



Universidad de San Andrés
Escuela de Administración y Negocios
Magister en Finanzas

**Valuación de Empresa Distribuidora y
Comercializadora del Norte Sociedad Anónima,
EDENOR S.A.**

Autor: Facundo Minuzzi

DNI: 34.066.291

Director: Alejandro Loizaga

Buenos Aires, 22 de Julio de 2019

Contenido

1.	Resumen Ejecutivo	2
2.	Descripción de la compañía	2
3.	Descripción de la industria	3
3.1	El mercado eléctrico mayorista	5
3.2	Régimen Tarifario	8
3.2.1	Mercados del MEM	9
3.2.1.1	Mercado Spot	9
3.2.1.2	Fondo de estabilización	12
3.2.1.3	Mercado a término	12
3.2.1.4	Precio estacional de la energía	13
3.2.1.5	Remuneración por transporte	14
3.2.1.6	Pagos por distribución	15
4.	Análisis del negocio	16
4.1	Historia de la concesión	16
4.2	Demanda de energía	19
4.3	Calidad del servicio	20
4.4	Análisis económico-financiero de la compañía	22
4.4.1	Contexto Macroeconómico actual	22
4.4.2	Análisis de resultados	23
4.4.3	Capital de Trabajo	26
4.4.4	Deuda Financiera	27
5.	Metodologías de valuación: presentación de enfoques a utilizar	28
5.1	Flujo de fondos descontados	28
5.2	Múltiplos compañías públicas	28
6.	Valuación por flujo de fondos descontados	29
6.1	Proyección de las operaciones de la compañía	29
6.1.1	Proyección del resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA)	30
6.1.1.1	Contribución Marginal Eléctrica	30
6.1.1.2	Gastos de Operación	35
6.1.1.3	Otros Ingresos	36
6.1.2	Inversiones en bienes de capital	36
6.1.3	Inversiones en capital de trabajo	37
6.1.4	Impuesto a las ganancias	38
6.2	Estimación del valor terminal	38
6.3	Estimación de tasa de descuento	38
6.3.1	Costo de capital	39
6.3.1.1	Tasa Libre de Riesgo	40
6.3.1.2	Estimación de Beta	40
6.3.1.3	Prima de Riesgo de Mercado	42
6.3.2	Costo de deuda	43
6.3.3	WACC	43
6.4	Resultado de la valuación por flujo de fondos descontados	44
6.5	Análisis de Sensibilidad	47
7.	Valuación por múltiplos	50
8.	Conclusión	54
9.	Bibliografía	55
	<u>Anexo</u> : Análisis del consumo de energía	56

1. Resumen Ejecutivo

En este trabajo final de graduación se realiza la valuación del capital accionario de la Empresa Distribuidora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.). La metodología de valuación a utilizar será principalmente la de flujo de fondos descontados, DCF por su siglas en inglés (*discounted cash flow*). En una segunda etapa se realizará una valuación por múltiplos de compañías públicas identificadas como comparables de EDENOR.

Para la valuación de la compañía por flujo de fondos descontados se estimaron los flujos sobre la base de un escenario de alta probabilidad de ocurrencia y se realizaron sensibilidades sobre el valor de la compañía ante cambios en el escenario de ventas y de pérdidas de energía estimada. Además se realizó la estimación de la tasa de descuento, proyectando una tasa de capital propio y tasa de costo de capital de terceros o deuda.

Para la metodología de valuación por múltiplos se seleccionaron compañías públicas comparables y se determinaron ratios específicos de la industria para la estimación del valor de EDENOR.

La realización de este trabajo implicó el estudio de la compañía y del complejo sector donde opera, analizando su historia desde la privatización, su búsqueda de eficiencia desde los inicios y la debacle desde la intervención del sector energético luego de la crisis de 2001.

2. Descripción de la compañía

La Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte Sociedad Anónima (EDENOR) es la mayor distribuidora de electricidad de la Argentina en términos de cantidad de clientes y de electricidad distribuida, tanto en gigavatios hora como en pesos. Su área de concesión para la distribución de electricidad en forma exclusiva en el noroeste del Gran Buenos Aires y en la zona norte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires abarca una superficie de 4.637 kilómetros cuadrados y una población de aproximadamente 9 millones de habitantes, siendo esta una de las áreas de concesión de mayor densidad demográfica y de mayor poder adquisitivo del país, otorgándole una ventaja competitiva frente a otras distribuidoras.

El servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica se presta en forma exclusiva a todos los clientes que se conectan a la red dentro del ámbito comprendido entre las regiones o zonas en las que se subdivide el área de concesión.

A diciembre de 2018 la compañía distribuyó más de 21 mil gigavatios hora de energía a su más de 3 millones de clientes residenciales y 362 mil pymes e industrias, alcanzando una participación del 20% del mercado.

La compañía fue constituida como una sociedad anónima el 21 de julio de 1992 durante el proceso de privatización de la empresa estatal Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA), que operaba hasta entonces. El capital social de EDENOR está compuesto por un total de 906.455.100 acciones con un valor nominal de \$1 cada una y con derecho a un voto por acción, divididas en tres clases, A pertenecientes al grupo controlante, B flotantes en poder del mercado y C remanente del programa de propiedad participada.

La titularidad al 31 de marzo de 2019 es la siguiente:

Tenedor de Acción	Cantidad	Porcentaje
Pampa Energía SA	462.292.111	51,00%
Anses	243.020.612	26,80%
Mercado	167.589.773	18,80%
Acciones propias en cartera	31.600.000	3,20%
PPP	1.952.604	0,20%
Total de acciones	906.455.100	

Tabla 1. Composición del capital accionario al 31.03.2019

3. Descripción de la industria

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.

Hasta 1990, prácticamente toda la industria de suministro eléctrico de la Argentina estaba controlada por el sector público. El Gobierno Nacional había asumido la responsabilidad de regular la industria a nivel nacional y controlaba todas las empresas nacionales de electricidad, tales como AyEE, SEGBA e Hidronor S.A. participando,

además, en la administración y operación conjunta de ciertas centrales generadoras desarrolladas u operadas en conjunto con los Estados de Uruguay, Paraguay y Brasil. Además, diversas provincias argentinas operaban sus propias compañías de electricidad.

La administración ineficiente y el inadecuado nivel de inversiones en bienes de capital, imperantes bajo el control del Gobierno Nacional, fueron en gran medida responsables del deterioro de los equipos, la disminución de la calidad del servicio y la proliferación de pérdidas financieras en ese período.

La Ley N° 23.696 de Reforma del Estado de 1989 ordenó al Poder Ejecutivo Nacional reorganizar y privatizar la totalidad de las empresas del Estado. El Decreto N° 634/1991, emitido por el Ministerio de Economía el 12 de abril de 1991, reglamentó la Ley de Reforma del Estado y estableció las pautas para descentralizar las actividades del sector eléctrico y para la participación privada en las actividades de generación, transporte, distribución y despacho de electricidad. Este decreto definió los derechos y obligaciones de los proveedores de cada área de servicios e instruyó la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Consecuentemente el Gobierno Nacional encaró un amplio proceso de privatización de las principales industrias estatales, incluyendo los sectores de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

El fin último del proceso de privatización radicaba en lograr la reducción de las tarifas abonadas por los usuarios y mejorar la calidad del servicio a través de la competencia. El proceso de privatización comenzó en febrero de 1992 con la venta de varias centrales termoeléctricas de gran envergadura y continuó con la concesión al sector privado de las empresas de transporte y distribución y otras centrales de generación de energía termoeléctrica e hidroeléctrica.

En enero de 1992, el Congreso de la Nación sancionó el Marco Regulatorio Eléctrico Nacional destinado a modernizar el sector de la electricidad mediante la promoción de la eficiencia, la competencia, la mejora del servicio y la inversión privada, reestructurando el sector, y dispuso la privatización de prácticamente todas las actividades comerciales que eran realizadas por empresas del Estado.

El Marco Regulatorio Eléctrico Nacional estableció las bases para la creación del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y otras autoridades institucionales del sector de energía eléctrica, la administración del MEM, la fijación de los precios spot y el establecimiento de las tarifas en las áreas reguladas, y fijar los criterios para la valuación de los activos a ser privatizados. Asimismo, el Marco Regulatorio Eléctrico

Nacional dividió el mercado verticalmente en las actividades de generación, transporte y distribución, cada uno de ellas sujeta a un marco regulatorio diferente. Reconoció además los grandes usuarios como nuevos agentes del mercado eléctrico.

En virtud del Marco Regulatorio Eléctrico Nacional, las actividades de distribución y transporte se consideran servicios públicos, y se definen como monopolios económicos naturales, sujetas a concesiones del gobierno. La distribución de electricidad dentro de la Ciudad de Buenos Aires y sus alrededores se encuentra sujeta a contratos de concesión adjudicados por el Gobierno Nacional; mientras que la distribución de energía eléctrica en el resto del país está sujeta a contratos de concesión adjudicados por las respectivas autoridades de la provincia en la que se presta el servicio.

Si bien los contratos de concesión de los distribuidores no impusieron parámetros de inversión específicos, los distribuidores tienen la obligación de conectar nuevos clientes y satisfacer cualquier aumento de la demanda.

El proceso de privatización trajo aparejado la creación de distintos organismos con injerencia en el sector. Creando el Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM) constituyéndose en la principal autoridad de gobierno responsable del sector eléctrico a nivel nacional. La Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación constituye un delegación del Ministerio.

El ENRE fue creado bajo el proceso de privatización. Se constituye como la principal autoridad de cumplimiento del Marco Regulatorio Eléctrico Nacional. Es responsable de regular el sector de la electricidad y monitorear el cumplimiento del Marco Regulatorio Eléctrico Nacional por parte de las compañías que actúan dentro del MEM, de las normas y regulaciones aplicables y sus respectivos contratos de concesión a nivel Nacional.

3.1 El Mercado Eléctrico Mayorista

La Secretaría de Energía de la Nación creó el MEM en agosto de 1991 con el fin de permitir a los generadores, distribuidores y otros agentes del sector eléctrico comprar y vender electricidad en el marco de operaciones spot o bajo contratos de suministro a largo plazo a precios de mercado.

El MEM opera bajo la administración de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). CAMMESA fue creada en julio de 1992 por el Gobierno Nacional, actualmente titular del 20% de su capital social. El 80% restante es propiedad de las asociaciones que representan a los agentes del MEM: generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

CAMMESA tiene a su cargo:

1. administrar el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo con el Marco Regulatorio Eléctrico Nacional y normas afines;
2. actuar en calidad de mandatario de los distintos actores del MEM;
3. comprar o vender electricidad a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación;
4. prestar servicios de consultoría y otros servicios relacionados con estas actividades; y
5. comprar y despachar combustible a los generadores.

Los principales agentes del MEM son las empresas de generación, transporte y distribución. Los grandes usuarios y los comercializadores de electricidad también son actores del MEM aunque su participación tiene menor relevancia.

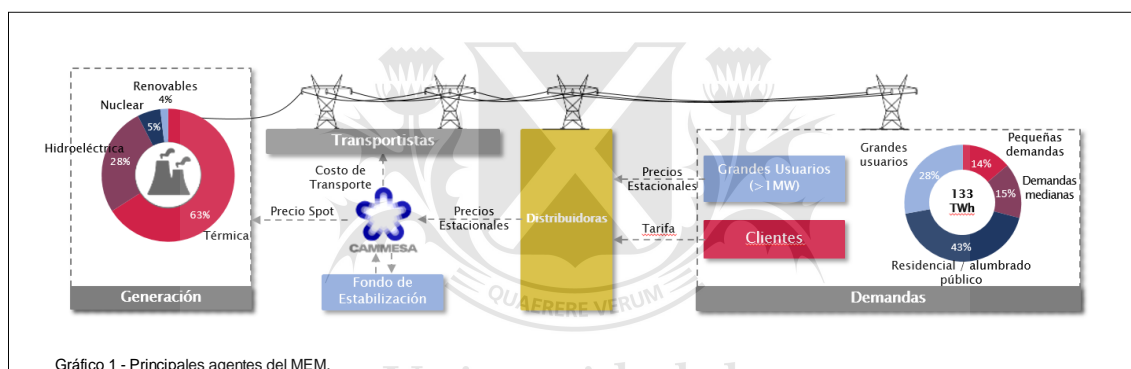


Gráfico 1 - Principales agentes del MEM.

Generadores

Al 31 de diciembre de 2018, Argentina contaba con una capacidad instalada de 38,538 MW. De esta cifra, el 63% correspondía a generación térmica, el 28% a generación hidroeléctrica, el 5% a generación de energía nuclear y el 4% a generación eólica y fotovoltaica. Los generadores entregan la electricidad que generan al Sistema Argentino de Interconexión eléctrica (SADI) administrado por CAMMESA, de acuerdo con sus requerimientos de despacho. CAMMESA despacha la energía disponible a los costos de generación variables declarados por los generadores, despachándose en primer lugar las unidades más eficientes.

Transportistas

La electricidad es transportada desde las centrales de generación hasta los distribuidores a través de sistemas de transporte de electricidad en alta tensión. Las empresas transportistas no compran ni venden electricidad, y su servicio está regulado por el Marco Regulatorio Eléctrico Nacional y normas afines dictadas por la Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación.

En la Argentina, el transporte se realiza en 500 kV, 300 kV, 220 kV y 132 kV a través del SADI. El SADI consiste principalmente en líneas aéreas y subestaciones que cubren aproximadamente el 90% del país. La mayor parte del SADI, incluyendo prácticamente todas las líneas de transporte en 500 kV, fue privatizada y es de propiedad de Transener. La porción remanente del sistema es operada por transportistas regionales que, en su mayor parte también han sido dadas en concesión. Los puntos de suministro conectan el SADI con los sistemas de distribución, existiendo también interconexiones entre los sistemas de transporte de la Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay que permiten la importación o exportación de energía eléctrica de un sistema a otro.

Distribuidores

Cada distribuidor suministra electricidad a los usuarios y opera la correspondiente red de distribución en un área geográfica específica en el marco de un contrato de concesión. Cada contrato de concesión establece, entre otras cuestiones, el área de concesión, la calidad de servicio que se debe brindar, las tarifas que abonarán los usuarios, y la obligación de satisfacer la demanda. El ENRE es responsable de verificar que los distribuidores bajo jurisdicción nacional, cumplan con las disposiciones de los respectivos contratos de concesión y con el Marco Regulatorio Eléctrico Nacional y establece un mecanismo de audiencia pública para atender y resolver las quejas de las distribuidoras.

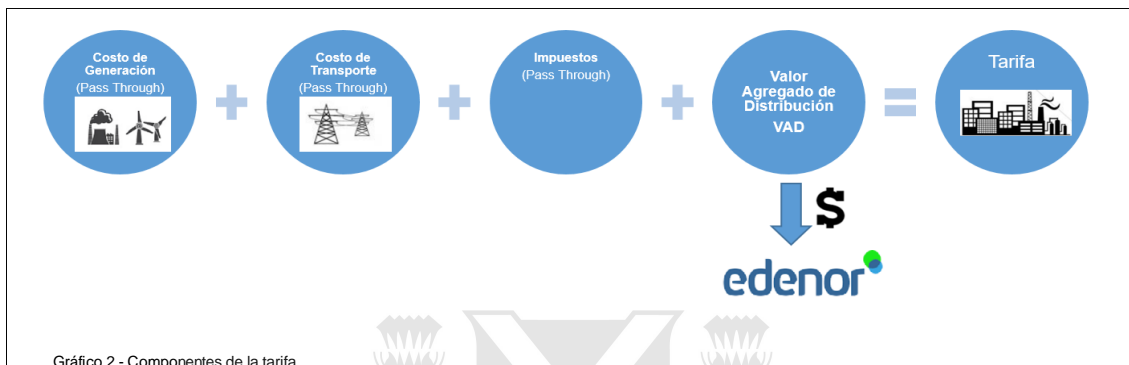
Grandes Usuarios

Según el Marco Regulatorio Eléctrico Nacional, son Grandes Usuarios del MEM aquéllos que, por su tamaño, pueden comprar su energía en forma directa al generador, abonando los cargos de transporte correspondientes a los respectivos prestadores.

El Mercado Eléctrico Mayorista clasifica a los grandes usuarios de energía en tres categorías: Grandes Usuarios Mayores ("GUMA"), Grandes Usuarios Menores ("GUME") y Grandes Usuarios.

3.2 Régimen Tarifario

La factura que finalmente abonan los usuarios finales del servicio, excluyendo los grandes usuarios del MEM, contiene básicamente 4 componentes.



El componente principal se corresponde a costo de generación. Este es el principal costo que las distribuidoras pagan a CAMMESA por la compra de energía distribuida, denominado costo estacional. El costo de transporte es pagado a través de la factura de CAMMESA a las transportistas por el servicio de transporte de la energía desde las generadoras hasta los centros de distribución. Por último los impuestos que se transfieren al Estado Nacional, Provincia y Municipal. Estos tres conceptos representan para la distribuidora un *pass through* directo, es decir todo aumento en cualquiera de estos tres componentes es trasladado a los usuarios finales de manera instantánea.

