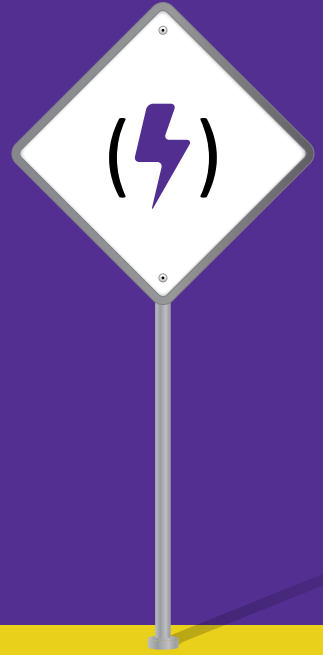


SERIE  
**PENSAR  
LA ENERGÍA**



*¿Es rentable  
inyectar  
energía  
fotovoltaica  
a red en  
Santa Fe?*

Comparación con  
casos regionales.



---

**Autores:**

Ing. Ignacio Arraña

Carolina Mori

Lic. Leonardo Koffman



---

**Diseño y diagramación,  
idea y montaje de tapa:**

Lucas Reibak

---

**Taller Ecologista** es una organización civil de la ciudad de Rosario (Argentina), creada en 1985. Desde esta organización trabajamos en la defensa y preservación del ambiente de manera integral y no bajo una visión reduccionista, conjugando los problemas sociales, políticos y económicos con el respeto por los derechos humanos, promoviendo sociedades sustentables que permitan a las generaciones actuales y futuras una vida digna y armoniosa con el entorno.



Usted es libre de copiar, distribuir y hacer obras derivadas de este trabajo siempre que cite la fuente, bajo los términos de la licencia Creative Commons Atribución 2.5 de Argentina  
[<http://creativecommons.org/licenses/by/2.5/ar>]

# ÍNDICE

---

<b>5</b>	<b>OBJETIVOS.</b> Objetivo general. Objetivos específicos.
<b>6</b>	<b>INTRODUCCIÓN.</b> <b>JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.</b>
<b>8</b>	<b>ANÁLISIS SECTORIAL DE SISTEMAS FOTVOLTAICOS CONECTADOS A RED (ON GRID).</b>
<b>10</b>	<b>ALTERNATIVAS DE SISTEMAS DE RETRIBUCIÓN POR ENERGÍA GENERADA.</b>
<b>12</b>	<b>COMPARATIVA DE COSTOS DE INVERSIÓN Y GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA UN CASO PROPUESTO.</b>
12	Caso de Rosario - Argentina.
14	Caso de Santiago - Chile.
16	Caso de Montevideo - Uruguay.
<b>18</b>	<b>EXPERIENCIAS COMPARABLES EN FACTURACIÓN Y RETRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA.</b>
18	Caso de Rosario - Argentina.
21	Caso de Santiago - Chile.
23	Caso de Montevideo - Uruguay.
<b>26</b>	<b>ANÁLISIS COMPARATIVO.</b>
<b>29</b>	<b>ALTERNATIVAS PARA ROSARIO.</b>
<b>34</b>	<b>ANEXO.</b>

---



A close-up, black and white photograph of solar panels, showing the grid lines and the texture of the panels. The panels are arranged in a grid pattern, with some panels slightly offset from each other, creating a sense of depth and perspective.

# **OBJETIVOS**

## **OBJETIVO GENERAL**

- Analizar la viabilidad de la generación fotovoltaica por parte de prosumidores en la provincia de Santa Fe.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Evaluar los costos de instalaciones FV en la ciudad de Rosario y compararlos con ciudades de países vecinos.
- Analizar el rendimiento de la inversión para prosumidores en Rosario y compararlo con otros sistemas implementados en países vecinos.
- Proponer formas de viabilizar económicamente la generación fotovoltaica en Santa Fe.

Se evalúa la situación de prosumidores conectados al distribuidor, es decir que no se abordará la problemática de los generadores para el mercado mayorista.

# **INTRODUCCIÓN. JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.**

Mediante la Resolución 442/13, el directorio de la Empresa Provincial de la Energía en Santa Fe (EPESF) ha aprobado el nuevo Procedimiento para el Tratamiento de Solicitudes de Generación en Isla o en Paralelo con la Red de la EPESF. Su identificación es PRO-103-101 Versión 01.

En el presente trabajo se intenta analizar lo que constituye un escenario comercial sumamente desfavorable para lograr la factibilidad económica de instalar sistemas fotovoltaicos conectados a las redes de distribución. El punto sensible de dicha factibilidad radica en la forma de retribución de la energía inyectada a la red.

La EPESF ha tomado la iniciativa a nivel nacional de habilitar la compra de energía a generadores residenciales con la ventaja de ser la pionera pero corriendo con la desventaja de no tener

experiencias anteriores para tomar como referencia. No obstante sabemos que varios países han implementado esta alternativa con diferentes grados de avance.

En el aspecto financiero, existen dos obstáculos para la efectiva implementación de esta iniciativa: por un lado los costos demasiado elevados de la inversión requerida y por otro el precio excesivamente bajo de la energía, tanto generada como consumida, que se desprende de los pliegos tarifarios de las distribuidoras.

Respecto al primer punto, las comparaciones internacionales permiten determinar que la generación solar fotovoltaica se encuentra dentro de las tecnologías más caras en términos de costo por kW instalado. No obstante, la región de Sudamérica, se ubica como la zona con los costos



promedio más favorables para esta tecnología (IRENA, 2013). Asimismo, dicha región y en particular la provincia de Santa Fe se encuentra en una situación privilegiada en cuanto al recurso solar disponible.

Adicionalmente, las últimas cifras sobre generación eléctrica en el mundo, publicadas por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) indican que, actualmente se está produciendo un círculo virtuoso de desarrollo, aprendizaje y consecuentes bajas en los costos de producción. A nivel global, en comparación con las demás fuentes de generación, los sistemas fotovoltaicos estuvieron entre los que mayor velocidad de crecimiento presentaron en los últimos 5 años quedando posicionados por encima de la biomasa como tercera mayor tecnología renovable en el mundo en términos de potencia instalada (IRENA, 2013)<sup>1</sup>.

Cabe mencionar que la mayor parte de las inversiones fotovoltaicas se realizaron en instalaciones conectadas a la red a diferencia de años anteriores donde los esfuerzos se volcaban a los sectores aislados. Este crecimiento fue acompañado de bajas en los precios de los módulos, costos de instalación, como así también,

de los precios de la energía ofrecida. En Latinoamérica, los países más dinámicos actualmente en el rubro fotovoltaico son, Brasil, Chile y México. La creciente participación de esta fuente permite prever que los costos de paneles y del resto de los componentes de las instalaciones también registrarán una reducción.

Respecto al segundo obstáculo mencionado, uno de los determinantes del resultado desfavorable en este tipo de inversiones radica en los diferentes atrasos tarifarios que tienen las distribuidoras eléctricas del país, respecto a los niveles de precios que harían viable el sistema eléctrico actual a través del incentivo privado. Este diagnóstico, agregado a la fuerte carga que tiene en el presupuesto público el subsidio en las tarifas, permite prever un ajuste en los próximos años.

En vistas de las visibles consecuencias del cambio climático y la dependencia de combustibles fósiles se observa un amplio interés en el sector productivo y residencial para la incorporación de equipamiento de generación con renovables. No obstante, de acuerdo con diferentes experiencias ensayadas, para las inversiones en instalaciones solares no se prevé un período razonable de recupero con las condiciones tarifarias actuales.



---

1. En términos de potencia instalada, las principales son la hidráulica y la eólica.

# ANÁLISIS SECTORIAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED (ON GRID)

Un sistema fotovoltaico conectado a red tiene dos componentes fundamentales, los módulos fotovoltaicos y el inversor de tensión de sistemas fotovoltaicos conectados a red (on grid). En ambos casos la tecnología es importada aunque hace más de veinte años empresas argentinas han comenzado a ensamblar módulos fotovoltaicos.

Actualmente San Juan tiene un proyecto de instalación para una planta de integración vertical a través de un contrato con una empresa alemana, aunque difícilmente esté la planta de ensamblado funcionando antes del año 2016.

Existen otras provincias de nuestro país como Entre Ríos y La Rioja en donde sus gobernadores han manifestado intenciones de instalar plantas de ensamblado de módulos fotovoltaicos. En el primer caso en la ciudad de Paraná y en el segundo en la localidad de Villa Unión, dentro del departamento de Felipe Varela.

Las empresas que participan de la cadena de valor de sistemas fotovoltaicos conectados a red, en orden progresivo, son:

1. Fabricantes;
2. Importadores;
3. Distribuidores comerciales.

Actualmente el mercado a nivel nacional y provincial oferta una amplia gama de precios y calidades en módulos fotovoltaicos, no así de inversores on grid, por lo cual haremos un análisis considerando estos equipos por separado.

## *Paneles fotovoltaicos*

El rubro de ensambladores a nivel nacional se puede considerar en estado incipiente por lo antes dicho. Del informe de la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER, 2014) se extrae, “en general todos los elementos del sistema (se refiere a un sistema fotovoltaico con conexión a red) son técnica y comercialmente pasibles de ser fabricados localmente, sólo en el caso del módulo fotovoltaico, es necesario ver si el mercado regional tiene escala suficiente para la integración vertical de una planta de fabricación o si es más recomendable sólo realizar en el país el laminado importando las celdas. Es importante establecer que en un parque solar fotovoltaico, luego de la reciente caída de precio, el módulo significa no más que un tercio del valor de la inversión total en el mismo”.

Luego agrega “Es fácil ver que se puede agregar valor realizando el laminado de los módulos localmente, hacer esta operación no requiere de una escala tan significativa como la necesaria para la integración vertical y permite optimizar el proceso de importación de componentes generando algunos trabajos locales de nivel intermedio”.

Respecto a la importación de esta tecnología, los requerimientos de la Administración Federal de Ingresos Públicos (empadronamiento, declaración anticipada de importación, etc.) dificultan la previsión en el stock. Este hecho sumado a la baja escala del mercado y una política de promoción para las renovables, aún insuficiente, da como resultado que el precio que los importadores cobran a los distribuidores, se eleve. Mientras



en Europa, el precio de la potencia instalada se calcula en 2 a 3 U\$/W, en nuestro país varía de 4 a 8 U\$/W.

Dentro de la cadena de valor, al carecer de fabricantes, algunos importadores de módulos fotovoltaicos que se encuentran buscando en la web son, Solartec SA (Bs. As.), La Inesina Solar (Bs. As.) e Hissuma Materiales (Bs. As.), Enertik (Villa Gobernador Gálvez) entre muchos otros.

Se destaca la inexistencia de estos actores en toda la provincia de Santa Fe.

El sector es más dinámico en lo que respecta a los distribuidores comerciales. Algunos de los identificados en la provincia son Green Energy and Light (Rosario), Greentec Energías Renovables (Rosario), TecSolar SRL (Rosario), Polimaq (Rosario) y Susten (Rosario).

