatizaciones fue positivo (Gerchunoff, P. y Cánovas, G. ,1995: 494), una vez transferida casi la totalidad de las empresas públicas, volvieron a registrarse los tradicionales y crecientes déficit fiscales. Esta situación denota la existencia de otros factores explicativos de los desequilibrios de las cuentas públicas, distintos a los argumentados (Azpiazu, D. 2002: 17).

En buena medida, puede afirmarse que la política de enajenación de empresas fue más una herramienta macroeconómica para estabilizar la economía que una herramienta de la política de reformas estructurales orientada a aumentar la productividad en el largo plazo (Gerchunoff, P. y Cánovas, G. ,1995: 485). En este sentido, el programa de privatización presenta un sinnúmero de falencias, siendo un elemento decisivo en la consolidación de un modelo concentrador en lo económico y excluyente en lo social. Esta situación, habilitó un proceso de acumulación y reproducción del capital de un muy acotado número de grandes actores económicos que han pasado a ocupar un papel central en la economía argentina (Azpiazu, D. 2002: 13).

### **I.III. La privatización del sector eléctrico en la Argentina. Marco regulatorio y distribución eléctrica de jurisdicción nacional.**

El nuevo marco regulatorio establecido en Argentina a partir del Decreto N° 634/91, y plasmado en enero de 1992 a través de la Ley N° Marco N° 24.065 y su Decreto N° Reglamentario 1398/92, introdujo profundos cambios en la organización del sector eléctrico, su marco institucional y regulatorio. Hasta ese entonces el cuerpo normativo de aplicación al sector estaba concentrado en la Ley N° N° 15.336/60, el cual se mantuvo vigente. Para la privatización del sector –que se inició al mismo tiempo que la sanción de la nueva normativa– fueron segmentadas (vertical y horizontalmente) las distintas unidades o empresas bajo control del Estado (SEGBA, Agua y Energía Eléctrica e HIDRONOR), alterando sustancialmente la dinámica económica del sector.

El modelo instaurado tuvo esencialmente como objetivo reemplazar un diseño basado en el monopolio estatal verticalmente integrado y con una planificación centralizada, por un sistema de competencia basado en el mercado y con una planificación descentralizada<sup>12</sup>. A partir de tal desintegración vertical y horizontal quedaron conformados tres segmentos diferenciados: generación, transporte y distribución de la energía eléctrica. Mientras la distribución eléctrica quedó a cargo de las autoridades provinciales, el transporte de energía eléctrica y la generación (sólo algunos aspectos específicos) quedaron bajo la égida regulatoria del ENRE. Como se analizará más adelante, a nivel de la distribución eléctrica, el ENRE tiene jurisdicción únicamente en el caso de las empresas correspondientes a la Ex SEGBA: EDESUR S.A., EDENOR S.A. y EDELAP S.A. Esta última se encuentra en la actualidad bajo la órbita regulatoria de la provincia de Buenos Aires.

El nuevo marco regulatorio eléctrico cambió las reglas de funcionamiento del sector reconociendo a cada una de estas actividades como unidades de negocio individuales con libertad de acceso a las redes de transmisión y distribución y, a la vez, sin limitaciones para el ingreso de nuevas firmas a la condición de generadoras –donde se focalizaría el carácter competitivo de la cadena–. En este sentido, la Ley N° N° 24.065 establece los objetivos, las políticas y los principios regulatorios generales en materia de abastecimiento, transporte y distribución de energía eléctrica.

Uno de los principios básicos que orientó el diseño de los nuevos mecanismos regulatorios, fue el de establecer el mayor grado de competencia en donde ello fuera posible<sup>13</sup>. De esta manera, la desintegración vertical y horizontal de la industria se entendía como un paso imprescindible para la eliminación de incentivos a ciertas conductas anticompetitivas, ya fueran de carácter monopólico u oligopólico. La transferencia al sector privado de la mayor cantidad posible de unidades de negocio independientes fue el paso posterior a la definición de las nuevas reglas de juego. Como parte de la nueva organización de la industria, el Artículo 2 de la Ley N° 24.065 declara como servicio público al transporte y distribución de electricidad.

---

<sup>12</sup> Hasta ese momento, el sector estaba conformado por empresas nacionales y provinciales verticalmente integradas que generaban, transportaban y distribuían energía eléctrica, y cooperativas eléctricas con distintos tamaños y distinto grado de integración.

<sup>13</sup> Ley 24.065, Artículo 2, Inciso (f).

La desintegración vertical separó los segmentos entre aquellos que se entendían potencialmente competitivos en el mercado (la generación) y los que deben operar como monopolios regulados (el transporte y la distribución eléctrica). Por otro parte, la desintegración horizontal garantizaba la operación de dos empresas o más dentro de un mismo mercado regulado, lo cual habilitaba la posibilidad al organismo de control de comparar desempeño de eficiencia y costos entre las concesionarias (herramienta denominada “competencia por comparación”). Para tal fin, el Artículo 32 de la Ley N° N° 24.065 apunta a mantener desintegrados horizontalmente a los distintos segmentos del mercado eléctrico: “Sólo mediante la expresa autorización del ente, dos o más transportistas o dos o más distribuidores podrán consolidarse en un mismo grupo o fusionarse (...)”.

Por otro lado, a partir de la desintegración vertical y horizontal de las ex-empresas públicas, la redefinición del régimen de competencia y la segmentación de la demanda quedaron conformados cuatro tipos distintos en el mercado eléctrico<sup>14</sup>.

Como autoridad de aplicación la Ley N° 24.065 establece a la Secretaría de Energía de la Nación (Artículo 85), en tanto para controlar que la actividad del sector se ajuste a los principios y disposiciones establecidas en el ordenamiento legal, crea el Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE) (Artículo 54). Entre sus funciones más relevantes (detalladas en el Artículo 56), se destaca en primer lugar la de hacer cumplir lo establecido por el marco regulatorio y las obligaciones fijadas por los contratos de concesión (inciso a); dictar los reglamentos a los cuales para productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, etc. (inciso b); Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los

---

<sup>14</sup> Según el Artículo 4° de la Ley 24.065, son actores reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista: Generadores: actúan en el Mercado Eléctrico Mayorista y colocan su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución; Transportistas: transmiten y transforman la energía eléctrica desde el punto de entrega del generador hasta el punto de recepción del distribuidor o del gran usuario; Distribuidores: reciben la energía eléctrica de los transportistas, la transforman y abastecen a los usuarios finales. En este segmento, de carácter monopólico, actúan varias empresas; Grandes usuarios: contratan en forma independiente y para su propio consumo el abastecimiento de energía eléctrica. Se dividen en tres grandes subconjuntos: los llamados Mayores (GUMA), los Menores (GUME) y los Particulares (GUPA). Existe una quinta categoría reservada a los Comercializadores.

participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y usuarios (inciso c); Establecer las bases para el cálculo de las tarifas y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de esta Ley N° (inciso d), entre otras.

En relación a las conductas anticompetitivas, la Ley N° 24.065 refuerza lo establecido entre las funciones del ENRE, y señalando en el Artículo 19 que: “los generadores, transportistas y distribuidores no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado (...)”.

Por otro lado, cabe resaltar que el resguardo de la competencia en la distribución eléctrica del AMBA encuentra sustento también en el Decreto N° 714/92<sup>15</sup>, que en uno de sus considerandos define: “Que resulta conveniente delimitar y definir, dentro de la zona cuyos servicios públicos de electricidad se encuentran sujetos a jurisdicción nacional (...), las áreas de concesión para cada una de los dos (2) unidades de negocio independientes a constituir, a los efectos de permitir la existencia de criterios de comparación de las condiciones de prestación de servicio público de electricidad en cada área, provocando como reflejo de ello que el concesionario preste un servicio de mayor calidad a sus usuarios”.

En materia de competencia, es importante destacar que, a partir de la sanción en agosto de 1999 de la Ley N° N° 25.165 de Defensa de la Competencia, la facultad del ENRE de definir las situaciones de competencia desleal o abuso de posición dominante, fue derogada (Artículo 59). Quedando como autoridad competente para decidir los casos de sectores regulados, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC). En esta línea, el Artículo 7 de la Ley N° N° 25.156 establece que: “se prohíben las concentraciones económicas cuyo objeto o efecto sea o pueda ser disminuir, restringir o distorsionar la competencia, de modo que pueda resultar perjuicio para el interés económico general”.

---

<sup>15</sup> Dispone la constitución de las Sociedades Empresa Distribuidora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.) y Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A.) a los fines de la privatización de la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica a cargo de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A.

La privatización de la distribución eléctrica implicó también un fuerte giro en la concepción del precio del servicio y la tarifa. El control privado de la actividad implicó el abandono de políticas tarifarias gubernamentales que, enmarcadas en estrategias de políticas públicas de distribución del ingreso, privilegiaban esquemas tarifarios de promoción social y económica (Devoto A. y otros. 2002: 6). En este sentido, el precio del servicio durante la gestión pública no contempló necesariamente los costos de producción, por lo que las tarifas se utilizaron como variable del sistema general de precios o para redistribuir ingresos de manera indirecta. Esto constituyó uno de los principales instrumentos de política a través del cual el Estado reasignaba el ingreso de los diferentes sectores. (Lo Vuolo, R. y otros. 1998: 54). La privatización del servicio implicó entonces el pasaje a una concepción tarifaria que incorporó los intereses/necesidades del operador del servicio público en el sentido que el precio del mismo le permita cubrir los costos económicos de prestación del servicio y su ganancia a lo largo de la concesión (Bondorevsky D y otros. 2001: 3).

En este sentido, en la regulación tarifaria del sector establecida por la nueva normativa entran en juego las reglas de fijación de precios vigentes en cada instancia del proceso de producción: el mercado mayorista, el transporte y la distribución. En este sentido, las tarifas que los distribuidores cobran a los usuarios tienen tres componentes: los precios de la energía y la potencia en el MEM, el peaje por el transporte y los costos propios de la distribución. El Artículo 40 de la Ley N° 24.065 establece que los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, en tanto las mismas se ajustarán a los principios de equilibrio de rentabilidad y servicio (Artículo 41). A su vez, el Artículo 49 establece el mecanismo de precios máximos como para la fijación y actualización tarifaria en transporte y distribución, en tanto el Artículo 42 establece la metodología de ajuste. En general, el sistema de precios máximos o Price cap, originario del Reino Unido, se traduce en su aplicación a través de la fórmula  $RPI-X + Y$ <sup>16</sup>, que significa que periódicamente las tarifas son ajustadas con la variación del índice de precios minorista menos un número que establece el regulador con el objetivo de trasladar al usuario las mejoras en productividad y eficiencia logradas por la concesionaria. En términos estilizados, el mecanismo de price cap funciona así: en el momento de la transferencia de la empresa

---

<sup>16</sup> Durante la década de 1990 el RPI estuvo definido por un conjunto de precios mayoristas y minoristas de los Estados Unidos.

se fija un “precio base”, que es aquella tarifa que en principio le daría a la empresa monopolista una tasa de ganancia "justa y razonable" (tal como se plantea en el nuevo marco regulatorio). A partir de allí la misma se ajusta periódicamente por la aplicación de un índice de precios domésticos que, en buena medida, tendería a reflejar las alteraciones en los costos reales de la empresa. A ese índice de ajuste se le sustrae un determinado porcentaje definido como "factor de eficiencia", con la finalidad de transferir a los usuarios los incrementos en la productividad y eficiencia de la empresa prestataria durante un lapso determinado y preestablecido. Esto significa que, por ejemplo, más allá de los ajustes periódicos que tienden a acompañar el proceso inflacionario, cada cinco años se deben revisar las tarifas, período en el que todas las ganancias por eficiencia microeconómica son apropiadas por el concesionario brindándole, así, incentivos suficientes para mejorar la productividad y eficiencia de la empresa. Al momento de la revisión, el usuario del servicio se vería beneficiado en la medida en que esa eficiencia producto de la condición monopólica se transfiere a la tarifa, en tanto el coeficiente resultante se sustrae del derivado de las variaciones en los índices inflacionarios locales. En otras palabras, cualquiera sea el nivel de incremento de precios, siempre se garantizaría que las tarifas fueran decrecientes<sup>17</sup>. Por otro lado, el objetivo del término Y de la ecuación es aislar el negocio de distribución del precio de compra en el mercado, transfiriendo este costo a los usuarios (pass-through). En este sentido, la actividad de las empresas es el suministro de energía eléctrica, comprando en el mercado a cuenta y cargo de sus clientes.

Dada la metodología seleccionada para la determinación de las tarifas (precios máximos o price cap), y la obligación de atender a toda la demanda (Artículo 9), la disminución de la calidad del servicio aparece como una alternativa empresarial para mejorar los beneficios en el corto plazo. Para prevenir esto último, en el contrato de concesión se establecen claramente los estándares de calidad requeridos, siendo el ente regulador el encargado de aplicar las sanciones previstas en la normativa y sus reglamentaciones, y en los contratos de concesión (Artículo 54, inciso o).

---

<sup>17</sup> Como se verá más adelante, en la experiencia inmediatamente posterior a las reformas no se verificó lo estipulado, es decir que las tarifas de energía eléctrica crecieron por encima de los restantes precios de la economía.

Como parte del esquema de reaseguros frente a la situación monopólica, la Ley N° 24.065 contempla la realización de audiencias públicas como mecanismo de democratización de la toma de decisiones. Específicamente, se establece la realización de estas audiencias para: la aprobación de cuadros tarifarios luego de las revisiones quinquenales; la emisión de certificados de conveniencia y necesidad pública; las autorizaciones para conectarse a la red de transporte; las fusiones entre empresas, la transferencia de paquetes accionarios o las ventas de acciones de una empresa, la compra de una empresa por otra, entre otras situaciones.

#### **I.IV. El marco regulatorio y la privatización de la distribución eléctrica en la provincia de Buenos Aires.<sup>18</sup>**

En sintonía con los acontecimientos desarrollados a nivel nacional, la provincia de Buenos Aires avanzó durante los primeros años de la década de 1990 en la reconversión del Estado provincial en general y en la reestructuración del sector energético en particular. La sanción en 1990 de la Ley N° 10.904 avanzó en la separación dentro del ámbito del Estado de las funciones de naturaleza predominantemente empresarias de aquéllas de carácter político e institucional. Con este objetivo el Artículo 2 crea, sobre

---

<sup>18</sup> En la provincia de Buenos Aires, la Ley 4.742 sancionada en diciembre de 1938 estableció el primer régimen orgánico de energía eléctrica. La nueva legislación creó la Dirección de Servicios de Electricidad, determinó claramente la jurisdicción provincial y municipal en tanto declaró como servicio público el suministro de energía eléctrica.

Con la llegada del peronismo se estableció un nuevo régimen para el servicio público de electricidad en la provincia. En 1947 se sancionó la Ley 5.156, mediante la cual se declara de utilidad pública y sujetas a expropiación las instalaciones, inmuebles y bienes en general vinculados a la producción, transporte y/o distribución de energía. Se inicia de esta manera un período de fuerte presencia del Estado en el sector, como prestador directo del servicio y planificador de la política energética. En este sentido, la sanción de la Ley 5.239, denominada de electrificación de la provincia de Buenos Aires, instruye a la Dirección de Electricidad y Mecánica la elaboración de un ambicioso plan de interconexión provincial e instalación de numerosas usinas de generación, con el objetivo de garantizar el suministro eléctrico en buena parte de la provincia. Dadas las crecientes capacidades desarrolladas por el Estado, en el año 1957 se establece, mediante Decreto Ley 21.202, una reorganización de la estructura administrativa y se crea la Dirección de la Energía de la provincia de Buenos Aires (DEBA) otorgándole autarquía respecto del poder ejecutivo provincial.

la base del patrimonio de la DEBA, una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria denominada Empresa Social de Energía de Buenos Aires (ESEBA). A continuación, en el año 1991 la legislatura provincial sancionó la Ley N° de reconversión de Estado provincial (Ley N° 11.184). Esta norma habilitó, entre otras cosas, al Poder Ejecutivo la creación de nuevos entes autárquicos con el objetivo que absorban algunas competencias de la administración central. En el marco de esta norma, el Decreto N° 2536/93 establece la creación sobre la base de la Dirección de la Energía de la Provincia de Buenos Aires y la Dirección Provincial de Energía, el Ente Provincial Regulador Energético, con dependencia directa del Poder Ejecutivo.

En rigor mediante la sanción de la Ley N° N° 10.904 se inició el proceso de privatización de la explotación de los servicios de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, hasta entonces a cargo de la D.E.B.A. La Empresa Social de Energía de Buenos Aires (E.S.E.B.A.), absorbió las funciones que hasta entonces cumplía la D.E.B.A., como forma de transición hacia la privatización de la industria.

En este sentido, la Ley N° N° 11.771, sancionada el 4 de enero de 1996, declara sujeta a privatización total o parcial la actividad de Generación, Transporte y Distribución y Comercialización a cargo de Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A. - ESEBA S.A. En los fundamentos de la citada norma, se justifica la decisión en la existencia de “(...) un nuevo escenario al que los agentes intervinientes en el negocio de la energía eléctrica han debido ajustar su accionar y que no puede ser soslayado por la provincia de Buenos Aires como accionista de la Empresa Social de Energía de la provincia de Buenos Aires”. En este sentido “(...) en el orden nacional, a través de la Ley N° N° 24.065, se establece el marco regulatorio eléctrico para esa jurisdicción innovando respecto a los modelos anteriores, creando un Sistema Eléctrico Nacional basado en la segmentación vertical y horizontal de la industria eléctrica, promoviendo un alto grado de competencia entre todos los agentes del Mercado”.

Como primer paso hacia la desintegración vertical del hasta entonces monopolio estatal, la Ley N° provincial N° 11.771 establece, en su Artículo 9, la división de E.S.E.B.A. en: “Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A. y ESEBA GENERACIÓN S.A., mientras dure el proceso de privatización.” A su vez, para avanzar en la desintegración horizontal de la industria, instruye, en el Artículo 3, la creación de una comisión



integrada por cuatro (4) representantes del Poder Ejecutivo provincial y cuatro (4) del Poder legislativo provincial, estableciendo que: “las definiciones de las unidades de negocios, los estatutos societarios correspondientes así como los pliegos de licitación y contratos de concesión, serán resueltos por el Poder Ejecutivo provincial a propuesta de una comisión integrada por cuatro (4) representantes del Poder Ejecutivo y cuatro (4) del Poder Legislativo (...)”.

El Decreto N° 106/97, firmado por el gobernador Duhalde el 10 de enero de 1997, toma en consideración la propuesta de la Comisión para la privatización de los servicios a cargo de ESEBA S.A., que incluye la separación en distintas unidades operativas. Para ese fin establece, en el Artículo 1, la desintegración vertical y horizontal de ESEBA S.A., constituyendo las siguientes unidades de negocio en el segmento de distribución eléctrica<sup>19</sup>: “Empresa Distribuidora de Energía Norte S. A. (EDEN SA)”, “Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (EDEA SA)” y “Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDES SA)”. A su vez, en el Artículo 2 aprueba los estatutos de las sociedades. Finalmente, el 27 de mayo de 1997, el Poder Ejecutivo mediante el Decreto N° 1315/97, adjudica las unidades de negocio de los distintos segmentos de la industria eléctrica, a los consorcios seleccionados.

En términos regulatorios y de control de la actividad eléctrica, la Ley N° provincial N° 11.769<sup>20</sup> señala en sus fundamentos la necesidad de establecer un nuevo Marco Regulatorio Eléctrico Provincial, “que caracteriza la actividad con el mismo criterio que el marco nacional, pero que plantea algunas diferencias basadas en las características propias de nuestro territorio provincial”.

En el mismo sentido que la legislación nacional, en el Artículo 2 declara servicio público el transporte y la distribución eléctrica. Entre los objetivos de “la política de la provincia de Buenos Aires en materia eléctrica”, desarrollados en el Artículo 3 de la Ley N°, se menciona la necesidad de integrar “la actividad eléctrica bonaerense a la transformación dispuesta para el sector en el orden nacional por la Ley N° N° 24.065”

---

<sup>19</sup> A partir de diciembre de 2011, el servicio público prestado por EDELAP S.A. es transferido a jurisdicción provincial (Decreto Provincial N° 1745/11 y Decreto Nacional N° 1853/11).

<sup>20</sup> Modificada por la Ley 11.969, la Ley 12806 y la Ley 13173.

(Artículo 3, inciso c), y “alentar la realización de inversiones de riesgo en generación, transporte, y distribución, asegurando la competitividad donde ello sea posible” (Artículo 3, inciso h), entre otros. En este sentido, el Artículo 27 establece las limitaciones a la integración horizontal en el segmento de la distribución eléctrica provincial: “el poder ejecutivo a pedido de dos o más poderes concedentes municipales, previa recomendación de la Autoridad de Aplicación, podrá autorizar la unificación de los servicios prestados por dos o más distribuidoras (...)”.

El Artículo 5 establece como autoridad de aplicación al Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos, “quien ejercerá las atribuciones inherentes al poder público en lo referente al diseño y la implementación de las políticas en materia de energía eléctrica de la Provincia de Buenos Aires” (Artículo 54). Entre las misiones destacadas se encuentra la de “elaborar estudios e informes sobre la situación y la perspectiva de la industria eléctrica de la Provincia, aconsejando las medidas convenientes para la consecución de los propósitos perseguidos, coordinadamente con la autoridad competente en el orden nacional” (Artículo 54, inciso j).

A su vez se establece la creación de un organismo de control (Artículo 6), el cual “gozará de autarquía y tendrá plena capacidad jurídica para actuar en el ámbito del derecho público y privado (...)” (Artículo 55). Entre las funciones del Organismo de Control que enumeradas en el Artículo 62 del marco regulatorio, se encuentra la de “intervenir necesariamente en toda cuestión vinculada con la actividad de los concesionarios de servicios públicos de electricidad, en particular respecto a la relación de los mismos con los usuarios” (inciso h); “formular los estudios y establecer las bases para la revisión de los cuadros tarifarios, y la clasificación de las áreas de prestación y controlar que las tarifas de los servicios de electricidad sean aplicadas de conformidad con los correspondientes contratos de concesión, licencias técnicas y las disposiciones de esta Ley N°” (inciso j). Entre las obligaciones emanadas también del Artículo 62, se destacan la de “publicar toda la información y dar el asesoramiento que sea de utilidad para los agentes de la actividad eléctrica y los usuarios, siempre que ello no perjudique injustificadamente derechos a dichos agentes, usuarios y/o de terceros” (inciso s), “asegurar la publicidad de las decisiones que adopte, incluyendo los antecedentes en base a los cuales fueron adoptadas las mismas” (inciso t), y “prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de

las actividades eléctricas” (inciso i). En esta misma línea el Artículo 17 señala que “el OCEBA dictaminará, en cada caso particular, si una situación configura o no un acto de competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado”. Al igual que el marco regulatorio de la actividad a nivel nacional, a partir de la sanción, en agosto de 1999, de la Ley N° N° 25.165 de Defensa de la Competencia, la facultad del ente de control provincial de definir las situaciones de competencia desleal o abuso de posición dominante, fue derogada (Artículo 59). Quedando como autoridad competente para decidir los casos de sectores regulados, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC).

En relación a las facultades del ente de control el marco regulatorio provincial establece que toda controversia entre los agentes de la actividad eléctrica en materia de prestación de servicios públicos de electricidad o actividades eléctricas, deberá ser resuelta por el organismo (Artículo 68). En este sentido, es el mismo ente el encargado de dictar las normas de procedimiento con sujeción a las cuales se realizarán las audiencias públicas.

Por otro lado, se establece que la aprobación de las tarifas es atribución exclusiva de la autoridad de aplicación, de acuerdo con el régimen y los procedimientos para el cálculo tarifario establecido en los contratos de concesión (Artículo 40). En tanto, el organismo de control es el encargado de realizar los estudios y establecer las bases para la revisión periódica de los cuadros tarifarios. En este sentido, se establece que las tarifas deben ser justas y razonables, y deben contemplar el derecho de acceso a la energía de todo habitante de la provincia de Buenos Aires (Artículo 39). Al igual que a nivel nacional, el mecanismo utilizado para la determinación del cuadro tarifario es el de precios máximos con una cláusula de ajuste que refleje los reales costos de los concesionarios, y habilitando cada cinco años su actualización por parte del organismo de control (Artículo 44). En tanto, los valores incluidos en el cuadro tarifario aprobado al inicio de cada período de cinco años, están sujetos a ajustes que reflejan los cambios en los costos de los concesionarios.

Considerando que en la provincia de Buenos Aires conviven diferentes mercados eléctricos, caracterizados por el número de usuarios, extensión del área, urbanidad, ruralidad, estado de la infraestructura y capacidad técnica y económica, y con el objetivo de alcanzar cierta uniformidad tarifaria en este sentido, el Artículo 45 crea el

Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias. El mismo deberá ser administrado por el organismo de control (Artículo 46), y se integrará con el aporte de los usuarios.

#### **I.V. La importancia de la competencia por comparación como herramienta regulatoria. El caso ENDESA: la Resolución ENRE 0480/2000.**

Tal como fue señalado anteriormente, el nuevo marco regulatorio del sector eléctrico intentó introducir competencia en sectores con características de monopolio natural, donde no tiene sentido duplicar la infraestructura, estableciendo la desintegración de la industria en forma vertical y horizontal. Mientras la desintegración vertical permite separar los segmentos competitivos de los monopolios regulados, la desintegración horizontal posibilita la competencia por comparación en los monopolios regulados.

En este sentido, tanto la regulación como la defensa de la competencia son instrumentos de política pública centrales de la nueva organización del sector, particularmente en los mercados regulados. Con el diseño de estas herramientas se intenta que el funcionamiento de los mercados se asemeje al que surgiría de un proceso competitivo, evitando que los agentes económicos abusen de posición dominante en los mercados o se comporten de manera oclusiva o impidiendo fusiones de empresas que faciliten tales conductas<sup>21</sup>.

En este contexto, la competencia por comparación se torna una herramienta central del organismo de control. Esta técnica consiste básicamente en situar a empresas similares en competencia respecto de sus niveles de costos, aun cuando no compitan efectivamente en el mismo mercado, pero sí es indispensable para que sea efectiva que estén reguladas por el mismo ente. En dicho marco, los costos permitidos a trasladar a tarifas surgen de una ponderación dada de los costos de todas las empresas (por ejemplo, el promedio). Como las empresas tienen incentivos a reducir sus costos por debajo del valor de costos reconocidos (promedio) dado que pueden adueñarse de la diferencia, con el tiempo el promedio de costos se espera que vaya disminuyendo hacia un nivel de eficiencia creciente.

---

<sup>21</sup> Suazo, Daniel (2003).

A comienzos del año 2000, el ENRE inició una investigación sobre el grupo español ENDESA, debido a que el misma contaba con una participación accionaria en las dos empresas distribuidoras de jurisdicción nacional (EDENOR y EDESUR). Las actuaciones del ENRE se desarrollaron en el marco del Artículo 32 de la Ley N° N° 24.065, y su intervención se justificó en el hecho que las conductas analizadas en las actuaciones han sido suscitadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° N° 25.156 de Defensa de la Competencia<sup>22</sup>.

El repaso de los argumentos por los cuales el ente nacional dispone, mediante Resolución 480/2000, que ENDESA se desprendiera de la titularidad de todas las acciones de su propiedad en una de las dos sociedades controlantes de las distribuidoras EDENOR y EDESUR, resulta decisivo para apreciar tanto la importancia que se le otorga a la instauración de mercados realmente competitivos como las características y alcance de la desintegración horizontal establecido por la Ley N° N° 24.065 y normas complementarias.

En los considerandos de la resolución citada, el Directorio del ENRE<sup>23</sup> afirma que la causa de la investigación iniciada, radicaba en la circunstancia de que el grupo ENDESA poseía, simultáneamente con la adquisición de la sociedad inversora que controla a la Distribuidora "EDESUR S.A.", una tenencia accionaria importante en la sociedad controlante de "EDENOR S.A.", lo que justificaba la evaluación de los hechos a los efectos de analizar si los mismos se encuadraban en alguna disposición que meritara el accionar del ENRE en cumplimiento de sus obligaciones.

Con el objetivo de avanzar en la investigación sobre los hechos, el Directorio del Ente Nacional “requirió colaboración a la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, la que elaboró un informe en el cual después de hacer un desarrollo doctrinario y jurisprudencial del caso, entendía, desde la óptica del derecho de la Competencia, que la situación atentaría contra elementales reglas de la competencia comparativa entre las Distribuidoras”.

---

<sup>22</sup> ME 266/2000.

<sup>23</sup> Constituido por: Juan Antonio Legisa (Presidente), Alberto Devoto (Vicepresidente), Ester Beatriz Fandiño (Vocal Primera), y Daniel Muguerza (Vocal Tercero).

Por otro lado, el directorio del Ente Nacional señala que entre las consultas realizadas se “solicitó a la Secretaría de Energía, información acerca de restricciones o incompatibilidades que existieran tendientes a evitar la reconcentración de las grandes unidades empresarias que fueron segmentadas, en especial de SEGBA S.A. en el sector de distribución”. Siendo la respuesta de la Secretaría el señalamiento, entre otros juicios: “el marco regulatorio establecido por la Ley N° N° 24065 tiene tres objetivos centrales: "el primero es transferir al sector privado la responsabilidad del manejo de las empresas eléctricas existentes y nuevas. El segundo es introducir, hasta donde sea posible, reglas de funcionamiento que permitan el desarrollo de un mercado competitivo, o al menos que simulen su comportamiento. Y el tercero, que está íntimamente ligado a los dos anteriores, es que el proceso de privatización y la evolución posterior del mercado eléctrico no desemboquen en una situación de concentración económica en uno o pocos grupos empresarios, ya que ello atentaría contra el logro de un mercado competitivo."

En línea con los señalamientos de los organismos consultados, el directorio del ENRE considera, entre otras cosas, en la resolución de referencia “que a mayor abundamiento puede señalarse que el principio orientador de aquellas normas originadas en el proceso de privatización -principio que en un sentido amplio denominaremos "competencia por comparación"- ha estado presente como un elemento fundacional de la reforma y privatización del sector eléctrico (...). Y que “toda otra interpretación a ese principio establecido liminarmente, que flexibilizara su consideración para estos casos iría en detrimento del propio criterio fijado en aquella oportunidad, con el consiguiente deterioro de sus fundamentos y del interés público protegido”.

Por las razones expuestas, entre otras, el ENRE dictaminó la incompatibilidad de ENDESA para participar en ambas sociedades, y ordenó al grupo empresario a desprenderse del control accionario en alguna de las dos empresas.

## **I.VI. El resultado de las reformas y el desempeño del sector eléctrico durante la década de 1990.**

Uno de los rasgos fundamentales de la evolución de la industria eléctrica durante la década de 1990 fue la tendencia hacia la centralización y extranjerización de las empresas privatizadas en manos de un reducido grupo de agentes económicos. Dicho proceso, del cual el denominado caso ENDESA emerge como ejemplo paradigmático, lesionó el marco regulatorio del sector, distorsionando el normal funcionamiento del mismo basado en el escenario de competencia como dinámica ordenadora de la actividad (FLACSO, AEyT. 1999: 20).

La nueva dinámica no fue exclusiva del sector eléctrico, sino que se registró en la mayoría de los servicios públicos privatizados, verificándose con mayor claridad e intensidad durante la segunda mitad de la década de 1990. Sin embargo, en el caso eléctrico el proceso de centralización y extranjerización del capital involucró al conjunto de los segmentos en los que fue dividido el sector para su privatización, verificándose la presencia de los mismos actores en los distintos eslabones de la cadena sectorial (Azpiazu, D. Bonofiglio, N. 2006: 37).

En la distribución eléctrica del AMBA y la provincia de Buenos Aires, el desembarco de capitales extranjeros resultó bajo la modalidad de asociación con los grupos económicos locales. Mientras que en EDENOR la sociedad entre la española Endesa y Electricité de France adquirió el control mayoritario<sup>24</sup>, en EDESUR la asociación de ENDESA y Perez Companc, entre otros, adquirió la mayoría accionaria de la sociedad<sup>25</sup>. En la provincia de Buenos Aires, la Compañía de Inversores en Electricidad SA. (COINELEC), integrada por Techint, Houston Industries Incorporated, el Citibank y la familia Werthein adquirió la mayoría accionaria de EDELAP<sup>26</sup>. En tanto, AES Corporation (EEUU) adquirió la participación mayoritaria de Edes y Eden, mientras que

---

<sup>24</sup> Electricidad Argentina S.A. (EASA) adquirió el 51% de las acciones de EDENOR. Estaba compuesta por ENDESA con el 36%,36%; Electricité de France (EDF) con el 27,28%; ASTRA con el 27,27% y Saur con el 9,09%).

<sup>25</sup> El consorcio que adquirió el 51% de las acciones fue Distrielec Inversora S.A., integrado por Perez Companc, Chilectra, Enersis, Endesa de Chile, PSI y TAICO.

<sup>26</sup> COINELEC ( Inversora Catalinas S.A. (32,5%), sociedad controlada en un 100% por Techint; Houston Argentina S.A. (Houston) (32,5%), una subsidiaria argentina controlada por Houston Industries Incorporated que es a su vez controlante de Houston Lighting & Power Company, compañía distribuidora de energía en el Estado de Texas; Citicorp Equity Investment (25,0%), una sociedad argentina, que pertenece en un 40% al Citibank; y Los W S A. (10,0%), otra sociedad argentina, perteneciente a la familia Werthein).

un consorcio integrado por Camuzzi y United Utilities International (Inglaterra) compró la mayoría de las acciones de Edea.

En el marco del plan de reforma del Estado, la reestructuración del sistema eléctrico a partir de 1992 constituyó uno de los hitos fundamentales del proceso de privatización de empresas públicas. En el período previo las empresas tenían grandes dificultades para hacer frente a la creciente demanda, especialmente por el grado de indisponibilidad de sus equipamientos derivado, principalmente, de la falta inversión en mantenimiento y los problemas en el manejo financiero, situación que se profundizó con las hiperinflaciones de 1989 y 1990 (Romero, C. 1998: 11). Paradójicamente, durante el período anterior a las privatizaciones se verifica un importante ciclo de inversión focalizado fundamentalmente en el desarrollo de grandes obras hidroeléctricas (Chocón-Cerros Colorados, Piedra del Águila y Yacyterá), en la construcción de centrales nucleares, y en fortalecimiento de la generación eléctrica en distintas zonas aisladas del sistema interconectado (Romero, C. 1998: 15).

El inicio de la gestión privada en el segmento de la generación eléctrica implicó un fuerte proceso de inversión en nuevas centrales térmicas, lo cual incrementó la participación de este tipo de generación eléctrica sobre el total. Como consecuencia, se verificó una mejora tecnológica del parque generador y una mayor competencia entre los agentes (Pistonesi, H. 2000: 23). Sin embargo, es importante destacar que al momento de las privatizaciones buena parte de la gran capacidad de oferta de generación se encontraba indisponible, como resultado de las dificultades financieras del Estado nacional para hacer frente al mantenimiento de las máquinas. Esto provocó que las inversiones necesarias para resolver el problema de oferta se concentraran en una primera instancia en recomponer los niveles de disponibilidad del parque generador transferido (Romero, C. 1998: 5).

De esta manera, la inversión pública jugó un papel destacado en el incremento de la oferta de energía eléctrica verificada durante la década de 1990. El cual se explica a partir del crecimiento del parque térmico y del aporte hidráulico, este último pasa de representar el 34,6% en 1992 al 42,6% en 1994 (fundamentalmente por la entrada en funcionamiento de centrales construidas por el Estado como Chocón-Cerros Colorados, Piedra del Águila y Yacyretá) (Pistonesi, H. 2000: 61).



En sintonía con la trayectoria ascendente de la economía argentina verificada durante los primeros años de la década de 1990, la demanda de energía eléctrica en el ámbito del MEM se expandió en más de un 44% durante el período 1992–1998 (es decir, a una tasa anual media de 6.3%) (Pistonesi, H. 2001: 61). La potencia instalada durante el mismo período tuvo una variación porcentual semejante, impulsada, como se mencionó anteriormente, por la puesta en funcionamiento de los grandes proyectos hidráulicos y nucleares financiados con inversión pública y la fuerte apuesta privada a la expansión de la generación térmica<sup>27</sup>. Esta última tuvo como principal incentivo el considerable abaratamiento del combustible como resultado de la mayor disponibilidad de gas a partir de 1993<sup>28</sup>.

El crecimiento de la inversión en generación eléctrica introdujo condiciones de mayor competencia en el segmento, motivada más por la búsqueda de condiciones diferenciales en los contratos de provisión de gas natural que por la mejora en la eficiencia térmica que supuso la introducción de esas nuevas tecnologías dentro de ese segmento del parque generador<sup>29</sup>. La coincidencia de la puesta en marcha de los grandes proyectos hidráulicos y nucleares con la iniciativa privada en promover la inversión del parque térmico, expandió la oferta eléctrica superando con creces los requerimientos de la demanda en el ámbito de SADI. Tal es así que en 1998 mientras la potencia instalada por generadores, auto-generadores y cogeneradores del MEM alcanzaba los 19.181 MW,

---

<sup>27</sup> Como resultado de la fuerte inversión privada, se instalaron entre 1992 y 1998 centrales térmicas por un total de alrededor de 2 600 MW.

<sup>28</sup> En el marco de las políticas de reforma, el sector de los hidrocarburos experimentó profundas transformaciones durante la década de 1990. El ingreso de la inversión privada mediante la concesión de numerosas áreas y la privatización parcial de YPF se registran como los hitos fundamentales del nuevo paradigma aplicado por la administración de Carlos Menem. Bajo este nuevo esquema, la producción de gas y petróleo experimentaron un fuerte impulso, apalancado fundamentalmente en la sobre explotación de los pozos en actividad y en la puesta en producción de los descubrimientos de YPF. En efecto, uno de los principales déficits del desempeño de este sector en este período fue la escasa o nula actividad exploratoria.

<sup>29</sup> Es así que algunos de los actores, cuya actividad principal estaba vinculada con la producción de petróleo y gas natural, incursionaron en la generación eléctrica aprovechando la ventaja competitiva que les otorgaba la disponibilidad del gas a bajo costo. De este modo, el dinamismo de las empresas petroleras en la ampliación de la capacidad de generación eléctrica fue provocando una mayor competencia entre los generadores térmicos, que a su vez daba el incentivo para nuevas inversiones en la búsqueda de los propios generadores por mejorar su competitividad (Pistonesi, H. (2000)).

la demanda máxima simultánea registrada durante ese mismo año alcanzó los 10.712 MW (Pistonesi, H. 2000: 38). Paradójicamente, la expansión del parque generador durante esta etapa no estuvo acompañada por grandes inversiones en el segmento de transmisión, donde la necesidad fundamental residía en cerrar el sistema interconectado para darle mayor estabilidad al sistema. En efecto, las mayores inversiones registradas estuvieron relacionadas con las obras complementarias de las centrales hidroeléctricas.

Como consecuencia directa de los cambios registrados en la organización del segmento, el número de agentes generadores se multiplicó durante este período, mientras que en 1993 existían 25 agentes generadores y 2 auto generadores/co generadores, en 1998 se registraron 40 agentes generadores y 15 auto generadores/co generadores. En relación a los grandes usuarios, con el nuevo marco regulatorio se flexibilizaron las condiciones para la libre contratación con los generadores, y como consecuencia de ello el número de Grandes Usuarios Mayores (GUMA) pasó de 18 en 1993 a 373 en 1998. En igual sentido, los Grandes Usuarios Menores (GUME) se incorporaron como nueva categoría de agentes del MEM alcanzando en el año 1998 los 1.497 agentes. Ese mismo año, y como resultado de los cambios operados, los grandes usuarios alcanzaron a explicar el 22,7% de la demanda de energía eléctrica.

La flexibilización de las condiciones de contratación consistió básicamente en una reducción gradual de la demanda base que habilitaba a los agentes a contratar el suministro de energía sin la intermediación comercial de un agente distribuidor. Inicialmente los únicos habilitados para la libre contratación con los generadores fueron los grandes clientes –con una demanda superior a los 5.000 Kwh-. Luego, en 1993, este piso de demanda disminuyó a los 1.000 kilovatios, en 1996 el límite pasó a 100 kilovatios y, a partir de septiembre de 1998, el nivel de consumo exigido para ingresar al MEM se redujo a 50 kilovatios. Ese mismo año, la Secretaría de Energía impulsó un siguiente paso que consistía en llevar la demanda mínima de potencia a 30 kilovatios en 1999, generalizando la posibilidad de compra directa en el MEM a partir del año 2000. Sin embargo, debido a la fuerte oposición de las distribuidoras esta última etapa no fue concretada (FLACSO, AEyT. 1999: 87). Entre las consecuencias más destacadas de la política de segmentación de la demanda implementada se encuentra la creciente especialización de las distribuidoras en el segmento de pequeños y medianos consumidores, y de los generadores en el segmento de los grandes usuarios.

Los cambios operados en el segmento de generación eléctrica conjuntamente con la mayor disponibilidad de gas como resultado del aumento de la capacidad de transporte de los gasoductos troncales a partir de 1993, explican la significativa disminución del precio mayorista de la energía (precio monómico). En efecto, entre 1992 y 1998 el precio monómico en el mercado mayorista registró un descenso del 53% (Romero, C. 1998: 11). Sin embargo, esta tendencia no registró un impacto homogéneo en las tarifas finales de las distintas categorías de consumo.

Tomando como referencia las tarifas eléctricas pagadas por los usuarios finales de las distribuidoras EDENOR, EDESUR y EDELAP entre 1991 y 1998 se verifica que la tarifa de los usuarios residenciales de bajo consumo permaneció prácticamente estable – disminuyó un 1,5% durante todo el período-, y la de los usuarios de alto consumo disminuyó en un 70,4%. De ello resulta que la tarifa promedio residencial se contrajo un 8,5%. En tanto, las tarifas industriales presentan variaciones más homogéneas entre sí que las residenciales –reducciones del 24,7%, 11,5% y 33,3% para abajo, medio y alto consumo, respectivamente. Implicando una reducción de la tarifa industrial media del 13,9% durante todo el período analizado. Esta situación refleja que la política tarifaria implementada durante la década de 1990 tuvo como mayor beneficiario al grupo de Grandes Usuarios, en detrimento del resto de las demandas (FLACSO, AEyT. 1999: 80).

En relación a la demanda residencial, durante este período se verifica la introducción de un cambio significativo en la organización tarifaria del segmento. Con el objetivo de alcanzar cierta equidad social<sup>30</sup>, durante la gestión estatal las tarifas residenciales presentaban de manera generalizada una estructura creciente por bloque de consumo. Es decir, el precio de la energía presentaba una tendencia ascendente en la medida que aumentaba el consumo. Por el contrario, a partir de la gestión privada de las distribuidoras del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) se observa un cambio significativo en la estructura de la tarifa residencial que consistió en la introducción de un esquema de precio medio descendente (Pistonesi, H. 2000: 56). Con un efecto

---

<sup>30</sup> El supuesto que encierra este diseño tarifario señala que los sectores sociales de menores recursos se concentran en su mayoría en las categorías de menor consumo. En la actualidad, como resultado de la expansión del uso doméstico de la energía eléctrica no se sostiene el mismo principio.

diametralmente opuesto al diseño de la ex SEGBA, el cambio introducido a partir de la concesión del servicio apuntó a incentivar el consumo de los clientes de mayor capacidad de pago, lo cual redundó en un considerable beneficio económico para las empresas distribuidoras. El incremento de la demanda en un escenario de costos relativamente fijos, conllevó a una considerable baja del costo medio y por lo tanto al incremento de la masa de ganancia capturada por los concesionarios. En este sentido, el incentivo del consumo, especialmente en las categorías residenciales, respondió básicamente a un criterio comercial orientado por la búsqueda de mayor rentabilidad por parte de las concesionarias. Adicionalmente, las tarifas minoristas no reflejaron completamente la tendencia decreciente del precio estacional<sup>31</sup>, lo cual significó la apropiación de una renta adicional por parte de las empresas concesionarias (Pistonesi, H. 2000: 74). Por otro lado, resulta importante destacar que la mayoría de las tarifas de los servicios públicos se mantuvieron dolarizadas y/o indexadas en base a índices ajenos a la dinámica de la economía local, lo cual garantizó ingentes ganancias a las empresas prestatarias<sup>32</sup>.