El cuarto componente de la factura se corresponde al valor agregado de distribución (VAD). Este concepto representa el ingreso genuino de la distribuidora. El mismo debe ser suficiente para asegurar la correcta prestación del servicio, garantizar niveles de inversión en activos acordes al crecimiento de la demanda y asegurar un retorno sobre el capital a los accionistas de la compañía.

Los clientes denominados grandes usuarios del MEM o Peajistas compran energía directamente a CAMMESA y las distribuidoras solamente perciben el componente VAD de la factura por la utilización de las redes de distribución.

3.2.1 Mercados del MEM

3.2.1.1 Mercado Spot

En este mercado, los precios son determinados por hora, considerando el costo económico de producción, determinado por el costo marginal de corto plazo medido por el centro de carga de los sistemas.

La normativa de emergencia sancionada luego de la crisis económica argentina de 2001 repercutió significativamente en los precios de la energía. Las medidas implementadas en el marco de la normativa de emergencia incluyeron, entre otras cuestiones, la pesificación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista, y el requisito de que todos los precios spot se calcularán en función del precio del gas natural, aún bajo circunstancias en las que, debido a la falta de suministro de gas natural, se compren combustibles alternativos tales como el gasoil para satisfacer la demanda.

Antes de la crisis de 2001, los precios de la energía en el mercado spot eran fijados por CAMMESA, que determinaba el precio por hora que correspondía pagar a los generadores por la energía vendida en el mercado spot del Mercado Eléctrico Mayorista. El precio spot reflejaba la oferta y la demanda en el Mercado Eléctrico Mayorista en cualquier momento dado, y era determinado por CAMMESA empleando diferentes escenarios de oferta y demanda en los que se despachaba la cantidad óptima de suministro disponible, previa consideración de las restricciones de la red de transporte, de modo tal que se pudiera satisfacer la demanda y al mismo tiempo minimizar el costo de producción y el costo relacionado con la reducción del riesgo de falla del sistema.

El precio spot fijado por CAMMESA remuneraba a los generadores en función del costo de la última unidad a ser despachada para la siguiente unidad, medido en la subestación de 500 kV de Ezeiza, que constituye el centro de carga del sistema y está ubicada en las cercanías de la Ciudad de Buenos Aires. La orden de despacho se determinaba de acuerdo con la eficiencia de la planta y el costo marginal del suministro de energía. Al fijar el precio spot, CAMMESA también consideraba los diferentes costos afrontados por los generadores que no se hallaban en las cercanías de la Ciudad de Buenos Aires.

Además de los pagos por energía por la electricidad efectivamente generada a los precios vigentes en el mercado spot, los generadores eran remunerados por la capacidad puesta a disposición del mercado spot, lo que incluía la capacidad de reserva, por la capacidad de reserva adicional, (para el caso de un déficit en la capacidad del sistema) y por la prestación de servicios auxiliares (tales como la regulación de la

frecuencia y el control de la tensión). Los cargos por potencia fueron principalmente establecidos y fijados en dólares para permitir a los generadores cubrir sus costos en moneda extranjera que no eran cubiertos por el precio spot. Sin embargo, en 2002 el Gobierno Nacional fijó los cargos por potencia en referencia al peso limitando el propósito por el cual los cargos fueron creados.

Pagos en el mercado spot

En el mercado spot, los generadores perciben los siguientes pagos:

- pagos por Energía: por la energía eléctrica efectivamente generada, con un precio máximo establecido por la Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación;
- pagos por capacidad: por capacidad, con un precio máximo establecido por la Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación;
- pagos por capacidad de reserva: por capacidad adicional disponible para casos de escasez de energía;
- pagos por Servicios Relacionados con la Energía Eléctrica: por la prestación de servicios adicionales, tales como la regulación primaria y secundaria de frecuencia;
- y
- otros pagos.

El cálculo de cada uno de estos pagos se describe en mayor detalle a continuación:

Pagos por energía

El precio que los generadores perciben por la energía eléctrica vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista, (el “precio spot”) se calcula de acuerdo con la Resolución N° 240/2013 de la Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación.

Los costos variables de producción (“CVP”) permitidos son anclados a valores de referencia de combustibles (gas o líquidos) y a valores topes de gastos de operación y mantenimiento por tipo de máquina. Los generadores deben demostrar que los valores de referencia no cubren sus reales costos para que les sean admitidos costos variables declarados superiores a estos topes.

El despacho se realiza normalmente por orden de los costos variables de producción (CVP) aunque la previsión de las disponibilidades de combustibles o del recurso hidráulico ha alterado a veces esta situación. El precio marginal spot sancionado se encuentra limitado por la Resolución N° 240/2003 de la Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación a los generadores que usen gas como combustible, y sujeto a los topes

anteriormente mencionados. Los generadores que usen otro tipo de combustible son remunerados a sus costos operativos fijados o reconocidos, según sea el caso, que equivalgan a su nivel de costos por la generación de electricidad.

Pagos por capacidad

Los generadores son remunerados por la capacidad de potencia que ponen a disposición cada hora de acuerdo con la Resolución N° 19/2017 de la Secretaría de Energía de la Nación. Según dicha resolución, los generadores interesados en ser remunerados a través del esquema allí previsto deben presentar Compromisos de Disponibilidad Garantizada a CAMMESA, que de acuerdo con las instrucciones regulatorias dictadas por la Secretaría de Energía actuará como el comprador. Los Compromisos de Disponibilidad Garantizada cubrirán lapsos de tres años y se podrán diferenciar valores en los distintos períodos estacionales de verano e invierno.

La remuneración prevista por Resolución N° 19/2017 de la Secretaría de Energía de la Nación se calculará en base a la oferta de disponibilidad garantizada, oferta de disponibilidad garantizada adicional (esta oferta debe ser aceptada por CAMMESA primero) y a la potencia generada y operada.

Pagos por capacidad de reserva

El mercado eléctrico mayorista efectúa pagos a los generadores térmicos en concepto de capacidad aceptada como “reserva” según los tiempos en que la misma esté disponible. La nómina de generadores habilitados se crea a través de una licitación semanal a la cual se presentan los generadores dispuestos a ofrecer esta capacidad. El precio de la capacidad de “reserva fría” se determina en base a los precios ofertados por los generadores que sean aceptados para que el sistema cuente con reserva suficiente.

Pagos por servicios relacionados con la energía eléctrica

Conforme a la normativa que rige el MEM, los otros servicios que los generadores pueden proveer son pagados a precios establecidos. Estos servicios son por ejemplo la puesta en marcha y detención de máquinas turbo-vapor y energía nuclear, ya que estos requisitos de despacho someten al equipo a esfuerzos.

Otro servicio que pueden proveer los generadores es la regulación de frecuencia primaria y secundaria. La regulación de frecuencia primaria controla el servicio eléctrico en períodos de menos de 30 segundos, para compensar cualquier desviación del

despacho previsto, principalmente debido a los requisitos de demanda variable cuando el sistema opera en forma normal. La regulación de frecuencia secundaria es una acción manual o automática sobre los sistemas de control del equipo, de forma corregir posibles errores de regulación de la frecuencia primaria y compensar tales desviaciones.

Otros pagos

La aparición de la denominada Energía Delivery (pequeñas unidades que habitualmente operan con contratos de corto plazo celebrados con el MEM en relación con combustibles líquidos y están ubicadas en lugares con déficits de transporte) fue reglamentada por diversas Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación.

3.2.1.2 Fondo de estabilización

El fondo de estabilización, administrado por CAMMESA, absorbe la diferencia entre las compras efectuadas por los distribuidores a precios estacionales y los pagos a generadores por ventas de energía a precio spot. Cuando el precio spot es inferior al precio estacional, el fondo de estabilización se incrementa, mientras que cuando el precio spot es superior al precio estacional, el fondo de estabilización disminuye. El saldo existente en este fondo en cualquier oportunidad dada refleja la acumulación de diferencias entre el precio estacional y el precio de la energía por hora en el mercado spot. El fondo de estabilización debe mantener un monto mínimo a fin de cubrir los pagos que corresponda efectuar a los generadores cuando los precios del mercado spot durante el trimestre superen el precio estacional.

La facturación de todas las operaciones del MEM se lleva a cabo mensualmente a través de CAMMESA, que actúa como cámara compensadora de todas las compras entre participantes del mercado. Los pagos se efectúan aproximadamente 40 días después de la finalización de cada mes.

3.2.1.3 Mercado a término

En el mercado a término, los agentes pueden celebrar contratos de compraventa de energía ya sea para acordar un precio fijo como para contar con capacidad reservada además de las reservas del mercado spot.

Los contratos a término normalmente estipulan un precio formado por el precio spot más un margen. Los precios en el mercado a término han sido en ocasiones inferiores al precio estacional que los distribuidores deben pagar en el mercado spot. Sin embargo, debido a la ley de emergencia, los precios spot en el mercado a término actualmente

son mayores que los precios estacionales, en especial en lo que respecta a tarifas residenciales, por lo que la compra de energía bajo contratos a término no resulta atractiva para distribuidores en tanto los precios se mantengan en sus niveles actuales.

3.2.1.4 Precio estacional de la energía

El actual precio pagado por distribuidores por la compra de electricidad debe ser fijado por el ENRE y la Secretaría de Energía de la Nación en un sistema de proyección semestral estacional, calculado como una función de proyecciones de oferta y demanda de electricidad efectuadas por CAMMESA y diseñadas para reflejar las variaciones y valores del precio spot. Por ende, para determinar el precio estacional cada año se divide en dos estaciones: verano (1º de noviembre a 30 de abril), e invierno (1º de mayo a 31 de octubre) que presentan diferentes características de oferta y demanda.

Para realizar la Programación Estacional CAMMESA debe tomar en cuenta todos los factores que afectan a la oferta y la demanda en el sistema y luego conjugarlos utilizando modelos de optimización de despacho y precios. Entre las variables tenidas en cuenta, por ejemplo, se incluyen la disponibilidad prevista de los generadores, el tipo de combustible a utilizar, los valores de demanda horaria, la situación del sistema de transporte, requerimientos de energía eléctrica comprometida para exportación, situación de cuencas hidrológicas nacionales y de países vecinos para previsión de importaciones, etc.

CAMMESA simula así la operación en un determinado período estacional frente a diferentes escenarios de oferta y demanda. En cada uno de los escenarios alternativos considerados, CAMMESA realiza el despacho óptimo del suministro disponible, previa consideración de las restricciones de la red de transporte, de modo tal que se pueda satisfacer la demanda y al mismo tiempo minimizar el costo de producción más el costo relacionado con la reducción del riesgo de falla en el sistema.

En base a los resultados obtenidos, CAMMESA determina varios precios de energía esperados, con su probabilidad asociada de ser superados, y el estado estimado del Fondo de Estabilización según el precio que se sancione.

Esta programación es elevada cada tres meses a la Secretaría de Energía Eléctrica. CAMMESA aplica luego estos precios sancionados a los distribuidores por la energía y potencia que adquieren en el MEM. De forma similar, y en base a las tarifas establecidas por el ENRE y los organismos regulatorios provinciales, aplica los cargos de transporte

y prestación adicional de la función técnica de transporte que deben pagar tanto los distribuidores como los grandes usuarios del MEM.

La normativa de emergencia también introdujo cambios significativos en los precios estacionales aplicados a los distribuidores en el MEM, incluyendo la implementación de una escala de precios organizada por nivel de consumo del cliente (que varía de acuerdo con la categoría de cada cliente) cobrado por CAMMESA a los distribuidores a un precio significativamente inferior al precio spot cobrado por los generadores. A partir de 2004 y hasta enero de 2016, los precios estacionales de la energía han permanecido prácticamente sin modificación. En enero de 2016, el Gobierno Nacional introdujo medidas tendientes a regularizar la industria eléctrica.

De acuerdo con la Resolución N° 6/2016 emitida el 25 de enero de 2016, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación ordenó un aumento del precio estacional de la energía, que se incorporó a las tarifas eléctricas a ser aplicadas por las distribuidoras. Estos precios estacionales fueron iguales para todo el territorio argentino, poniendo así fin a la distorsión de precios originada en la Resolución N° 2016/2012 dictada por la Secretaría de Energía de la Nación.

3.2.1.5 Remuneración por transporte

El transporte de energía en alta tensión entre las diferentes regiones de energía eléctrica del mercado eléctrico mayorista constituye un servicio público prestado en el marco de la concesiones otorgada a Transener (la principal empresa transportadora de Argentina) y a otras compañías transportistas. La estructura tarifaria aplicable a estas concesiones es compatible con la normativa del mercado eléctrico mayorista y establece la remuneración que corresponde pagar a las transportistas por la conexión, capacidad de transporte puesta a disposición y transporte efectivo de energía. Esta remuneración es abonada por los usuarios del sistema (generadores, distribuidores y grandes usuarios del MEM) en función del uso real de las redes.

Los pagos por conexión al sistema corresponden a la operación y mantenimiento del equipo de conexión utilizado, y se basan en la calidad de servicio exigida para la conexión al sistema de transporte.

Los pagos por capacidad de transporte puesta a disposición del sistema corresponden a los gastos de operación y mantenimiento de las líneas de transmisión utilizadas, y se basan en la calidad de servicio exigida respecto del sistema de transporte en alta tensión.

Los pagos por la electricidad efectivamente transportada se basan en: (i) la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el valor de la energía suministrada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos difieren en función del valor marginal de las pérdidas de transporte y (ii) descuentos efectuados por deficiencias en la prestación de los servicios, relacionados con la severidad y duración de la interrupción producida.

Los pagos por la electricidad transportada se mantienen constantes durante cada período tarifario (cinco años) y representan los ingresos anuales estimados por el ENRE en función de una línea de base para que una empresa eficiente pueda operar y tener una rentabilidad adecuada. La remuneración abonada a las transportistas por los usuarios de los sistemas de transporte se acredita en una cuenta de transporte administrada por CAMMESA, de la cual se debita la remuneración de Transener y de las distintas Transportistas por Distribución Troncal. El ENRE puede reducir la remuneración por conexión y capacidad de transporte pagada a Transener aplicando un factor de estímulo de eficiencia a cada período tarifario. Asimismo, existe una escala de sanciones relacionada con la calidad de los servicios de transporte. El monto de las reducciones o sanciones aplicadas se imputa posteriormente como créditos a los Agentes del MEM.

En los contratos celebrados en el mercado el pago por el servicio de transporte presupone que la operación (una venta de energía y/o potencia) se celebra en el mercado al precio de mercado pactado en la subestación de 500 kV de Ezeiza. El vendedor asume la responsabilidad por los servicios de transporte hasta Ezeiza; y el comprador asume la responsabilidad por el transporte desde el nodo de mercado hasta el nodo del usuario.

El transporte dentro del mercado eléctrico mayorista debe abonarse independientemente de la existencia de contratos. Cada uno de los miembros del mercado eléctrico mayorista debe abonar los cargos por transporte que le correspondan en función de su ubicación y utilización de la red de transporte, independientemente de los contratos que pudiera celebrar.

3.2.1.6 Pagos por distribución

El régimen tarifario aplicable a la compañía se rige por el respectivo contrato de concesión y el Marco Regulatorio Eléctrico Nacional.

En ese sentido, cabe destacar que:

1. las tarifas que las distribuidoras apliquen a sus usuarios deben ser justas y razonables, pero deberán permitirles la oportunidad de obtener ingresos suficientes para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio prestado, la amortización y una razonable tasa de rentabilidad. Asimismo, deberá incluir los costos de adquisición de la energía eléctrica en el MEM; y
2. cada 5 años el ENRE fija las tarifas máximas que pueden aplicar la distribuidora, previa celebración de una audiencia pública. Asimismo, las tarifas están sujetas a ajuste para reflejar cualquier cambio en los costos que escapen al control del concesionario. Tales ajustes tarifarios se calculan a través de fórmulas preestablecidas.

