

NUESTROS ACTIVOS | El Sector Eléctrico de Argentina

- Antecedentes y Evolución del Sector
- Participantes Clave
- Precio de la Energía Eléctrica
- Resolución N° 95/13 - Nuevo esquema remunerativo y otras modificaciones al MEM
- Procedimiento para el Despacho de Gas Natural para la Generación Eléctrica
- Despacho de Generación y Combustibles
- Situación Tarifaria de Transener
- Situación Tarifaria de Edenor

Antecedentes y Evolución del Sector

El primer suministro público de electricidad en la Argentina, destinado al alumbrado público de Buenos Aires, se llevó a cabo en 1887. El Gobierno Nacional comenzó a participar en el sector eléctrico en 1946 con la creación de la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado, un organismo establecido para construir y operar centrales generadoras de energía eléctrica. En 1947, el Gobierno Nacional creó Agua y Energía Eléctrica S.A. ("AyEE"), para desarrollar un sistema de generación, transporte y distribución de energía hidroeléctrica para la Argentina.

En 1961, el Gobierno Nacional adjudicó una concesión a Compañía Ítalo Argentina de Electricidad ("CIADE") para la distribución de electricidad en parte de la Ciudad de Buenos Aires. En 1962, el Gobierno Nacional otorgó una concesión anteriormente en manos de Compañía Argentina de Electricidad ("CADE") a Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA") para la generación y distribución de electricidad en parte de Buenos Aires. En 1967, el Gobierno Nacional otorgó una concesión a Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. (Hidronor) para la construcción y operación de una serie de plantas de generación hidroeléctrica. En 1978, CIADE transfirió la totalidad de sus activos al Gobierno Nacional, en virtud de lo cual pasó a ser una empresa de propiedad y operación estatal.

Hacia 1990, prácticamente toda la industria de suministro eléctrico de la Argentina estaba controlada por el sector público (97% de la generación total). El Gobierno Nacional había asumido la responsabilidad de regular la industria a nivel nacional y controlaba las empresas nacionales de electricidad AyEE, SEGBA e Hidronor. El Gobierno Nacional representaba, asimismo, los intereses argentinos en las centrales generadoras que se desarrollaban u operaban en conjunto con Uruguay, Paraguay y Brasil. Además, diversas provincias argentinas operaban sus propias empresas de electricidad. La administración ineficiente y el inadecuado nivel de inversiones en bienes de capital, imperantes bajo el control de los gobiernos nacional y provincial, fueron en gran medida responsables del deterioro de los equipos físicos, la disminución de la calidad del servicio y la proliferación de pérdidas financieras en ese período.

En 1991, como parte del plan económico inaugurado por el ex Presidente Carlos Menem, el Gobierno Nacional encaró un amplio proceso de privatización de las principales industrias estatales, incluyendo los sectores de generación, transporte y distribución de electricidad. En enero de 1992, el Congreso de la Nación aprobó el Marco Regulatorio Eléctrico bajo la Ley 24.065 (suplemento a la Ley 15.336 de Energía Eléctrica y su Orden Administrativa 1.398/92), que estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico. El objetivo de la Ley fue el de modernizar el sector eléctrico promoviendo la eficiencia, competencia, mejora en la calidad de servicio y promoción de la inversión privada.

Reestructuró y reorganizó el sector, y dispuso la privatización de prácticamente todos los servicios que realizaban las empresas estatales argentinas. La Ley estableció las bases para la creación del ENRE y otras autoridades del sector, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la fijación de precios en el mercado spot, determinación de tarifas en negocios regulados y la evaluación de activos a ser privatizados. Esta Ley también tuvo un profundo impacto a nivel provincial, en tanto que virtualmente todas las provincias siguieron los lineamientos regulatorios e institucionales determinados por la Ley. Finalmente, dicha Ley, que continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico desde su privatización, diferenció la generación, el transporte y la distribución de electricidad como actividades comerciales distintas y determinó la normativa aplicable a cada una de dichas actividades.

Bajo la Ley 24.065, los servicios de transmisión y distribución de electricidad son considerados servicios públicos y definidos como monopolios naturales. Dichas actividades se encuentran completamente reguladas por el Gobierno y requieren de una concesión. Si bien los contratos de concesión para con los distribuidores no imponen parámetros de inversión específicos, los distribuidores deben conectar todo nuevo cliente que así lo requiera, afrontando de esta manera todo incremento en la demanda. La expansión del sistema de transporte existente por sus respectivos concesionarios no se encuentra restringida. Por el contrario, el segmento de generación eléctrica, si bien regulado por el Gobierno, no es considerado monopólico y se encuentra sujeto a libre competencia de nuevos participantes en el mercado. La operación de centrales hidroeléctricas requiere de una concesión por parte del Gobierno. Nuevos proyectos de generación no requieren de una concesión pero deben ser registrados ante la Secretaría de Energía.

Muchos de los gobiernos provinciales, siguiendo el esquema de privatización del sector, establecieron sus propios entes reguladores a nivel provincial, políticamente y financieramente independientes.

A fines de 2001 y principios de 2002, la Argentina experimentó una crisis sin precedentes que prácticamente paralizó la economía del país durante la mayor parte de 2002 y originó cambios radicales en las políticas gubernamentales. La crisis y las políticas del gobierno durante este período afectaron seriamente al sector eléctrico. De conformidad con la Ley de Emergencia Económica, entre otras medidas, el Gobierno argentino:

- Convirtió las tarifas de electricidad de su valor original en dólares estadounidenses a pesos a un tipo de cambio de ARS 1 por cada dólar estadounidense.
- Congeló todos los márgenes de distribución y transmisión regulados, revocó todas las disposiciones relativas a ajustes de precio y los mecanismos de indexación por inflación de las concesiones de las empresas de servicios públicos (incluyendo los servicios de distribución y transmisión de electricidad), y facultó al Poder Ejecutivo a realizar una renegociación de los contratos de las empresas de servicios públicos (incluyendo las concesiones relativas a la energía eléctrica) y de las tarifas correspondientes a tales servicios.
- Determinó que la fijación del precio spot de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista sea calculado sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno argentino), independientemente del combustible utilizado para la generación de dicha electricidad, aún en el escenario de falta de disponibilidad de gas natural.