## **I.VII. El sector eléctrico durante los gobiernos kirchneristas**

La profunda crisis económica desatada durante el gobierno radical de Fernando De la Rúa provocó un estallido social en diciembre de 2001 y el colapso del régimen de convertibilidad. El agotamiento del régimen cambiario inauguró un nuevo ciclo político que interrumpió la lógica de funcionamiento económico basado en la valorización financiera, abriendo paso a una política de desendeudamiento externo, el impulso al

---

<sup>31</sup> En este punto resulta importante señalar que, en los casos de las distribuidoras analizadas, la privatización de las mismas incluyó la transferencia de distintos contratos de abastecimiento de energía eléctrica, con una duración de ocho años cada uno: EDENOR y EDESUR con Central Puerto y Central Costanera y EDELAP con la Central Térmica San Nicolás. Estos contratos representan aproximadamente entre el 50% y el 60% de las compras totales de energía de las distribuidoras en el mercado y sus precios presionaban sobre la tarifa final de los usuarios (Romero, C. 1998).

<sup>32</sup> En rigor, esta circunstancia estaba prohibida por la Ley 23.928. Para garantizar a las concesionarias de los servicios públicos las condiciones de privilegio mencionadas, esta norma fue ignorada y/o modificada en sucesivas ocasiones mediante disposiciones de menor status jurídico. Ver: Azpiazu, D. y Bonofiglio, N. (2006).

crecimiento industrial, y la reconstrucción de las herramientas fundamentales de regulación económica por parte del Estado (Basualdo y otros, 2017: 54).

En el marco de una fuerte crisis institucional, en enero de 2002 el Congreso Nacional declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria mediante la Ley N° 25.561. Como consecuencia, se dispuso formalmente la salida del régimen de convertibilidad del peso con el dólar estadounidense, el congelamiento de las tarifas de los servicios públicos, y el inicio de la renegociación de los contratos de obras y servicios públicos concesionados.

Como resultado del proceso de extranjerización mencionado en el apartado anterior, al momento de la salida de la convertibilidad buena parte de las empresas de servicios públicos privatizadas se encontraban en manos de capitales trasnacionales. El nuevo escenario macroeconómico de la Argentina produjo casi inmediatamente la presentación masiva de acciones por parte de esos grupos o empresas extranjeras ante Tribunales Arbitrales Internacionales, invocando el supuesto incumplimiento por parte del Estado Argentino de los Contratos de Concesión. Tal fue el caso de la española Endesa (controlante de EDESUR), la norteamericana AES (controlante de EDELAP), y Electricité de France (controlante de EDENOR), entre otros.

Luego del interinato al frente del poder ejecutivo nacional de Eduardo Duhalde, en julio de 2003 el presidente Néstor Kirchner creó, mediante el Decreto N° N° 311/03, la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN). Las pautas de acción de la UNIREN, puntualmente especificadas en la Ley N° 25.561, consistían en la evaluación del impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas. La revisión impulsada estuvo acompañada por el lanzamiento del Plan Energético Nacional 2004-2008, el cual concretó con el respaldo del Estado nacional importantes obras en generación y transporte eléctrico que permitieron la expansión del sistema (Mansilla, D. y Perrone, G. 2010: 106).

La alteración de las condiciones operativas, económicas y financieras para las empresas concesionarias y el inicio de un extenso proceso de renegociación contractual afectó tanto las distintas estrategias empresarias como así también el desempeño económico esperado. Durante los años previos a la sanción de la emergencia económica, las empresas privatizadas, en su mayoría en manos de capitales extranjeros, desplegaron una estrategia de fuerte endeudamiento externo a tasas muy por debajo de las que presentaba la economía doméstica (Azpiazu, D. Bonofiglio, N. 2006: 49). Ante el nuevo escenario macroeconómico, y a pesar que el nuevo régimen tarifario de emergencia permitía a las concesionarias contar con un excedente operativo, el nivel de endeudamiento de la mayoría de ellas las colocó en una virtual situación de default. Dadas las enormes dificultades financieras y la incertidumbre respecto al nuevo régimen contractual, las empresas transnacionales perdieron el interés y/o incentivo para seguir operando en la Argentina. Con matices y diferencias entre los distintos sectores de actividad, la salida del capital extranjero de las empresas privatizadas durante los primeros años de la post convertibilidad fue un denominador común. En el caso específico de la distribución eléctrica, el “cambio de manos” estuvo caracterizado por la salida del capital extranjero y el ingreso de fondos de inversión y de empresarios locales<sup>33</sup> (Azpiazu, D. Bonofiglio, N, 2006: 51).

En noviembre de 2004, la UNIREN elevó ad referéndum del poder ejecutivo una propuesta de Acta Acuerdo con los puntos de consenso sobre la adecuación contractual de EDENOR, EDESUR y EDELAP<sup>34</sup>. Entre otras cosas, las Actas Acuerdo constituyeron las normas bajo las cuales se debían prestar los mencionados servicios públicos durante el denominado Período de Transición Contractual, el cual se

---

<sup>33</sup> Un caso paradigmático de este proceso de “cambio de manos” lo representa el surgimiento y trayectoria de Pampa Energía. Este grupo económico surge en 2005 con la compra de la mayoría accionaria de EDENOR a Electricite de France y expande su participación en el sector energético a partir de la compra de empresas fuertemente endeudadas y la posterior renegociación de los pasivos. Para acceder a un detallado análisis sobre la génesis de este grupo consultar: Azpiazu, D. (2007). Concentración y centralización del capital en el mercado eléctrico argentino. El caso paradigmático de Pampa Holding S.A. Revista Realidad Económica, Número 233.

<sup>34</sup> El acta acuerdo con EDENOR fue ratificada por el poder ejecutivo mediante el Decreto 1957/2006 mientras que el acta acuerdo con EDESUR fue ratificada mediante el Decreto 1959/2006. En tanto, al acta acuerdo con EDELAP fue ratificada en julio de 2005 mediante el Decreto 802/2005.

extendería hasta tanto se concretara la Revisión Tarifaria Integral (RTI)<sup>35</sup>. En el caso de EDENOR, EDESUR y EDELAP la fecha original acordada para la realización de la RTI fue julio de 2006, aunque fue pospuesta de manera indefinida por parte del poder ejecutivo nacional.

En el caso de la provincia de Buenos Aires, el Estado avanzó con la privatización del servicio de distribución eléctrica durante la segunda mitad de la década de 1990. Los contratos de concesión aprobados incluyeron la concesión municipal del servicio con un plazo máximo de 25 años prorrogables por dos períodos de 30 años cada uno y, en el caso de las concesiones provinciales, de 95 años. Con la crisis económica de 2001, y en el marco de la emergencia pública, la salida del régimen de convertibilidad y la suspensión de los ajustes de las tarifas de servicios públicos dispuestas mediante la Ley N° Nacional N° 25.561, el gobierno de la provincia dispuso un conjunto de normas mediante las cuales adhirió a las condiciones dispuestas a nivel nacional<sup>36</sup> y estableció el procedimiento de adecuación de los contratos de concesión de los servicios públicos vigentes con anterioridad al 1 de enero de 2002. Para avanzar en este sentido, el poder ejecutivo de la provincia creó, mediante el Decreto N° 1175/02, la Comisión Especial para la Evaluación del Impacto de la Crisis en las Tarifas y Contratos de Servicios Públicos. Según lo establecido por el gobierno provincial, la Comisión Especial creada debía avanzar en la adecuación de los contratos de los servicios públicos contemplando fundamentalmente el interés de los usuarios y la accesibilidad a los servicios (especialmente el impacto social sobre los mismos); la calidad de los servicios y los programas de inversión; la rentabilidad futura de las empresas, teniendo en cuenta los respectivos marcos regulatorios, entre otros objetivos. En base a las acciones y medidas sugeridas por la Comisión Especial<sup>37</sup>, entre los años 2005 y 2007 se suscribieron

---

<sup>35</sup> Para el Período de Transición Contractual las Actas Acuerdo establecieron entre otras cosas un régimen tarifario de transición que incluía un mecanismo determinado para ajustes tarifarios (el denominado Mecanismo de Monitoreo de Costos -MMC-), un régimen de calidad de servicio, una tasa de rentabilidad, un objetivo de inversiones, entre otras cosas.

<sup>36</sup> Ley provincial N° 12.858.

<sup>37</sup> Plasmadas en la Ley N° 13.173 y su Decreto Reglamentario 2479/04.

protocolos y addendas<sup>38</sup> que constituyeron un principio de acuerdo de adecuación de los Contratos de Concesión a la Ley N° N° 13.173.

Con el objetivo de avanzar con la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) que estableciera las nuevas condiciones del servicio de distribución eléctrica en la provincia, el poder ejecutivo provincial dictó el Decreto N° N° 1578/08 mediante el cual se instruyó a la Dirección Provincial de Energía y al OCEBA a iniciar los estudios previos a la RTI. En igual sentido, se creó, por Resolución MI 683/08, la Unidad Técnica de la Revisión Tarifaria Integral (UTRTI) del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, la que reportaba al Subsecretario de Servicios Públicos y estaba integrada por representante de la Dirección Provincial de Energía y del OCEBA. A pesar de los avances en esta dirección, la provincia no concretó la realización de la RTI.

Una vez superado el período más extremo de la crisis económica iniciada en el año 2001, la extensión del congelamiento tarifario en los distintos segmentos del sector eléctrico federal (transmisión y distribución) no fue una política aleatoria, sino más bien el resultado de un programa de política pública aplicado por los gobiernos kirchneristas con el objetivo de instalar diversos mecanismos de intervención directa de los precios del sector energético para así posibilitar e incentivar el crecimiento económico y la redistribución del ingreso (Goldstein, E. y otros. 2016: 35). La reconstrucción de numerosas herramientas de regulación económica constituyó un elemento central del proyecto económico aplicado durante este ciclo político, el cual impuso la interrupción de la valorización financiera como dinámica ordenadora de la economía argentina mediante un fuerte impulso al crecimiento de la actividad industrial, el desendeudamiento externo del Estado, y la aplicación de políticas fuertemente redistribucionistas.

En este contexto, la recuperación económica tuvo una fuerte incidencia en el crecimiento de la demanda de energía. Entre 2003 y 2015 el Producto Bruto Interno (PBI) registró un incremento de 64%, al igual que la demanda eléctrica, que pasó de 82.261GWh en 2003 a 132.926GWh en 2015. Para hacer frente a la creciente demanda

---

<sup>38</sup> Las addendas fueron suscriptas por EDEA el 22 de junio de 2006, aprobada mediante Decreto 3192 del 24 de noviembre de 2006, y EDES y EDEN el 30 de junio de 2006, aprobadas mediante Decreto 3273 el 6 de diciembre de 2006.



de energía, el gobierno nacional impulsó distintos proyectos de generación nuclear e hidráulica, aunque en los hechos la generación térmica ganó progresivamente mayor participación dentro del parque generador alcanzando, a explicar en 2015 el 64% de la oferta energética (CAMMESA, 2016: 64).

En este sentido, a pesar de los esfuerzos por diversificar la matriz energética, progresivamente primó la estrategia centrada en la incorporación de mayor potencia a partir de la generación térmica, incrementando la dependencia del gas natural. Por otro lado, si bien durante este ciclo político la expansión de la capacidad de generación de energía eléctrica fue notable, la misma no alcanzó a acompañar el crecimiento de la demanda.

La creciente dependencia de los combustibles fósiles representó un problema durante todo el período, dado que la producción nacional de gas inició una tendencia decreciente a partir de 2004<sup>39</sup>, lo que provocó que la demanda para abastecer el parque térmico sea reemplazada progresivamente por importaciones de gas boliviano y provenientes de barcos regasificadores. (Goldstein, E. y otros. 2016: 42). Como parte del programa económico implementado y en el marco del sostenimiento de “Emergencia Económica” mediante sucesivas prórrogas de la Ley N° 25561, el Estado nacional desplegó los mecanismos institucionales para absorber los costos crecientes de la generación eléctrica. De esta manera, los subsidios energéticos<sup>40</sup> pasaron de representar el 0,2% del PBI en 2005 al 2,9% del PBI en 2014 (ASAP, 2015: 8).

Durante este período, los subsidios sectoriales se canalizaron principalmente a través de dos grandes empresas, CAMMESA y ENARSA, que entre otros fines tenían a su cargo, el subsidio a la generación de energía eléctrica (ya sea por medio de compensaciones a las generadoras, como mediante la compra de combustible) y la compra de gas importado para el abastecimiento del mercado interno, respectivamente. La creciente

---

<sup>39</sup> El declino de la producción de gas es consecuencia, en buena medida, de las políticas sectoriales aplicadas en la última década del siglo veinte. En este sentido, la depreciación de los recursos gasíferos durante la década de 1990 no estuvo acompañada por la implementación de políticas activas de exploración de nuevos yacimientos.

<sup>40</sup> Durante estos años se verifica una creciente importancia de los subsidios energéticos por sobre el resto de los subsidios económicos asignados por el Estado. En 2015, el volumen de los subsidios energéticos alcanzó a explicar el 71,7% del total (ASAP, 2015).

demanda de fondos para subsidiar la generación eléctrica, como resultado del crecimiento económico y el incremento de los precios internacionales de los combustibles (gas, gas oil, fuel oil) pusieron en evidencia las grandes dificultades que presentó el sostenimiento del proceso económico en curso, transformando un problema sectorial en un problema macroeconómico, impactando fuertemente en las cuentas públicas y en la balanza de pagos<sup>41</sup>.

La intervención de los precios del sector y la política de subsidios aplicada con el objetivo de garantizar el crecimiento de la actividad económica local y la expansión del mercado interno, ocupó la centralidad de los debates económicos y regulatorios vinculados al sector energético. Una crítica compartida por distintos sectores académicos y políticos refiere a que la intervención activa del Estado en los precios del sector provocó una distorsión de los incentivos económicos y como consecuencia la pérdida de la “señal precio” como elemento ordenador de la dinámica sectorial (Kulfas, M. 2016: 201; Urbiztondo, S. 2016: 21). En este sentido, determinados sectores políticos y académicos impugnaron la instrumentación del control público de los precios de la energía por ser medidas de corto plazo y oportunistas, configurando las formas más extremas de aplicación del populismo energético (Navajas, F. 2015: 6). En este sentido, las políticas implementadas se distancian notablemente de la aplicación tradicional de los subsidios económicos aplicados para proteger la economía doméstica de los shocks externos, o como parte de una estrategia microeconómica cuyo objetivo reside en apuntalar determinadas actividades o manejar precios buscando efectos redistributivos (Urbiztondo, S. 2016: 25).

Desde otra perspectiva, la crítica apuntó no tanto a la utilización de mecanismos de intervención de los precios sectoriales sino a la extensión que tuvo dicha política sumado a la ausencia de una estrategia de desarrollo integral para el sector (Kulfas, M. 2016: 210). Ciertamente, la decisión de impulsar la expansión de la oferta de energía eléctrica en base a la generación térmica debió ir acompañada de una política efectiva de promoción de la producción de gas y petróleo. Debido a la falta de articulación, la aplicación de la política de subsidios debió afrontar los abultados costos que demandó la

---

<sup>41</sup> Entre 2004 y 2014, los subsidios destinados al sector energético sumaron cerca de \$ 342.000 millones de pesos corrientes (ASAP, 2015).

creciente importación de combustible para garantizar la generación de energía que demandaba la economía y los hogares. En este sentido, entre otros, apuntó la reestatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en el año 2012 bajo el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner.

El congelamiento de tarifas en el segmento de la distribución eléctrica bajo jurisdicción federal (EDENOR, EDESUR y EDELAP<sup>42</sup>) provocó un progresivo deterioro de la situación patrimonial de las empresas y una caída de los resultados y liquidez de las concesionarias, situación frente a la cual el Estado nacional habilitó de manera fragmentada y desordenada un conjunto de acciones que concretaron una fuerte transferencia de recursos públicos hacia las concesionarias. Entre ellas, las más destacadas fueron la Resolución 324/2008, mediante la cual el ENRE aprobó cuadros tarifarios transitorios a cuenta de la RTI; la Resolución 347/2012, en la cual el ENRE autorizó aplicar un monto fijo en las facturas con destino a inversiones en la red; la Resolución 250/2014, donde Secretaría de Energía autorizó a las distribuidoras a compensar deudas con el fondo de estabilización con los créditos por MMC, y dispuso la emisión de Liquidación de Venta con Fecha a Definir (LVFD) por valores excedentes del MMC a favor de las concesionarias, permitiendo utilizarlas para el pago de deudas con CAMMESA y otros fines<sup>43</sup>; la Secretaría de Energía habilitó, mediante la Resolución N° 10/2014, la transferencia de fondos a las distribuidoras por parte de CAMMESA, para la realización del plan de inversiones planificado; a continuación, a través de la Nota S.E. N° 4.012/2014, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA para que realice el financiamiento de los mayores costos salariales presentados por las Distribuidoras.

Por otro lado, en el año 2014 el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios impulsó, mediante la Resolución 530/2014, la firma del Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico e Integración en la República Argentina que establecía el congelamiento de las tarifas

---

<sup>42</sup> En el año 2011 la concesión y regulación de EDELAP fue transferida a la provincia de Buenos Aires.

<sup>43</sup> La nota N° 1136/14 extendió el período de compensación hasta diciembre de 2014.

eléctricas de todas las provincias adheridas<sup>44</sup> y el financiamiento con fondos del Estado nacional de un plan de obras de mejoras del servicio público.

## **CAPÍTULO II. LA ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE EL GOBIERNO DE CAMBIEMOS. LA CENTRALIDAD DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES PARA EL SISTEMA.**

### **II.I. La evolución de la demanda de energía eléctrica durante el gobierno de Cambiemos.**

Como consecuencia de la expansión de la economía argentina entre los años 2003 y 2015, la demanda de energía eléctrica registró un sendero ascendente que acompañó el desempeño del consumo y la actividad económica en la Argentina. Con la caída del régimen de convertibilidad en el año 2001 y el agotamiento del patrón de valorización financiera del capital como eje del funcionamiento económico, se dio inicio a una nueva etapa para la economía argentina caracterizada por un crecimiento del consumo y del mercado interno, la expansión de la actividad industrial, y una fuerte presencia del Estado como dinamizador de la actividad económica.

En efecto, en el marco del proceso de reactivación mencionado, como puede observarse en el **Gráfico II.I**, la demanda de energía eléctrica experimentó entre 2003 y 2008 un crecimiento anual acumulativo de 5,2%, pasando de 82.261 GWh en 2003 a 105.935 GWh en el año 2008. Como resultado del impacto de la crisis internacional y del conflicto local desatado con las patronales agropecuarias, en el año 2009 la actividad económica de la Argentina registra un leve descenso, situación que se ve reflejada en la caída de la demanda de energía eléctrica.

---

<sup>44</sup> Las provincias que suscribieron fueron: Santiago del Estero, La Pampa, Jujuy, Chaco, Formosa, Entre Ríos, Tucumán, Córdoba, San Juan, La Rioja, Río Negro, Santa Cruz, Catamarca, Corrientes, Misiones, Mendoza, Neuquén, Buenos Aires, Tierra del Fuego, Chubut, Salta y San Luis.

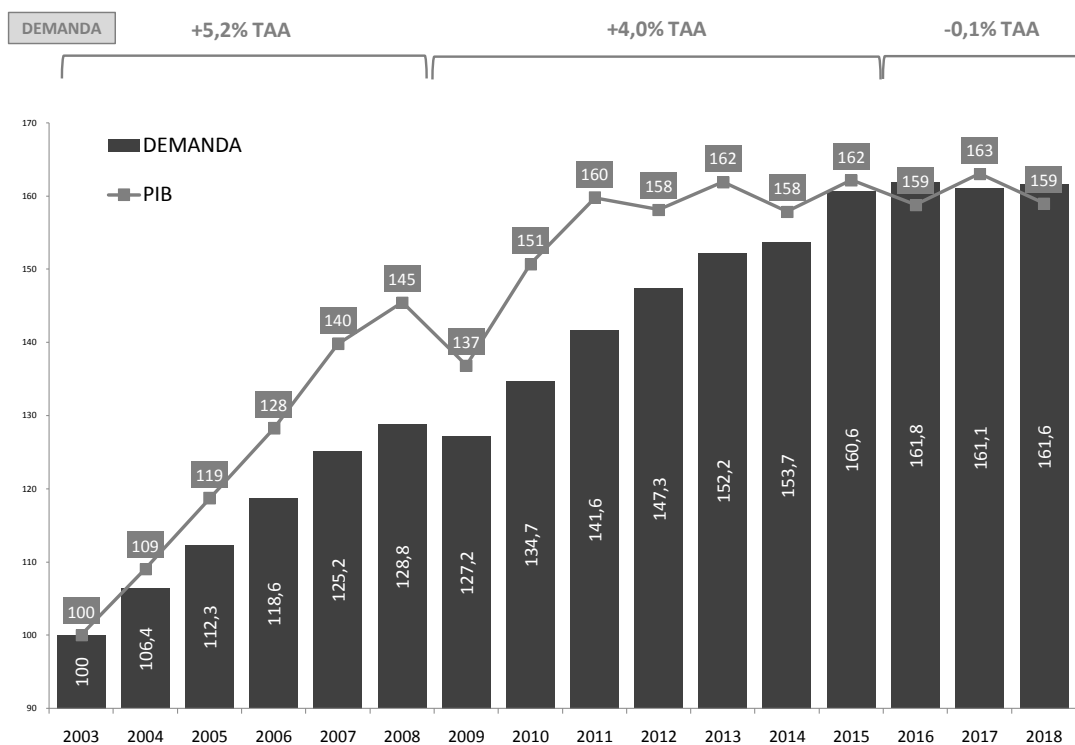
Entre 2009 y 2015 la economía argentina retomó una tendencia de crecimiento acompañada por la expansión de la demanda de energía, que registró durante este período una tasa anual acumulativa del 4% pasando de 104.605GWh en 2009 a 132.110 en 2015.

Medido entre puntas, el Producto Bruto Interno registró un incremento de 64% entre 2003 y 2015, mientras que la demanda de energía eléctrica alcanzó un aumento de 64%, pasando de 82.261GWh en 2003 a 132.926 GWh en 2015.

En contraposición a la trayectoria de la actividad económica y la demanda de energía eléctrica registrada entre 2003 y 2015, a partir de 2016 se observa un amesetamiento de dichas variables. Esto se vincula con la reedición por parte del gobierno de Cambiemos de una dinámica económica signada por la valorización financiera como variable ordenadora.

**Gráfico II.I. Demanda de energía eléctrica total y PIB, 2003-2018.**

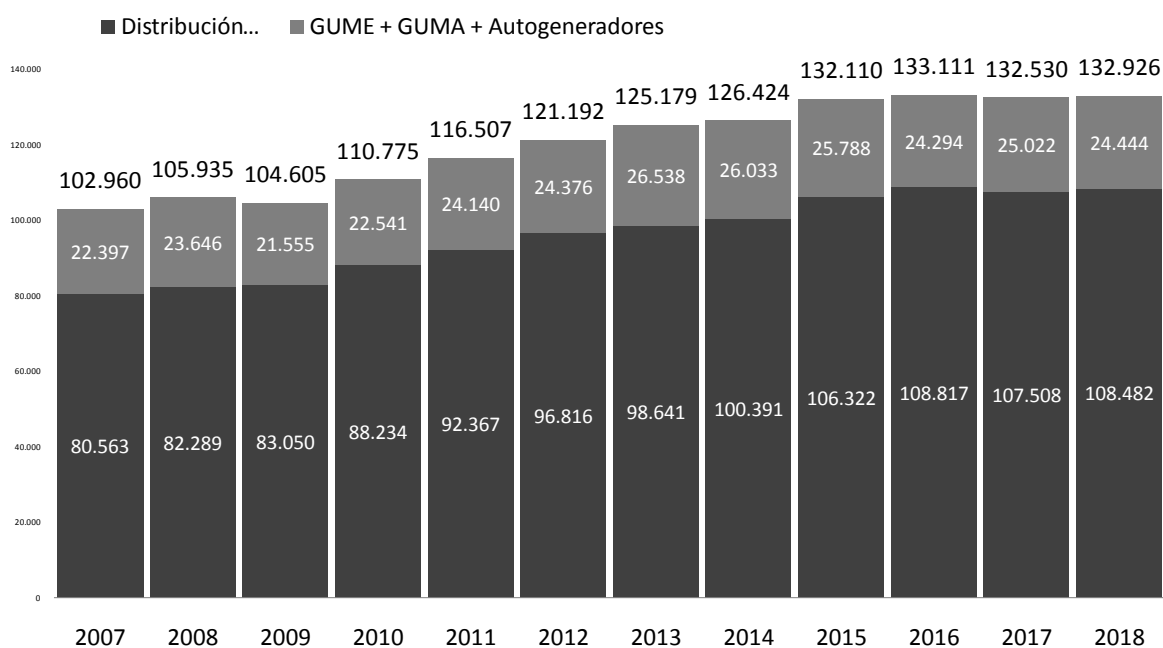
**En número índice base 100 = 2003 y tasa anual acumulativa.**



Fuente: elaboración propia en base a CAMESA y MECON.

Un abordaje clásico sobre las características que asume la demanda de energía eléctrica refiere al análisis de la evolución de la misma según el tipo de agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). En este sentido, los Distribuidores son aquellas empresas o cooperativas que abastecen la demanda final dentro de una zona determinada de concesión, en tanto la categoría de Grandes Usuarios puede ser subdividida entre el Gran Usuario Mayor (GUMA) y el Gran Usuario Menor (GUME), mientras que la categoría de Autogeneradores hace referencia a la demanda por la compra de energía por parte de aquellos agentes del mercado eléctrico mayorista que como actividad secundaria genera energía eléctrica. Con fines prácticos, la energía demandada por estos tres tipos distintos de agente MEM será analizada de forma agregada.

**Gráfico II. II. Demanda de energía eléctrica total por agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), 2007-2018. En GWh.**

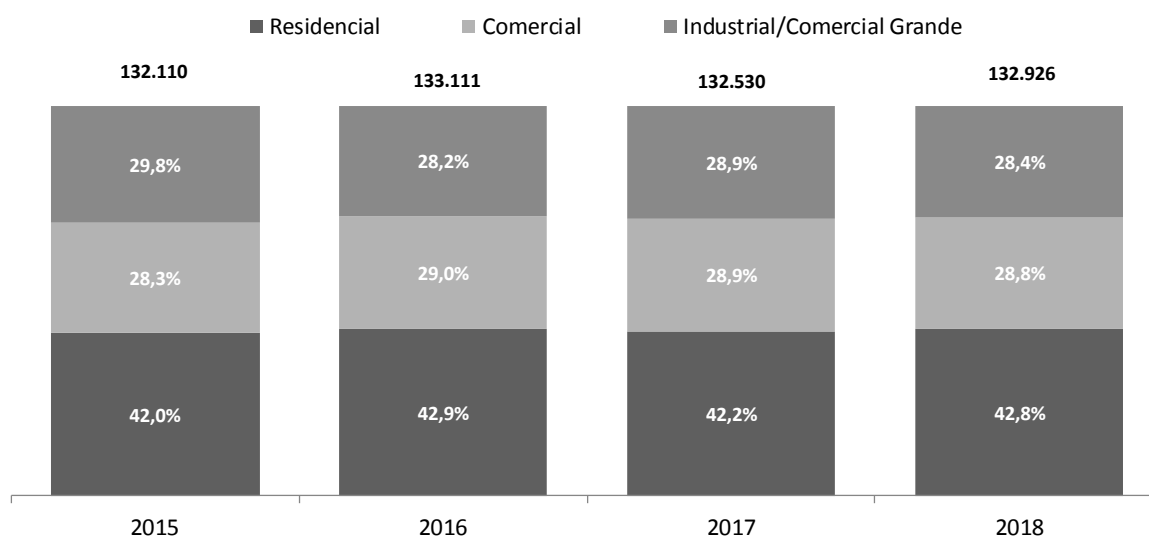


Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA y ADEERA.

Tal como se observa en el Gráfico II.II., el crecimiento sostenido de la demanda experimentado entre 2003 y 2015 presenta una participación relativamente estable de los distintos agentes del MEM. En efecto, mientras que en 2003 los Distribuidores representaba el 83% del total, en 2015 explicaban el 78% del total de la energía demandada. Por su parte, la participación de los Grandes Usuarios (GUMA + GUMA+ Autogeneradores) fue por la expansión de la actividad económica que pasó del 17% al

24% respectivamente, en términos de volumen pasaron de demandar 14.110 GWh en 2003 a 30.263 GWh en 2015. Luego, en los años subsiguientes, el volumen total de energía demandada se mantuvo relativamente estable, en torno al 24%<sup>45</sup>.

**Gráfico II. III. Evolución de la demanda de energía eléctrica según tipo de demanda, 2015-2018. En GWh y porcentajes.**



Fuente: elaboración propia según información de CAMMESA.

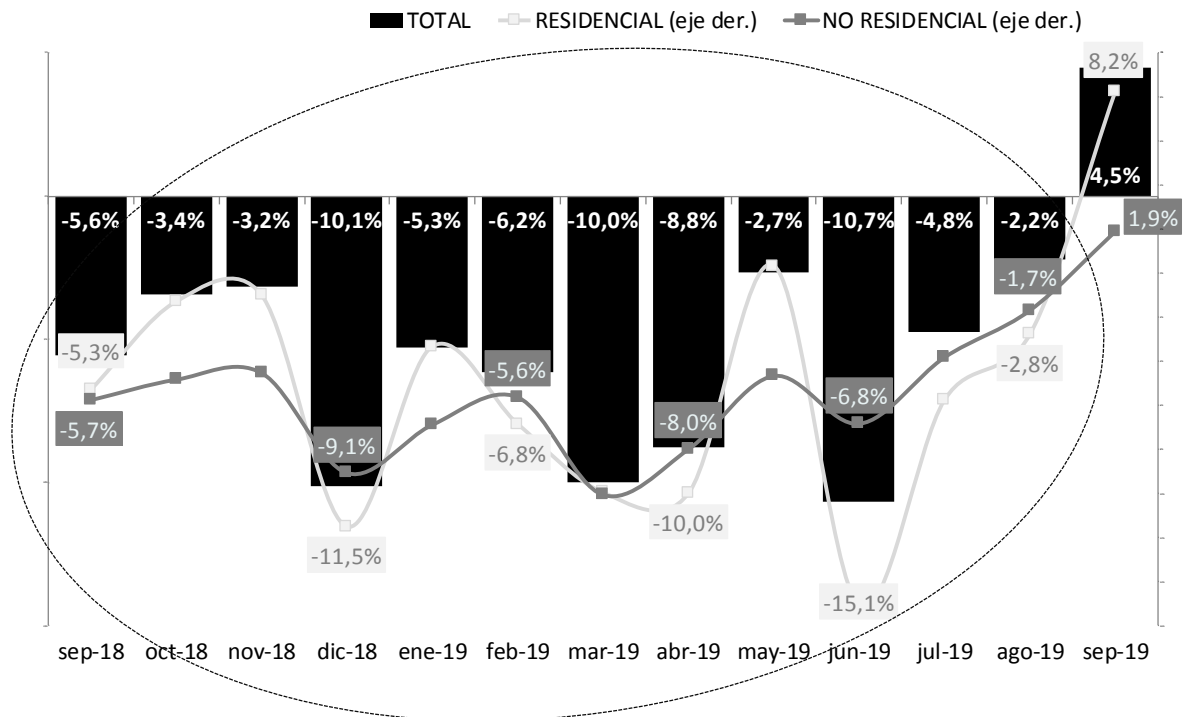
El virtual estancamiento de la demanda a partir de 2016 es coincidente con la trayectoria de la actividad económica durante el gobierno de Cambiemos. En el marco de una política tarifaria de fuerte incremento del precio de los servicios públicos, resulta interesante analizar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica según el tipo de usuario (Residencial, Comercial e Industrial). Como puede observarse en el **Gráfico II.III**, el primer efecto que produjo el incremento de los precios es el estancamiento de la demanda de todos los segmentos. Esto se evidencia cuando se compara con el período previo donde la actividad productiva y el consumo interno expandieron la demanda de energía eléctrica. En efecto, mientras que la demanda de energía eléctrica creció, entre 2008 y 2015, a una tasa promedio anual acumulativa del 4%, entre los años 2016 y 2018 lo hizo en un -0,1%.

<sup>45</sup> La demanda de los GUMA explica durante todo el período analizado cerca del 80% de la demanda anual de los Grandes Usuarios.

Entre 2015 y 2018, el principal segmento afectado fue el industrial, cuya participación sobre la demanda total de energía eléctrica disminuye del 29,8% al 28,4%. Mientras que la participación del segmento residencial y comercial reflejan la fuerte retracción del consumo, en términos de participación se mantienen relativamente estables, con una leve tendencia ascendente.

En este punto resulta importante destacar como un fenómeno particular, el impacto de la crisis económica, evidenciada a partir de mayo de 2018, sobre la demanda de energía eléctrica total y residencial.

**Gráfico II. IV. Evolución interanual de la demanda de energía eléctrica total y residencial, septiembre 2018 a septiembre 2019. En porcentajes.**



Fuente: elaboración propia según información de CAMMESA.

Como puede observarse en el **Gráfico II.IV.** a partir del mes de septiembre de 2018 se inicia un ciclo de descenso consecutivo de la demanda total de energía eléctrica. Como resultado del impacto de la crisis cambiaria y económica, la demanda de energía registra picos de caída de consumo que alcanzan el 10,7% en junio de 2019. Si bien en el mes de septiembre de 2019 se observa un crecimiento del 4,5% respecto a los valores del año anterior, la demanda registrada se encuentra un 1,1% por debajo de los valores de



2017. En tanto, la demanda residencial denota un mayor impacto, presentado caídas de hasta el 15,1% durante el período de referencia. Sin embargo, en septiembre de 2019 el consumo de los hogares fue un 2,9% superior a los valores registrados en 2017.

En suma, mientras que durante los primeros años del gobierno de Cambiemos se registra un estancamiento de la demanda de energía eléctrica como resultado del programa económico y la política tarifaria implementada por el nuevo gobierno, a partir del mes de septiembre de 2018 la pronunciada caída de la demanda de energía responde al impacto de la grave crisis económica y financiera que atraviesa la Argentina. En este sentido, durante los primeros años de gobierno de Cambiemos el estancamiento de la demanda de energía puede corresponderse con los efectos de la política tarifaria implementada y, de alguna manera, a la denominada elasticidad de la demanda. En tanto, a partir de septiembre de 2018 la caída de la demanda total y residencial responde a los efectos de la crisis económica que destruyó parte del aparato productivo y quebró el funcionamiento de las economías familiares.

## **II.II. Caracterización de la distribución eléctrica en la provincia de Buenos Aires.**

En tanto el presente trabajo se centra en la provincia de Buenos Aires, como base para el análisis resulta pertinente analizar la composición de la demanda total de energía eléctrica según cada una de las regiones o provincias. En base a la nomenclatura utilizada por los principales organismos o asociaciones del sector<sup>46</sup>, en el año 2018 la demanda del AMBA representó el 37,9% de la demanda total del país, seguida por las distribuidoras bajo jurisdicción de la provincia de Buenos Aires que explicaron el 11,2% de la demanda total, y, en tercer lugar, la demanda de la provincia de Santa Fe representando el 9,6% del total de la demanda de energía de todo el país.

Sin embargo, el principal problema de la metodología citada reside en que la misma no permite identificar el peso específico de la demanda total de la provincia de Buenos

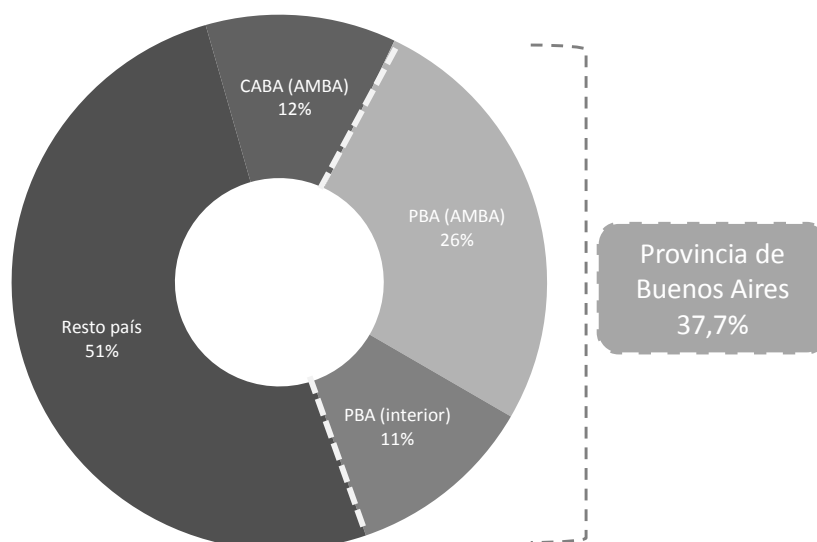
---

<sup>46</sup> Ver, por ejemplo, el Informe Anual 2018 de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), y el Informe Anual 2018 de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).

Aires sobre el total país. Esta circunstancia responde a que la categoría AMBA incluye no sólo la demanda de la CABA, sino también la de los partidos del conurbano bonaerense donde el servicio de distribución eléctrica se encuentra concesionado a las empresas EDESUR y EDENOR, y la demanda registrada por la concesionaria EDELAP<sup>47</sup>.

Con el objetivo de alcanzar una dimensión real de la importancia de la provincia de Buenos Aires sobre el total de la demanda de energía eléctrica nacional, se propone una aproximación a la misma diferenciando la demanda de energía del AMBA que corresponde a la provincia de la originada en la CABA.

**Gráfico II. V. Demanda de energía eléctrica sobre el total país, 2018. En porcentajes.**



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

**Nota 1:** incluye la demanda de las cooperativas agentes del MEM, las pérdidas de energía y la demanda de los grandes usuarios de las distribuidoras.

Como puede observarse en el **Gráfico II.V.**, la provincia de Buenos Aires asume un lugar decisivo para la demanda de energía eléctrica de todo el país. En efecto, en 2018 la demanda total de la provincia alcanzó a explicar el 37,7% de la demanda de todo el país, correspondiendo el 26,0% a los partidos del conurbano bonaerense, y el 11,7% a los partidos del interior. Por otro lado, la CABA alcanza a representar el 12,0% de la demanda nacional, mientras que el resto de las provincias explican el 51,0% restante.

<sup>47</sup> Ver Informe Anual de CAMMESA (de 1994 a 2018).

En la actualidad, el servicio de distribución eléctrica bonaerense se encuentra concesionado a seis empresas privadas y 200 cooperativas eléctricas, la mayoría de las cuales obtiene el suministro eléctrico para sus localidades con la compra en bloque a las distribuidoras provinciales, existiendo una porción minoritaria, aunque muy representativa en términos de demanda, que obtiene directamente del sistema interconectado la energía que distribuyen<sup>48</sup>.

En términos de participación en la demanda de energía, EDENOR y EDESUR, creadas en el marco de la privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) en el año 1992, son las principales empresas distribuidoras que operan en territorio bonaerense, a la vez que prestan servicio también en la CABA. En 2018, EDENOR distribuyó un total de 21.172 GWh a 2.982.834 de usuarios. Su área de concesión en CABA abarca las Comunas 12, 13, 14, mientras que comparte el servicio de distribución eléctrica con EDESUR en las comunas 2, 11 y 15. En la provincia de Buenos Aires, presta el servicio de distribución eléctrica en las localidades de Tres de Febrero, Escobar, Gral. Las Heras, Gral. Rodríguez, Gral. San Martín, Hurlingham, Ituzaingó, José C. Paz, La Matanza, Malvinas Argentinas, Marcos Paz, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Fernando, San Isidro, San Miguel, Tigre y Vicente López.

En tanto, EDESUR registra un total de 2.537.000 de usuarios, y en 2018 comercializó 17.354 GWh. Su área de concesión en CABA abarca las Comunas 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10, compartiendo el servicio con EDENOR en las Comunas 2, 11 y 15. En tanto, en la provincia de Buenos Aires presta servicio en las localidades de Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente.

Mientras que EDENOR y EDESUR se encuentran bajo jurisdicción del Estado nacional, la provincia de Buenos Aires regula la actividad de las cuatro distribuidoras

---

<sup>48</sup> En total, son 33 las cooperativas de la provincia de Buenos Aires que operan como agentes del MEM: San Antonio de Areco, Chacabuco, Colón, Luján, Monte, Moreno, Pergamino, Ramallo, Rivadavia, Rojas, Saladillo, Salto, San Pedro, Trenque Lauquen, Zárate, Coronel Dorrego, Monte Hermoso, Pigüé, Coronel Pringles, Punta Alta, Puán, Azul, Barker, Castelli, Lezama, Las Flores, Necochea, Olavarría, Ranchos, San Bernardo, Tandil, Tres Arroyos, Villa Gesell. Para mayor detalle ver: Secretaría de Energía (2014), Informe del Sector Eléctrico -Cooperativas-. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

que operan exclusivamente en territorio bonaerense. EDELAP, creada en el marco de la privatización de SEGBA y bajo control regulatorio de la provincia desde el año 2011, opera en las localidades de Berisso, Brandsen, Ensenada, La Plata, Magdalena y Punta Indio, y atiende la demanda de 365.536 usuarios y 5 cooperativas eléctricas. Por otro lado, EDEN distribuye la energía en la zona norte de la provincia, cubriendo la demanda de 32 localidades<sup>49</sup> y 103<sup>50</sup> cooperativas eléctricas, alcanzando un total de 369.895 usuarios.

La zona atlántica de la provincia se encuentra concesionada a la distribuidora EDEA, que opera en 17 localidades y atiende el suministro eléctrico de 525.273 usuarios y 25 cooperativas<sup>51</sup>. Finalmente, EDES abarca la zona sur bonaerense, encontrándose dentro de su área de concesión 12 localidades<sup>52</sup>, atiende la demanda eléctrica de 195.077 usuarios y 34 cooperativas<sup>53</sup>.

En 2018, entre las cuatro distribuidoras bonaerenses distribuyeron 10.041 GWh a lo largo del territorio de la provincia.

---

<sup>49</sup> Alberdi, Alberti, Alem, Arrecifes, Arribeños, Ascensión, Baradero, Blaquier, Bragado, Campana, Capilla del Señor, Capitán Sarmiento, Carlos Casares, Chivilvoy, Conesa, Daireaux, Gral. Arenales, Lincoln, Lobos, Los Cardales, Mercedes, Pellegrini, Perez Millán, Ramallo, Roque Perez, Saliquello, San Andrés de Giles, San Nicolás, Suipacha, Tres Lomas, Vedia.

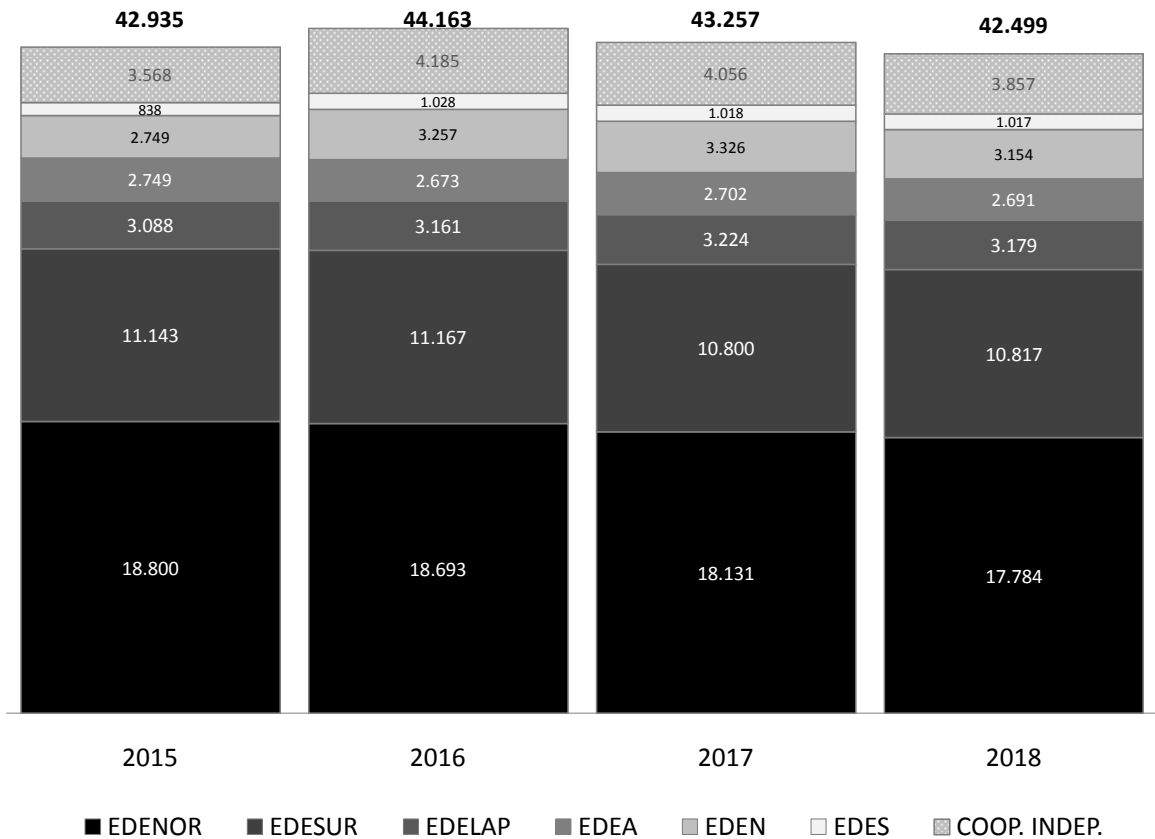
<sup>50</sup> Dentro del área de concesión de EDEN operan un total de 117 cooperativas, 13 de las cuales son agentes compran energía directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista.

