

Evaluación de mecanismos de incentivo para la generación de energía solar distribuida en San Juan, Argentina

Evaluation of incentive mechanisms for distributed solar power generation in San Juan, Argentina

Gustavo E. Coria^{1*} Mauricio E. Samper¹

Recibido 31 de agosto de 2021, aceptado 21 de junio de 2022

Received: August 31, 2021 Accepted: June 21, 2022

RESUMEN

La provincia de San Juan-Argentina presenta importantes valores de radiación solar que estimulan el desarrollo de la generación solar fotovoltaica distribuida. Además, la Ley Nacional 27.424 propone la Facturación Neta como mecanismo de incentivo a las fuentes de energía renovable. Este trabajo analiza la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos en el sector residencial en las condiciones actuales de costos y tarifas eléctricas. El análisis permite comparar el costo nivelado para generar electricidad mediante sistemas fotovoltaicos con respecto al precio de la energía consumida de la red. Los resultados muestran que en promedio el costo nivelado de la generación fotovoltaica es un 20% más alto que el valor promedio de la tarifa para usuarios residenciales. Por ello, para lograr la paridad de red es necesario aplicar los mecanismos de incentivos propuestos en la Ley 27.424. En este sentido, se analizan y comparan los impactos ocasionados con la aplicación de los mecanismos de Facturación Neta y Medición Neta. Los resultados muestran, a priori, que el mecanismo de Medición Neta sería más rentable o económicamente beneficioso para los propietarios de sistemas fotovoltaicos, pero este esquema podría tener algún impacto adverso en los ingresos de las empresas de distribución de energía eléctrica. Por último, se introducen debates sobre los mecanismos de incentivos para mejorar la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos y ayudar así al gobierno a tomar decisiones para promover estos sistemas.

Palabras clave: Paridad de red, sistemas fotovoltaicos, mecanismos de incentivo, costo nivelado de la electricidad.

ABSTRACT

The province of San Juan in Argentina presents significant values of solar radiation that stimulate the development of distributed solar photovoltaic generation. Moreover, National Law 27.424 proposes Net Billing as an incentive mechanism for renewable energy sources. This work analyses the profitability of photovoltaic systems in the residential sector under current electricity costs and fare conditions. The analysis allows comparing the leveled cost to generate electricity through photovoltaic generation in contrast to the price of energy consumed from the grid. The results show that, on average, the leveled cost of photovoltaic generation is 20% higher than the average value of the fares for residential users. It is necessary to apply incentive mechanisms as proposed in Law 27.424, to achieve grid parity. In this sense, the impact of the Net Billing mechanism is analyzed and compared with the impact of the Net Metering mechanism. The results show, a priori, that the Net Metering mechanism would be more profitable or economically beneficial for owners of photovoltaic systems. However, this scheme could adversely impact the utilities' incomes. Finally, discussions on incentive mechanisms are introduced to improve the profitability of photovoltaic systems and to assist the government in making decisions to promote these systems.

Keywords: Grid parity, photovoltaic system, incentive mechanisms, leveled cost of electricity.

¹ Universidad Nacional de San Juan. Instituto de Energía Eléctrica-CONICET. San Juan, Argentina.

E-mail: gcoria@iee-unsjconicet.org; msamper@iee-unsjconicet.org

* Autor de correspondencia: gcoria@iee-unsjconicet.org

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los sistemas de suministro de energía eléctrica han experimentado un profundo cambio impulsado por la necesidad de reducir la contaminación ambiental, lo cual ha ocasionado que varios países incrementen el empleo de sistemas de generación de energía basados en energía renovable (ER) para satisfacer las políticas energéticas actuales. Entre estos sistemas de generación, la generación solar fotovoltaica (FV) es una de las más segura y eficiente en muchos países, especialmente europeos.

En Argentina, a diferencia de estos países, y pese a los elevados niveles de radiación con que se cuenta (ver Figura 1), el mercado FV no se ha desarrollado como se esperaba debido principalmente a los altos costos de los sistemas FV en relación al poder adquisitivo de la población, sumado a que las tarifas eléctricas se encuentran por debajo de sus costos reales. Por ello, para acelerar la penetración de este tipo de sistemas, y en función de la experiencia en otros países, resulta necesario implementar mecanismos de incentivo como es el caso de: Feed-in Tariff (FiT), Facturación Neta (Net Billing, NBI) y Medición Neta (Net Metering, NMe).