Estas medidas generaron un importante déficit estructural en la operación del Mercado Eléctrico Mayorista que, combinadas con la devaluación del peso y los altos índices de inflación, tuvieron un efecto grave sobre el sector eléctrico argentino, en tanto las compañías experimentaron una caída de sus ingresos en términos reales y un deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial. Durante el régimen de Convertibilidad la mayoría de las empresas de servicios públicos también habían contraído importantes deudas en moneda extranjera. Tras la eliminación del régimen de Convertibilidad y la resultante devaluación del peso, la carga del servicio de deuda de estas empresas se incrementó significativamente, lo cual, junto con el congelamiento de los márgenes y la conversión de las tarifas de dólares estadounidenses a pesos, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de sus deudas en moneda extranjera en 2002. Esta situación ocasionó que numerosas empresas generadoras, de transporte y distribuidoras de electricidad de Argentina pospusieran nuevas inversiones en sus redes. Por tal motivo, los participantes del mercado eléctrico argentino, en particular los generadores, están operando prácticamente a capacidad plena, lo que podría dar por resultado un suministro insuficiente para satisfacer la creciente demanda de energía en el ámbito nacional. Adicionalmente, la crisis económica y las medidas de emergencia resultantes tuvieron un efecto adverso y significativo sobre otros sectores energéticos, incluyendo las empresas petroleras y gasíferas, lo que ha originado una reducción significativa del suministro de gas natural a las empresas generadoras que emplean este combustible en sus actividades de generación.

En diciembre de 2004, el Gobierno Nacional dictó nuevas normas destinadas a abastecer el crecimiento de la demanda de electricidad, incluyendo la construcción de dos nuevos generadores de ciclo combinado de 800 MW cada uno. Los generadores comenzaron las operaciones a 100% de su capacidad durante la primer mitad de 2010. Los costos de construcción se financian principalmente con los ingresos netos de las empresas generadoras por las ventas de energía en el mercado spot depositados en el Fondo de Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista FONINMEM.

Por último, en septiembre de 2006 el Gobierno argentino, en un esfuerzo por responder al aumento sostenido de la demanda de energía eléctrica como resultado de la recuperación económica posterior a la crisis, adoptó nuevas medidas tendientes a garantizar que la energía disponible en el mercado sea utilizada primariamente para atender a clientes residenciales y a comercios e industrias cuya demanda sea igual o inferior a 300 kW y que carezcan de fuentes alternativas de suministro. Adicionalmente, estas medidas pretenden incentivar el incremento de capacidad de generación permitiendo a las generadoras vender nueva energía bajo el servicio de Energía Plus

#top#

Participantes Clave

Generación

Los generadores son empresas que explotan plantas de generación de electricidad que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI. Los generadores están sujetos a la programación y a las normas de despacho dadas por las resoluciones. Generadores privados pueden acceder a contratos directos con distribuidores o con grandes usuarios. Al 31 de diciembre de 2012, la capacidad instalada de Argentina reportada por CAMMESA era de 31.100 MW. Asimismo, a la misma fecha existían aproximadamente 58 empresas generadoras conectadas al mercado eléctrico mayorista de Argentina, en su mayoría operando más de una central generadora. Desglosado por tipo de generación, los generadores Argentinos incluyen 35 compañías de generación térmica, 20 compañías de generación hidroeléctrica, 2 compañías bi-nacionales de generación hidroeléctrica, y 1 compañía nacional de generación nuclear.

La siguiente tabla muestra los principales participantes en el sector de generación eléctrica de la Argentina al 31 de diciembre de 2012, incluida la capacidad total de cada uno:

Compañía	Turbina de Vapor	Turbina a Gas	Ciclo Combinado	Motor Diesel	Total Generación Térmica	Total Generación Nuclear	Total Generación Fotovoltaica	Total Generación Eólica	Total Generación Hidroeléctrica	Total	%
(todos los valores en MW, excepto porcentajes)											
YACYRETA	-	-	-	-	-	-	-	-	2.745	2.745	8,8%
COSTANERA	1.131	-	851	-	1.982	-	-	-	-	1.982	6,4%
PIEDRA D AGUILA	-	-	-	-	-	-	-	-	1.400	1.400	4,5%
CHOCON	-	-	-	-	-	-	-	-	1.260	1.260	4,1%
NUEVO PUERTO	390	-	798	-	1.188	-	-	-	-	1.188	3,8%
ALICURA	-	-	-	-	-	-	-	-	1.050	1.050	3,4%
S. GRANDE ARG	-	-	-	-	-	-	-	-	945	945	3,0%
DOCK SUD	-	72	798	-	870	-	-	-	-	870	2,8%
CT TIMBUES(GSMA	-	-	849	-	849	-	-	-	-	849	2,7%
GRAL BELGRANO	-	-	848	-	848	-	-	-	-	848	2,7%
AES-PARANA	-	-	845	-	845	-	-	-	-	845	2,7%
C.T. GENELBA	-	165	674	-	838	-	-	-	-	838	2,7%
RIO GRANDE	-	-	-	-	-	-	-	-	750	750	2,4%
PILAR	200	-	479	-	679	-	-	-	-	679	2,2%
SAN NICOLAS	600	75	-	-	675	-	-	-	-	675	2,2%
AGUA DEL CAJON	-	-	662	-	662	-	-	-	-	662	2,1%
EMBALSE	-	-	-	-	-	648	-	-	-	648	2,1%
PIEDRA BUENA	620	-	-	-	620	-	-	-	-	620	2,0%
PUERTO NUEVO	589	-	-	-	589	-	-	-	-	589	1,9%
ENSE. BARRAGAN	-	567	-	-	567	-	-	-	-	567	1,8%
LOMA DE LA LATA	-	-	540	-	540	-	-	-	-	540	1,7%
LUJAN DE CUYO	120	46	374	-	540	-	-	-	-	540	1,7%
P. BANDERITA	-	-	-	-	-	-	-	-	472	472	1,5%
FUTALEUFU	-	-	-	-	-	-	-	-	472	472	1,5%
C.T. TUCUMAN	-	-	447	-	447	-	-	-	-	447	1,4%
TERMOANDES	-	416	-	-	416	-	-	-	-	416	1,3%
DIAMANTE	-	-	-	-	-	-	-	-	388	388	1,2%
S.M. DE TUCUMAN	-	-	382	-	382	-	-	-	-	382	1,2%
GÜEMES	261	100	-	-	361	-	-	-	-	361	1,2%
ATUCHA	-	-	-	-	-	357	-	-	-	357	1,1%
BUENOS AIRES	-	-	322	-	322	-	-	-	-	322	1,0%
PICHI P. LEUFU	-	-	-	-	-	-	-	-	285	285	0,9%
BRIGADIER LÓPEZ	-	-	-	-	280	-	-	-	-	280	0,9%
LOS NIHUILES	-	-	-	-	-	-	-	-	265	265	0,9%
MARANZANA	-	180	68	-	248	-	-	-	-	248	0,8%
PLUSPETROL NORT	-	232	-	-	232	-	-	-	-	232	0,7%
MOBILE GENERATION	-	-	-	220	220	-	-	-	-	220	0,7%
SORRENTO	217	-	-	-	217	-	-	-	-	217	0,7%
NECOCHEA	204	-	-	-	204	-	-	-	-	204	0,7%
MAR DEL PLATA	56	121	-	-	177	-	-	-	-	177	0,6%
CO. ARGENER	-	163	-	-	163	-	-	-	-	163	0,5%
TERMROCA	-	130	-	-	130	-	-	-	-	130	0,4%
INDEPENDENCIA	-	130	-	-	130	-	-	-	-	130	0,4%
C.T. PATAGONIA	-	-	125	-	125	-	-	-	-	125	0,4%
VILLA GESELL	-	125	-	-	125	-	-	-	-	125	0,4%
CARACOLÉS	-	-	-	-	-	-	-	-	121	121	0,4%
ARROYITO	-	-	-	-	-	-	-	-	120	120	0,4%
C.H.CACHEUTA	-	-	-	-	-	-	-	-	120	120	0,4%
CABRA CORRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	101	101	0,3%
SUD OESTE	-	100	-	-	100	-	-	-	-	100	0,3%
PIQUIRENDÁ	-	-	-	30	30	-	-	-	-	30	0,1%
Otros	13	1.378	144	1.027	2.282	0	6	112	600	3.000	0,6%