<sup>51</sup> Dentro del área de concesión de EDEA operan un total de 37 cooperativas, 12 de las cuales son agentes compran energía directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista.

<sup>52</sup> Bahía Blanca, Carhué, Carmen de Patagones, Casbas, Cnel Suarez, Guaminí, Laguna Alsina, Laprida, Médanos, Saavedra, Stroeder, Villalonga.

<sup>53</sup> Dentro del área de concesión de EDES operan un total de 40 cooperativas, 6 de las cuales son agentes compran energía directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista.

**Gráfico II.VI. Venta de energía eléctrica de la provincia de Buenos Aires según agente distribuidor<sup>1</sup>, 2015-2018. En GW/h.**



Fuente: Elaboración propia en base a memorias y balances de las empresas.

Nota 1: En los casos de EDENOR y EDESUR se estimó únicamente la demanda correspondiente a los partidos de la provincia de Buenos Aires. No incluye la demanda correspondiente a la CABA. Nota 2: No incluye las pérdidas de energía ni la demanda de Grandes Usuarios de las distribuidoras.

En sintonía con el comportamiento de la demanda a nivel nacional, entre 2015 y 2018 la provincia de Buenos Aires registra un amesetamiento de su consumo eléctrico. En términos de participación sobre el total de la provincia, EDENOR abastece el 41,3% de la demanda eléctrica, posicionándose claramente como la principal empresa distribuidora bonaerense. Así, en 2018 la concesionaria que controla Pampa Energía

distribuyó 17.784 GWh<sup>54</sup> de los 42.499 GWh que consumieron los bonaerenses. En el mismo año, EDESUR, controlada por la trasnacional italiana ENEL, distribuyó en territorio bonaerense 10.817 GWh<sup>55</sup>, alcanzando una participación de cerca del 25,4% del total de la energía distribuida en la provincia.

Las cooperativas independientes son aquellas que adquieren la energía eléctrica directamente en el Mercado Mayorista, es decir que no son clientes de las distribuidoras. Si bien este segmento está compuesto por un número reducido de cooperativas, la demanda conjunta de las mismas en 2018 fue de 3.878 Gwh, representando el 7,4% del total de la demanda de la provincia.

Entre las distribuidoras bajo jurisdicción bonaerense, EDELAP y EDEN se posicionan como las principales concesionarias, en 2018 distribuyeron 3.179 GWh y 3.154 GWh, explicando cada una cerca del 8,2% de la demanda total provincial. Por otra parte, la distribuidora de la zona atlántica, EDEA, distribuyó en el mismo año 2.691 GWh, ubicándose en el quinto lugar de relevancia (con 6,3% de la demanda total). Finalmente, la distribuidora del sur de la provincia de Buenos Aires, EDES, presenta una participación de 2,4% sobre el total provincial, alcanzando a distribuir en 2018 1.017 GWh.

A pesar de la importancia de las cooperativas para el sistema eléctrico bonaerense, resulta un tema vacante, tanto para la actividad académica como para las distintas instituciones vinculadas al sector<sup>56</sup>. Tal como fue mencionado, en la actualidad existen 200 cooperativas eléctricas en la provincia de Buenos Aires, las cuales en algunos casos cumplen también otras funciones o servicios sociales. Una primera aproximación a este universo heterogéneo, podría diferenciarlas en función del lugar que ocupan en el sistema eléctrico. En este sentido, las cooperativas independientes son aquellas que, en tanto agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, acceden a la compra de energía eléctrica

---

<sup>54</sup> Tal como se mencionó anteriormente, EDENOR presta servicio también en la CABA, por lo que en 2018 la venta de energía total alcanzó los 21.172 GWh.

<sup>55</sup> Considerando la distribución de energía en CABA, en el año 2018 EDESUR comercializó un total de 17.354 GWh.

<sup>56</sup> Como insumo general puede consultarse el Informe del Sector Eléctrico (apartado “Cooperativas”) publicado por la Secretaría de Energía de la Nación (varios años). Para una relativa aproximación a la problemática en la provincia de Buenos Aires puede consultarse: La Scaleia, Luis. (2003). Cooperativismo y desarrollo energético en la Argentina: el caso de la cooperativa eléctrica de Las Flores: 1934-1950. Publicación del Centro de Estudios de Sociología del Trabajo, Instituto de Investigaciones Administrativas, Facultad de Ciencias Económicas, Universidad de Buenos Aires.

por fuera de las distribuidoras provinciales. Si bien representan una minoría dentro del universo total, contabilizando en 2018 un total de 33 cooperativas, por su volumen de demanda se posicionan como un actor de relevancia del sector eléctrico bonaerense. En base a este criterio, el segundo agrupamiento lo integran la mayoría de las cooperativas y está conformado por aquellas que son usuarios de las distribuidoras provinciales. Alcanzando en 2018 un total de 177 cooperativas, se trata de un universo de gran heterogeneidad en cuanto a cantidad de usuarios, de demanda, y extensión geográfica de cobertura

**Cuadro II.I. Participación de las cooperativas de la provincia de Buenos Aires sobre el total de usuarios y energía vendida, según posición en el mercado, 2018. En GWh y porcentajes.**

COOPERATIVAS/ TOTAL PBA	Usuarios		Energía	
	Cantidad	%	GW/h	%
Usuarías distro	336.024	4,6%	1.414	3,5%
Independientes	643.415	8,8%	3.878	9,7%
TOTAL COOP.	979.439	13,4%	5.293	13,2%
<b>TOTAL PBA</b>	<b>7.317.423</b>	<b>100%</b>	<b>40.057</b>	<b>100%</b>

Fuente: elaboración propia en base a información de OCEBA.

En términos agregados, como puede observarse en el **Cuadro II.I.**, las cooperativas eléctricas representan el 13,2% de la energía distribuida y el 13,4% de los usuarios del total de la provincia. Al analizar por segmento, se observa que las cooperativas independientes explican el 66% de los usuarios y el 73% de la energía vendida por el total de las cooperativas. En este sentido, en tanto las cooperativas usuarias de las distribuidoras explican una porción minoritaria de los usuarios y de la energía vendida, como ya fuera mencionado este segmento agrupa a la mayoría de las cooperativas eléctricas que operan en la provincia.

**Cuadro II. II. Cooperativas de la provincia de Buenos Aires, según tipo, tamaño, energía vendida y cantidad de usuarios, 2018. En GWh.**

Tipo de cooperativa	Tamaño x consumo	Cantidad de Usuarios		Energía vendida (GW/h)		Consumo por usuario (KW/h)	
USUARIAS DISTRIBUIDORAS	GRANDES (16)	> 20 GW/h	183.328	54,6%	787,7	55,7%	4.296,7
		EDEA	113.969	62,2%	461,8	58,6%	4.052,0
		EDEN	69.359	37,8%	325,9	41,4%	4.698,8
	MEDIANAS (69)	3 - 20 GW/h	111.211	33,1%	510,9	36,1%	4.593,7
		EDEA	24.495	22,0%	101,5	19,9%	4.144,1
		EDELAP	4.878	4,4%	28,2	5,5%	5.779,4
		EDEN	51.379	46,2%	255,2	50,0%	4.967,2
		EDENOR	467	0,4%	8,9	1,7%	19.074,7
		EDES	29.993	27,0%	117,1	22,9%	3.903,1
	PEQUEÑAS (76)	< 3 GW/h	31.180	9,3%	115,8	8,2%	3.714,6
		EDEA	3.517	11,3%	9,8	8,5%	2.786,1
		EDELAP	1.656	5,3%	3,7	3,2%	2.244,9
		EDEN	20.801	66,7%	82,9	71,6%	3.984,5
		EDES	5.207	16,7%	19,4	16,8%	3.730,8
	OTROS (7)	S/DATOS	10.305	3,1%	s/d	s/d	s/d
		EDEA	4.113	39,9%	s/d	s/d	s/d
		EDEN	1.106	10,7%	s/d	s/d	s/d
EDES		5.086	49,4%	s/d	s/d	s/d	
TOTAL		336.024	100%	1.414	100%	4.209	
INDEPENDIENTES	GRANDES (31)	> 20 GW/h	421.740	98,8%	3.857	99,4%	9.145
		EDEA	191.281	44,8%	1.016	19,2%	5.313
		EDEN	216.856	50,8%	1.016	19,2%	4.687
		EDES	13.604	3,2%	1.016	19,2%	74.709
	MEDIANAS (2)	3 - 20 GW/h	5.294	1,2%	21	0,6%	4.048
		EDEA	5.294	1,2%	21	0,4%	4.048
TOTAL		427.034	100%	3.878	100%	9.082	

Fuente: elaboración propia en base a información de OCEBA.

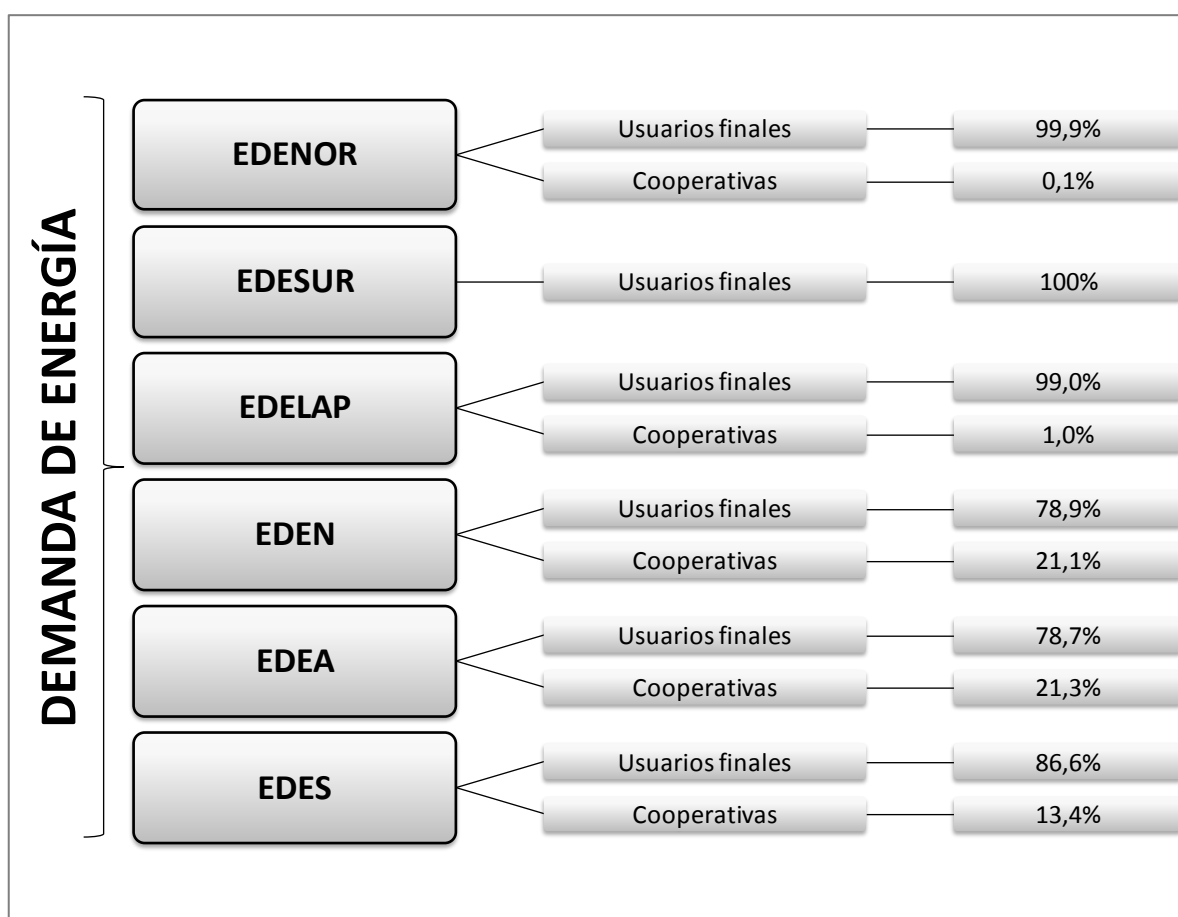
Si se organiza a las cooperativas de este segmento en función de la cantidad de energía distribuida, se verifica una importante concentración en la categoría de “Pequeñas” (menos de 3 GWh anuales). Como se observa en el **Cuadro II.II.**, el total de cooperativas en esta categoría alcanza a 76 entidades, representando en conjunto el 8,2% de la energía vendida y el 9,3% del total de los usuarios del segmento. Esta situación refiere, en buena medida, a que estas entidades operan en zonas de baja densidad poblacional y, en la mayoría de los casos, sobre una amplia extensión territorial.



Dentro del mismo segmento, las cooperativas medianas (entre 3 y 20 GWh, anuales) alcanzan un total de 69 entidades, explicando el 33,1% de los usuarios del segmento, y el 36,1% de la energía vendida. Finalmente, sólo 16 entidades integran la categoría de grandes cooperativas (más de 20 GWh), explicando el 54,6% de los usuarios del segmento y el 55,7% de la energía vendida. Por lo general, estas cooperativas abastecen no solamente a usuarios residenciales sino también a usuarios industriales o grandes comercios/servicios.

En este sentido, 31 de las 33 entidades que componen el segmento de cooperativas independientes se concentran en la categoría de grandes establecimientos, explicando el 98,8% de los usuarios y el 99,4% de la energía vendida.

**Cuadro II.III. Demanda de energía eléctrica en la provincia de Buenos Aires según agente distribuidor y cooperativas, 2018. En porcentajes.**



Fuente: elaboración propia en base a información del OCEBA.

A diferencia de las entidades independientes, la mayoría de las cooperativas de la provincia es usuaria de las distribuidoras, representado una porción de la energía vendida por las mismas. Como se puede observar en el **Gráfico II.III.**, en el caso de EDEA, EDEN y EDES, las cooperativas tienen una participación relevante sobre la energía vendida por estas distribuidoras, alcanzando a explicar el 21,3%, 21,1% y el 13,4% de la demanda total, respectivamente. En el caso de las distribuidoras del AMBA, sólo EDENOR abastece a una cooperativa de la provincia, representando la misma una participación residual sobre el total de la energía vendida por esta distribuidora (el 0,1%).

La centralidad de la provincia de Buenos Aires para el sistema eléctrico nacional queda evidenciada, entre otras, por su participación en la demanda eléctrica total de la Argentina. En este sentido, este distrito adquiere particular relevancia para la evaluación del impacto que tuvo la aplicación de una política tarifaria y sectorial coordinada entre el poder ejecutivo nacional y provincial.

### **CAPÍTULO III. LA REORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES DURANTE LA GESTIÓN CAMBIEMOS**

#### **III.I. La expansión del grupo Desarrolladora Energética S.A. (DESA) en la provincia de Buenos Aires.**

Creada en agosto de 2014 por Rogelio Pagano<sup>57</sup>, Desarrolladora Energética S.A. (DESA) adquirió, a partir de 2016, una creciente centralidad en el sector eléctrico de la provincia de Buenos Aires<sup>58</sup>.

---

<sup>57</sup> Pagano desembarcó en el sector energético de la mano de Marcelo Mindlin. Como director del Grupo Dolphin, nave insignia de Mindlin para la inversión en empresas eléctricas a comienzos de 2000, era el encargado de desarrollar la política de fusiones y adquisiciones. Durante la década pasada participó activamente en el surgimiento y

La primera operación del grupo en territorio bonaerense consistió en la compra del 90% de las acciones de EDEN y EDES al empresario venezolano Martínez Mendoza. Para realizar esta operación, concretada en mayo de 2016, DESA contó con el financiamiento del fondo de inversión UBS Securities LLC<sup>59</sup>. La compra fue analizada por la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) en su Dictamen N°110<sup>60</sup>, cuyo Apartado III describe la secuencia de consultas realizadas al ENRE y al Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA) por este tema. Según informan las autoridades de la CNDC, ambos organismos respondieron de manera incompleta la consulta realizada, y frente a la insistencia de la Comisión omitieron cualquier respuesta<sup>61</sup>.

Respecto de la evaluación de los efectos de la operación de concentración sobre la competencia (apartado IV del Dictamen), las autoridades consideran que pueden utilizarse mecanismos de competencia por comparación mediante técnicas de benchmarking<sup>62</sup> con distribuidoras locales o de otros países, y concluyen que la

---

consolidación del grupo Pampa Energía, ocupando, entre otros puestos, la dirección financiera de EDENOR durante los primeros años de gestión.

<sup>58</sup> Hasta el desembarco en la provincia de Buenos Aires, la participación de DESA en el sector eléctrico se limitaba al control de la distribuidora de la provincia de Salta, EDESA.

<sup>59</sup> El costo total de la operación fue de U\$S 205 millones, de los cuales U\$S 124 millones fueron aportados por UBS Securities LLC. El plazo del préstamo fue de 18 meses, a una tasa nominal anual y creciente a partir del 13%.

<sup>60</sup> El Dictamen fue elevado en mayo de 2017, un año después de haberse concretado la operación.

<sup>61</sup> La llamativa falta de colaboración de los organismos encargados de controlar la actividad, es, posiblemente, la razón que explica que en el dictamen emitido por la CNDC no se encuentren contemplados los marcos regulatorios nacional y provincial. Incluso, es probable que las autoridades de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia desconozcan el antecedente del “caso SADESA”, donde tuvieron activa participación no solamente el ENRE y la Secretaría de Energía, sino también las entonces autoridades de la Comisión.

<sup>62</sup> El Benchmarking surge en los años 70 de la mano de Robert Camp (ejecutivo de la empresa Xerox). Sus definiciones principales se encuentran en la publicación de este autor de 1989 “Benchmarking: The Search of Industry Best Practics which Lead to Superior Performance”. La definición de estas técnicas y su aplicación fue desarrollada por consultoras del sector privado, notándose una notable ausencia de producción académica sobre la materia, y, más aún, su aplicación por parte de organismos públicos. En este caso, la excepción a escala local surge de algunos ensayos publicados por

operación no genera efectos horizontales que puedan afectar negativamente la competencia. En base a estos argumentos, básicos y limitados, las autoridades de la CNDC aconsejan al Secretario del Comercio de la Nación autorizar la operación económica<sup>63</sup>.

Unos meses después de concretar la compra de las distribuidoras bonaerenses, la asamblea de accionistas de DESA autorizó, en septiembre de 2016, la creación de un programa de emisión de Obligaciones Negociables simples por un valor nominal de U\$S 300 millones. A su vez, en marzo de 2017, DESA contrajo (mediante la firma EIESA<sup>64</sup>, una empresa controlada por el grupo) un segundo préstamo con UBS Securities LLC por un total de U\$S 300 millones. El primer desembolso de este préstamo<sup>65</sup> fue utilizado por el grupo para comprar el 72,6% de la participación accionaria de EDEA y el 90% de las acciones de EDELAP. Esta operación se concretó en marzo de 2017 por un total de U\$S 260 millones.

La Comisión Nacional de Defensa de la Competencia intervino también en el análisis de esta operación, recomendando al Secretario de Comercio de la Nación, mediante el Dictamen N° 261<sup>66</sup>, su aprobación. En este caso, el organismo consultó la opinión de las autoridades del ENRE, sin obtener respuesta alguna. Llamativamente, y a diferencia de su intervención anterior, el OCEBA informó a la CNDC que la autoridad de aplicación respecto de operaciones de venta o modificación del paquete accionario es el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la provincia. Frente a la consulta correspondiente, el 15 de junio de 2017 el ministro de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos, Roberto Gigante, informó a la CNDC, extralimitándose en las funciones otorgadas por la Ley N° 11.769, que no presentaba objeciones a la operación

---

centros de estudio o consultoras ligadas al sector privado. El objetivo de los mismos es flexibilizar el principio de “competencia por comparación” introduciendo la utilización de técnicas de Benchmarking, lo cual habilitaría a la concentración de empresas en un mismo ámbito regulatorio. En definitiva, según la bibliografía de referencia, el benchmarking se trata de la aplicación de determinadas técnicas de seguimiento de la actividad empresarial (propia y de la competencia) que permitirían mejorar el desempeño.

<sup>63</sup> La autorización se realizó mediante la Resolución 549/17.

<sup>64</sup> La Empresa Inversora Energética S.A. (EIESA) fue creada en febrero de 2017.

<sup>65</sup> El primer desembolso fue por un total de U\$S 206 millones.

<sup>66</sup> Elevado en noviembre de 2017.

notificada. Respecto de la evaluación de los efectos de la operación de concentración sobre la competencia, las autoridades de la CNDC utilizaron argumentos similares a los expresados en el dictamen de EDES y EDEN, recomendando la aprobación de la operación.

Con la incorporación de estas dos distribuidoras, DESA se constituyó como un actor de relevancia para el sector eléctrico. Como puede observarse en el ANEXO X, la sociedad controlante de este emporio energético es Cuxery Internacional S.A. (“Cuxery”), una sociedad anónima constituida de acuerdo con las Ley N°es de Uruguay. En términos formales, con sólo el 11,9% del capital, Rogelio Pagano es el controlante de la firma, debido a que retiene el total de las acciones ordinarias. El resto de las acciones de Cuxery Internacional S.A. son “acciones preferidas”<sup>67</sup> que corresponden a inversionistas anónimos, que dada la confianza que tienen en Pagano depositan en él el manejo de la compañía<sup>68</sup>.

Con el 20,4% del capital y el 79,5% de las acciones con derecho a voto, Cuxery Internacional S.A. es controlante de Tesnik Holding LTD, sociedad constituida de acuerdo con las Ley N°es de Inglaterra y Gales. El 71,95% del capital social y del 20,4% de los derechos de voto restantes son titularidad de CVI CVF III LUX MASTER S.A.R.L.<sup>69</sup>.

A partir de estos datos, queda expuesto claramente que, según la información pública que se expone, Luis Pablo Rogelio Pagano participa de manera minoritaria del grupo DESA, reteniendo el gerenciamiento del mismo<sup>70</sup>. En este sentido, se mantiene el interrogante respecto a la identidad de los accionistas mayoritarios del grupo, situación que configura potencialmente un grave riesgo regulatorio, dado que el controlante de DESA podría ser perfectamente una sociedad o grupo económico que actualmente opera

---

<sup>67</sup> Las acciones preferidas otorgan una preferencia económica o dividendos de cobro preferente con respecto a las acciones ordinarias.

<sup>68</sup> Sin embargo, ciertos actos de consentimiento requieren el voto afirmativo de los directores designados por los inversores no controlantes de (o de los directores nombrados por dichos inversores).

<sup>69</sup> Se trata de una sociedad radicada en Luxemburgo en 2006. Según los registros de la consultora Bloomberg, es una empresa subsidiaria de CARGILL.

<sup>70</sup> La única sociedad que co-controla es Magintec S.A., controlante de la distribuidora eléctrica de la provincia de Salta.

en el sector y mediante el anonimato encubre su verdadero poder de mercado, el cual podría resultar contradictorio con el marco normativo vigente.

La frenética actividad financiera de DESA continuó durante 2017. Por un lado, en abril de ese año la asamblea de accionistas ratificó la ampliación del programa de Obligaciones Negociables a un monto máximo de U\$S 600 millones. Por otro lado, en el mes de julio DESA recibió por parte de un consorcio de bancos y fondos de inversión<sup>71</sup>, un préstamo por un total de U\$S 475 millones<sup>72</sup>. Estos fondos fueron utilizados para cancelar los saldos pendientes de los préstamos de UBS, avanzar con la compra de las participaciones minoritarias en EDEN, EDES y EDELAP y otorgarle un préstamo a la controlada Inversora Eléctrica de Buenos Aires (IEBA).

El complejo andamiaje financiero desplegado le permitió a DESA concentrar en el término de dos años todas las empresas de distribución eléctrica bajo jurisdicción provincial. Sin dudas, la anuencia de los organismos de control y regulación tanto nacionales como provinciales se constituyó como el segundo elemento necesario para que este grupo económico se posicione, vulnerando los principios más básicos de la regulación vigente, como un actor de relevancia en el sector eléctrico nacional.

### **III.II. El traspaso de la concesión, la regulación y el control de la distribución eléctrica del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA).**

---

<sup>71</sup> Integrado por el Deutsche Bank AG, London Branch, JPMorgan Chase Bank, N.A., London Branch, y Nomura Securities (Bermudas) Ltd.

<sup>72</sup> El contrato del préstamo está regulado según las leyes del estado de New York, en tanto los documentos de garantía están regulados según las leyes de Costa Rica. La tasa anual es del 9,5%, por el término de 3 años. Por otro lado, las garantías presentadas por DESA para obtener el préstamo fueron: (i) una prenda sobre el 100% de las acciones de Tesnik Holdings Limited y Tesnik Dos Holdings Limited; (ii) una prenda sobre el 88,23% de las acciones de DESA; (iii) una prenda en primer grado de privilegio sobre el 100% de las acciones de AESEBA S.A.U., AES PAMPA ENERGY S.A.U., DESA Instrumentos Energéticos S.L., Luz de la Plata S.A.U, COINELEC S.A., Infraestructura Energética del Plata S.A. y Buenos Aires Energy Company S.A.U; (iv) una prenda sobre el 83,81% de las acciones de Inversora Eléctrica de Buenos Aires S.A.; y (v) un fideicomiso en garantía sobre el 100% de las acciones de Compañía Inversora Energía del Plata S.A. y Desarrolladora Utilities S.A.

Bajo jurisdicción federal desde la creación de SEGBA en el año 1958, la distribución eléctrica del AMBA se encuentra en la actualidad concesionada a las empresas EDENOR y EDESUR, y, por instrucción del Poder Ejecutivo Nacional, a fines de 2018 se inició el proceso de traspaso de jurisdicción a la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta iniciativa representa un hito de relevancia para el sector eléctrico nacional debido a que la demanda de energía eléctrica del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) representa el 37,9% de la demanda de todo el país. En la actualidad, mientras la distribuidora EDENOR se encuentra bajo control del Grupo Pampa Energía<sup>73</sup>, la mayoría accionaria de EDESUR se encuentra en manos de la trasnacional del Estado italiano, ENEL<sup>74</sup>.

El proceso de traspaso de las concesionarias se inició con el acuerdo de todos los gobernadores expresado en el marco del Consenso Fiscal, suscripto el 13 de septiembre de 2018 por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) y representantes de las provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) -aprobado por la Ley N° N° 27.469-, y fue ratificada por Ley N° N° 27.467 de Presupuesto nacional 2019, Artículo 124<sup>75</sup>.

Mediante el Decreto N° 163/2019 el presidente Macri encomendó al Ministerio de Hacienda de la Nación la realización de las gestiones y la suscripción de los actos necesarios para avanzar con el traspaso. Lo cual habilitó la firma de dos acuerdos entre las jurisdicciones afectadas: el Acuerdo de Transferencia de Jurisdicción del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica a la Provincia de Buenos Aires y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmado en febrero de 2019; y el Acuerdo de Implementación de la Transferencia de Jurisdicción sobre el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica a la Provincia de Buenos Aires y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmado en mayo de 2019.

Como parte de los procedimientos administrativos para concretar el traspaso, en junio de 2019 la legislatura de la CABA ratificó la aprobación del Acuerdo de Traspaso,

---

<sup>73</sup> Pampa Energía retiene el 51% de las acciones de la distribuidora, mientras que la ANSES participa con el 27%, en tanto el 9% cotiza en la Bolsa de Buenos Aires, y el 13% en la Bolsa de Nueva York.

<sup>74</sup> ENEL controla EDESUR con el 72% de las acciones, mientras que el grupo SADESA (Reca/Caputo/Escasany/Bemberg) retiene el 27%, en tanto el 1% pertenece a accionistas minoritarios.

<sup>75</sup> Como parte del Acuerdo de cambio de jurisdicción, las empresas llegaron a un acuerdo económico con el Estado nacional relacionado con el congelamiento tarifario durante los gobiernos kirchneristas y las deudas contraídas por las concesionarias con el Estado nacional denominado Acuerdo de Regularización de Obligaciones. El mismo es analizado en detalle en el Capítulo V.

mientras que la gobernadora M. Eugenia Vidal ratificó la adhesión de la provincia de Buenos Aires mediante el Decreto N° 1289/2019 publicado el 2 de octubre de 2019.

El traspaso de la concesión, la regulación y el control de la distribución eléctrica del AMBA implica el desarrollo de un complejo entramado administrativo y regulatorio, el cual no fue contemplado en los procedimientos ejecutados por las distintas autoridades involucradas. En efecto, tal como fue implementada, esta política presenta serias falencias con importantes consecuencias para el funcionamiento actual del sector. En este sentido, el hecho de retirar de la órbita del Estado nacional el control de un servicio público que posee interconexión entre distintas provincias, en este caso entre la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la provincia de Buenos Aires, abre la posibilidad de un escenario futuro de disputa entre los estados provinciales y la Nación respecto del control, por ejemplo, de las empresas de transporte de energía eléctrica, en la actualidad bajo jurisdicción nacional. Así como el Estado de la provincia de Buenos Aires y la CABA se asociaron para controlar la actividad de distribución eléctrica en la región, las distintas provincias podrían asociarse para reclamar el control de las transportistas regionales de energía eléctrica cuyas líneas atraviesan su territorio. En este sentido, el horizonte objetivo de la delegación jurisdiccional del control y regulación no refiere a una mejora de la regulación sectorial en base a la aplicación de un nuevo paradigma, sino más bien a la desregulación de la misma como consecuencia de la degradación institucional del organismo de control.

Por otro lado, es importante destacar las diferencias sustanciales entre esta iniciativa que busca garantizar el traspaso de la concesión y el control de EDENOR y EDESUR a la provincia de Buenos Aires y la CABA, y el traspaso de la concesión de EDELAP a la provincia de Buenos Aires realizada en el año 2011. Mediante el Decreto N° 1853/2011 la entonces presidenta Cristina Fernández concretó el traspaso de la distribuidora platense, amparada en las negociaciones realizadas entre los organismos de control nacional y provincial y la entonces Secretaría de Energía de la Nación (SEN). Dichas negociaciones se ejecutaron en el marco de lo dispuesto por el Artículo 48 del contrato de concesión de EDELAP y el Artículo 11 del Decreto N° 1795/1992, los cuales facultan a la SEN y al ENRE a acordar con la Provincia de Buenos Aires la fiscalización del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica que se concede a EDELAP S.A. Según los considerandos del Decreto N° 1853/2011, la posibilidad de traspaso reside en que esta empresa presta únicamente los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica dentro de la Provincia de Buenos



Aires, no existiendo interconexión con otra provincia o con la CABA. En los casos de EDENOR y EDESUR, esta última condición no se cumple, de modo que el control y regulación de su actividad debe permanecer bajo jurisdicción nacional (Artículo 6 de la Ley N° 15.336).

Tal vez más importante que lo señalado resulta el hecho que lo actuado por la gestión Cambiemos presenta claros impedimentos constitucionales. En tal sentido, numerosa y autorizada doctrina (entre los que se destacan Bidart Campos<sup>76</sup>) ha considerado históricamente que cuando un servicio público posea interconexión entre distintas provincias, se determina la competencia federal sobre la materia.

Tal conclusión se deriva de la "cláusula comercial", enmarcada en el Artículo 75 inciso 13 de la Constitución Nacional, en cuanto establece que le corresponde al Congreso Nacional "reglar el *comercio con las naciones extranjeras, y de las provincias entre sí*". Al respecto, para la Corte "*la prestación del servicio público eléctrico está incorporada en la expresión 'comercio' del art. 75, inc. 13, como así también en los incs. 18 y 30 de este Artículo. Ello justifica [...] el sometimiento a la jurisdicción nacional de los contratos ejecutados a través del sistema argentino de interconexión, como así también por medio de la actuación de quienes operan en el mercado nacional, ya que se encuentra involucrado el comercio federal de energía*".<sup>77</sup>

En este sentido, de lo referido y las normas que lo sustentan, puede inferirse que existen tres niveles diferenciados de competencias. La primera de ellas refiere a la materia que implica jurisdicción exclusiva de la Nación, relacionada con el comercio interprovincial o internacional. Por otro lado, existe un área de competencias concurrentes entre la nación y las provincias, que surgen de las respectivas "cláusulas de progreso".

---

<sup>76</sup> Bidart Campos, Germán, "Jurisdicción Federal y Jurisdicción Provincial en materia electroenergética", El Derecho. Ricardo Alberto Muñoz (h),"La cláusula de comercio y sus implicancias sobre el federalismo regulatorio", Estudios de Derecho Público / Edgardo Tobías Acuña ... [et.al.]; prólogo de Alberto Antonio Spota. - 1a. ed. - Buenos Aires: Asociación de Docentes - Facultad de Derecho y Ciencias Sociales - UBA, 2013. Monti, Laura M. " Competencia regulatoria y judicial en materia ambiental según la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación", 9/03/2011, 1 - LA LEY 2011-B. Juan Bautista Justo, "Servicios Públicos interjurisdiccionales y protección del usuario ¿Cuál es el alcance de las competencias locales?", Diario Administrativo Nro 85 - 06.10.2015.

<sup>77</sup> "Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. (E.D.E.N.S.A.) c/ Buenos Aires, Provincia de y otro" (6/3/2012). De especial relevancia por hacer mención específica a OCEBA.

Finalmente, cuando el servicio público no exceda el marco provincial, será competencia “exclusiva” de las provincias y se determinará por todas aquellas materias no delegadas, siempre y cuando su ejercicio local no interfiera con las actividades declaradas federales.

Es en este sentido, la delegación de competencias realizada por el Estado nacional, dotando a su vez de facultades regulatorias a un Ente interjurisdiccional en desmedro de la competencia federal encierra indudablemente importantes fisuras constitucionales.

Más allá de los insalvables inconvenientes mencionados, es importante destacar la participación activa de las empresas distribuidoras en el proceso de formación e institucionalización del nuevo ente interjurisdiccional. Si bien no representa un incumplimiento formal aparente, los equipos técnicos y cuadros de conducción del nuevo Ente se encuentran vinculados a los grupos económicos que controlan a las empresas prestatarias<sup>78</sup>.

En este punto resulta importante resaltar que el proceso de traspaso iniciado por la administración Cambiemos presenta importantes inconvenientes para el funcionamiento adecuado del servicio público. Retomando el principio de descentralización de las funciones fundamentales del Estado nacional aplicado en la Argentina durante la década de los noventa, el traspaso del control de la actividad de distribución eléctrica en el AMBA implica una pérdida de jerarquía regulatoria que flexibiliza las condiciones de funcionamiento de las concesionarias, beneficiando directamente a las empresas prestatarias.

---

<sup>78</sup> El 10 de octubre de 2019 el ministro de Economía y Finanzas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires designó como presidente del Ente Metropolitano Regulador del Servicio Eléctrico al ingeniero Sergio Falzone. Hasta julio de 2019 Falzone desempeñó durante 12 años distintas funciones en la empresa generadora Central Puerto. Central Puerto pertenece al grupo SADESA, accionista de la distribuidora EDESUR.

## **CAPÍTULO IV. LA POLÍTICA TARIFARIA DE CAMBIEMOS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO.**

### **IV.I. El proceso de revisión tarifaria impulsado por Cambiemos en el sector de la distribución de energía eléctrica de la provincia de Buenos Aires.**

Con la llegada al gobierno nacional de la alianza Cambiemos, el presidente Mauricio Macri declaró, mediante el Decreto N° N° 134/16, la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, e instruyó al Ministerio de Energía y Minería de la Nación la elaboración y puesta en vigencia de un programa de acción para revertir la situación declarada garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En el **ámbito nacional**, el antecedente directo de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) impulsada por Cambiemos en el servicio de distribución eléctrica del AMBA, fue Resolución 32/2015 de la SEN, donde se fijó un aumento transitorio para las distribuidoras, a cuenta de una futura RTI. En este sentido, y para evitar incrementos en la tarifa de los usuarios finales, se estableció que CAMMESA asuma, con fondos aportados por el Estado Nacional, las transferencias calculadas por el ENRE según la metodología indicada por la SEN. En el marco de esta resolución se estableció que las empresas distribuidoras no podían utilizar los ingresos otorgados para cancelar créditos con entidades financieras, reestructurar deudas financieras, adquirir otras empresas, otorgar créditos, ni realizar otras operaciones que no estén estrictamente relacionadas con la cancelación de las obligaciones con el MEM, el pago de salarios del personal propio y tercerizado, y los pagos a proveedores de bienes y/o servicios relacionados con la prestación del servicio público de distribución eléctrica (Artículo 11). finalmente, en la misma resolución la SEN instruyó al ENRE a efectuar las acciones previas para la realización del proceso de la RTI (Artículo 13).

Luego del cambio de gobierno, en el mes de enero de 2016 el entonces Ministerio de Energía y Minería (MINEM) instruyó al ENRE (Resolución 7/2016) para que, dentro del ámbito de su competencia, lleve a cabo la RTI de EDENOR y EDESUR. Según instrucción del MEM, hasta tanto se finalice el proceso de revisión y se apliquen los

nuevos cuadros tarifarios, para el año 2016 se estableció un incremento de ingresos para las distribuidoras a cuenta de la RTI<sup>79</sup>.

La RTI consiste en un proceso, contemplado en la Cláusula Décimo Segunda del Acta Acuerdo firmada en 2006 por las distribuidoras, a partir del cual se determinan, entre otras cosas: la remuneración de los concesionarios y los mecanismos de ajuste de la misma; la eficiencia exigida para la prestación del servicio y el régimen de sanciones correspondiente; y se establece tanto la base de capital como la tasa de rentabilidad de las empresas, entre otras cosas.

En este sentido, con la asistencia técnica de la consultora Quantum<sup>80</sup>, el ENRE estableció, mediante la Resolución 55/2016, un Programa para la Revisión Tarifaria Integral y el correspondiente Plan de Trabajo. Como parte del mismo proceso estableció los criterios mediante los cuales las distribuidoras debían elaborar los informes solicitados por el Ente en el marco de los estudios de la RTI (Resolución 463/2016 y 492/2016, entre otras).

A su vez, mediante la Resolución 493/2016<sup>81</sup>, estableció una Tasa de Rentabilidad<sup>82</sup> para el cálculo de la remuneración de las empresas. En el marco de la ecuación tarifaria, el Valor Agregado de Distribución (VAD) corresponde a los ingresos que registran las distribuidoras para cubrir los costos de operación y mantenimiento del servicio, la inversión y la rentabilidad definida por el regulador.

El proceso de revisión tarifaria finalizó con la realización de la Audiencia Pública (convocada por Resolución 522/2016) sobre las Propuestas Tarifarias elaboradas por las concesionarias del servicio público para el quinquenio 2017-2021, y la realización de un informe final por parte del ENRE.

---

<sup>79</sup> Resolución ENRE 1/2016. En base a Resolución MINEM 6 y 7/2016.

<sup>80</sup> Contratada mediante Concurso Público (Contrato de Consultoría N° 02/2016) aprobado por Resolución ENRE N° 321/2016.

<sup>81</sup> Modificada a su vez por la Resolución 494/2016.

<sup>82</sup> La tasa de rentabilidad definida sobre activos en términos reales y después de impuestos es de 8,10%, equivalente a una tasa en términos reales antes de impuestos de 12,46%.

A partir del 1 de febrero de 2017, el ENRE puso en vigencia los nuevos cuadros tarifarios<sup>83</sup> para EDENOR y EDESUR estableciendo a su vez, el ingreso de cada distribuidora y un mecanismo de ajuste del mismo<sup>84</sup>, un plan de inversiones y un nuevo régimen de calidad de servicio y sanciones (Resolución 63/2017 y 64/2017).

En la **provincia de Buenos Aires**, el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos (MIySP) instruyó en febrero de 2016 al Organismo De Control de la Energía Eléctrica (OCEBA) a iniciar los estudios tendientes para la realización de la Revisión Tarifaria Integral para EDELAP, EDEA, EDEN, EDES y las cooperativas eléctricas (Resolución MIySP N° 22/16). En el caso de las tres últimas distribuidoras<sup>85</sup>, la revisión tarifaria ordenada por el MIySP se enmarca en lo dispuesto en el punto 4.4 de los Protocolos de Entendimiento de EDEA S.A., EDEN S.A. y EDES S.A. aprobados por los Decreto N°s N° 1128/06 y N° 2862/05 y sus respectivas Addendas de Adecuación de los Contratos de Concesión aprobadas mediante el Decreto N° N° 3273/06 y el Decreto N° N° 3192/06. En tanto, a diferencia de las anteriores, en el caso de EDELAP el proceso de revisión tarifaria se corresponde con lo establecido en el punto 5.2 y 6.6 del Protocolo de Entendimiento de EDELAP S.A. aprobado por el Decreto N° N° 99/12.

En el marco del proceso mencionado, y hasta tanto no se concrete la Revisión Tarifaria, el MIySP aprobó, en sintonía con lo ordenado a nivel nacional, un incremento tarifario establecido por el Organismo de Control de la Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires (OCEBA) en la Resolución N° 35/16. A diferencia de la experiencia nacional donde el proceso de revisión tarifaria estuvo comandado por el organismo regulador, en la provincia se conformó, por instrucción del MIySP, un Comité de Ejecución del Proceso para la Revisión Tarifaria Integral (CERTI). Con sede en la

---

<sup>83</sup> Hacer referencia a que los umbrales de calidad establecidos redujeron sustancialmente los parámetros señalados en el contrato de concesión.

<sup>84</sup> El mecanismo de ajuste establecido es de aplicación semestral (febrero y agosto) en base a una fórmula polinómica compuesta por: el Coeficiente de Variación Salarial (CVS) -54%-, el Índice de Precios Mayoristas (IPIM) -24,9%-, y el índice de Precios al Consumidor (IPC) -20,7%-. Siendo su fórmula:

$$FA_n = 0,544 \times \frac{IS_n}{IS_0} + 0,249 \times \frac{IPIM_n}{IPIM_0} + 0,207 \times \frac{IPC_n}{IPC_0}$$

<sup>85</sup> Al momento de la renegociación de los contratos como consecuencia de la salida del régimen de convertibilidad, EDELAP se encontraba bajo jurisdicción federal. Ver Capítulo III

Subsecretaría de Servicios Públicos de la provincia, el CERTI fungió como un comité interdepartamental integrado por la Dirección Provincial de Desarrollo de los Servicios Públicos, la Dirección Provincial de Control y Seguimiento de los Servicios Públicos, el Organismo de Control de Energía de la provincia de Buenos Aires (OCEBA) y la Dirección de Energía de la provincia de Buenos Aires. Esta última, junto con la Subsecretaría de Servicios Públicos, coordinó los intercambios de información con las distribuidoras y cooperativas provinciales y la elaboración de informes con el objetivo de avanzar en el plan quinquenal de aumentos tarifarios<sup>86</sup>.

Luego de meses de trabajo del CERTI<sup>87</sup>, en noviembre de 2016 el OCEBA convocó a una audiencia pública en el marco de la Revisión Tarifaria Integral<sup>88</sup>. Consecutivamente, en mayo de 2017 el MIySP aprobó los nuevos cuadros tarifarios a aplicar en la Provincia de Buenos Aires resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral (Resolución MIySP 419/17). La aplicación de los mismos se estableció en dos períodos, el primero aplicable a partir de 10 de mayo de 2017, y el segundo a partir el 1° de diciembre de 2017.

Como parte del proceso de la RTI, El MIySP instruyó al OCEBA a avanzar en la readecuación de los contratos de concesión en base a los principales lineamientos que se desprenden de los estudios realizados por el CERTI. En este sentido, la opacidad con que se desarrollaron los trabajos preliminares del Comité se corresponde con las dificultades de acceso a algunos de los anexos de las principales resoluciones de los organismos intervinientes. La Resolución 419/2017 del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos deroga el régimen de calidad de servicio vigente y encomienda al

---

<sup>86</sup> Como resultado de este diseño institucional, la Subsecretaría de Servicios Públicos y la Dirección de Energía de la provincia se constituyeron como dos dependencias clave para el desarrollo del proceso de revisión tarifaria y la fijación de las nuevas condiciones para usuarios y distribuidoras. Consecuentemente, la gobernadora Vidal ubicó al frente de estos organismos a dos ex funcionarios del grupo Pampa Energía: Edgardo Volosin y Ricardo Rica, respectivamente.

<sup>87</sup> Al igual que en el caso del ENRE, los organismos intervinientes desarrollaron una intensa tarea de análisis e intercambio de información con las empresas concesionarias a fin de concluir los análisis correspondientes. Durante este período el OCEBA aprobó, entre otras cosas, la posibilidad de facturar mensualmente el consumo de energía (Resolución 89/16), y la implementación de la tarifa social (Resolución 51/16).

