

¿ES RENTABLE INYECTAR ENERGÍA FOTOVOLTAICA A RED EN SANTA FE?

I. Arraña⁽¹⁾, J. Chemes⁽¹⁾, L. Koffman⁽²⁾, C. Mori⁽²⁾, J. Saenz⁽¹⁾

(1) Observatorio de Energía y Sustentabilidad, Facultad Regional Rosario, Universidad Tecnológica Nacional. Zeballos 1341, CP2000 – Rosario, Pcia. de Santa Fe, Argentina - Tel. 0341-4484909

(2) Taller Ecologista, San Martín 536 4° E, CP 2000 – Rosario, Pcia. de Santa Fe, Argentina.
ignacioarrana@gmail.com

Recibido 07/09/15, aceptado 06/10/15.

RESUMEN.- Se analiza la rentabilidad económica para la instalación residencial de sistemas fotovoltaicos a red en la Provincia de Santa Fe, Argentina. Se elige como lugar de estudio la ciudad de Rosario y se hace una comparación técnica económica con dos casos regionales similares, como los implementados en Santiago (Chile) y Montevideo (Uruguay). Los resultados para Rosario se basan en un análisis de rentabilidad en el que una parte de las variables se enmarcan bajo el vigente Procedimiento de Solicitudes de Generación en Paralelo con la Red, de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF). La restante se extrae, mediante un muestreo, de las actuales condiciones del mercado fotovoltaico en la ciudad de Rosario. Los resultados obtenidos muestran que no habrá rentabilidad económica para que privados residenciales instalen sistemas fotovoltaicos a red. La comparación con casos regionales muestra que la Provincia de Santa Fe representa un escenario poco alentador.

Palabras claves: energía fotovoltaica a red, rentabilidad económica, Santa Fe.

IS IT PROFITABLE TO INJECT PHOTOVOLTAIC ENERGY TO SANTA FE GRID?

ABSTRACT.- We analyze the economical feasibility for residential installation to the grid of photovoltaic systems in Santa Fe province. Rosario, city of Argentina, is chosen and we do a technical and economical comparison with two similar regional cases, Santiago (Chile) and Montevideo (Uruguay). Results for Rosario are based on the analysis of profitability in which some of the variables are framed under the current procedure for parallel generation with electric grid in the energy provincial Company of Santa Fe (EPESF). Another variable is obtained by sampling the current conditions for the photovoltaic market in Rosario city. The results show that there will be no economical feasibility for residential customers who install grid-connected photovoltaic systems. The comparison with some others regional cases shows that the province of Santa Fe is not an encouraging scenario

Keywords: grid-connected photovoltaic energy, economical feasibility, Santa Fe province

1. INTRODUCCIÓN

El objeto del estudio fue determinar la rentabilidad económica para la instalación residencial de sistemas fotovoltaicos a red en la Provincia de Santa Fe. El análisis está enmarcado dentro del Procedimiento para el Tratamiento de Solicitudes de Generación en Isla o en Paralelo con la Red, de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF). El mismo fue aprobado mediante la Resolución 442/13 del año 2013 y fue la primera experiencia de su tipo a nivel nacional. La numeración del procedimiento es PRO-103-101 Versión 01. La localidad seleccionada para la evaluación técnica y económica del sistema fotovoltaico fue Rosario.

Por ser Santa Fe la única provincia del país con posibilidad de generación residencial distribuida (hoy, Octubre de 2015, las provincias de Salta y Mendoza se han sumado a esta modalidad), a los fines comparativos se evalúan dos ciudades de la región, Santiago (Chile) y Montevideo

(Uruguay). Ambos países tienen implementados procedimientos de generación distribuida. Para las tres ciudades citadas se consultaron las respectivas leyes y cuadros tarifarios que rigen en cada caso. En el caso de Chile se trabajó con el Decreto 71 que aprueba el reglamento de la ley N° 20.571 mediante el cual se regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Además se trabajó con la distribuidora de energía eléctrica Chilectra S.A cuya zona de concesión es la Región Metropolitana de Santiago. En el caso de Uruguay se trabajó con los artículos del Decreto presidencial 173/010 que autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión, a instalar generación de origen renovable, entre ellas, solar fotovoltaica. En este caso, la distribuidora de energía eléctrica considerada fue la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).

