

LEY 27.191, DECRETO 531/2016 RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: EVALUACIÓN DE IMPACTO ECONÓMICO FINANCIERO EN GRANDES CONSUMIDORES

Pendón Manuela, Cibeira Natalia, Williams Eduardo, Couselo Romina, Granada Maite, Castellazzi Franco

*Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ingeniería.
1 y 47, La Plata (1900), Buenos Aires manuela.pendon@ing.unlp.edu.ar*

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es evaluar desde el punto de vista económico financiero las alternativas de abastecimiento con energías convencionales o renovables según el marco regulatorio actual para los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista. La Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario Nro. 531/2016, establecen beneficios fiscales y mecanismos financieros para estimular inversiones en energías limpias, a los efectos que en 2017 representen un 8 % de la matriz y un 20% en 2025. Dichos instrumentos normativos establecen que los grandes usuarios del mercado deben cumplir con una cuota de abastecimiento a partir de energía eléctrica con fuentes renovables. Habilita contratar la energía renovable a CAMMESA a un generador/comercializador o autogenerarla y establece un precio máximo de 113 USD/MWh. La ley y el decreto prevén también penalidades por incumplimiento. El presente trabajo muestra los resultados y conclusiones que surgen de evaluar desde el punto de vista económico financiero el impacto que la nueva reglamentación tendría en grandes consumidores de Argentina y estimaciones de tarifas límite para tomar decisiones en el cumplimiento de la ley. Se analizan dos escenarios de autoabastecimiento: energía solar fotovoltaica y energía eléctrica a partir de biogás y se consideran cuatro posibles localizaciones de los usuarios: CABA, provincia de Buenos Aires, provincia de Córdoba y provincia de Santa Fe. El presente pretende compartir análisis y experiencias que contribuyan en el camino de la energía a partir de fuentes renovables en los países de Latinoamérica.

Palabras Claves: energías renovables, grandes consumidores, Ley 27.191.

ABSTRACT

The aim of this study is to evaluate from an economic and financial point of view alternatives to energy supply under the current regulatory framework for large users in the wholesale electricity market. Law 27,191 and its Regulatory Decree no. 531/2016, establishing tax benefits and financial mechanisms to encourage investment in clean energy, in order that by 2017 represent 8% of the matrix and 20% in 2025. These policy instruments set that large market users must meet a quota of electricity supply from renewable sources. Enables hiring renewable energy to CAMMESA to a generator / marketer or self-supply and sets a maximum price of 113 USD / MWh. The law and the decree also provides for penalties for noncompliance. This paper presents the results and conclusions arising to evaluate the impact the new regulations would have on large consumers of Argentina and estimates of limit rates to make decisions in compliance with the law. Two scenarios of self-supply are analyzed: photovoltaic solar energy and electricity from biogas and are considered four possible locations of users: CABA, Buenos Aires, Córdoba and Santa Fe. This analysis aims to share experiences and contribute in the way of energy from renewable sources in the countries of Latin America.

Key Words: renewable energy, large consumers, Law 27.191.

1. INTRODUCCIÓN

La Ley 27.191 modificó la Ley 26.190 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”. Entre otros, en la misma, se redefinió el objetivo del Régimen sustituyéndolo por lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017, se estableció la segunda etapa del Régimen con objetivos definidos hasta diciembre de 2025, se creó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) y se estableció la Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al Cumplimiento de los Objetivos del Régimen de Fomento. En particular, en referencia a este último punto se estableció que los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos definidos. A tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador, de un comercializador o comprarla directamente a CMMESA. Los grandes usuarios tienen una participación del 30% de la demanda total del sistema eléctrico argentino, la cual en términos de energía representa 39.000 GWh anuales.