Por este motivo, a fines de 2017 el gobierno argentino aprobó la Ley 27.424 [1] que propone un programa de incentivo para la generación distribuida (GD) de ER, basándose en un esquema de “Facturación Neta” e incentivos económicos y fiscales. Si bien es la primer Ley a nivel nacional en Argentina, antes

de la misma varias provincias ya contaban con reglamentaciones para incentivar la instalación de sistemas de GD-FV. Por ejemplo, en las provincias Mendoza [2], Entre Ríos [3], Tucumán [4], Santa Fe [5] y Río Negro [6], se implementó el mecanismo NBI previo a la aprobación de la Ley, en donde la energía FV suministrada a la red de distribución se remunera al costo de compra de energía de la empresa distribuidora en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). No obstante, el NBI no es el único mecanismo de promoción que se utiliza en Argentina, ya que la provincia de Salta reglamentó el uso de GD-FV a través de un mecanismo NMe [7].

Contexto de la investigación

A pesar de la aplicación de mecanismos de incentivos, resulta necesario analizar la competitividad económica de la GD-FV. Para ello, se puede emplear el concepto de paridad de red, la cual se define como el momento temporal en el cual un sistema de generación basado en ER produce electricidad a un costo igual o menor al precio de compra de energía de la red eléctrica. Para los sistemas FV, esto es cuando el costo nivelado de electricidad (Levelized Cost of Electricity, LCOE) de la energía solar FV es igual o inferior a la tarifa pagada por la electricidad consumida desde la red eléctrica [9].

Varios artículos han analizado la competitividad económica a través de la paridad de red. Por ejemplo, en [10] se estudia el LCOE de la energía FV y eólica, para un prosumidor en el Reino Unido. Los resultados muestran que, pese a no haber

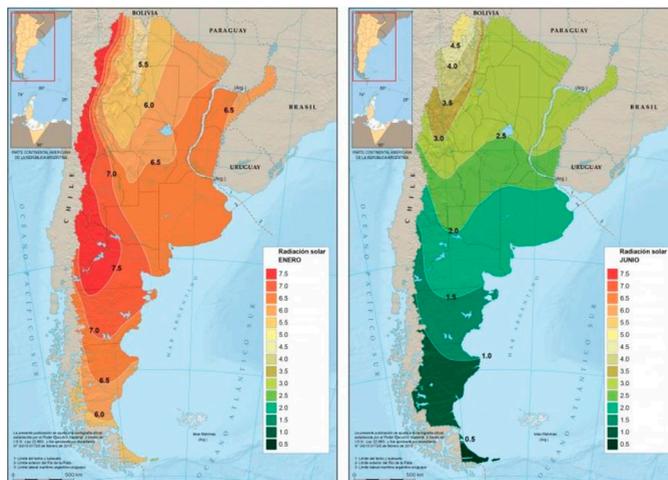


Figura 1. Mapa de radiación solar de Argentina [8].

logrado la paridad de red, esta podría alcanzarse incrementando el autoconsumo ya que los precios de electricidad aumentarían al utilizar la red como reserva cuando la generación renovable no sea suficiente para satisfacer la demanda. Por otro lado, en [11] se analiza la paridad de red para una central de generación FV de 1 MW en Chipre. De los resultados obtenidos, se concluye que la paridad de red se puede alcanzar de manera más fácil en sistemas insulares debido al elevado costo de la energía convencional. En [12] se analiza la producción de energía FV y el LCOE para tres sistemas FV con distintas potencias, considerando esquemas NMe y NBi. Los resultados muestran que el NMe es la mejor opción para incentivar a los sistemas FV ya que la energía inyectada a la red eléctrica se paga a la tarifa minorista completa (incluye cargo de distribución), mientras que para el caso de NBi solo se paga el componente de energía.

Por su parte, en [13] se analiza la rentabilidad de la industria FV en China mediante el LCOE y la tasa interna de retorno (TIR). Los resultados muestran que la paridad de red todavía no se ha alcanzado, sin embargo, se espera lograr dicha paridad antes del año 2025 debido a la reducción gradual del LCOE. En [14] se evalúa la viabilidad financiera de la energía FV en Singapur, empleando, no solo el LCOE, sino también otros indicadores de rentabilidad. Los resultados presentados permiten concluir que las políticas de promoción tendrían que guiar a una mejora en las condiciones de financiamiento para garantizar la inversión en energía FV por parte de inversores privados.