2. METODOLOGÍA

La metodología de trabajo de este estudio comprende dos análisis fundamentales. En el primero se define el costo asociado al sistema fotovoltaico a instalar mediante la cotización de empresas del rubro, correspondientes a las tres ciudades en estudio. Para ello primero se definió un módulo de generación de 1400 Wp considerando la superficie a ocupar en el techo de una residencia familiar, la magnitud de la inversión requerida y consideraciones técnicas sobre disponibilidad de inversores a red en el mercado. Sobre este punto se destaca que no se encontraron en Rosario empresas que oferten estos inversores, es decir, la cadena de comercialización está vacía en la ciudad, no hay importadores, ni distribuidos, ni locales comerciales que oferten dicha tecnología. Se enfatiza este hecho por ser la provincia de Santa Fe la única del país que permite la instalación de estos sistemas al momento de llevar a cabo el análisis. Dentro de ésta primer parte también se evalúa la producción de energía eléctrica del módulo fotovoltaico considerado, para el caso de Rosario, Santiago y Montevideo. En esta tarea se utilizó el software RETScreen 4 y para los tres casos se consideró un sistema orientado al norte con una inclinación sobre la horizontal " β " para la cual se maximizó la producción energética anual ($\beta= 32^\circ$ para Rosario, $\beta= 21,5^\circ$ a $25,5^\circ$ para Santiago y $\beta= 33,8^\circ$ para Montevideo).

En el segundo análisis, se desarrollaron ejercicios de facturación eléctrica para las tres ciudades en estudio. En cada caso y de acuerdo a la correspondiente distribuidora de energía (EPESF para Rosario, Chilectra S.A. para Santiago y UTE para Montevideo), se seleccionan categorías tarifarias análogas para realizar la comparación de los tres análisis. Como primer punto se definió un consumo de electricidad común. Con este valor, en cada ciudad, se analizó la facturación por energía consumida de acuerdo a su correspondiente distribuidora y categoría tarifaria. Finalmente se analizó el reintegro por energía inyectada a la

red, a través del sistema fotovoltaico propuesto y se obtuvieron relaciones en base a los valores económicos obtenidos.

Como último punto se comparan los resultados obtenidos para las tres ciudades y finalmente se hace foco en Rosario, donde se proponen algunos escenarios que harían rentable la generación de electricidad fotovoltaica residencial.

3. COMPARATIVA DE COSTOS DE INVERSIÓN Y GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA UN CASO PROPUESTO

A continuación se muestran los costos de inversión para un sistema fotovoltaico propuesto en las tres ciudades analizadas. Para obtener estos valores se contactaron empresas de los tres países y se pidió una cotización por un sistema estándar en cuanto a su potencia (1400 Wp) y calidad de equipamiento (módulos e inversor certificados). Además de ello se cuantificó mediante el software "RETScreen 4" la energía generada en cada ciudad por el sistema fotovoltaico propuesto.

Un sistema fotovoltaico a red está compuesto principalmente por los módulos y el inversor a red, sin embargo en un estudio de costos de inversión, por su importancia, se debe considerar 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 de la comunicación con proveedores se obtuvieron valores muy dispares, probablemente debido a la falta de madurez y escala del mercado. A continuación se analizan los resultados obtenidos para cada ciudad en estudio.

3.1. Caso de Rosario - Argentina

El detalle de presupuesto para un sistema fotovoltaico a red de 1400 Wp se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: presupuesto para caso de Rosario (Valores para Diciembre 2014).

Cantidad	Artículo	Precio Unitario [AR\$]	Precio Total [AR\$]
14	Paneles Fotovoltaicos 100 Wp. Policristalino ($\eta= 14\%$)	2.326,03	32.564,35
1	Inversor de tensión a red 1300W(Pot. de salida)	23.453,76	23.453,76
4	Estructura 4 módulos	3.262,16	13.048,64
1	Materiales eléctricos	2.904,19	2.904,19
Total [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 un módulo de energía de 2,132 MWh/año. Para obtener este valor se trabajó con RETScreen 4 bajo condiciones climáticas de la ciudad de Rosario (ubicación de la estación meteorológica latitud: $32,9^\circ$ S; longitud: $60,8^\circ$ O), para un sistema orientado al norte con 32° de inclinación sobre la horizontal, valor para el cual se maximiza la producción energética.

Debido a que la facturación de la energía eléctrica en la ciudad de Rosario es bimestral, los 2,132 MWh/año de generación de energía se discriminaron en sus correspondientes valores mensuales y luego se obtuvo un valor de generación bimestral promedio que muestra la tabla

2 y que será de utilidad para analizar la correspondiente facturación.

Tabla 2: Facturación de la energía eléctrica en Rosario.