2. CONTRIBUCIÓN DE LOS GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA AL CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DE LA LEY 27.191

Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en la ley:

Tabla 1 *Objetivos de consumo de energía a partir de fuentes renovables para los grandes usuarios.*

	Objetivo
al 31/12/2017	8%
al 31/12/2019	12%
al 31/12/2021	16%
al 31/12/2023	18%
al 31/12/2025	20%

Para dar cumplimiento podrán realizarlo por cualquiera de las siguientes formas:

1. por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables,
2. por autogeneración o cogeneración de fuentes renovables,
3. por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CMMESA).

Están alcanzados dentro de los sujetos obligados por la ley, todos aquellos usuarios que tengan uno o múltiples puntos de demanda de energía eléctrica con medidores independientes, registrados bajo la misma Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT) en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o ante los Prestadores del Servicio Público de Distribución si la sumatoria de las demandas es igual o superior a trescientos kilovatios (300 kW) de potencia media contratada en el año calendario.

Los objetivos deberán cumplirse tomando como base la suma total del consumo de energía eléctrica de todos los puntos de demanda registrados bajo su CUIT.

Se aplicarán por sobre el precio pactado en los Contratos de Abastecimiento de Energía Renovable, los costos aplicables por servicios de seguridad, calidad y otros auxiliares del sistema, los costos de transporte que correspondan. La energía eléctrica adquirida bajo alguna de estas modalidades estará exenta de otros cargos o costos adicionales como “Adicional Sobrecosto Transitorio de Despacho” (SCTD), “Sobrecostos Combustibles” (SCCOMB), por ejemplo.

2.1. Opciones de cumplimiento

2.1.1 Contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.

Los contratos serán libremente negociados entre las partes, teniendo en cuenta las características de los proyectos de inversión.

Los contratos no podrán fijar un precio promedio mayor a ciento trece dólares estadounidenses o su equivalente en moneda nacional, por cada megavatio-hora comercializado entre las partes (U\$S 113/MWh). Este valor podrá ser modificado por la Autoridad de Aplicación si las condiciones de mercado lo justifican, aplicable para los nuevos contratos que se celebren.

2.1.2 Autogeneración o cogeneración de fuentes renovables.

Los grandes usuarios podrán dar cumplimiento a la obligación de cubrir como mínimo el porcentaje del total del consumo propio de energía eléctrica que corresponda en los plazos previstos mediante autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables.

A los efectos del análisis desarrollado se consideran dos alternativas de autoabastecimiento, a través de energía solar fotovoltaica y a través de energía generada a partir de biogás producto de la biodigestión de diversos residuos.

La energía solar fotovoltaica es, dentro de las energías renovables, aquella que presenta el crecimiento más rápido y para la cual se proyecta un rol preponderante en la producción de energía a nivel mundial en el futuro.

El mayor componente del costo de inversión de los sistemas fotovoltaicos es el costo del panel o módulo fotovoltaico, seguido del costo de balance del sistema (BOS). Las pequeñas instalaciones conectadas a la red de distribución tienen un costo que oscila entre los 6 y los 7 U\$D/W (más IVA) [1]. Mientras que las inversiones iniciales en proyectos de generación de energía solar fotovoltaica son altas en comparación con otras fuentes de energía, los costos de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos de generación de electricidad son bajos, y pueden estimarse aproximadamente en 0,5% a 1,5% anual de los costos de inversión inicial [2].