## ***Inversores de tensión***

Respecto a los inversores para conexión a red, se conoce solo de dos empresas en la ciudad de Rosario que los ofrecen, Enertik y TecSolar SRL. Se recalca este hecho siendo la provincia de Santa Fe junto con Salta, las únicas del país que permiten la instalación de estos sistemas.

Del informe de la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER, 2014) se extrae, “es posible fabricar localmente la mayoría de los componentes de la cadena de valor de estos sistemas, generando trabajos de calificación intermedia y alta. Hay en el sector capacidades reales y potenciales para emprender la senda con altas posibilidades de éxito”.

Debería abordarse en un análisis pormenorizado y más profundo el potencial del rubro de instaladores domiciliarios en caso de darse una incorporación masiva de equipos en viviendas. Este potencial sería de alto interés desde el punto de vista socioeconómico, principalmente por el crecimiento del empleo y del sector de pequeñas y medianas empresas que generaría. Adicionalmente, como consecuencia de dicho crecimiento, se esperaría una posible estandarización de los costos de instalación con su consecuente disminución en los costos de inversión del usuario de estos sistemas.

### ***Cadena de valor en la ciudad de Rosario***

#### **Paneles fotovoltaicos**



#### **Inversores de tensión On Grid**



# ALTERNATIVAS DE SISTEMAS DE RETRIBUCIÓN POR ENERGÍA GENERADA

Algunas de las modalidades de cálculo para retribuir a prosumidores que se utilizan mundialmente son las denominadas “Net Metering” y “Feed in Tariff”. A continuación una pequeña introducción a estas dos metodologías.

- **Net Metering (NM):** permite a los clientes usar su generación de energía para compensar el consumo de electricidad tomada de la red, sin diferenciar las tarifas por la energía consumida y generada (Relación 1:1).

*Este mecanismo utiliza solo un medidor de energía capaz de funcionar en sentido inverso, cuando el flujo energético producido por el usuario es mayor a la energía consumida en ese instante.*

- **Feed in Tariff (FIT):** este método de compensación también permite a los clientes usar su propia generación de energía, pero utiliza tarifas “Especiales” o “Diferenciales” para la energía entregada a la red, las mismas suelen ser superiores a las de la energía consumida de la distribuidora.

*Esta metodología puede ser permanente o durante determinados periodos de tiempo. Por ejemplo, en Japón, la tarifa de inyección de energía de un residencial tiene un valor superior a la tarifa normal durante los primeros tres años.*

*Este mecanismo requiere la existencia de dos medidores para contabilizar tanto la energía consumida como la generada e inyectada a la red; o implementar un único*

*medidor “Smart meter” con capacidad de almacenar estas dos mediciones en un único contador.*

El NM es un instrumento útil cuando las tarifas locales reflejan todos los componentes reales de las tarifas, incluyendo las externalidades de las fuentes utilizadas, los subsidios directos e indirectos presentes y pasados y se pondera el punto de la curva de aprendizaje en que se encuentra cada tecnología y modalidad de adopción. Por el contrario, en los mercados donde la competencia de los precios no considera alguno o todos los elementos mencionados, la medición neta usualmente no es un estímulo suficiente para el desarrollo del sector. Chile, Brasil, México y Uruguay tienen en vigencia modelos de Net Metering a partir de tener tarifas relativas mucho más altas que en Argentina (CADER, 2013).

El instrumento regulatorio más eficiente respecto a la divulgación rápida de estas energías, por reducción de costos y los incentivos que ofrece a los inversionistas, es el instrumento de las tarifas incrementadas modelo alemán (feed in tariff). Estos precios se garantizan por un periodo estipulado por ley (20 años en el caso de Alemania) y van decreciendo en el transcurso de los años (Los Verdes FEP, 2014).

De la experiencia de los países con éxito en la retribución de prosumidores, FIT, es el incentivo que mejor permite acelerar el desarrollo de proyectos ya que se vuelven más viables y se reduce el tiempo de retorno de la inversión.

Por el contrario, cuando el incentivo resulta excesivo, la cuota no se planifica y el proceso sufre discontinuidades que lo hacen insostenible; el resultado que se obtiene es una transferencia de recursos infructuosa de los estados nacionales al sector privado que lejos de capitalizarlos en forma virtuosa, se presentan de manera de renta extraordinaria al inicio para posteriormente destruir la mayoría de las capacidades locales creadas y

provocar desempleo de los recursos humanos capacitados a tal fin. El caso de España, que discontinuó la aplicación del decreto real del 2004 que establecía una remuneración muy elevada para la generación fotovoltaica en piso o techo, de pequeña o alta potencia, desencadenó la destrucción de más del 75% de la Pymes creadas a la luz del incentivo y perdió más de 60.000 empleos directos e indirectos que había generado el sector (CADER, 2013).

A continuación resumimos los mecanismos utilizados por distintos países.

<i>Net Metering</i>	
<i>Pais</i>	<i>Año de implementación</i>
<i>México</i>	<i>2012</i>
<i>Republica Dominicana</i>	<i>2012</i>
<i>Brasil</i>	<i>2012</i>
<i>Uruguay</i>	<i>2010</i>
<i>Chile</i>	<i>2012</i>

<i>Feed in Tariff</i>	
<i>Pais</i>	<i>Año de implementación</i>
<i>Alemania</i>	<i>2008</i>
<i>Inglaterra</i>	<i>2010</i>
<i>Japón</i>	<i>2012</i>

Resaltamos el éxito logrado por Alemania e Inglaterra a pesar de no tener altos índices de radiación y por tanto no ser los escenarios más favorables para el uso de la energía solar.

# COMPARATIVA DE COSTOS DE INVERSIÓN Y GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA UN CASO PROPUESTO

Como se mencionó anteriormente un sistema fotovoltaico a red está compuesto principalmente por los módulos y el inversor on grid, sin embargo en un estudio de costos de inversión, por su importancia, se deben considerar también las estructuras de sujeción y en último lugar los materiales eléctricos. Respecto al costo de instalación, se ha omitido en este estudio, debido a que se obtuvieron valores muy dispares probablemente debido a la falta de madurez y escala del mercado.

## *Caso de Rosario - Argentina*

A continuación el detalle de presupuesto para un sistema fotovoltaico on grid de 1400 Wp.

<i>Cantidad</i>	<i>Artículo</i>	<i>Precio unitario</i>	<i>Precio total</i>
14	<i>Paneles fotovoltaicos 100 Wp. Policristalino Eficiencia 14%</i>	AR\$ 2.326,03	AR\$ 32.564,35
1	<i>Inversor de tensión on grid 1300 W. (Pot. de salida)</i>	AR\$ 23.153,76	AR\$ 23.453,76
4	<i>Estructura 4 módulos</i>	AR\$ 3.262,16	AR\$ 13.048,64
1	<i>Materiales eléctricos</i>	AR\$ 2904,19	AR\$ 2.904,19
		<i>Total</i>	AR\$ 71.970,1

Un sistema como el propuesto podría tener como aplicación una vivienda unifamiliar de cuatro personas. La potencia instalada será capaz de generar una energía de aproximadamente 2,132 MWh/año. Se consideraron condiciones climáticas de la ciudad de Rosario (ubicación

de la estación meteorológica, latitud: 32,9°S; longitud: 60,8°O), para un sistema orientado al norte con 32° de inclinación sobre la horizontal, valor para el cual se maximiza la producción energética. La generación anterior discriminada mensualmente se resume a continuación.

<i>Mes</i>	<i>Generación mensual [MWh]</i>
<i>Enero</i>	<i>0,215</i>
<i>Febrero</i>	<i>0,192</i>
<i>Marzo</i>	<i>0,195</i>
<i>Abril</i>	<i>0,168</i>
<i>Mayo</i>	<i>0,150</i>
<i>Junio</i>	<i>0,126</i>
<i>Julio</i>	<i>0,137</i>
<i>Agosto</i>	<i>0,165</i>
<i>Septiembre</i>	<i>0,173</i>
<i>Octubre</i>	<i>0,197</i>
<i>Noviembre</i>	<i>0,206</i>
<i>Diciembre</i>	<i>0,208</i>

Debido a que la facturación de la energía eléctrica en la ciudad de Rosario es bimestral, trabajaremos sobre la tabla anterior con este periodo de tiempo.

<i>Bimestre</i>	<i>Generación bimestral [kWh]</i>
<i>Bimestre 1</i>	<i>407</i>
<i>Bimestre 2</i>	<i>363</i>
<i>Bimestre 3</i>	<i>276</i>
<i>Bimestre 4</i>	<i>302</i>
<i>Bimestre 5</i>	<i>370</i>
<i>Bimestre 6</i>	<i>414</i>

Para un análisis que represente el comportamiento anual del caso en estudio, de dicha tabla consideraremos que el sistema fotovoltaico genera un valor promedio de 355,33 kWh por bimestre.

De acuerdo a datos de la Secretaría de Energía de la Nación, para el año 2011 la cantidad de usuarios “residenciales” con servicio eléctrico en la provincia de Santa Fe fue de 1.127.752 usuarios que consumieron 2.610.548 MWh durante todo el año. De aquí podemos decir que el consumo promedio es de 2,31 MWh/año por usuario residencial.



En función de este valor, para Rosario, la relación entre la energía generada por el sistema propuesto y la energía consumida por un usuario residencial, en términos anuales es:

2,132 MWh / 2,31 MWh= 92,29%

Al igual que hicimos con la generación del sistema fotovoltaico propuesto, haremos una simplificación para el consumo del usuario, considerando que su demanda de energía bimestral es constante de la siguiente manera:

Consumo anual= 2,31 MWh  
 Consumo mensual medio= 2,31 MWh/12 meses= 0,193 MWh/mes  
 Consumo bimestral medio= 2 x 0,193 MWh/mes= 0,385 MWh/bim

De esta forma se define un consumo bimestral medio de 385 kWh. Resumiendo, para Rosario:

Generación bimestral [kWh]	Consumo bimestral [kWh]
355,33	385

(El valor de consumo será común para el posterior estudio en Chile y Uruguay)

## Caso de Santiago - Chile

Al igual que en el caso anterior, a continuación se detalla un presupuesto para un sistema fotovoltaico on grid de 1500 Wp, potencia que cotizó la empresa chilena consultada para el presente documento.

Cantidad	Artículo	Precio unitario	Precio total
6	Paneles fotovoltaicos 250 Wp. Policristalino	CH\$ 161.560	CH\$ 969.360
1	Inversor de tensión on grid 1300 W. (Pot. de salida)	CH\$ 673.373	CH\$ 673.373
6	Estructura por módulo	CH\$ 34.384	CH\$ 206.304
1	Materiales eléctricos	CH\$ 86.931,70	CH\$ 86.931,70
<i>Total</i>			CH\$1.935.968,70

La potencia instalada (se consideró para este cálculo 1400 Wp, al igual que el caso de Rosario) será capaz de generar un módulo de energía de 1,728 MWh/año. Se consideraron condiciones climáticas de la ciudad de Santiago de Chile (ubicación de la estación meteorológica, latitud: 33,5°S; longitud: 70,7°O) para un sistema orientado al norte con un ángulo de inclinación sobre la horizontal de 21,5° a 25,5°, valores para los cuales se maximiza la producción energética, discriminada mensualmente a continuación.