CELLOS	13	1.370	144	1.027	2.202	0	0	112	000	3.000	7,000
Total	4.401	3.999	9.205	1.277	18.883	1.005	6	112	11.094	31.100	100,0%

Transporte

Las empresas transportistas tienen una concesión para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista de dicha energía hasta los Distribuidores. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión ("STAT"), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución troncal ("STDT"), que opera a 132/220 kV y conecta generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de la misma región. Transener es la única compañía a cargo del SEAT, y existen seis compañías regionales dentro del STDT (Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa, Transba y Distrocuyo). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT.

Los servicios de transporte y distribución se llevan a cabo a través de concesiones, que se asignan periódicamente en base a procesos licitatorios. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la expansión del sistema. Las concesiones de transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"). Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no cumple con estos criterios, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro. Las empresas generadoras sólo pueden construir líneas para conectarse a la red de suministro, o directamente a los clientes. Los usuarios pagan por la nueva capacidad de transporte contratada por los mismos o en su nombre. El ENRE debe llevar a cabo un proceso de audiencia pública para estos proyectos, y luego emitir un "Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública". Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar acceso abierto a terceros en virtud de un sistema regulado de tarifas a menos que exista una restricción de capacidad.

Distribución

Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los consumidores, con el deber principal de suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, a un precio (tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en la normativa. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de falta de suministro. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de SEGBA (EDENOR, EDESUR y EDELAP) representan más del 45% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas compañías de distribución (Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe, Energía de Misiones, etc.) permanecen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas.

Cada distribuidor suministra electricidad y opera la red de distribución de una zona geográfica concreta en virtud de una concesión. En cada concesión se establece, entre otras cosas, el área de concesión, la calidad del servicio requerido, las tarifas que pagan los consumidores y el alcance de la obligación para satisfacer la demanda. El ENRE supervisa el cumplimiento de los distribuidores a nivel federal, y proporciona un mecanismo de audiencias públicas en las que las quejas contra los distribuidores pueden ser escuchadas y resueltas. A su vez, los organismos reguladores provinciales controlan el cumplimiento de distribuidores locales con sus respectivas concesiones y con los marcos normativos locales.

El ENRE y las autoridades provinciales controlan los contratos de concesión y los términos de prestación de los servicios públicos en las provincias. Muchos gobiernos provinciales que han lanzado reformas en el sector eléctrico han seguido los términos y condiciones de la concesión general utilizada para la distribución de servicios públicos en el ámbito nacional.

Grandes Usuarios

El mercado mayorista de electricidad clasifica los grandes usuarios de energía en tres categorías: (1) Grandes Usuarios Mayores ("GUMAs"), (2) Grandes Usuarios Menores ("GUMEs") y (3) Grandes Usuarios Particulares ("GUPAs").

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes necesidades en lo que respecta a las compras de su demanda de energía. Por ejemplo, GUMAs están obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de suministro y el resto en el Mercado Spot, mientras que GUMEs y GUPAs están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de suministro.

Los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista participan de la dirección de CAMMESA eligiendo dos directores titulares y dos suplentes a través de la *Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina* ("AGUEERA").

#top#

Precio de la Energía Eléctrica

La autoridad energética ha continuado la política iniciada en el año 2003, mediante la cual la sanción del precio spot del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") se determina en base al costo variable de producción con gas natural de las unidades generadoras disponibles, aunque las mismas no estén generando con dicho combustible (Resolución SE N° 240/03). El costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se traslada por fuera del precio de mercado sancionado, como sobre costo transitorio de despacho.

En cuanto a la remuneración de la capacidad de generación, en el mes de marzo la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 95/13 introduciendo un nuevo esquema de remuneración (descrito más adelante) aplicable a los generadores que se adhieran a dicho mecanismo.