En el caso de la energía eléctrica a partir de biogás, el cálculo de los costos de inversión es muy variable para las distintas ubicaciones y tamaños de plantas. La inversión en las planta de biogás depende del tamaño de la instalación y del caudal de tratamiento, y muestra una marcada economía de escala [3]. Se destaca la dispersión debida a la adaptación de cada inversión a las necesidades específicas de cada planta, de los suministradores, el diseño con cosustratos, etc. Según un estudio de caso de generación eléctrica con una planta de biogás de alta eficiencia realizado por el INTA [4] pueden considerarse como valores de referencia para una instalación llave en mano que contemple las cuatro áreas típicas de plantas de biogás: tratamiento de materias primas por la alimentación, proceso con los digestores, planta de aprovechamiento de biogás con los motores generadores y post-tratamiento de efluentes, un valor de 450 USD por metro cúbico de volumen de digestión instalado o un valor de 3000 USD por kW de potencia instalada. Para obtener el costo de la materia verde (cosustrato que debe acompañar la alimentación del biodigestor para mejorar el poder de metanización, puede ser maíz, sorgo, etc.) se deben considerar todos los costos asociados tanto de cultivo como de silaje. Los costos de cultivo incluyen semillas, labranza, fumigaciones, agroquímicos y fertilizantes. Los costos del silaje dependen del tipo de silo (aéreo o embolsado). Este costo puede estimarse en un 10% de la inversión inicial. En este caso el costo de operación y mantenimiento será del 3% del costo de llave en mano.

2.1.3 Participación en el mecanismo de compras conjuntas de CAMMESA.

El mecanismo de compra conjunta consiste en la adquisición por CAMMESA de la energía proveniente de fuentes renovables necesaria para cumplir los objetivos por parte de los sujetos obligados, mediante la celebración de contratos con generadores o comercializadores. En principio este mecanismo se llevará a cabo para cumplir con el primer objetivo (al 31 de diciembre de 2017) luego se evaluará la conveniencia de extenderlo a las restantes etapas.

Al igual que en el caso de contratación individual, los contratos no podrán fijar un precio promedio mayor a ciento trece dólares estadounidenses o su equivalente en moneda nacional, por cada megavatio-hora comercializado entre las partes (U\$S 113/MWh).

2.2. Fiscalización del cumplimiento

Con anterioridad al 31 de diciembre de los años para los cuales se definieron los objetivos, los sujetos obligados deberán acreditar la suscripción del contrato por el que se aseguren el abastecimiento de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o bien presentar el proyecto de autogeneración.

Se considerará cumplido el objetivo si en el total del consumo propio del año fiscalizado se ha cubierto con energía eléctrica de fuente renovable el porcentaje aplicable a cada etapa, independientemente de los consumos mensuales.

2.3. Penalidades por incumplimiento

Por los incumplimientos en las obligaciones de consumo de la porción de energía eléctrica renovable correspondiente a los porcentajes definidos, los Grandes Usuarios del Mercado

Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, como penalidad por dicho incumplimiento deberán abonar sus faltantes a un precio equivalente al Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce (12) meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

3. DESARROLLO DE CASO. RESULTADOS

Considérese el caso de un gran consumidor con el perfil de consumo mostrado en la Tabla 2, el cual abastece su demanda a través de la conexión con un Prestador del Servicio Público de Distribución. El análisis para un gran usuario que directamente contratara su demanda con un generador sería análogo.

Tabla 2 Perfil de consumo de gran usuario utilizado para el desarrollo de caso.

Concepto	Mes	Unidad
Potencia en Punta	100	kW
Potencia fuera de Punta	400	kW
Energía en hs.Pico	7.500	kWh
Energía en hs.Restantes	78.000	kWh
Energía en hs.Valle	21.600	kWh
Energía Promedio Mes	107.100	kWh
Energía Total Año	1.285.200	kWh

Actualmente, según su ubicación, este usuario abonaría [5],[6],[7],[8] y [9]:

Tabla 3 Costo actual de la energía eléctrica del gran usuario por localización. Monómicos.

Concepto	CABA	PCIA BS AS	CORDOBA/STA FE
Costo Promedio Mes	USD 13.173	USD 15.422	USD 12.317
Costo Total Año	USD 158.080	USD 185.069	USD 183.784
Monómico	USD 123	USD 144	USD 143

Los montos mostrados en la Tabla 3 contemplan costo de compra, valor agregado de distribución e impuestos.