Bimestre	Generación bimestral [kWh]
Bimestre 1	407
Bimestre 2	363
Bimestre 3	276
Bimestre 4	302
Bimestre 5	370
Bimestre 6	414
Bimestre promedio	355,33

Una vez definida la generación del sistema se analiza el consumo para el caso propuesto, una vivienda unifamiliar de cuatro personas. 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. Suponemos que este es el valor asignado para nuestro caso de estudio.

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 lo muestra la ecuación (1).

$$\frac{\text{energía generada por año Rosario (sistema FV 1400 Wp)}}{\text{energía consumida por año (usuario residencial)}} = \frac{2,132 \text{ MWh}}{2,31 \text{ MWh}} = 92,29\% \quad (1)$$

Es decir, la generación es 7,71 puntos porcentuales menor al consumo del usuario considerado.

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

Debido a que la facturación de la energía eléctrica en la ciudad de Rosario es bimestral, al igual que lo realizado con la generación del sistema fotovoltaico propuesto, se hará una simplificación para el consumo del usuario, considerando que su demanda de energía bimestral es constante de la siguiente manera:

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

Consumo anual= 2,31 MWh

El valor de consumo recién obtenido, a lo fines del presente estudio comparativo, será común para el posterior estudio en Chile y Uruguay.

Consumo mensual medio= 2,31 MWh / 12 meses= 0,193 MWh/mes

3.2. Caso de Santiago - Chile

Al igual que en el caso anterior, en la Tabla 3 se detalla un presupuesto para un sistema fotovoltaico a red de 1500 Wp, potencia que cotizó la empresa chilena consultada para el presente análisis.

Consumo bimestral medio= 2 x 0,193 MWh/mes= 0,385 MWh/bim

Tabla 3: presupuesto para caso de Santiago (pertenece a la única empresa que respondió nuestro pedido y si bien el inversor cotizado no se adapta óptimamente a los módulos fotovoltaicos, en este estudio intentamos hacer hincapié en costos, y sobre todo, ante estos hechos, en la inmadurez regional de este mercado).

Cantidad	Artículo	Precio Unitario [CH\$]	Precio Total [CH\$]
6	Paneles Fotovoltaicos 250 Wp. Policristalino.	161.560	969.360
1	Inversor de tensión a red 1980 W (potencia de salida)	673.373	673.373
6	Estructura por módulo	34.384	206.304
1	Materiales eléctricos	86.931,70	86.931,70
Total [CH\$]			1.935.968,70

Del mismo modo que para Rosario se calculó la generación de energía para Santiago de Chile. Se destaca que a pesar de recibir cotización por un sistema de 1500 Wp se consideró para el cálculo con el software RETScreen 4, uno de 1400 Wp, a los fines comparativos del presente estudio.

La relación entre energía generada y consumida (común para los casos en estudio) anualmente se muestra en la ecuación (2).

$$\frac{\text{energía generada por año Santiago (sistema FV 1400 Wp)}}{\text{energía consumida por año (usuario común)}} = \frac{1,728 \text{ MWh}}{2,31 \text{ MWh}} = 74,81\% \quad (2)$$

Es decir, la generación en Santiago de Chile es 25,19 puntos porcentuales, menor al consumo del inmueble considerado.

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

En términos bimestrales, el software "RETScreen 4" arrojó como resultado que el sistema fotovoltaico generará un valor promedio de 288 kWh. Resumiendo, para Santiago:

3.3. Caso de Montevideo - Uruguay

En la Tabla 4 se muestra un detalle de presupuesto para un sistema fotovoltaico a red de 1560 Wp, potencia cotizada por la empresa uruguaya que se consultó.

Tabla 4: presupuesto para caso de Montevideo Respecto a los costos, los artículos no están desagregados (pertenece a la única empresa que respondió nuestro pedido y si bien el inversor cotizado no se adapta óptimamente a los módulos fotovoltaicos, en este estudio intentamos hacer hincapié en costos, y sobre todo, ante estos hechos, en la inmadurez regional de este mercado).

Cantidad	Artículo	Precio Unitario [UR\$]	Precio Total [UR\$]
8	Paneles Fotovoltaicos 195 Wp. Monocristalino.	0	0
1	Inversor de tensión a red SMA 2000 VA	0	0
8	Estructura por módulo	0	0
1	Materiales eléctricos	0	0
Total [UR\$] (1 USD= UR\$ 24,37 para el 10.12.14)			227.445,21

De igual forma que para los casos anteriores, se obtuvieron los valores en términos anuales que se muestra en la ecuación (3).