<sup>88</sup> Con fecha 21 y 22 de diciembre de 2016 se llevaron a cabo las Audiencias Públicas convocadas, la primera en Olavarría y la segunda en La Plata.

CERTI la readecuación de los contratos de concesión de las distribuidoras. A su vez, dicha resolución establece, entre muchas otras cosas, los ingresos de las concesionarias, la tasa de rentabilidad y los cálculos realizados para definirla; la composición y periodicidad del mecanismo de ajuste tarifario<sup>89</sup>; los compromisos de inversión de las distintas empresas en el marco de la readecuación tarifaria<sup>90</sup>; los detalles de la “actualización” de las Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones y del Reglamento de Suministro y Conexión, incorporados como Subanexos D y E, respectivamente, de los Contratos de Concesión, etc.

---

<sup>89</sup>En este caso, la periodicidad de la fórmula de ajuste de los ingresos de las distribuidoras provinciales es anual. A diferencia de las distribuidoras metropolitanas, la polinómica de las concesionarias bonaerenses ajusta por separado los costos de capital y los costos operativos. La variación de los costos de capital tiene una participación del 53,3% sobre la polinómica, y su fórmula de ajuste está compuesta por: la variación del Tipo de Cambio (TC) -15%-; el Índice Salarial (IS) -40%-; y el Índice de Precios Mayoristas (IPIM) -45%. Nótese la polémica incorporación de la variación del tipo de cambio a la fórmula de ajuste. Tal cual fue operacionalizada esta incorporación resulta más que redundante ya que el IPIM incorpora la variación de precios de aquellas maquinarias y aparatos eléctricos importados.

Por otro lado, la variación de los costos operativos tiene una participación del 46,7% sobre la polinómica, y su fórmula de ajuste está compuesta por: el índice Salarial (IS) -75%-; y el Índice de Precios al Consumidor (IPC) -25%-.

La fórmula completa del factor de ajuste es la siguiente:

$$FA_n = \alpha \times \left( 0,15 \times \frac{TC_n}{TC_0} + 0,40 \times \frac{IS_n}{IS_0} + 0,45 \times \frac{IPIM_n^{mae}}{IPIM_0^{mae}} \right) + \beta \times \left( 0,75 \times \frac{IS_n}{IS_0} + 0,25 \times \frac{IPC_n}{IPC_0} \right)$$

$\alpha_{promedio} = 53,3\%$ 
 $\beta_{promedio} = 46,7\%$

<sup>90</sup> Resulta interesante detenerse en este punto y analizar sucintamente los compromisos de las concesionarias. Según se explicita en la Resolución de referencia, EDEA acordó realizar un plan quinquenal de inversiones por un total de 602 millones de pesos. Es decir, aproximadamente 120 millones de pesos por año, un volumen sensiblemente menor a los 332 millones de pesos desembolsados en 2016. La concesionaria EDELAP también adhirió al inaudito compromiso de reducir la inversión a cambio de un fenomenal ajuste de tarifas. La distribuidora platense se comprometió a realizar un plan quinquenal por un total de 1.308 millones de pesos, desprendiéndose una inversión anual aproximada de 262 millones de pesos. En 2016 EDELAP invirtió 313 millones de pesos.

#### **IV.II. El incremento de las tarifas eléctricas durante el gobierno de Cambiemos.**

El impulso del gobierno nacional y provincial a la revisión tarifaria en la distribución eléctrica estuvo acompañado durante la gestión de Cambiemos por una fuerte política de quita de subsidios a la generación eléctrica a nivel nacional.

Por su relevancia, antes de analizar los efectos de la política tarifaria en la distribución eléctrica, cabe realizar una breve digresión sobre los efectos de la quita de subsidios implementada por el gobierno nacional en el segmento de la generación eléctrica. La puesta en práctica de esta política apuntó a trasladar progresivamente a los usuarios el costo total de la generación de energía. Según información de CAMMESA<sup>91</sup>, mientras que en diciembre de 2015 el Estado nacional subsidiaba el 86% del costo de la generación eléctrica, en diciembre de 2017 dicha participación se había reducido al 33%, infundiendo un enorme daño en el aparato productivo de la Argentina y en las economías de los hogares dado que el reverso de esta medida fue el aumento exponencial del precio de la energía.

A pesar del abrupto incremento de precios, esta política resultó contradictoria con la creciente dolarización del ingreso de los generadores impulsada por la Secretaría de Energía (Resolución 21/2016, Resolución 19/2017, Resolución 287 -E-/2017, entre otras). Como consecuencia de ello, la variación abrupta del tipo de cambio y el crack macroeconómico evidenciado a partir de mayo de 2018 invirtió los términos alcanzados por la política de quita de subsidios. Así, en septiembre de 2019 el Estado nacional pasó a subsidiar el 46% del costo total de la generación eléctrica. En rigor, la política implementada garantizó una fenomenal transferencia de ingresos desde el sector productivo y las economías domésticas a las compañías generadoras. Según la programación estacional de CAMMESA para noviembre 2019- abril 2020, el subsidio a la generación eléctrica alcanzará en promedio durante ese semestre cerca del 40% del costo total, pudiendo incrementarse sensiblemente en caso de registrarse modificaciones en la política cambiaria.

De esta manera, el exponencial aumento de la tarifa eléctrica durante el período analizado resulta de la combinación del incremento del precio de la energía eléctrica

---

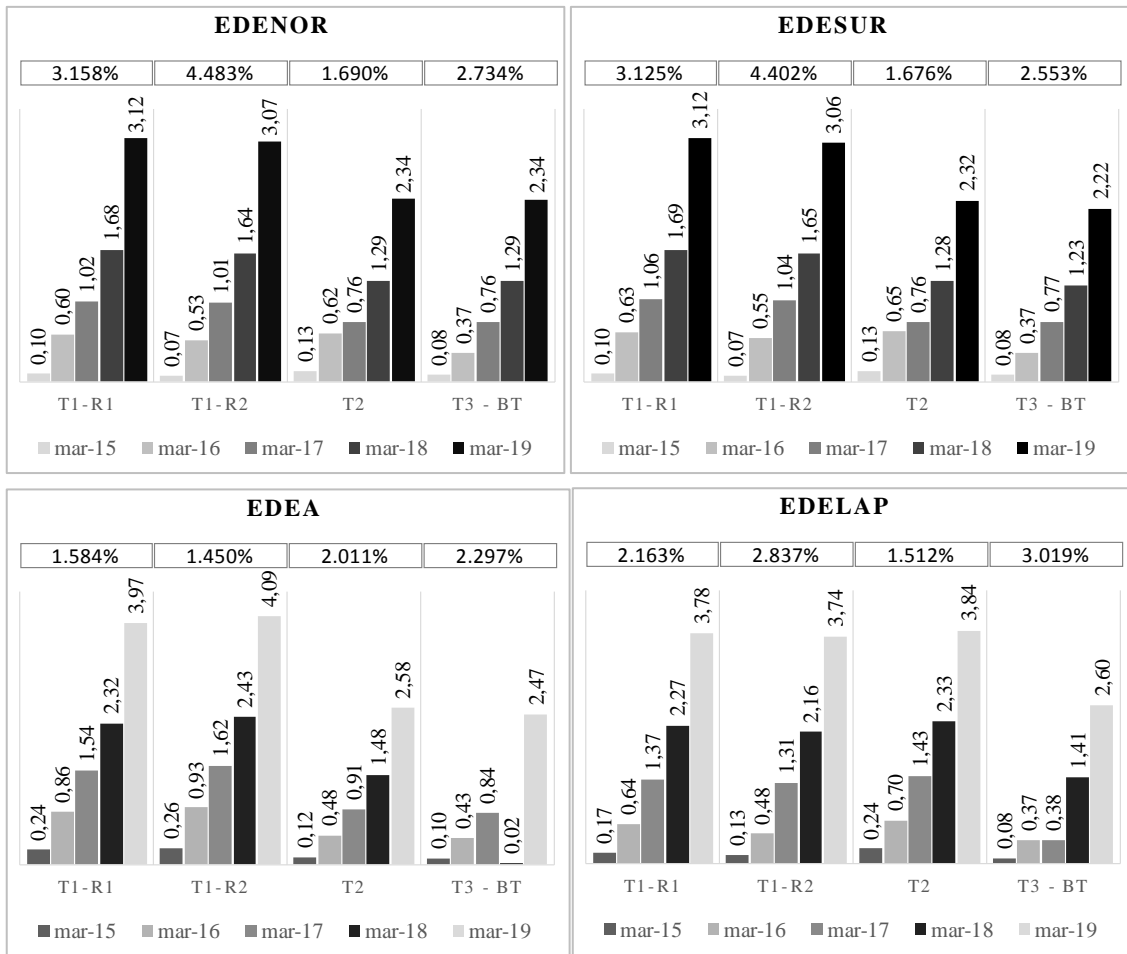
<sup>91</sup> Informes Anuales de CAMMESA (de 2015 a 2018).



(como resultado de la quita de subsidios) y el ajuste tarifario en el segmento de la distribución<sup>92</sup>.

En la estructura de mercado de las distribuidoras, la demanda residencial constituye una porción de gran relevancia<sup>93</sup>. Las principales categorías de este segmento son la R1 y R2, con consumos tope de 300 Kwh/bimestre y 700 Kwh bimestre, respectivamente.

**Gráfico IV.I. Evolución del precio del Kwh por empresa, 2015-2019. En pesos y porcentajes.**



Fuente: Elaboración propia en base a información del ENRE y el OCEBA.

**Nota 1:** el precio del Kwh fue calculado para un consumo tope por categoría. **Nota 2:** durante todo el año 2015 el valor del Kwh cobrado por las distribuidoras se mantuvo sin variaciones. Se toma como referencia el mes de marzo con el único objetivo de hacer coincidir el corte anual con el resto de los períodos analizados. **Nota 3:** los valores expuestos para la categoría T3-BT no incluyen el pago por potencia.

<sup>92</sup> No se analiza aquí el ajuste tarifario en el segmento de transmisión eléctrica, el cual tiene una participación menor en la tarifa final de la energía.

<sup>93</sup> En el caso de EDENOR, EDESUR Y EDELAP la demanda residencial explica entre el 40% y el 45% de la energía distribuida. En el caso de EDEA la participación de este segmento se reduce al 30% de la energía distribuida, en parte debido al peso relativo de la demanda de las cooperativas eléctricas.

En el caso de las distribuidoras metropolitanas, puede observarse en el **Gráfico IV.I.** que el precio del Kwh para usuarios residenciales experimenta un incremento exponencial durante los años bajo estudio, registrándose mayores aumentos para los usuarios R2.

En efecto, en el caso de EDENOR mientras que en marzo de 2015 los usuarios R1 pagaban 0,10 pesos el Kwh, en marzo de 2019 pasaron a pagar 3,12 pesos por el mismo volumen de energía, registrando un aumento acumulado de 3.158%. En tanto, el precio del Kwh para los usuarios R2 de esta concesionaria experimentó un incremento del 4.483%, pasando de 0,07 pesos a 3,07 pesos. Es decir, el diseño tarifario aplicado desincentiva el incremento del consumo residencial, lo cual pone a prueba la supuesta elasticidad de la demanda de los hogares. La distribuidora EDESUR, presenta un escenario muy similar para los usuarios residenciales. En el caso de los usuarios R1 el valor del Kwh experimentó un incremento del 3.125%, en tanto que para la categoría R2 el aumento fue del 4.402%.

La tarifa T2 se aplica a los usuarios comerciales y generales con consumos de energía y potencia igual o superior a los 10 Kwh e inferior a los 50 Kwh<sup>94</sup>. En el caso de las distribuidoras metropolitanas, durante el período analizado los usuarios de esta categoría experimentaron incrementos tarifarios exponenciales, aunque sensiblemente inferiores a los registrados por los usuarios residenciales. En efecto, durante el período analizado el precio del Kwh para esta categoría registró un aumento del 1.690% en el caso de EDENOR y 1.676% en el caso de EDESUR. Como resultado de este menor incremento, en marzo de 2019 el precio del Kwh para la categoría era de 2,34 pesos en el caso de EDENOR y 2,32 pesos en EDESUR, mientras que el Kwh para los usuarios residenciales metropolitanos superaba los 3 pesos.

---

<sup>94</sup> Para facturar los consumos de esta categoría tarifaria, se aplica un complejo sistema de cargos: un cargo Fijo mensual (CFT2) en \$/mes que incluye los cargos comerciales; un cargo por Capacidad contratada (CCT2) en \$/Kwh-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada (el máximo que resulte entre la potencia contratada y la máxima registrada en cualquier momento del período facturado); un cargo por Potencia máxima registrada (CPT2) en \$/Kwh-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación a los fines del traslado de los costos de compra; y un cargo Variable (CVT2) en \$/Kwh: para aplicar a la totalidad de la energía mensual consumida.

Al igual que los consumos medios, los grandes usuarios comerciales e industriales registraron un notable incremento del precio de la energía eléctrica. Agrupados en la categoría T3<sup>95</sup>, durante el período analizado estos usuarios registraron un incremento de 2.734% en el caso de EDESUR y de 2.553% en el caso de EDENOR. Si bien, en relación a los incrementos aplicados para los usuarios residenciales, los aumentos registrados en el área metropolitana por las categorías T2 y T3 resultan sensiblemente inferiores, fueron lo suficientemente elevados como para colocar en una situación crítica a la actividad económica desarrollada por los pequeños, medianos y grandes comercios e industrias<sup>96</sup>.

Como puede observarse en el **Gráfico IV.I.** las distribuidoras provinciales también ajustaron exponencialmente sus tarifas durante el período analizado<sup>97</sup>. En el caso de los

---

<sup>95</sup> A modo de ejemplo, se toma aquí la tarifa de los usuarios T3 en Baja Tensión (existen también usuarios T3 en media y alta tensión). Para facturar los consumos de esta categoría tarifaria, se aplican los siguientes cargos: un cargo fijo mensual (CFT3B) en \$/mes; un cargo por capacidad contratada (CCT3B) en \$/Kwh-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada; cargo por potencia máxima registrada en horario de punta (CPPT3B) en \$/Kwh-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM; cargo variable por consumo de energía en horario de punta (CVT3BP) en \$/Kwh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM; cargo variable por consumo de energía en horario de resto (CVT3BR) en \$/Kwh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM; cargo variable por consumo de energía en horario de valle (CVT3BV) en \$/Kwh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM.

<sup>96</sup> Como consecuencia del impacto negativo de esta política, el gobierno nacional implementó distintos mecanismos de subsidio específico que no dieron el resultado esperado. Entre estas políticas se destaca la Resolución Conjunta 1/2017 (de los ministerios de Energía y Producción) mediante la cual se aplican un conjunto de descuentos del precio estacional de la energía eléctrica para pequeñas y medianas industrias.

<sup>97</sup> Adicionalmente a las condiciones establecidas por el proceso de Revisión Tarifaria Integral analizado en capítulos anteriores, en febrero de 2019 el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la provincia de Buenos Aires estableció, mediante la Resolución 186/2019, la creación de un nuevo cargo en la factura eléctrica de las distribuidoras provinciales denominado Incrementos de Costos Tarifarios (ICT). El nuevo concepto es utilizado como un mecanismo de compensación que habilita a los distribuidores recuperar en su facturación además de las diferencias en la aplicación de los costos mayoristas de electricidad (precios de potencia y energía en el MEM y costos de transporte), las diferencias generadas en el costo propio de distribución. En síntesis, habilita a las concesionarias a ajustar, por fuera de los mecanismos establecidos en la RTI, el costo tarifario según la variación del índice de precios y/o el tipo de cambio. La metodología de cálculo no fue publicada.

usuarios residenciales, el costo tarifario registrado por EDELAP y EDEA en el año 2015 refleja valores sensiblemente superiores a los de las concesionarias metropolitanas. Esta situación se explica, en buena medida, debido a que estas últimas recibieron importantes recursos durante ese periodo en concepto de subsidios, los cuales no se ven reflejados en el cuadro tarifario<sup>98</sup>.

Para los usuarios residenciales R1 de EDELAP, entre 2015 y marzo de 2019 el incremento tarifario fue del 2.163%, mientras que en EDEA el aumento para esta categoría fue de 1.584%. La diferencia entre los aumentos aplicados se explica, en parte, por el hecho que la concesionaria EDEA registra un costo tarifario notablemente más elevado que la distribuidora platense, para todas las categorías analizadas. En el caso de R1, a pesar del menor incremento, los usuarios de EDEA abonaron en marzo de 2019 3,97 pesos el Kwh, mientras que en EDELAP abonaron, por el mismo volumen de energía, 3,78 pesos.

Las diferencias tarifarias se registran también para los usuarios R2. Mientras que en EDELAP el incremento fue de 2.837% y el precio del Kwh en marzo de 2019 fue de 3,74 pesos, en EDEA el aumento tarifario fue de 1450%, registrando un costo de 4,09 pesos el Kwh en 2019.

En este punto resulta importante destacar que más allá de los ajustes tarifarios aplicados, los usuarios residenciales de las concesionarias provinciales, en sus distintas categorías, registran costos tarifarios considerablemente más elevados que los usuarios del área metropolitana. A modo de ejemplo, mientras que para un usuario T1 R1 de EDENOR y EDESUR el precio del Kwh en marzo de 2019 era de 3,12, en EDELAP ascendía a 3,79 pesos y en EDEA a 3,97 pesos. Si bien es necesario realizar un estudio detallado de la estructura de costos de cada una de las concesionarias, en principio la diferencia tarifaria registrada redundaba en una mayor ganancia por Kwh para las distribuidoras provinciales<sup>99</sup>.

---

<sup>98</sup> Consultar Capítulo V.

<sup>99</sup> Tal como se analiza en el Capítulo V, los mayores ingresos de las distribuidoras provinciales no redundaron en un mejor desempeño de la inversión.

En el caso de los usuarios T2, durante el período analizado EDELAP aplicó un incremento de 1.512% alcanzando en marzo de 2019 los 3,84 pesos el Kwh, mientras que en EDEA el aumento tarifario fue de 2.011%, llevando el costo del Kwh a 2,58 pesos. Para esta categoría se mantienen las importantes diferencias respecto a los valores alcanzados por las concesionarias metropolitanas, encontrando al interior de las distribuidoras provinciales un costo por Kwh sensiblemente más bajo en el caso de EDEA.

En tanto, los grandes usuarios comerciales e industriales de las concesionarias bonaerenses registraron un aumento tarifario de 3.019% en el caso de EDELAP y de 2.297% en EDEA. En marzo de 2019, el precio por Kwh alcanzó los 2,60 pesos en la concesionaria platense, y 2,47 pesos para los usuarios de la distribuidora atlántica. Si bien estos valores se mantienen por sobre los niveles tarifarios de las distribuidoras metropolitanas, resultan sensiblemente inferiores a los de la categoría T2 de las distribuidoras provinciales, en particular en EDELAP.

Del análisis precedente se desprende que la política tarifaria aplicada modificó notablemente el precio de la energía para todos los usuarios de la provincia de Buenos Aires, registrando los usuarios residenciales los mayores incrementos. En todos los casos, el aumento de la tarifa se explica tanto por la política de quita de subsidios a la generación eléctrica aplicada por el gobierno nacional, como por el incremento de los ingresos de las distribuidoras contemplado en las revisiones tarifarias<sup>100</sup>. Por otro lado, se observan diferencias importantes entre las distribuidoras metropolitanas y las bonaerenses, en particular, y para todas las categorías analizadas, se verifica que los usuarios de EDELAP y EDEA registran valores tarifarios sensiblemente superiores a los de los usuarios metropolitanos.

En relación al diseño de los incrementos tarifarios aplicados, se destaca el hecho que lo usuarios residenciales de la provincia de Buenos Aires registran en marzo de 2019 un costo tarifario sensiblemente más elevado que el resto de las categorías. La distribuidora EDELAP presenta la excepción en este sentido, debido a los aumentos aplicados a los usuarios T2.

---

<sup>100</sup> En el caso de EDENOR y EDESUR el aumento de los ingresos tuvo como contrapartida la quita de los abultados subsidios recibidos a partir de 2015.

#### **IV.III. Los nuevos parámetros acordados y la evolución de la calidad del servicio en el área metropolitana.<sup>101</sup>**

En el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) se redefinieron, entre otras cosas, los parámetros de calidad exigidos a las distribuidoras eléctricas por la autoridad regulatoria. En el caso de EDENOR y EDESUR, el ENRE evalúa la calidad del servicio técnico de las concesionarias metropolitanas en base a dos indicadores: el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), que mide la frecuencia de las interrupciones del servicio<sup>102</sup>; y el SAIDI (System Average Interruption Duration Index), que mide la duración total de cada una de las interrupciones<sup>103</sup>.

Amparados en la emergencia del sector eléctrico nacional (Decreto N° 134/2015), y en base al deficiente desempeño de las concesionarias, el organismo regulador reformuló las exigencias de calidad de servicio en el marco de las negociaciones de la RTI. Para fijar los nuevos parámetros globales de calidad de servicio se tomó el promedio del SAIDI y SAIFI de los años 2014 y 2015<sup>104</sup>, correspondiéndose el objetivo a ser alcanzado en el último semestre del quinquenio con la referencia de calidad media definida por las respectivas actas acuerdo. En este punto, se introdujo una modificación sustancial en la metodología de control, estableciéndose parámetros de calidad diferenciales por partido (en el caso de la provincia de Buenos Aires) y Comuna (en el caso de la CABA), lo cual presenta serias contradicciones con la normativa vigente, que establece una prestación de servicio con niveles de calidad homogéneos en toda el área de concesión.

En cuanto a los niveles máximos admitidos de cantidad de interrupciones del servicio, y duración de las mismas, por usuario, el organismo regulador flexibilizó los parámetros

---

<sup>101</sup> No se incluye en este apartado un análisis del caso de las distribuidoras bajo control de la provincia de Buenos Aires dada la falta de acceso público a los registros del desempeño de la calidad de servicio de las concesionarias.

<sup>102</sup> En un período determinado representa la cantidad de interrupciones que afectaron a los usuarios en promedio, y se calcula como el total de usuarios interrumpidos en “n” interrupciones/total de usuarios abastecidos [Interrupciones/usuario- semestre].

<sup>103</sup> En un período determinado representa la duración total de interrupción que afectó a los usuarios en promedio, y se calcula como el total de horas usuarios interrumpidos en “n” interrupciones/total de usuarios abastecidos [horas/usuario semestre].

<sup>104</sup> Los índices SAIDI y SAIFI de los semestres 36, 37, 38 y 39 fueron calculados sin el análisis fuerza mayor, es decir se consideró el total de interrupciones.

estipulados en las respectivas Actas Acuerdo, duplicando tanto la cantidad de interrupciones aceptadas como también la duración de las mismas. De esta manera, estableció como objetivo a ser alcanzado en el último semestre del quinquenio, aquellos valores vigentes en la etapa previa a la aprobación de la RTI.

Los nuevos criterios de calidad de servicio comenzaron a regir a partir de marzo de 2017, acumulando ambas concesionarias millonarias multas a favor de los usuarios por el incumplimiento de los parámetros de calidad. En este sentido, la concesionaria EDESUR registra una deuda de 630 millones de pesos en concepto de resarcimientos a los usuarios durante los cuatro semestres bajo análisis, mientras que durante el período analizado las deudas por resarcimientos a los usuarios en el caso de EDENOR alcanzaron los 336 millones de pesos.

En cuanto a los indicadores globales de calidad, medidos por localidad, los resultados semestrales publicados por el ENRE evidencian un franco deterioro del servicio, a pesar de la flexibilización de los niveles de calidad exigidos a las concesionarias. En particular, la concesionaria EDESUR presenta en este sentido, un desempeño alarmante.

**Cuadro IV.I. EDESUR. Cumplimiento de los parámetros de calidad de servicio según cantidad de localidades, marzo 2017-febrero 2019 (evaluación semestral).**

EDESUR		Mar17-Ago17	%	Sep17-Feb18	%	Mar-Ago18	%	Sep18-Feb19	%
SAIFI (frecuencia de interrupciones por usuario)	Cumplimiento	15	63%	17	71%	13	54%	3	13%
	Incumplimiento	9	38%	7	29%	11	46%	21	88%
	Total localidades	24	100%	24	100%	24	100%	24	100%
SAIDI (duración de interrupciones por usuario)	Cumplimiento	18	75%	9	38%	11	46%	18	75%
	Incumplimiento	6	25%	15	63%	13	54%	6	25%
	Total localidades	24	100%	24	100%	24	100%	24	100%

Fuente: elaboración propia en base a información publicada por el ENRE.

Efectivamente, como se observa en el **Cuadro VI.I.**, tanto en la cantidad de interrupciones como en la duración de las mismas, EDESUR presenta un sostenido deterioro de la calidad del servicio, medido por localidad. Según las mediciones del

SAIFI (cantidad de interrupciones), en el primer semestre de vigencia la concesionaria incumplió los nuevos parámetros de calidad en 9 de los 24 distritos donde presta servicio, mientras que en el último semestre el nivel de incumplimiento afectó a 21 de los 24 distritos que integran el área de concesión. Estos resultados resultan aún más alarmantes si se tiene en cuenta que el ente regulador no contempla en sus mediciones aquellas interrupciones señaladas por las distribuidoras como de “fuerza mayor”.

Similar desempeño presenta EDESUR en los registros del SAIDI (duración de las interrupciones), aunque al final de la serie demuestra cierto recupero del desempeño global.

En el caso de EDENOR, su desempeño presenta niveles de calidad más ajustados a los parámetros fijados por el ENRE.

**Cuadro IV. II. EDENOR. Cumplimiento de los parámetros de calidad de servicio según cantidad de localidades, marzo 2017-febrero 2019** (evaluación semestral).

EDENOR		Mar17-Ago17	%	Sep17-Feb18	%	Mar-Ago18	%	Sep18-Feb19	%
SAIFI  (frecuencia de interrupciones por usuario)	Cumplimiento	19	73%	17	65%	23	88%	24	92%
	Incumplimiento	7	27%	9	35%	3	12%	2	8%
	Total localidades	26	100%	26	100%	26	100%	26	100%
SAIDI  (duración de interrupciones por usuario)	Cumplimiento	22	85%	16	62%	17	65%	24	92%
	Incumplimiento	4	15%	10	38%	9	35%	2	8%
	Total localidades	26	100%	26	100%	26	100%	26	100%

Fuente: elaboración propia en base a información publicada por el ENRE.

Considerando siempre que la información analizada y publicada por el ente regulador no contempla las interrupciones declaradas por la distribuidora como de “fuerza mayor”, EDENOR presenta una tendencia a la mejora de la calidad de servicio. En efecto, como se puede observar en el **Cuadro IV. II.** según las mediciones del SAIFI (cantidad de interrupciones), en el primer semestre de la serie la concesionaria presenta incumplimientos de los parámetros de calidad en 7 de las 26 localidades o comunas donde presta servicio, en el último semestre los incumplimientos se limitaron a sólo 2



distritos. Por otro lado, el desempeño del servicio medido según el SAIDI (duración de las interrupciones), presenta una tendencia similar. Mientras que en el semestre iniciado en marzo de 2017 se registró un incumplimiento de los estándares de calidad en 4 de los 26 distritos o comunas, en el último semestre de la serie dichos incumplimientos se limitaron a dos localidades.

Si bien, en el caso de las distribuidoras bonaerenses no se ha publicado información sobre los nuevos parámetros de servicio definidos en el marco de la RTI, el análisis de lo establecido para las concesionarias metropolitanas permite realizar una aproximación tanto a los criterios utilizados como a los resultados de calidad registrados por las distribuidoras. En este sentido, se puede destacar, en primer lugar, la flexibilización de las exigencias del regulador, situación que retrotrajo los umbrales de calidad a los primeros años de la concesión del servicio. A pesar de las condiciones otorgadas, tanto EDENOR como EDESUR presentan reiterados incumplimientos a partir de los cuales acumularon, durante el período analizado, abultadas deudas con los usuarios.

Por otro lado, en relación al cumplimiento de los indicadores establecidos según localidad, mientras que EDENOR presenta una tendencia a la mejora del servicio, EDESUR evidencia una situación de creciente deterioro del servicio.

La política tarifaria aplicada por el gobierno nacional y provincial de Cambiemos implicó un exponencial incremento del costo de este servicio público para los distintos segmentos de consumo, impactando especialmente en los usuarios residenciales. Según las evidencias analizadas, dicha política no redundó en una mejora sustancial de la calidad de servicio, sino que por el contrario estuvo acompañada por la flexibilización de los estándares de calidad exigidos a las empresas concesionarias.

## **CAPÍTULO V. LA ESTRATEGIA EMPRESARIA ADOPTADA POR LAS CONCESIONARIAS Y EL IMPACTO DE LA POLÍTICA TARIFARIA DE CAMBIEMOS.**

### **V.I El impacto de la política tarifaria y de la estrategia empresarial sobre la situación económica y financiera de las concesionarias.**

Un elemento central para evaluar la política implementada en la regulación de un servicio público, consiste en el estudio de las condiciones económicas que la misma plantea para la operación del concesionario. Sin embargo, para la evaluación de las condiciones de operación de un servicio público también es necesario considerar, además de la política gubernamental, la estrategia económica y financiera implementada por las empresas.

Como parte de este abordaje, el estudio de la evolución de las principales variables económicas, patrimoniales y financieras de las compañías permite realizar una aproximación tanto a los efectos de la política tarifaria como también a la estrategia utilizada por las compañías en relación a la administración de los recursos y del servicio. En este sentido, la información volcada en los estados contables de las concesionarias refleja, entre otras cosas, la posición patrimonial, financiera, presente y pasada, y los resultados de las operaciones de una empresa.

En este contexto, el análisis de los efectos de la política tarifaria implementada durante el gobierno de la alianza Cambiemos en el caso de las distribuidoras eléctricas de la provincia de Buenos Aires se organiza aquí en función de la autoridad regulatoria que llevó adelante el proceso de revisión tarifaria<sup>105</sup>, abarcando un horizonte temporal entre los años 2015 y 2018. En este sentido, en una primera instancia se analizará la situación de las concesionarias EDENOR y EDESUR, mientras que se tomarán los casos de EDELAP y EDEA como casos testigo de la situación de las concesionarias bajo

---

<sup>105</sup> Las distribuidoras bajo jurisdicción provincial son reguladas por el Organismo de Control de Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires (OCEBA), en tanto que el ENRE es el organismo de control de las concesionarias bajo jurisdicción nacional.

jurisdicción provincial<sup>106</sup>. Con el fin de poder comparar los distintos períodos bajo análisis, la información de las distintas empresas se presenta antes del ajuste por inflación de los Estados Contables de 2018<sup>107</sup>. En este sentido, en el caso de las distribuidoras eléctricas metropolitanas el ejercicio 2018 se expone antes del ajuste mencionado, en tanto para EDEA y EDELAP se toma la información de los primeros nueve meses de 2018.

Mientras que las distribuidoras provinciales fueron adquiridas entre 2016 y 2017 por el grupo económico DESA, el control accionario de las empresas de distribución eléctrica del área metropolitana se mantuvo en manos de dos grandes conglomerados económicos con fuerte inserción sectorial. En el caso de EDENOR, el grupo Pampa Energía controla, desde el año 2005, la mayoría accionaria de la distribuidora<sup>108</sup>. Justamente, el desembarco en esta concesionaria constituyó el punto de partida de la acelerada expansión de este grupo económico en el sector energético<sup>109</sup>. En la actualidad, el grupo conducido por Marcelo Mindlin es uno de los principales conglomerados del sector, y presenta una notable integración vertical, en particular en el sector eléctrico. Ciertamente, el parque generador bajo control de Pampa Energía aporta el 12% de la generación eléctrica total<sup>110</sup>. A su vez, en el segmento de transmisión comparte el

---

<sup>106</sup> Los estados contables de EDES y EDEN no son públicos, con lo cual se dificulta el acceso a la información sobre la situación económica y financiera de estas distribuidoras.

<sup>107</sup> En enero de 2019 la Comisión Nacional de Valores -Resolución 777/2019- y la Inspección General de Justicia -Resolución 10/2019- habilitaron la presentación de balances ajustados por inflación para los ejercicios contables de 2018. De esta manera las empresas radicadas en la Ciudad de Buenos Aires y aquellas que cotizan en la Bolsa de Comercio presentaron la información contable de 2017 y 2018 en moneda homogénea.

<sup>108</sup> Pampa Energía retiene el 51% de las acciones de la distribuidora, mientras que el 27% se encuentra en manos de la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), el 9% cotiza en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, y el 12,6% en la Bolsa de Comercio de Nueva York.

<sup>109</sup> Para conocer detalladamente la génesis y desarrollo de este grupo económico, consultar: Azpiazu, D. (2008). Concentración y centralización del capital. El paradigmático caso de Pampa Holding S.A., Revista Realidad Económica, N° 233.

<sup>110</sup> La compra de PETROBRAS en 2016 le permitió a Pampa Energía duplicar su participación en el segmento de la generación eléctrica. En la actualidad aporta 4.751 MW al sistema a partir de una base sumamente diversificada, la cual incluye generación térmica (3.607), hidráulica (938 MW), y renovable (206 MW).

control de TRANSENER con el Estado nacional<sup>111</sup>, mientras que en la actividad de distribución eléctrica, Pampa Energía retiene el control accionario de la principal distribuidora de la Argentina, EDENOR.

En el caso de EDESUR, la compra en el año 2009 del conglomerado español ENDESA marcó la expansión de la transnacional italiana ENEL en el sector eléctrico argentino. Entre otros activos, este conglomerado comandado por el estado italiano pasó a controlar la mayoría accionaria de EDESUR<sup>112</sup>, donde se encuentra asociada al grupo local SADESA<sup>113</sup>, cuyos principales accionistas son los empresarios Carlos Miguens Bemberg, Nicolás Caputo, Guillermo Reca y la familia Escasany.

En la actualidad, ENEL registra activos en los distintos segmentos del sector eléctrico. En la generación eléctrica, las distintas empresas controladas por el conglomerado italiano aportan un total de 4.558 MW de capacidad instalada, lo cual representa el 11% de la capacidad total instalada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)<sup>114</sup>. En transporte de energía, ENEL participa de YACYLEC, mientras que en distribución controla EDESUR.

Bajo regulación del Estado nacional las distribuidoras del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) registran en el año 2015 una performance significativamente

---

<sup>111</sup> TRANSENER opera en forma directa el 85% de las líneas de alta tensión de todo el país. En la actualidad es controlada por CITELEC S.A., que posee el 52,7% de sus acciones, que a su vez es co-controlada por Pampa Energía S.A. y la empresa estatal IEASA, ambos con el 50% de las acciones de CITELEC. El 19,6% restante de las acciones se encuentra en manos del ANSES y el resto cotiza en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

<sup>112</sup> ENDESA participaba mayoritariamente, a través de Enersis S.A. de Chile, en el capital social de Distrilec Inversora S.A., titular a su vez de 56,36% de EDESUR. Además de la participación a través de Distrilec, Endesa es titular del 43,09% del capital social y votos de EDESUR.

<sup>113</sup> SADESA a su vez es uno de los principales grupos de generación eléctrica del país. En la actualidad las unidades de generación controladas por SADESA suman una potencia de 3.943 MW, lo cual representa el 11% de la potencia total del sistema.

<sup>114</sup> Algunas de las sociedades que controla ENEL son: Generación Costanera (ex Central Costanera), ENEL Generación El Chocón (ex Hidroeléctrica El Chocón), Central Dock Sud y ENEL Green Power Argentina, en Generación. Además, el grupo italiano declara una participación del 25% en las sociedades a cargo de la operación de dos ciclos combinados, uno de 860 MW en Termoeléctrica Manuel Belgrano, ubicado en Campana, en la provincia de Buenos Aires, y el otro de 860 MW en Termoeléctrica José de San Martín, en Timbúes, provincia de Santa Fe.

positiva, tanto en términos de ingresos como en desempeño operativo. Esta situación responde fundamentalmente a la implementación de una política de intervención en la actividad por parte del Estado nacional, mediante distintos mecanismos económicos<sup>115</sup>.

### El caso de EDENOR.

Considerando los subsidios directos otorgados por el Estado nacional y los ingresos tarifarios aportados por los usuarios, en el año 2015 la concesionaria EDENOR registró ingresos por 9.379 millones de pesos, de los cuales prácticamente el 60% resultan de la transferencia de subsidios estatales, en tanto el 40% corresponde a la facturación de la distribuidora<sup>116</sup>.

A partir de 2016, el ascenso sostenido de los ingresos de la distribuidora responde a la política tarifaria implementada por el nuevo gobierno<sup>117</sup>. Durante ese año, el incremento de los ingresos se explica como resultado del aumento tarifario otorgado<sup>118</sup>, mientras que los aumentos registrados en 2017 responden a la puesta en vigencia de la Revisión Tarifaria Integral (RTI). El Valor Agregado de Distribución (VAD) representa los ingresos con los que cuenta la distribuidora para hacer frente a los costos de operación y mantenimiento y las inversiones, incluyendo la rentabilidad otorgada por el regulador.

---

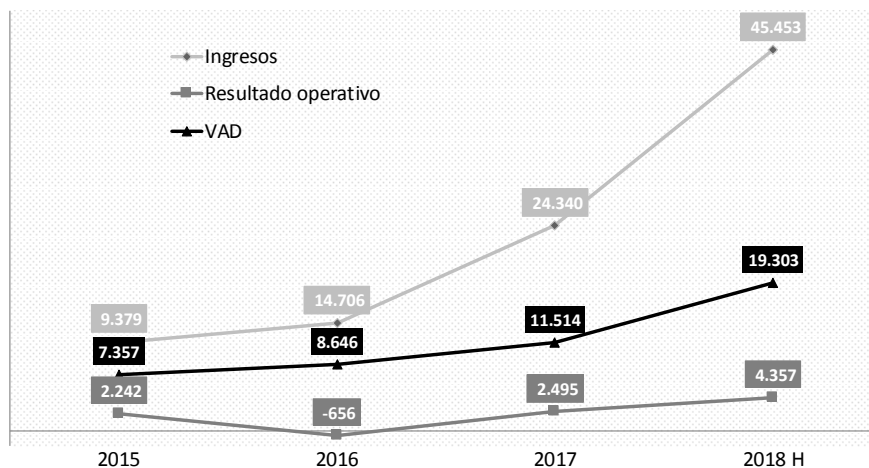
<sup>115</sup> La puesta en vigencia de la Resolución 32/2015 coincidió con la continuidad de la Resolución 250/2013 y del plan de inversiones realizado en el marco del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución Eléctrica (FOCEDE), financiado con préstamos realizados a las empresas por parte del Tesoro Nacional.

<sup>116</sup> Durante este año los subsidios directos recibidos por la distribuidora alcanzaron los 5.576 millones de pesos, mientras que el resto de los ingresos por ventas alcanzaron los 3.802 millones de pesos.

<sup>117</sup> El incremento de precios y tarifas incluyó a los distintos segmentos del sector eléctrico: Generación (donde se registró una fuerte política de quita de subsidios), Transmisión y Distribución. En la tarifa de los distribuidores a los usuarios finales se refleja el incremento tarifario de los distintos eslabones de la cadena.

<sup>118</sup> Como se detalló en el apartado anterior, la política de subsidios es anulada por la nueva administración.

**Gráfico V.I. EDENOR. Evolución de los ingresos, el Valor Agregado de Distribución (VAD) y el Resultado Operativo, 2015-2018. En millones de pesos.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDENOR.

Como se puede observar en el **Gráfico V.I**, el VAD acompaña la tendencia ascendente de los ingresos totales, aunque de manera menos acelerada<sup>119</sup>. Sin embargo, en términos relativos los ingresos genuinos de la concesionaria pierden participación sobre los ingresos totales. Mientras que en 2015 el 78,4% de los ingresos correspondían al VAD, en 2018 la participación de la distribuidora sobre los ingresos totales se redujo al 42,5%.

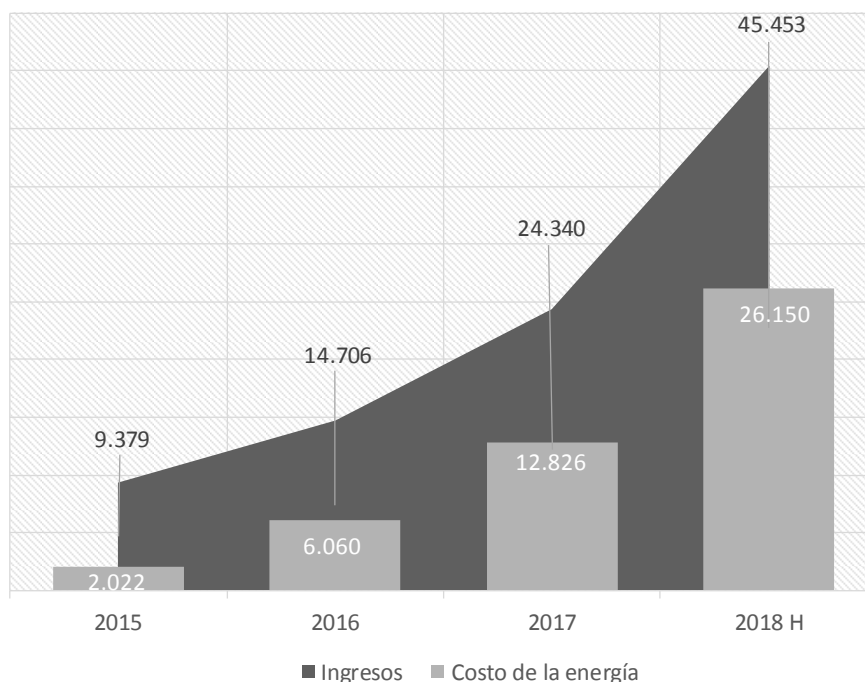
Un comportamiento similar registra el Resultado Operativo (ganancia antes de intereses e impuestos) de EDENOR durante los años analizados. Si bien en el año 2016 presenta un signo negativo<sup>120</sup>, a partir de 2017 se recupera, acompañando la tendencia ascendente de los ingresos totales, aunque de manera menos pronunciada. En términos relativos, durante los años bajo análisis pierde participación sobre los ingresos totales, al

<sup>119</sup> El proxy utilizado para calcular el VAD consiste en descontarle a los ingresos totales el costo de la compra de energía (el cual incluye los costos de transmisión).

<sup>120</sup> Durante este período EDENOR ajusta, en función del nuevo cuadro tarifario vigente, el valor de las multas impuestas por el ENRE debido a las deficiencias en el servicio. Como resultado de este ajuste, el valor de las mismas (contabilizado como Deudas), pasa de 1.004 millones en 2015 a 3.477 millones de pesos en 2016. Por otro lado, durante 2016 los gastos de transmisión y distribución sufren un incremento de prácticamente 100%, pasando de 3.154 millones de pesos en 2015 a 6.147 millones de pesos en 2016. La conjunción de estos cambios impactó sobre el Resultado Operativa de la concesionaria.

igual que el VAD. Mientras que en 2015 el Resultado Operativo alcanzaba a explicar el 23,9% de los ingresos totales, en 2018 alcanzó apenas al 9,6%.

**Gráfico V. II. EDENOR. Evolución de los ingresos y el costo de la energía, 2015-2018. En millones de pesos.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDENOR.

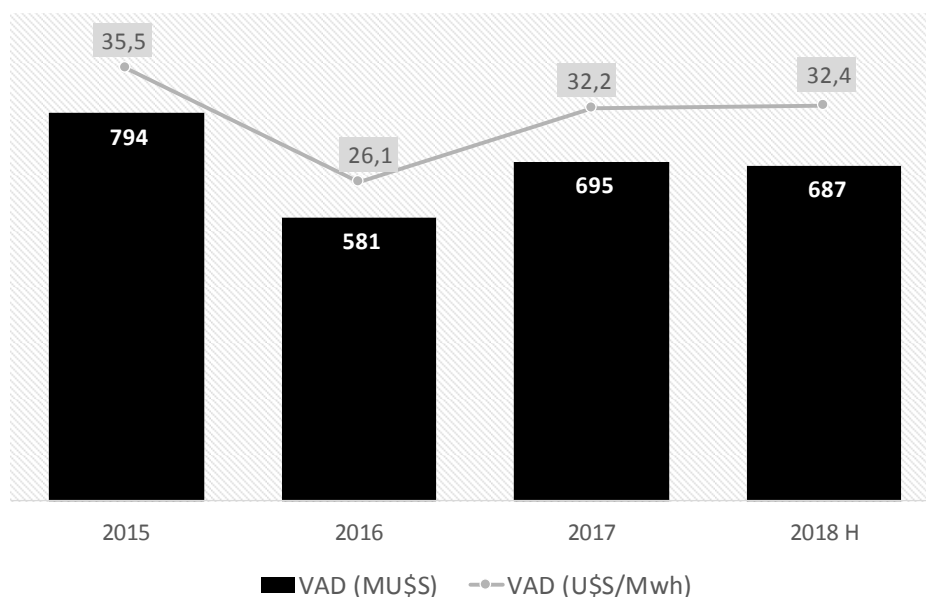
Fundamentalmente, la pérdida de participación de la distribuidora sobre los ingresos totales se explica por el peso creciente que asume el costo de la energía sobre los mismos<sup>121</sup>. Como puede observarse en el **Gráfico V.II.**, mientras que en 2015 el costo de la energía representaba el 21,5% de los ingresos de EDENOR, en 2018 el costo de la energía pasó a explicar el 57% de los ingresos totales. Sin embargo, esta situación no se traduce en un deterioro creciente de los ingresos genuinos de la distribuidora.