Los cupos de energía y potencia media para cumplir con la ley serían los que se muestran en la Tabla 4. Se consideran un escenario sin crecimiento y un escenario con crecimiento del consumo de 3% anual:

Tabla 4 Objetivos a cubrir con energía renovable según la Ley 27.191

	2017	2019	2021	2023	2025	
Objetivo	8%	12%	16%	18%	20%	
Energía a cubrir con fuente renovable	102.816	154.224	205.632	231.336	257.040	Sin crecimiento
Potencia Media Año [kW]	12	18	23	26	29	
Energía a cubrir con fuente renovable	105.900	168.525	238.384	284.514	335.379	3% crecimiento anual
Potencia Media Año [kW]	12	19	27	32	38	

A continuación se muestran los resultados de simular dos escenarios de autoabastecimiento para dar cumplimiento con los objetivos establecidos en la ley y determinar, bajo ciertas condiciones, tarifas monómico límite.

3.1. Escenario 1: Energía Solar Fotovoltaica

Se estiman los valores de inversión y costos de operación y mantenimiento a partir de las referencias citadas en el apartado 2.1.2.

Tabla 5 *Inversión y costos estimados para la alternativa de autoabastecimiento con energía solar fotovoltaica.*

Solar FV	Sin crecimiento	3% crecimiento anual
Potencia Media 2025	29	38
USD/MW	7	7
Inversión	USD 205.397	USD 267.997
Costos de O&M	1,5%	1,5%

Se estiman las tarifas límite a partir de las cuales convendría autogenerarse en este escenario por sobre las otras dos alternativas de cumplimiento. La tasa de corte considerada es de 10% en dólares, que es la habitual considerada en proyectos de este tipo, sin embargo aun cuando se considerara una tasa de corte de 1% en dólares la alternativa de autogenerarse sería desfavorable.

Tabla 6 *Tarifas monómico mínimas para que resulte conveniente el autoabastecimiento en el Escenario 1.*

Solar FV	Autogenerarse vs. Contrato	
115 USD/MWh	Sin crecimiento	3% crecimiento anual
Período de Recupero	> 9 años	> 9 años
VAN(10%)	USD -98.440	USD -137.324
	Sin crecimiento	3% crecimiento anual
Período de Recupero	7 años	7 años
Tarifa Límite	USD 269	USD 299

Para la alternativa de autogeneración con energía solar fotovoltaica podría pensarse una inversión por etapas siguiendo los objetivos de cumplimiento de la ley, para tal caso se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 7 *Tarifas monómico mínimas para que resulte conveniente el autoabastecimiento en el Escenario 1 con una inversión por etapas.*

Inversión por etapas		
Solar FV	Autogenerarse vs. Contrato	
115 USD/MWh	Sin crecimiento	3% crecimiento anual
Período de Recupero	> 9 años	> 9 años
VAN(10%)	USD -69.493	USD -91.891
	Sin crecimiento	3% crecimiento anual
Período de Recupero	7 años	7 años
Tarifa Límite	USD 224	USD 238

3.2. Escenario 2: Energía a partir de Biogás

Se estiman los valores de inversión y costos de operación y mantenimiento a partir de las referencias citadas en el apartado 2.1.2.

Tabla 8 *Inversión y costos estimados para la alternativa de autoabastecimiento con energía a partir de biogás.*

Biogás	Sin crecimiento	3% crecimiento anual
Potencia Media 2025	29	38
USD/MW	3	3
Inversión	USD 88.027	USD 114.856
Costos de Materia Verde	10%	10%
Costos de O&M	3%	3%

Se estiman las tarifas límite a partir de las cuales convendría autogenerarse en este escenario por sobre las otras dos alternativas de cumplimiento. La tasa de corte considerada es de 10% en dólares, que es la habitual considerada en proyectos de este tipo, sin embargo aun cuando se considerara una tasa de corte de 1% en dólares la alternativa de autogenerarse sería desfavorable.

Tabla 9 Tarifas monómico mínimas para que resulte conveniente el autoabastecimiento en el Escenario 2.