Es decir, la generación (calculada con software RETScreen 4) es 8,73 puntos porcentuales, menor al consumo del inmueble considerado. En base a los cálculos desarrollados resumimos para Montevideo:

Generación bimestral [kWh]	Consumo bimestral [kWh]
351,16	385

4. EXPERIENCIAS COMPARABLES EN FACTURACIÓN Y RETRIBUCIÓN DE ENERGÍA

Bajo este título se analizan ejercicios de facturación eléctrica 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 el reintegro por energía inyectada a la red, a través del sistema fotovoltaico propuesto en el título anterior.

$$\frac{\text{energía generada por año Montevideo (sistema FV 1400 Wp)}}{\text{energía consumida por año (usuario común)}} = \frac{2,108 \text{ MWh}}{2,31 \text{ MWh}} = 91,27\% \quad (3)$$

4.1. Caso de Rosario – Argentina

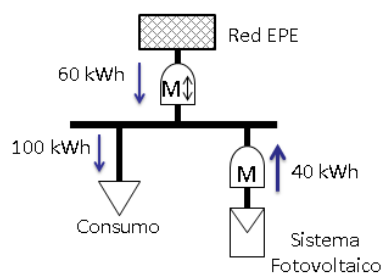
El actual procedimiento de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE, 2013) que regula técnica y comercialmente este tipo de instalaciones reconoce el siguiente sistema de pago.

“A los 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.) 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 lo podemos expresar con la figura 1. En esta figura 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.

Se destaca de este procedimiento comercial un abuso grave por parte de la EPESF, ya que en lugar de cobrar al cliente

lo entregado de manera neta (60 kWh), se factura el total del consumo (100 kWh) como si toda esa energía hubiese sido provista por la distribuidora.



$$\text{Factura } [\text{\$}] = \text{Consumo } [\text{kWh}] * \text{Precio venta EPE } [\text{\$/kWh}]$$

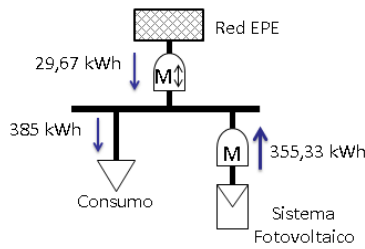
$$\text{Consumo } [\text{kWh}] = E_{\text{EPE}} [\text{kWh}] + E_{\text{GEN}} [\text{kWh}]$$

$$\text{Reintegro } [\text{\$}] = E_{\text{GEN}} [\text{kWh}] * \text{Precio compra MEM } [\text{\$/kWh}]$$

Fig. 1: Ecuaciones de facturación bajo procedimiento comercial EPESF (PRO-103-101).

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

Siendo el consumo bimestral medio de 385 kWh y la generación bimestral promedio de 355,33 kWh, se puede expresar en la figura 2.



En la figura anterior, para definir el precio de venta EPE en la ecuación “Factura”, se contextualiza a la vivienda unifamiliar de cuatro personas (usuario residencial) dentro de algunas de las categorías 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 valor que contempla al consumido por el usuario en estudio (consumo bimestral medio de 385 kWh). De acuerdo al cuadro tarifario de la EPESF la facturación bimestral del usuario será como muestra la tabla 5.

$$\text{Factura [\$]} = 385 \text{ kWh} * \text{Precio venta EPE [$/kWh]}$$

$$\text{Consumo [kWh]} = 29,67 \text{ kWh} + 355,33 \text{ kWh} = 385 \text{ kWh}$$

De la tabla se deduce un precio monómico para la energía que se muestra en la ecuación (4).

$$\text{Reintegro [\$]} = 355,33 \text{ kWh} * 0,05 \text{ \$/kWh} = \$17,76$$

Fig. 2: Ecuaciones de facturación bajo procedimiento comercial EPESF (PRO-103-101). Caso en estudio.

Tabla 5: facturación de energía para un cliente tipo 1201 según cuadro tarifario EPESF.

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

$$\frac{\text{precio de la facturación}}{\text{energía consumida bimestre (usuario común)}} = \frac{\text{AR\$ } 272,42}{385 \text{ kWh}} = 0,71 \frac{\text{AR\$}}{\text{kWh}} \quad (4)$$

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

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 como lo muestran las ecuaciones (5).

$$\begin{aligned} \text{Reintegro bimestre} &= \text{Energía}_{\text{GENERADOR}} \times \text{Precio compra MEM} \\ &= 355,33 \text{ kWh} \times 0,05 \frac{\text{AR\$}}{\text{kWh}} = \text{AR\$ } 17,76 \end{aligned}$$