Para el caso particular de Latinoamérica, si bien el mercado FV ha comenzado a desarrollarse hace pocos años, ya existen varios trabajos que analizan esta temática. En [15] se analiza la factibilidad económica de sistemas FV residenciales en Ecuador a través del cálculo del LCOE para analizar la paridad de red. En este trabajo, no se analiza el esquema NMe. Los resultados muestran que la paridad de red todavía no se ha alcanzado con lo cual se propone un esquema NBi para fomentar la inserción de sistemas FV. En [16] se determina la demanda mensual mínima por prosumidor para garantizar la viabilidad económica de sistemas de GD-FV residenciales en Brasil, después de la introducción del mecanismo NMe. En este sentido, se establece cual debería ser el consumo de electricidad mensual residencial para

que el LCOE sea al menos igual a la tarifa eléctrica actual. Los resultados obtenidos demuestran que la integración de sistemas GD-FV es factible desde el punto de vista técnico-económico en varias regiones del país. En [17-18] se analiza la viabilidad económica de sistemas de GD-FV instalados en Brasil a través del Valor Actual Neto (VAN), la TIR, y la Relación Costo-Beneficio. Sin embargo, no se analiza el LCOE. Los resultados demuestran que la viabilidad económica de los sistemas FV de pequeña escala depende principalmente de la tarifa de energía eléctrica y del índice de radiación solar. Por otro lado, en [19] se evalúa el efecto que tiene la pérdida de valor de la moneda en la paridad de red de sistemas FV residenciales. Precisamente, se calcula el LCOE en nueve ciudades de Latinoamérica, considerando los porcentajes de devaluación de cada ciudad analizada. Los autores determinan que la devaluación atrasa la paridad de red de los sistemas FV. En [20] se realiza un análisis económico de sistemas FV residenciales y comerciales en Chile. Para ello se calcula el LCOE, entre otros métodos de valuación utilizados, y se considera el marco regulatorio real que consiste en un mecanismo NMe. Los resultados muestran que la rentabilidad aumenta a medida que se incrementa la tasa de autoconsumo y disminuyen los costos de instalación, lo que permite alcanzar la paridad de red en gran parte de Chile bajo el esquema NMe.

Finalmente, para el caso de Argentina, en [21-22], se realiza una evaluación técnico-económica de sistemas FV para dos provincias bajo los esquemas NMe y FiT, respectivamente. En ambos trabajos, se analiza la viabilidad a través del LCOE y no se considera el mecanismo NBi. Los resultados muestran que la inversión en sistemas FV es poco atractiva debido a los altos costos de estos sistemas y a los bajos precios de la energía consumida desde la red de distribución. En adición, en [23] se presenta un análisis de rentabilidad de sistemas FV residenciales en Argentina realizado a través del VAN y bajo los esquemas NBi y FiT. Los resultados muestran que los sistemas FV residenciales no son rentables bajo los costos actuales, las características financieras nacionales y las tarifas. Adicionalmente, se realiza un análisis de sensibilidad del costo de capital y los precios de la energía eléctrica consumida e inyectada. Sin embargo, no se analiza la paridad de red y tampoco se tiene en cuenta el mecanismo NMe implementado ya en algunas provincias de Argentina.

Desafío de la investigación

En este contexto, este artículo analiza la competitividad de costos de la GD-FV en Argentina a través del análisis de la paridad de red desde el punto de vista de los usuarios residenciales, considerando las condiciones actuales de costos y tarifas. Para ello, se utiliza como caso de estudio la provincia de San Juan-Argentina, en donde se emplea un modelo para estimar la energía generada, ajustando los parámetros de dicho modelo a partir de mediciones de tres sistemas FV reales instalados en la provincia. Adicionalmente, en este trabajo se compara la influencia de los esquemas NBI y NME sobre la tarifa de usuario residencial, considerando en la metodología un análisis detallado de la estructura tarifaria que este tipo de usuario paga por la electricidad consumida de la red. Así, la metodología destaca las ventajas de los diferentes esquemas en países donde las tasas impositivas son altas.

A partir de los resultados obtenidos, y dado los costos de estos sistemas para este sector de la población y la situación tarifaria, se observa que en Argentina todavía no se ha logrado la paridad de red. En función de esto, se estudia para un usuario residencial típico la rentabilidad económica de la instalación de GD-FV, teniendo en cuenta el mecanismo de incentivo NBI propuesto en la Ley 27.424 y el mecanismo NME propuesto para la provincia de Salta-Argentina, ya que es uno de los primeros mecanismos propuesto en el país. De esta forma, se especifica aquel mecanismo que mejor se adapta a las condiciones particulares de la provincia de San Juan-Argentina, esto es, tarifas a usuarios finales y precios de la energía FV, para que la generación de electricidad FV sea económicamente competitiva. Por último, se presentan algunas políticas de incentivo que podría implementar el Estado, con el objetivo de fomentar la inversión en este tipo de tecnologías y alcanzar la paridad de red en el corto plazo.