Para aquellos generadores no comprendidos en el régimen establecido en la Resolución N° 95/13 se mantiene vigente la regulación que se viene aplicando desde enero del año 2002, que limita la sanción del costo marginal de corto plazo en AR\$120 por MWh.

#top#

Resolución N° 95/13 - Nuevo esquema remunerativo y otras modificaciones al MEM

La Resolución N° 95/13, publicada en el Boletín Oficial el 26 de marzo de 2013, estableció un nuevo régimen de alcance general en reemplazo del esquema de remuneración que estaba vigente para todo el sector de generación (generadores, autogeneradores y cogeneradores), con excepción de:

- Centrales hidroeléctricas binacionales y generación nuclear; y
- La potencia y/o energía eléctrica comercializada bajo contratos regulados por la SE que contengan una remuneración diferencial, como la que fijan las Resoluciones SE N° 1.193/05, 1.281/06, 220/07, 1.836/07, 200/09, 712/09, 762/09, 108/11, 137/11, así como cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento de energía eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la SE (los "Generadores Comprendidos").

El nuevo esquema remuneratorio es de aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2013. Sin embargo, la aplicación efectiva a cada agente generador en particular requiere que éste desista de todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiese realizado contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA en relación con el Acuerdo de Generadores 2008-2011 y/o relacionado a la Resolución SE N° 406/03. Asimismo, cada agente generador deberá comprometerse a renunciar a realizar reclamos administrativos y/o judiciales contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA referente al Acuerdo antes mencionado y a la Resolución N° 95/13. Aquellos Generadores Comprendidos que no cumplan con la exigencia de desistimiento y renuncia, no accederán al nuevo régimen remuneratorio, permaneciendo en el preexistente.

El nuevo esquema remunerativo comprende tres conceptos:

i. Remuneración de Costos Fijos: tiene en cuenta y remunera la Potencia Puesta a Disposición en las Hrp. La remuneración está sujeta al cumplimiento de una Disponibilidad Objetivo ("DO") - basada en la disponibilidad promedio por tecnología de los últimos tres años calendarios - y la disponibilidad media histórica de cada unidad. La remuneración que recibirá el agente generador dependerá de la tecnología y del grado de cumplimiento de la DO.

Los parámetros definidos por la Resolución N° 95 por tipo de tecnología son los siguientes:

Tecnología y escala	S/MW-hrp
Unidades TG con potencia (P) < 50 MW	48
Unidades TG con potencia (P) > 50 MW	40
Unidades TV con potencia (P) < 100 MW	52,8
Unidades TV con potencia (P) > 100 MW	44
Unidades CC con potencia (P) < 150 MW	37,2
Unidades CC con potencia (P) > 150 MW	31
Unidades HI con potencia (P) < 120 MW	37,4
Unidades HI con potencia (P) entre 120 MW y 300 MW	20,4
Unidades HI con potencia (P) > 300 MW	17

Los porcentajes de la Remuneración de Costos Fijos a los cuales tendrán derecho los Generadores son los siguientes:

Porcentaje de la Remuneración de Costos Fijos a Cobrar	Disponibilidad de la Máquina, <i>Respecto de:</i>		
	DO		Disponibilidad Media Histórica (promedio de los últimos 3 años)
100%	>	y	>80%
	<	y	>105%
75%	>	y	<80%
50%	<	y	entre 100% y 105%
35%	<	y	<100%

La Resolución N° 95 aclara que en los casos en que no se logre acceder a la nueva Remuneración de Costos Fijos por incumplimiento de los parámetros de DO, esta remuneración no será inferior a AR\$12 por MW-Hrp.

ii. Remuneración de Costos Variables: se establecen nuevos valores que reemplazan a la remuneración de los Costos Variables de Mantenimiento y Otros Costos Variables No Combustibles. Su cálculo es mensual y será en función de la energía generada por tipo de combustible:

Unidades Térmicas	Operando con (AR\$ / MWh):		
	Gas Natural	Combustibles Líquidos	Carbón
Unidades TG con Potencia < 50 MW	19,00	33,25	-
Unidades TG con Potencia > 50 MW	19,00	33,25	-
Unidades TV con Potencia < 100 MW	19,00	33,25	57,00
Unidades TV con Potencia > 100 MW	19,00	33,25	57,00
Unidades CC con Potencia < 150 MW	19,00	33,25	-
Unidades CC con Potencia > 150 MW	19,00	33,25	-

Unidades Hidroeléctricas	AR\$/MW-Hrp
Unidades HI con Potencia < 120 MW	17,00
Unidades HI con Potencia entre 120 MW y 300 MW	17,00
Unidades HI con Potencia > 300 MW	17,00

iii. Remuneración Adicional: una porción se liquida en forma directa al generador y otra porción de la remuneración se destinará a "nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico" que serán definidos por la SE, a través de un fideicomiso.

	Con destino a	
	Generador AR\$/MWh	Fideicomiso AR\$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW	8,75	3,75
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW	7,5	5
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW	8,75	3,75
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW	7,5	5
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW	8,75	3,75
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW	7,5	5
Unidades HI con Potencia (P) < 120 MW	63	27
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW	54	36
Unidades HI con Potencia (P) > 300 MW	54	36

Prioridad de pago

La Resolución N° 95 establece dos nuevas prioridades de pago, excluyendo a tales efectos la aplicación de la Resolución SE N° 406/03: (i)

en primer lugar se cancelará la Remuneración de Costos Fijos, el reconocimiento de los costos de combustibles y la Remuneración de Costos Variables; y (ii) en segunda instancia se cancelará la Remuneración Adicional.

Reconocimiento de los costos de combustibles

La Resolución N° 95 establece que la gestión comercial y el despacho de combustibles para la generación estarán centralizados en CAMMESA. Los generadores no podrán renovar ni prorrogar sus contratos con los proveedores, excepto aquellos que comercialicen energía a través de contratos de abastecimiento con un régimen de remuneración diferencial, en cuyo caso podrán seguir celebrando contratos de combustible a los efectos de brindar respaldo firme para sus compromisos de abastecimiento. Sin perjuicio de ello, hasta tanto se terminen los contratos vigentes entre los generadores y sus proveedores, se reconocerán los costos asociados al precio de referencia, el flete reconocido, el costo asociado al transporte y distribución de gas natural y los impuestos y tasas asociadas. Para el reconocimiento de tales costos se deben cumplir dos condiciones: (i) que se trate de costos que a la fecha de vigencia de la Resolución N° 95 estén siendo reconocidos por CAMMESA; y (ii) que se trate de costos que tengan origen en relaciones contractuales contraídas con anterioridad a la fecha de vigencia de la Resolución N° 95.