4. Análisis del negocio

4.1 Historia de la concesión

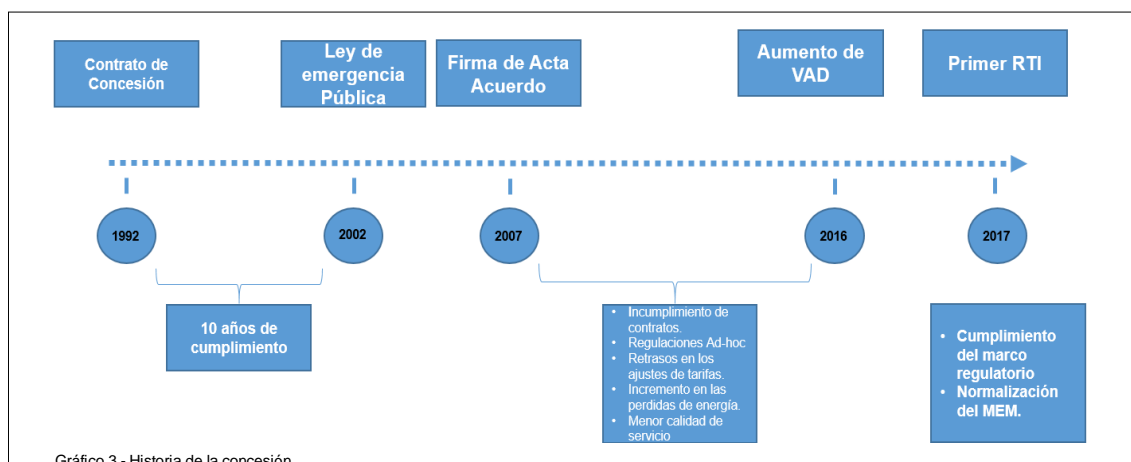
La concesión fue otorgada a la compañía por un plazo de 95 años, prorrogable por un máximo adicional de 10 años. El lapso de la misma se divide en períodos de gestión, el primero de los cuales tiene una duración de 15 años y los siguientes de 10 años cada uno. Luego de cada período de gestión se debe proceder a la licitación de las acciones Clase "A", representativas del 51% del capital de Edenor S.A., actualmente propiedad de Pampa Energía SA. En caso que esta última realice la mayor oferta, continuará en poder de dichas acciones sin necesidad de efectuar desembolso alguno. Por el contrario, en caso de resultar otra oferta mayor, los oferentes deberán abonar a Pampa Energía SA el importe de su oferta en las condiciones de la misma. El producido de la venta de las acciones Clase "A" será entregado a Pampa Energía SA, previa deducción de los créditos que por cualquier causa tuviere a su favor el Poder Concedente. El primer período de gestión finalizó al concluir el período tarifario iniciado el 1° de febrero de 2017 (15 años).

La Sociedad tiene la exclusividad de la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de concesión para todos los clientes que no tengan la facultad de abastecerse en el MEM, debiendo satisfacer toda demanda de suministro que se le solicite, en tiempo oportuno y conforme a los niveles de calidad establecidos

Bajo el contrato de concesión, durante el tiempo de duración de la misma, no existen obligaciones de pago de canon por parte de la compañía.

Los primeros 10 años de vida de la compañía sucedieron bajo el cumplimiento del contrato de concesión. En este período se observó una mejora histórica en los niveles

de calidad del servicio, aumento la eficiencia en la prestación del servicio y se disminuyeron los costos del precio por megavatio hora distribuido.



A fines de 2001 y principios de 2002, Argentina sufrió una crisis económica sin precedentes que derivó en cambios radicales en las políticas de gobierno, impactando el sector energético. De acuerdo con la “Ley de Emergencia Pública” sancionada en respuesta a la crisis, el Gobierno Nacional convirtió el valor de las tarifas de las empresas públicas de dólares estadounidenses a pesos a razón de Ps. 1,00 por cada US\$ 1,00, revocó los mecanismos de ajuste de precios y autorizó al Gobierno Nacional a renegociar los contratos con las empresas de servicios públicos. Desde ese momento, el Gobierno Nacional ha intervenido reiteradamente, cambiando las normas del MEM, en un esfuerzo por abordar los problemas energéticos generados por la crisis económica. Con fecha 21 de septiembre de 2005 Edenor suscribió un Acta Acuerdo en el marco del proceso de renegociación del contrato de concesión previsto en la ley anteriormente mencionada, el cual fue ratificado con fecha 13 de febrero de 2006.

El Acta Acuerdo estableció un régimen tarifario de transición a partir del 1° de noviembre de 2005, se incorporó una tarifa social y los niveles de la calidad del servicio a prestar; la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI), proceso mediante el cual se estableció un nuevo régimen tarifario con vigencia gradual, vigente por los siguientes 5 años, que estaría a cargo del ENRE de acuerdo un plan de inversión mínimo en la red eléctrica a ser cumplido durante el año 2006.

Dicho acuerdo fue ratificado por el Poder Ejecutivo Nacional y publicado el 8 de enero de 2007 en el Boletín Oficial de la Nación. El mencionado acuerdo contenía los términos y condiciones que, una vez cumplidos los demás procedimientos previstos en la normativa, constituirían la base sustantiva de la renegociación integral del contrato de

concesión del servicio público de distribución y comercialización de energía en jurisdicción federal, entre el Poder Ejecutivo Nacional y EDENOR.

Con el objetivo de garantizar la viabilidad de la continuidad, seguridad y calidad del suministro, el Acta Acuerdo dispuso la existencia de un Régimen Tarifario de Transición, durante el cual se reconocería semestralmente el incremento de los costos de la compañía mediante el mecanismo de monitoreo de costos, y fijó las bases para la RTI. Dicho mecanismo solo se aplicó durante los tres primeros semestres, siendo luego incumplidas sistemáticamente las obligaciones asumidas por parte del Estado Nacional.

Mediante la Resolución MINEM N° 6 y 7/16, y a partir del 1° de febrero de 2016, se reajusta el cuadro tarifario vigente de las Distribuidoras dentro del marco del Régimen Tarifario de Transición, el cual constituye la adecuación de los cuadros tarifarios existentes por el reajuste semestral pendiente.

Adicionalmente, la mencionada Resolución MINEM N° 7 /16 instruye al ENRE a llevar a cabo la RTI.

Finalmente, mediante Resolución ENRE N° 63/17 del 31 de enero de 2017, se procede a aprobar el cuadro tarifario resultantes del proceso de la RTI, a ser aplicado por la Sociedad a partir del 1° de febrero de 2017.

Sin embargo, la mencionada Resolución N° 63/17 indica que el ENRE, por instrucción del MINEM debe limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, a un máximo de 42% respecto del VAD vigente a la fecha de emisión de la mencionada resolución, debiendo completar la aplicación del valor restante del nuevo VAD, en dos etapas, la primera en noviembre 2017 y la segunda y última en febrero de 2018.

Adicionalmente a lo expuesto, el ENRE, deberá reconocer a EDENOR la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI en 48 cuotas a partir del 1° de febrero de 2018, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

Por otra parte, la misma resolución establece el procedimiento para la determinación del mecanismo de monitoreo de variación de costo propio de distribución, cuya “cláusula gatillo” será aplicable cuando el semestre objeto de control arroje una variación superior al 5%. En este sentido, en agosto de 2017, verificada la ejecución de la cláusula gatillo, la compañía solicitó aplicar la variación del CPD para el primer semestre de control enero - junio 2017, que ascendió a 11,63%.

Recientemente, el ENRE aprobó el tercer ajuste, a partir del 1° de agosto de 2018, por un total de 15,89% (Resolución 208/2018). Sin embargo, se dispuso la aplicación en dos etapas: 50% desde agosto 2018 y 50% a partir del 1° de febrero de 2019. Mediante la Resolución 27/2019 se autorizó la aplicación efectiva de todos los ajustes pendientes de aprobación.

- i. Actualización del Costo Propio de Distribución (CPD o VAD) del 24%, que si bien correspondía a partir del 1° de febrero de 2019, se decidió postergarlo al 1° de marzo;
- ii. La segunda cuota de 7,95% del ajuste al CPD del semestre pasado que había sido diferida para febrero 2019;
- iii. Ajuste por inflación de las 36 de las 48 cuotas mensuales que quedan por la compensación correspondiente a la aplicación en cuotas de la RTI;
- iv. Ajuste por inflación del efecto del diferimiento en dos cuotas de 50% del ajuste del CPD del semestre pasado, a cobrarse en 6 cuotas mensuales.

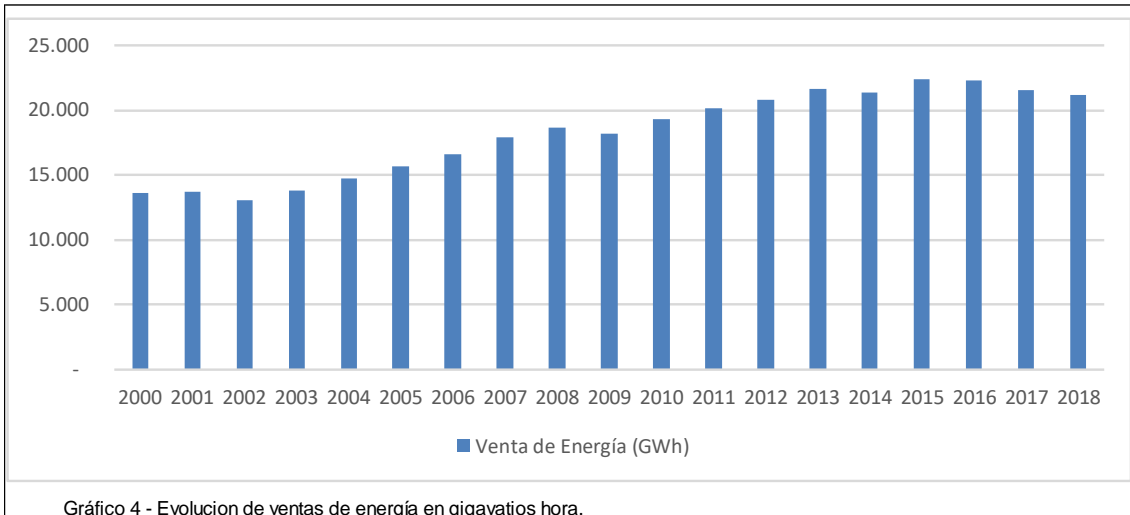
Como consecuencia de los hitos tarifarios antes mencionados, es de esperar que el segundo y tercer trimestre de 2019 devengue ingresos adicionales que en parte corresponden al diferimiento de ingresos de períodos anteriores.

El 28 de febrero de 2019, se firmó entre el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires un acuerdo que dispone que a partir del 1° de marzo de 2019 se inicia el proceso de traspaso de Edenor y Edesur a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, por medio de la cual estas últimas pasarán a ejercer el poder de policía sobre el servicio público que prestan las concesionarias, reemplazando en dicho rol al Estado Nacional, concedente original.

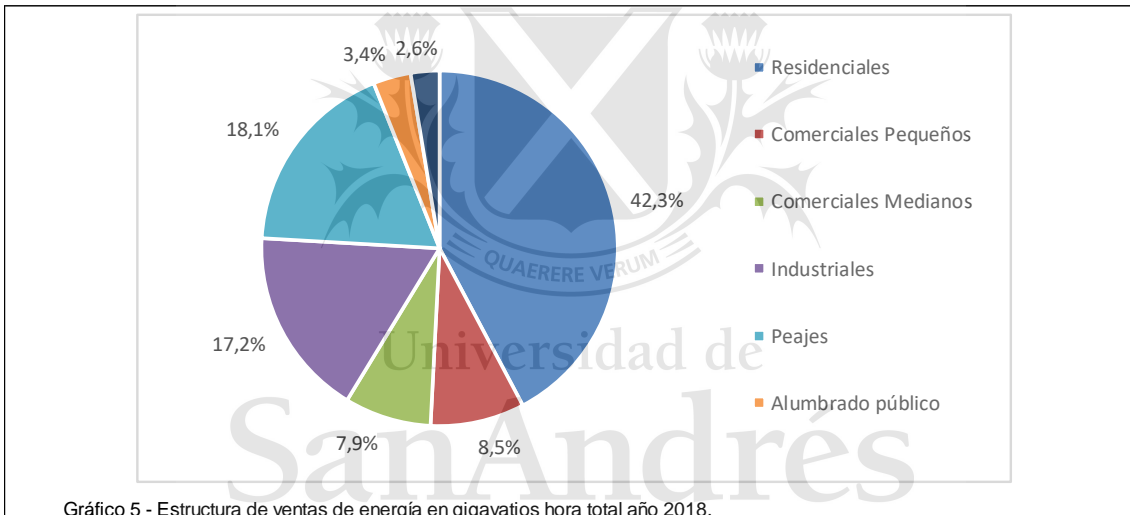
En principio, este acuerdo no implicaría cambios sustanciales respecto a la regulación, determinación de tarifas, incrementos futuros, senderos de calidad de servicios, tales como se establecieron en la última RTI.

4.2 Demanda de energía

La demanda de energía en los últimos años fue creciente, principalmente motivada por el bajo precio relativo del costo del servicio frente a otros bienes. Esta situación mostro un pico en el año 2015, último de la administración Kirchnerista. Con la nueva administración a cargo del Poder Ejecutivo Nacional y con el objetivo de disminuir el déficit fiscal se estableció una senda de quita de subsidios, afectando la demanda de la distribuidora.



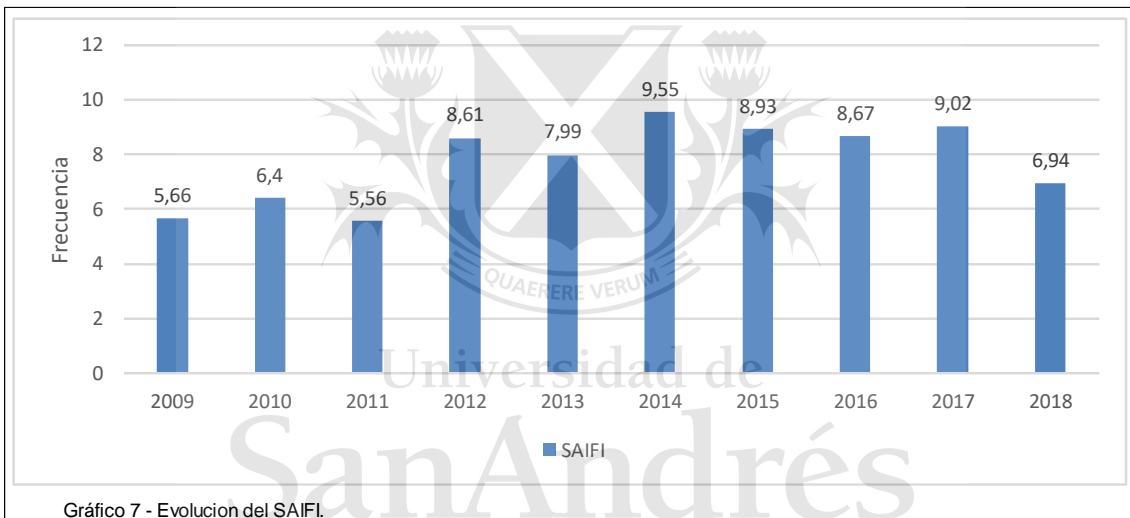
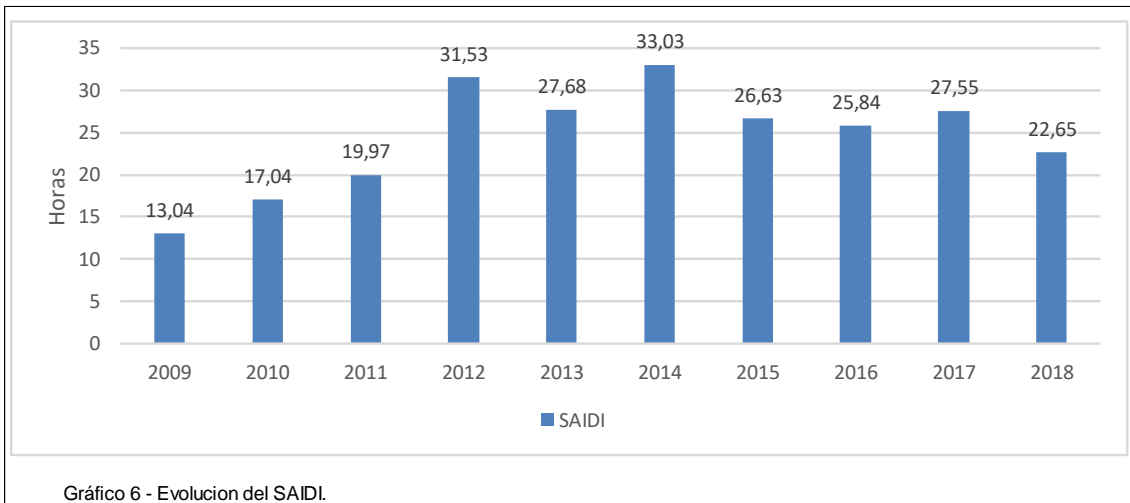
La estructura de ventas de la compañía se resume en el siguiente cuadro:



4.3 Calidad del servicio

Como se observa en los siguientes gráficos, junto con el atraso tarifario sobrevinieron las ineficiencias de la compañía.

Los indicadores de duración media de la interrupción del servicio, SAIDI por sus siglas en inglés (*System Average Interruption Duration Index*) y de frecuencia de interrupción media por cliente, SAIFI por sus siglas en inglés (*System Average Interruption Frequency Index*) constituyen indicadores de calidad de servicio de las compañías de distribución de energía. El SAIDI muestra la duración de las interrupciones medias por suministros mientras que el SAIFI es un indicador de frecuencia o cantidad de interrupciones por suministro.



Conforme al contrato de concesión, la compañía está obligada a cumplir con los estándares de calidad especificados con respecto a la calidad del producto entregado (electricidad) y la calidad del servicio prestado. Los estándares de calidad relacionados con el producto técnico se refieren a los niveles de voltaje de la electricidad. La concesión de EDENOR establece brechas de interrupciones admisibles en el nivel de voltaje no pueden excederse.