4.2. Caso de Santiago - Chile

De acuerdo al consumo elegido para el presente documento (consumo bimestral medio de 385 kWh), ubicamos nuestro caso de estudio en la tipología tarifaria BT1 (Área 1 A (a)) del Cuadro de tarifas de Chilectra SA. La tabla 6 muestra el ejercicio de facturación correspondiente

Del análisis se concluye:

Facturación bimestre [AR\$]	Reintegro bimestre [AR\$]
272,42	17,76

$$\text{Porcentaje de ahorro económico en facturación exclusiva de energía} = \frac{\text{AR\$ } 17,76}{\text{AR\$ } 138,86} \times 100 = 12,79\% \quad (5)$$

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

Tabla 6: Facturación de energía para un cliente tipo BTI según cuadro tarifario Chilectra SA

Concepto	Importe mensual		Importe bimestral	
Cargo Fijo mensual s/IVA	589,00	[CH\$]	1.178,00	[CH\$/bim]
Cargo Fijo por Arriendo de Equipos s/IVA	321,01	[CH\$]	642,02	[CH\$/bim]
Importe fijo s/IVA			1.820,02	[CH\$/bim]
Cargo Único por uso del sistema troncal s/IVA	0,58	[CH\$/kWh]	223,30	[CH\$/bim]
Cargo por Energía Base s/IVA	67,46	[CH\$/kWh]	25.972,10	[CH\$/bim]
Cargo por Energía Base c/IVA	-	-	30.906,80	[CH\$/bim]
Cargo por Energía Adicional s/IVA	91,94	[CH\$/kWh]	0,00	[CH\$/bim]
Importe Energía s/IVA			26.195,40	[CH\$/bim]
Importe Tributario			5.322,93	[CH\$/bim]
Importe Total			33.338,35	[CH\$/bim]

De la tabla 6 se deduce un precio monómico para la energía de:

$$\frac{\text{precio de la facturación bimestral}}{\text{energía consumida bimestre (usuario común)}} = \frac{2 \times \text{UR\$ } 1.533,70}{385 \text{ kWh}} = 7,97 \frac{\text{UR\$}}{\text{kWh}}$$

A continuación se analiza el reintegro que hará UTE a la energía generada por el sistema fotovoltaico del usuario. Para ello, a continuación, seguiremos lo expresado en el Decreto presidencial 173/010.

$$\text{Reintegro bimestre} = [2 \times [\text{Energía}]_{\text{GENERADOR MENSUAL}} \times \text{Remuneración}]$$

$$= 288 \text{ kWh} \times 80,28 \frac{\text{CH\$}}{\text{kWh}} = \text{CH\$ } 23.120,64$$

Del análisis se concluye:

Facturación bimestre [CH\$]	Reintegro bimestre [CH\$]
2 x 1.533,70 = 3067,4	1.644,44

Como ya ha sido demostrado el usuario ha logrado generar el 91,26% de su energía, el porcentaje de ahorro económico en su correspondiente facturación se muestra en las ecuaciones (6) y (7).

$$\text{Porcentaje de ahorro económico en facturación exclusiva de energía} = \frac{\text{CH\$ } 23.120,64}{\text{CH\$ } 30.906,8} = 74,81\% \quad (6)$$

$$\text{Porcentaje de ahorro económico en la facturación total} = \frac{\text{CH\$ } 23.120,64}{\text{CH\$ } 33.338,35} = 69,35\% \quad (7)$$

4.3. Caso de Montevideo – Uruguay.

De acuerdo a la magnitud de consumo elegida se ubica nuestro caso de estudio en la tipología tarifaria Residencial Simple del pliego tarifario de UTE. Se detalla en la Tabla 7 el ejercicio de facturación correspondiente.

Tabla 7: facturación de energía para un cliente tipo Residencial Simple según cuadro tarifario de UTE.

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

De la tabla se deduce un precio monómico para la energía de:

$$\frac{\text{precio de la facturación bimestral}}{\text{energía consumida bimestre (usuario común)}} = \frac{2 \times \text{UR\$ } 1.533,70}{385 \text{ kWh}} = 7,97 \frac{\text{UR\$}}{\text{kWh}}$$

A continuación se analiza el reintegro que hará UTE a la energía generada por el sistema fotovoltaico del usuario. Para ello, a continuación, seguiremos lo expresado en el Decreto presidencial 173/010.

$$\text{Reintegro bimestre} = [2 \times [\text{Energía}]_{\text{GENERADOR MENSUAL}} \times \text{Remuneración UTE}]$$

$$= 2 \times \left[100 \text{ kWh} \times 4,68 \frac{\text{UR\$}}{\text{kWh}} + (175,7 \text{ kWh} - 100 \text{ kWh}) \times 4,68 \frac{\text{UR\$}}{\text{kWh}} \right] = \text{UR\$ } 1.644,44 \quad (8)$$