Mes	Generación mensual [MWh]
Enero	0,217
Febrero	0,184
Marzo	0,171
Abril	0,116
Mayo	0,080
Junio	0,060
Julio	0,067
Agosto	0,105
Septiembre	0,132
Octubre	0,181
Noviembre	0,195
Diciembre	0,220

En función de estos cálculos, la relación entre la energía generada y consumida (común para todos los casos en estudio) en términos anuales es:

$$1,728 \text{ MWh} / 2,31 \text{ MWh} = 74,81\%$$

Para poder realizar las comparaciones propuestas en este informe, trabajaremos sobre la tabla anterior, con valores de producción energética bimestral.

Bimestre	Generación bimestral [kWh]
Bimestre 1	401
Bimestre 2	287
Bimestre 3	140
Bimestre 4	172
Bimestre 5	313
Bimestre 6	415

Para un análisis que represente el comportamiento anual del caso en estudio, de dicha tabla consideraremos que el sistema fotovoltaico genera un valor promedio de 288 kWh por bimestre.

Resumiendo, para Santiago:

Generación bimestral [kWh]	Consumo bimestral [kWh]
288	385

## Caso de Montevideo - Uruguay

A continuación un detalle de presupuesto para un sistema fotovoltaico on grid de 1560 Wp, potencia cotizada por la empresa uruguaya que se consultó. Respecto a los costos, los artículos no están desagregados.

Cantidad	Artículo	Precio unitario	Precio total
8	Paneles fotovoltaicos 250 Wp. Monocristalino	UR\$ 0	UR\$ 0
1	Inversor de tensión on grid SMA 2000 VA	UR\$ 0	UR\$ 0
8	Estructura por módulo	UR\$ 0	UR\$ 0
1	Materiales eléctricos	UR\$ 0	UR\$ 0
Total(1 USD=UR\$ 24,07 para el 10.12.14)			UR\$ 224.645,31

La potencia instalada (se consideró para este cálculo 1400 Wp, al igual que el caso de Rosario) será capaz de generar un módulo de energía de 2,108 MWh/año. Se consideraron condiciones climáticas de la ciudad de Montevideo (ubicación de la estación meteorológica, latitud: 34,8°S; longitud: 56,0°O) para un sistema orientado al norte con un ángulo de inclinación sobre la horizontal de 33,8°, valor para el cual se maximiza la producción energética resumida a continuación.

Mes	Generación mensual [MWh]
Enero	0,219
Febrero	0,182
Marzo	0,190
Abril	0,157
Mayo	0,149
Junio	0,125
Julio	0,138
Agosto	0,159
Septiembre	0,177
Octubre	0,193
Noviembre	0,202
Diciembre	0,216

En función de estos cálculos, la relación entre la energía generada y consumida en términos anuales es:

2,108 MWh / 2,31 MWh= 91,27%

Para poder realizar las comparaciones propuestas, trabajaremos sobre la tabla anterior con valores de producción energética bimestral.

<i>Bimestre</i>	<i>Generación bimestral [kWh]</i>
<i>Bimestre 1</i>	401
<i>Bimestre 2</i>	347
<i>Bimestre 3</i>	274
<i>Bimestre 4</i>	297
<i>Bimestre 5</i>	370
<i>Bimestre 6</i>	418

Para un análisis que represente el comportamiento anual del caso en estudio, de dicha tabla consideraremos que el sistema fotovoltaico genera un valor promedio de 351,16 kWh por bimestre.

Resumiendo, para Montevideo:

<i>Generación bimestral [kWh]</i>	<i>Consumo bimestral [kWh]</i>
351,16	385

# EXPERIENCIAS COMPARABLES EN FACTURACIÓN Y RETRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA

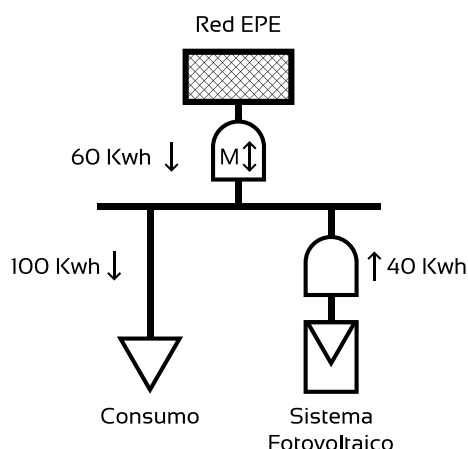
Bajo este título se analizan ejercicios de facturación para las tres ciudades en estudio. En cada caso y de acuerdo a la correspondiente distribuidora de energía, se seleccionan categorías tarifarias análogas para realizar la comparación de los tres análisis.

En cada ciudad se analiza facturación por energía consumida y reintegro por energía inyectada a la red, a través del sistema fotovoltaico propuesto en el título anterior.

## Caso de Rosario - Argentina

El actual procedimiento<sup>1</sup> de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF) que regula técnica y comercialmente este tipo de instalaciones reconoce el siguiente sistema de pago:

A los pequeños clientes (PC)<sup>2</sup> que hubieran conectado generadores en paralelo con la red de la EPESF, se les facturará la suma de la energía neta (entregada menos recibida) suministrada por la EPESF y la energía entregada por el generador al precio de venta de la EPESF y se les descontará la energía entregada por el generador al precio de compra de la EPESF. Gráficamente:



$$\text{Factura } [\$] = \text{Consumo [KWh]} \times \text{Precio Venta EPE } [$/Kwh]$$

$$\text{Consumo [KWh]} = E_{\text{EPE}} [$/Kwh] + E_{\text{GEN}} [\text{Kwh}]$$

$$\text{Reintegro } [\$] = E_{\text{GEN}} [\text{Kwh}] \times \text{Precio Compra MEM } [$/Kwh]$$

1. Procedimiento para el tratamiento de solicitudes de generación en isla o en paralelo con la red de la EPESF. PRO-103-101. Versión : 01

2. PC: Pequeño Cliente o Persona física o jurídica, titular de un suministro de energía eléctrica que le brinda la EPESF, cuya demanda máxima, de acuerdo al Régimen Tarifario vigente, es igual o menor que 49 kW

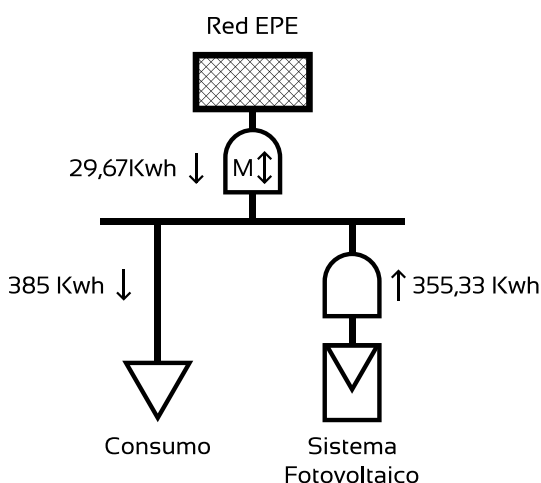


En la imagen se observa la definición de tres conceptos: “Factura”, en relación al cargo con que la EPESF enviará al consumidor su factura; “Consumo”, en relación a la energía total consumida por el usuario y “Reintegro”, en relación al dinero que la EPESF no cobrará al cliente por la energía que se autogeneró. Además se han puesto algunos valores para definir un posible caso de estudio, léase, el usuario demanda o consume 100 kWh, de los cuales 40 los autogenera, con por ejemplo, un sistema fotovoltaico, y los restantes 60 kWh los toma de la red de la EPESF.

Esto significa, en primer lugar un abuso grave, ya que en lugar de cobrar lo entregado de manera neta (60 kWh), se factura al cliente el total del consumo (100 kWh) como si lo hubiera provisto la distribuidora.

De acuerdo a este procedimiento comercial se analizará la facturación para el correspondiente caso en estudio.

Siendo el consumo bimestral medio de 385 kWh y la generación bimestral promedio de 355,33 kWh, podemos expresar gráficamente lo siguiente.



Para definir el precio de venta en la fórmula “Factura”, se contextualiza al “Consumo” dentro del cuadro tarifario de la EPESF. Para ello se ha considerado el análisis de un cliente tipo 1201 cuya potencia de contratación máxima es de 20 kW con un tope mensual de 325 kWh o 650 kWh/bim. De acuerdo al cuadro tarifario de la EPESF (incluido en el Anexo) la facturación se hará con las siguientes tarifas escalonadas.

Para los primeros 120 kWh consumidos en el bimestre:  
**Facturación= 120 kWh × 0,2257 AR\$/kWh= AR\$27,084**

Para los segundos 120 kWh consumidos en el bimestre:  
**Facturación= 120 kWh × 0,2882 AR\$/kWh= AR\$34,584**

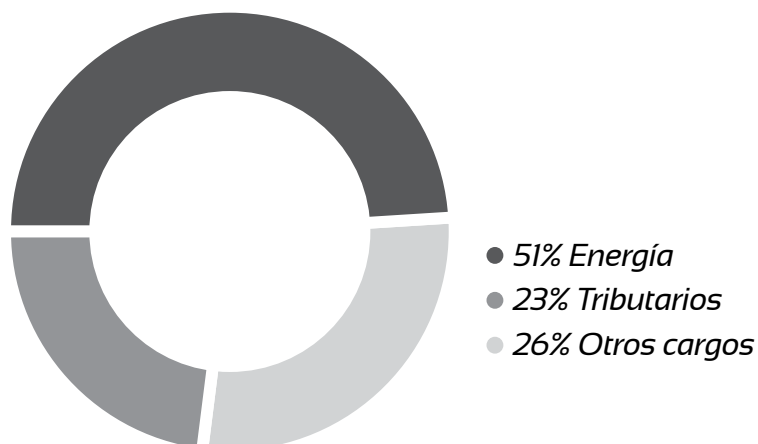
Para los excedentes de 240 kWh en el bimestre:  
**Facturación= (385 kWh - 240 kWh) × 0,53237 AR\$/kWh= AR\$77,194**

Resultando que:  
**Facturación bimestre= AR\$138,86**

Al análisis anterior, estrictamente sobre la energía, se agregan los cargos fijos y conceptos impositivos no considerados. Detalle de facturación de un cliente tipo 1201.