Otro parámetro de ineficiencia lo constituye el nivel de pérdida de energía. Las pérdidas de energía son equivalentes a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida. El nivel de pérdidas está asociado a la calidad de las redes y al nivel de delincuencia en la red. Existen dos subtipos de pérdida de energía, la técnica asociada

al estado de las redes y la no técnica asociada al fraude o robo de energía por suministros clandestinos.

Las pérdidas técnicas se relacionan con la energía que se pierde durante el transporte y distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores que transportan la electricidad desde los centros de distribución (estaciones transformadoras) a los clientes. Si bien las pérdidas técnicas no pueden ser eliminadas por completo, es posible reducirlas mediante mejoras en la red. Con bajos niveles de tarifa la calidad de las redes empeoró y consecuentemente el nivel de pérdida técnica aumento. Con el aumento de tarifas las inversiones en bienes de capital permitieron mejorar el estado de las redes disminuyendo la perdida técnica y en contraposición, a mayores tarifas el nivel de delincuencia aumenta si no se realizan las campañas de lucha contra el fraude correspondientes.

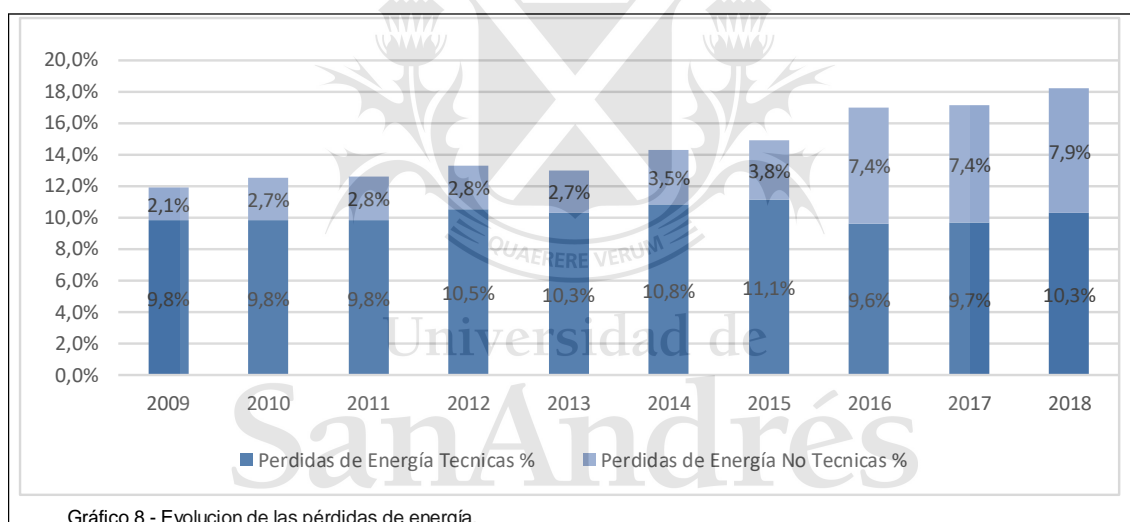


Gráfico 8 - Evolucion de las pérdidas de energía.

4.4 Análisis económico-financiero de la compañía

4.4.1 Contexto Macroeconómico actual

La economía argentina atravesó en 2018 una fuerte crisis cambiaria que comenzó en abril. La devaluación del peso impactó negativamente sobre la actividad económica y la inflación, lo cual se sumó a una sequía histórica que afectó la actividad agropecuaria y las exportaciones. Los datos indican que el PIB tuvo una caída de 2,5% en 2018, con la mayoría de los sectores en retroceso. El salario, tras un 2017 de recuperación de poder adquisitivo, tuvo un mal 2018 y perdió cerca de 13 puntos porcentuales contra la inflación.

Superada la primer etapa de la crisis cambiaria, y de la mano de un plan de estabilización del FMI, el Presupuesto 2019 presentado por el Poder Ejecutivo Nacional apunta a un 2019 donde el crecimiento estará traccionado por las exportaciones, una recuperación del salario real y una situación externa aliviada por el mayor tipo de cambio real, con las consecuentes mejoras sobre la competitividad. Tras un incremento superior al 100% del tipo de cambio nominal en 2018, el tipo de cambio real actual permite proyectar una balanza comercial superavitaria y una menor demanda de dólares del sector privado. Por otro lado, el acuerdo firmado con el FMI por 57 mil millones de dólares asegura el cumplimiento del programa financiero en 2019 e incluso contempla un sobrante de dólares en torno a los 11 mil millones, que el fisco volcará al mercado cambiario con un cronograma que será anunciado durante el primer trimestre del año.

En el terreno fiscal, el Gobierno se comprometió con el FMI a reducir el déficit primario a cero en 2019 y obtener superávit primario de 1% en 2020. El crecimiento de las exportaciones y su reflejo en la recaudación tributaria sumado a un programa de ajuste del gasto primario que incluye reducción de los subsidios económicos y del gasto de capital serán los principales instrumentos para lograr alcanzar este objetivo.

En cuanto a los precios, el incremento del tipo de cambio de 2018 generó un salto de la inflación que a la fecha no se espera un desaceleramiento en el corto plazo.

4.4.2 Análisis de resultados

Estado de Resultados	2017	2018	Var %
Venta de Energía	24.171,5	45.249,3	87%
Compra de Energía	- 12.825,6	- 26.150,3	104%
Contribucion Marginal Eléctrica	11.345,9	19.099,0	68%
Otros ingresos	218,0	333,4	53%
Gastos Operativos	- 8.639,0	- 14.597,4	69%
EBITDA	2.924,9	4.835,0	65%
Depreciaciones y Amortización	- 430,3	- 581,3	35%
EBIT	2.494,6	4.253,7	71%
Resultado Financiero	- 1.371,2	- 4.497,9	228%
Resultado antes de impuesto	1.123,4	244,2	-122%
Impuesto a las Ganancias	- 441,2	13,1	-103%
Resultado Neto	682,2	231,1	-134%

Tabla 2. Estado de resultados al 31.12.2018 en millones de pesos en moneda de cada período.

Los valores y variaciones se presentan en cifras nominales o históricas sin ajuste por inflación.

Los ingresos por ventas de energía crecieron 87%, que neto de las compras de energía arrojaron una contribución marginal eléctrica de \$ 19.099 millones de pesos mostrando un incremento del 68%

Los ajustes de VAD consecuencia del mecanismo de ajuste de los costos propios de distribución, con impacto económico en 2018 se pueden resumir en:

- Agosto 2017, se otorgó un ajuste del 12% diferido al mes de diciembre 2018.
- Febrero 2018, se otorgó un ajuste del 12% con aplicación efectiva.
- Agosto 2018, se otorgó un ajuste del 8% difiriendo a febrero 2019 la aplicación de 6,51%.

El incremento en los ingresos por servicios se vio parcialmente reducido en parte por una caída en el volumen de ventas de energía del 1,5%, alcanzando 21.175 GWh comparado con 21.503 GWh en 2017, debido principalmente a una disminución de 2,1% en la demanda de usuarios residenciales, de 1,1% en usuarios comerciales medianos, de 3,6 en peajistas, de 4,8% en usuarios comerciales medianos en parte compensada por un aumento de 2,8% en usuarios comerciales pequeños, de 2,4% en alumbrado público y 14,5% en asentamientos y barrios carenciados, estos últimos bajo el régimen de tarifa social.

Venta de energía GWh	2017	2018	Var %
Residenciales	9.143	8.948	-2,1%
Comerciales Pequeños	1.761	1.810	2,8%
Comerciales Medianos	1.754	1.669	-4,8%
Industriales	3.686	3.646	-1,1%
Peajes	3.968	3.824	-3,6%
Alumbrado público	708	725	2,4%
Asentamientos y Barrios Carenciados	483	553	14,5%
Total venta de energía en GWh	21.503	21.175	-1,5%

Tabla 3. Venta de energía por tipo de cliente.

Con respecto a la cantidad de suministros o clientes se observa un crecimiento del 3,1% en el último año según se observa en la tabla de abajo.

Cantidad de Clientes	2017	2018	Var %
Residenciales	2.579.705	2.677.554	3,8%
Comerciales Pequeños	329.102	322.711	-1,9%
Comerciales Medianos	33.505	32.088	-4,2%
Industriales	6.866	6.857	-0,1%
Peajes	704	699	-0,7%
Alumbrado público	21	21	0,0%
Asentamientos y Barrios Carenciados	426	456	7,0%
Total de Clientes	2.950.329	3.040.386	3,1%

Tabla 4. Cantidad de clientes por categoría.

Los gastos operativos mostraron un crecimiento del 69% en 2018 alcanzando los 14.597 millones de pesos. Esto se explica por las variaciones que se observan la siguiente tabla.

Gastos Operativos	2017	2018	Var %
Gastos en Personal	4.322	5.089	17,8%
Operación y Mantenimiento	2.390	4.045	69,3%
Multas y Penalidades	520	2.707	420,8%
Prevision por Incobrables	235	800	240,3%
Impuestos y tasas	556	1.181	112,4%
Otros gastos operativos	617	776	25,7%
Total gastos operativos	8.639	14.597	69,0%

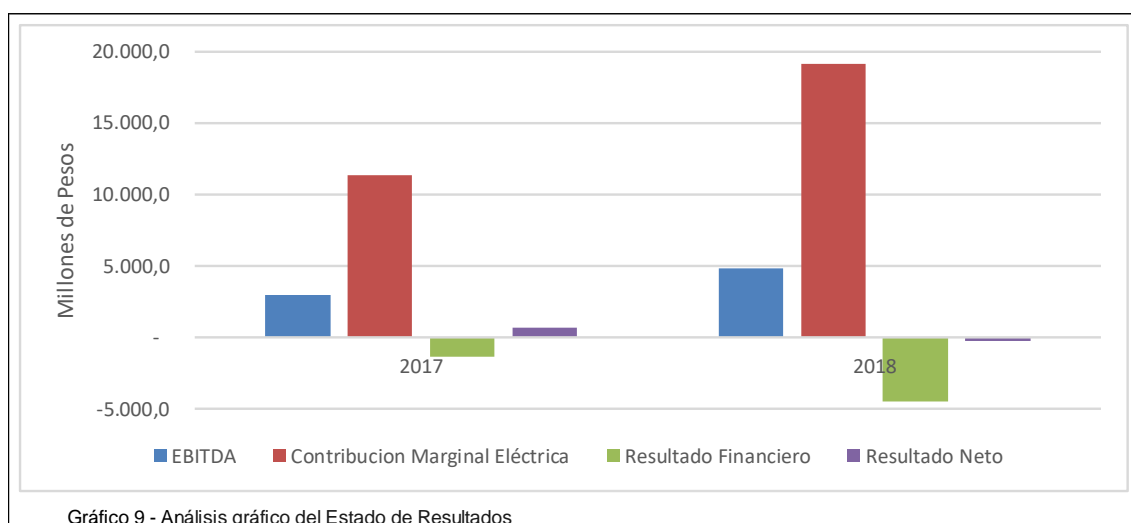
Tabla 5. Gastos operativos en millones de pesos en moneda de cada período.

La variación en gastos en personal se explica principalmente por las paritaria acordadas en 2018, que como consecuencia de la las mismas el gasto en personal se incrementó en 17,8%.

Los gastos en operación y mantenimiento se vieron incrementados por la mayor actividad de la compañía en acciones de mantenimiento de la red, podas y tareas relativas a detección de fraudes, que junto con el efecto inflacionario el mismo se incrementó en un 69,3%.

Con respecto a las multas por calidad de servicio y producto, las mismas guardan relación con la tarifa que la compañía cobra a sus clientes, que sumado al cambio de aplicación de multas que trajo aparejada la RTI de 2017, las mismas aumentaron en un 420% durante 2018.

Como consecuencia de las variaciones antes descritas, el EBITDA del año 2018 de la compañía creció significativamente con respecto a 2017 mostrando una variación del 65%.



Sin embargo, los resultado financieros de la compañía motivados por la variación en el tipo de cambio, se incrementaron en un 228% arribando a un saldo negativo de 4.498 millones de pesos, derivando en una utilidad neta negativa de 231,1 millones de pesos.

4.4.3 Capital de Trabajo

Los vaivenes tarifarios y regulatorios de los últimos años dejaron sus secuelas en el capital de trabajo de las distribuidoras de energía del país y en especial de Edenor.

Capital de Trabajo	2017	2018	Var %
Inventarios	392	1.260	221,5%
Otros créditos	201	242	20,7%
Creditos por ventas	5.679	7.588	33,6%
Deudas comerciales	- 9.195	- 14.609	58,9%
Otras deudas	- 370	- 1.922	418,9%
Ingresos diferidos	- 3	5	59,1%
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	- 1.220	- 1.743	42,8%
Planes de beneficios	- 31	32	3,1%
Deudas fiscales	- 1.053	784	-25,6%
Capital de Trabajo	- 5.603	10.006	78,6%

Tabla 6. Capital de trabajo en millones de pesos en moneda de cada período.

El capital de trabajo negativo y el patrimonio neto reflejan el deterioro de la situación patrimonial y financiera como consecuencia de la demora en el cumplimiento por parte

del Estado Nacional de sus obligaciones y el incremento constante de los costos operativos, que fueron absorbidos a efectos de cumplir con la ejecución del plan de inversiones y la realización de tareas de operación y mantenimiento necesarias para mantener una satisfactoria prestación del servicio en términos de calidad y de seguridad.

Pasivos Regulatorios

Se encuentra aún pendiente de definición el tratamiento definitivo a otorgar, por parte del MINEM, como consecuencia del incumplimiento antes mencionado, incluyendo en nivel de sanciones, los saldos remanentes con CAMMESA y otros efectos derivados de las medidas parciales adoptadas durante los años previos a la vigencia de la nueva RTI.

Estos aspectos incluyen entre otros:

- i. el tratamiento de los fondos recibidos del Estado Nacional a través de los mutuos celebrados con CAMMESA, con destino al cumplimiento del Plan de Inversiones Extraordinarias. Dicho monto asciende a 2.282 millones de pesos.
- ii. las condiciones para la cancelación del saldo pendiente con CAMMESA, monto que asciende a 7.828 millones de pesos.
- iii. el tratamiento a otorgar a las Sanciones y Bonificaciones pendientes de cancelación, dispuestas por el ENRE, equivalente a 6.933 millones de pesos.

4.4.4 Deuda Financiera

Al 31 de diciembre de 2018, el capital pendiente de amortización de deuda financiera denominada en dólares es de USD 211,7, millones. De este monto, USD 171,9 millones corresponden a las Obligaciones Negociables con vencimiento en 2022 (de ellos, USD 10,2 mil están en posesión de la compañía), y USD 50 millones a la deuda bancaria tomada con el Industrial and Commercial Bank of China Dubai (ICBC) por un plazo de 36 meses y a tasa Libor 6-meses más un spread del 2,75% incremental semestralmente.

Al 31 de marzo de 2019 el capital pendiente de amortización de deuda financiera denominada en dólares es de USD 215,2 millones. El pasivo financiero se compone de USD 165,2 millones correspondientes a las Obligaciones Negociables con vencimiento en 2022, neto de recompras y USD 50 millones a la deuda bancaria con el ICBC.

El saldo de efectivo y equivalente de efectivo al 31 de marzo de 2019 asciende a USD 78,1 millones, arribando a una deuda neta de USD 137,2 millones.

5. Metodologías de valuación: presentación de enfoques a utilizar

5.1 Flujo de fondos descontados

El método de valuación a utilizar será el de flujo de fondos descontados, DCF por sus siglas en inglés (*Discounted cash flow*), el cual consiste en obtener el valor de la compañía a partir de la proyección de sus principales variables, para descontarlos a una tasa de descuento que refleje las características propias de la compañía, es decir el riesgo inherente del negocio.

Es la metodología de valuación más utilizada en el mercado para valorar compañías, dado que exige una proyección integral de los diferentes ítems que componen el negocio y se fundamenta en el supuesto de valor tiempo del dinero.

El flujo de fondos descontados se basa en proyecciones del estado de resultados de la compañía a valorar y sus flujos de fondos.

La valuación de la compañía se compone principalmente de dos partes:

Parte I: Valuación de los flujos de caja libres (disponibles) para los proveedores de capital (acreedores y accionistas) entre los años 2019 y 2028. Estas proyecciones reflejan los supuestos establecidos y el plan de negocios previsto para la empresa a valorar. Parte II: Valuación del valor terminal, tomando el flujo de caja libre para el último periodo de proyección como una perpetuidad creciente a una determinada tasa de crecimiento orgánico.

Estos flujos de fondos son descontados a una tasa de interés que refleja el promedio ponderado del costo de capital (deuda y capital propio) para una estructura de capital objetivo de largo plazo, WACC por sus siglas en inglés (*Weighted average cost of capital*), lo que resulta en el valor presente de la empresa a valorar teniendo en cuenta los distintos riesgos implícitos (país, mercado, negocio, etc.).