Fideicomiso para la ejecución de obras en el sector eléctrico

Tal como se expuso anteriormente, parte de la Remuneración Adicional se destinará a un fideicomiso para la ejecución de obras en el sector eléctrico. La Resolución N° 95 dispone que la SE establecerá los mecanismos para la integración del citado fideicomiso.

Adicionalmente, la Resolución N° 95 establece que la SE definirá el mecanismo bajo el cual las LVFVD emitidas por CAMMESA por aplicación de la Res. SE N° 406/03, no comprendidas en el marco de acuerdos generales y/o específicos celebrados con la SE y/o normas destinadas por ésta para la ejecución de obras de inversión y/o mantenimiento de equipamiento existente, sean destinadas a la integración del citado fideicomiso.

A partir del 26 de septiembre de 2013, CAMMESA liquidó los montos correspondientes a la Remuneración Adicional que se destinará al Fideicomiso como LVFVD. Sin embargo, a la fecha de emisión de la presente Memoria aún no ha sido reglamentada la forma en que se realizará la integración ni ha sido estructurado el fideicomiso.

Suspensión de los contratos en el MAT

La Resolución N° 95 establece la suspensión transitoria de la incorporación de nuevos contratos en el MAT (excluidos los que se deriven de resoluciones que fijen un régimen de remuneración diferencial), así como su prórroga o renovación. Sin perjuicio de ello, los contratos vigentes a la fecha de la Resolución N° 95 continuarán administrándose por CAMMESA hasta su finalización. Finalizados dichos contratos, los Grandes Usuarios deberán adquirir su suministro directamente de CAMMESA conforme a las condiciones que al efecto establezca la SE.

Criterios de implementación de la Resolución

A continuación se detallan aquellas notas emitidas por la SE con posterioridad al dictado de la Resolución N° 95, tendientes a reglamentar algunos aspectos de la misma.

A través de la Nota SE N° 1.807/13, se estableció un régimen que habilita a que los Agentes Generadores continúen con la gestión de cobranza de la facturación que realice CAMMESA a los Grandes Usuarios del MEM que eran clientes del generador pero que, al vencimiento del contrato, deben contratar su demanda directamente de CAMMESA. Los Agentes Generadores deberían declarar formalmente su voluntad de gestionar la cobranza, la que sería efectuada a su propio riesgo.

Posteriormente, mediante la Nota SE N° 2.052/13 se estableció que los contratos del MAT con vigencia a partir del 1 de mayo de 2013 y cuya información para la administración en el MAT hubiera sido presentada en cumplimiento de las normas vigentes, antes de la publicación de la Resolución N° 95, podrán ser administrados por los generadores por hasta un plazo máximo de tres meses contados a partir del inicio de la vigencia de los mismos.

A través de la Nota SE N° 2.053/13 se aprobaron los criterios para la implementación de la Resolución N° 95. Entre los aspectos más relevantes estableció que la aplicación del nuevo esquema de remuneración se efectuará en forma particular para cada agente a partir de la recepción del desistimiento contemplado en el art. 12 de la Resolución N° 95. CAMMESA deberá realizar los ajustes en las transacciones económicas a partir del mes de febrero de 2013 o al tercer mes anterior al mes de comunicación del desistimiento, lo que suceda último, salvo que exista una disposición específica de la SE al respecto.

Por otra parte, la SE instruyó a CAMMESA a clasificar las unidades generadoras de los Agentes Comprendidos conforme a las escalas previstas en la Resolución N° 95, estando sujeta a la revisión de la propia SE. Ello fue realizado por CAMMESA en su Nota B-80255-1, de acuerdo al siguiente detalle:

Central	Unidad Generadora	Tecnología	Potencia
Güemes	GUEMTV11	TV	<100 MW
	GUEMTV12	TV	<100 MW
	GUEMTV13	TV	>100 MW
Piedra Buena	BBLATV29	TV	>100 MW
	BBLATV30	TV	>100 MW
Loma de la Lata	LDLATG01	TG	>100 MW
	LDLATG02	TG	>100 MW
	LDLATG03	TG	>100 MW
Hidroeléctrica Diamante	ADTOHI	HI	entre 120 MW y 300 MW
	LREYHB	HI	entre 120 MW y 300 MW
	ETIGHI	HI	< 120 MW
Hidroeléctrica Los Nihuales	NIH1HI	HI	entre 120 MW y 300 MW
	NIH2HI	HI	entre 120 MW y 300 MW
	NIH3HI	HI	entre 120 MW y 300 MW

A través de la Nota SE N° 4.858/13 la SE instruyó a CAMMESA a implementar un mecanismo de prioridad de pago en favor de los generadores adherentes a la Resolución N° 95 a fin de mantener un nivel de liquidez similar al que tenían previo al dictado de ésta última. A tales efectos CAMMESA deberá:

- Contabilizar los montos que perciba directamente de los Grandes Usuarios;
- Destinar los montos citados a cubrir la remuneración de los generadores asignándolos en primer lugar a cubrir los costos fijos, luego los costos variables y en última instancia la remuneración adicional directa. La distribución se hará en forma proporcional según la participación relativa de cada generador en cada uno de los conceptos.

En tal marco, las sociedades generadoras del grupo han renunciado a los reclamos administrativos y/o judiciales contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA en relación con el Acuerdo 2008 - 2011 y/o relacionados a la Resolución SE N° 406/03, y a iniciar nuevos reclamos en relación a los conceptos y períodos mencionados. El nuevo régimen remuneratorio fue aplicado a Central Térmica Loma de la Lata S.A., Central Térmica Güemes S.A. y Central Piedra Buena S.A. a partir de la transacción comercial correspondiente a febrero de 2013. En el caso de Hidroeléctrica Diamante S.A. e Hidroeléctrica Los Nihuales S.A. la aplicación del citado régimen remuneratorio comenzó a partir de la transacción comercial correspondiente a noviembre de 2013.