<b>Concepto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Importe final</b>
<i>Cuota de servicio (25,09464 AR\$/mes)</i>	<i>AR\$/bim</i>	<i>50,19</i>
<i>Primeros 120 kWh (0,2257 AR\$/kWh)</i>	<i>AR\$</i>	<i>27,084</i>
<i>Segundos 120 kWh (0,2882 AR\$/kWh)</i>	<i>AR\$</i>	<i>34,584</i>
<i>Excedente de 240 kWh (0,53237 AR\$/kWh)</i>	<i>AR\$</i>	<i>77,194</i>
<i>Importe Básico:</i>	<i>AR\$</i>	<i>189,05</i>
<i>Ley N° 23681 (0,6% del Básico)</i>	<i>AR\$</i>	<i>1,13</i>
<i>Ord. Mun. N° 1592/62 (0,6% del Básico)</i>	<i>AR\$</i>	<i>1,13</i>
<i>Ord. Mun. N° 1618/62 (1,8% del Básico)</i>	<i>AR\$</i>	<i>3,4</i>
<i>Ley N° 7797 (6,00% del Básico)</i>	<i>AR\$</i>	<i>11,34</i>
<i>Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.)</i>	<i>AR\$</i>	<i>21,17</i>
<i>Consumidor Final (21,00% sobre básico más C.A.P.)</i>	<i>AR\$</i>	<i>44,15</i>
<i>Ley N° 12692 Energías Renovables</i>	<i>AR\$</i>	<i>1,04</i>
<i>Subtotal:</i>	<i>AR\$</i>	<i>83,37</i>
<b>TOTAL:</b>	<b>AR\$</b>	<b>272,42</b>

De la tabla anterior se observa el siguiente comportamiento en cuanto a los porcentajes de los conceptos de facturación.



El precio monómico de la energía es:

$$\text{AR\$272,42} / 385 \text{ kWh} = 0,71 \text{ AR\$/kWh}$$

A continuación se analiza el reintegro que hará la EPESF a la energía generada por el sistema fotovoltaico del usuario. Para ello se define que el precio de compra MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), valor que la EPESF actualmente paga por la energía que el privado genera, es de 0,05 AR\$/kWh.

$$\text{Reintegro total} = \text{Energía}_{\text{GENERADOR}} \times \text{Precio compra MEM}$$
$$\text{Reintegro total} = 355,33 \text{ kWh} \times 0,05 \text{ AR\$/kWh} = \text{AR\$17,76}$$

Del análisis se concluye:

$$\text{Facturación bimestre} = \text{AR\$272,42}$$
$$\text{Reintegro bimestre} = \text{AR\$17,76}$$

A pesar de que el usuario ha logrado generar el 92,29% de su energía, en la facturación el ahorro económico no resulta tan conveniente.

Porcentaje de ahorro económico en la facturación exclusiva de energía:  
 $(\text{AR\$17,76} / \text{AR\$138,86}) \times 100 = 12,79 \%$

Porcentaje de ahorro económico en la facturación total:  
 $(\text{AR\$17,76} / \text{AR\$272,42}) \times 100 = 6,52\%$

## ***Caso de Santiago - Chile***

De acuerdo al consumo elegido para el presente documento, ubicamos nuestro caso de estudio en la tipología tarifaria BT1(Área 1 A (a)) del Cuadro de tarifas de Chilectra SA<sup>1</sup>. A continuación se detallan los valores que regula el mismo.

<b>Tarifas de suministro</b>	<b>\$ Neto</b>	<b>\$ con IVA</b>
Cargo fijo (\$/cliente)	588,8991	700,79
Energía base (\$/kWh)	67,4621	80,280
E. adicional de invierno (\$/kWh)	91,9428	109,412

La facturación bimestral, de un usuario de estas características en términos exclusivos de energía será la siguiente, se considera el consumo bimestral medio de 385 kWh.

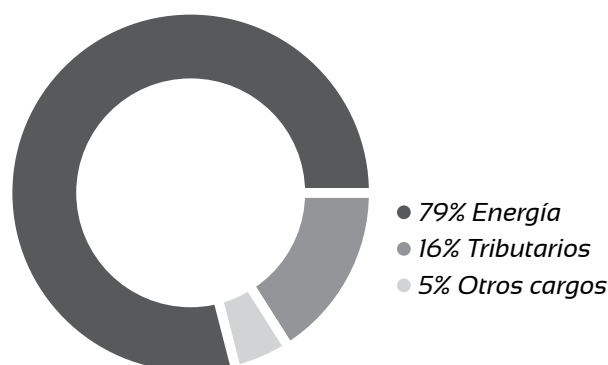
$$\text{Facturación bimestral} = \text{Energía base} \times \text{Precio Energía base Chilectra S.A.}$$
$$\text{Facturación bimestral} = 385 \text{ kWh} \times 80,28 \text{ CH\$/kWh} = \text{CH\$30.907,8}$$

Al análisis anterior, estrictamente sobre la energía, se le agregan cargos fijos, otros cargos de energía y conceptos tributarios, por lo cual la factura quedará conformada de la siguiente manera:

1. Ver en el Anexo descripción tarifaria y pliego tarifario completo de Chilectra S.A.

Concepto	Importe mensual	Importe bimestral
Cargo Fijo mensual	589,00 CH\$	1.178,00 CH\$/bim
Cargo Fijo por Arriendo de Equipos	321,01 CH\$	642,02 CH\$/bim
Importe fijo		1.820,02 CH\$/bim
Cargo Único por uso del sistema troncal	0,58 CH\$/kWh	223,30 CH\$/bim
Cargo por Energía Base	67,46 CH\$/kWh	25.972,10 CH\$/bim
Cargo por Energía Adicional	91,94 CH\$/kWh	0,00 CH\$/bim
Importe Energía		26.195,40 CH\$/bim
Importe Tributario		5.322,93 CH\$/bim
Importe Total		33.338,35 CH\$/bim

De la tabla anterior se observa el siguiente comportamiento en cuanto a los porcentajes de los conceptos de facturación.



El precio monómico de la energía es:

$$\text{CH\$ } 33.338,35 / 385 \text{ kWh} = 86,59 \text{ CH\$/kWh}$$

A continuación se analiza el reintegro que hará Chilectra S.A. a la energía generada por el sistema fotovoltaico del usuario. Para ello seguiremos lo expresado en el Reglamento de la Ley 20.571 (Ver Anexo). Resaltamos la importancia de los Artículos 36, 37, 38 y 40. De acuerdo al artículo 37 comenzamos el cálculo.

$$\text{Reintegro bimestral} = \text{Energía}_{\text{GENERADOR}} \times \text{Precio energía inyectada Chilectra SA}$$

$$\text{Reintegro bimestral} = 288 \text{ kWh} \times 80,28 \text{ CH\$/kWh} = \text{CH\$}23.120,64$$

Del análisis se concluye:

**Facturación bimestre= CH\$33.338,35**

**Reintegro bimestre= CH\$23.120,64**

El usuario, como se mostró líneas arribas, ha logrado generar el 74,81% de su energía. El porcentaje de ahorro económico en la facturación exclusiva de energía es:

$$(CH\$23.120,64 / CH\$30.907,8) \times 100 = 74,81\%$$

Si consideramos la facturación total, el ahorro económico logrado es el siguiente:

$$(CH\$23.120,64 / CH\$33.338,35) \times 100 = 69,35\%$$

## ***Caso de Montevideo – Uruguay***

De acuerdo al modelo de consumo elegido ubicamos nuestro caso de estudio en la tipología tarifaria Residencial Simple que se detalla a continuación (en el Anexo se encuentra la descripción de las tarifas y el pliego tarifario de UTE).

<b>Tarifa Residencial Simple*</b>	
<i>Cargo por consumo de energía [UR\$/kWh]</i>	
<i>1 kWh a 100 kWh mensuales</i>	3,732
<i>101 kWh a 600 kWh mensuales</i>	4,68
<i>601 kWh en adelante</i>	5,825
<i>Cargo por potencia contratada [UR\$/kW]</i>	45
<i>Cargo fijo mensual [UR\$]</i>	144
<i>*Para los servicios con modalidad de consumo residencial cuya potencia contratada sea menor o igual a 40 kW.</i>	

La facturación “mensual” de un usuario tarifa Residencial Simple, en términos exclusivos de energía, para un consumo bimestral medio de 385 kWh o 192,5 kWh por mes, será la siguiente:

Para los primeros 100 kWh consumidos:

$$\text{Facturación mensual} = 100 \text{ kWh} \times 3,732 \text{ UR\$/kWh} = \text{UR\$}373,2$$

Para el intervalo entre 101 y 600 kWh:

$$\text{Facturación mensual} = (192,5 \text{ kWh} - 100 \text{ kWh}) \times 4,68 \text{ UR\$/kWh} = \text{UR\$}432,9$$

Por lo tanto:

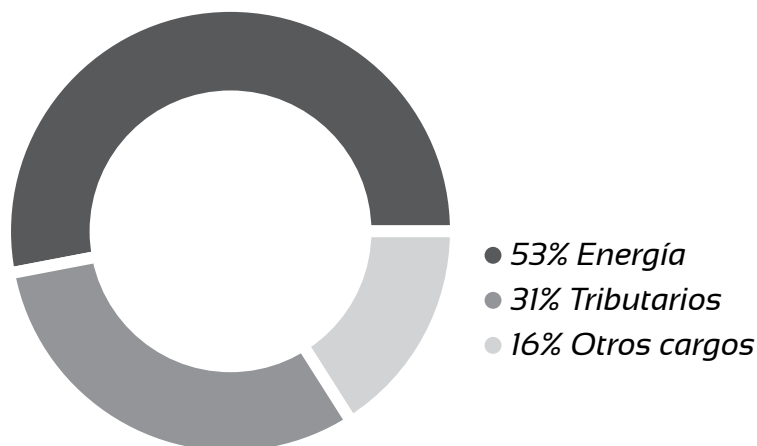
$$\text{Facturación bimestre} = 2 \times (\text{UR\$}373,2 + \text{UR\$}432,9) = 2 \times \text{UR\$} 806,10 = \text{UR\$}1.612,2$$

A este valor facturado en conceptos de energía se le deberá agregar los cargos fijos y tributarios, por lo cual la factura quedará conformada de la siguiente manera.



<b>Cargo Energía Mensual</b>	<b>URU\$ 806,10</b>
1er escalón 100 kWh x 3,732UR\$/kWh	UR\$ 373,20
2do escalón 92,5 kWh x 4,68 UR\$/kWh	UR\$ 432,90
<b>Cargo por potencia</b>	<b>UR\$ 333</b>
7,4 kW x 45UR\$/kW	UR\$ 333,00
<b>Cargo Fijo</b>	<b>UR\$ 144,00</b>
<b>Monto no Gravable</b>	<b>UR\$ 144,00</b>
<b>Monto Gravable mensual</b>	<b>UR\$ 1.139,10</b>
<b>IVA Básico 22%</b>	<b>UR\$ 250,60</b>
<b>Total Factura Mensual</b>	<b>UR\$ 1.533,70</b>

De la tabla anterior se observa el siguiente comportamiento en cuanto a los porcentajes de los conceptos de facturación.