Del análisis se concluye:

Facturación bimestre [CH\$]	Reintegro bimestre [CH\$]
2 x 1.533,70 = 3067,4	1.644,44

Como ya ha sido demostrado, el usuario ha logrado generar el 91,26% de su energía, el porcentaje de ahorro económico en su correspondiente facturación se muestra en las ecuaciones (9) y (10).

$$\text{Porcentaje de ahorro económico en facturación exclusiva de energía} = \frac{UR\$ 1.644,44}{(2 \times UR\$ 806,10)} = 102\% \quad (9)$$

$$\text{Porcentaje de ahorro económico en la facturación total} = \frac{UR\$ 1.644,44}{UR\$ 3067,40} \times 100 = 53,61\% \quad (10)$$

5. ANÁLISIS COMPARATIVO

A partir de los resultados parciales de este estudio realizamos la tabla 8 comparativa que se muestra a continuación. La misma reúne 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.

Se listan siete observaciones sobre la misma.

1) En Rosario, invertir en un sistema fotovoltaico a red cuesta prácticamente lo mismo que en Montevideo, pero es 2,93 veces más costoso que en Santiago. Esta comparación no es completamente válida debido a las incompatibilidades en la relación de potencia inversor/módulos fotovoltaicos cotizados. Sin embargo se hace explícito porque este trabajo busca mostrar las condiciones reales del mercado fotovoltaico regional, la poca oferta de inversores a red en el mercado, el no establecimiento de la cadena comercial completa (importadores, distribuidores, locales de venta).

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.

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.

5) 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 17,8 veces menor que en Santiago y 32,9 veces menor que en Montevideo.

6) Si el usuario residencial rosarino del caso en estudio decide invertir en un sistema fotovoltaico para inyectar energía a la red, en términos económicos ahorrará bimestralmente de su factura el 6,52%, mientras que un residente en Santiago ahorrará el 69,38% y uno en Montevideo el 53,61%.

7) 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 facturación. En Santiago es solo del 5,46% y en Montevideo tiene un peso de 31,10%. En la figura 3 se observa una estructura de facturación similar entre Rosario y Montevideo.

Tabla 8: Resumen comparativo de conceptos para las tres ciudades en estudio.

Concepto	Unidad	Rosario	Santiago	Montevideo
COSTO DE INVERSION	USD	8407,72	3097,55	9333
COSTO DE INVERSION ESPECÍFICO	USD/Wp	6,07	2,07	5,98
CONSUMO BIMESTRAL	kWh	385		
GENERACION PROMEDIO BIMESTRAL	kWh	355,33	288	351,40
AHORRO ENERGIA	%	92,29	74,81	91,27
FACTURACION DE ENERGIA BIMESTRAL	USD	16,22	49,45	66,98
FACTURACION TOTAL BIMESTRAL	USD	31,82	53,34	127,44
PRECIO MONOMICO	USD/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	USD/kWh	0,0058	0,1284	0,1944
REINTEGRO BIMESTRAL	USD	2,07	36,99	68,32
AHORRO FACTURACION ENERGIA	%	12,79	74,81	102,00
AHORRO FACTURACION TOTAL	%	6,52	69,35	53,61