El resto de este artículo se estructura de la siguiente manera. En la segunda sección, se presenta la metodología para determinar la paridad de red de un sistema FV residencial. Luego, en la tercer siguiente sección se presenta el caso de estudio para la provincia de San Juan-Argentina, y en la cuarta sección los resultados obtenidos. Finalmente, en la quinta sección se exponen las conclusiones.

METODOLOGÍA

Estimación de la electricidad generada por el sistema FV

En este trabajo, la energía generada por los sistemas FV se estima utilizando un modelo estocástico que considera la variabilidad del recurso solar. Para ello, se recolectaron y examinaron dos años de mediciones horarias de radiación solar, temperatura y energía generada por sistemas FV reales instalados en el techo de casas y edificios en la provincia de San Juan-Argentina [24]. A partir de estos datos, se realiza un estudio estadístico para determinar las funciones de distribución de probabilidad (FDP) para días típicos de las estaciones verano e invierno.

Una vez determinadas las FDP, se consideran las incertidumbres de temperatura y radiación a través de simulación de Montecarlo en el modelo FV implementado en el programa OpenDSS®. Finalmente, los parámetros de eficiencia del modelo FV se ajustan a partir de los datos medidos en los sistemas FV reales.

Cabe señalar que en la provincia de San Juan-Argentina, en promedio, el 62,5% de los días al año se consideran principalmente días de verano y el 37,5% restante días de invierno.

Estimación del LCOE y del costo de inversión

La paridad de red de los sistemas FV a nivel residencial se puede determinar a través del cálculo del LCOE de estos sistemas, el cual se define como el costo técnico teórico y constante de generar electricidad FV, y cuyo valor presente es equivalente al de todos los costos asociados al sistema durante su vida útil, como se expresa en la ecuación (1):

$$LCOE = \frac{C_{inv} - B_0 + \sum_{t=1}^N \frac{AC_t - B_t}{(1+r)^t} - \frac{R_N}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} + AC_{O\&M} \quad (1)$$

donde C_{inv} es el costo total de inversión del sistema FV (incluidos impuestos y tarifas de conexión), AC_t son los costos totales anuales (incluidos costos fijos de operación y mantenimiento, impuestos, tarifas de inspección, entre otros), B_0 es el beneficio económico inicial (en caso que exista), B_t es el beneficio o incentivo económico en el año t , R_n es el valor residual en el enésimo año (generalmente

igual a cero si N es la vida útil del generador), E_t es la energía eléctrica generada en el año t , $AC_{O\&M}$ son los costos anuales de operación y mantenimiento, r es la tasa de interés (o tasa de descuento), t es el año de operación bajo análisis, y N es el período de análisis (generalmente coincide con el tiempo de vida del generador FV).

Como se observa en la ecuación, el LCOE depende entre otros parámetros, del costo total de inversión, el cual se estima a través de simulación de Montecarlo utilizando una función de probabilidad normal (ver ecuación 2) con un valor medio m y una desviación estándar s , definidos a partir de datos propios de Argentina. Esto con el objetivo de considerar incertidumbre en el costo total de inversión para los años bajo análisis.

$$F(x) = \frac{1}{\sigma \times \sqrt{2\pi}} \times e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, x \in \mathbb{R} \quad (2)$$

A su vez, el costo de reemplazo del inversor del sistema FV y los costos de operación y mantenimiento, también se estiman en forma estocástica a partir de funciones de probabilidad normal (ver ecuación 2).