El precio monómico de la energía es:

$$(2 \times \text{UR\$}1.533,70) / 385 \text{ kWh} = 7,97 \text{ UR\$/kWh}$$

A continuación se analiza el reintegro que hará UTE a la energía generada por el sistema fotovoltaico del usuario. Para ello seguiremos lo expresado en el Decreto 173/10 (Ver Anexo). Resaltamos la importancia de los Artículos 4, 5, 6, 7 y 8.

De acuerdo al artículo 4 y considerando una **generación bimestral de 351,16 kWh o 175,7 kWh/mes** tendremos que:

$$\text{Reintegro} = \text{Energía}_{\text{GENERADOR}} \times \text{Remuneración UTE}$$

Para los primeros 100 kWh inyectados:

$$\text{Reintegro mensual} = 100 \text{ kWh} \times 4,68 \text{ UR\$/kWh} = \text{UR\$}468$$

Para el intervalo entre 101 y 600 kWh:

$$\text{Reintegro mensual} = (175,7 \text{ kWh} - 100 \text{ kWh}) \times 4,68 \text{ UR\$/kWh} = \text{UR\$}354,12$$

Por lo tanto:

$$\text{Reintegro bimestre} = 2 \times (\text{UR\$468} + \text{UR\$354,12}) = \text{UR\$ 1.644,24}$$

Del análisis se concluye:

$$\text{Facturación bimestre} = 2 \times \text{UR\$1.533,70} = \text{UR\$3067,4}$$

$$\text{Reintegro bimestre} = \text{UR\$1644,44}$$

El usuario ha logrado generar el 91,26% de su energía y en la facturación el ahorro económico, sólo en concepto de energía, es total, con un excedente de UR\$32 bimestral:

$$\{\text{UR\$ 1.644,44} / (2 \times \text{UR\$ 806,10})\} \times 100 = 102\%$$

Mientras que considerando la facturación total el ahorro económico representa un 53,61%:

$$(\text{UR\$ 1.644,44} / \text{UR\$ 3067,40}) \times 100 = 53,61\%$$

# ANÁLISIS COMPARATIVO

A partir del análisis completo de este informe realizamos el cuadro comparativo que se muestra a continuación. En el mismo se condensan características relacionadas al sistema de generación fotovoltaico y la facturación de energía de las ciudades analizadas. En los conceptos que involucran moneda, se ha utilizado al dólar estadounidense como valor de referencia.

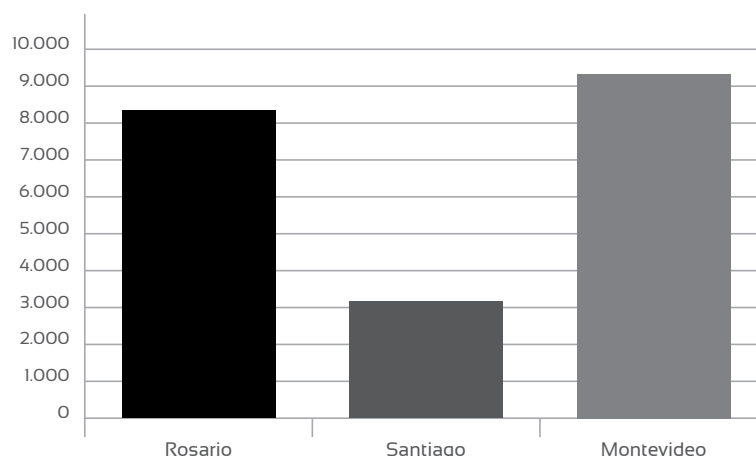
Concepto	Unidad	Rosario	Santiago	Montevideo
COSTO DE INVERSION	U\$D	8407,72	3097,55	9333
CONSUMO BIMESTRAL	kWh	385		
GENERACION PROMEDIO BIMESTRAL	kWh	355,33	288	351,40
AHORRO DE NERGIA	%	92,29	74,81	91,27
FACTURACION DE ENERGIA BIMESTRAL	U\$D	16,22	49,45	66,98
FACTURACION TOTAL BIMESTRAL	U\$D	31,82	53,34	127,44
PRECIO MONOMICO	U\$D/kWh	0,08	0,14	0,33
CARGOS TRIBUTARIOS DE FACTURACION	%	22,82	15,97	16,34
OTROS CARGOS DE FACTURACION	%	26,20	5,46	31,10
TARIFA DE INYECCIÓN	U\$D/kWh	0,0058	0,1284	0,1944
REINTEGRO BIMESTRAL	U\$D	2,07	36,99	68,32
AHORRO FACTURACION ENERGIA	%	12,79	74,81	102,00
AHORRO FACTURACION TOTAL	%	6,52	69,35	53,61
<b>COTIZACION DÓLAR del 10/12/2014</b>				
	U\$D	8,56	625	24,07

Del cuadro hacemos las siguientes observaciones.

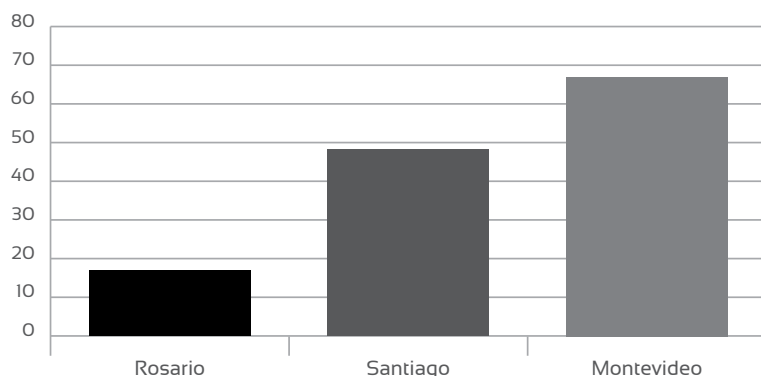
1. En Rosario, invertir en un sistema fotovoltaico on grid de aproximadamente 1400 Wp es 2,71 veces más costoso que en Santiago, pero un 11% más económico que en Montevideo.

2. De los tres sitios analizados para el caso de estudio planteado, Rosario es el que más energía genera [kWh]. En base a ello es el que más energía ahorra, por no consumirla de la red. Puede generar y ahorrar 1,23 veces más que Santiago y 1,01 veces más que Montevideo.

Costo de inversión (U\$D)



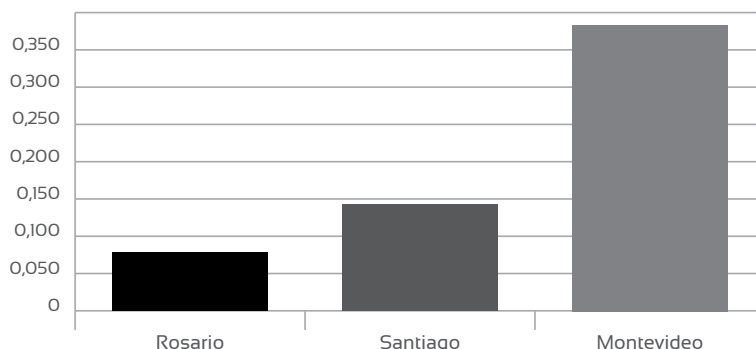
Facturación de energía bimestral (U\$D)



3. Considerando únicamente el concepto por energía consumida [kWh], de acuerdo a los valores de las tarifas [\$/kWh] y su composición (publicadas por las respectivas distribuidoras); la facturación exclusiva por energía que abona el usuario residencial del caso planteado, toma el menor valor en Rosario. Siendo 3,05 veces inferior que el de Santiago y 4,13 veces menor que el de Montevideo.

4. El precio monómico de la energía para Rosario es 1,75 veces inferior al de Santiago y 4,13 veces inferior que el de Montevideo.

Precio monómico (U\$D/kWh)

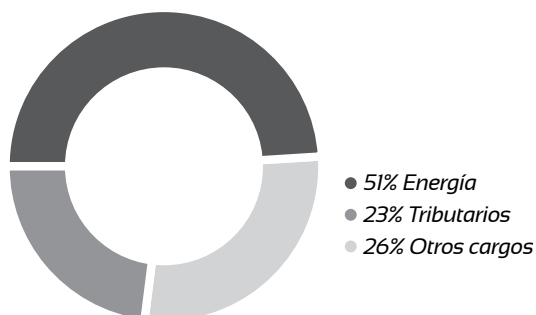


5. De la factura total bimestral que abona el usuario residencial del caso planteado, en Rosario el 22,82% corresponde solo a cargos tributarios. En Santiago ese porcentaje es del 15,97% y en Montevideo de 16,34%.

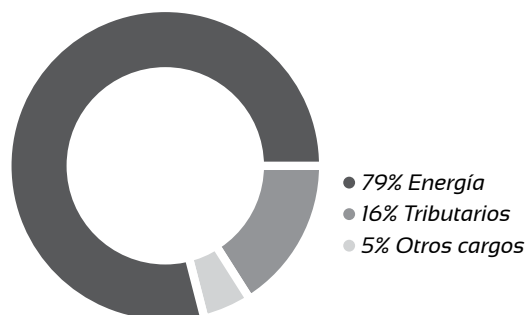
Respecto a los cargos fijos,

Rosario se ubica en una posición media con un peso del 26,20% de la misma. En Santiago es solo del 5,46% y en Montevideo tiene un peso de 31,10%. A continuación se muestran gráficamente las estructuras descriptas. Se observa un comportamiento similar entre Rosario y Montevideo.