En este sentido, el registro en dólares del Valor Agregado de Distribución permite realizar una aproximación a la evolución de los ingresos genuinos registrados durante el periodo analizado. Como puede observarse en el **Gráfico V.III.**, durante 2015 los ingresos por VAD de EDENOR fueron de 794 millones de dólares, posicionándose

<sup>121</sup> Tal como se analiza en el Capítulo IV, el gobierno nacional de Cambiemos aplicó una agresiva y sistemática política de quita de subsidios a la generación eléctrica, la cual impactó notablemente sobre el precio de la energía.

como el período de mejor performance de ingresos de la distribuidora con un VAD de 35,5 USD/Mwh. Al analizar la serie, se observa que durante los años subsiguientes - con excepción de la caída de 2016-, la distribuidora registró un VAD/Mwh cercano al de 2015, aunque en ningún período llega a alcanzar los mismos valores.

**Gráfico V. III. EDENOR. Evolución del Valor Agregado de Distribución (VAD), 2015-2018. En millones de dólares y en U\$S /Mwh.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDENOR.

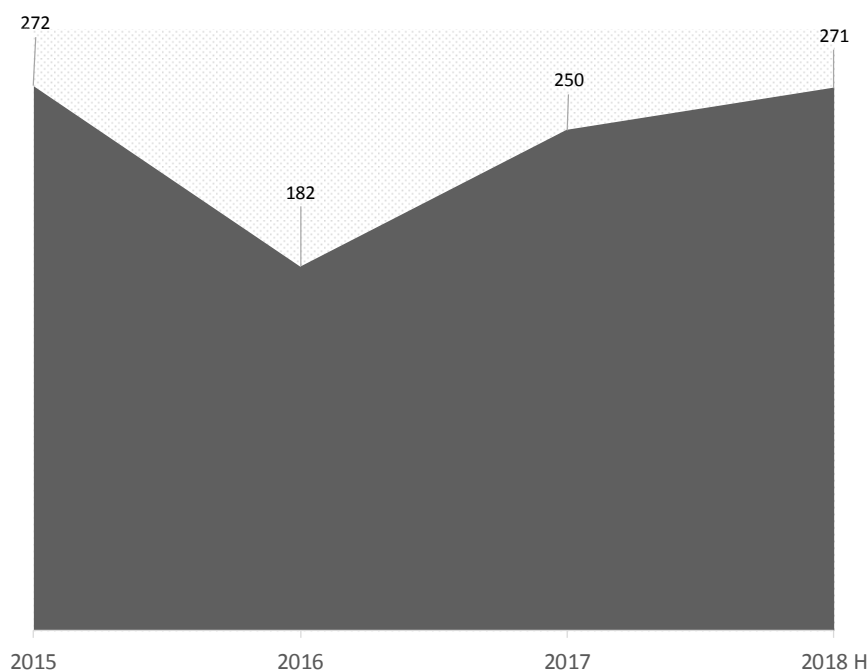
En base a estos resultados operativos, se podría afirmar que, más allá del creciente peso del costo de la energía sobre los ingresos de la distribuidora, la política tarifaria implementada repercutió más que positivamente en la ecuación económica de EDENOR, garantizando elevados ingresos. En este sentido, cabe señalar que la quita de los subsidios a la distribución eléctrica bajo jurisdicción federal implementada en 2016 por el gobierno de Cambiemos fue reemplazada por mayores ingresos tarifarios.

Uno de los componentes fundamentales contemplados en el VAD de las distribuidoras son los fondos para inversiones en la red eléctrica. En este sentido, las distribuidoras del AMBA justificaron el acelerado deterioro en la prestación del servicio evidenciado a partir de 2013, como el resultado del congelamiento tarifario aplicado por los gobiernos kirchneristas. En respuesta a esto, el diseño de la política tarifaria ejecutada por el



gobierno Cambiemos, incluyó una fuerte recomposición de los ingresos por ventas de las concesionarias y la eliminación de los subsidios estatales.

**Gráfico V. IV. EDENOR. Evolución de las inversiones en planta y equipos, 2015-2018. En millones de dólares.**



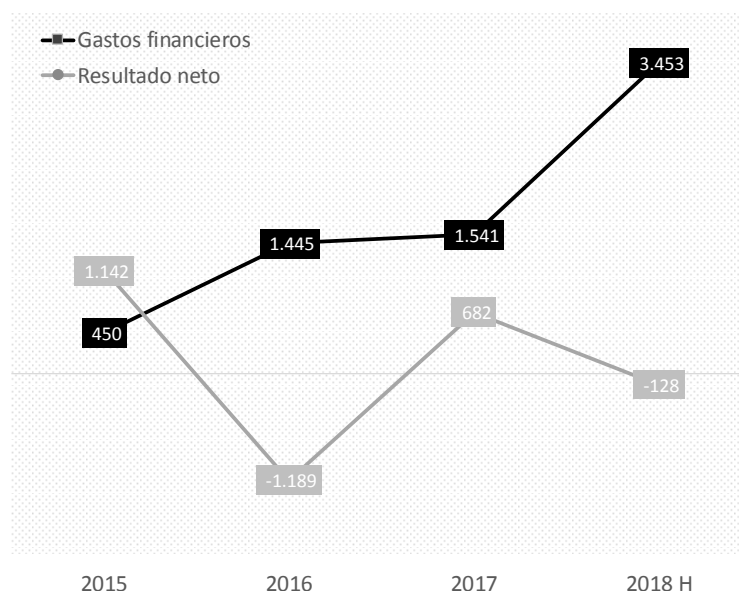
Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDENOR.

A pesar del nuevo escenario que garantizó a la empresa un VAD similar al de 2015 (medido en dólares), las inversiones realizadas por la distribuidora entre 2016 y 2018 registraron un promedio anual de 234 millones de dólares, sensiblemente menor a los valores alcanzados en 2015. Si bien se evidencia una paulatina recuperación del comportamiento inversor notablemente negativo de 2016 (a pesar de la más que satisfactoria performance de 2015), en los años subsiguientes EDENOR no logró alcanzar el desempeño registrado al inicio de la serie. Sin embargo, en el año 2018 las inversiones de la concesionaria representaron el 39,4% de los ingresos por VAD, evidenciando un leve repunte respecto del año 2015, período en el cual la relación alcanzó el 34,2%.

Al observar el Resultado Neto (ganancia después de intereses e impuestos) obtenido por la empresa durante el período analizado, se verifica una tendencia negativa de los valores obtenidos. Como puede observarse en el **Gráfico V.V.** entre 2016 y 2018,

EDENOR registra ganancias durante un solo período, en el año 2017. Mientras que en 2016 asienta una pérdida por 1.189 millones de pesos, en 2018 la pérdida asciende a los 128 millones de pesos.

**Gráfico V.V. EDENOR. Evolución del Resultado Neto y los gastos financieros, 2015-2018. En millones de pesos.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDENOR.

Como puede observarse en el **Gráfico V.V.** existe una marcada correlación inversa entre la evolución de las ganancias de EDENOR y los crecientes gastos financieros. Mientras que los primeros presentan una sostenida tendencia ascendente, el Resultado Neto evidencia una trayectoria inversa. En este sentido, un elemento central que explica la trayectoria tan particular de las ganancias de esta distribuidora, reside en el incremento exponencial de los gastos financieros a partir de 2016. En efecto, en 2016 los gastos financieros prácticamente explican la pérdida del resultado neto en el ejercicio de EDENOR, en tanto en 2018 se incrementa el peso de los Gastos Financieros en el resultado obtenidos por la empresa.

Básicamente, los gastos financieros son consecuencia de la política de endeudamiento implementada por la concesionaria controlada por Pampa Energía durante el período analizado. Por un lado, la recurrente emisión de Obligaciones Negociables (en moneda extranjera) llevó a EDENOR a multiplicar sus compromisos financieros. Mientras que

en 2015 registraba un endeudamiento por 2.501 millones de pesos y un impacto sobre el pasivo del 21,9%, en 2018 las deudas financieras alcanzaron los 8.270 millones de pesos, explicando el 23,2% del pasivo. Paradójicamente, la política de endeudamiento de EDENOR coincide con el incremento exponencial de sus ingresos y una considerable liquidez de fondos. En este sentido, resulta interesante resaltar, a modo ilustrativo, el desempeño de la distribuidora en el año 2017. Durante ese período la empresa controlada por Pampa Energía se endeudó por 50 millones de dólares<sup>122</sup>, mientras que contaba con una liquidez de 2.909 millones de pesos (alrededor de 176 millones de dólares, al tipo de cambio promedio de 2017) colocada en inversiones de corto plazo<sup>123</sup>. Adicionalmente, resulta necesario destacar que los fondos recibidos vía endeudamiento tampoco fueron destinados a incrementar sustancialmente las inversiones de la concesionaria, el **Gráfico V.V.** ilustra claramente la tendencia de las inversiones de la compañía a partir de 2016. Es probable, teniendo en cuenta los desmanejos financieros permitidos a esta distribuidora, que parte del endeudamiento obtenido en 2017 haya sido destinado a la recompra de acciones de la compañía. En efecto, en 2018, frente a la abrupta caída de cotización de las empresas argentinas en el marco de la profundización de la crisis económica, EDENOR destinó 858 millones de pesos (alrededor de 30,5 millones de dólares) a la recompra de acciones de la compañía, con el intento infructuoso de “sostener” su imagen en el mundo bursátil.

Por otro lado, llama la atención la decisión empresarial de expandir, durante los años analizados, el endeudamiento en moneda extranjera, situación que, dado el contexto macroeconómico, incrementa la vulnerabilidad financiera de la distribuidora, y como consecuencia compromete el desempeño operativo y la prestación adecuada del servicio. Tal es así que la brusca variación del tipo de cambio operada en 2018 impactó sobre los gastos financieros de EDENOR, los cuales pasaron de 1.541 millones de pesos en 2017 a 3.453 millones en 2018. Dichas circunstancias incluso son señaladas, con innegable sinceridad, por las autoridades de la empresa en las memorias contables de EDENOR del año 2018. En la nota 5.1. de las mismas refieren que: *“El riesgo de tasas de cambio es el riesgo que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un*

---

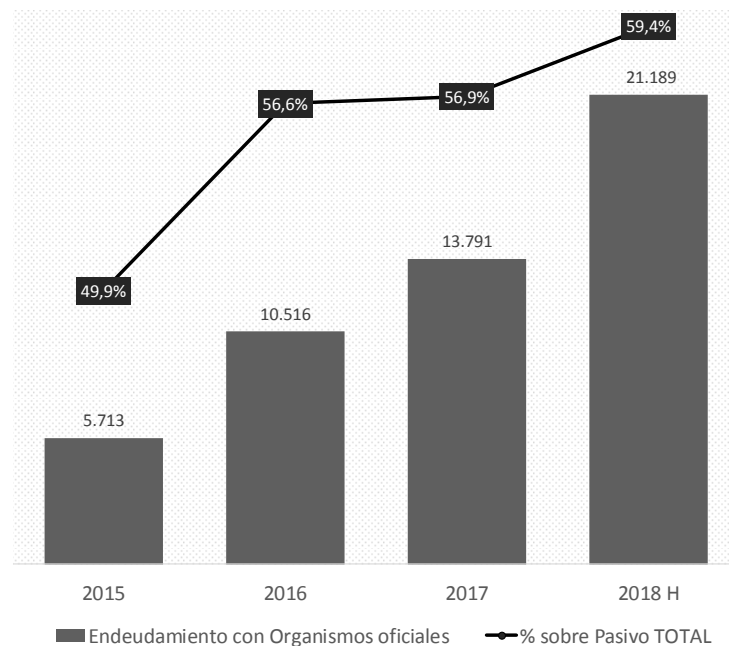
<sup>122</sup> En octubre de 2017 EDENOR recibió un préstamo de Industrial and Commercial Bank of China Dubai (ICBC) Branch, por un monto de USD 50 millones y por un plazo de 36 meses. Según las consideraciones del directorio, el dinero obtenido sería destinado a la financiación del plan de inversiones y capital de trabajo de la Compañía.

<sup>123</sup> Fundamentalmente en fondos comunes de inversión y en títulos públicos.

*instrumento financiero fluctúen debido a los cambios en las tasas de cambio. La exposición de la Sociedad al riesgo de tasa de cambio se relaciona con la cobranza de sus ingresos en pesos, de conformidad con tarifas reguladas que no se indexan en relación con el dólar estadounidense, en tanto una porción significativa de su deuda financiera existente, está denominada en dólares estadounidenses, lo cual la expone al riesgo de una pérdida derivada de una devaluación del peso. La Sociedad puede gestionar su riesgo de tasas de cambio procurando celebrar contratos a término de moneda. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, la Sociedad no posee cobertura a la exposición al dólar estadounidense.*

*Si la Sociedad continuara sin poder cubrir efectivamente la totalidad o una parte significativa de su exposición al riesgo de moneda, toda devaluación del peso podría incrementar significativamente su carga de servicio de deuda, lo que, a su vez, podría tener un efecto sustancial adverso sobre su situación patrimonial y financiera (incluida su capacidad de cancelar los pagos debidos bajo las Obligaciones Negociables) y los resultados de sus operaciones”.*

**Gráfico V.VI. EDENOR. Evolución del endeudamiento con organismos públicos, 2015-2018. En millones de pesos y como porcentaje del Pasivo.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDENOR.

Más allá de la búsqueda de financiamiento mediante la emisión de Obligaciones Negociables y del impacto negativo de esta política sobre los resultados de la empresa, el endeudamiento de EDENOR con organismos oficiales durante el período analizado adquiere un peso determinante para explicar la particular evolución de los gastos financieros de la empresa. Como ilustra el **Gráfico V.VI.** en 2015 las deudas acumuladas de la distribuidora con el Estado nacional ascendían a 7.853 millones de pesos, en tanto EDENOR sostenía su negativa a cancelar estos compromisos en la falta de cumplimiento del Estado de la política tarifaria acordada en el Acta Acuerdo de 2006.

Sin embargo, en 2018, en el marco de una política sostenida de ajuste tarifario, las deudas de EDENOR con organismos oficiales alcanzaron los 21.399 millones de pesos, estando compuesto básicamente por los compromisos con CAMMESA y las multas impagas dictadas por el ENRE como consecuencia de la deficiente calidad de servicio. La tendencia ascendente del endeudamiento que se observa en el **Gráfico V.VI.** resulta no sólo de la aplicación de intereses sobre la deuda de 2015 y los años anteriores, sino que el exponencial crecimiento responde también a deudas contraídas a partir de 2016 tanto por compra de energía (CAMMESA) como por la mora en el pago de las nuevas penalidades impuestas por el ENRE<sup>124</sup>. Es importante destacar que a pesar de las recurrentes intimaciones por parte del Estado nacional para regularizar su situación financiera con el erario público, la distribuidora se negó sistemáticamente a avanzar en un acuerdo que incluya un plan de pago<sup>125</sup>. A partir de 2016, la negativa de la empresa a saldar estos compromisos se fundamentó en el reclamo por el reconocimiento de una deuda originada en el congelamiento tarifario durante los gobiernos kirchneristas.

En términos de su participación sobre el pasivo total de EDENOR, en 2015 las deudas con el Estado nacional alcanzaban a explicar el 70,3% del mismo, mientras que en 2018 dicho porcentaje fue de 67,7%. De más está decir que la leve baja que se registra en la participación sobre el pasivo total de la empresa responde a la expansión del mismo y no a la reducción de las deudas contraídas con el Estado.

---

<sup>124</sup> Lo recaudado por este concepto se destina directamente al Tesoro Nacional.

<sup>125</sup> El Artículo 9 de la Resolución 6/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación estableció la obligación de las distribuidoras eléctricas de acordar un plan de pagos con CAMMESA para saldar las deudas comerciales por compras de energía. EDENOR nunca se acogió a estas condiciones.

Tal como fue analizado, la aplicación de esta estrategia disparó los gastos financieros durante el período analizado, impactando considerablemente en las ganancias obtenidas. En el **Cuadro V.I.** puede observarse la evolución patrimonial de EDENOR entre 2015 y 2018. Partiendo de una posición superavitaria en el primer año de la serie, en 2016 la distribuidora presenta un resultado acumulado fuertemente negativo, situación que no logra revertir en los años subsiguientes. En este sentido, a pesar del incremento exponencial de las tarifas, la administración del negocio por parte de EDENOR evidencia serios inconvenientes para la prestación adecuada del servicio público. La estrategia de endeudamiento aplicada repercute en la situación patrimonial de la distribuidora impactando negativamente en los resultados obtenidos.

**CUADRO V.I. EDENOR. Evolución del Pasivo, el Activo, los Resultados Acumulados y el Patrimonio Neto, 2015-2018. En millones de pesos.**

	2015	2016	2017	2018 H
Pasivo	11.456	18.572	24.244	35.655
Activo	12.981	18.934	25.305	35.673
Resultados acumulados	249	-1.189	-506	-695
Patrimonio Neto	1.525	362	1.061	18

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDENOR.

En este sentido, el resultado de sus operaciones presenta, en la mayoría de los años analizados, un impacto negativo sobre el Patrimonio Neto de la empresa. Dada esta situación patrimonial, los indicadores de Solvencia<sup>126</sup> o Autonomía Financiera<sup>127</sup>, entre

<sup>126</sup> Mide si la compañía se encuentra en condiciones de hacer frente al total de sus obligaciones de pago (de corto y largo plazo). Se establece a partir de la relación del Activo/Pasivo. Cuanto más bajo (mínimo 1) mayor dependencia de los acreedores, cuando más alto, mayor independencia. Una relación aceptable es entre 1,7 y 2,4. EDENOR presentó una relación cercana a 1 durante toda la serie.

<sup>127</sup> Mediante la relación del Patrimonio Neto y el Pasivo mide la independencia financiera de la empresa respecto de los acreedores. En épocas de crisis económica el índice debería ser mayor, y en épocas de crecimiento debería ser menor. Un resultado

otros, reflejan una situación crítica. Como se analizará más adelante, la aplicación del ajuste por inflación habilitado por la Comisión Nacional de Valores (CNV) en el año 2018, mejora sustancialmente, en términos contables, la situación patrimonial de EDENOR. Sin embargo, más allá de esta recuperación, resulta importante resaltar el modesto o negativo desempeño económico de la distribuidora en el marco de la política tarifaria aplicada por el gobierno de Cambiemos, el cual en buena medida responde a la decidida estrategia de endeudamiento aplicada por la distribuidora.

### El caso de EDESUR.

Como se mencionó anteriormente, el año 2015 representó un ejercicio destacado en el desempeño económico de las distribuidoras dado que recibieron, mediante distintos mecanismos, aportes económicos directos e indirectos por parte del Estado nacional<sup>128</sup>. Considerando los subsidios directos otorgados por el mismo y los ingresos tarifarios aportados por los usuarios, ese año la concesionaria EDESUR registró ingresos por 7.686 millones de pesos<sup>129</sup>.

Luego, en el marco del gobierno de Cambiemos, la RTI realizada por el ENRE<sup>130</sup> implicó un estudio diferenciado para cada distribuidora, que tenía como uno de sus objetivos centrales sostener los ingresos de las empresas a pesar de la quita de los subsidios. En efecto, como consecuencia de los ajustes aplicados, los ingresos por ventas de EDESUR mejoraron notablemente a partir de 2016, en tanto el Resultado Operativo y del Valor Agregado de Distribución mantienen una tendencia positiva.

---

razonable es entre 0,7 y 1,4. Si es menor a 0 implica PN negativo. Durante todo el período analizado, esta relación no superó el 0,1 (registrado en 2015).

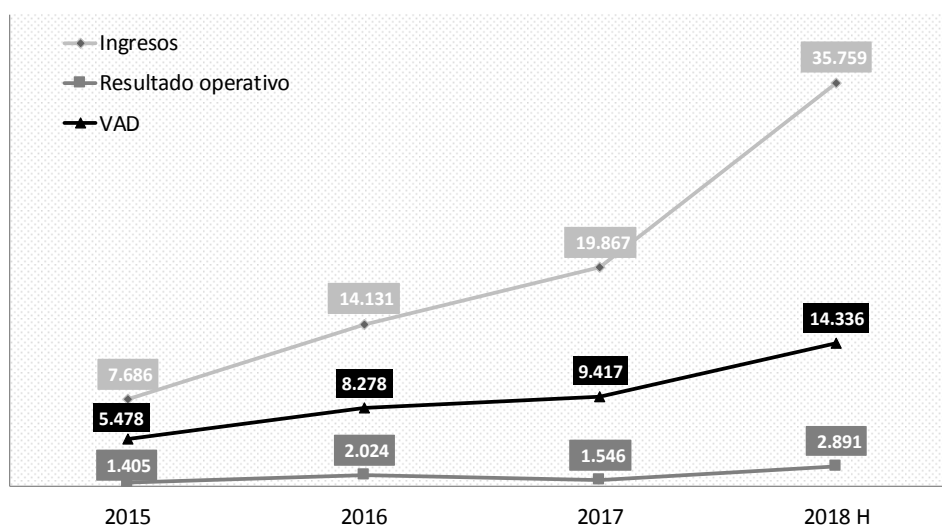
<sup>128</sup> En 2015 la vigencia de la Resolución 32/2015 coincidió con la continuidad del plan de inversiones realizado en el marco del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución Eléctrica (FOCEDE), financiado con préstamos realizados a las empresas por parte del Tesoro Nacional.

<sup>129</sup> Durante este año los subsidios directos recibidos por la distribuidora alcanzaron los 3.742 millones de pesos, mientras que los ingresos por ventas alcanzaron los 3.944 millones de pesos.

<sup>130</sup> Para realizar esta tarea, el organismo contó con la asistencia de la consultora QUANTUM.

Sin embargo, como puede observarse en el **Gráfico V.VII.**, resulta – al menos llamativo que mientras el VAD de la distribuidora presenta una tendencia claramente ascendente, el desempeño del Resultado Operativo resulta más modesto, incluso en el año 2017 llega a registrar una pérdida de ingresos respecto al resultado del año anterior<sup>131</sup>.

**Gráfico V.VII. EDESUR. Evolución de los ingresos, el Valor Agregado de Distribución (VAD) y el Resultado Operativo, 2015-2018** (en millones de pesos)



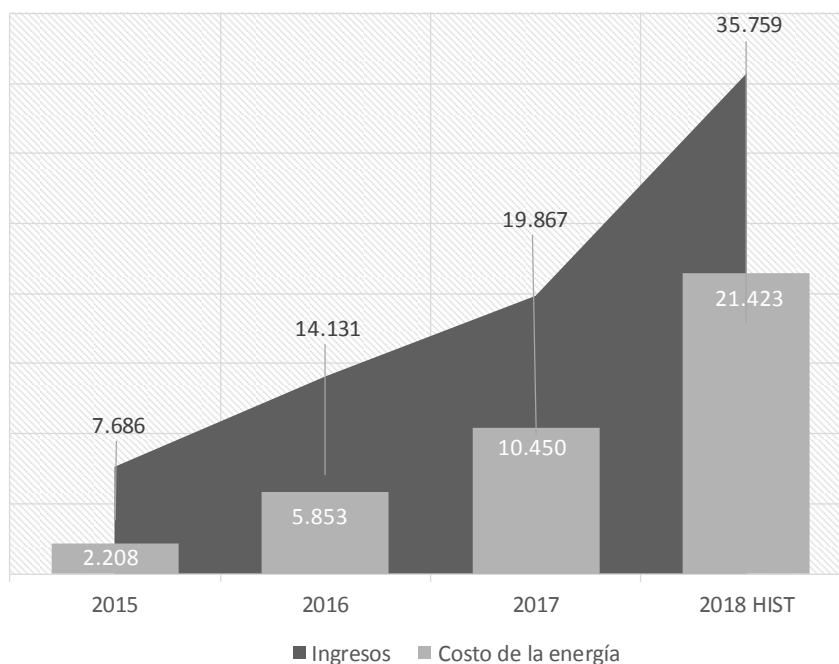
Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDESUR.

Al igual que en el caso de EDENOR, la creciente diferencia registrada a partir de 2016 entre los ingresos por ventas y el VAD responde al peso de la compra de energía sobre la facturación total de la empresa.

<sup>131</sup> EDESUR aplicó en los distintos ejercicios de 2016 y 2017 el ajuste de las deudas por sanciones en función del nuevo cuadro tarifario. Esto influyó en el desempeño del Resultado operativo.



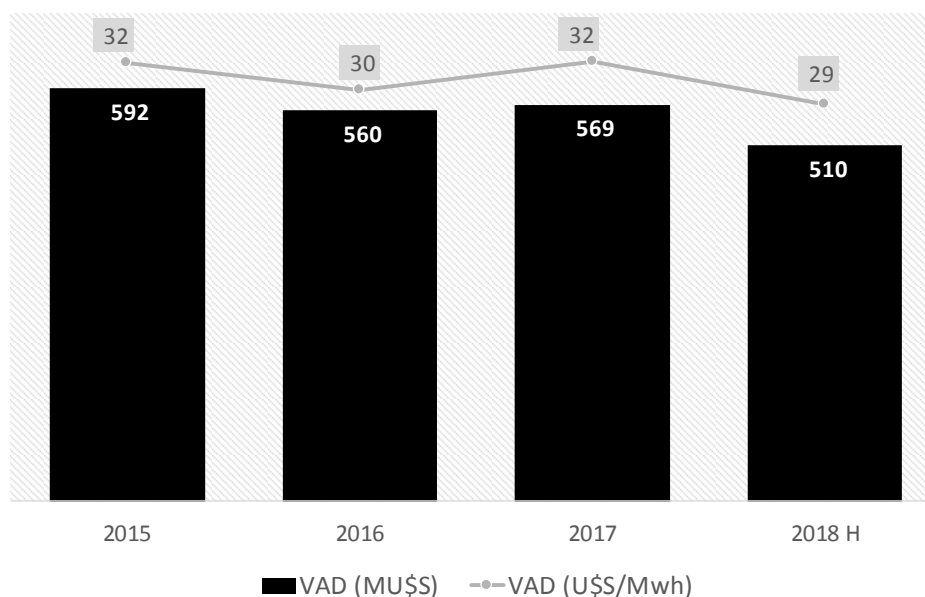
**GRÁFICO V. VIII. EDESUR. Evolución de los ingresos y el costo de la energía, 2015-2018. En millones de pesos.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDESUR.

En efecto, como puede observarse en el **Gráfico V. VIII.** la participación del costo de la energía sobre el total de la facturación de EDESUR se incrementa a lo largo de todo el período bajo estudio. Mientras que en 2015 representaba el 29% de los ingresos de la distribuidora, en 2016 dicha relación fue de 41%, en tanto en el año 2017 alcanzó el 53%, mientras que en 2018 ascendió al 60%. Es decir, en el área Metropolitana de Buenos Aires la decisión del gobierno nacional de avanzar con la quita de subsidios al Precio Estacional Mayorista, aplicada en el segmento de la generación eléctrica y con impacto nacional, estuvo acompañada en el AMBA por la quita de subsidios a la distribución eléctrica. La combinación de ambos ajustes explica el incremento exponencial de las tarifas eléctricas.

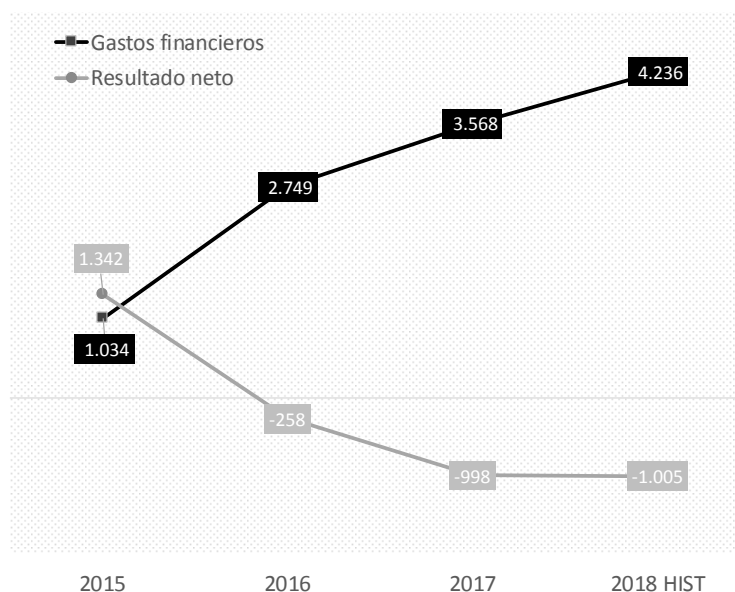
**Gráfico V. IX. EDESUR. Evolución del Valor Agregado de Distribución (VAD), 2015-2018. En millones de dólares y en U\$S/Mwh.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDESUR.

A pesar de la creciente participación del precio mayorista de la energía sobre la tarifa final, durante los años bajo estudio, del VAD de EDESUR evidencia el impacto del fuerte ajuste tarifario sobre los ingresos de la concesionaria. Como puede observarse en el **Gráfico V. IX.**, a pesar de las recurrentes devaluaciones aplicadas por el gobierno de Cambiemos, los ingresos genuinos (ingresos correspondientes al VAD) de EDESUR medidos en dólares presentan una destacada estabilidad, salvo en el año 2018 donde la drástica variación del tipo de cambio provocó, entre otras cosas, una relativa caída del VAD medido en dólares. En promedio, la distribuidora obtuvo durante todo el período analizado un VAD de 31 dólares por MWh, muy cercano a los 32 dólares por MWh registrado en 2015.

**Gráfico V.X. EDESUR. Evolución de los Gastos Financieros y el Resultado Neto, 2015-2018. En millones de pesos.**



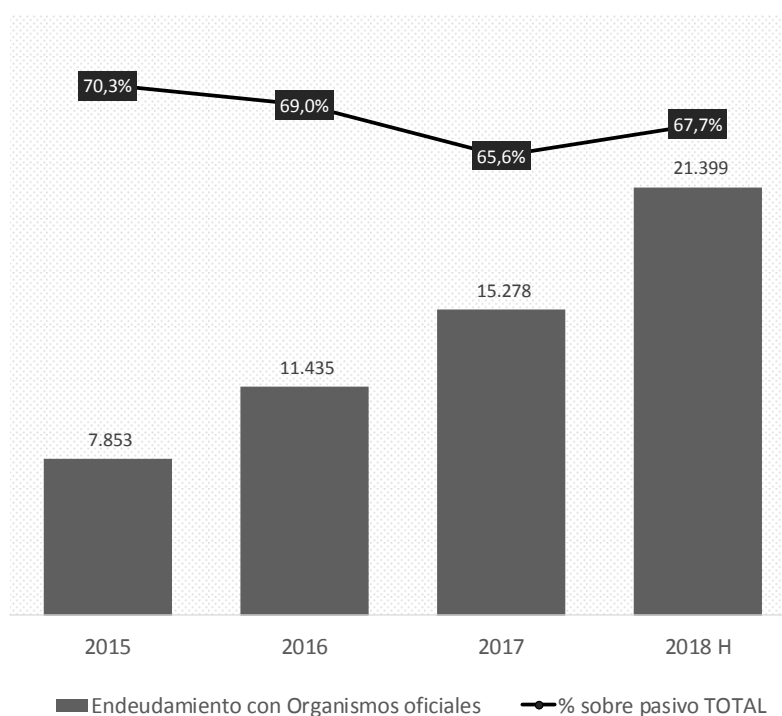
Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDESUR.

Al igual que la distribuidora controlada por Pampa Energía, la concesionaria EDESUR presenta a partir de 2016, y a pesar de los ingentes ingresos registrados como consecuencia de la aplicación del incremento tarifario y la Revisión Tarifaria Integral, pérdidas crecientes como resultado de sus operaciones. Mientras que en 2015 registra una ganancia (Resultado Neto) de 1.342 millones de pesos, en los años subsiguientes la performance resulta negativa, alcanzando en el ejercicio de 2018 una pérdida de 1.005 millones de pesos.

Como se observa en el **Gráfico V.X.** se verifica una correlación, al igual que en el caso de EDENOR, entre la evolución de los gastos financieros y el resultado de las operaciones de la concesionaria. En efecto, durante los años analizados mientras las pérdidas de los distintos ejercicios presentan una tendencia creciente, los gastos financieros de EDESUR evidencia un incremento exponencial y escalonado, pasando de 1.034 millones en 2015 a 4.236 en el año 2018. Esta situación se explica fundamentalmente como resultado de la estrategia de negocios aplicada por la concesionaria controlada por el grupo italiano ENEL, la cual consistió básicamente en incrementar notablemente el endeudamiento de la empresa. Mientras que la deuda acumulada hasta 2015 respondió a la negativa de EDESUR a cancelar estos

compromisos en el marco de la negociación por la falta de cumplimiento del Estado de la política tarifaria acordada en el Acta Acuerdo de 2006. A partir de 2016, la negativa de la empresa a saldar estos compromisos se fundamentó en el reclamo por el reconocimiento de una deuda originada en el congelamiento tarifario durante los gobiernos kirchneristas. A diferencia de EDENOR, la concesionaria controlada por ENEL no registra, hasta 2018, compromisos financieros con el mercado, explicado el total de su deuda el endeudamiento con organismos del Estado nacional.

**Gráfico V. XI. EDESUR. Evolución del endeudamiento con organismos públicos, 2015-2018. En millones de pesos y como % del Pasivo.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDESUR.

En el caso de EDESUR la deuda con organismos oficiales se compone por los fondos adeudados al Tesoro Nacional como resultado de las sanciones aplicadas por el ENRE debido al desempeño deficiente de la calidad del servicio. Y, por otro lado, los compromisos con CAMMESA por la falta de pago de la energía distribuida. Como puede observarse en el **Gráfico V.XI**, en el año 2015 la distribuidora acumulaba importantes deudas con los organismos oficiales, las cuales se incrementaron en los años subsiguientes, no solamente por la aplicación de intereses (en el caso de la deuda con CAMMESA) o de ajuste de la deuda en función del nuevo marco tarifario (en el

caso de la deuda por sanciones) sino también por nuevo endeudamiento por falta de pago de la energía y por nuevas sanciones por calidad de servicio.

Como resultado de esto, la deuda de EDESUR con Organismos oficiales pasó de 7.853 millones de pesos en 2015 a 21.399 millones de pesos en 2018. A pesar de este crecimiento exponencial, la participación de los compromisos financieros de la empresa sobre el total del Pasivo disminuyó relativamente, pasando del 70,3% en 2015 al 67,7% en 2018, lo cual evidencia el incremento del Pasivo total de la concesionaria. En definitiva, la decisión de endeudar a la empresa de manera sostenida y sistemática generó un impacto contundente en el resultado de las operaciones.

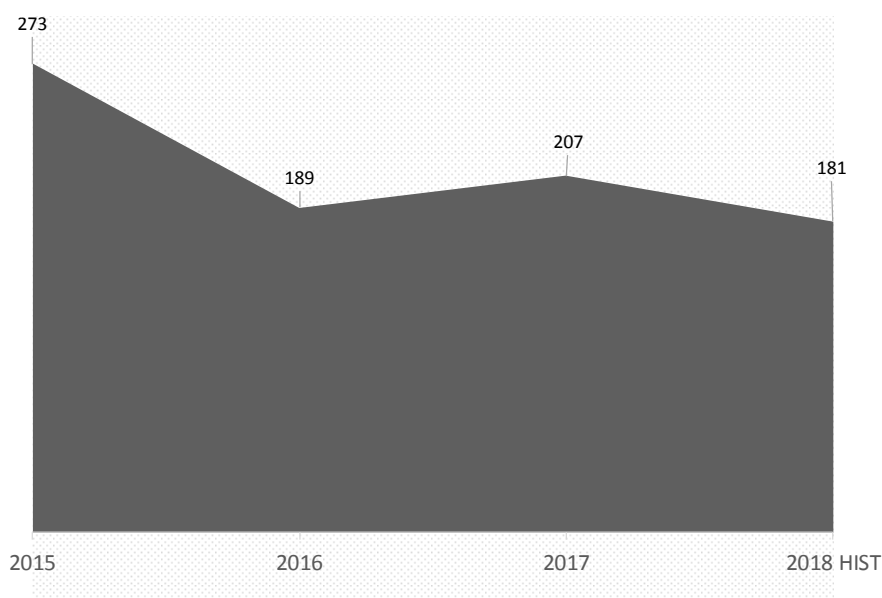
Al momento de su privatización, una de las condiciones básicas para la concesión de la distribución eléctrica en el AMBA, fue el cumplimiento de parámetros de calidad elementales en la prestación del servicio. En este sentido, la demanda de ajustes tarifarios por parte de las concesionarias siempre estuvo acompañada por proyecciones de mejora del servicio a partir de mayores inversiones. Como se analizó en el apartado anterior, en 2017 y 2018 EDESUR presenta un desempeño operativo de permanente incumplimiento de los parámetros de calidad de servicio establecidos por la Revisión Tarifaria Integral (incluso cuando dichos parámetros establecen niveles de exigencia considerablemente más laxos que los fijados por el Acta Acuerdo de 2006). En consonancia con su performance operativa, en el **Gráfico V.XII.** puede observarse que las inversiones realizadas por EDESUR en la red eléctrica presentan una tendencia decreciente a partir de 2015.

En efecto, a pesar del incremento exponencial de las tarifas y los ingresos de la distribuidora, las inversiones realizadas durante los últimos años contrastan con las registradas en 2015. Ese año EDESUR destinó para inversiones 273 millones de dólares, mientras que en 2016 la inversión se redujo a 189 millones de dólares. En tanto, en 2017 el total invertido en planta y equipos presentó un leve incremento respecto al año anterior, totalizando los 207 millones de dólares, para volver a descender en 2018, alcanzando los 181 millones.

Si se evalúa el desempeño inversor de esta empresa en relación a los ingresos por VAD, se observa una importante caída de los fondos destinados a la inversión. En efecto,

mientras que en 2015 la participación de las inversiones sobre los ingresos genuinos fue del 46%, en 2018 el ratio alcanzó el 36%, repitiendo el desempeño del año anterior. En tanto, en 2016 la relación entre inversión e ingresos por VAD fue de 34%.

**Gráfico V.XII. EDESUR. Evolución de las inversiones en planta y equipos. En millones de dólares.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDESUR.

Llama la atención el paupérrimo desempeño de EDESUR en materia de inversiones, sobre todo teniendo en cuenta los ajustes tarifarios mencionados. Probablemente, la estrategia de endeudamiento implementada por la empresa durante el período analizado, incorporó también la reducción de los fondos destinados a la ampliación y mejora de la red eléctrica.

En consonancia con el comportamiento analizado, en el **Cuadro V. II.** se puede observar que el desempeño de EDESUR en la administración operativa impactó notablemente en los resultados obtenidos y, como consecuencia de esto, en la posición patrimonial de la empresa. De esta manera, se puede observar que la misma presenta un deterioro acelerado de su situación, en la medida en que las permanentes pérdidas acumuladas en sus Resultados, impactan notablemente en la reducción de su Patrimonio Neto.

A diferencia de EDENOR, en 2015 esta concesionaria presenta en sus Resultados Acumulados una pérdida de 61 millones de pesos, la cual en 2018 asciende a 2.399 millones de pesos. Esta situación obliga a la empresa a reducir su patrimonio de manera sistemática. Pasa de un Patrimonio Neto de 1.745 millones de pesos en 2015 a un Patrimonio Neto negativo en 2018<sup>132</sup>. Frente a esta situación de extrema vulnerabilidad patrimonial y financiera, los indicadores de Solvencia y Autonomía Financiera resultan de escasa o nula utilidad, dado que los mismos son utilizados con compañías que se encuentran dentro de los rangos razonables de desempeño.

**Cuadro V. II. EDESUR. Evolución del Activo, Pasivo, Resultados Acumulados y Patrimonio Neto. En millones de pesos.**

	2015	2016	2017	2018 H
Pasivo	11.166	16.570	23.282	31.591
Activo	12.911	18.040	23.708	30.998
Resultados acumulados	-61	-336	-1.380	-2.399
Patrimonio Neto	1.745	1.470	426	-593

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDESUR.

Si bien la situación de EDESUR resulta, en buena medida, de la estrategia de endeudamiento implementada por la concesionaria, dadas las notables diferencias respecto a lo analizado en el caso de EDENOR, resulta pertinente contemplar, a modo de hipótesis, otros elementos que puedan estar influyendo en el desempeño económico, financiero y patrimonial de esta empresa. En particular nos referimos a la posible existencia de un importante déficit de gestión en la administración de la empresa por parte del actual grupo concesionario. Por otro lado, surge la posibilidad de la existencia

<sup>132</sup> Es importante destacar que los resultados de 2018 se presentan sin el ajuste por inflación realizado por la empresa. En este sentido, en los balances de este período se observa un ajuste contable que revierte el desempeño operativo negativo. Sin embargo, consiste meramente en un ajuste contable, que en este caso no permite visualizar la delicada situación económica y financiera en que se encuentra la concesionaria.

de errores de cálculo en los estudios tarifarios realizados en el marco de la RTI, a partir de los cuales se haya garantizado mayores ingresos a una distribuidora que a otra.

Los casos de EDELAP y EDEA.

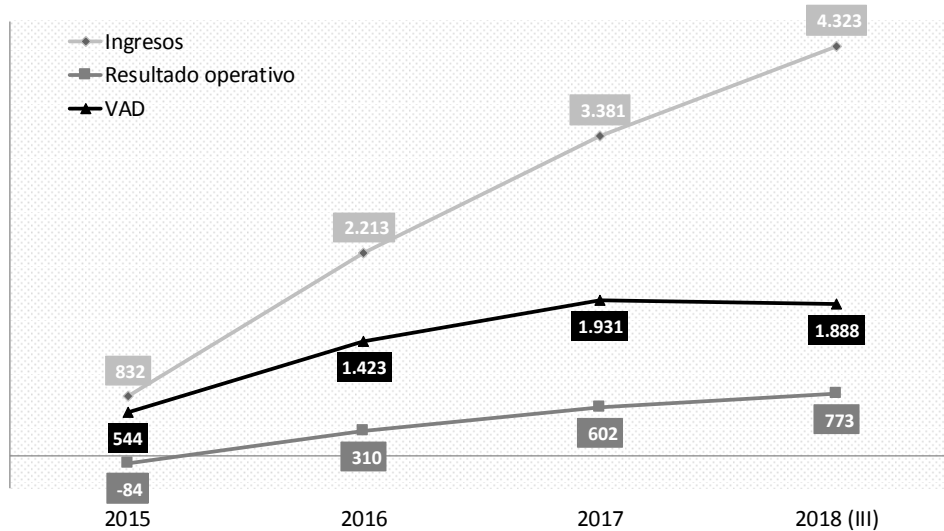
En el caso de las distribuidoras que se encuentran bajo regulación de la provincia de Buenos Aires, el estudio de revisión tarifaria fue realizado por una comisión creada ad hoc, coordinada por la Dirección Provincial de Energía. Al igual que EDENOR y EDESUR, las distribuidoras de la provincia también realizaron un ajuste por inflación de sus balances en el año de 2018. Sin embargo, como fue señalado anteriormente, en el caso de EDELAP y EDEA no es posible reconstruir los estados financieros de ese año, antes del ajuste mencionado. Así, con el objetivo de poder comparar los períodos, los datos que se toman de 2018 incluyen los primeros 9 meses (tercer trimestre).

A principios de 2016, las distribuidoras provinciales recibieron un aumento de tarifas que, en el caso de EDELAP, significó un incremento sustancial de sus ingresos. Efectivamente, los ingresos de la concesionaria de energía eléctrica de la capital provincial alcanzaron los 2.213 millones de pesos, mientras que en 2015 fueron de 832 millones de pesos.

Como puede observarse en el **Gráfico V.XIII.** en los años subsiguientes los ingresos de la distribuidora registran un incremento exponencial, como resultado de la aplicación del cuadro tarifario fijado por la Revisión Tarifaria Integral, alcanzando en el tercer trimestre de 2018 los 4.323 millones de pesos.



**Gráfico V. XIII. EDELAP. Evolución de los ingresos, el VAD y el Resultado Operativo, 2015-2018 (3T). En millones de pesos.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDELAP.