#top#

Procedimiento para el Despacho de Gas Natural para la Generación Eléctrica

Con fecha 7 de octubre de 2009, a través de la Nota N° 6.866, la SE instruyó a CAMMESA a convocar a los generadores térmicos del MEM a manifestar formalmente su decisión de adherir al "Procedimiento para el Despacho de Gas Natural para la Generación Eléctrica" (el "Procedimiento").

El Procedimiento consiste básicamente en aceptar que CAMMESA, ante restricciones operativas del sistema de gas natural, disponga del derecho sobre los volúmenes de gas natural y transporte con que cuenten los generadores, con el objeto de maximizar la oferta térmica del sector de generación de energía. A cambio de dicha cesión voluntaria de volúmenes de gas natural y transporte, el generador cobrará durante el período de vigencia del acuerdo, el mayor valor entre la diferencia positiva entre el Precio Spot sancionado y el Costo Variable de Producción ("CVP") con gas natural reconocido por CAMMESA, adicionando US\$2,50 por MWh.

Con fecha 16 de noviembre de 2010, a través de la Nota N° 7.584 y 7.585, la SE instruyó a CAMMESA a ampliar la aplicación del Procedimiento, requiriendo a los generadores térmicos del MEM que cuenten con contratos en el Mercado a Término y/o de suministro de gas natural enmarcados en el Programa Gas Plus, a ceder sus volúmenes de gas natural a favor de CAMMESA. Los mismos contratos en el Mercado a Término y/o en el marco de la Resolución SE N° 220/07 no resultan afectados por lo instruido en dichas notas. En la medida que la SE considere válido el suministro y CAMMESA efectivice la utilización del citado mecanismo asignando los volúmenes cedidos a otro generador, ello no deberá afectar negativamente la remuneración por potencia, el reconocimiento de los costos de ese combustible y los sobrecostos asociados correspondientes al Anexo 33 de Los Procedimientos de CAMMESA, ni los montos correspondientes al inc. c) del art. 4 de la Resolución SE N° 406/03, respecto de los que hubieren resultado asignables al generador cedente.

La vigencia original del Procedimiento abarcaba los períodos invernales de los años 2009 a 2011. Sin embargo, ante sucesivas convocatorias de CAMMESA a Generadores, se instruyó a ampliar el período de aplicación del Procedimiento hasta el 30 de abril de 2013 (Nota SE N° 8.692/2013 y N° 7.469/2012).

Posteriormente y, en el marco de la Resolución SE 95/13, la SE, a través de la Nota SE N° 2.053/13, dispuso la prórroga de la vigencia de los procedimientos y metodologías citados (6.866/09, 7.584/10, 7.585/10 y 922/11), excluyendo la aplicación del apartado 7 del procedimiento establecido en la Nota SE 6.866/09 relativo a la remuneración mínima.

#top#

Despacho de Generación y Combustibles

A través de la Nota SE 5.129/13, se instruyó a CAMMESA a realizar la optimización del despacho de generación y combustibles considerando los valores de costos reales de adquisición que resulten representativos, en concordancia con la condiciones descriptas por CAMMESA en el análisis remitido a la SE con anterioridad. En virtud de dicho cambio, se modificarían las condiciones de despacho vigentes y el mix de combustibles utilizados para la generación.

#top#

Situación Tarifaria de Transener

La Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley N° 25.561) impuso sobre las empresas que brindan servicios públicos, tales como Transener y su controlada Transba, la obligación de renegociar los contratos existentes con el Gobierno Nacional mientras se continúa con la prestación del servicio. Esta situación ha afectado significativamente la situación económica y financiera de Transener y Transba.

En mayo de 2005, Transener y Transba firmaron las Actas Acuerdo con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos ("UNIREN") que contienen los términos y condiciones de la adecuación de los Contratos de Concesión. En función de las pautas establecidas en las Actas Acuerdo, estaba previsto i) llevar a cabo una Revisión Tarifaria Integral ("RTI") ante el ENRE y determinar un nuevo régimen tarifario para Transener y Transba, los cuales deberían haber entrado en vigencia en los meses de febrero de 2006 y mayo de 2006, respectivamente; y ii) el reconocimiento de los mayores costos operativos que ocurran hasta la entrada en vigencia del régimen tarifario que resulte de la mencionada RTI.

Desde el año 2006, Transener y Transba han solicitado al ENRE la necesidad de regularizar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Acta Acuerdo, manifestando el incumplimiento por parte de dicho organismo de los compromisos establecidos en el Acta Acuerdo, la grave situación planteada con motivos de dichos incumplimientos, y su disponibilidad a continuar el proceso de RTI en la medida que se continúe con la vigencia de los restantes compromisos asumidos por las Partes y se resuelva el nuevo régimen resultante del proceso de RTI.

Oportunamente, Transener y Transba presentaron sus pretensiones tarifarias en virtud de lo establecido en las respectivas Actas Acuerdo y en el artículo 45 y concordantes de la Ley 24.065, a los efectos de su tratamiento, desarrollo de Audiencia Pública y definición del nuevo cuadro tarifario en el marco de la expectativa de la celebración de la RTI.

Con el fin de comenzar a regularizar la situación tarifaria, el 21 de diciembre de 2010 Transener y Transba firmó con la SE y el ENRE un Acuerdo Instrumental al Acta Acuerdo UNIREN, en el cual se establece principalmente el reconocimiento de un crédito a Transener y Transba por las variaciones de costos obtenidas en el período junio 2005 - noviembre 2010, calculado a través del índice de variación de costos del Acta Acuerdo ("IVC").

En virtud del Acuerdo Instrumental, con fecha 2 de mayo de 2011, Transener y Transba firmaron con CAMMESA nuevas ampliaciones a los acuerdos de financiamiento ("Adendas II"), por las cuales se acordaron otorgar a Transener y a Transba un nuevo préstamo por la suma de AR\$289,7 millones y de AR\$134,1 millones, respectivamente, correspondiente al saldo a favor por los créditos reconocidos por la SE y el ENRE por las variaciones de costos desde junio 2005 a noviembre 2010.