5.2 Múltiplos compañías públicas

Esta metodología presenta el atractivo de su simpleza, pero al mismo tiempo esconde posibles distorsiones dado que el universo de compañías públicas seleccionadas generalmente no posee idénticas características a la empresa bajo análisis (e.g. situación competitiva, líneas de negocio, tecnología, estructura de capital, etc.) y/o el mercado no es comparable con el de Argentina, principalmente en términos regulatorios.

Sin embargo, emplearé este método como una prueba de razonabilidad del valor obtenido a través del flujo de fondos descontado.

Me basaré en la selección de un grupo de empresas públicas como comparables aproximados a la compañía. Los múltiplos son utilizados para determinar un rango de valuación comparable, suponiendo que el valor compañía de la empresa bajo análisis puede calcularse en base al valor de mercado de compañías comparables que cotizan en bolsa.

6. Valuación por Flujo de Fondos Descontados

El modelo de valuación por Flujo de Fondos Descontados descuenta el flujo de efectivo libre, es decir, el flujo disponible para accionistas y acreedores al costo promedio ponderado del capital. Como resultado de este ejercicio obtenemos el valor compañía, al cual se debe sustraer la deuda financiera para arribar al valor del capital.

Valuar el patrimonio de una compañía a través de esta metodología implica:

- i. Proyectar las operaciones de la compañía y descontar el flujo de efectivo libre a costo promedio ponderado del capital.
- ii. Identificar los activos no operativos, como el exceso de efectivo e inversiones transitorias, subsidiarias no consolidadas y otros activos que no se incluyen en las proyecciones. Sumar estos activos al valor arrojado por el descuento de flujo de fondos.
- iii. Identificar y valorar todas las deudas y otras obligaciones que la compañía posee con terceros.
- iv. Restar el valor de la deuda y otros reclamos de no liquidez de la empresa para determinar el valor del patrimonio. Para estimar el valor por acción, dividir el valor patrimonial por el número de acciones actuales en circulación.

6.1 Proyección de las operaciones de la compañía

A continuación se presentarán los supuestos utilizados para la proyección de las distintas variables que componen el flujo de fondos de la compañía.

6.1.1 Proyección del Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA)

La proyección del EBITDA implica la proyección de las variables claves del negocio y debido a su importancia es la primer línea del modelo de flujo de fondos descontados.

Al mismo se arriba a través de la proyección de las siguientes variables del negocio.

6.1.1.1 Contribución Marginal Eléctrica

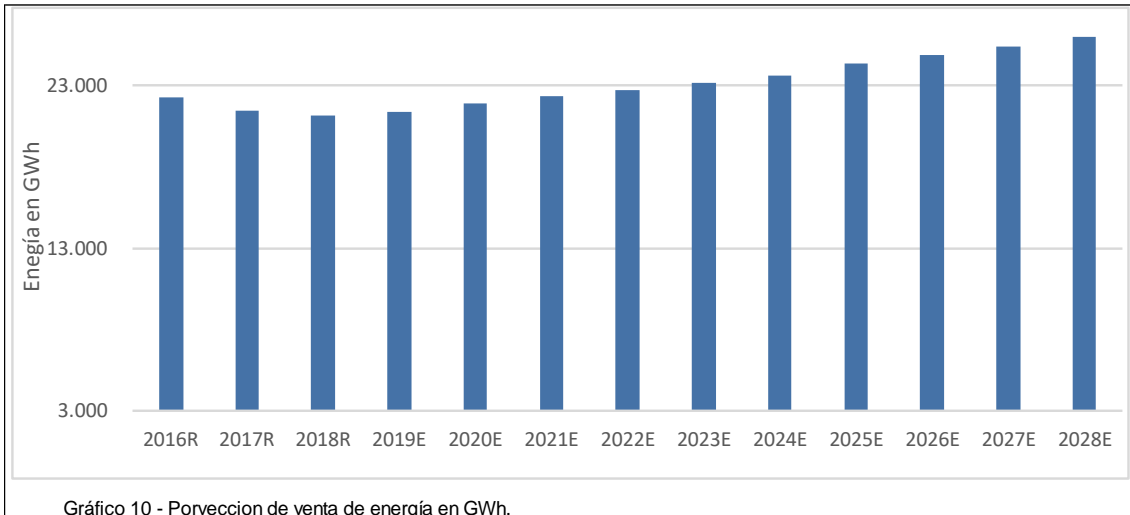
La contribución marginal eléctrica corresponde a la diferencia entre las ventas de energía y el costo de compra de energía. Tal como se explicó anteriormente el costo de energía representa un *pass through* para la compañía, es decir un costo que se traslada de manera automática a la los usuarios a través de la tarifa. Es por este motivo que la variable clave de negocio que decidí proyectar es la contribución marginal eléctrica y las compras de energía, y como resultado de la sumatoria de ambas la venta de energía.

La proyección de la contribución marginal eléctrica supone la consideración de los siguientes aspecto:

Balance de energía

La proyección del balance de energía implica la proyección de cantidad de energía vendida a cada uno de los segmentos de clientes, la perdida de energía estimada y por consiguiente la compra de energía.

En cuando a la proyección de cantidad de energía vendida, la misma se resume en el siguiente gráfico.



Las estimaciones de ventas muestran un crecimiento promedio anual entorno al 2%. Este crecimiento es producto del comportamiento de las variables cantidad de clientes y consumo específico, es decir consumo medio mensual por cliente.

Para la proyección de ventas se tomó las siguientes consideraciones según el segmento tarifario, basado en el análisis de regresión que se detalla en el anexo de este trabajo.

- Clientes residenciales. Se mantiene el consumo específico de 278 KWh por mes. El crecimiento en las ventas en este segmento se ve impulsado por el aumento en la cantidad de suministros. Se proyectó un crecimiento en la cantidad de suministros del 3,6% anual en base al promedio de los últimos dos años.
- Clientes comerciales pequeños y medianos, clientes industriales y peajistas, se prevé una caída en la energía distribuida en 2019 como consecuencia del contexto macroeconómico. A partir de 2020 se muestra un crecimiento acorde a la historia de la compañía y al producto bruto interno proyectado.
- Alumbrado público, se proyecta un consumo estable a lo largo de todo el período. Esto se sustenta en las características del área de concesión de EDENOR, donde la urbanización en términos de alumbrado público es plena.
- Asentamientos y barrios carenciados. Se prevé un aumento en el consumo específico en base a la historia de la compañía, acompañado de un crecimiento en la cantidad de suministros bajo este segmento tarifario.

Como consecuencia de lo antes descrito se proyectan los siguiente volúmenes de ventas por segmento tarifario.

Venta de energía en GWh	2017R	2018R	2019E	2020E	2021E	2022E
Residenciales	9.143	8.948	9.266	9.595	9.936	10.289
Comerciales Pequeños	1.761	1.810	1.791	1.838	1.837	1.836
Comerciales Medianos	1.754	1.669	1.652	1.729	1.714	1.707
Industriales	3.686	3.646	3.604	3.634	3.648	3.678
Peajes	3.968	3.824	3.780	3.818	3.868	3.883
Alumbrado público	708	725	725	725	725	725
Asentamientos y Barrios Carenciados	483	553	592	582	598	611
Venta de energía	21.503	21.175	21.410	21.920	22.326	22.729
<i>Variación vs año anterior</i>	-3,4%	-1,5%	1,1%	2,4%	1,9%	1,8%

Venta de energía en GWh	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E
Residenciales	10.655	11.034	11.426	11.832	12.252	12.688
Comerciales Pequeños	1.850	1.870	1.938	1.946	1.961	1.987
Comerciales Medianos	1.706	1.724	1.823	1.815	1.824	1.832
Industriales	3.707	3.746	3.817	3.848	3.913	3.963
Peajes	3.888	3.929	4.010	4.081	4.131	4.157
Alumbrado público	725	725	725	725	725	725
Asentamientos y Barrios Carenciados	620	620	609	626	640	649
Venta de energía	23.151	23.647	24.348	24.874	25.446	26.000
<i>Variación vs año anterior</i>	1,9%	2,1%	3,0%	2,2%	2,3%	2,2%

Tabla 7. Venta de energía proyectada por categoría de clientes en gigavatio horas.

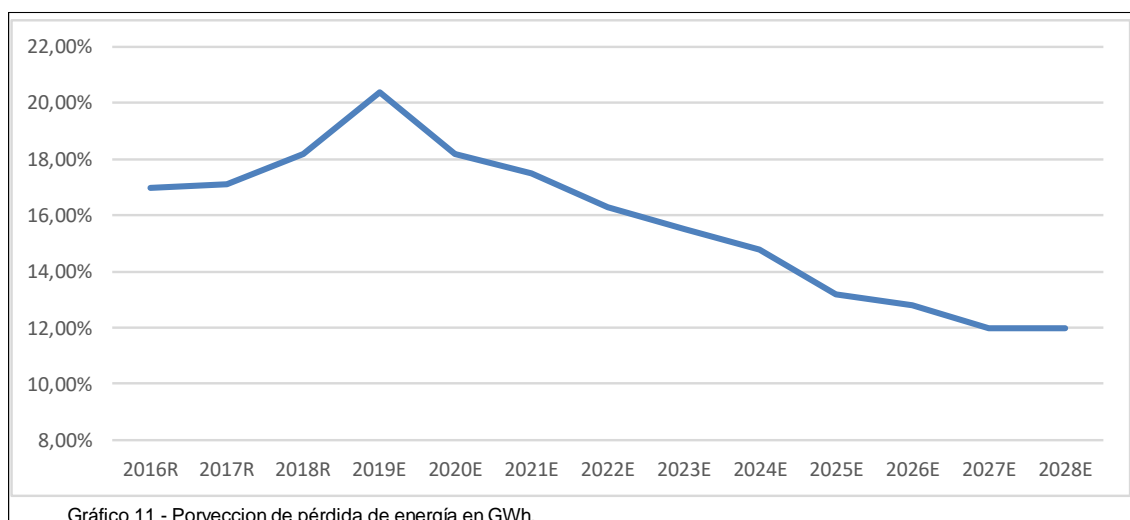
Otro aspecto determinante en cuanto a la proyección del margen corresponde a la estimación de pérdidas de energía. Las pérdidas de energía son equivalentes a la diferencia entre la energía que ingresa al sistema (compra más peaje) y la energía que egresa del sistema (ventas).

Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$\text{Pérdida de Energía \%} = \frac{\text{Energía Vendida}}{(\text{Energía comprada} + \text{Peaje})} - 1$$

Formula 1: Porcentaje de perdida de energía

La pérdida de energía proyectada es la siguiente:



Se proyecta un pico en 2019 como consecuencia del congelamiento tarifario la compañía deberá reducir el nivel de inversiones, lo que traerá aparejado mayor nivel de pérdidas técnicas. Por otro lado los efectos de la situación macro económica impactará negativamente en la pérdida no técnica. A partir de 2020 se proyecta un sendero de eficiencia en donde los niveles de pérdidas se reducen paulatinamente a niveles estándar de la industria.

Por último, y como resultado de la proyección de ventas y perdidas de energía, se estimó el nivel de compras de energía. Partiendo de la fórmula de pérdidas antes descrita se arriba a la compra en GWh necesaria para hacer frente a la demanda estimada y a los niveles de pérdidas proyectados.

$$\text{Energía Comprada} = \frac{\text{Energía Vendida}}{(1 - \text{Pérdida de energía \%})} - \text{Peaje}$$

Formula 2: Cálculo energía comprada.

El resultado de las estimaciones se traduce en el Balance de Energía que a continuación se detalla:

Balance de Energía	2017R	2018R	2019E	2020E	2021E	2022E
Venta de energía	21.503	21.175	21.410	21.920	22.326	22.729
Compra de Energía	21.970	22.055	23.117	22.971	23.193	23.273
Energía Demandada	25.938	25.879	26.897	26.790	27.062	27.155
Perdida de Energía GWh	4.435	4.704	5.487	4.870	4.736	4.426
Perdida de Energía	17,1%	18,2%	20,4%	18,2%	17,5%	16,3%
Balance de Energía	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E
Venta de energía	23.151	23.647	24.348	24.874	25.446	26.000
Compra de Energía	23.510	23.826	24.040	24.444	24.785	25.389
Energía Demandada	27.398	27.755	28.050	28.525	28.916	29.546
Perdida de Energía GWh	4.247	4.108	3.703	3.651	3.470	3.545
Perdida de Energía	15,5%	14,8%	13,2%	12,8%	12,0%	12,0%

Tabla 8. Balance de energía proyectado en gigavatio horas.

Tarifa

La factura que finalmente abonan los usuarios finales del servicio, excluyendo los grandes usuarios del MEM, contiene básicamente 4 componentes: costo de abastecimiento, costo de transporte, valor agregado de distribución e impuestos. Estos últimos no se consideraron en las proyecciones ya que su traslado al usuario final es inmediato y al igual que su ingreso al fisco, generando impactos financieros menores en la compañía.

El costo de abastecimiento se determinó a un valor fijo en dólares por megavatio hora, manteniendo su valor en pesos fijo durante 2019 de acuerdo al congelamiento tarifario determinado por el Poder Ejecutivo Nacional.

Como se mencionó anteriormente, la Resolución MINEM N° 7 /16 instruyó al ENRE a llevar a cabo la RTI y luego mediante Resolución ENRE N° 63/17 del 31 de enero de 2017, se procedió a la aprobación el cuadro tarifario resultantes del proceso de la RTI, a ser aplicado por la Sociedad a partir del 1° de febrero de 2017.

El valor agregado de distribución se proyectó en pesos ajustando por el mecanismo de redeterminación de costos propios de distribución establecidos en la revisión tarifaria integral. El mismo reconoce ajustes semestrales en bases a la evolución del nivel de precios. En este trabajo el mismo se simplifica ajustando la contribución marginal eléctrica por megavatio hora por inflación proyectada.

Los valores proyectados en base a la metodología descrita son los siguientes:

	2017R	2018R	2019E	2020E	2021E	2022E
Monómico de Compra (ARP/MWh)	583,8	1.185,7	1.623,2	2.327,1	2.762,3	3.202,1
Variación vs año anterior	119,6%	103,1%	36,9%	43,4%	18,7%	15,9%
CME (ARP/MWh)	527,6	902,0	1.190,6	1.580,4	1.880,7	2.186,2
Variación vs año anterior	70,4%	70,9%	32,0%	32,7%	19,0%	16,2%
	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E
Monómico de Compra (ARP/MWh)	3.648,1	4.083,7	4.489,9	4.847,1	5.161,4	5.444,5
Variación vs año anterior	13,9%	11,9%	9,9%	8,0%	6,5%	5,5%
CME (ARP/MWh)	2.494,5	2.793,4	3.069,4	3.308,6	3.521,3	3.711,4
Variación vs año anterior	14,1%	12,0%	9,9%	7,8%	6,4%	5,4%

Tabla 9. Proyección de precios de energía por megavatios hora.

6.1.1.2 Gastos de operación

Las estimación de gastos de operaciones para el periodo de proyección se pueden resumir en el siguiente cuadro:

	2017R	2018R	2019E	2020E	2021E	2022E
Gastos en Personal	4.322	5.089	6.070	7.329	8.575	9.862
Operación y Mantenimiento	2.390	4.045	5.005	6.043	7.070	8.131
Multas y Penalidades	520	2.707	3.615	5.270	6.374	7.528
Prevision por Incobrables	235	800	1.068	1.557	1.883	2.224
Impuestos y tasas	556	1.181	1.577	2.299	2.781	3.284
Otros gastos operativos	617	776	959	1.158	1.355	1.559
Total gastos operativos	8.639	14.597	18.294	23.657	28.040	32.588
Variación vs año anterior	-3,6%	69,0%	25,3%	29,3%	18,5%	16,2%
	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E
Gastos en Personal	11.144	12.370	13.483	14.427	15.292	16.057
Operación y Mantenimiento	9.188	10.199	11.117	11.895	12.608	13.239
Multas y Penalidades	8.745	10.001	11.302	12.455	13.564	14.636
Prevision por Incobrables	2.584	2.955	3.340	3.680	4.008	4.325
Impuestos y tasas	3.815	4.363	4.931	5.434	5.917	6.385
Otros gastos operativos	1.761	1.955	2.131	2.280	2.417	2.538
Total gastos operativos	37.238	41.842	46.303	50.171	53.807	57.179
Variación vs año anterior	14,3%	12,4%	10,7%	8,4%	7,2%	6,3%

Tabla 10. Proyección de gastos operativos en millones de pesos.

Los gastos en personal, gastos en operación y mantenimiento y otros gastos operativos se proyectaron asumiendo el mismo nivel de actividad de la compañía de 2018 ajusta por inflación proyectada.

Los gastos denominados multas y penalidades corresponden a sanciones impuestas por el ENRE por incumplimiento en los parámetros de calidad de servicio, calidad de producto y atención comercial se proyectaron como porcentaje sobre venta de energía, asumiendo un 6% para todo el período de proyección en base a 2018.

Previsión por incobrables e impuestos y tasas se proyectaron como porcentaje sobre ventas manteniendo el mismo ratio de 2018 de 1,8% y 2,6% respectivamente.