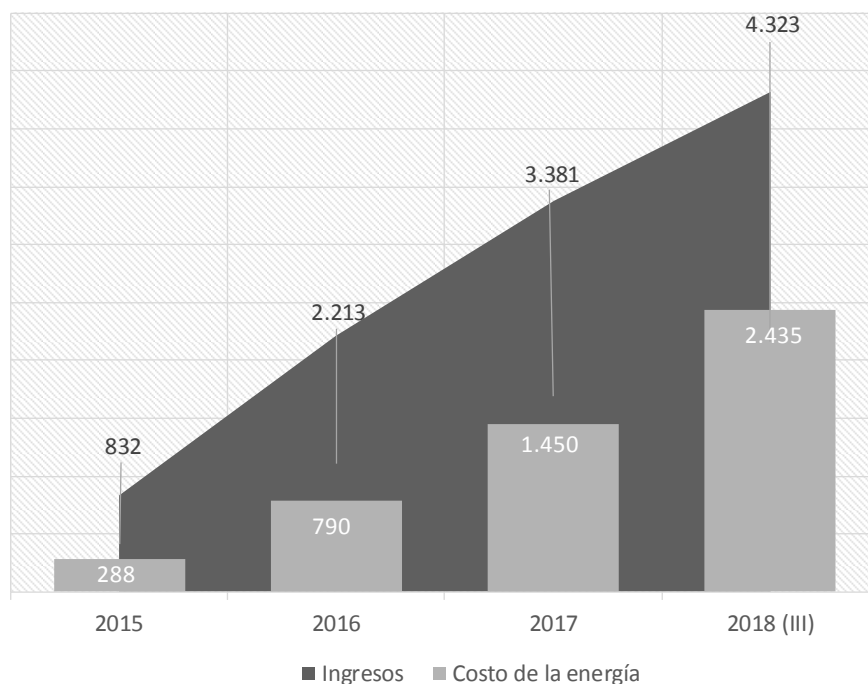
Acompañando esta tendencia, el VAD de EDELAP registra ingresos crecientes, alcanzando en 2017 los 1.931 millones de pesos, monto que triplica el desempeño de 2015. Es probable que el amesetamiento del VAD en 2018 responda a que los registros de ese año alcanzan sólo hasta el tercer trimestre, en este sentido se estima que el consolidado anual acompaña la tendencia ascendente analizada.

Partiendo de un resultado negativo en 2015, en el mismo gráfico se observa que, junto con la expansión de los ingresos de la distribuidora, los ingresos operativos presentan una importante recuperación alcanzando en el tercer trimestre de 2018 los 773 millones de pesos.

Al igual que en el caso de las distribuidoras eléctricas del AMBA, el crecimiento acelerado de los ingresos de EDELAP responde al impacto combinado del incremento de las tarifas del segmento de distribución eléctrica habilitado por las autoridades provinciales, y la quita de subsidios a la generación de energía eléctrica implementado por el gobierno nacional.

En efecto, el **Gráfico V.XIV**. ilustra la coincidencia entre el incremento de los ingresos de la concesionaria platense y el costo de la energía distribuida.

**Gráfico V. XIV. EDELAP. Evolución de los ingresos y el costo de la energía, 2015-2018. En millones de pesos.**

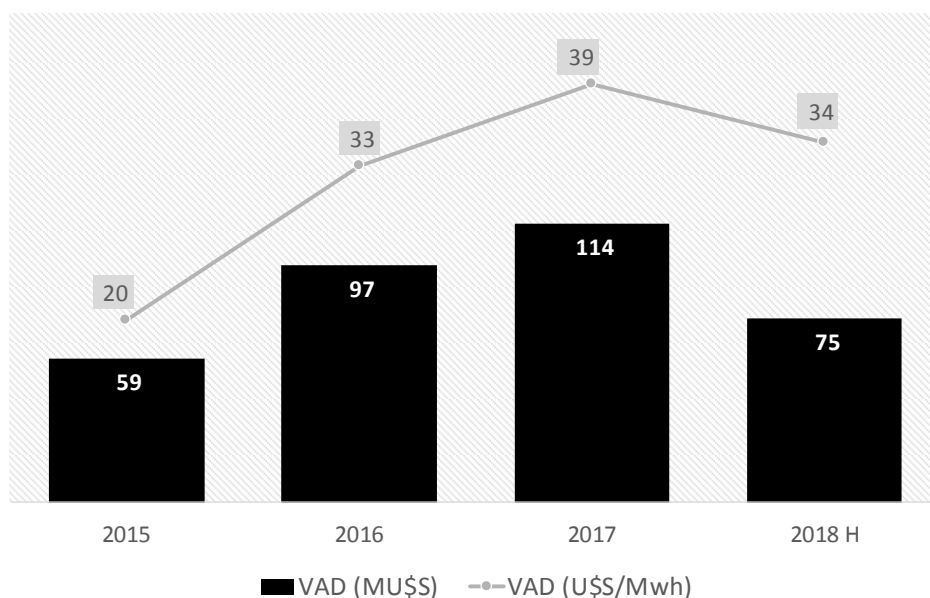


Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDELAP.

En rigor, durante el período analizado el costo de la energía no sólo acompaña la tendencia ascendente de los ingresos, sino que incrementa gradualmente su participación sobre los mismos. Durante el ejercicio del año 2015 el costo de la energía distribuida por EDELAP alcanzó a explicar el 34% de los ingresos totales, mientras que en el tercer trimestre dicha relación ascendió al 56%.

Más allá de la participación creciente del precio de la energía sobre la facturación de EDELAP, el ajuste tarifario implementado por la provincia de Buenos Aires garantizó a la distribuidora un crecimiento notable de sus ingresos genuinos.

**GRÁFICO V. XV. EDELAP. Evolución del Valor Agregado de Distribución. En millones de dólares y dólares/Mwh.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDELAP.

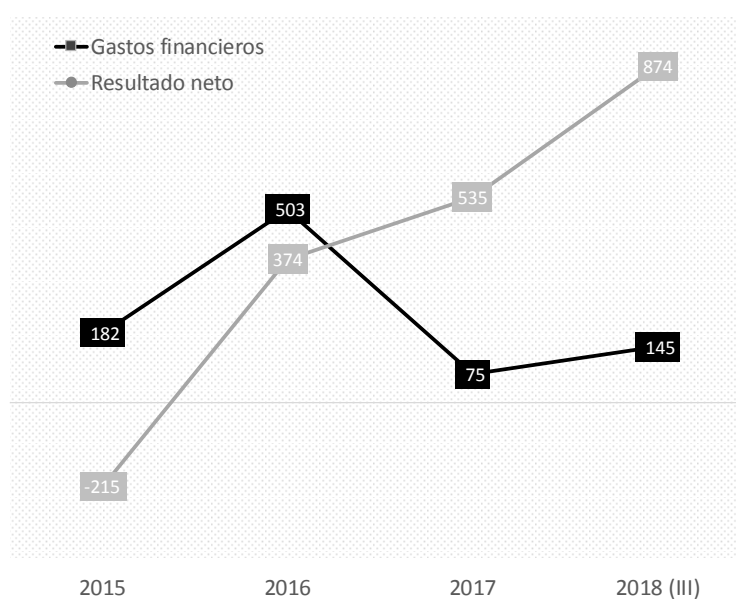
Tal como se observa en el **Gráfico V.XV.**, en el año 2015 los ingresos por VAD (tomados en dólares) alcanzaron los U\$S 59 millones, los cuales, medidos por volumen de energía vendida, significaron un VAD de 20 dólares por Mwh. Dos años después, una vez ajustada la tarifa y aplicado el nuevo cuadro tarifario establecido por la RTI de la provincia, EDELAP prácticamente duplicó los ingresos genuinos, medidos en dólares. Efectivamente, a pesar de la importante depreciación del peso, la concesionaria controlada por DESA registró en 2017 ingresos por VAD por 114 millones de dólares, los cuales medidos por volumen de energía vendida significaron un VAD de 39 dólares por Mwh entregado. Si bien los ingresos del año 2018 no son comparables con los años anteriores dado que refieren sólo a los primeros tres trimestres, si es posible establecer una comparación respecto al VAD por Mwh. En este sentido, se evidencia en 2018 una relativa caída de los ingresos genuinos (medidos en dólares) que se explica, muy probablemente, por la devaluación de la moneda local operada entre mayo y septiembre de ese año. Como resultado de ello, EDELAP registró un VAD de 34 dólares por Mwh entregado durante los primeros tres trimestres de 2018. Más allá de esta leve disminución, en términos comparativos con los valores registrados por las distribuidoras

metropolitanas, el aumento tarifario implementado por las autoridades provinciales le garantizó a EDELAP un VAD medido en dólares considerablemente superior al de las concesionarias del AMBA.

En buena medida, la más que positiva performance de los ingresos de la distribuidora se ve reflejada en el Resultado Neto alcanzado durante los años bajo análisis (ver **Gráfico V.XVI**).

**Gráfico V. XVI. EDELAP. Evolución del Resultado Neto y los gastos financieros.**

**En millones de pesos.**

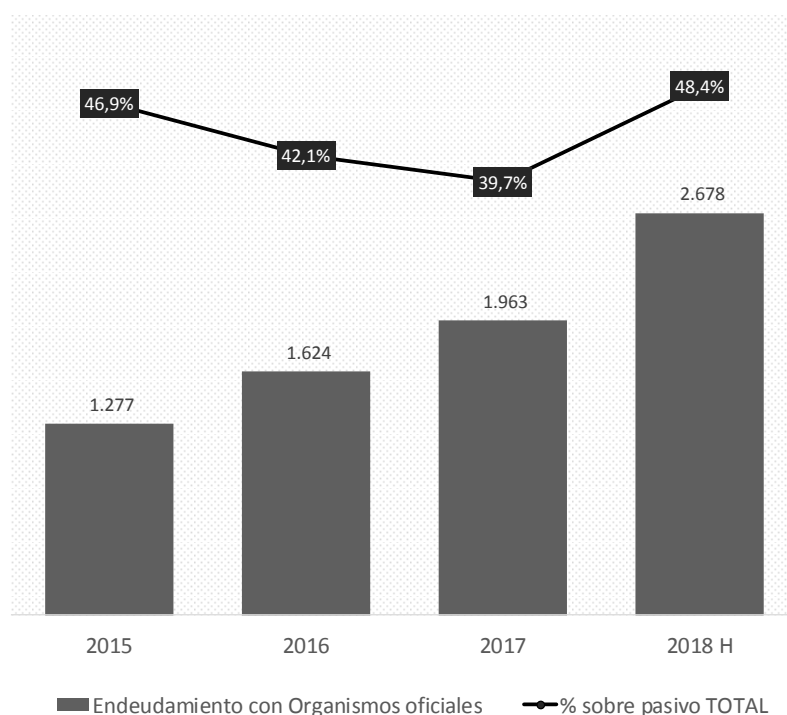


Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDELAP.

Partiendo de un escenario negativo en 2015, como resultado de la nueva política tarifaria provincial, la concesionaria registra una ganancia creciente a partir de 2016. Durante ese año el Resultado Neto de la empresa alcanzó los 374 millones de pesos, mientras que durante los primeros tres trimestres de 2018 las ganancias de EDELAP ascendieron a los 874 millones de pesos. Tal como ilustra el **Gráfico V.XVI**, a partir de 2017 la empresa registra una caída abrupta de los gastos financieros, lo cual colabora con el desempeño económico mencionado.

En el caso de esta concesionaria, los gastos financieros se explican como resultado de un conjunto de deudas pendientes con CAMMESA<sup>133</sup>. En este sentido, si bien en 2016 se registra un incremento considerable de los gastos financieros respecto a los registrados el año anterior, a partir de 2017 se evidencia una reducción de los mismos como consecuencia de un conjunto de acuerdos de pago entre las partes<sup>134</sup>. A diferencia de las distribuidoras metropolitanas, EDELAP accedió a refinanciar su deuda, y como consecuencia de ello redujo considerablemente el peso de los gastos financieros sobre el resultado operativo de la concesionaria, lo cual redundó en una mejora de la rentabilidad empresarial.

**GRÁFICO V. XVII. EDELAP. Evolución del endeudamiento con organismos oficiales, 2015-2018. En millones de pesos y como % del Pasivo.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDELAP.

<sup>133</sup> No se incluyen las deudas por sanciones por calidad de servicio dado que no se cuenta con la información completa.

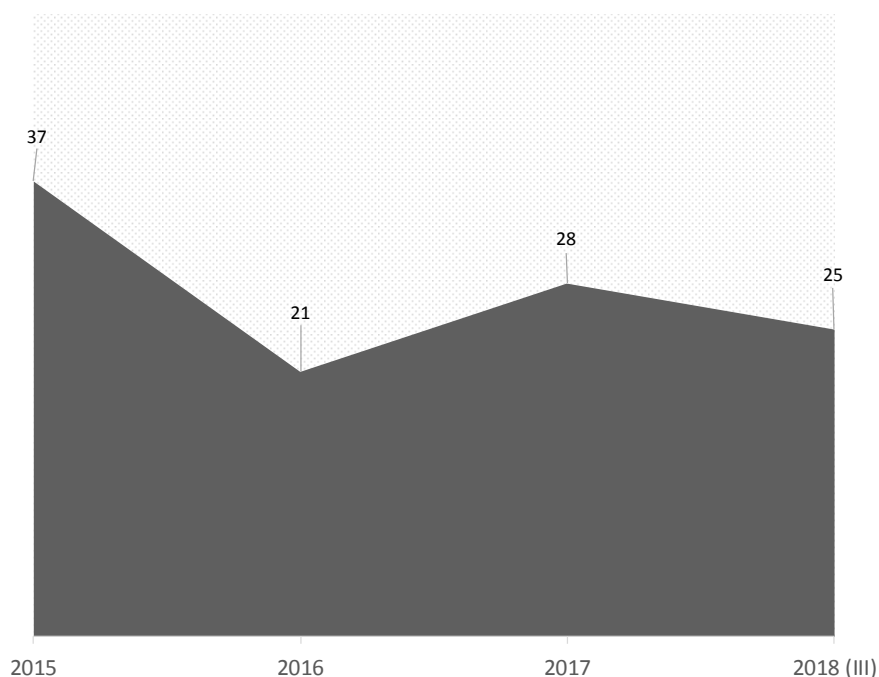
<sup>134</sup> En un primer acuerdo EDELAP refinanció la deuda acumulada por falta de pago de energía eléctrica entre distintos períodos entre los años 2012 y 2015. En este caso, la concesionaria accedió a un acuerdo de pago en 93 cuotas mensuales, iguales y consecutivas a una tasa del 10% anual, y a pagar a partir de enero de 2018 (Ver EDELAP, Estados Contables 2018, Memorias).

Tal como se observa en el **Gráfico XVII.**, a pesar de los acuerdos de pago mencionados, durante el período estudiado el endeudamiento de EDELAP con CAMMESA registra una tendencia ascendente, pasando de 1.277 millones en 2015 a 2.678 en el tercer trimestre de 2018. En tanto, como porcentaje del total del Pasivo de la empresa pasa del 46,9% al inicio de la serie, al 48,4% en 2018.

Una vez acordado el refinanciamiento de la deuda tomada durante los años anteriores, en 2016, 2017 y 2018 EDELAP volvió a endeudarse con CAMMESA por falta de pago de la energía, accediendo a negociar un plan de pago para los compromisos incumplidos.

A pesar del desempeño económico más que satisfactorio, y de haber recibido financiamiento de los organismos oficiales para la administración de la concesión, el desempeño de la inversión de EDELAP presenta una llamativa tendencia decreciente.

**Gráfico V. XVIII. EDELAP. Evolución de las inversiones en planta y equipos. En millones de dólares.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDELAP.

En el año 2015 los fondos destinados para inversión alcanzaron los 37 millones de dólares, posicionándose el mejor registro de EDELAP durante el período estudiado. Como puede observarse en el **Gráfico V. XVIII.** los años subsiguientes presentan valores de inversión muy inferiores a los del inicio de la serie, siendo 2016 el ejercicio de peor desempeño, con 21 millones de dólares de inversión. Incluso en 2017, año en el cual la distribuidora obtuvo un VAD por Mwh que virtualmente duplicó al obtenido en 2015, los fondos destinados para inversiones fueron sólo 28 millones de dólares.

En relación a los ingresos por VAD, la evolución de las inversiones evidencia una fuerte pérdida de participación durante el período estudiado. Mientras que en 2015 el peso de las inversiones sobre los ingresos genuinos alcanzó el 62%, en el tercer trimestre de 2018 dicha relación fue del 33%. En tanto, durante los años 2016 y 2017 la participación de las inversiones sobre los ingresos por VAD fue del 22% y 25%, respectivamente.

Tal como se analizó precedentemente, el ajuste tarifario implementado por la provincia de Buenos Aires para la distribución eléctrica en 2016, y la aplicación del nuevo cuadro tarifario dispuesto por la Revisión Tarifaria integral afectó sustancialmente el desempeño económico de EDELAP.

**Cuadro V.III. EDELAP. Evolución del Activo, Pasivo, los Resultados Acumulados y el Patrimonio Neto. En millones de pesos.**

	2015	2016	2017	2018 H
Pasivo	2.722	3.857	4.949	5.530
Activo	2.386	3.769	7.623	9.078
Resultados acumulados	-806	-566	-14	945
Patrimonio Neto	-336	-89	2.674	3.548

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDELAP.

En este sentido, en el **Cuadro V.III.** puede observarse la paulatina recuperación de los Resultados Acumulados de la empresa, los cuales en 2015 presentaban una pérdida de 806 millones de pesos. Como consecuencia de las nuevas condiciones tarifarias, EDELAP alcanza en el tercer trimestre de 2018 un margen positivo de 945 millones de pesos.

Por otro lado, durante el período analizado se observa una notable recuperación de la posición patrimonial de la empresa. En este sentido, si bien influyó el importante incremento de los ingresos, el ajuste contable de sus activos realizado por la empresa en 2017 explica el incremento del Patrimonio Neto registrado ese año<sup>135</sup>. La nueva situación patrimonial le permitió a EDELAP mejorar sustancialmente los indicadores de Solvencia y Autonomía Financiera<sup>136</sup>.

Con el objetivo de completar una primera aproximación al impacto de la nueva situación tarifaria y a la estrategia implementada por las distribuidoras de la provincia de Buenos Aires, se avanza a continuación en un sucinto análisis de la trayectoria de la distribuidora de la zona atlántica, EDEA, durante los últimos años.

Como puede observarse en el **Gráfico V.XIX.** los ingresos registrados por EDEA mejoran sustancialmente a partir de 2016. Al igual que en los casos ya analizados, la trayectoria ascendente de la facturación de la distribuidora atlántica es resultado de los incrementos tarifarios establecidos por las autoridades provinciales y el encarecimiento del costo de la energía como resultado de la política de quita de subsidios al precio mayorista de la energía, implementada por el gobierno nacional. Mientras en 2015 los

---

<sup>135</sup> Para conocer los detalles de esta operación se pueden consultar los Estados Contables 2017, Bases de presentación de Estados Contables, 2.3. d) Propiedades, Plantas y Equipos.

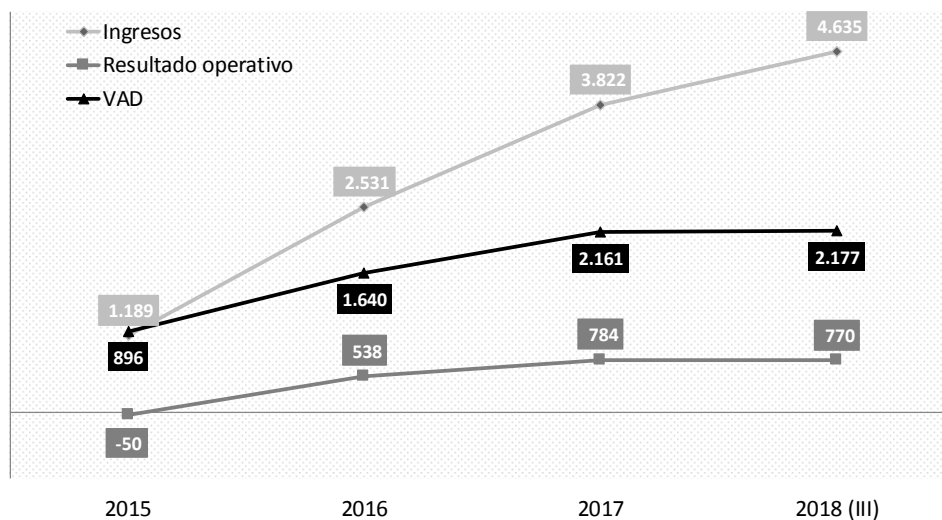
<sup>136</sup> En efecto, en 2017 EDELAP el ratio de Solvencia alcanzó el 1,5, cuando en 2016 había sido de 1. Esto le permitió a la empresa acercarse a los resultados razonables, los cuales rondan el 1, y el 2,4.

En tanto, el ratio de Autonomía Financiera pasó de 0,0 en 2016 a 0,5. Si bien mejoró notablemente la performance de la empresa en este sentido, no logró alcanzar los parámetros razonables que se ubican entre el 0,7 y 1,4.



ingresos registrados alcanzaron los 1.189 millones de pesos<sup>137</sup>, en el tercer trimestre de 2018 la facturación de EDEA alcanzó los 4.635 millones de pesos.

**Gráfico V. XIX. EDEA. Evolución de los ingresos, el Valor Agregado de Distribución (VAD) y el Resultado Operativo, 2015-2018. En millones de pesos.**



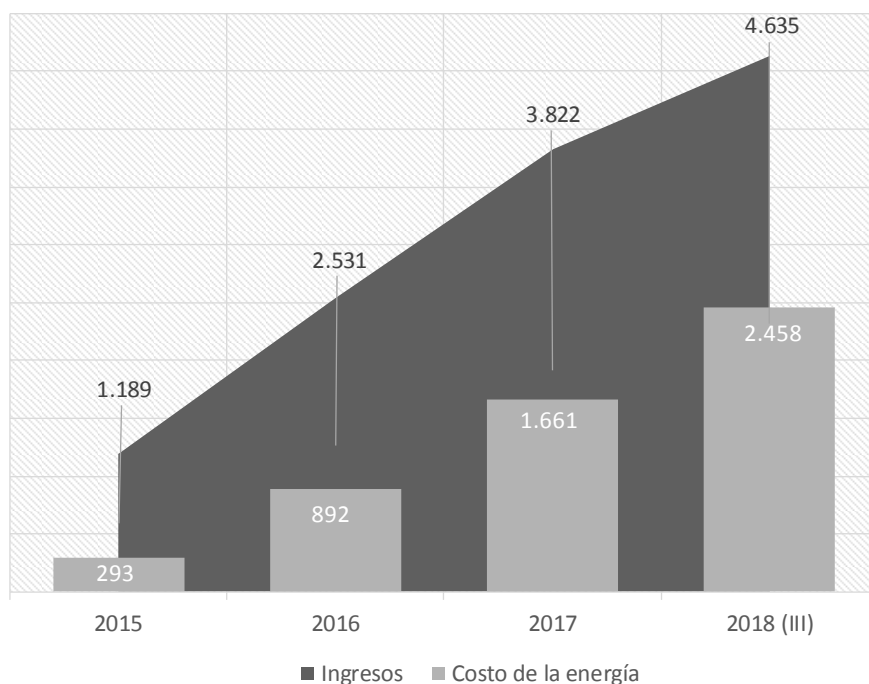
Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDEA.

Tanto el Valor Agregado de Distribución como el Resultado Operativo acompañan la tendencia ascendente de la facturación. En este último caso, mientras que en 2015 registra una pérdida de 50 millones de pesos, en el año subsiguiente revierte el resultado, alcanzando en el tercer trimestre de 2018 los 770 millones de pesos.

En el **Gráfico V. XX.** se destaca el peso creciente del costo de la energía sobre los ingresos de la distribuidora, como consecuencia de la quita de subsidios al precio mayorista de la energía implementada a partir de 2016.

<sup>137</sup> Durante este año se encontraba aún vigente el Programa de Convergencia Tarifaria patrocinado por el gobierno nacional. Como resultado de la adhesión a este programa por parte de la provincia de Buenos Aires EDEA recibió 162 millones de pesos.

**Gráfico V. XX. EDEA. Evolución de los ingresos y el costo de la energía, 2015-2018. En millones de pesos.**



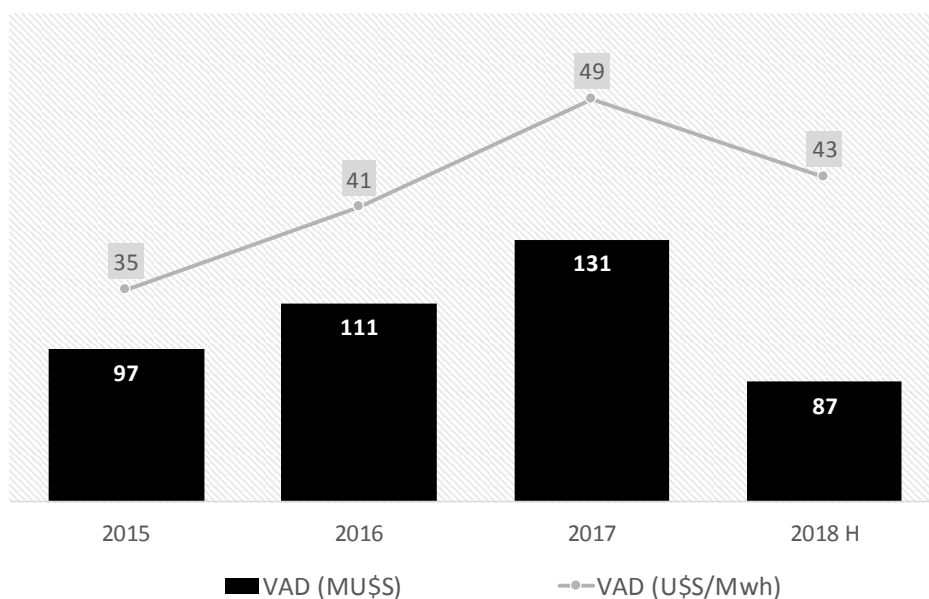
Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDEA.

En efecto, mientras que en 2015 la participación del costo de la energía sobre los ingresos de EDEA alcanzaba el 24,6% de los 1.189 millones de pesos facturados, en 2016 dicha relación fue del 35,2%, mientras que en el tercer trimestre de 2018 el costo de la energía impactó sobre el 53,0% de los ingresos.

Más allá de la creciente relevancia del precio de la energía sobre los ingresos de la distribuidora, durante el período estudiado la evolución del VAD muestra una tendencia claramente ascendente, tal como ilustra el **Gráfico V.XXI.**, alcanzando valores por MWh muy superiores a los ingresos genuinos registrados por el resto de las distribuidoras analizadas.

En el año 2015, EDEA registró ingresos por 97 millones de dólares, correspondientes al Valor Agregado de Distribución. Medido por volumen de energía vendida, la concesionaria registró ese año el VAD por MWh más alto de las distribuidoras aquí analizadas, 35 dólares/MWh. En tanto, como resultado del ajuste tarifario, en 2016 ascendió a 41 dólares/MWh.

**Gráfico V.XXI. EDEA. Evolución del Valor Agregado de Distribución. En millones de dólares y U\$S/Mwh.**



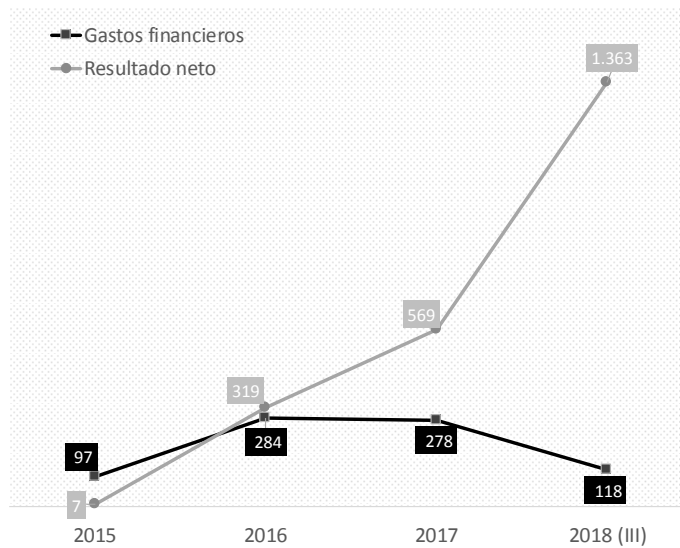
Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDEA.

Finalmente, como puede observarse en el **Gráfico V.XXI.**, en el tercer trimestre de 2018 se registra una sensible disminución de los ingresos genuinos de la distribuidora (medidos en dólares), la cual se explica, en buena medida, por la importante devaluación de la moneda.

Como consecuencia del incremento sostenido de sus ingresos, EDEA presenta durante el período analizado una rentabilidad creciente. En este sentido, como puede observarse en el **Gráfico V. XXII.** mientras que en 2015 la concesionaria registró un Resultado Neto de 6,6 millones de pesos, en el tercer trimestre de 2018 la ganancia alcanzada fue de 1.300 millones de pesos.

## Gráfico V. XXII. EDEA. Evolución del Resultado Neto y los Gastos Financieros.

En millones de pesos.



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDEA.

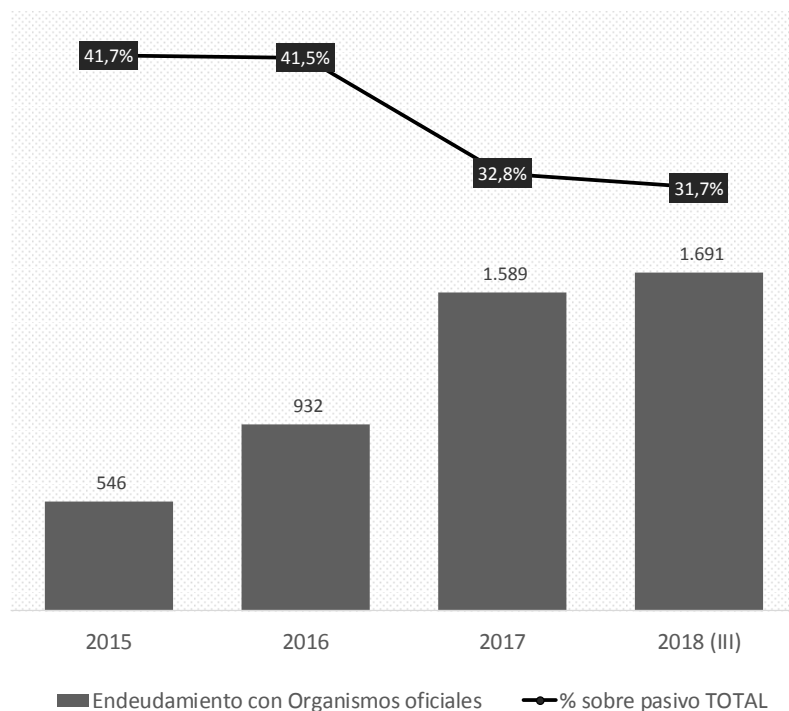
A diferencia de EDELAP, en el caso de EDEA los gastos financieros no presionan de manera decisiva sobre el Resultado Neto. Si bien los costos financieros presentan durante los primeros años una tendencia creciente, por la tendencia ascendente y el volumen, el Resultado Neto se ubica claramente en una escala superior.

Al igual que el resto de las distribuidoras controladas por DESA, en 2017 EDEA acordó un plan de pagos con CMMESA por la deuda contraída hasta enero de 2016<sup>138</sup>. En buena medida, la disminución de los costos financieros registrados ese año, y, sobre todo, en el año 2018 responden a la merma de intereses como consecuencia del acuerdo<sup>139</sup>.

<sup>138</sup> El acuerdo realizado alcanzó el refinanciamiento de la deuda de 651 millones de pesos contraída por EDEA con CMMESA entre 2013 y enero de 2016. El plan de pagos incluyó la quita de intereses por mora y se extendió en 93 cuotas mensuales, iguales, a una tasa de interés anual del 10% a partir de enero de 2018.

<sup>139</sup> Es relevante mencionar que en julio de 2017 la empresa Inversora Eléctrica Buenos Aires (IEBA), controlante de EDEA, se endeudó con DESA por un total de U\$S 54 millones de dólares con el objetivo de recomprar Obligaciones Negociables emitidas por IEBA en años anteriores. El acuerdo incluyó una tasa anual del 11%, y el pago del capital y el interés el 20 de julio de 2020. **El peso de este endeudamiento obviamente**

**GRÁFICO V. XXIII. EDEA. Evolución del endeudamiento con organismos oficiales. En millones de pesos y como % del Pasivo.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDEA.

Si bien EDEA accedió a cancelar la deuda contraída con CAMMESA hasta enero de 2016, lo cierto es que ese mismo año y también en 2017, la distribuidora volvió a endeudarse con el organismo oficial como resultado de la falta de pago de la energía suministrada<sup>140</sup>.

Efectivamente, en el **Gráfico V. XXIII.** puede observarse el crecimiento sistemático de la deuda de la concesionaria con CAMMESA<sup>141</sup>. Mientras que en 2015 los compromisos financieros ascendían a los 546 millones de pesos, en 2016 se incrementaron a 932 millones de pesos, en tanto que en el tercer trimestre de 2018

---

**no se ve reflejado en los estados contables de EDEA, pero indica el destino de una parte importante de la ganancia obtenida por la concesionaria.**

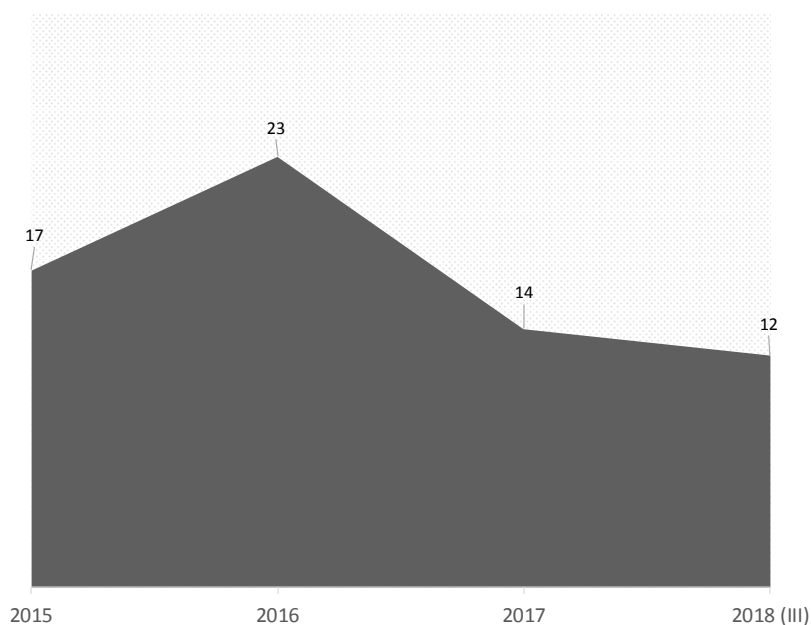
<sup>140</sup> Al igual que todas las distribuidoras del grupo DESA, EDEA dejó de abonar el costo de la energía a CAMMESA siempre y cuando no pudiera trasladar directamente los aumentos del Precio Estacional Mayorista a la tarifa del usuario final, o en los casos en que una cautelar no le permitiera incorporar en la factura la actualización del precio de la energía. Estas situaciones se repitieron en distintos momentos de 2016 y 2017.

<sup>141</sup> No se incluye la deuda por sanciones de calidad y servicio debido a que no se cuenta con información fidedigna.

llegaron a los 1.691 millones. En términos de participación sobre el pasivo total, mientras que en los primeros años de la serie esa relación se ubica en torno al 41%, en 2017 se registra una disminución del peso de la deuda, alcanzando a explicar 32,8%.

Más allá del nivel de endeudamiento registrado, el vertiginoso crecimiento de los ingresos genuinos de la concesionaria durante este período se destaca como un elemento central de la política tarifaria implementada por la provincia de Buenos Aires. En particular, como fue analizado precedentemente, EDEA alcanzó el VAD por energía entregada más elevado de las distribuidoras aquí analizadas.

**Gráfico V. XXIII. EDEA. Evolución de las inversiones en planta y equipo. En millones de dólares.**



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDEA.

A pesar de la creciente masa de recursos disponibles, las inversiones realizadas por la distribuidora atlántica alcanzaron, durante la mayoría de los años bajo análisis, niveles inferiores a los registrados en 2015. Como puede observarse en el **Gráfico V. XXIII**, mientras que en 2015 las inversiones realizadas fueron por un total de U\$S 17 millones, en 2017 y 2018 alcanzó un desempeño sensiblemente inferior, de U\$S 14 millones y U\$S 12 millones, respectivamente. El único año que se destaca es 2016, con una inversión de U\$S 23 millones. Sin embargo, resulta importante destacar que en el caso de EDEA la relación de las inversiones con los ingresos por VAD presenta,

paradójicamente, los ratios más bajos de todas las distribuidoras aquí analizadas. Mientras que en 2015 la relación alcanzada fue del 17%, en 2016 debido al incremento de las inversiones, su participación sobre los ingresos genuinos alcanza el 20%. En tanto, en 2017 y 2018 la participación de las inversiones fue del 10% y el 14%, respectivamente. Más allá de las fluctuaciones mencionadas, resulta importante destacar la escasa inversión realizada por EDEA, cuya limitada participación sobre los ingresos genuinos de la distribuidora contrasta con los valores observados en el resto de las concesionarias.

**Cuadro V. IV. EDEA. Evolución de los Resultados Acumulados, los Dividendos Pagados, el Patrimonio Neto, el Activo y el Pasivo, 2015-2018. En mill. de pesos.**

	2015	2016	2017	2018 H
Pasivo	1.311	2.247	4.842	5.332
Activo	1.816	3.064	10.145	11.257
Resultados acumulados	6,6	203,5	562,0	1.250,5
Dividendos pagados	-82	-6	-195	0
Patrimonio Neto	505	648	5.302	5.925

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de EDEA.

Como refleja el **Cuadro V.IV**, la evolución de los Resultados Acumulados expresa el desempeño económico de EDEA durante el período analizado. Partiendo de un escenario positivo en 2015, con 6,6 millones de pesos, las ganancias operativas acumuladas durante los años subsiguientes le permitieron a la concesionaria registrar en el tercer trimestre de 2018 un Resultado Acumulado de 1.250 millones de pesos.

A diferencia del resto de las concesionarias, entre 2015 y 2017 EDEA distribuyó dividendos a sus accionistas.<sup>142</sup> Por otro lado, la mejora sustancial del Patrimonio Neto

<sup>142</sup> Como ya fuera mencionado, la información que se presenta del año 2018 refleja los resultados obtenidos hasta el tercer trimestre. Es probable que en los resultados anuales

en 2017 se debe fundamentalmente al ajuste contable realizado sobre los activos de la empresa. En este sentido, a partir de ese año los indicadores de Solvencia y Autonomía Financiera mejoraron sustancialmente<sup>143</sup>.

## **V.II. El acuerdo económico entre las distribuidoras eléctricas metropolitanas y el Estado nacional y la persistencia del endeudamiento**

En el marco del traspaso de la concesión y el control del servicio de distribución eléctrica del AMBA, EDENOR y EDESUR realizaron un acuerdo económico con el Estado nacional, el cual incluyó la cancelación de deudas cruzadas contraídas entre 2006 y enero de 2016.

Suscripto el 10 de mayo de 2019 entre el Secretario de Energía Gustavo Lopetegui y los representantes de las empresas concesionarias, el acuerdo consistió básicamente en el cálculo de las deudas contraídas por las empresas con el Estado nacional (denominada Pasivo regulatorio), como también las deudas con las empresas generadas por el Estado nacional debido al congelamiento tarifario (denominada Activo regulatorio).

En el caso del Pasivo regulatorio, las deudas de las empresas fueron analizadas en el apartado anterior, consistiendo básicamente en los compromisos generados por la falta de pago de energía a CAMMESA, préstamos para inversiones realizados por el organismo, y las deudas generadas por las sanciones aplicadas por calidad de servicio.

En tanto, el cálculo del Activo regulatorio implicó en los hechos la realización de una Revisión Tarifaria retroactiva cuyo objetivo fue calcular la diferencia entre el Valor Agregado de Distribución (VAD) que les hubiera correspondido a las Distribuidoras de haberse practicado las actualizaciones tarifarias entre el 1/11/2005 y el 31/01/2016 y el

---

consolidados la concesionaria registre, al igual que en los años anteriores, una distribución de dividendos.

<sup>143</sup> En efecto, en 2017 el ratio de Solvencia de EDEA alcanzó el 2,1, cuando en 2016 había sido de 1,4. Este mejor desempeño le permitió a la empresa ubicarse dentro del margen razonable del 1, y el 2,4. En tanto, el ratio de Autonomía Financiera pasó de 0,4 en 2016 a 1, en 2017. El ajuste contable le permitió a EDEA también en este caso ubicarse entre los márgenes razonables o esperados del 0,7 y 1,4.



que efectivamente recibieron, ya sea mediante las tarifas efectivamente aplicadas, el otorgamiento de subsidios y/o cualquier otro ingreso no tarifario.

Para este fin, según el Acuerdo firmado, la Secretaría de Energía utilizó el asesoramiento técnico del ENRE, pero sin solicitar su opinión regulatoria sobre lo actuado. En este sentido, fueron utilizadas dos técnicas distintas para realizar el cálculo mencionado. La primera de ellas, (Alternativa I), basada, supuestamente, en la metodología del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) detallada en el Acta Acuerdo de 2006. El resultado del cálculo realizado es que el Estado nacional le adeuda \$21.736 millones a EDESUR y \$22.287 millones a EDENOR (Ver anexo)<sup>144</sup>.

La metodología del cálculo denominado en el acuerdo como “Alternativa II” es cuanto menos, llamativa. Según se destaca, la misma está basada en el resultado de la Revisión Tarifaria Integral, aprobada por el ENRE el 31 de enero de 2017.

Como resultado de la RTI mencionada, el ENRE reconoció, entre muchas otras cosas, un ingreso genuino (Valor Agregado de Distribución –VAD-) a las distribuidoras. Para calcular ese VAD el organismo realizó un estudio pormenorizado de la evolución de distintas variables propias de las empresas, de la macroeconomía, de la demanda, etc, y las proyectó en el tiempo. Ahora bien, en la denominada Alternativa II se toma como base de cálculo, el ingreso establecido para las distribuidoras en la RTI de 2017 para, extrapolándolo con ajustes de índices variados, calcular el monto de la supuesta deuda del Estado con EDENOR y EDESUR<sup>145</sup>. No hace falta aclarar que el tamaño actual de

---

<sup>144</sup> En rigor, el ejercicio consistió en calcular el Valor Agregado de Distribución recibido por las empresas desde el 01/11/2005 al 31/01/2016 y compararlo con el VAD que en teoría deberían haber recibido (ajustando el VAD por IPC del BCRA). Luego, a la diferencia que surge mensualmente entre los dos valores le aplicaron intereses (tasa activa del Banco Nación) para actualizarlo al 31/01/2017. Por último, ese total fue actualizado por IPC (BCRA) desde el 31/01/2017 al 31/12/2018. La utilización del IPC del BCRA en lugar de la variación de la canasta de índices contenida en el MMC responde a una exigencia de las empresas concesionarias.

<sup>145</sup> El cálculo consistió en tomar el VAD establecido por la RTI en 2017 y deflactarlo al 01/04/2007 por IPC del BCRA. Luego, se calculó la diferencia semestral entre el VAD recibido y el teórico (actualizado por IPC del BCRA). Para actualizar al 31/01/2017 las diferencias se utilizó la tasa activa del BNA. Finalmente se actualizaron las diferencias al 31/12/2018 por IPC del BCRA.

la economía, de las empresas, de la demanda eléctrica, y su dinámica nada tiene que ver con la situación de 2006.

El resultado de la Alternativa II, es que la deuda del Estado nacional con EDESUR asciende a \$44.067 millones, mientras que la deuda con EDENOR según esta metodología de cálculo es de \$56.946 millones.

En este punto resulta importante mencionar que si se utilizara como metodología de actualización los índices contenidos en el MMC o aquellos contemplados por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) para el ajuste por inflación de los balances empresarios habilitado por la CNV en 2018, el resultado es el inverso, las empresas estarían en deuda con el Estado, variando la magnitud de la misma según la metodología utilizada (Ver Anexo).