Los fondos que conforman las Adendas II estarían destinados a la operación y mantenimiento y al plan de inversiones correspondientes al año 2011, y serían desembolsados mediante adelantos parciales en función de las disponibilidades de fondos con los que contara CAMMESA conforme lo instruyera la SE. Los citados compromisos del Estado Nacional se vieron demorados, motivo por el cual a los efectos de regularizar el ajuste de las remuneraciones desde el 1 de diciembre de 2010, el 13 de mayo de 2013 y el 20 de mayo de 2013, Transener y Transba, respectivamente, firmaron con la SE y el ENRE un Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental (el "Convenio de Renovación"), con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015, en el cual se estableció:

- El reconocimiento de un crédito a Transener y Transba, por las variaciones de costos por el período diciembre 2010 - diciembre 2012, calculado a través del índice de variación de costos del Acta Acuerdo ("IVC");
- Un mecanismo de pago de los saldos a favor pendientes de la Adenda II y los determinados en el inciso anterior, durante el año 2013;
- Un procedimiento para la actualización automática y pago de las variaciones de costos que surjan siguiendo la secuencia de los semestres ya transcurridos desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2015; y
- La firma de una nueva Adenda con CAMMESA que incluya el monto de los créditos que se generen y los intereses que

correspondan hasta su efectiva cancelación.

CAMMESA estimó los montos adeudados a Transener y Transba por las variaciones de costos ocurridas en el período junio 2005 - noviembre 2010 y diciembre 2010 - diciembre 2012. Dichos montos ascienden al 20 de mayo de 2013 (fecha de actualización de las cifras) a:

Diferencias por conexión y capacidad (En AR\$ Millones)		Transba	Transener	Total
Junio 2005 - Noviembre 2010	Capital	75,9	189,3	265,2
	Intereses	43,2	104,8	148,0
Diciembre 2010 - Diciembre 2012	Capital	182,4	442,7	625,1
	Intereses	23,5	48,2	71,7
Total Reconocido al 31/12/2012		325,0	785,0	1.110,0
Intereses devengados durante 2013		47,2	132,2	179,4
Total Reconocido al 31/12/2013		372,2	917,2	1.289,4

Bajo el Convenio de Renovación mencionado, se estableció un flujo de fondos y un plan de inversiones que Transener y Transba ejecutarán en los años 2013 y 2014, los cuales se adecuarán a la recepción de desembolsos conforme las Adendas e ingresos que las Transener y Transba reciban en cada período. El plan de inversiones establecido en los Convenios de Renovación prevé inversiones para los años 2013 y 2014 por importes aproximados de AR\$\$286 millones y AR\$207 millones, respectivamente para Transener; y de AR\$\$113 millones y AR\$100 millones para Transba, respectivamente.

Los Convenios de Renovación establecieron que de no renovarse su vigencia, a partir del 1 de enero de 2016 CAMMESA deberá considerar como remuneración por los servicios que presten Transener y Transba los valores establecidos en las Resoluciones N° ENRE 327/08 y 328/08 con la aplicación del apartado 4.2 de la cláusula cuarta de las Actas Acuerdo, que han sido determinados por el ENRE en los Acuerdos Instrumentales y en los Convenios de Renovación.

A fin de suscribir la Tercera Ampliación al Préstamo CAMMESA, Transener y Transba desistieron de las acciones respecto de las acciones judiciales iniciadas referidas al cumplimiento hasta la fecha de los compromisos establecidos en las Actas Acuerdo y en los Acuerdos Instrumentales. Ante un eventual incumplimiento de los compromisos establecidos en las Actas Acuerdo, en los Acuerdos Instrumentales y en los Convenios de Renovación, Transener y Transba quedarán en libertad de reanudar y/o reiniciar las acciones que consideren apropiadas para el cumplimiento de las Actas Acuerdo, de los Acuerdos Instrumentales y de los Convenios de Renovación.

El 25 de octubre de 2013 y 14 de febrero de 2014, Transba y Transener firmaron respectivamente con CAMMESA la ampliación del acuerdo de financiamiento ("Adendas III"), por las cuales se acordaron:

- Otorgar a Transba y Transener un nuevo préstamo por la suma de AR\$325 millones y AR\$786 millones respectivamente, correspondientes a los créditos reconocidos por la SE y el ENRE por las variaciones de costos desde diciembre 2010 a diciembre 2012; y
- La cesión en garantía de los créditos reconocidos por mayores costos al 31 de diciembre de 2012 conforme al Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental a los efectos de cancelar los importes a ser recibidos por aplicación de las nuevas ampliaciones firmadas.

Asimismo, en los presentes estados financieros se han registrado los siguientes resultados generados por el reconocimiento de las variaciones de costos por parte de la SE y el ENRE, hasta las sumas percibidas a través de las Adendas II y III:

Concepto (En AR\$ Millones)	Transba		Transener	
	Al 31 de diciembre 2013	Al 31 de diciembre 2012	Al 31 de diciembre 2013	Al 31 de diciembre 2012
Capital	116,5	20,2	250,7	32,7
Intereses	64,5	23,6	149,3	33,5
Total	174,4	43,8	357,0	66,2

El pasivo por la totalidad de los desembolsos recibidos ha sido cancelado a través de la cesión de los créditos reconocidos por mayores costos, conforme al Acuerdo Instrumental y al Convenio de Renovación.

La firma del Convenio de Renovación indicada anteriormente se presenta como un hito destacable en línea de alcanzar en un futuro la consolidación de la ecuación económica-financiera de Transener. Sin embargo las demoras en la obtención de un cuadro tarifario resultante de una RTI genera incertidumbres sobre la capacidad de Transener de generar los ingresos necesarios para afrontar sus pasivos y operaciones en el corto plazo. Adicionalmente, continúan los atrasos de CAMMESA en el pago de la remuneración mensual vigente por el servicio de transporte de energía eléctrica y del canon de la Cuarta Línea. Por lo tanto, continúa siendo complejo prever la evolución de la situación tarifaria y económico-financiera, como su posible impacto en los negocios y los flujos de fondos.