6.1.1.3 Otros ingresos

Los otros ingresos se componen de resultados regulados o no regulados asociados a la prestación del servicio principal: distribución de energía. Dentro de los regulado contamos con cargos por conexiones, reconexiones e ingresos por contribuciones de clientes; y dentro de los no regulados encontramos derechos por usos de postes, comisiones por cobranzas, servicios brindados por terceros, entre otros.

Los otros ingresos se proyectaron como porcentaje sobre ventas de energía del 0,7%.

Como resultado de las proyecciones de ingresos, costos y gastos operativos, el EBITDA proyectado para cada año de la proyección es el siguiente:

	2017R	2018R	2019E	2020E	2021E	2022E
Venta de Energía	24.172	45.249	60.426	88.099	106.560	125.843
Compra de Energía	- 12.826	- 26.150	- 37.525	- 53.458	- 64.066	- 74.521
Contribucion Marginal Eléctrica	11.346	19.099	22.901	34.641	42.494	51.322
Reconocimiento de resultados por resoluciones	-	-	-	-	-	-
Otros ingresos	218	333	445	649	785	927
Gastos Operativos	- 8.639	- 14.597	- 18.294	- 23.657	- 28.040	- 32.588
EBITDA	2.925	4.835	5.053	11.633	15.239	19.662
<i>EBITDA USD</i>	176,7	163,6	109,6	200,0	220,7	245,6
	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E
Venta de Energía	146.195	167.181	188.936	208.216	226.745	244.662
Compra de Energía	- 85.767	- 97.297	- 107.937	- 118.483	- 127.925	- 138.230
Contribucion Marginal Eléctrica	60.428	69.884	80.999	89.733	98.820	106.433
Reconocimiento de resultados por resoluciones	-	-	-	-	-	-
Otros ingresos	1.077	1.232	1.392	1.534	1.670	1.802
Gastos Operativos	- 37.238	- 41.842	- 46.303	- 50.171	- 53.807	- 57.179
EBITDA	24.267	29.273	36.088	41.096	46.684	51.057
<i>EBITDA USD</i>	266,1	286,7	321,5	339,1	361,8	375,1

Tabla 11. Proyeccion de EBITDA en millones de pesos.

6.1.2 Inversiones en bienes de capital

El Plan de Inversiones, CAPEX por sus siglas en inglés (Capital Expenditures), anunciado por EDENOR en la presentación de la RTI fue de 26.000 millones de pesos en 5 años con el fin de mejorar su servicio y ampliar su red de distribución. Teniendo en cuenta la necesidad de la compañía de mejorar su red luego de más de una década de incumplimiento de contrato de concesión, luego de la RTI la compañía intensificó sus tareas de mejoras sobre la red tal como se observa en los años 2017 y 2018. Para los próximos años se prevé cumplir con el requerimiento de inversiones comprometida

hasta 2021. En 2022 se retomaría un nivel de inversiones normalizado en un 50% con respecto al EBITDA.

	2017R	2018R	2019E	2020E	2021E	2022E
Inversion en Activos Operativos en AR\$	4.126	7.610	6.480	7.825	9.155	10.529
Inversion en Activos Operativos en US\$	249	258	141	134	133	132
CAPEX / EBITDA	141%	157%	128%	67%	60%	54%
<i>Variación en usd vs año anterior</i>	36,3%	3,3%	-45,4%	-4,3%	-1,4%	-0,8%
	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E
Inversion en Activos Operativos en AR\$	12.098	14.529	18.036	20.699	23.341	25.708
Inversion en Activos Operativos en US\$	133	142	161	171	181	189
CAPEX / EBITDA	50%	50%	50%	50%	50%	50%
<i>Variación en usd vs año anterior</i>	0,9%	7,3%	12,9%	6,3%	5,9%	4,4%

Tabla 12. Proyeccion de CAPEX en millones de pesos.

Amortizaciones

Para el cálculo de las amortizaciones se estimó una vida útil de los activos de 40 años en base a los Estados Financieros de la compañía.

6.1.3 Inversiones en capital de trabajo

Las inversiones en capital de trabajo se estimaron en base a los días de cobro y pago actuales de la compañía. Como se resultado se obtuvo la siguiente estimación de activos y pasivos operativos para el período de proyección.

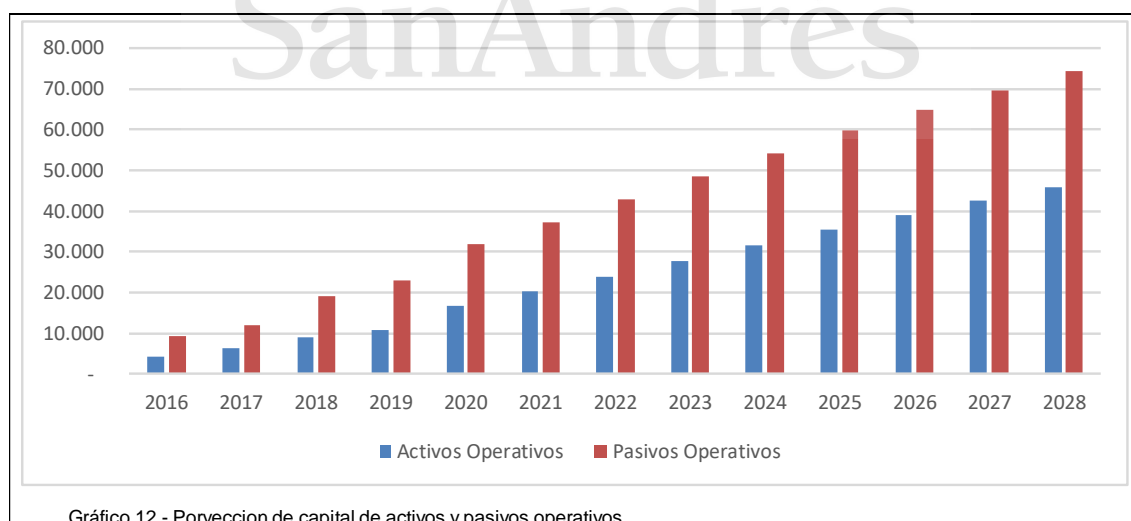


Gráfico 12 - Proyeccion de capital de activos y pasivos operativos.

Como se observa, la compañía presentará un capital de trabajo negativo, es decir los días para el pago a sus proveedores es mayor al plazo de sus cobranzas.

6.1.4 Impuesto a las ganancias

Se proyectó el impuesto según se dispuso en la reforma tributaria de 2017 en su Art. N°86 Se reduce del 35% al 30% para los ejercicios comprendidos entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2019. Se reduce al 25% para los ejercicios iniciados desde el 1 de enero de 2020. Estas disminuciones, van acompañadas de retención de impuesto a las ganancias cuando se distribuyan dividendos correspondientes a esos ejercicios, del orden del 7% y 13%, lo que hace que el tributo siga siendo del 35%.

6.2 Estimación del Valor Terminal

Debido a la imposibilidad de estimar flujos de fondos al infinito, generalmente se impone un cierre en la valuación de flujos de fondos descontados al detener su estimación de flujos de fondos en el futuro y luego calcular un valor terminal que refleje el valor de la empresa en ese momento.

En consecuencia el valor de una compañía es el resultado del valor descontado de los flujos de fondos proyectado más el valor terminal.

En este trabajo, la proyección de flujo de fondos se realizó a 10 años y se asumió un crecimiento estable de los flujos a partir del año 11, a una tasa de crecimiento del 2%. El mismo se determinó a partir del crecimiento medio de la venta de energía en GWh en período.

6.3 Estimación de Tasa de Descuento

Para estimar el valor de compañía a través de la metodología de flujo de fondos descontados, se descuenta la proyección de flujo de caja libre al costo promedio ponderado del capital (WACC). Esta representa los retornos que los inversionistas en una empresa, ya sea inversionistas en el capital o en deuda, esperan obtener al invertir sus fondos en un negocio en particular en lugar de otros con un riesgo similar. Es por ello que la WACC representa un costo de oportunidad.

El costo promedio ponderado del capital (WACC) tiene tres componentes principales el costo del patrimonio, el costo de la deuda después de impuestos y la estructura de capital objetivo. Matemáticamente se expresa según la siguiente fórmula:

$$WACC = \frac{D}{V} Kd (1 - t) + \frac{E}{V} Ke$$

Formula 3: Cálculo del costo promedio ponderado del capital

Donde:

D/V = Nivel de deuda objetivo con respecto al valor de mercado de la compañía.

E/V = Nivel de capital objetivo con respecto al valor de mercado de la compañía.

Kd = Costo de deuda

Ke = Costo de capital

T = Tasa de impuesto a las ganancias

6.3.1 Costo de Capital

El costo del capital se determina estimando el rendimiento esperado en el Cartera de mercado, ajustada al riesgo propio de la compañía. En este trabajo utilizo el modelo CAPM (por sus siglas en inglés *capital asset pricing model*) para estimar el factor de ajuste de riesgo.

El CAPM se ajusta al riesgo específico de la empresa a través del uso de beta, que mide cómo responde el precio de las acciones de una empresa frente a movimientos en el mercado. Dado que una alta correlación entre una acción y el mercado aumenta la volatilidad de la cartera de mercado, los inversores requieren un alto rendimiento para mantener esa acción. En consecuencia, las acciones con altas betas tienen retornos esperados que superan el rendimiento del mercado.

La ecuación que plantea el CAPM es la siguiente:

$$Ke = Rf + \beta (Rm - Rf)$$

Formula 3: Cálculo del costo del capital propio

Donde:

R_f = Tasa libre de riesgo

β = riesgo sistémico del activo

R_m = tasa de rentabilidad del mercado

Siendo EDENOR una compañía argentina y cuyo negocio se realiza 100% en Argentina, decidí modificar el CAPM original adicionando el riesgo país a la fecha de valuación, que asciende a 7,44%.

$$K_e = R_f + \beta (R_m - R_f) + R_c$$

Formula 4: Cálculo del costo del capital propio ajustada a riesgo país.

6.3.1.1 Tasa Libre de Riesgo

La tasa libre de riesgo es una construcción teórica que asumen la existencia en la economía de un activo cuyo rendimiento no presenta riesgos o al menos lo minimiza al máximo. Determina el rendimiento mínimo que un inversionista pediría a un activo como alternativa de inversión. Asume la inexistencia de riesgo crediticio, liquidez y reinversión.

En el presente trabajo se consideró al rendimiento de los bonos a 10 años del Tesoro de los Estados Unidos como la inversión libre de riesgo. La tasa correspondiente a la fecha de valuación asciende a 2,41%.

6.3.1.2 Estimación de Beta

El cálculo de la beta es sin lugar a dudas el que más discusiones genera. Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$\beta = \frac{COV(R_m ; R_i)}{VAR(R_m)}$$

Formula 5: Cálculo del Beta.

En el presente trabajo se realizó el cálculo de la beta en base a los rendimientos diarios de 10 años de la acción de EDENOR versus S&P.

En un primer ejercicio se realizó la regresión de los rendimientos diarios de los últimos 10 años de las acciones de la compañía contra los rendimientos diarios del índice S&P para el mismo período de tiempo. El resultado obtenido es el que se muestra en la primera línea de la tabla 14. Luego se realizaron regresiones de los mismos rendimientos para ventanas de tiempo de 4 años, para luego concluir en un promedio de dichas regresiones, como se observa en la tabla de abajo.

Regresión Rendimiento de la Accion de EDENOR Vs S&P			
Beta 2008 / 2019			0,782
	Desde	Hasta	
Ventana 1	2008	2011	0,711
Ventana 2	2009	2012	0,800
Ventana 3	2010	2013	0,800
Ventana 4	2011	2014	0,990
Ventana 5	2012	2015	1,125
Ventana 6	2013	2016	1,206
Ventana 7	2014	2017	1,150
Ventana 8	2015	2018	0,877
Ventana 9	2016	2019	0,788
Promedio			0,939
bL = bU (1+(1-t)D/E)			
Debt / Equity Ratio			25,1%
Tax %			30,0%
Beta U 2008 / 2019			0,798

Tabla 14. Regresion para cálculo de Beta versus S&P.

Las beta calculada para cada compañía fue desapalancada utilizando la siguiente formula:

$$\beta_u = \frac{\beta_l}{(1 + (1 - t)D/E)}$$

Formula 6: Cálculo del Beta desapalancada.

En base al análisis de los Betas resultantes de las regresiones considero que la Beta desapalancada a utilizar para la construcción del costo del capital propio será de 0,707.

La misma deberá ser apalancada a la estructura de deuda de EDENOR.

$$\beta_l = \beta_u * (1 + (1 - t)D/E)$$

Formula 7: Cálculo del Beta apalancada.

A la fecha de valuación, EDENOR presenta 875 millones de acciones y su ADR cotiza a 19,60 dólares. Cada ADR de la compañía representa 20 acciones, por lo que la capitalización de mercado de la misma asciende a 857,4 millones de dólares. La deuda neta de la compañía asciende a 215,2 millones de dólares, por lo que el ratio deuda capital de la compañía es de 25,1%.

Apalancando el Beta a la estructura de deuda de EDENOR el mismo resultante asciende a 0,94.

6.3.1.3 Prima de Riesgo de Mercado

Para el cálculo de la prima de riesgo de mercado se partió del cálculo de los rendimientos del índice S&P considerando el período que inicia el primero de enero de 1969 a la fecha de valuación. Como resultado se obtuvo un rendimiento anual promedio del 6,87 %.

La prima de riesgo de mercado calculada como la diferencia entre el rendimiento anual promedio del índice S&P y la tasa libre de riesgo asciende a 4,46%.

Costo de Capital resultante

$$Ke = Rf + \beta (Rm - Rf) + Rc$$

$$Ke = 2,41\% + 0,94 (6,87\% - 2,41\%) + 7,44\%$$

$$Ke = 14,34\%$$

Formula 8: Cálculo del costo de capital de EDENOR

6.3.2 Costo de Deuda

Como se expuso anteriormente, al 31 de marzo de 2019, el capital pendiente de amortización de deuda financiera denominada en dólares es de USD 215,2 millones. Principalmente compuesto por USD 165,2 millones corresponden a las Obligaciones Negociables con vencimiento en 2022, y USD 50 millones a la deuda bancaria tomada con el Industrial and Commercial Bank of China Dubai (ICBC) por un plazo de 36 meses y a tasa Libor 6-meses más un spread del 2,75% incremental semestralmente.

Se tomará como costo de deuda el rendimiento de las obligaciones negociables al 29 de marzo 2019. A la fecha la cotización de bono es de 97,263 y devenga un cupón del 9,75% anual pagadero semestralmente con vencimiento el 25 de octubre de 2022. El rendimiento resultante es de 10,69%. El costo de deuda post impuesto resultante es de 7,48%

6.3.3 WACC

El costo promedio ponderado del capital de EDENOR se obtiene a partir de la siguiente fórmula. La WACC de 13,33% es el resultado de la aplicación de la tasa de costo de capital propio y la tasa de costo de deuda aplicada a la estructura de financiamiento de la compañía, donde un 20% es financiado por capital de terceros o deuda y el 80% restante por capital propio.

$$WACC = \frac{D}{V} Kd (1 - t) + \frac{E}{V} Ke$$

$$WACC = \frac{215,2}{1.072,6} 10,69\% (1 - 30\%) + \frac{857,4}{1.072,6} 14,34\%$$

$$WACC = 12,97\%$$

Formula 9: Cálculo del costo promedio ponderado del capital de EDENOR

6.4 Resultado de la valuación por flujo de fondos descontados

Las proyecciones fueron realizadas en pesos y en las estimaciones se consideró una senda de desinflación paulatina con un mínimo de 5% anual en 2028. Para el descuento se convirtió el flujo de fondos libre a dólar promedio de cada año. La estimación del dólar se realizó bajo la siguiente fórmula:

$$TCp = TCs * (1 + IPC\%)$$

Formula 10: Cálculo de tipo de cambio proyectado

Donde:

TCp = Tipo de cambio proyectado.

TCs= Tipo de cambio a spot, se partió de un tipo de cambio de 43,35 al 31 de marzo de 2019.

ICP%= Diferencial entre inflación Argentina e inflación Estados Unidos estimada.

	2017R	2018R	2019E	2020E	2021E	2022E
Variación Diferencial Inflacion Argentina - Inflacion Norteamericana	24,80%	47,65%	35,93%	20,75%	17,00%	15,00%
Tipo de Cambio Arp/Usd (cierre)	18,77	37,81	52,71	63,65	74,47	85,64
Tipo de Cambio Arp/Usd (promedio)	16,56	29,55	46,11	58,18	69,06	80,05
Variación de Producto Bruto Interno	2,9%	-2,5%	-1,0%	0,4%	1,2%	1,3%

	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E
Variación Diferencial Inflacion Argentina - Inflacion Norteamericana	13,00%	11,00%	9,00%	7,00%	6,00%	5,00%
Tipo de Cambio Arp/Usd (cierre)	96,77	107,41	117,08	125,28	132,79	139,43
Tipo de Cambio Arp/Usd (promedio)	91,20	102,09	112,25	121,18	129,03	136,11
Variación de Producto Bruto Interno	2,0%	2,1%	2,5%	2,1%	3,0%	3,0%

Tabla 15. Escenario macroeconómico proyectado

A continuación se presentan los resultados correspondientes a la valuación por flujo de fondos descontados, asumiendo perpetuidad de en el valor terminal. El descuento se realizó asumiendo que los flujos se producen en promedio a la mitad de cada período.