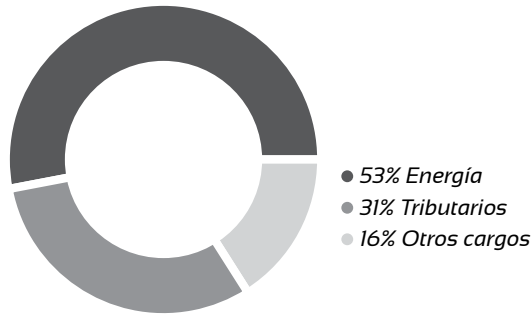
Rosario



Santiago

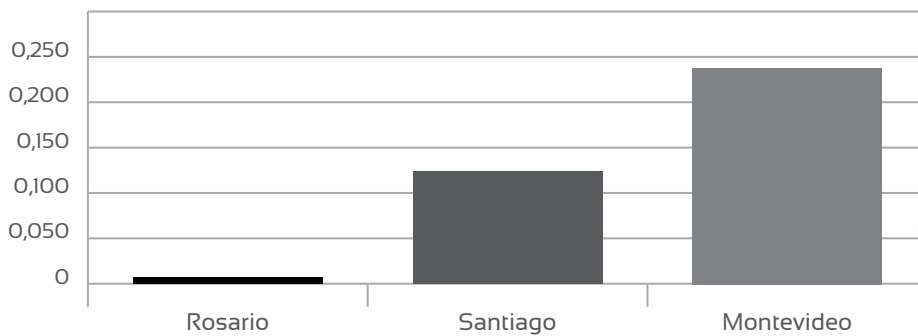


### Montevideo



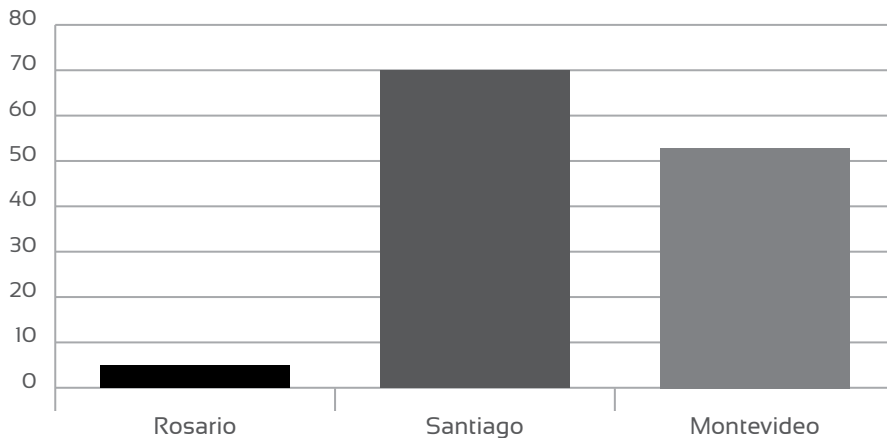
6. De acuerdo a las disposiciones establecidas para la inyección de energía generada por un sistema fotovoltaico como el del caso planteado, encontramos que en Rosario el incentivo a través del reintegro bimestral es 17,83 veces menor que en Santiago y 32,93 veces menor que en Montevideo. La siguiente gráfica muestra la relación entre las tarifas de inyección vigentes en cada caso.

### Tarifa de inyección (U\$D/kWh)



7. Si el usuario residencial rosarino del caso en estudio decide invertir en un sistema fotovoltaico para inyectar energía a la red, solo se ahorra de su factura el 6,52% mientras que en Santiago se ahorra el 69,38% y en Montevideo el 53,61%.

### Ahorro facturación total (%)





# ALTERNATIVAS PARA ROSARIO

En el presente apartado se plantearán posibles escenarios y conclusiones respecto al cálculo financiero que realizaría un inversor de equipamiento en generación fotovoltaica situado en la ciudad de Rosario.

Los supuestos considerados son:

- El gasto de mantenimiento de las instalaciones se considera despreciable, por lo que el único flujo negativo considerado (excepto en el caso de escenario actual (punto b) en el cual se considera el valor que la EPESF cobra por la energía autogenerada del usuario) es una inversión inicial de \$71.971.
- Retribución y equipamiento denominados en pesos argentinos.
- Se considera una vida del proyecto de 25 años coincidente con la vida útil de la instalación.
- Se considera que la producción de energía del sistema fotovoltaico es de 2132 kWh/año.
- En el escenario base la inflación tarifaria se supone nula. De existir un ajuste tarifario durante la vida del proyecto se prevé que este se verá compensado total o parcialmente, con la tendencia decreciente de la retribución a las energías renovables (tendencia que se utilizó en las modalidades de incentivo de Europa).

Para el análisis se trabaja con flujos de fondo, las variables que se analizan son, tarifa de inyección, tasa de descuento y el Valor Presente Neto (VAN). Se obtuvieron los siguientes resultados:

## 1. Escenario Net Metering

Simulando la aplicación de la modalidad Net Metering para EPESF con los precios actuales, se calculó el VAN para cuatro diferentes opciones de tasas de descuento (5%, 10%, 15% y 20%). En cada fila se repite esta evaluación suponiendo diferentes inflaciones tarifarias, del 5% al 22 %.

	Tasa de descuento			
	5%	10%	15%	20%
VAN sin Inflación tarifaria	\$ -61.563,92	\$ -65.268,44	\$ -67.197,82	\$ -68.317,66
VAN con Inflación tarifaria 5%	\$ -54.389,86	\$ -61.818,58	\$ -65.346,52	\$ -67.223,03
VAN con Inflación tarifaria 10%	\$ -39.488,15	\$ -55.189,00	\$ -62.063,52	\$ -65.425,57
VAN con Inflación tarifaria 22%	\$108,659,46	\$ 3.777,47	\$ -36.308,39	\$ -53.078,96

De la tabla se observa que la modalidad Net Metering solo arrojaría un resultado positivo suponiendo una inflación tarifaria anual del 22% y exigiendo una tasa de descuento del 5 o del 10% (o en situaciones más favorables que estos casos).

## 2. Escenario actual

A continuación, para diferentes tasas de descuento, se muestran los resultados del VAN para el escenario comercial vigente implementado por EPESF. Además, se agrega una fila con los valores de un escenario hipotético en el que no existen pagos al distribuidor por la energía que genera el usuario. Puede repasarse el título 6.1, donde se observa que la EPESF factura al usuario la energía que consume de la red más la que genera con su propio sistema fotovoltaico.

	Tasa de descuento					
	5%	10%	15%	18%	20%	25%
VAN	\$ -86.465,39	\$ -81.305,94	\$ -78.618,81	\$ -77.593,24	\$ -77.059,16	\$ -76.069,11
VAN sin pago por generación	\$ -70.468,59	\$ -71.003,39	\$ -71.281,92	\$ -71.388,23	\$ -71.443,59	\$ -71.546,21

Como se observa en la primera fila de la tabla, paradójicamente el VAN crece a medida que aumenta la tasa de descuento y esto se debe a que, como se anticipó anteriormente, existen en este caso flujos negativos durante toda la vida del proyecto y por lo tanto cuanto menor ponderación tienen los flujos futuros (reflejado en una tasa más alta) más favorable es el VAN. Con mejores resultados, sucede lo opuesto, para el escenario que representa la segunda fila de la tabla. En ningún caso convendrá realizar la inversión.

### 3. Escenario con tarifas de inyección a precios del mercado eléctrico mayorista

Considerando el escenario de retribución de la EPESF para el precio de la máquina menos eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) argentino, se obtienen los siguientes resultados.

Fecha de medición	Costo marginal máximo (\$/kWh)	VAN para diferentes tasas de descuento					
		5%	10%	15%	18%	20%	25%
15/12/2014	1,605	\$ -23.743,49	\$ -40.904,83	\$ -49.847,45	\$ -53.260,52	\$ -55.037,89	\$ -58.332,72
14/12/2014	1,630	\$ -22.992,29	\$ -40.428,96	\$ -49.508,56	\$ -52.973,91	\$ -54.778,50	\$ -58.123,81
11/12/2014	1,613	\$ -23.503,11	\$ -40.756,21	\$ -49.741,61	\$ -53.171,00	\$ -54.956,87	\$ -58.267,47
10/12/2014	1,588	\$ -24.254,32	\$ -41.239,05	\$ -50.085,46	\$ -53.461,81	\$ -55.220,05	\$ -58.479,44
09/12/2014	3,333	\$ 28.179,95	\$ -7.465,11	\$ -26.033,60	\$ -33.120,49	\$ -36.811,03	\$ -43.652,43
08/12/2014	1,127	\$ -38.106,58	\$ -50.164,11	\$ -56.441,38	\$ -58.837,18	\$ -60.084,80	\$ -62.397,61

Al aplicar como tarifa de inyección el costo marginal máximo pagado por día en el MEM, los resultados son aún más favorables respecto a los análisis anteriores. En la tabla anterior, el 09/12/14 se llegó a un costo marginal que haría rentable la generación distribuida con fotovoltaica.

### 4. Escenario con Tarifas Feed In rentables

Aplicando tasas de descuento del 5% al 25%, las tarifas de inyección que arrojan un VAN positivo (de

	Tasa de descuento					
	5%	10%	15%	18%	20%	25%
Tarifa inyección [\$/kWh]	2,40	3,72	5,23	6,18	6,83	8,48
Tarifa inyección [USD/kWh]	0,28	0,43	0,61	0,72	0,80	0,99
COTIZACION DÓLAR del 10/12/2014 (8,56 AR\$/USD)						

modo que sea conveniente hacer la inversión en términos financieros) son las siguientes. En síntesis, de los cuatros escenarios planteados se observa que el actual, punto 2, es el más desfavorable debido al flujo negativo que le significa al prosumidor pagar por su energía generada. El escenario 1 muestra una mejor alternativa a partir de la implementación de un sistema Net Metering con actualización acelerada de las tarifas eléctricas. Por último, considerando el punto 3 y el caso de tarifas Feed In (punto 4), se observa que la inversión se torna rentable para precios de inyección cercanos a los 2,4 AR\$/kWh. Este valor muestra un gran desfase considerando la tarifa actual de 0,05 AR\$/kWh y si bien esto representa una situación poco alentadora, la comparación con variables análogas de los otros países estudiados nos permitirá una visión más clara.

La siguiente tabla muestra comparaciones entre tarifas de consumo e inyección para las tres ciudades, unificadas a precio dólar y en el valor de su moneda de origen. Debido a la heterogeneidad de cálculo no todas ellas son directamente comparables. La tabla muestra, precios de energía, precios monómicos y tarifas de inyección, son estas últimas las resaltadas en negro, las que pueden ser contrastadas con los valores obtenidos en la tabla anterior.

Fuente	Tarifas	En moneda local	U\$/kWh
Flujo Fondo	Pago equilibrio s/flujo fondos (tasa dcto. 5%)	2,40 AR\$/kWh	0,28
	Pago equilibrio s/flujo fondos (tasa dcto. 10%)	3,72 AR\$/kWh	0,43
	Pago equilibrio s/flujo fondos (tasa dcto. 15%)	5,23 AR\$/kWh	0,61
EPESF	Primeros 60 kWh consumidos	0,2257 AR\$/kWh	0,03
	Entre 60 y 120 kWh consumidos	0,2882 AR\$/kWh	0,03
	De 120 kWh en adelante	0,53237 AR\$/kWh	0,06
	Precio Monómico	0,71 AR\$/kWh	0,08
	<b>Tarifa de inyección actual</b>	<b>0,05 AR\$/kWh</b>	<b>0,0058</b>
Chilectra SA	Energía base	80,28 CH\$/kWh	0,13
	Energía adicional de Invierno	109,412 CH\$/kWh	0,17
	Precio Monómico	86,59 CH\$/kWh	0,14
	<b>Tarifa de inyección actual</b>	<b>80,28 CH\$/kWh</b>	<b>0,13</b>
UTE	Primeros 100 kWh consumidos	3,372 URU\$/kWh	0,14
	Entre 101 y 600 kWh consumidos	4,68 URU\$/kWh	0,19
	Precio Monómico	7,97 URU\$/kWh	0,33
	<b>Tarifa de inyección actual</b>	<b>4,68 URU\$/kWh</b>	<b>0,19</b>

De la tabla se destaca:

- Como se indicó, las tarifas Feed In que harían rentable la generación distribuida en Rosario para diferentes tasas de descuento, son 0,28 U\$/kWh, 0,43 U\$/kWh y 0,61 U\$/kWh. La actual tarifa de inyección de la EPESF es 0,0058 U\$/kWh, lo cual representa en el mejor de los casos,