COTIZACION DÓLAR del 10/12/2014	USD	8,56	625	24,37
---------------------------------	-----	------	-----	-------

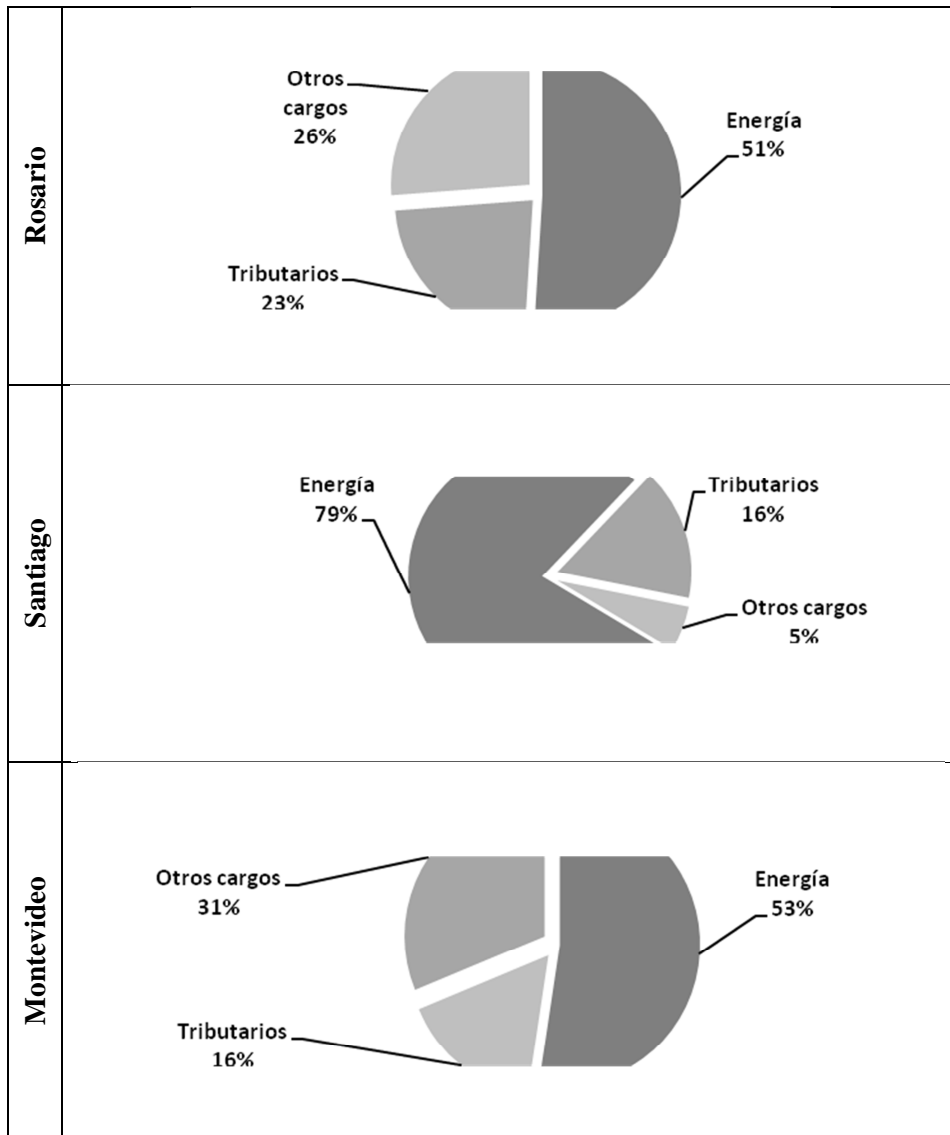


Fig.3: Estructura de facturación de energía eléctrica para las ciudades estudiadas

6. ALTERNATIVAS PARA ROSARIO

En el presente apartado se plantean escenarios y conclusiones respecto a los resultados financieros que obtendría un cliente de la EPESF con intenciones de instalar un sistema de generación fotovoltaica residencial, en la ciudad de Rosario. Para el análisis se trabaja con flujos de fondo, cuyos ingresos se obtienen por la venta de energía y los egresos por el costo de inversión. Las variables que se analizan son, tarifa de inyección, tasa de descuento y Valor Presente Neto (VAN).

Los supuestos considerados en los flujos de fondo son:

- Valores denominados en pesos argentinos.

- Gasto de mantenimiento de las instalaciones despreciable.
- Inversión inicial de \$71.971 por un sistema de 1400 Wp como el del presente estudio.
- Horizonte temporal de 25 años coincidente con la vida útil de los módulos FV ofertados.
- Producción de energía del sistema fotovoltaico, 2.132 kWh/año.
- Sólo se considera inflación tarifaria en el escenario Net Metering (Escenario b).

6.1. Escenario actual.

Para diferentes tasas de descuento, se muestran en la Tabla 9 los resultados del VAN para una tarifa de inyección de 0,05 \$/kWh, valor actualmente implementado por EPESF.

Tabla 9: Evaluación del VAN para el escenario comercial vigente.

	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

En la tabla 9 paradójicamente se observa que el VAN crece a medida que aumenta la tasa de descuento, debido a que, existen en este caso flujos negativos durante toda la vida del proyecto. Esta situación determina la no rentabilidad de la inversión, concluyendo que no es factible en términos económicos.

6.2. Escenario Net Metering.

Simulando la aplicación de la modalidad Net Metering para la retribución de la energía inyectada a la red y bajo las condiciones tarifarias de EPESF, se calculó el VAN para cuatro tasas de descuento. En cada fila de la Tabla 10 se repite esta evaluación suponiendo diferentes inflaciones tarifarias.