Biogás	Autogenerarse vs. Contrato		
	115 USD/MWh	Sin crecimiento	3% crecimiento anual
Período de Recupero	> 9 años	> 9 años	> 9 años
VAN(10%)	USD -25.432	USD -56.602	USD -56.602
	Sin crecimiento	3% crecimiento anual	
Período de Recupero	7 años	7 años	7 años
Tarifa Límite	USD 155	USD 204	USD 204

A los efectos de todos los cálculos se considera un tipo de cambio 1USD=15,3 ARG.

3.3. Cumplimiento por Contrato

A continuación se muestran los monómicos de abastecimiento que resultarían en caso de abastecer el porcentaje de energía renovable a través de un contrato (alternativas descriptas en apartados 2.1.1 o 2.1.3) y el resto a un distribuidor sito en Ciudad Autónoma de Buenos Aires, provincias de Córdoba o Santa Fe o provincia de Buenos Aires.

Tabla 10 Tarifas monómico con alternativa de abastecimiento por contrato.

Concepto	CABA	CORDOBA/STA FE	PCIA BS AS
Costo de Compra MEM	USD 50	USD 50	USD 50
VAD	USD 49	USD 64	USD 64
Impuestos	USD 24	USD 29	USD 30
Monómico	USD 123	USD 143	USD 144
Monómico Renovable con Contrato	USD 186	USD 206	USD 207
Diferencia	USD 63	USD 63	USD 63

El costo anual de electricidad se vería incrementado, en comparación con el costo actual, en un 4%, tal como se muestra a continuación. En las etapas siguientes se esperaría que dicho impacto fuera menor.

Tabla 11 Impacto en el costo de energía eléctrica por el cumplimiento de la ley con la alternativa de contrato.

			CABA	CORDOBA/STA FE	PCIA BS AS
2016	-	Costo Actual	USD 158.609	USD 184.313	USD 185.598
2017	8%	Costo con Contrato Renovable	USD 165.053	USD 190.757	USD 192.042
	102.816	Incremento %	4%	3%	3%
		Incremento USD	USD 5	USD 5	USD 5

4. CONCLUSIONES.

Si bien las modificaciones introducidas con la ley al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica y su decreto reglamentario favorecen el sendero de desarrollo de energías renovables en nuestro país aún se observan vacíos regulatorios que cubrir.

La obligación de cumplimiento de objetivos de abastecimiento con fuentes renovables solamente se establece a un segmento de la demanda, los grandes usuarios, la cual es a su vez la que abona, a partir del último aumento tarifario, casi el costo real de la energía eléctrica.

Tal como se observa en los resultados del presente, los monómicos que actualmente pagan estos usuarios por su energía eléctrica se encuentran entre 123 USD/MWh y 144 USD/MWh según si se encuentran en CABA o provincias de Córdoba, Santa Fe o Buenos Aires. Estos montos contemplan costo de compra de la energía y potencia, valor agregado de distribución e impuestos. Dentro de las alternativas de cumplimiento de la ley, aquellas que refieren a la celebración de contratos ya sea a través de un generador o por el mecanismo de compra conjunta de CAMMESA, parecieran ser las convenientes frente a la alternativa de autoabastecimiento. Esto queda demostrado a través de la simulación de dos posibles escenarios de autoabastecimiento en los cuales podrían pensar los grandes usuarios: energía solar fotovoltaica, o energía eléctrica a partir de biodigestión de residuos y biogás en los casos de industrias en las que pueda empalmarse una solución de este tipo. Para ambas alternativas de autoabastecimiento se concluye que los precios límite a partir de los cuales resultaría conveniente inclinarse por la autogeneración se encuentran muy por encima del límite de precio de 113 USD/MWh establecido en la ley para los contratos.