Se realizó sensibilidad de tasa de descuento partiendo de la WACC calculada para la compañía asumiendo dos escalones por superiores con saltos de 50 puntos básicos y dos inferiores con igual magnitud de variación. Se realizó un ejercicio similar con la

hipótesis de crecimiento para los flujos perpetuos, siendo el base de 2% y una sensibilidad a 1,5% y a 2,5%.



Universidad de
San Andrés

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 Perpetuidad
EBITDA	2.924,9	4.835,0	5.052,6	11.633,0	15.239,1	19.661,7	24.267,0	29.273,3	36.088,5	41.095,7	46.683,9	51.056,5
Amortizaciones	- 430,3	- 581,3	- 679,3	- 938,9	- 1.167,8	- 1.431,0	- 1.733,5	- 2.096,7	- 2.547,6	- 3.065,1	- 3.648,6	- 4.291,3
EBIT	2.494,6	4.253,7	4.373,3	10.694,1	14.071,3	18.230,7	22.533,5	27.176,6	33.540,9	38.030,6	43.035,3	46.765,3
Impuesto a las ganancias	- 873,1	- 1.276,1	- 1.312,0	- 2.673,5	- 3.517,8	- 4.557,7	- 5.633,4	- 6.794,1	- 8.385,2	- 9.507,7	- 10.758,8	- 11.691,3
Amortizaciones	430,3	581,3	679,3	938,9	1.167,8	1.431,0	1.733,5	2.096,7	2.547,6	3.065,1	3.648,6	4.291,3
Variacion de Capital de Trabajo	704,1	4.403,0	2.144,9	2.940,8	1.934,7	1.823,5	1.939,5	1.917,8	1.493,3	1.630,3	1.332,4	1.593,3
CAPEX	- 4.126,5	- 7.609,7	- 6.480,3	- 7.824,7	- 9.154,9	- 10.529,2	- 12.097,9	- 14.528,7	- 18.036,3	- 20.698,8	- 23.340,8	- 25.707,8
Flujo de Caja Libre	- 1.370,6	352,2	594,8	4.075,6	4.501,0	6.398,4	8.475,1	9.868,2	11.160,3	12.519,5	13.916,7	15.250,7
TC Arp / Us\$	16,6	29,5	46,1	58,2	69,1	80,1	91,2	102,1	112,2	121,2	129,0	136,1
Flujo de Caja Libre en Dólares	- 82,8	11,9	12,9	70,1	65,2	79,9	92,9	96,7	99,4	103,3	107,9	112,0

Tabla 16. Flujo de fondos proyectado

Valor Presente del Flujo de Fondos				+	Valor Presente del Valor Terminal				=	Valor de la Compañía				
						1,5%	2,0%	2,5%			1,5%	2,0%	2,5%	
14,0%			406,8	14,0%	912,6	955,4	1.002,0	1.408,8	14,0%		1.319,4	1.362,3	1.408,8	
13,5%			415,8	13,5%	950,7	997,1	1.047,7	1.463,5	13,5%		1.366,5	1.412,9	1.463,5	
13,0%			425,1	13,0%	992,2	1.042,6	1.097,8	1.522,8	13,0%		1.417,3	1.467,6	1.522,8	
12,5%			434,6	12,5%	1.037,5	1.092,4	1.152,9	1.587,5	12,5%		1.472,1	1.527,0	1.587,5	
12,0%			444,5	12,0%	1.087,1	1.147,2	1.213,8	1.658,2	12,0%		1.531,5	1.591,7	1.658,2	
Deuda Neta				=	Valor del Patrimonio				Valor por ADR					
						1,5%	2,0%	2,5%			1,5%	2,0%	2,5%	
14,0%			137,1	14,0%	1.182,3	1.225,1	1.271,7	29,1	14,0%		27,0	28,0	29,1	
13,5%			137,1	13,5%	1.229,4	1.275,8	1.326,3	30,3	13,5%		28,1	29,2	30,3	
13,0%			137,1	13,0%	1.280,1	1.330,5	1.385,7	31,7	13,0%		29,3	30,4	31,7	
12,5%			137,1	12,5%	1.334,9	1.389,9	1.450,3	33,2	12,5%		30,5	31,8	33,2	
12,0%			137,1	12,0%	1.394,4	1.454,6	1.521,1	34,8	12,0%		31,9	33,3	34,8	
									ADR en Usd					
									WACC					
										14,0%		27,0	28,0	29,1
										13,5%		28,1	29,2	30,3
										13,0%		29,3	30,4	31,7
										12,5%		30,5	31,8	33,2

Tabla 17. Resumen de Valuación

6.5 Análisis de Sensibilidad

A partir del estudio de la compañía, considero que existen dos variables que pueden influir en la valoración de la compañía. En primer lugar considero relevante analizar el impacto en la valuación de EDENOR ante cambios en el escenario de ventas de energía, y en segundo lugar el impacto de las pérdidas de energía.

Para analizar el impacto en la valuación ante cambios en el escenario de ventas de energía, asumo un escenario de menor crecimiento al planteado en el escenario base. En este ejercicio se asume:

1. Crecimiento en los consumos de clientes residenciales, asentamientos y barrios carenciados y alumbrado público igual al escenario base.
2. Clientes comerciales, industriales y peajistas sin crecimiento en la cantidad de suministros ni en su consumo específico.

Como resultado de este ejercicio, el escenario de ventas plantea un crecimiento promedio anual del 1,6% en el período de 10 años proyectados frente a un crecimiento promedio anual del 2% planteado en el escenario base. En este escenario la venta de energía es un 2% menor a la proyectada en el escenario base. El resultado de este ejercicio de sensibilidad se traduce en un impacto en la valuación de las acciones de la compañía es de un 17,2%, tal como se observa en la tabla 18.

El segundo análisis de sensibilidad, como se mencionó, lo planteo desde la gestión de las pérdidas de energía. Asumo en este ejercicio un nivel de pérdidas totales de energía, técnica y no técnica, del 18,2%. Este nivel de pérdidas es el observado en el ejercicio económico 2018. Asumir un nivel de pérdidas de energía del 18,2% constante en los 10 años proyectados implica una mayor compra no remunerada en un 24% frente al escenario base. Recordemos que en el escenario base se planteaba un sendero paulatino de reducción en los niveles de pérdida de energía hasta alcanzar un nivel del 12% en 2028. El resultado de este ejercicio de sensibilidad se traduce en un impacto en la valuación de las acciones de la compañía es de un 44,8%, tal como se observa en la tabla 19.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 Perpetuidad
EBITDA	2.924,9	4.835,0	5.052,6	11.537,6	15.025,5	19.279,9	23.598,3	28.238,9	34.369,5	38.880,9	43.755,2	47.407,6
Amortizaciones	- 430,3	- 581,3	- 679,3	- 938,9	- 1.167,8	- 1.431,0	- 1.733,5	- 2.096,7	- 2.547,6	- 3.065,1	- 3.648,6	- 4.291,3
EBIT	2.494,6	4.253,7	4.373,3	10.598,6	13.857,7	17.848,9	21.864,8	26.142,2	31.821,9	35.815,9	40.106,6	43.116,3
Impuesto a las ganancias	- 873,1	- 1.276,1	- 1.312,0	- 2.649,7	- 3.464,4	- 4.462,2	- 5.466,2	- 6.535,6	- 7.955,5	- 8.954,0	- 10.026,6	- 10.779,1
Amortizaciones	430,3	581,3	679,3	938,9	1.167,8	1.431,0	1.733,5	2.096,7	2.547,6	3.065,1	3.648,6	4.291,3
Variacion de Capital de Trabajo	704,1	4.403,0	2.144,9	2.922,2	1.916,3	1.801,5	1.902,5	1.873,9	1.421,1	1.579,9	1.269,1	1.513,3
CAPEX	- 4.126,5	- 7.609,7	- 6.480,3	- 7.824,7	- 9.154,9	- 10.529,2	- 12.097,9	- 14.528,7	- 18.036,3	- 20.698,8	- 23.340,8	- 25.707,8
Flujo de Caja Libre	- 1.370,6	352,2	594,8	3.985,4	4.322,5	6.090,0	7.936,7	9.048,5	9.798,8	10.808,0	11.656,8	12.434,0
TC Arp / Us\$	16,6	29,5	46,1	58,2	69,1	80,1	91,2	102,1	112,2	121,2	129,0	136,1
Flujo de Caja Libre en Dólares	- 82,8	11,9	12,9	68,5	62,6	76,1	87,0	88,6	87,3	89,2	90,3	91,4

Valor Presente del Flujo de Fondos				+	Valor Presente del Valor Terminal				=	Valor de la Compañía				
						1,5%	2,0%	2,5%			1,5%	2,0%	2,5%	
14,0%			370,7		14,0%	744,0	779,0	816,9		14,0%	1.114,8	1.149,7	1.187,6	
13,5%			378,7		13,5%	775,1	812,9	854,2		13,5%	1.153,8	1.191,6	1.232,8	
13,0%			386,8		13,0%	809,0	850,0	895,0		13,0%	1.195,8	1.236,9	1.281,9	
12,5%			395,3		12,5%	845,9	890,6	939,9		12,5%	1.241,1	1.285,9	1.335,2	
12,0%			404,0		12,0%	886,3	935,4	989,6		12,0%	1.290,3	1.339,4	1.393,6	
Deuda Neta				=	Valor del Patrimonio					Valor por ADR				
						1,5%	2,0%	2,5%			1,5%	2,0%	2,5%	
14,0%			137,1		14,0%	977,6	1.012,5	1.050,5		WACC	14,0%	22,3	23,1	24,0
13,5%		137,1		13,5%	1.016,7	1.054,5	1.095,7		13,5%		23,2	24,1	25,0	
13,0%		137,1		13,0%	1.058,7	1.099,7	1.144,7		13,0%		24,2	25,1	26,2	
12,5%		137,1		12,5%	1.104,0	1.148,8	1.198,1		12,5%		25,2	26,3	27,4	
12,0%		137,1		12,0%	1.153,1	1.202,2	1.256,5		12,0%		26,4	27,5	28,7	
ADR en Usd														

Tabla 18. Resumen de Valuación - Sensibilidad crecimiento de energía.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 Perpetuidad
EBITDA	2.924,9	4.835,0	6.043,9	11.633,0	14.722,1	17.994,7	21.534,1	25.363,9	29.686,3	33.502,2	37.267,9	40.907,6
Amortizaciones	- 430,3	- 581,3	- 679,3	- 938,9	- 1.167,8	- 1.431,0	- 1.733,5	- 2.096,7	- 2.547,6	- 3.065,1	- 3.648,6	- 4.291,3
EBIT	2.494,6	4.253,7	5.364,6	10.694,1	13.554,3	16.563,7	19.800,6	23.267,2	27.138,7	30.437,1	33.619,3	36.616,3
Impuesto a las ganancias	- 873,1	- 1.276,1	- 1.609,4	- 2.673,5	- 3.388,6	- 4.140,9	- 4.950,1	- 5.816,8	- 6.784,7	- 7.609,3	- 8.404,8	- 9.154,1
Amortizaciones	430,3	581,3	679,3	938,9	1.167,8	1.431,0	1.733,5	2.096,7	2.547,6	3.065,1	3.648,6	4.291,3
Variacion de Capital de Trabajo	704,1	4.403,0	1.854,3	3.231,4	2.107,4	2.207,8	2.295,6	2.310,8	2.326,2	2.028,4	1.941,3	1.838,2
CAPEX	- 4.126,5	- 7.609,7	- 6.480,3	- 7.824,7	- 9.154,9	- 10.529,2	- 12.097,9	- 14.528,7	- 18.036,3	- 20.698,8	- 23.340,8	- 25.707,8
Flujo de Caja Libre	- 1.370,6	352,2	191,5	4.366,2	4.286,0	5.532,4	6.781,5	7.329,2	7.191,5	7.222,4	7.463,6	7.883,9
TC Arp / Us\$	16,6	29,5	46,1	58,2	69,1	80,1	91,2	102,1	112,2	121,2	129,0	136,1
Flujo de Caja Libre en Dólares	- 82,8	11,9	4,2	75,0	62,1	69,1	74,4	71,8	64,1	59,6	57,8	57,9

Valor Presente del Flujo de Fondos

	14,0%	13,5%	13,0%	12,5%	12,0%
	319,1	325,2	331,5	338,0	344,6

Deuda Neta

	14,0%	13,5%	13,0%	12,5%	12,0%
	137,1	137,1	137,1	137,1	137,1

+ Valor Presente del Valor Terminal

	14,0%	13,5%	13,0%	12,5%	12,0%
	471,8	491,5	512,9	536,3	562,0
	493,9	515,5	539,0	564,7	593,1
	518,0	541,6	567,5	596,0	627,5

= Valor del Patrimonio

	14,0%	13,5%	13,0%	12,5%	12,0%
	653,7	679,6	707,3	737,1	769,4
	675,9	703,5	733,3	765,5	800,5
	700,0	729,7	761,8	796,8	834,9

= Valor de la Compañía

	14,0%	13,5%	13,0%	12,5%	12,0%
	790,9	816,7	844,4	874,3	906,6
	813,0	840,7	870,5	902,7	937,7
	837,1	866,8	899,0	933,9	972,1

Valor por ADR

	14,0%	13,5%	13,0%	12,5%	12,0%
	14,9	15,5	16,2	16,9	17,6
	15,5	16,1	16,8	17,5	18,3
	16,0	16,7	17,4	18,2	19,1

Tabla 19. Resumen de Valuación - Sensibilidad pérdidas de energía

7. Valuación por Múltiplos

Como se comentó, esta metodología presenta el atractivo de su simpleza, pero al mismo tiempo esconde posibles distorsiones. Sin embargo, emplearé este método como una prueba de razonabilidad del valor obtenido a través del flujo de fondos descontado.

Me basé en la selección de un grupo de empresas públicas como comparables aproximados a la compañía. Seleccionaron cinco compañías comparables, cuatro brasileras y una chilena.

	EDENOR	Light S.A.	Companhia Energética de Minas Gerais	Companhia Paranaense de Energia	Equatorial Energia S.A.	Enel Chile S.A.
Ticker	EDN	LGSXY	CIG	ELP	EQUEY	ENIC
Pais	Argentina	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil	Chile
Segmento	Distribución	Distribución / Generación	Distribución / Trasmisión / Generación	Distribución / Trasmisión / Generación	Distribución / Generación	Distribución / Generación
Energía Vendida GWh	21.175	28.026	55.555	29.952	18.397	16.782
Clientes	3.040.386	4.458.000	8.409.183	4.637.804	6.382.000	1.924.984
KM2 Area de concesión	4.637	10.970	567.740	194.854	331.937	2.105
Empleados	4.878	4.712	6.083	7.611	1.178	2.062
Ebitda 2018 USD	164	434	974	810	529	303
CAPEX 2018 USD	258	206	479	662	564	145
CAPEX / EBITDA	157%	47%	49%	82%	107%	48%
Valor de Mercado USD	857	1.010	5.260	2.540	4.080	7.300
Deuda USD	215	2.585	3.807	2.981	2.973	3.074
Valor Compañía USD	1.073	3.595	9.067	5.521	7.053	10.374

Tabla 20. Compañías Comparables

Universidad de
San Andrés

Se trabajó analizando los siguiente ratios:

- Valor Compañía / Clientes
- Valor Compañía / Ebitda
- Valor Compañía / Energía Vendida (GWh)
- Valor Compañía / Km2 Área de Concesión

Los índices obtenidos son los siguientes:

	Promedio	Mínimo	Máximo	Light S.A.	Companhia Energética de Minas Gerais	Companhia Paranaense de Energia	Equatorial Energia S.A.	Enel Chile S.A.
Valor Compañía / Clientes	1.045	806	1.190	806	1.078	1.190	1.105	5.389
Valor Compañía / Ebitda	9,4	6,8	13,3	8,3	9,3	6,8	13,3	34,2
Valor Compañía / Energía Vendida (GWh)	214.796	128.261	383.391	128.261	163.211	184.321	383.391	618.170
Valor Compañía / Km2 Área de Concesión	98.308	15.971	327.680	327.680	15.971	28.333	21.249	4.928.327

Tabla 21. Ratios compañías comparables.

Los resultados obtenidos de Enel Chile fueron desestimados ya que la mismo se trata de una compañía que consolida distintas compañías y negocios, con preponderancia en el sector generación, y por consiguiente los resultados obtenidos se encuentran significativamente por encima de la media.