Sin destacar cuál de las dos metodologías de actualización que figuran en el Acuerdo fue la utilizada para sellar el acuerdo, la Secretaría de Energía avanzó en el entendimiento con las empresas. Como resultado del mismo, el Estado nacional asumió parte de las deudas de las concesionarias con CAMMESA y condonó otra parte, reconociendo obligaciones pendientes con las empresas. Como consecuencia del acuerdo, en el balance de julio de 2019 EDESUR asentó una ganancia de 10.214 millones de pesos, mientras que en el caso de EDENOR, la concesionaria aún no publicó el impacto total del acuerdo. En base a proyecciones propias, el acuerdo con Estado nacional redundó en el caso de esta distribuidora en aproximadamente 13.368 millones de pesos. En este sentido, la negativa sistemática de las distribuidoras metropolitanas a renegociar la deuda con los organismos oficiales se explica, en buena medida, a partir de los resultados de este acuerdo económico. En este sentido, EDENOR y EDESUR apostaron, con éxito, a lograr una condonación sustancial de los compromisos financieros con el Estado.

El ajuste por inflación realizado en 2018 mejoró notablemente la posición patrimonial de las empresas (Ver Anexo), en tanto el acuerdo alcanzado con el Estado nacional al cancelar buena parte de la deuda de las distribuidoras habilitó una reducción de los gastos financieros y una mejora del desempeño operativo y de resultados de las concesionarias. En este contexto, la asamblea de accionistas de EDENOR aprobó, el 8

de agosto de 2019, la emisión de Obligaciones Negociables con un plazo de validez de cinco años y por un monto máximo en circulación de US\$750.000.000, delegando en el Directorio amplias facultades para establecer las restantes condiciones (incluyendo, sin limitación, época, precio, forma, condiciones de pago de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el mismo y destino de los fondos). A pesar de la buena posición financiera y patrimonial de EDENOR, el nuevo programa de endeudamiento abre nuevamente un escenario de fuerte inestabilidad para su desempeño operativo, en particular teniendo en cuenta el volumen de los compromisos financieros aprobados y el hecho que en su totalidad son en moneda extranjera.

En el caso de EDESUR, su situación patrimonial y operativa presenta una considerable vulnerabilidad, aun contemplando el ajuste contable realizado en 2018. Entre junio y agosto de 2019 esta concesionaria suscribió, por mandato de su directorio, tres contratos de financiamiento con su controlante ENEL por un total de 3.500 millones de pesos. A diferencia de EDENOR, esta concesionaria no registraba en los años anteriores compromisos de deuda más allá de los mencionados con el Estado nacional. Si bien el endeudamiento le permitirá a la empresa afrontar los vencimientos financieros a corto plazo y financiar la necesidad de capital de trabajo, resulta evidente que, en el corto y mediano plazo, el incremento de los costos financieros afectará los resultados operativos de la concesionaria, profundizando su desempeño negativo.

En el caso de las distribuidoras bajo control de DESA, la renegociación de la deuda con CAMMESA les permitió mejorar sus resultados. Sin embargo, tal como fue analizado, la política tarifaria implementada por las autoridades de la provincia de Buenos Aires resulta ser el factor explicativo de su destacado desempeño económico. Esto le permitió a la compañía controlante hacer frente a los crecientes gastos financieros como consecuencia del fuerte endeudamiento, en moneda extranjera (Ver Anexo).

Al igual que las distribuidoras metropolitanas, DESA ajustó por inflación los balances de las concesionarias de la provincia de Buenos Aires, lo que redundó no solamente en una sustancial mejora de la posición patrimonial y financiera de las empresas, sino

también de los Estados Financieros de DESA (Ver Anexo)<sup>146</sup>. En este marco, la empresa Holding emitió en junio de 2019 Obligaciones Negociables por un total de 140 millones de dólares<sup>147</sup>. Esta emisión le permitió refinanciar parte de los compromisos financieros tomados por la empresa holding para fondar la expansión y crecimiento del grupo económico. A pesar de la extraordinaria rentabilidad obtenida por sus empresas, y la mejora patrimonial que implicó el ajuste de sus Estados Contables en 2018, el impacto de los intereses de su exorbitante endeudamiento en moneda extranjera afectó el equilibrio financiero y patrimonial del grupo. Como consecuencia, en el mes de marzo y mayo de 2019 DESA debió acordar la modificación de las condiciones del préstamo sindicado obtenido en 2017, relajando las exigencias del contrato vinculadas a los resultados patrimoniales y de apalancamiento<sup>148</sup>.

### **V.III Consideraciones finales**

El programa tarifario aplicado a nivel nacional y provincial para la distribución eléctrica redundó en un exponencial aumento de las tarifas eléctricas en la provincia de Buenos Aires y en crecientes ingresos para las concesionarias. En el caso de las distribuidoras provinciales el ajuste de las tarifas les permitió mejorar notablemente sus ingresos genuinos, en tanto que EDENOR y EDESUR lograron mantener durante los años analizados el nivel de ingresos alcanzado en 2015, período en el cual las distribuidoras metropolitanas recibieron elevados subsidios directos del Estado nacional. En este punto resulta importante destacar que, a pesar del resultado económico excepcional alcanzado

---

<sup>146</sup> La notable disminución de los gastos financieros de DESA como consecuencia del ajuste por inflación es consecuencia, fundamentalmente, de una decisión contable. Es decir, la ganancia contable obtenida por el holding como consecuencias del ajuste por inflación de sus balances y los de sus controladas, fue imputada, en los Estados Contables de 2018, como una ganancia financiera. Por esta razón, si bien los gastos financieros de 2018 ascendieron a 14.452 millones de pesos (tal cual queda registrado en los Estados Contables del tercer trimestre de 2018), en el balance consolidado de 2018 se imputa sólo 7.252 millones. Cifra que resulta de la diferencia entre 14.452 millones y la ganancia financiera contable registrada como resultado del ajuste por inflación de los balances.

<sup>147</sup> En el año 2016 la Asamblea de accionistas de DESA aprobó un programa de emisión de Obligaciones Negociables (ON) por un total de hasta 600 millones de dólares. En el marco de este programa se realizó la edición de ON de junio de 2019.

<sup>148</sup> Para un detalle de las enmiendas introducidas consultas las Memorias de los Estados Contables de DESA 2018.

en 2015, EDENOR y EDESUR incumplieron la exigencia del Estado de utilizar los subsidios otorgados para mejorar el nivel de inversiones y saldar las deudas con los organismos oficiales.

En términos de inversiones, a pesar del crecimiento exponencial de sus ingresos, en los cuatro casos analizados la evolución de las mismas no presenta importantes cambios, evidenciando en la mayoría de las concesionarias niveles de inversión inferiores a los registrados en el año 2015. Tomadas en relación a la evolución de los ingresos por VAD, las distribuidoras metropolitanas presentan un comportamiento disímil. Mientras que EDESUR refleja una caída considerable del peso de sus inversiones, EDENOR en 2018 alcanzó un ratio similar a 2015. Por su parte, las concesionarias provinciales, mientras que las inversiones de EDEA reflejan una participación llamativamente reducida sobre los ingresos genuinos, la evolución de las inversiones de EDELAP presentan una fuerte caída de su participación sobre los ingresos por VAD durante el período analizado.

En términos generales, el desempeño económico de las distribuidoras evidencia un importante endeudamiento de las concesionarias con organismos oficiales. En el caso de las distribuidoras metropolitanas, la estrategia de endeudamiento sistemático con el Estado nacional y la negativa a la renegociación de la misma erosionó considerablemente los resultados obtenidos durante el período analizado, debido al peso creciente de los intereses financieros. En particular, la estrategia implementada colocó a EDESUR en una situación crítica, tanto en términos económicos como financieros. Por otro lado, EDENOR logró mantener un relativo y temporal equilibrio de resultados durante el período analizado, incorporando el endeudamiento privado como una fuente alternativa de recursos. En este sentido, resulta importante destacar que el endeudamiento en moneda extranjera fue una política sistemática de la concesionaria EDENOR, aún en aquellos períodos donde registra ingentes ingresos, gran liquidez y un nivel de inversión que no refleja el impacto del creciente endeudamiento. En este punto, es dable señalar que una estrategia usualmente utilizada por las grandes empresas, reguladas o no, consiste en la emisión de Obligaciones Negociables como un mecanismo efectivo para garantizar una discreta distribución de dividendos entre los accionistas de la empresa. Dado que EDENOR no distribuye dividendos oficialmente desde el año 2001, una posibilidad, hipotética, es que la conducción de la concesionaria

esté aplicando una estrategia financiera similar a la desplegada por las grandes empresas o grupos económicos.

A diferencia de las concesionarias provinciales, la negativa de EDENOR y EDESUR a una refinanciación de la deuda con los organismos oficiales se fundamenta, muy probablemente, en el objetivo manifiesto de las distribuidoras metropolitanas de alcanzar un acuerdo económico relacionado con el congelamiento tarifario durante los gobiernos kirchneristas, mediante el cual el Estado condone buena parte de la deuda de las concesionarias. En efecto, tal como fue analizado, dicho objetivo fue alcanzado en el año 2019, mediante el acuerdo económico realizado durante el proceso del traspaso de jurisdicción, y redundó en una ganancia extraordinaria para las distribuidoras como consecuencia de la licuación de los pasivos con el Estado.

La reducción significativa de los pasivos de las distribuidoras metropolitanas como resultado del acuerdo económico, les permitió a las empresas mejorar considerablemente sus resultados operativos, como consecuencia de la disminución del peso de los gastos financieros. Por otro lado, la reducción de su pasivo recompuso, en parte, su situación patrimonial, aunque el ajuste por inflación implementado en el año 2018 explica de manera excluyente la sustancial mejora de los índices de rentabilidad y solvencia de estas concesionarias.

Paradójicamente, una vez alcanzado el acuerdo económico que les permitió a las empresas licuar buena parte de sus pasivos con el Estado nacional y mejorar los resultados de la operación de la concesión como consecuencia de la contracción de los gastos financieros, ambas distribuidoras volvieron a endeudarse, esta vez con el mercado, en moneda extranjera y por importantes volúmenes. Como consecuencia de esto, es factible que, en un futuro próximo o inmediato, el peso de los gastos financieros, esta vez explicados por el nuevo endeudamiento, vuelva a presionar sobre los resultados de las concesionarias, provocando la pérdida progresiva del patrimonio de las empresas. Situación que se encuentra agravada por la combinación de la fragilidad macroeconómica de la economía argentina y los importantes compromisos financieros asumidos por EDENOR y EDESUR en moneda extranjera.

Hasta aquí queda en evidencia que la estrategia económica y financiera adoptada por las distribuidoras metropolitanas resulta cuanto menos contradictoria con los principios básicos que rigen la prestación de un servicio público. A pesar del notable incremento de sus ingresos, la persistencia de un creciente endeudamiento y un sensible equilibrio económico y financiero, en particular en EDESUR, acompañada por niveles de inversión inferiores a los alcanzados en 2015, habilita un escenario que pone en riesgo la prestación del servicio público.

En este punto es oportuno destacar que tanto EDENOR como EDESUR se encuentran bajo el control de dos importantes grupos económicos que presentan un elevado grado de integración en el sector eléctrico. Como consecuencia de ello, los criterios para administrar las distribuidoras responden no solamente a los objetivos trazados para el segmento, sino a una estrategia global que contempla los objetivos fijados por el holding. En este sentido, además de los beneficios económicos alcanzados, el control de las distribuidoras representa tanto para Pampa Energía como para ENEL el sostenimiento de un importante poder de mercado en el segmento de la distribución eléctrica. De esta manera, mientras ambos grupos económicos registraron importantes beneficios en el segmento de generación eléctrica a partir de la creciente dolarización de sus ingresos, el mantenimiento de un sensible equilibrio económico y financiero de las empresas distribuidoras, impone un escenario de negociación que exige al Estado continuar con los ajustes tarifarios o, en su defecto, implementar distintas políticas de rescate económico y financiero en defensa del servicio público.

En el caso de las distribuidoras provinciales, los ajustes tarifarios aplicados les garantizaron un nivel de ingresos genuinos (VAD) considerablemente más elevado que el registrado por las concesionarias metropolitanas. Por otro lado, si bien los gastos financieros presentan durante el período analizado un peso relativamente bajo sobre sus resultados operativos, los acuerdos de pago de la deuda con los organismos oficiales le permitieron a EDELAP y EDEA reducir el peso de los gastos financieros y de esta manera mejorar su rentabilidad.

Las distribuidoras provinciales no presentan compromisos con el sector financiero, situación que contrasta con el grupo DESA, holding controlante de las cuatro concesionarias bajo regulación provincial. Entre 2016 y 2017, para afrontar la compra

compulsiva de empresas, en el marco del ajuste tarifario, DESA accedió a elevados préstamos en moneda extranjera. Como consecuencia de estos compromisos, en la actualidad las ganancias obtenidas por el manejo del negocio de la distribución eléctrica en la provincia tienen como destino exclusivo el pago del capital e intereses adeudados, situación que explica en parte el bajísimo nivel de inversión registrado por las distribuidoras. A pesar de los recortes de la inversión, en 2019 DESA debió “reperfilarse” las condiciones del financiamiento obtenido debido al incumplimiento de los parámetros económico contables a los que se había comprometido. Adicionalmente, este grupo económico emitió un volumen considerable de Obligaciones Negociables en moneda extranjera con el objetivo de financiar la administración de las concesiones y, fundamentalmente, los intereses financieros.

Al igual que las distribuidoras provinciales, la sustentabilidad financiera del grupo DESA se encuentra sensiblemente expuesta a los vaivenes de la macroeconomía argentina, poniendo en riesgo los recursos necesarios para la administración del servicio público en la provincia de Buenos Aires.

## **VI. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES GENERALES**

La privatización del servicio de distribución eléctrica en el AMBA y la provincia de Buenos Aires realizada durante la década de 1990 formó parte de un amplio programa de reforma del Estado que incluyó la venta acelerada de empresas públicas (Azpiazu, 1999). De allí en más, la trayectoria económica de las empresas concesionarias, las políticas sectoriales y el papel asumido por el Estado en tanto regulador de la actividad, se enmarcaron en las grandes definiciones económicas emanadas del patrón de acumulación que prevaleció en cada etapa.

En este sentido, la irrupción de Cambiemos en el escenario político nacional con el triunfo electoral en el año 2015, implicó, entre otras cosas, la reedición del régimen de acumulación centrado en la valorización financiera y, como consecuencia, el abandono de las políticas de desendeudamiento, crecimiento industrial y fomento del mercado



interno que caracterizaron al ciclo político de gobiernos kirchneristas (Basualdo, E. 2019: 25).

A nivel sectorial, la instauración del nuevo régimen derivó en la aplicación de políticas específicas como el incremento tarifario en los distintos segmentos de actividad, la quita de subsidios estatales y la escasa actividad de los organismos reguladores. En términos de desempeño sectorial, las nuevas coordenadas macroeconómicas repercutieron negativamente en la demanda de energía eléctrica, como consecuencia del estancamiento/caída del nivel de actividad económica. En efecto, en contraposición a la trayectoria registrada por ambas variables entre 2003 y 2015, durante los primeros años del gobierno de Cambiemos se registra un estancamiento de la demanda de energía eléctrica en torno a los 132.500 GWh anuales. Como resultado del impacto de la grave crisis económica y financiera que atraviesa la Argentina, a partir de septiembre de 2018 se inició una tendencia negativa de la demanda de energía, presentando caídas superiores al 10% interanual.

En la provincia de Buenos Aires, las políticas sectoriales impulsadas por el gobierno nacional y provincial de Cambiemos estuvieron acompañadas por un intento de reorganización del segmento de la distribución eléctrica, presentando importantes desafíos regulatorios y de política pública en el futuro inmediato.

En este marco, el estudio de las intensas transformaciones operadas en el sector de la distribución eléctrica de la provincia de Buenos Aires durante la gestión nacional y provincial de la alianza Cambiemos, adquiere relevancia dada la centralidad de esta jurisdicción tanto para el desempeño de la actividad económica nacional como para la actividad del sistema eléctrico. En efecto, en el año 2018 la demanda de energía eléctrica de la provincia de Buenos Aires alcanzó los 42.499 GWh, explicando el 37% de la demanda de energía eléctrica de todo el país. El segmento de la distribución eléctrica está integrado por 6 empresas concesionadas y cerca de 200 cooperativas.

En términos de participación sobre el total de la provincia, las distribuidoras bajo jurisdicción nacional EDENOR y EDESUR, abastecen el 41,3% y el 25,4% de la demanda eléctrica, respectivamente. En tanto, entre las distribuidoras bajo jurisdicción bonaerense, EDELAP y EDEN alcanzan a explicar, cada una, el 8,2% de la demanda

total provincial, mientras que EDEA abastece el 6,3% de la demanda, y EDES el 2,4% del total provincial.

Si bien registran una participación del 13,2% sobre el total de la demanda de energía, las cooperativas eléctricas constituyen un actor de relevancia sectorial en la provincia, dado que garantizan, entre otras cosas, la cobertura eléctrica en las extensas zonas rurales o semi rurales de Buenos Aires.

El aumento de las tarifas de energía eléctrica se constituyó como un elemento central de la política sectorial aplicada por Cambiemos, tanto a nivel nacional como provincial. La falta de inversión de las concesionarias como resultado del congelamiento tarifario aplicado durante los gobiernos kirchneristas (particularmente en el caso de las distribuidoras metropolitanas), y el volumen de los subsidios energéticos fueron las principales razones esgrimidas para la aplicación de un exponencial aumento tarifario.

Con el objetivo de garantizar los fondos para inversiones y reducir drásticamente los subsidios sectoriales, el programa tarifario consistió fundamentalmente en la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) tanto para las distribuidoras provinciales como para EDENOR y EDESUR, y en la implementación de una fuerte política de quita de subsidios a la generación eléctrica a nivel nacional.

La RTI consiste en un proceso a partir del cual se determinan, entre otras cosas: la remuneración de los concesionarios y los mecanismos de ajuste de la misma; la eficiencia exigida para la prestación del servicio y el régimen de sanciones correspondiente; y se establece tanto la base de capital como la tasa de rentabilidad de las empresas, entre otras cosas. En el caso de EDENOR y EDESUR, las tareas de revisión se encuentran contempladas en la Cláusula Décimo Segunda del Acta Acuerdo firmada en 2006, siendo el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) el encargado de realizar las tareas de revisión y establecer las nuevas condiciones tarifarias y de calidad de servicio para el funcionamiento de las distribuidoras eléctricas metropolitanas.

En la provincia de Buenos Aires, a diferencia de la experiencia nacional donde el proceso de revisión tarifaria estuvo comandado por el organismo regulador, se conformó un Comité de Ejecución del Proceso para la Revisión Tarifaria Integral (CERTI). Con sede en la Subsecretaría de Servicios Públicos de la provincia, el CERTI fungió como un comité interdepartamental integrado por la Dirección Provincial de Desarrollo de los Servicios Públicos, la Dirección Provincial de Control y Seguimiento

de los Servicios Públicos, el Organismo de Control de Energía de la provincia de Buenos Aires (OCEBA) y la Dirección de Energía de la provincia de Buenos Aires.

En tanto, la política de quita de subsidios a la generación de energía eléctrica fue implementada por el gobierno nacional y consistió básicamente en trasladar progresivamente a los usuarios el costo total de la generación de energía. En este sentido, el gobierno partió de un escenario en el cual a diciembre de 2015 el Estado nacional subsidiaba el 86% del costo de la generación eléctrica suministrada a todo el país. El fuerte ajuste implementado, llevó dicha relación al 33% en diciembre de 2017, infundiendo un enorme daño en el aparato productivo de la Argentina y en las economías de los hogares dado el aumento exponencial del precio de la energía que supuso. Sin embargo, a pesar del abrupto incremento de precios, esta política resultó contradictoria con la creciente dolarización del ingreso de los generadores impulsada por la Secretaría de Energía (Resolución 21/2016, Resolución 19/2017, Resolución 287 -E-/2017, entre otras). Como consecuencia de ello, la variación abrupta del tipo de cambio y el crack macroeconómico evidenciado a partir de mayo de 2018 invirtió los términos hasta ese momento alcanzados. Así, en septiembre de 2019 el Estado nacional pasó a subsidiar el 46% del costo total de la generación eléctrica. En rigor, la política implementada garantizó una fenomenal transferencia de ingresos desde el sector productivo y las economías domésticas a las compañías generadoras. Según la programación estacional de CAMMESA para noviembre 2019- abril 2020, el subsidio a la generación eléctrica alcanzará en promedio durante ese semestre al 41% del costo total.

En la provincia de Buenos Aires, la quita de subsidios a la generación eléctrica y el incremento de los ingresos de las distribuidoras contemplado en las revisiones tarifarias implicaron un aumento exponencial de las tarifas. Si bien los aumentos afectaron notablemente a todas las categorías tarifarias, el segmento residencial resultó particularmente perjudicado. En el caso de EDENOR y EDESUR, entre marzo 2015<sup>149</sup> y marzo 2019 los usuarios T1 R1 registraron un incremento de 3.158% y 3.125% respectivamente, pasando a pagar 3,12 pesos el Kwh consumido. Para la segunda

---

<sup>149</sup> Durante 2015 no se registraron cambios en el cuadro tarifario de las distribuidoras. En este sentido, se seleccionan los valores del mes de marzo con el único fin de hacer coincidir el corte mensual con el resto de los períodos bajo análisis.

categoría residencial, T1 R2, los usuarios de EDENOR registraron un incremento de 4.483%, mientras que en el caso de EDESUR, el incremento fue de 4.402%.

A diferencia de las distribuidoras metropolitanas, las concesionarias provinciales presentaban, en 2015, un costo del Kwh más elevado, y como consecuencia de esto el incremento aplicado resultó menor en términos porcentuales. En efecto, para los usuarios residenciales T1 R1 de EDELAP, entre 2015 y marzo de 2019 el incremento tarifario fue del 2.163%, mientras que para los usuarios de EDEA el aumento para esta categoría fue de 1.584%. A pesar del menor incremento, los usuarios de las distribuidoras provinciales registran un costo de la energía considerablemente más elevado que los usuarios de EDENOR y EDESUR. En efecto, para la categoría T1 R1, los usuarios de EDEA abonaron en marzo de 2019 3,97 pesos el Kwh, mientras que en EDELAP abonaron, por el mismo volumen de energía, 3,78 pesos. En el caso de los usuarios residenciales T1 R2, el aumento tarifario en EDELAP fue de 2.837%, y en EDEA del 1450%.

Los usuarios comerciales encuadrados en la categoría T2 también registraron incrementos tarifarios exponenciales, aunque menores a los aplicados en el segmento residencial. En el caso de las distribuidoras metropolitanas, entre marzo de 2015 y marzo de 2019 el precio del Kwh para esta categoría registró un aumento del 1.690% en el caso de EDENOR y de 1.676% en EDESUR. Como resultado de esto, el precio del Kwh alcanzó los 2,34 pesos en el caso de EDENOR y 2,32 pesos en EDESUR, mientras que el Kwh para los usuarios residenciales metropolitanos superaba los 3 pesos.

En tanto, para el mismo período, los usuarios T2 de EDELAP registraron un incremento de 1.512% alcanzando en marzo de 2019 los 3,84 pesos el Kwh, mientras que en EDEA el aumento tarifario fue de 2.011%, llevando el costo del Kwh a 2,58 pesos. Para esta categoría se mantienen las importantes diferencias respecto a los valores alcanzados por las concesionarias metropolitanas, encontrando al interior de las distribuidoras provinciales un costo por Kwh sensiblemente más bajo en el caso de EDEA.

Al igual que los consumos medios, los grandes usuarios comerciales e industriales registraron un notable incremento del precio de la energía eléctrica. Agrupados en la categoría T3, durante el período analizado estos usuarios registraron un incremento de

2.734% en el caso de EDESUR y de 2.553% en el caso de EDENOR, alcanzando un costo de 2,3 pesos y 2,2 pesos el Kwh, respectivamente. Si bien, en relación a los incrementos aplicados para los usuarios residenciales, los aumentos registrados en el área metropolitana por las categorías T2 y T3 resultan sensiblemente inferiores, fueron lo suficientemente elevados como para colocar en una situación crítica a la actividad económica desarrollada por los pequeños, medianos y grandes comercios e industrias. En tanto, los grandes usuarios comerciales e industriales de las concesionarias bonaerenses registraron un aumento tarifario de 3.019% en el caso de EDELAP y de 2.297% en EDEA, alcanzando un costo de 2,60 pesos y 2,47 pesos el Kwh.

Como resultado de la ineficiente política de quita de subsidios a la generación eléctrica, el costo de la energía presenta durante el período analizado una creciente participación sobre la facturación de las empresas y resulta un elemento de relevancia para explicar el exponencial aumento de las tarifas eléctricas en la provincia de Buenos Aires. En efecto, para las distribuidoras metropolitanas, la energía pasó de representar el 21,5% al 57% de la facturación de EDENOR entre 2015 y 2018, mientras que en el caso de EDESUR el salto de participación fue del 29% al 60%, durante el mismo período. En el caso de las concesionarias provinciales, el salto de participación del costo de la energía sobre la facturación fue del 29% al 60%, en EDELAP, y del 24,6% al 53% en EDEA.

El otro elemento que explica el exponencial incremento de la tarifa eléctrica en la provincia de Buenos Aires, es el incremento de los ingresos de las distribuidoras aprobado en el marco de la Revisión Tarifaria Integral. En el caso de EDENOR y EDESUR, el desempeño económico registrado en el año 2015 resultó más que satisfactorio, como resultado de los elevados subsidios directos recibidos por parte del Estado nacional. Durante ese período, EDESUR registró un VAD por MWh distribuido de 32 dólares, en tanto en el caso de EDENOR fue de 35 dólares. En este marco, el programa tarifario aplicado por el gobierno de Cambiemos consistió en la quita abrupta del subsidio, garantizando a las distribuidoras un VAD (en dólares) por MWh distribuido similar al de 2015. De esta manera, EDESUR registró en 2018 un ingreso genuino por MWh distribuido de 29 dólares, en tanto el de EDENOR fue de 32 dólares.

En tanto, en el caso de las distribuidoras provinciales, el ajuste tarifario les permitió mejorar notablemente sus ingresos genuinos, superando los registros de las

concesionarias metropolitanas. Entre 2015 y 2018 el VAD por MWh distribuido (medido en dólares) de EDELAP registró un incremento del 70%, pasando de 20 dólares a 34 dólares. En tanto, en el caso de la distribuidora atlántica EDEA, el VAD por MWh distribuido pasó de 35 dólares en 2015 a 43 dólares en 2018, registrando un incremento del 23%.

La mejora notable de los ingresos de las concesionarias se implementó en el marco de un importante deterioro de la calidad de servicio de distribución eléctrica, situación que fue reconocida y detallada en el Decreto N° 134/2015 del entonces presidente Mauricio Macri. Si bien durante los últimos años del gobierno de Cristina Kirchner se financiaron con fondos públicos distintos planes de inversión para la mejora de la infraestructura eléctrica en el sector de la distribución, el FOCEDE en el área metropolitana y el Plan Más Cerca eléctrico en el caso de las distribuidoras provinciales, la Revisión Tarifaria implementada por Cambiemos también contempló un plan de inversiones quinquenal para cada una de las distribuidoras. Sin embargo, a pesar del crecimiento exponencial de sus ingresos, en los cuatro casos analizados la evolución de las inversiones presenta en la mayoría de las concesionarias niveles de inversión inferiores a los registrados en el año 2015.

En el caso de las distribuidoras metropolitanas, si bien presentan una disminución de la inversión a lo largo del período estudiado, las concesionarias registran trayectorias disímiles que resulta pertinente destacar. El desempeño de EDESUR ilustra claramente una política de ajuste abrupto de la inversión en un contexto de fuerte incremento de los ingresos. Mientras que en 2015 destinó 273 millones de dólares para inversiones, tres años después, en 2018, los fondos destinados fueron 181 millones de dólares. A su vez, durante el resto de los períodos analizados las inversiones de esta concesionaria fueron inferiores a las de 2015. Tomadas en relación a la evolución de los ingresos por VAD, las inversiones registran la misma tendencia. Mientras que en 2015 la participación de las inversiones sobre los ingresos genuinos fue del 46%, en 2018 el ratio alcanzó el 36%.

En el caso de EDENOR, luego de una abrupta caída en 2016, las inversiones presentan una tendencia ascendente durante los últimos dos años analizados, alcanzando en 2018 un valor similar a 2015. En este sentido, las inversiones en relación con los ingresos por

VAD ilustran un comportamiento similar, tal es así que en 2018 representaron el 39% de los mismos, evidenciando un leve repunte respecto del año 2015, período en el cual la relación alcanzó el 34%.

A pesar de registrar una recomposición de ingresos notablemente superior a las distribuidoras metropolitanas, en términos de inversiones las concesionarias provinciales presentan un desempeño paupérrimo durante el período analizado. En el caso de EDELAP, el año 2015 resultó el período de mayor inversión de la serie, ubicándose en los 37 millones de dólares. En tanto, durante los años subsiguientes esta distribuidora registró valores muy inferiores a los del período de referencia, incluso en 2017, período en el cual duplicó los ingresos por VAD obtenidos en 2015. En términos de participación de la inversión sobre los ingresos genuinos, la evolución de las inversiones evidencia una fuerte pérdida de participación, mientras que en 2015 alcanzaron a explicar el 62% de los ingresos por VAD, en el tercer trimestre de 2018 las inversiones de EDELAP representaron el 33% de sus ingresos genuinos.

Como se analizó anteriormente, EDEA también registró una notable recomposición de sus ingresos, obteniendo un VAD por MWh claramente superior al del resto de las concesionarias. A pesar de esto, las inversiones realizadas por la distribuidora atlántica alcanzaron, durante la mayoría de los años bajo análisis, niveles inferiores a los registrados en 2015. Si bien el recorte de la inversión resulta una política común de las concesionarias en el marco del incremento fenomenal de sus ingresos, esta distribuidora se destaca por la escasa participación de sus inversiones sobre los ingresos genuinos. En efecto, la relación de las inversiones de EDEA con los ingresos por VAD presenta, paradójicamente, los ratios más bajos de todas las distribuidoras aquí analizadas. En el año 2015 la concesionaria de la costa atlántica destinó el 17% de sus ingresos por VAD a inversiones, mientras que en el caso de EDELAP, por tomar un ejemplo, las inversiones realizadas ese año representaron el 62% de sus ingresos genuinos. Durante los años subsiguientes, EDEA redujo aún más los fondos destinados a inversiones, alcanzando en promedio, entre 2016 y el tercer trimestre de 2018, el 14% de sus ingresos genuinos.

Además del brusco ajuste de la inversión, otro elemento central de la estrategia adoptada por las distribuidoras eléctricas que operan en la provincia de Buenos Aires

durante el gobierno de Cambiemos, es el elevado endeudamiento con organismos oficiales. En el caso de las distribuidoras metropolitanas, durante el período analizado se observa un incremento sistemático del endeudamiento con el Estado, destacándose la negativa de las concesionarias a acordar un refinanciamiento de los crecientes compromisos. La negativa de EDENOR y EDESUR a pactar un plan de pagos con el Estado, respondió a una estrategia de presión en el marco de la demanda por parte de las distribuidoras por el congelamiento tarifario sostenido durante los gobiernos kirchneristas. En este sentido, el endeudamiento sistemático con el Estado nacional y la negativa a la renegociación, provocó un crecimiento exponencial del volumen de los compromisos financieros con los organismos oficiales. Tal es así, que en 2018 dichos compromisos representaron el 59% del Pasivo total de EDENOR y el 68% del Pasivo total de EDESUR, ascendiendo a los 21.399 millones de pesos y los 21.189 millones de pesos, respectivamente. Es decir, el apalancamiento de las concesionarias con el Estado nacional resultó central para garantizar el funcionamiento operativo de estas empresas durante el período analizado.

En este punto, cabe destacar que, a pesar de los subsidios otorgados por el Estado con el objetivo de garantizar las inversiones necesarias y cierta rentabilidad empresarial en el marco del congelamiento tarifario, el endeudamiento con organismos oficiales se inició originalmente durante los últimos años de la gestión de Cristina Kirchner. Como resultado de esto, en el año 2015 los compromisos financieros con el Estado representaban una porción significativa de los pasivos de las distribuidoras. Queda pendiente, quizás para abordar en una investigación futura, el estudio sobre el desempeño de las distribuidoras eléctricas metropolitanas durante el ciclo de gobiernos kirchneristas.

Como consecuencia de la estrategia financiera implementada por EDENOR y EDESUR, el desempeño operativo de las concesionarias se encontró notablemente afectado durante el período analizado<sup>150</sup>. En efecto, el creciente peso de los intereses financieros erosionó sistemáticamente los resultados obtenidos por las compañías, a punto tal de colocar a EDESUR en una situación crítica, tanto en términos financieros

---

<sup>150</sup> En este punto es importante destacar que el ajuste contable realizado en 2018 por las empresas visibiliza, en parte, la situación descrita, razón por la cual el análisis que se realiza es antes del ajuste (por inflación) mencionado.



como patrimoniales. Tal es así, que durante todo el período analizado EDESUR registra sucesivamente resultados acumulados negativos, situación que en 2018 se refleja en un Patrimonio Neto negativo.

En el caso de EDENOR, si bien su situación resulta relativamente más equilibrada, su desempeño operativo evidencia un notable deterioro, que se refleja en los resultados acumulados alcanzados por la concesionaria. Así mismo, la situación de esta compañía se encuentra agravada por el impacto del endeudamiento privado, incorporado por la concesionaria como una fuente alternativa de recursos. El endeudamiento en moneda extranjera resultó ser una política sistemática de EDENOR durante todo el período, alcanzando los 8.270 millones de pesos en 2018, y representando el 23% de su Pasivo total. Incluso, la toma de deuda privada se verifica aún en aquellos años, como 2017, donde la concesionaria registró ingentes ingresos, gran liquidez y un nivel de inversión que no refleja el impacto del creciente endeudamiento. En este contexto, es dable señalar que una estrategia usualmente utilizada por las grandes empresas, reguladas o no, consiste en la emisión de Obligaciones Negociables como un mecanismo efectivo para garantizar una discreta distribución de dividendos entre los accionistas de la empresa. Dado que EDENOR no distribuye dividendos oficialmente desde el año 2001, una posibilidad, hipotética, es que la conducción de la concesionaria esté aplicando una estrategia financiera similar a la desplegada por las grandes empresas o grupos económicos.

Otro destino probable del endeudamiento privado de esta distribuidora es la recompra de acciones de la compañía. En 2018, frente a la abrupta caída de cotización de las empresas argentinas en el marco de la profundización de la crisis económica, EDENOR destinó 858 millones de pesos (alrededor de 30,5 millones de dólares) para este fin, con el intento infructuoso de “sostener” su imagen en el mundo bursátil. Lejos de ser una operación vinculada a la administración del servicio público, y más allá que no tuvo los resultados esperados, la recompra de acciones estuvo financiada, vía endeudamiento o de forma directa, con los fondos tarifarios vinculados a la administración del negocio de la distribución eléctrica.

En este marco, entre 2018 y 2019, contando con la activa colaboración del gobierno nacional EDENOR y EDESUR alcanzaron un acuerdo económico vinculado con la

deuda con organismos oficiales. Realizado en el marco del traspaso de la concesión y el control de la distribución eléctrica a la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el acuerdo implicó la condonación de buena parte de la deuda de las concesionarias, lo cual redundó en una ganancia extraordinaria para las compañías. Mientras que EDESUR asentó una ganancia de 10.214 millones de pesos, en el caso de EDENOR el acuerdo alcanzado redundó en una ganancia aproximada de 13.368 millones de pesos.

Tal cual quedó demostrado, la metodología utilizada para alcanzar el acuerdo económico careció del más mínimo rigor técnico, ocasionando una importante pérdida financiera para el Estado nacional y los usuarios. La condonación de buena parte del pasivo de las empresas recompuso, en parte, su situación patrimonial, aunque el ajuste por inflación implementado en el año 2018 explica de manera excluyente la sustancial mejora de los índices de rentabilidad y solvencia de estas concesionarias.

A diferencia de las distribuidoras eléctricas del área metropolitana, las concesionarias provinciales controladas por el grupo económico DESA, aplicaron una estrategia de negociación con el Estado por la deuda con organismos oficiales, lo cual les permitió reducir los gastos financieros asociados. Por otro lado, en el caso de EDELAP y EDEA, el ajuste tarifario les garantizó un incremento exponencial tanto de su facturación como de sus ingresos genuinos. Como resultado de esto, y del limitado peso relativo de los gastos financieros, las concesionarias consolidaron durante el período analizado una más que positiva situación económica, financiera y patrimonial. Mientras que EDEA registra resultados acumulados positivos y crecientes que alcanzan en 2018 los 1.250 millones de pesos, EDELAP logró revertir paulatinamente el signo negativo de sus resultados, alcanzando en 2018 un resultado positivo por 945 millones.

En buena medida, la negociación de la deuda de las distribuidoras provinciales con el Estado nacional se enmarca en la urgente necesidad del grupo DESA de financiar los exorbitantes compromisos financieros (en moneda extranjera) tomados por el holding para adquirir las concesionarias bonaerenses. En este sentido, la mejora de la rentabilidad de las distribuidoras bonaerenses, originada tanto en el ajuste tarifario, la reducción del peso de los gastos financieros, y el ajuste de la inversión, fue destinada integralmente a financiar al holding.

Al igual que las distribuidoras metropolitanas, DESA ajustó por inflación los balances de las concesionarias de la provincia de Buenos Aires, lo que redundó no solamente en una sustancial mejora de la posición patrimonial y financiera de las empresas, sino también de los Estados Financieros de DESA. Este “enjuague contable” le permitió al holding mejorar la performance de sus principales indicadores, sin embargo, el peso del endeudamiento obligó al grupo a “reperfilarse” las condiciones pautadas en los contratos de deuda.

En términos generales, a pesar de las diferentes estrategias adoptadas en el marco del creciente endeudamiento con los organismos oficiales, los resultados alcanzados redundaron en importantes beneficios para las concesionarias y gravosas condiciones para el Estado y los usuarios. En el caso de las distribuidoras metropolitanas, el acuerdo económico alcanzado implicó la condonación de buena parte de la deuda acumulada, en tanto que el refinanciamiento de la deuda otorgado por el Estado a las distribuidoras provinciales incluyó condiciones excepcionales que redundaron en importantes beneficios para las empresas. En todos los casos, la estrategia adoptada por las distribuidoras incluyó un fuerte ajuste de los fondos destinados a la inversión en la red eléctrica, situación que repercutió negativamente en la calidad del servicio. En este punto, EDESUR constituye un caso paradigmático. A pesar de la flexibilización de los parámetros de calidad realizada en el marco de la RTI, esta concesionaria incumplió sistemáticamente las condiciones exigidas por el organismo regulador, comprometiendo críticamente la prestación del servicio público.

La combinación del desendeudamiento de las distribuidoras con el Estado y los resultados del ajuste contable implementado por las empresas en 2018, mejoró notablemente la posición patrimonial de las distribuidoras. En este marco, las concesionarias metropolitanas iniciaron un nuevo ciclo de endeudamiento, esta vez con el sector privado y en dólares. En agosto de 2019, la asamblea de accionistas de EDENOR aprobó la emisión de Obligaciones Negociables con un plazo de validez de cinco años y por un monto máximo en circulación de US\$750.000.000. A pesar de la relativamente buena posición financiera y patrimonial de EDENOR, el nuevo programa de endeudamiento abre nuevamente un escenario de fuerte inestabilidad para su desempeño operativo. En el caso de EDESUR, en el marco de una situación patrimonial y operativa comprometida, en agosto de 2019 suscribió tres contratos de financiamiento

con su controlante ENEL por un total de 3.500 millones de pesos. Si bien el endeudamiento le permitirá a la empresa afrontar los vencimientos financieros a corto plazo y financiar la necesidad de capital de trabajo, resulta evidente que, en el corto y mediano plazo, el incremento de los costos financieros afectará los resultados operativos de la concesionaria, profundizando su desempeño negativo.

En el caso de las concesionarias bonaerenses, dada la relativa mejora patrimonial obtenida, el holding realizó en 2019 una nueva edición de Obligaciones Negociables en moneda extranjera por un total de 140 millones de dólares, profundizando su más que delicada situación financiera.

De mantenerse, el nuevo ciclo de endeudamiento agravará la situación tanto las distribuidoras metropolitanas como del holding que controla las concesionarias provinciales, profundizando el deterioro del servicio público. En este sentido, la combinación de la inestabilidad macroeconómica de la Argentina y del nuevo proceso de endeudamiento (en moneda extranjera) no auguran buenos pronósticos.

Hasta aquí queda en evidencia que, en el marco del exponencial ajuste tarifario, las estrategias adoptadas tanto por las distribuidoras metropolitanas como por el holding que controla las distribuidoras provinciales responden a objetivos ajenos a los principios básicos que rigen la prestación del servicio de distribución eléctrica. En el caso del grupo DESA, quedó en demostrado que la lógica adoptada en la administración de las concesiones estuvo determinada por las urgentes necesidades financieras de la compañía controlante, lo cual implicó, entre otras cosas, una fuerte retracción de la inversión de las concesionarias durante el período estudiado.

En el caso de las distribuidoras metropolitanas, ambas empresas se encuentran bajo el control de dos importantes grupos económicos que presentan un elevado grado de integración en el sector eléctrico. Si bien los actuales titulares de las concesiones del área metropolitana accedieron a la propiedad de las empresas de distribución eléctrica varios años después de su privatización, el control de las concesiones por parte de grandes conglomerados económicos puede rastrearse en el diseño e implementación de la política de privatización, el cual garantizó la transferencia de los servicios públicos a un conjunto reducido de grandes agentes económicos con un poder decisivo sobre la

determinación de la estructura de precios y rentabilidades relativas del conjunto de la economía argentina (Azpiazu, 2002:12).

Como consecuencia de esta circunstancia, la estrategia adoptada para la administración de las concesiones responde a los objetivos globales fijados por la conducción de cada conglomerado. Además de los beneficios económicos alcanzados, el control de las distribuidoras representa tanto para Pampa Energía como para ENEL el sostenimiento de un importante poder de mercado en el segmento de la distribución eléctrica. De esta manera, mientras ambos grupos económicos registraron importantes beneficios en distintos segmentos del sector eléctrico (en particular en la generación eléctrica), el mantenimiento de un delicado equilibrio económico y financiero de las empresas distribuidoras, impone un escenario de negociación que exige al Estado continuar con los ajustes tarifarios o, en su defecto, implementar distintas políticas de rescate económico y financiero en defensa del servicio público.

La posibilidad de integración vertical y horizontal de los agentes económicos que operan en el sector eléctrico, constituyó uno de los principales ejes de discusión del marco regulatorio sancionado durante la década de 1990. En este sentido, tanto la Ley N° 24.065, que establece las condiciones de funcionamiento del sector a nivel nacional, como la normativa vinculada al proceso de privatización de la distribución eléctrica dependiente de la provincia de Buenos Aires y su correspondiente marco regulatorio - Ley N° provincial N° 11.769-, establecen límites precisos en pos de evitar la posición dominante de una empresa o conglomerado económico. El razonamiento regulatorio consiste en definir que mientras la desintegración vertical permite separar los segmentos competitivos de los monopolios regulados, la desintegración horizontal posibilita la competencia por comparación en los monopolios regulados. Sin embargo, la reglamentación de la Ley N° 24.065 flexibilizó, entre otras cosas, los parámetros permitidos de concentración económica, razón por la cual tanto las ramificaciones de ENEL y Pampa Energía en el sector eléctrico, se encuentran en la actualidad dentro de los parámetros establecidos.

Desde la sanción del marco regulatorio, fueron numerosos los intentos empresarios por vulnerar o flexibilizar de hecho las condiciones impuestas a la concentración económica, destacándose el caso del conglomerado ENDESA, que a fines de la década

de 1990 concentró el control de la distribución eléctrica metropolitana. La intervención del ENRE no solamente estableció la exigencia a ENDESA de desprenderse de alguna de las tenencias accionarias, sino que precisó los alcances de la normativa vigente.

Mediante la Resolución 480/2000, el organismo regulador estableció los razonamientos regulatorios que justifican la obligación de ENDESA de desinvertir en el segmento de distribución del área metropolitana. Entre ellos se destaca la necesidad de garantizar la competencia por comparación como herramienta primordial del organismo de control para monitorear comparativamente los niveles de costos, servicios y tarifas de las empresas en el mismo segmento. En este sentido, el ENRE establece que el principio de competencia por comparación ha estado presente como un elemento fundacional de la reforma y privatización del sector eléctrico. Y, en este sentido, toda otra interpretación que flexibilice esta consideración iría en detrimento del propio criterio fijado en aquella oportunidad, con el consiguiente deterioro de sus fundamentos y del interés público protegido. En este punto, la posición del ENRE responde a un principio básico de la regulación estatal de los servicios públicos, el cual refiere a la necesidad de evitar la integración horizontal de las actividades privatizadas, dado que a cuanto mayor concentración horizontal exista, más difícil resultará la actividad de regulación. En este sentido, una de las principales dificultades que han encontrado las experiencias de reestructuración del sector eléctrico en el mundo ha sido el ejercicio de poder de mercado derivado de los altos índices de concentración empresarial (Lasheras, M. A. 1999: 142).