#top#

Situación Tarifaria de Edenor

Durante el año 2013 se prorrogó la Ley de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario (Ley N° 25.561), sancionada el 6 de enero de 2002, por la que quedaron sin efecto las cláusulas de ajuste en dólares y las cláusulas indexatorias establecidas en el Contrato de Concesión de Edenor.

En el 2013 se mantuvieron aproximadamente en promedio 268.000 clientes eximidos de abonar el cuadro tarifario sancionado por la Resolución ENRE N° 628/2008. Estos beneficiarios debieron abonar el cuadro tarifario inmediatamente anterior, es decir el sancionado por la Resolución ENRE N° 324/2008.

Durante todo el año 2013, se aplicó a los clientes sin subsidios la Resolución SSEE N° 1.301/2011, mediante la cual estos clientes abonaron un precio medio monómico de AR\$320 por MWh. La aplicación de esta Resolución no modificó los efectos sobre el Valor Agregado de Distribución ("VAD") de Edenor.

El 7 de mayo de 2013, mediante Resolución N° 250 de la Secretaria de Energía, se determinaron los montos adeudados a Edenor, incluyendo intereses, en concepto de Mecanismo de Monitoreo de Costos ("MMC") y las deudas generadas por Edenor en concepto del PUREE (incluyendo intereses), ambos hasta el mes de febrero 2013. Asimismo la Resolución instruye a CAMMESA a emitir Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir ("LVFVD") por un monto igual al excedente del crédito por MMC menos la deuda por PUREE (incluyendo intereses), y autoriza a CAMMESA a recibir dichas liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir como pago parcial de la deuda que Edenor mantiene con CAMMESA a la fecha de emisión de la Resolución. Hasta el momento de emisión de la presente Memoria, CAMMESA no ha efectuado la liquidación de venta correspondiente.

Con fecha 27 de mayo de 2013, Edenor presentó ante el ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC N° 14 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período noviembre 2012 - abril 2013, por un valor de 6,951%, el cual debería haber sido aplicado desde el 1 de mayo 2013.

En el año 2013, el ENRE resolvió la aplicación por parte de Edenor a los clientes con subsidios, de los dos mismos cuadros tarifarios aplicados en junio y julio 2009, 2010, 2011 y 2012, tal como en agosto y septiembre 2009, 2010, 2011 y 2012, sobre los mismos períodos del año 2013. Estos cuadros correspondieron a los aplicados por la Resolución ENRE 433/2009 Anexo I y IV. Mediante la aplicación de los mismos, se buscó reducir el impacto en la facturación de los clientes residenciales subsidiados con consumos bimestrales superiores a 1.000 kWh, atento al incremento de consumo de energía eléctrica que se registra durante el período invernal. Se continuó desdoblado el cargo variable de todas las facturas, identificando los montos con y sin subsidio del Estado Nacional. Por otro lado, estos cuadros tarifarios generaron, dentro del mismo período de vigencia, la modificación de los valores de los cargos adicionales a aplicar por el PUREE sobre estos clientes. Dicha modificación en los cuadros tarifarios no tuvo ningún efecto sobre el VAD de Edenor.

El 1 de octubre de 2013, el cuadro tarifario de octubre de 2008 fue nuevamente puesto en vigencia en virtud de la Resolución del ENRE N° 628/2008. El cargo variable de todas las facturas continúa siendo desglosado en montos subsidiados y no subsidiados por el Gobierno Nacional.

El 19 de noviembre de 2013, Edenor presentó ante el ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC N° 15 según el Anexo I

del Acta Acuerdo, correspondiente al período mayo 2013-octubre 2013, por un valor de 7,902%, el cual debería ser aplicable desde el 1 de noviembre de 2013.

Durante el año 2013 se continuó aplicando la Resolución N° 347/2012, la cual aplica un monto fijo diferenciado para cada una de las distintas categorías tarifarias, que sea reflejado separadamente en las facturas de los usuarios, exceptuando solamente a los clientes eximidos de abonar el cuadro tarifario sancionado por la Resolución ENRE N°628/2008. Estos montos se continuaron depositando en una cuenta especial y están siendo utilizados exclusivamente para la ejecución de obras de infraestructura y el mantenimiento correctivo de las instalaciones de Edenor dentro de la zona de concesión, siendo administrados por el FOCEDA.

Si bien Edenor ha solicitado reiteradamente a las autoridades administrativas la aplicación del MMC y el inicio del proceso de RTI, ambos procesos están demorados, postergando así el necesario reconocimiento a la recomposición de la ecuación económica y financiera del Contrato de Concesión. De continuar las referidas demoras en la necesaria recomposición tarifaria, sumado a los mayores costos que caracterizan la realidad económica del servicio público concesionado, el directorio de Edenor entiende que la situación conllevará a que en el próximo ejercicio los flujos de caja y los resultados operativos resulten negativos, reflejando también un deterioro de en los ratios financieros.

No obstante lo indicado, y si bien la recuperación genuina de la ecuación económica de Edenor depende fundamentalmente de la obtención de los incrementos tarifarios comprometidos en el Acta Acuerdo, hasta tanto ello ocurra la cobertura de los gastos operativos y el cumplimiento del plan de inversiones dependerán de las medidas que Edenor pueda implementar para la obtención de los recursos financieros necesarios.

Entre otras medidas y con el fin de obtener el reconocimiento de los recursos que le fueran reconocidos en el Acta Acuerdo, Edenor presentó recursos administrativos ante el ENRE, la SE y el Ministerio de Planificación, los que fueron solo parcialmente resueltos por la Resolución N° 250/14. Como consecuencia de esa resolución parcial, el Directorio de Edenor decidió reclamar judicialmente su cumplimiento mediante una demanda de cumplimiento de contrato que se presentó luego de agotados los reclamos administrativos. Adicionalmente se presentó también una medida cautelar que procura una rápida recomposición de los ingresos que permitan garantizar el servicio público concesionado mientras tramita el juicio ordinario de cumplimiento de contrato.

Última actualización el 11 de marzo del 2014