Tabla 10: Evaluación del VAN para un escenario Net Metering.

	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 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

Tabla 11: Evaluación de tarifas de inyección que hacen rentable la inversión.

	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 [U\$/kWh]	0,28	0,43	0,61	0,72	0,80	0,99
COTIZACION DÓLAR del 10/12/2014 (8,56 AR\$/U\$D)						

En síntesis, de los tres escenarios planteados se observa que el actual, punto "a", es el más desfavorable, entre otros, por el flujo negativo que le significa al prosumidor pagar por su energía generada (ver figura N°:1). El escenario "b" muestra una mejor alternativa a partir de la implementación de un sistema Net Metering, pero solo con una actualización acelerada de las tarifas eléctricas. Por último, el caso de tarifas Feed In (punto "c"), muestra que con una tasa de descuento del 5% la inversión se torna rentable para precios de inyección superiores a los 2,4 AR\$/kWh. Este valor muestra un gran desfase considerando la tarifa actual de 0,05AR\$/kWh.

7. CONCLUSIONES

Los resultados de este trabajo se basan en las actuales condiciones comerciales implementadas por la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF). Bajo estos supuestos no habrá rentabilidad económica para que privados residenciales instalen sistemas fotovoltaicos a red. Para una tasa de descuento del 5% la inversión se torna rentable para tarifas de inyección superiores a los 2,4 AR\$/kWh. Actualmente la EPESF paga una tarifa de inyección de 0,05 AR\$/kWh, lo que muestra un desfase tarifario de por lo menos 48 veces. Además los indicadores de rentabilidad serían más favorables, si la EPESF no cobraría al cliente la energía que se autogenera, como lo plantea el vigente procedimiento comercial explicado en la figura N°1.

Se observa que la modalidad Net Metering solo arrojará un resultado positivo de rentabilidad para una inflación tarifaria anual del 22% y exigiendo una tasa de descuento del 5 o del 10%.

6.3. Escenario con Tarifas Feed In rentables.

Aplicando tasas de descuento del 5% al 25%, las tarifas de inyección que comienzan a determinar un VAN positivo son las que muestra la Tabla 11. Como todas sobrepasan la actual tarifa de inyección de la EPESF, se ha distinguido a este escenario con el nombre de tarifa Feed In.

La comparación con los casos regionales estudiados muestra que sí un usuario residencial rosarino decide invertir en un sistema fotovoltaico para inyectar energía a la red, en términos económicos ahorrará de su factura total el 6,52%, mientras que un residente en Santiago ahorrará el 69,38% y uno en Montevideo el 53,61%. Esta diferencia, de más de 47 puntos porcentuales con respecto a Montevideo, por ejemplo, se debe a que la tarifa de inyección que paga UTE es 33 veces más alta que la que paga EPESF, a pesar de que el precio monómico de la energía en Montevideo es sólo 4,13 más alto que en Rosario. Esta comparación es válida considerando que en términos de generación de kWh fotovoltaicos, Rosario y Montevideo tienen valores similares.

También, 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 17,8 veces menor que en Santiago y 32,9 veces menor que en Montevideo.

Otro punto negativo que afecta a la rentabilidad de la inversión, es el costo de inversión de 6 U\$/Wp que existe actualmente en la ciudad de Rosario por un sistema fotovoltaico a red. Al respecto se observa la inexistencia de la cadena comercial para sistemas fotovoltaicos a red en Rosario. De las empresas consultadas ninguna tenía inversores a red en venta, se consiguió cotización con intermediarios de Buenos Aires.

REFERENCIAS

- Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). (2014). Pliego tarifario. Uruguay. http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/servicios_en_linea/Pliego%20Tarifario%20julio%202014.pdf.
- Chilectra S.A. (2014). Pliego tarifario. Chile. http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/0a30ad0044100acc96999e65fe3686ef/Tarifas_Suministro_ClientesRegulados_2014_12_01_Retroactivas.pdf?MOD=AJPERES&Tipo=DOC.
- Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF). (2013). Procedimiento para el Tratamiento de Solicitudes de Generación en Isla o en Paralelo con la Red de la EPESF. Argentina.
- Ministerio de energía (2012). Ley 20571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras Residenciales. Chile. <http://www.leychile.cl/N?i=1038211&f=2222-02-02&p=>
- Ministerio de energía (2014). Decreto 71: Aprueba reglamento de la ley N° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Chile. <http://www.leychile.cl/N?i=1066257&f=2222-02-02&p=>
- Poder Ejecutivo de Uruguay (2010). Decreto 173/010 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. Uruguay.