La privatización de las empresas de servicios públicos implicó para el Estado el desarrollo de nuevas competencias regulatorias, distintas a las tradicionales que se correspondían con la intensa actividad estatal en los mercados. De esta manera, las funciones de regulación se constituyeron como parte de las funciones de mayor centralidad entre los nuevos roles del Estado. De acuerdo con los principios neoliberales que guiaron el proceso de reforma del Estado y la privatización de empresas públicas, la intervención pública en el funcionamiento de los servicios públicos se justifica cuando la disciplina de la competencia falla, allí el Estado debe reforzar los controles sobre los servicios públicos. Es decir, se entendía, y se entiende, que en la medida en que la efectiva regulación o desregulación aumente la competencia, ella por sí misma aumentaría también la eficiencia.

En este sentido, la regulación del Estado en el caso de los monopolios naturales, como el de la distribución eléctrica, responde a que la ausencia de competencia en estos mercados habilita un potencial abuso de la posición monopólica. Es decir, al no existir condiciones competitivas se crea en estos mercados específicos un potencial abuso de la posición monopólica, es allí donde la regulación pública interviene con el objetivo de evitar un precio excesivo y garantizar una mayor utilización social de los bienes y/o de los servicios producidos. Dada la complejidad de estos mercados y las experiencias que arrojó el proceso de privatización de empresas públicas en distintos países de Europa y el continente americano, quedó en evidencia que la administración privada de empresas insertas en contextos no competitivos no siempre resultó ser más eficiente que el Estado (Vickers, J. y Yarrow, G. 1991: 510).

Dada la centralidad del Estado en la regulación de mercados no competitivos, la captura institucional del organismo regulador resulta ser un problema/falla central del esquema regulatorio de monopolios naturales (Oszlak, 2004; Britán, 1998; Lahera, 1999; entre otros). Los frecuentes contactos entre regulados y reguladores, y la comunidad de intereses que existe entre empresarios y trabajadores de la industria regulada permiten que en muchos casos el regulador sea influido y responda en mayor medida a los intereses de los regulados que a los de los consumidores. Un riesgo simétrico al anterior, aunque parece darse con menos frecuencia, es que los reguladores sean capturados por los usuarios, lo que puede conducir a fijar tarifas sin justificación económica, poniendo en peligro el futuro de la respectiva industria (Lahera, E. 1998: 21).

En el caso del sector eléctrico, como consecuencia de la captura del regulador o de la regulación funcional del organismo de control (Azpiazu, D. 2001: 12), la década de 1990 se caracterizó por la flexibilización del funcionamiento del sector eléctrico. Entre los hechos más relevantes se encuentra la reformulación de los contratos de concesión y los marcos regulatorios, y la aceptación por parte del Estado de un régimen de regateo y negociación con las empresas privatizadas que tuvo como consecuencia, entre otras, la eliminación de impuestos y la dolarización de las tarifas (Gerchunoff, P. y Cánovas, G. ,1995: 489). En la generalidad de los casos, este sistema de renegociación o “readecuación” de cláusulas contractuales ha tenido como denominador común la preservación o el aumento de los beneficios extraordinarios de las empresas prestatarias

de los servicios (Azpiazu, D. 2002: 23). En este sentido, otro elemento relevante que denota el control o la influencia de las concesionarias sobre el organismo regulador es el beneficio extraordinario obtenido por las empresas durante la década de 1990 por la ausencia de una actualización tarifaria que incorpore la importante reducción del precio estacional de la energía eléctrica durante este período (Pistonesi, H. 2001: 74).

Desde esta perspectiva, la trayectoria sectorial durante los gobiernos kirchneristas se podría encuadrar dentro del inusual tipo de captura institucional del regulador por parte de los usuarios, situación que se caracteriza por el congelamiento de las tarifas, entre otras políticas. Durante este período, el impulso de esquemas tarifarios de promoción social y económica vinculados con políticas públicas de distribución del ingreso, coincidió con la interrupción del régimen de valorización financiera como lógica primaria para el funcionamiento de la economía argentina. En este sentido, los gobiernos kirchneristas implementaron, a su manera, un retorno a la definición social del precio del servicio y la tarifa utilizada por las empresas públicas con anterioridad a la privatización de la actividad (Devoto A. y otros. 2002: 6).

El tipo de captura institucional del regulador por parte de los usuarios encierra el riesgo potencial de una crisis de la industria en el mediano plazo como consecuencia de la falta de financiamiento. En el caso de la política sectorial aplicada durante los gobiernos kirchneristas, esta situación que se encuentra fuertemente relativizada dado los ingentes subsidios directos otorgados a las concesionarias por el Estado con el objetivo de garantizar la inversión y otorgar una rentabilidad razonable a las empresas prestatarias.

Por su parte, la irrupción de Cambiemos en el gobierno nacional y de la provincia de Buenos Aires en el año 2015, inauguró, entre otras cosas, una nueva política sectorial caracterizada por el incremento exponencial de las tarifas y un notable relajamiento de los controles a las empresas concesionarias, entre otros elementos. El nuevo escenario se podría definir como la clásica captura de los órganos reguladores por parte de las empresas concesionarias, sin embargo, la experiencia implementada bajo el signo político de Cambiemos presenta rasgos de cierta originalidad que aportan al desarrollo de la teoría sobre regulación económica.



En este sentido, se destaca, en primer lugar, la política tarifaria, que combinó el objetivo de la reducción abrupta del subsidio a la generación eléctrica con el incremento exponencial de los ingresos de las distribuidoras que operan en la provincia de Buenos Aires. Los nuevos precios de la energía infligieron un daño estructural tanto al aparato productivo de la Argentina como a las economías de los hogares, garantizando una importante transferencia de ingresos hacia los conglomerados económicos que controlan el sector eléctrico. Paradójicamente, luego de más de tres años de aplicación de estas políticas, el subsidio a la generación de energía eléctrica presenta niveles levemente inferiores a los registrados durante el kirchnerismo, situación que no se corresponde con el enorme daño económico y social que provocó esta política. Por otro lado, las distribuidoras eléctricas registraron una retracción notable de sus inversiones y, en el caso de las concesionarias del área metropolitana, presentan una delicada situación patrimonial y financiera que, de la mano de una política de endeudamiento en moneda extranjera, augura serios inconvenientes para la prestación del servicio. En el caso de las distribuidoras provinciales, el incremento exponencial de la tarifa eléctrica financió, en parte, el surgimiento y consolidación del holding Desarrolladora Energética S.A. (DESA) que entre 2016 y 2017 concentró las cuatro distribuidoras bonaerenses. En la actualidad, DESA presenta una más que comprometida situación financiera como resultado del endeudamiento compulsivo en moneda extranjera para fondear la expansión del grupo económico. Al igual que las distribuidoras metropolitanas, DESA inició en 2019 un nuevo ciclo de endeudamiento en moneda extranjera que compromete aún más su sustentabilidad financiera en el mediano plazo.

Hasta aquí, el fracaso estrepitoso de la política sectorial contrasta con los crecientes ingresos registrados por las compañías operadoras. En este sentido, tanto la política pública como la permisividad regulatoria frente a las distintas estrategias empresarias implementadas podría corresponderse con un escenario de captura del organismo regulador, o más bien de colonización de los resortes institucionales por parte de los intereses privados.

En efecto, tanto el traspaso de jurisdicción de las concesionarias metropolitanas como la integración de la distribución eléctrica de la provincia de Buenos Aires en un solo grupo económico, requirió de un activo compromiso del Poder Ejecutivo Nacional y

provincial. En ambos casos, el impulso oficial a estas políticas implicó la infracción del marco regulatorio, inaugurando un escenario de desconcierto sectorial.

Por un lado, el proceso de concentración de la distribución eléctrica de la provincia de Buenos Aires en manos del grupo económico DESA requirió de una compleja articulación entre organismos nacionales y provinciales que incluyó no sólo a los organismos reguladores sino también a la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, casualmente creada como reaseguro institucional en caso de captura del regulador por parte de las empresas concesionarias. Por otro lado, el complejo proceso de traspaso de jurisdicción de EDENOR y EDESUR a la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, requirió de la intervención directa y activa de los principales mandatarios de las tres jurisdicciones, exponiéndolos como principales responsables de una política con claros visos de inconstitucionalidad. En este marco, el acuerdo económico con el Estado nacional alcanzado por las distribuidoras metropolitanas podría ser igualado a las ventajas obtenidas por las concesionarias con las permanentes renegociaciones de las condiciones de servicio durante la década de 1990. Más allá de las ventajas económicas otorgadas a las concesionarias y, fundamentalmente, la falta de rigurosidad en los cálculos realizados, este acuerdo económico encierra una discusión central sobre el papel de los subsidios en el sector energético y el desempeño de las empresas concesionarias. Allí reside entonces la relevancia de la discusión y la necesidad de clarificar los resultados de la política aplicada durante el ciclo de gobiernos kirchneristas, período durante el cual la política tarifaria fue concebida como una herramienta de relevancia para garantizar la distribución del ingreso.

Tanto a nivel sectorial como en el segmento de la distribución eléctrica de la provincia de Buenos Aires, la política aplicada por la administración nacional y provincial de Cambiemos presenta resultados notablemente negativos que demandan una urgente intervención de la política pública. En este sentido, a nivel regulatorio, la política impulsada implicó el quiebre permanente del marco básico de funcionamiento sectorial, situación que requiere una recomposición de los organismos reguladores y el restablecimiento de las pautas de funcionamiento básico de este mercado regulado. En este punto resulta central revisar las condiciones de funcionamiento del holding DESA en la provincia de Buenos Aires, estudiando la posibilidad cierta de instruir la

desinversión del grupo en, por lo menos, una de las cuatro concesionarias bonaerenses. A su vez, en relación al traspaso de la concesión, regulación y control de EDESUR y EDENOR, dadas las múltiples inconsistencias regulatorias e incluso constitucionales, se impone la revisión integral del proceso, contemplando la posibilidad de una regulación compartida entre el Estado nacional y las jurisdicciones sub-nacionales. Finalmente, la evidente contradicción entre las estrategias económicas y financieras de las empresas concesionarias con los objetivos básicos de la prestación del servicio público, requiere una intervención consistente de los organismos de control imponiendo el reordenamiento de las prioridades para la administración del servicio concesionado. En este sentido, el abandono de la lógica financiera deberá apuntar en una mejora sustancial tanto de los niveles de inversión como de la calidad del servicio.

## BIBLIOGRAFÍA

- Asociación Argentina de Presupuesto - ASAP- (2015) Los subsidios energéticos en Argentina.
- Azpiazu, D. & Schorr, M. (2001) Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital. Documento de Trabajo.
- Arceo, N. (2018). Las modificaciones tarifarias en la cadena del gas natural en la Argentina. APUNTES DEL CENES, 37(66).
- Armstrong, M. Cowan, S. Vickers, J. S. (1994) Regulatory Reform. Economic Analysis an British Experience. MIT Press.
- Artana, D. (1999) Privatización, regulación y competencia en telecomunicaciones. En VVAA La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente. Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, Buenos Aires.
- Azpiazu, D (2002) Privatizaciones en la Argentina. La captura institucional del Estado. Debates. Realidad Económica.
- Azpiazu, D. & Schorr, M. (2003a). Crónica de una sumisión anunciada. La renegociación con las empresas privatizadas bajo la administración Duhalde. Buenos Aires: Siglo XXI.
- Azpiazu, D. & Schorr, M. (2003b). La renegociación de los contratos entre la administración Duhalde y las prestatarias de servicios públicos. Revista Realidad Económica, (193).
- Azpiazu, D. (1999). EDESUR, apagón y después... Realidad Económica. N° 162.
- Azpiazu, D. (1999). Las renegociaciones contractuales en los servicios públicos privatizados. ¿Seguridad jurídica o preservación de rentas de privilegio? Realidad Económica. N° 164.
- Azpiazu, D. (1999). Las renegociaciones contractuales en los servicios públicos privatizados. ¿Seguridad jurídica o preservación de rentas de privilegio? Realidad Económica. N° 164.
- Azpiazu, D. (2000). Inequidades normativas, rentas de privilegio y asignaturas pendientes. Revista Enoikos. Año VIII, N° 17.
- Azpiazu, D. (2001). Las privatizaciones en la Argentina. ¿Precariedad regulatoria o regulación funcional a los privilegios empresarios?. Revista Ciclos. Año XI, Vol. XI, N° 21.
- Azpiazu, D. (2002). Las privatizaciones en Argentina. Diagnóstico y propuestas para una mayor competitividad y equidad social, Fundación OSDE.
- Azpiazu, D. y Bonofiglio, N. (2006). Nuevos y viejos actores en los servicios públicos. Transferencias de capital en los sectores de agua potable y saneamiento y distribución de energía eléctrica en la post-convertibilidad. Documento de Trabajo N° 16. Buenos Aires: FLACSO-Área de Economía y Tecnología.
- Azpiazu, D. y Schorr, M. (2003). La renegociación de los contratos entre la Administración Duhalde y las prestatarias de servicios públicos. ¿Replanteo integral de la relación Estado-empresas privatizadas o nuevo sometimiento a los intereses de estas últimas? Realidad Económica. N° 193.
- Azpiazu, D. y Schorr, M. (2006). Las traumáticas privatizaciones en Argentina. Rentas de privilegio en detrimento de la competitividad de la economía y la equidad distributiva. Matériaux pour l'histoire de notre temps. Número especial dedicado a la República Argentina, en colaboración con Sociohistórica de la UNLP Editada por Association de la BDIC (Bibliothèque de Documentation Internationale)

Contemporaine) et du Musee. N° 81.

- Azpiazu, D. (2002). La recurrente renegociación de los contratos en los servicios privatizados. Rasgo distintivo del proceso de priorización sistemática de los privilegios empresarios. En: Azpiazu, Daniel (comp). Privatizaciones y poder económico. La consolidación de una sociedad excluyente. Buenos Aires: UNQUI Ediciones- FLACSO-IDEP.
- Azpiazu, D. y Basualdo, E. (2004). Las privatizaciones en la Argentina. Genesis, desarrollo y principales impactos estructurales. En publicación: Las privatizaciones en la Argentina. FLACSO, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, Sede Argentina.
- Azpiazu, D.; Nochteff, H. (1995). El desarrollo ausente. Restricciones al desarrollo, neoconservadurismo y elite económica en la Argentina. Ensayos de Economía Política. Segunda Edición. Tesis Grupo Norma S.A.
- Banco Mundial (1990). Argentina. Estudio del sector de Energía.
- Banco Mundial (1997) El Estado en un mundo en transformación. Informe sobre el Desarrollo Mundial 1997, Washington.
- Banco Mundial (2005). Quién se beneficia con los subsidios a los servicios públicos. Bogotá, Colombia.
- Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (1992). Estudios para el diseño de políticas públicas. Préstamo BIRF 2712-AR. Tomo 6.
- Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (1992). Estudios para el diseño de políticas públicas. Préstamo BIRF 2712-AR. Tomo 8.
- Barrionuevo, A. y Lahera, E., compiladores (1998) ¿Qué hay de nuevo en las regulaciones?: telecomunicaciones, electricidad y agua en América Latina, Eudeba/CLAD, Buenos Aires.
- Basualdo, E. (2006). Estudios de historia económica argentina. Siglo XXI editores.
- Basualdo, E. (editor) (2017). Endeudar y fugar. Un análisis de la historia económica argentina de Martínez de Hoz a Macri. Siglo XXI editores.
- Bayon Sosa, M. (2018). El neo institucionalismo y el Banco Mundial. Gobernabilidad y gobernanza. Economía y Desarrollo vol. 160 no. 2 La Habana, Cuba.
- Bitrán, E. (1998) Regulación, privatización y competencia: lecciones de la experiencia chilena, en Barrionuevo y Lahera (comps.), ¿Qué hay de nuevo en las regulaciones?, CLAD/Eudeba.
- Bitrán, E. y Saavedra, E. (1993) Algunas reflexiones en torno al rol regulador y empresarial del Estado, en Muñoz Goma, Oscar (editor) Después de las privatizaciones: hacia el Estado regulador, CIEPLAN, Santiago de Chile.
- Blanlots, V. (1993) La regulación del sector eléctrico: la experiencia chilena, en Después de las privatizaciones: hacia el Estado regulador, Muñoz Goma, Oscar (editor), CIEPLAN, Santiago de Chile.
- Bonacio, D. Jarquin, L. (1998) Presentación. En Barrionuevo, Arthur y Lahera, Eugenio, compiladores (1998) ¿Qué hay de nuevo en las regulaciones?: telecomunicaciones, electricidad y agua en América Latina, Eudeba/CLAD, Buenos Aires.
- Bondorevsky, D. (2016) Un haz de luz sobre la Revisión Tarifaria Integral en Distribución Eléctrica en el AMBA. Documento de Trabajo N°157. Buenos Aires: CIPPEC.
- Bondorevsky, D. (diciembre de 2017) Repensar la política regulatoria ante el retiro de los subsidios a la electricidad, Documento de Políticas Públicas/Análisis N°195. Buenos Aires: CIPPEC.
- Bondorevsky, D., Petrecolla, D., Romero, C. y Ruzzier, C. (2004) Competencia por comparación en el

sector de distribución eléctrica. El papel de la política de defensa de la competencia. En Problemas de Defensa de la Competencia en Sectores de Infraestructura en la Argentina. Editorial Temas UADE, Buenos Aires.

- Bondorevsky, D. (2001) Concentración horizontal en el sector de distribución eléctrica en Argentina. CEER, Serie de Textos de discusión 28, Buenos Aires.
- Bonifacio, José, A. (1995). La reforma del Estado y la modernización de la función pública en Argentina, INAP.
- Bonnafè, J. Gitelman, N y Pérez, P. (1998) Privatizaciones de los servicios urbanos y sus consecuencias políticas. Los casos de la electricidad y el gas en Buenos Aires. Seminario de Investigación Urbana. "El nuevo milenio y lo urbano".
- Bonofiglio, N. y Nahón, C. (2007, octubre 30 a noviembre 2) La experiencia subnacional de servicios públicos en Argentina. Los casos de distribución de energía eléctrica y agua y saneamiento. En CLAD, XII Congreso del CLAD.
- Burgos Silva, J. (2009). Estado de derecho y globalización: el Banco Mundial y las reformas institucionales en América Latina. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Derecho, Ciencias Políticas y Sociales, UNIJUS.
- Canitrot A. (1975) La Experiencia Populista de Redistribución de Ingresos, Desarrollo Económico, Vol.15,No.59.
- Castellani, A. (2008) Ámbitos privilegiados de acumulación. Notas para el análisis del caso argentino (1976-1989). Apuntes de Investigación del CECYP, [S.l.], n. 14, p. 139-157, nov. 2008.
- Castellani, A. (2009) La difusión de ámbitos privilegiados de acumulación en Argentina. Un análisis del ámbito generado en torno a la implementación del Plan Vial Trienal (1968-1970), Serie Documentos de Investigación Social del IDAES, nro. 6.
- Castellani, A. (2006) Estado, empresas y empresarios. La relación entre intervención económica estatal, difusión de ámbitos privilegiados de acumulación y desempeño de las grandes firmas privadas. Argentina 1966-1989. Tesis de Doctorado en Ciencias Sociales. Universidad de Buenos Aires, mimeo.
- Castellani, A. (2008) Difusión de ámbitos privilegiados de acumulación en la historia argentina reciente. Análisis socio histórico de la articulación entre intervención económica estatal y comportamiento empresario (1966-1989), en la revista Cuadernos del Cish. Socio histórica (21/22), 2do. semestre.
- Castro, L. y Gerchunoff, P. (1994) La racionalidad macroeconómica de las privatizaciones, Las privatizaciones en la Argentina, Instituto Torcuato Di Tella.
- Comisión Económica Para América Latina -CEPAL- (1992) La reestructuración de empresas públicas: el caso de los puertos de América Latina y el Caribe, Cuadernos de la CEPAL, N° 68.
- Comisión Económica Para América Latina -CEPAL- (2001) Una década de luces y sombras: América Latina y El Caribe en los años noventa. Alfaomega, Bogotá.
- Cont W. y F. Navajas (2004) La anatomía simple de la crisis energética en la Argentina, Anales de la XXXIX Reunión anual de la AAEP, Universidad Católica Argentina, Buenos Aires.
- Cont, W. (2007) Estructuras tarifarias en el servicio de electricidad para usuarios residenciales. El caso de las provincias argentinas. Documento de Trabajo N 95. FIEL.
- Devlin R, (1993) Las privatizaciones y el bienestar social. En Revista de la CEPAL N° 49, Santiago de Chile, Abril.

- Devlin, R. (1993) Las privatizaciones y el bienestar social. En Revista de la CEPAL N° 49, Santiago de Chile, Abril.
- Devoto, A. Cardozo, J. (2002) La tarifa de distribución antes y después del sector eléctrico. Centro de Estudios Económicos de la Regulación (CEER).
- Díaz de Hasson G. (1994) Análisis de las privatizaciones eléctricas, Desarrollo y Energía, Vol. 3, N° 5.
- Diaz de Hasson, G. (1994) Los resultados de la reforma eléctrica en Argentina, IDEE.
- Dromi, R. (1997), Empresas Públicas. De estatales a privadas, Ediciones Ciudad Argentina, Buenos Aires.
- Ente Nacional Regulador de la Energía -ENRE- (1998) El nuevo rol del Estado y el Marco Regulatorio Eléctrico. Informe eléctrico. Cinco años de Regulación y Control: 1993 - Abril - 1998.
- Evans, P. (1996) El Estado como problema y como solución, en Revista Desarrollo Económico N° 140, Buenos Aires.
- Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Área de Económica y Tecnología (AEyT) (1999) Privatizaciones en Argentina. Regulación tarifaria, mutaciones en los precios relativos, rentas extraordinarias y concentración económica. Documento de Trabajo N° 7.
- Felder, R. y López, A. (1999) La regulación estatal. ¿Servicio público o fallas de mercado? Algunas reflexiones sobre los criterios de regulación, en Realidad Económica, Nro. 163, 1999.
- Fernández, R., Guemes, M., Vigil, J. (2006) Estado y Desarrollo en los discursos del Banco Mundial. Revista Problemas de Desarrollo, México, v. 37, n. 144, p. 33-71, marzo 2006.
- Fernández Ordoñez, M. (1999) Reflexiones preliminares, en La regulación de los servicios públicos, Lasheras, M. A.
- Fondo Monetario Internacional -FMI- (2015) Contando el costo de los subsidios energéticos.
- Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas -FIEL- (1998) La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente.
- Forcinito, K. (2000). Los sectores de infraestructura para la prestación de servicios públicos en la Argentina: lineamientos generales de regulación pública. Área de Economía y Tecnología de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Argentina.
- Gerchunoff, P. y Cánovas, G. (1995) Privatizaciones en un contexto de emergencia económica. En Revista Desarrollo Económico N° 136, Vol.34, Enero-Marzo.
- Guerra, Sergio (1997) Etapas y procesos en la Historia de América Latina. Instituto de Investigaciones Histórico-Sociales. Cuaderno de trabajo no. 2, México [http://biblioteca.clacso.edu.ar/Mexico/iih-s-uv/20170608043740/pdf\\_473.pdf](http://biblioteca.clacso.edu.ar/Mexico/iih-s-uv/20170608043740/pdf_473.pdf).
- Herrera, Alejandra (1997) Competencia y universalización: ¿Qué hay de nuevo en la regulación? Los casos de Nicaragua y Bolivia, en Barrionuevo A. y Lahera, E. (comps.), ¿Qué hay de nuevo en las regulaciones?, CLAD/Eudeba.
- Herrero, F. (2002) La regulación provincial de los servicios públicos en Argentina. Ediciones de la Universidad Nacional de Lanús (UNLa).
- IAE (2012). Análisis de la situación económica financiera de las principales empresas del sector energético. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi.
- Kicillof, A. y otros (2019). Radiografía de la provincia de Buenos Aires. Crisis de un territorio en

disputa. Siglo XXI editores.

- Kozulj, R. (2005) Crisis de la industria del gas natural en la Argentina. Serie Recursos Naturales e Infraestructura de Cepal.
- La Scaleia, L. (2003) Cooperativismo y desarrollo energético en la Argentina: el caso de la cooperativa eléctrica de Las Flores: 1934-1950. Publicación del Centro de Estudios de Sociología del Trabajo, Instituto de Investigaciones Administrativas, Facultad de Ciencias Económicas, Universidad de Buenos Aires.
- Lahera, E. (1998) Regulación, privatización y competencia: lecciones de la experiencia chilena, en Barrionuevo y Lahera (comp.) ¿Qué hay de nuevo en las regulaciones?, Eudeba/CLAD, Buenos Aires.
- Lasheras, Miguel Angel (1999) La Regulación Económica de los servicios públicos, Editorial Ariel, España.
- Salinardi, L. (2016) Incidencia de los Subsidios a los Servicios Públicos en Argentina. Tesis de Maestría en Economía. UNLP.
- Lerner, E. Abadie, F. (2009) La renegociación de los contratos públicos en el sector eléctrico. El caso de EDENOR S.A. Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE).
- López, A. (1998) Regulación y control del servicio de agua potable En Barrionuevo, A; Lahera, E. ed. “¿Qué hay de nuevo en las regulaciones? Telecomunicaciones, electricidad y agua en América Latina”. Bs. As: CLAD- Eudeba.
- Lopez, A. y Felder, R. (1996) Regulación y control de la calidad de los servicios públicos privatizados: los casos de los servicios de gas natural, electricidad y agua potable. INAP, Serie I. Documento N° 57.
- Lopez, A. y Felder, R.(1997) Nuevas relaciones entre el estado y los usuarios de servicios públicos en la post-privatización. INAP. Serie II. Documento N° 30.
- Masilla, D. y Perrone, G. (2010) Energía en Argentina. Evolución reciente, actualidad y perspectivas. Centro de Estudios Económicos y Monitoreo de las Políticas Públicas (CEMOP), Documento Técnico N°1.
- Majone, G. y La Spina, A. (1993) El Estado regulador, en Revista Gestión y Política Pública, Vol. II N° 2, Centro de Investigaciones y Docencia Económica, México.
- Martínez de Vedia, R. (2003) La organización en la regulación de servicios públicos, Editorial Abaco de Rodolfo Depalma. Buenos Aires, 2003.
- Martínez de Vedia, R. (2010) Los Servicios Públicos Nacionales (situación actual), Ediciones RAP, 2010.
- Mitnick, B. (1980) The political economy of regulation, Columbia University Press, New York.
- Muñoz Goma, Oscar (1993) Hacia el Estado regulador, en Muñoz Goma, Oscar (Editor) Después de las privatizaciones: hacia el Estado regulador, CIEPLAN, Santiago de Chile, Ed. CIEPLAN, Santiago de Chile.
- Muras, R., Melamud, A., Ortolani, N., Martínez de Vedia, R. & Einstoss, A. (2015) Los subsidios energéticos en Argentina. Buenos Aires: Asociación Argentina de Presupuesto (ASAP) e Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” (IAE).
- Napoleoni, C. (1956). Diccionario de economía política. Renta de escasez.
- Navajas F. (2010), Infraestructura y energía en la Argentina: Diagnósticos, desafíos y opciones,



Documento de Trabajo de FIEL N°105, Noviembre.

- Navajas, F. (2006). Estructuras tarifarias bajo stress. *Económica*, La Plata, Vol. LII, Nro. 1-2.
- Navajas, Fernando. (2015) Subsidios a la energía, devaluación y precios. Documento de Trabajo N 122. FIEL.
- Nochteff, H. y Soltz, H. (2003) Defensa de la Competencia en la Argentina: lineamientos para una reforma de las políticas y prácticas vigentes. *Realidad Económica*. N° 197.
- OLADE, (1997) La modernización del sector energético en América Latina y el Caribe. Marco regulatorio, Desincorporación de activos y libre comercio, Quito.
- OLADE, (1998) La modernización del sub sector eléctrico en América Latina y el Caribe. *Revista Energética*, Año 22, Número 4, 1998.
- Ozslak, Oscar y Felder, Ruth (1998) La capacidad de regulación estatal en la Argentina. Quis custodiet custodes?. En Isuani, A. y Filmus, D. (comps) *La Argentina que viene. Análisis y propuestas para una sociedad en transición*, Grupo Editorial Norma, Buenos Aires.
- Ozslak, O. (2004) Privatización y Capacidad de Regulación Estatal: Una aproximación teórico metodológica. En *Política y gestión pública / Con: Bresser Pereira, L. C., Cunill Grau, N., Garnier, L. y Przeworski, A.*- Fondo de Cultura Económica, Buenos Aires; CLAD.
- Ozslak, O., Felder, R., Forcinito, K. (2000) La capacidad regulatoria del Estado en Argentina. Area de Investigación de Privatización y Regulación de Servicios Públicos de la Maestría en Administración Pública de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires.
- Pacciani, Bernardino (2011) *La mundialización: antecedente histórico de la globalización*. Editorial La Bisagra, Buenos Aires, Argentina.
- Paredes, R. (1993) Privatización y regulación: la experiencia chilena, en Muñoz Goma, Oscar (Editor) *Después de las privatizaciones: hacia el Estado regulador*, CIEPLAN, Santiago de Chile.
- Petrecolla, D. Romero, C. (2003) Desempeño y crisis del sector eléctrico argentino: lecciones para países en desarrollo. Centro de Estudios Económicos de la Regulación.
- Pistonesi, H. (1998) *Elementos de teoría económica de la regulación*, IDEE/FB.
- Pistonesi, H. (2000) Sistema eléctrico argentino. Los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma. Documento de Trabajo N 10, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura.
- Pistonesi, H. (2001) Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas. Documento de Trabajo, Santiago de Chile, CEPAL, ILPES.
- Prats I Catalá, Joan (1998) La construcción institucional de las capacidades regulatorias: un tema clave de la nueva agenda del desarrollo, en *Revista Instituciones y Desarrollo* N° 1, Barcelona.
- Puig, J. & Salinardi, L. (2015) Argentina y los subsidios a los servicios públicos: un estudio de incidencia distributiva. Documentos de Trabajo del Cedlas, (183).
- Rodríguez Pardina, M. (2003) Las tarifas de los servicios públicos en un contexto de crisis. Centro de Estudios Económicos de la Regulación (CEER).
- Rodríguez Pardina, Martín (1998) Las instituciones reguladoras en la Argentina. Documento de Trabajo N° 3, Publicaciones Fundación Argentina para el Desarrollo con Equidad, Buenos Aires.
- Romero, C. (1998) Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino. Comisión Económica para

América Latina y el Caribe (CEPAL).

- Rudnick, H. (1997) Regulación del sector eléctrico en Chile, Perú y Venezuela. ILPES - Naciones Unidas, CEPAL, Consejo Regional de Planificación, Santiago de Chile.
- Schorr, M. (2001) Las renegociaciones contractuales del gobierno de la Alianza con las empresas privatizadas: polarización del poder económico y agudización de la crisis de las Pyme. Realidad Económica. N° 178.
- Selznick, P. (1985) "Focusing organizational research on regulation", en Noll R. G. (ed.) (1985) Regulatory Policy and the Social Sciences, Berkeley N°, University of California Press.
- Stigler, G. (1981) "Comment", en Fromm, G (comp.) Studies in public regulation, MIT Press, Cambridge.
- Skocpol, T. (2007) El Estado regresa al primer plano. Estrategia de análisis en la investigación actual en Acuña, C (Comp). Lecturas sobre el Estado y las políticas públicas: Retomando el debate de ayer para fortalecer el actual. Buenos Aires. Proyecto de Modernización del Estado, Jefatura de Gabinete de Ministros de la Nación.
- Stark, C. (1996) Maco regulatorio, Privatización y Modernización del Estado, CAF-ILPES, Santiago de Chile.
- Stiglitz, J. E. (1995) La Economía del Sector Público. Antoni Bosch.
- Suazo, D. El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico en la Argentina. Experiencias, reflexiones y perspectivas. Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- Tarassiouk, A. (2007) Estado y desarrollo. Discurso del Banco Mundial y una visión alternativa. En Repensar la teoría del desarrollo en un contexto de globalización. Homenaje a Celso Furtado. Vidal, Gregorio; Guillén R., Arturo.(comp).
- Urbiztondo, S. (2011) Tarifas y Subsidios: diez años después, lo barato sale caro, Indicadores de Coyuntura # 526, Noviembre 2011.
- Urbiztondo, S. (2016) La regulación de los servicios públicos en Argentina, 2003-2015. Lógica y balance de tres períodos presidenciales bajo un mismo signo político. Documento de Trabajo 124, FIEL.
- Urbiztondo, S. (2016) La regulación de los servicios públicos en Argentina, 2003-2015: lógica y balance de tres períodos presidenciales bajo un mismo signo político. Documento de Trabajo de FIEL.
- Vickers, J. y Yarrow, G. (1991) Un análisis económico de la privatización, editorial Fondo de Cultura Económica.
- Walters, A. (1988) Privatización. Experiencias mundiales, Buenos Aires, Ediciones Cronista Comercial.
- Zeller, N. (2003) Reseña del proceso de reforma del Estado en Argentina. 1989 a 1996. INAP.
- Zurbriggen, C. (2007) La falacia tecnocrática y la reforma del Estado. Revista Nueva Sociedad N° 210, Argentina.

## **ANEXO METODOLÓGICO**

El desarrollo de la presente investigación requirió la consulta de numerosas fuentes primarias y secundarias. Adicionalmente, debido a las características específicas del tema abordado, y a la vacancia de algunos de los aspectos desarrollados, fue necesaria la confección de bases de información propias que permitieran avanzar en el análisis propuesto. A continuación, se destacan las principales fuentes consultadas y los procedimientos metodológicos adoptados para construir la información que se presenta en cada capítulo.

### **CAPÍTULO I**

Para el desarrollo de este apartado se consultaron los antecedentes normativos y regulatorios del sector. Adicionalmente se realizó una minuciosa revisión de la producción académica y profesional sobre el tema abordado con el objetivo de presentar los antecedentes inmediatos al problema de investigación.

### **CAPÍTULO II**

Para abordar el análisis de la evolución de la demanda de energía eléctrica durante el gobierno de Cambiemos presentado en el **Punto II.I**, se recurrió, como fuente primaria, a la información publicada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), como así también a la base de datos publicada anualmente por la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA). Con el objetivo de suplir algunas inconsistencias, en particular de la información divulgada por ADEERA, se confeccionó una base de información propia contrastando lo publicado por ambas entidades.

La información estadística publicada por los distintos organismos sectoriales sobre la distribución eléctrica en la provincia de Buenos Aires se encuentra organizada en función de dos grandes mercados: el correspondiente al Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) que contempla la demanda de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y el conurbano de la provincia de Buenos Aires; y el mercado eléctrico concesionado a las distribuidoras y cooperativas reguladas por la autoridad provincial. En este sentido, para

el análisis de las características específicas de la distribución eléctrica de la provincia de Buenos Aires realizado en el **Punto II. II.** Se requirió la construcción de una base de datos propia que permitiera, por un lado, diferenciar al interior del AMBA la participación de la provincia de Buenos Aires sobre el total de los valores alcanzados por las principales variables (demanda de energía, cantidad de usuarios, etc.) y, en segundo lugar, detallara el comportamiento de las principales variables en el caso de las concesionarias provinciales (distribuidoras y cooperativas). Las fuentes utilizadas fueron las distintas memorias publicadas por las empresas concesionarias entre 2015 y 2018, la información publicada por CAMMESA en sus informes anuales y mensuales y la información publicada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad. En tanto, los criterios utilizados para la confección de la base surgieron de la reconstrucción de la información publicada de manera fragmentada por las empresas concesionarias. También se contó con la colaboración de un informante clave perteneciente a una de las empresas concesionarias que aportó información valiosa vinculada a la representación de la provincia de Buenos Aires sobre el total de la demanda eléctrica y la cantidad de usuarios del AMBA.

A pesar de su relevancia para el sistema eléctrico de la provincia de Buenos Aires, el análisis de las cooperativas eléctricas bonaerenses resulta ser un tema vacante tanto en términos académicos como técnicos sectoriales. En este sentido, dada la ausencia de información publicada, se recurrió para el análisis de este universo a una base de información sobre facturación de las cooperativas eléctricas, aportada por un informante clave. En función de la información obtenida, se desarrolló una base de datos propia con el objetivo de destacar las principales características y la relevancia de las cooperativas eléctricas bonaerenses.

### **CAPÍTULO III**

El análisis sobre las características específicas de la expansión del grupo Desarrolladora Energética S.A. (DESA) en la provincia de Buenos Aires abordado en el **Punto III.I.** se realizó en base a la consulta de los balances presentados por DESA y sus subsidiarias, los distintos dictámenes de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) referidos a la adquisición de las concesionarias eléctricas bonaerenses por parte de DESA y los informes publicados por la Comisión Nacional de Valores (CNV)

relacionados con estas operaciones económicas. También fueron consultadas numerosas notas presentadas tanto por DESA como por sus subsidiarias a la CNV.

Por otro lado, para el seguimiento administrativo del traspaso de la concesión, la regulación y el control de la distribución eléctrica del Área Metropolitana de Buenos Aires a la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires expuesto en el **Punto III. II.**, fueron consultados las distintas normativas establecidas por los actores en el marco del traspaso y su correspondiente negociación. Para el análisis de las inconsistencias presentes tanto en el diseño del nuevo organismo como en el proceso de traspaso fueron consultados los antecedentes normativos tanto a nivel constitucional (relacionado específicamente con el status de las actividades comerciales interjurisdiccionales) como a nivel sectorial (el traspaso marco desarrollado para el traspaso de la concesión y la regulación de EDELAP a la provincia de Buenos Aires).

#### **CAPÍTULO IV**

Para el análisis del proceso de revisión tarifaria impulsado por Cambiemos en el sector de la distribución de energía eléctrica de la provincia de Buenos Aires expuesto en el **Punto IV.I.** se consultaron las numerosas resoluciones publicadas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad y el Organismo de Control de la Energía Eléctrica de Buenos Aires (OCEBA).

Por otro lado, para la descripción y análisis de la evolución de las tarifas eléctricas expuesta en el **Punto IV. II.** se confeccionó una base de datos utilizando como fuente los distintos cuadros tarifarios publicados por los organismos de control. En igual sentido, la evolución de la calidad del servicio sólo pudo ser analizada en el **Punto IV. II.** Para los casos de EDENOR y EDESUR, ya que no existe información oficial respecto a la performance de las concesionarias provinciales controladas por el OCEBA.

## CAPÍTULO V

La información presentada en el **Punto V.I.** surge de una base de datos propia confeccionada a partir de la consulta de los estados contables y financieros presentados por las distintas concesionarias a la Comisión Nacional de Valores. En este sentido, del universo de empresas abordado no forman parte las distribuidoras EDES y EDEN, dado que al no cotizar en la Bolsa de Valores de Buenos Aires, no se encuentran obligadas a presentar la información mencionada a la CNV. Los valores en moneda extranjera fueron convertidos utilizando el promedio anual del tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina (BCRA).

En este sentido, en el **Punto V. II.** también fue utilizada la base de datos conformada en función de los estados contables y financieros de las concesionarias. Por otro lado, el procesamiento de la numerosa información presentada por el entonces Secretario de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, Juan Antonio Garade, a distintos diputados nacionales, legisladores provinciales y de la Ciudad de Buenos Aires<sup>151</sup>, sobre el acuerdo económico realizado entre EDENOR y EDESUR, y el Estado nacional permitió confeccionar una base de información explicativa de las principales características económicas del acuerdo alcanzado.

---

<sup>151</sup> La información fue presentada en respuesta a un pedido de acceso a la información pública realizado por distintos legisladores del Frente para la Victoria. Nota de referencia: NO-2019-55138363-APN-SRRYME#MHA, con fecha de 14 de junio de 2019.

## ANEXOS

### CAPÍTULO V

#### **EDENOR. IMPACTO EN LOS ESTADOS CONTABLES DEL AJUSTE POR INFLACIÓN. CUADRO COMPARATIVO 2017-2018 CON Y SIN AJUSTE (Resultados Acumulados, Patrimonio Neto, Activo y Pasivo).**

EDENOR	HISTÓRICO		CON AJUSTE POR INFLACIÓN	
	2017	2018	2017	2018
Recompra de acciones propias	0	0	0	-1.068
Resultados acumulados	-506	-695	8.979	13.216
Patrimonio Neto	1.061	18	27.794	30.969
Activo	25.305	35.673	70.882	76.992
Pasivo	24.244	35.655	43.088	46.023

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa.

#### **EDESUR. IMPACTO EN LOS ESTADOS CONTABLES DEL AJUSTE POR INFLACIÓN. CUADRO COMPARATIVO 2017-2018 CON Y SIN AJUSTE (Resultados Acumulados, Patrimonio Neto, Activo y Pasivo).**

EDESUR	HISTÓRICO		CON AJUSTE POR INFLACIÓN	
	2017	2018	2017	2018
Resultados acumulados	-1380	-2399	-1245	1.719
Patrimonio Neto	426	-593	19.996	23.061
Activo	23.707	30996	59.502	62.622
Pasivo	23.282	31.591	39.506	39.561

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa.

**DESA. IMPACTO DEL AJUSTE POR INFLACIÓN SOBRE LAS PRINCIPALES VARIABLES DE LOS ESTADOS FINANCIEROS. CUADRO COMPARATIVO 2018 (3T) Y 2018 CONSOLIDADO (Ingresos, Costos Financieros, Resultado Operativo, Resultado Neto, Resultados Acumulados, Patrimonio Neto, Activo, Pasivo).**

DESA	2018 (3 Trimestre)	2018 (consolidado con ajuste por inflación)
Ingresos	20.196	34.431
Costo financiero	14.452	7.259
Resultado operativo	3.668	5.947
Resultado Neto	-10.187	1.983
Resultados Acumulados	-9.907	791
Patrimonio neto	-6.909	10.368
Activo	33.769	33.769
Pasivo	40.678	40.678

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa.

**EDEA. IMPACTO DEL AJUSTE POR INFLACIÓN SOBRE LAS PRINCIPALES VARIABLES DE LOS ESTADOS FINANCIEROS. CUADRO COMPARATIVO 2018 (3T) Y 2018 CONSOLIDADO (Ingresos, Costos Financieros, Resultado Operativo, Resultado Neto, Resultados Acumulados, Patrimonio Neto, Activo, Pasivo) (en millones de pesos).**

EDEA	2018 (3 Trimestre)	2018 (consolidado con ajuste por inflación)
Ingresos	4.635	8.005
Costo financiero	118	51
Resultado operativo	770	1.363
Resultado Neto	1.362	2.111
Resultados Acumulados	1.250	2203
Patrimonio neto	5.925	9.744
Activo	11.257	16.265
Pasivo	5.332	6.521

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa.



**DIFERENCIA ENTRE EL INGRESO PERCIBIDO POR EDENOR Y EDESUR  
ENTRE 2006 Y 2018 Y EL INGRESO TEÓRICO RECLAMADO POR LAS  
CONCESIONARIAS SEGÚN DISTINTAS METODOLOGÍAS DE CÁLCULO  
(en miles de pesos).**

**Alternativa I**

Distribuidora	Método	Diferencia con Intereses y Ajuste al 31/12/18
EDESUR	1) Cálculo con IPC (utilizado oficialmente para el acuerdo)	21.736.878
	2) Cálculo utilizando el ajuste de ingresos por MMC	-10.738.453
	3) Cálculo utilizando la metodología de ajuste establecida por la FACPCE	-20.500.132
EDENOR	1) Cálculo con IPC (utilizado oficialmente para el acuerdo)	22.287.471
	2) Cálculo utilizando el ajuste de ingresos por MMC	-12.001.345
	3) Cálculo utilizando la metodología de ajuste establecida por la FACPCE (a)	-28.181.578

(a).Refiere a la metodología establecida por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) para el ajuste por inflación de los balances empresarios.

Fuente: elaboración propia en base a información publicada por las empresas, la Secretaría de Energía de la Nación y la FACPCE.

**Alternativa II**

Distribuidora	Método	Diferencia con Intereses y Ajuste al 31/12/18
EDESUR	1) Cálculo con IPC (utilizado oficialmente para el acuerdo)	45.251.385
	2) Cálculo utilizando el ajuste de ingresos por MMC	58.338.053
	3) Cálculo utilizando la metodología de ajuste establecida por la FACPCE	89.642.098
EDENOR	1) Cálculo con IPC (utilizado oficialmente para el acuerdo)	56.946.904
	2) Cálculo utilizando el ajuste de ingresos por MMC	66.456.754
	3) Cálculo utilizando la metodología de ajuste establecida por la FACPCE	104.123.238

Fuente: elaboración propia en base a información publicada por las empresas, la Secretaría de Energía de la Nación y la FACPCE.