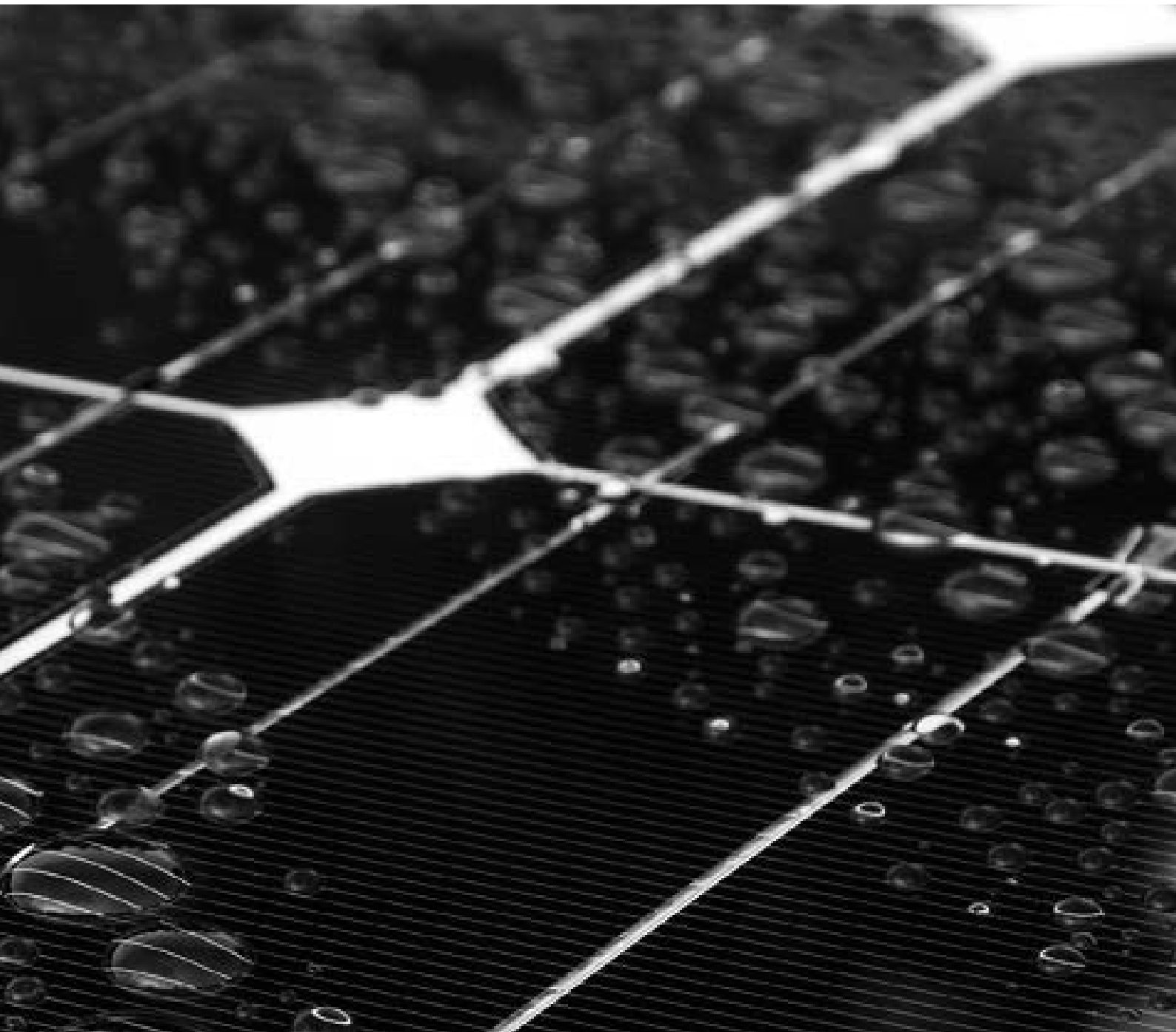
una discrepancia del 4828%. A modo comparativo, la tarifa de inyección de Montevideo es de 0,19 U\$/kWh y la de Santiago de 0,13 U\$/kWh. Para estos casos la discrepancia sería de 147% y 215%, respectivamente.

- UTE y Chilectra manejan un precio monómico promedio de 0,33 U\$/kWh y 0,14 U\$/kWh respectivamente, mientras que la EPESF cobra 0,08 U\$/kWh. Similares disparidades son observables al comparar los cargos por energía en los distintos escalones de facturación de las distribuidoras.
- Se observan dos desfasajes importantes para la actual tarifa de inyección de la EPESF. El primero, respecto a las tarifas Feed In rentables, y el segundo, respecto a las tarifas de inyección reguladas por las distribuidoras de las demás ciudades estudiadas.



## ***Bibliografía***

- Cámara Argentina de Energía Renovable (CADER). (2014). + RENOVABLES 2012 / 2013 4ta Edición. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2013). Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview. Bonn, Alemania.
- Los Verdes - FEP (Foro de Ecología Política). (2014). GENERACION ELECTRICA DISTRIBUIDA EN ARGENTINA, energía limpia desde los usuarios. Argentina.



# Anexo

## Descripción de Tarifas

### Caso de Rosario - Argentina

A continuación el cuadro tarifario correspondiente al mes de Octubre de 2014 para la Empresa Provincial de la Energía (EPE) con área de aplicación en todo el territorio de la Provincia de Santa Fe. Se representa como cuadro tarifario mensual, siendo la facturación final al cliente bimestral, como los ejercicios planteados en este informe. Sólo se muestran las tarifas de interés en este trabajo.

<b>Uso Residencial (menor de 20 kW)</b>	<b>Cuota de Servicio \$/sum. Mes</b>	<b>Primeros 60 kWh/mes (\$/kWh)</b>	<b>Siguientes 60 kWh/mes (\$/kWh)</b>	<b>Excedente de 120 kWh/mes (\$/kWh)</b>
<b>Residencial hasta 20 kW Consumo mayor a 120 kWh/mes hasta 150 kWh/mes</b>	25,09464	0,22570	0,28820	0,53237
<b>Residencial hasta 20 kW Consumo mayor a 120 kWh/mes hasta 325 kWh/mes</b>	25,09464	0,22570	0,28820	0,53237
<b>Residencial hasta 20 kW Consumo mayor a 120 kWh/mes hasta 500 kWh/mes</b>	25,09464	0,22570	0,28820	0,53237
<b>Residencial hasta 20 kW Consumo mayor de 120 kWh/mes hasta 700 kWh/mes</b>	25,09464	0,30125	0,36377	0,60794
<b>Residencial hasta 20 kW Consumo mayor de 120 kWh/mes hasta 1400 kWh/mes</b>	25,09464	0,37431	0,43682	0,68100
<b>Residencial hasta 20 kW Consumo mayor de 120 kWh/mes y superior a 1400 kWh/mes</b>	25,09464	0,52548	0,58799	0,83217
<b>Residencial hasta 20 kW Consumo hasta 120 kWh/mes</b>	15,08569	0,19352	0,25664	
<b>Residencial hasta 20 kW Consumo hasta 120 kWh/mes para Jubilados y Pensionados</b>	7,44848	0,09912	0,13529	

Para más información:

[https://www.epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/Clientes/Cuadro\\_Tarifario\\_Octubre\\_2014.PDF](https://www.epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/Clientes/Cuadro_Tarifario_Octubre_2014.PDF)

## Caso de Santiago - Chile

Del Decreto N° 1T de 2013 - Descripción de Tarifas y Fórmulas Tarifarias - Ministerio de Energía de Chile, podemos observar:

Que para estructurar las tarifas se considera: si el suministro es de alta tensión (sobre 400W) o baja tensión (hasta 400W), la potencia requerida por el cliente y/o la distribución temporal de sus consumos máximos y el costo asumido por la compañía distribuidora para llegar hasta las instalaciones del cliente y la forma en que lo hace (cableado aéreo o subterráneo).

Que las tarifas que corresponden a usos residenciales son:

Tarifa BT1=	Cargo Fijo Mensual [\$/Mes] + Cargo Fijo por Arriendo de Equipos [\$/Mes] + Cargo Único por uso del sistema troncal [\$/kWh] + Cargo por Energía Base [\$/kWh] + Cargo por Energía Adicional [\$/kWh]. Esta tarifa es para Potencia contratada inferior a 10 kW.
Tarifa BT2=	Cargo Fijo Mensual [\$/Mes] + Cargo Fijo por Arriendo de Equipos [\$/Mes] + Cargo Único por uso del sistema troncal [\$/kWh] + Cargo por Energía Base [\$/kWh] + Cargo por Potencia contratada parcialmente presente en punta [\$/kW/mes] + Potencia contratada presente en punta [\$/kW/mes].
Tarifa BT3=	Cargo Fijo Mensual [\$/Mes] + Cargo Fijo por Arriendo de Equipos [\$/Mes] + Cargo Único por uso del sistema troncal [\$/kWh] + Cargo por Energía Base [\$/kWh] + Demanda máxima parcialmente presente en punta [\$/kW/mes].
Tarifa BT4.1=	Cargo Fijo Mensual [\$/Mes] + Cargo Fijo por Arriendo de Equipos [\$/Mes] + Cargo Único por uso del sistema troncal [\$/kWh] + Cargo por Energía Base [\$/kWh] + Demanda contratada o suministrada [\$/kW/mes] + Demanda contratada o leída en horas punta [\$/kW/mes].
Tarifa BT4.2=	En la tarifa BT4.1 hay Energía Consumida, Potencia de Hs de Pta Contratada y Potencia de Fuera de Hs de Pta Contratada.
Tarifa BT4.3=	En la tarifa BT4.2 hay Energía Consumida, Potencia de Hs de Pta Consumida, Potencia de Fuera de Hs de Pta Contratada. En la tarifa BT4.3 hay Energía Consumida, Potencia de Hs de Pta Consumida, Potencia de Fuera de Hs de Pta Consumida.

Para los fines del presente trabajo sólo se describen tarifas de baja tensión, pero cabe destacar que cada una de ellas tiene su homóloga en alta tensión con la misma composición de cargos.