La estimación de valor de EDENOR en base al múltiplo de clientes arrojó el siguiente resultado:

Valuación por múltiplo de Clientes			
	Mínimo	Promedio	Máximo
Valor Compañía / Clientes	806	1.045	1.190
Clientes EDENOR	3.040.386		
Valor Compañía	2.452	3.177	3.619
Deuda Neta	137	137	137
Valor del Patrimonio	2.314	3.040	3.482
Acciones en circulación	874.855.100		
Valor ADR	52,91	69,50	79,60

Múltiplos Clientes 2018

	1,5%	2,0%	2,5%
14,6%	416,1	429,0	442,8
14,1%	430,3	444,2	459,2
13,6%	445,6	460,5	476,8
13,1%	461,9	478,2	495,9
12,6%	479,6	497,3	516,7

Tabla 22. Valuación por múltiplo de clientes

Como resultado se obtuvo un valor mayor al obtenido por el flujo de fondos descontados. Si se observa el valor obtenido por el flujo de fondos descontados en relación a la

cantidad de clientes de la compañía a diciembre 2018, se obtiene un rango de valuación mínima de USD 423,2 por cliente y máximo de USD 527,9.

La estimación de valor de la compañía en base al múltiplo de Ebitda arrojó un resultado en línea al obtenido por el flujo de fondos descontados, tal como se observa en el siguiente cuadro:

Valuación por múltiplo de Ebitda				
		Mínimo	Promedio	Máximo
Valor Compañía / EBITDA		6,8	9,4	13,3
Ebitda EDENOR 2018	164			
Valor Compañía		1.115	1.543	2.180
Deuda Neta		137	137	137
Valor del Patrimonio		978	1.406	2.043
Acciones en circulación	874.855.100			
Valor ADR		22,36	32,14	46,70

Múltiplos Ebitda 2018				
		1,5%	2,0%	2,5%
14,6%		7,7	8,0	8,2
14,1%		8,0	8,3	8,5
13,6%		8,3	8,6	8,9
13,1%		8,6	8,9	9,2
12,6%		8,9	9,2	9,6

Tabla 23. Valuación por múltiplo de EBITDAs.

La estimación de valor de la compañía en base al múltiplo de energía vendida durante 2018 arrojó un resultado que duplica al valor resultante del el flujo de fondos descontados, tal como se observa en el siguiente cuadro:

Valuación por múltiplo de Energía Vendida (GWh)			
	Mínimo	Promedio	Máximo
Valor Compañía / Energía Vendida (Miles Arp)	128	215	383
Energía Vendida EDENOR 2018	25.879		
Valor Compañía	3.319	5.559	9.922
Deuda Neta	137	137	137
Valor del Patrimonio	3.182	5.422	9.785
Acciones en circulación	874.855.100		
Valor ADR	72,75	123,94	223,69

Múltiplos Energía Vendida 2018

	1,5%	2,0%	2,5%
14,6%	48,9	50,4	52,0
14,1%	50,6	52,2	53,9
13,6%	52,3	54,1	56,0
13,1%	54,3	56,2	58,3
12,6%	56,3	58,4	60,7

Tabla 24. Valuación por múltiplo de energía vendida.

La estimación de valor de la compañía en base al múltiplo de kilómetros cuadrados de área de concesión arrojó el siguiente resultado:

Valuación por múltiplo de Área de Concesión				Light S.A.
	Mínimo	Promedio	Máximo	
Valor Compañía / Área de Concesión (Miles Arp)	16	98	328	328
Área de Concesión EDENOR	4.637			
Valor Compañía	74	456	1.519	1.519
Deuda Neta	137	137	137	137
Valor del Patrimonio	-	63	319	1.382
Acciones en circulación	874.855.100			
Valor ADR	-	1,44	7,29	31,60

Múltiplos Área de Concesión

	1,5%	2,0%	2,5%
14,6%	272,9	281,3	290,4
14,1%	282,2	291,2	301,1
13,6%	292,1	301,9	312,6
13,1%	302,9	313,5	325,2
12,6%	314,5	326,1	338,8

Tabla 25. Valuación por múltiplo de kilómetros cuadrados de área de concesión

La compañía Light S.A es en este sentido mejor comparable de EDENOR, ya que su área de concesión es similar a la de EDENOR. Light distribuye energía en la ciudad de Rio de Janeiro, Brasil y en el área metropolitana, por lo que las características del mercado es similar al de EDENOR.

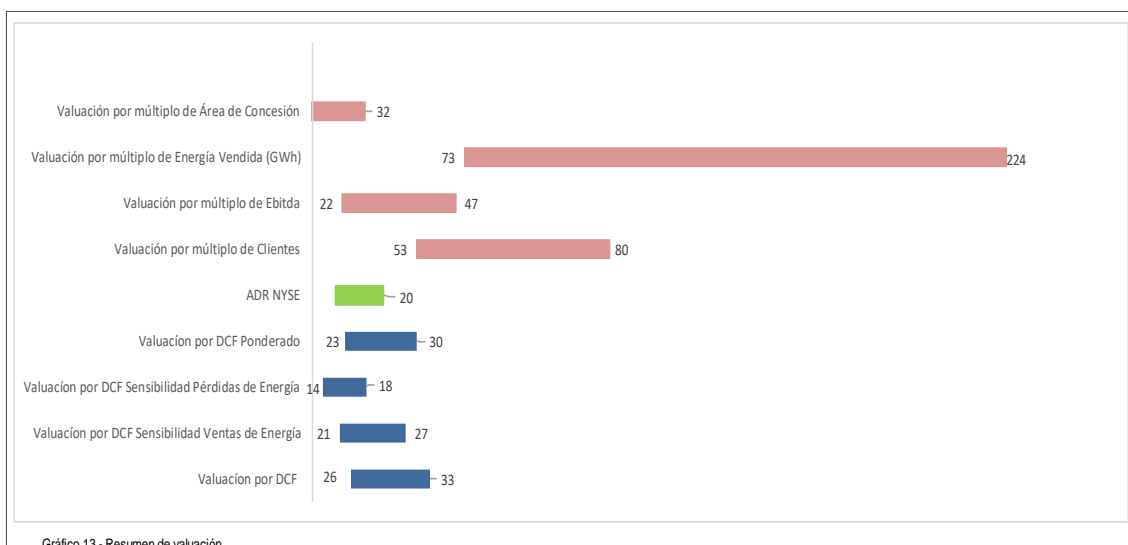
8. Conclusión

Considero que a partir de la valuación por flujo de fondos descontados el valor de los ADR compañía estaría en un rango entre USD 25,8 y USD 32,8. Sin embargo este escenario asume un crecimiento en la venta de energía y una eficiencia de pérdidas de energía que de no lograrse perjudicarían el valor de la compañía entre un 17,3% y un 44,8% respectivamente.

Cabe destacar que a partir de las acciones del gobierno actual tendiente a la normalización del sector, la compañía ha realizado las inversiones necesarias para lograr mejoras en la calidad del producto y servicio entregado a su clientes. Sin embargo, junto con la normalización tarifaria de la compañía sobrevinieron aumentos en los niveles de fraudes y bajas en los consumos específicos de energía, por lo que planteo una ponderación de escenarios donde el escenario base participa en un 70% y las sensibilidades de ventas y pérdidas de energía un 15% cada una. De esta combinación de escenarios resulta una valuación de los ADR de EDENOR entre USD 23,4 y USD 29,7.

Analizando la valuación por comparables, las mismas arrojan resultado disímiles. La valuación por múltiplo de energía vendida en gigavatio hora y múltiplo por clientes tienden a sobre valorar el capital de la compañía. En contraposición, la valuación por múltiplo por kilómetro cuadrado de área de concesión u múltiplo de EBITDA arrojan resultados en el rango de valuación por flujo de fondos descontados.

Resumiendo las distintas alternativas, en el siguiente cuadro se puede observar la variación de los valores obtenidos.



9. Bibliografía

Documentación de la compañía:

- Estados contables correspondientes a los ejercicios económicos 2015 a 2018.
- 20 F correspondientes a los ejercicios económicos 2017 y 2018.
- Informes de prensa publicados por la compañía en los cierres trimestrales de los ejercicios 2017, 2018 y primer trimestre 2019.
- Presentaciones a inversores

Libros y trabajos:

- Copeland Tom, Koller Tim y Murrin Jack, McKinsey 2002, "*Valuation: Measuring and Managing The Value of Companies*".
- Damodaran, Aswath, "*Damodaran on Valuation*", 2º edición.
- Roy E. Bailey, año 2005, "*The Economics of Financial Markets*".
- MINIMEN - *La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: Un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos*

Sitios web:

- Sitio web de la compañía <http://www.edenor.com.ar/>
- Sitio web de la Asociación Argentina de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA) <http://www.adeera.com.ar/>
- Sitio web de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico <http://www.cammesa.com/>
- Sitio web del Ente Nacional Regulador de la Energía <https://www.argentina.gob.ar/enre>
- Páginas corporativas de activos comparables: <http://www.light.com.br/>, <http://www.cemig.com.br/>, <https://www.copel.com>, <https://ri.equatorialenergia.com.br/>, <https://www.enel.cl/>
- Plataformas financieras: <https://www.investing.com/>, <https://es.finance.yahoo.com>

Anexo: Análisis del consumo de energía

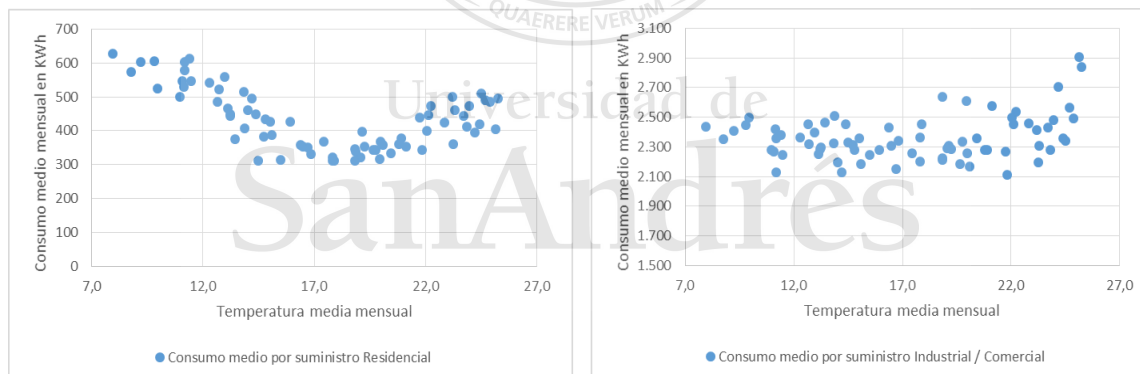
El objetivo de este anexo es observar la relación que existe entre el consumo de energía y otras variables con el objetivo de la construcción de un modelo que permita estimar el consumo de energía y sea sustento para la proyección de demanda utilizada en el modelo de valuación de la compañía.

Para ello se trabajó sobre el informe de demanda emitido por CAMMESA en donde se detalla el consumo mensual de los clientes de EDENOR desde enero de 2013, clasificándolos en dos tipos de cliente, residenciales y comerciales e industriales.

Las variables seleccionadas para el análisis fueron la temperatura y el crecimiento del producto.

Temperatura

La temperatura es sin dudas una variables que más correlaciona con el consumo de energía, principalmente para el consumo residencial, tal como se observa a continuación en los gráficos de dispersión.



En agosto de 2016 el MINIMEN emitió el trabajo “La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: Un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos”. Dicho trabajo afirma que Argentina tiene picos de demanda en verano (con altas temperaturas) y en invierno (con bajas temperaturas), y a su vez concluye en que la demanda comienza a tomar cada vez mas forma de “U” pronunciando con el paso de los años su pendiente negativa y positiva en torno a la temperatura considerada de confort entre los 16°C y los 19°C de media diaria.

Basándome en el trabajo mencionado, realicé la regresión lineal entre el consumo de energía frente a la variable temperatura. La variable temperatura la redefiní como el desvío al cuadrado de la temperatura media mensual de la temperatura de confort.

Asumo que en la medida que este desvío es mayor, mayor es la propensión al consumo de energía.

Los resultados de la regresión de consumo residencial se observa en el cuadro de abajo. A partir del mismo se puede concluir que el factor temperatura es determinante en el consumo residencial. Esta variable explica el 66% del consumo residencial (R cuadrado ajustado) y se podría estimar el consumo residencial en función de la temperatura media de la siguiente manera:

$$CMMR = 11,6123 * (TMM - TC)^2$$

Donde:

CMMR = Consumo medio mensual residencial en KWh

TMM = Temperatura media mensual en grados centígrados

TC = Temperatura de confort o indiferencia, establecida en 17,5° centígrados.

El beta de la regresión es de 11,6123, siendo esta una variable estadísticamente significativa.

Regresion 1: Consumo medio mensual residencial y Desvío al cuadrado temperatura con respecto temperatura indiferencia						
<i>Estadísticas de la regresión</i>						
Coefficiente de correlación múltiple		0,822761485				
Coefficiente de determinación R ²		0,676936461				
R ² ajustado		0,66323783				
Error típico		252,5703775				
Observaciones		74				
ANÁLISIS DE VARIANZA						
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Medio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>	
Regresión	1	9757704,152	9757704,152	152,9617416	1,74127E-19	
Residuos	73	4656801,079	63791,7956			
Total	74	14414505,23				
	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Desvío al cuadrado temperatura con respecto temperatura indiferencia	11,61230116	0,938916304	12,36777027	1,37977E-19	9,741043663	13,48355865

Los resultados de la regresión de consumo industrial y comercial se observa en el cuadro de abajo. A partir del mismo se puede concluir que el factor temperatura es determinante en el consumo residencial. Esta variable explica el 55% del consumo residencial (R cuadrado ajustado) y se podría estimar el consumo residencial en función de la temperatura media de la siguiente manera:

$$CMMIC = 56,9297 * (TMM - TC)^2$$

Donde:

CMMIC = Consumo medio mensual Industrial y comercial en KWh

TMM = Temperatura media mensual en grados centígrados

TC = Temperatura de confort o indiferencia, establecida en 17,5° centígrados.

El beta de la regresión es de 56,9297, siendo esta una variable estadísticamente significativa.

Regresión 2: Consumo medio mensual industrial y comercial y Desvío al cuadrado temperatura con respecto temperatura indiferencia

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,752101316
Coefficiente de determinación R ²	0,565656389
R ² ajustado	0,551957759
Error típico	1570,621935
Observaciones	74

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	234522997,5	234522997,5	95,06969921	8,50173E-15
Residuos	73	180080288,1	2466853,261		
Total	74	414603285,6			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Desvío al cuadrado temperatura con respecto temperatura indiferencia	56,92947588	5,838699521	9,750369183	7,39766E-15	45,29296452	68,56598725

Crecimiento del producto

Se podría inferir a priori que el comportamiento de la economía influye en el consumo industrial y comercial de energía.

Para análisis de regresión se tomó el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE). El mismo refleja la evolución mensual de la actividad económica del conjunto de los sectores productivos a nivel nacional, permitiendo anticipar las tasas de variación del producto interno bruto (PIB) trimestral.

El resultado de la regresión de consumo industrial y comercial se observa en el cuadro de abajo. Esta variable explica el 98% del consumo residencial (R cuadrado ajustado) y se podría estimar el consumo residencial en función de la temperatura media de la siguiente manera:

$$CMMIC = 16,0316 * EMAE$$

Donde:

CMMIC = Consumo medio mensual Industrial y comercial en KWh

EMAE = Estimador Mensual de Actividad Económica

El beta de la regresión es de 16,9297, siendo esta una variable estadísticamente significativa.

Regresión 3: Consumo medio mensual industrial y comercial y EMAE

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,995986016
Coefficiente de determinación R ²	0,991988144
R ² ajustado	0,978289514
Error típico	213,3150494
Observaciones	74

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	411281544	411281544	9038,497224	1,96742E-77
Residuos	73	3321741,653	45503,31031		
Total	74	414603285,6			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Índice EMAE	16,03167086	0,168628382	95,07101148	2,86253E-78	15,69559498	16,36774674

Regresión Múltiple

Función consumo residencial

Retomando la regresión realizada el consumo residencial se estima de la siguiente manera.

$$\text{Consumo residencial} = \text{Cant clientes} * (11,6123 * (TMM - TC)^2)$$

Función consumo industrial y comercial

En base a las regresiones anteriores se corrió la regresión entre consumo industrial y comercial y las variables crecimiento del producto y clima. El resultado es el siguiente:

Resumen

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,996868015
Coefficiente de determinación R ²	0,993745839
R ² ajustado	0,979770086
Error típico	189,7731055
Observaciones	74

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	412010289,7	206005144,9	5720,167387	3,54576E-79
Residuos	72	2592995,873	36013,83158		
Total	74	414603285,6			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Desvío al cuadrado temperatura con respecto temperatura indiferencia	4,615999378	1,026153616	4,498351227	2,57031E-05	2,57039953	6,661599226
Índice EMAE	15,31884624	0,218211226	70,20191631	4,73056E-68	14,88385012	15,75384237

$$\text{Consumo ind. y com.} = \text{Cant clientes} * ((4,616 * (TMM - TC)^2) + 15,3188 * \text{EMAE})$$