En el caso de energía solar fotovoltaica, considerando una inversión por etapas (que sería la más favorable), los precios de contratos debieran estar como mínimo por encima de 224 USD/MWh para que resulte conveniente el autoabastecimiento. En el caso de energía eléctrica generada a partir de biogás este precio debiera estar como mínimo por encima de 155 USD/MWh. En ambos escenarios considerando que el gran usuario no incrementara su consumo. Estos precios subirían a 238 USD/MWh (solar FV) y 204 USD/MWh (biogás) si se considera un crecimiento de 3% anual de consumo. La tasa de corte considerada es de 10% en dólares, que es la habitual considerada en proyectos de este tipo, sin embargo aun cuando se considerara una tasa de corte de 1% en dólares la alternativa de autogenerarse, bajo las condiciones definidas en el estudio, sería desfavorable. Las relaciones observadas se mantienen aun cuando se considerara un usuario con un consumo mayor al del caso desarrollado.

Los valores de tarifa citados se han calculado en función de parámetros de referencia para inversiones y costos de operación y mantenimiento de proyectos solar fotovoltaico y a partir de biogás, por lo que los resultados debieran actualizarse frente a cambios en dichos parámetros, por ejemplo ante precios más competitivos para las inversiones en generación distribuida. Lo mismo ocurriría si se modificara el precio máximo establecido en la ley para los contratos. El estudio es preliminar y podría completarse con escenarios de variación de estas variables durante el horizonte del régimen de fomento de energías renovables.

Si bien en la normativa se establece de forma general el cálculo de la penalidad por incumplimiento, aun no queda claro entre que valores se encontrará la misma, sin embargo se entiende que la misma debiera estar por encima de los precios de cualquier alternativa para incentivar el cumplimiento de los objetivos.

Se estima que el cumplimiento de la ley a través de un contrato, en el contexto de tarifas actual, incrementaría el costo de la energía eléctrica para estos usuarios en 5 USD/MWh para la primer etapa (8%), lo que representaría un 4% de su costo de electricidad.

De inclinarse por la alternativa del contrato, con el tope de precio establecido en la ley, la porción de energía renovable se pagaría 63 USD/MWh más que el resto de la energía consumida por el cliente según las tarifas actuales.

Los resultados y conclusiones mostrados en el presente, son estimados y contemplan la suposición de algunas variables donde la normativa aun no provee definiciones claras, por lo que debe considerarse solo a modo de referencia general. Para concluir sobre casos particulares debiera realizarse la evaluación propia de cada proyecto con la totalidad de sus variables.

5. REFERENCIAS.

- [1] Agencia de Protección Ambiental. "Energía Solar en la ciudad de Buenos Aires". agenciaambiental.gob.ar
- [2] Breyer, C., Gerlach, A., Mueller, J., Behacker, H., & Millner, A.. (2009). "Grid parity analysis for EU and US regions and market segments. Dynamics of grid parity and dependence on solar irradiance, local electricity prices and PV progress ratio". *Proceedings of the 24th European photovoltaic solar energy conference*. Alemania.
- [3] Agencia Andaluza de la Energía. (2011). Estudio Básico del Biogás.
- [4] Gruber, S., Hilbert, J., & Sheimberg, S. (2010). Estudio de caso preliminar de generación eléctrica de 1 MWel con una planta de biogás de alta eficiencia. Buenos Aires: INTA N° Doc BC-INF-16-10.
- [5] Comisión de Integración Energética Regional (CIER). (2016). "Tarifas eléctricas en distribución para clientes regulados. América Latina". Uruguay.
- [6] <http://www.edenor.com.ar/cms/SP/CLI/home.html>, visitado el 5 de octubre de 2016.
- [7] <http://www.edelap.com.ar/>, visitado el 5 de octubre de 2016.
- [8] <http://www.epe.santafe.gov.ar/>, visitado el 5 de octubre de 2016.
- [9] <http://www.epec.com.ar/>, visitado el 5 de octubre de 2016.