VALORES NETOS y C/IVA TARIFAS DE SUMINISTRO			ÁREA 1 A		ÁREA 1 A		ÁREA 1 A		ÁREA 1 A	
			(a)		(b)		(c) SIC 2		(c) SIC 3	
			VIGENCIA 1-04-2015		VIGENCIA 1-04-2015		VIGENCIA 1-04-2015		VIGENCIA 1-04-2015	
			\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA
BT-1	Cargo Fijo (\$/cliente)		590,6134	702,83	820,4369	976,32	935,7647	1.113,56	935,7647	1.113,56
	Energía Base (\$/kWh)		79,6705	94,808	84,6529	100,737	99,5168	118,425	94,3815	112,314
	E. Adicional de Invierno (\$/kWh)		105,0117	124,964	114,9764	136,822	139,8731	166,449	134,4327	159,975
BT-2	Cargo Fijo (\$/cliente)		590,6134	702,83	820,4369	976,32	935,7647	1.113,56	935,7647	1.113,56
BT-3	Cargo Fijo (\$/cliente)		926,4789	1.102,51	1.315,6218	1.565,59	1.519,5882	1.808,31	1.519,5882	1.808,31
	Energía (\$/kWh)		54,3294	64,652	54,3294	64,652	59,1605	70,401	54,3294	64,652
	Cons. Parc. Pte. Pta (\$/kW/mes)		4.928,9243	5.865,42	6.025,0504	7.169,81	8.216,4789	9.777,61	8.165,2941	9.716,70
	Cons. Pte. Punta (\$/kW/mes)		7.915,2352	9.419,13	9.559,4285	11.375,72	12.859,3613	15.302,64	12.769,7899	15.196,05
	Cargo Fijo BT - 4.1 (\$/cliente)		590,6134	702,83	820,4369	976,32	935,7647	1.113,56	935,7647	1.113,56
BT-4	Cargo Fijo BT - 4.2 (\$/cliente)		926,4789	1.102,51	1.315,6218	1.565,59	1.519,5882	1.808,31	1.519,5882	1.808,31
	Cargo Fijo BT - 4.3 (\$/cliente)		1.017,1008	1.210,35	1.640,1092	1.951,73	1.647,3361	1.960,33	1.647,3361	1.960,33
	Energía (\$/kWh)		54,3294	64,652	54,3294	64,652	59,1605	70,401	54,3294	64,652
	Pot Total Cont o Leída (\$/kW/mes)		1.620,4033	1.928,28	2.009,2352	2.390,99	3.219,9579	3.831,75	3.219,9579	3.831,75
	Dem. Máx. de Punta (\$/kW/mes)		6.294,8319	7.490,85	7.550,1932	8.984,73	9.639,4033	11.470,89	9.549,8319	11.364,30

VALORES NETOS y C/IVA TARIFAS DE SUMINISTRO			ÁREA 1S Caso 1(a)		ÁREA 1S Caso 2(a)		ÁREA 1S Caso 3(a)	
			A.T. - SUBT.; B.T. - AÉREA		A.T. - AÉREA; B.T. - SUBT.		A.T. y B.T. - SUBTERRÁNEA	
			VIGENCIA 1-04-2015		VIGENCIA 1-04-2015		VIGENCIA 1-04-2015	
			\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA	\$ NETO	\$ C/IVA
BT-1	Cargo Fijo (\$/cliente)		590,6134	702,83	590,6134	702,83	590,6134	702,83
	Energía Base (\$/kWh)		82,7184	98,435	82,2378	97,863	85,2873	101,492
	E. Adicional de Invierno (\$/kWh)		111,1075	132,218	110,1470	131,075	116,2462	138,333
BT-2	Cargo Fijo (\$/cliente)		590,6134	702,83	590,6134	702,83	590,6134	702,83
BT-3	Cargo Fijo (\$/cliente)		926,4789	1.102,51	926,4789	1.102,51	926,4789	1.102,51
	Energía (\$/kWh)		54,3294	64,652	54,3294	64,652	54,3294	64,652
	Cons. Parc. Pte. Pta (\$/kW/mes)		5.599,5294	6.663,44	5.493,8235	6.537,65	6.164,7058	7.336,00
	Cons. Pte. Punta (\$/kW/mes)		8.921,1428	10.616,16	8.762,5882	10.427,48	9.768,9159	11.625,01
	Cargo Fijo BT - 4.1 (\$/cliente)		590,6134	702,83	590,6134	702,83	590,6134	702,83
BT-4	Cargo Fijo BT - 4.2 (\$/cliente)		926,4789	1.102,51	926,4789	1.102,51	926,4789	1.102,51
	Cargo Fijo BT - 4.3 (\$/cliente)		1.017,1008	1.210,35	1.017,1008	1.210,35	1.017,1008	1.210,35
	Energía (\$/kWh)		54,3294	64,652	54,3294	64,652	54,3294	64,652
	Pot Total Cont o Leída (\$/kW/mes)		1.699,9159	2.022,90	2.072,3277	2.466,07	2.152,0588	2.560,95
	Dem. Máx. de Punta (\$/kW/mes)		7.221,2268	8.593,26	6.690,2605	7.961,41	7.616,8571	9.064,06

Pliego tarifario de Octubre de 2014 de la empresa Chilectra S.A. Para ampliar el pliego tarifario visitar el siguiente enlace:

[http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/0a30ad0044100acc96999e65fe3686ef/Tarifas\\_Suministro\\_ClientesRegulados\\_2014\\_12\\_01\\_Retroactivas.pdf?MOD=AJPERES&Tipo=DOC](http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/0a30ad0044100acc96999e65fe3686ef/Tarifas_Suministro_ClientesRegulados_2014_12_01_Retroactivas.pdf?MOD=AJPERES&Tipo=DOC)

El cuadro tarifario se actualiza constantemente, dependiendo de cuando lo consulte podrá o no encontrar los mismos valores que se usaron para este informe.

## Caso de Montevideo - Uruguay

Del pliego tarifario de Julio de 2014 de la empresa UTE (Única distribuidora de la República Oriental del Uruguay), podemos observar que las tarifas que corresponden a usos residenciales son:

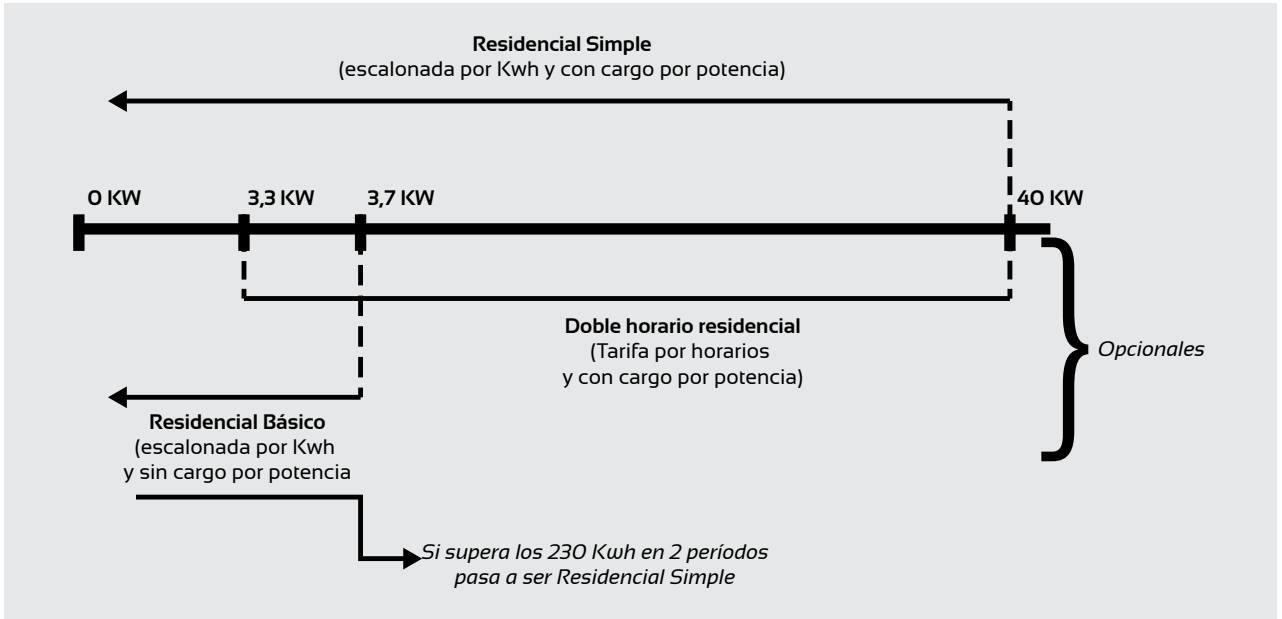
1. Residencial Simple;
2. Residencial Básica y
3. Doble Horario Residencial

Las diferencias entre estas son:

- La modalidad de cálculo: si aumenta conforme aumenta el consumo como sucede en la 1 y 2 o, si aumenta conforme se consume en las horas pico, como ocurre en la 3, y si tienen cargos por potencia o fijos.



- La potencia a la que se puede aplicar,
  - Los precios de la energía propiamente dichos, y
  - La 2 y 3 son opcionales, mientras que la 1 es la que se asigna de oficio.
- El siguiente gráfico sintetiza algunas de estas diferencias:



Pliego tarifario (Vigente desde el 01/07/14) de Julio de 2014 de la empresa UTE, única distribuidora de la República Oriental del Uruguay.

#### TARIFA RESIDENCIAL SIMPLE

Para los servicios con modalidad de consumo residencial cuya potencia contratada sea menor o igual a 40 kW.

1. Cargo por consumo de energía:
  - 1 kWh a 100 kWh mensuales .....\$ / kWh 3,732
  - 101 kWh a 600 kWh mensuales .....\$ / kWh 4,680
  - 601 kWh en adelante.....\$ / kWh 5,825
2. Cargo por potencia contratada .....\$ / kW 45,0
3. Cargo fijo mensual.....\$ 144,0

Para ampliar el pliego tarifario visitar el siguiente enlace:

[http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/servicios\\_en\\_linea/Pliego%20Tarifario%20julio%202014.pdf](http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/servicios_en_linea/Pliego%20Tarifario%20julio%202014.pdf)

El cuadro tarifario se actualiza constantemente, dependiendo de cuando lo consulte podrá o no encontrar los mismos valores que se usaron para este informe.

## Reglamento de la Ley 20.571

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile



Legislación chilena



Tipo Norma: Decreto 71  
Fecha Publicación: 06-09-2014  
Fecha Promulgación: 04-06-2014  
Organismo: MINISTERIO DE ENERGÍA  
Título: APRUEBA REGLAMENTO DE LA LEY N° 20.571, QUE REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES  
Tipo Versión: Unica De : 21-10-2014  
Inicio Vigencia: 21-10-2014  
Id Norma: 1066257  
URL: <http://www.leychile.cl/N?i=1066257&f=2222-02-02&p=>

Podrá visitar la norma en: <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1066257&idVersion=2222-02-02>

## Decreto 173/10

Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.  
Se autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica

Sanción	Promulgación	Publicación	Vigencia
	01/06/2010	08/06/2010	

Decreto reglamentario

Anexo

**VISTO:** la necesidad de complementar la reglamentación existente para la generación de energía eléctrica conectada a la red de distribución.

Podrá visitar la norma en: [http://www.ute.com.uy/pags/generacion\\_privada/documentos/Decreto173\\_2010.pdf](http://www.ute.com.uy/pags/generacion_privada/documentos/Decreto173_2010.pdf)



Rosario, Argentina / Marzo 2015

SERIE  
PENSAR  
LA ENERGÍA



HEINRICH BÖLL STIFTUNG  
CONO SUR