Tarifa eléctrica

Otro parámetro necesario para poder determinar la paridad de red es el precio de la electricidad consumida desde la red de distribución. En la provincia de San Juan-Argentina, la tarifa residencial se divide en tres bandas tarifarias: T1-R1 (consumo bimestral menor a 200 kWh), T1-R2 (consumo bimestral mayor a 200 kWh y menor a 580 kWh) y T1-R3 (consumo bimestral mayor a 580 kWh), a partir de las cuales se determina el pago por la energía consumida desde la red de distribución (P_B), ver ecuación (3), para la banda tarifaria correspondiente (B), como se expresa a continuación:

$$P_B = CF_B + CV_B + \psi \quad (3)$$

$$CV_B = E_c \times P_c \quad (4)$$

$$\psi = TI \times [CF_B + CV_B] \quad (5)$$

donde CF_B y CV_B (ver ecuación (4)) son los cargos fijos y variables que dependen de la banda tarifaria; P_c es el precio de cada unidad de energía consumida; E_c es la energía consumida; y ψ (ver ecuación (5))

son los impuestos en función de la tasa impositiva total (TI) aplicada al costo fijo y variable, la cual en San Juan-Argentina es de aproximadamente 35-45%. Una vez determinado el pago por toda la energía consumida desde la red de distribución, se calcula el precio de la energía por cada kWh consumido, $Tarifa_B$, (ver ecuación 6), de tal manera de comparar dicho valor con el LCOE y determinar así si se alcanza o no la paridad de red.

$$Tarifa_{a_B} = \frac{P_B}{E_c} \quad (6)$$

Ingresos

Los ingresos obtenidos por los propietarios de sistemas FV se determinan en función del mecanismo de remuneración utilizado en cada país/región. A continuación, se calculan los ingresos para los mecanismos NBI y NMe, analizados en este trabajo.

Ingresos bajo un esquema NBI

El NBI es un mecanismo de compensación de flujos de dinero, en donde finalizado cada mes se calcula la diferencia entre el egreso y el ingreso de dinero en función de la cantidad de energía consumida desde la red e inyectada a la misma. La energía demandada de la red y la energía FV inyectada, se valorizan mediante precios diferenciados. El valor final que pagará el usuario será el proveniente de dicha diferencia de dinero.

Actualmente, el NBI es utilizado en algunos países de Latinoamérica como es el caso de Chile [24], y se considera en este trabajo ya que es el mecanismo propuesto en la Ley 27.424 [1] de energía renovable en Argentina.

En este mecanismo, el ingreso total recibido ($I_{NBI}(t)$, ver ecuación (7)) se compone de dos términos ya que el usuario puede auto-consumir la energía FV generada y/o exportar dicha energía a la red. En este sentido, a partir del trabajo presentado en [23], los dos componentes del ingreso son: a) un ingreso recibido por el excedente de energía FV generada e inyectada a la red de distribución, y b) un ahorro por la energía que el usuario deja de consumir desde la red, tanto en el costo variable como en los impuestos. A continuación, mediante la ecuación (7), se determina dicho ingreso [23], donde BAL es el balance entre la energía FV generada y la energía consumida y se calcula mediante la ecuación (8).

$$I_{NBi}(t) = \begin{cases} E_g(t) \times P_c(t) + IMPTO, & \text{si } E_c \geq E_g \\ E_g(t) \times P_c(t) + IMPTO + BAL \times P_g(t), & \text{si } E_c < E_g \end{cases} \quad (7)$$

$$BAL = E_g(t) - E_c(t) \quad (8)$$

donde E_g es la energía FV generada, P_g es el precio de la energía FV exportada, e $IMPTO$ es la porción de impuestos ahorrados que se determinan en función de la ecuación (9):

$$IMPTO(t) = \begin{cases} TI \times [E_g(t) \times P_c(t)], & \text{si } E_c \geq E_g \\ TI \times [E_c(t) \times P_c(t)], & \text{si } E_c < E_g \end{cases} \quad (9)$$

Ingresos bajo un esquema NMe

El esquema NMe, es un mecanismo de compensación de saldos energéticos, en donde al finalizar cada mes se calcula la diferencia entre la energía FV inyectada a la red de distribución y la energía consumida por el usuario desde dicha red. En caso de inyectar más energía que la consumida se utiliza la red como un depósito de energía eléctrica, permitiendo al usuario consumir dicho excedente en los próximos períodos. En la actualidad, el NMe es utilizado en países como, Estados Unidos [25], Italia [26] y Dinamarca [27].

La principal diferencia que presenta el mecanismo NMe con respecto al NBi, radica en la realización de una compensación de saldos energéticos utilizando dicha red como un depósito de energía eléctrica. En este sentido, no se tendrá un ingreso mensual por energía inyectada a la red como en el caso del mecanismo NBi, pero si un ahorro por la energía que se deja de consumir de la misma. Adicionalmente, se podrá consumir cualquier excedente que exista de meses anteriores, con lo cual el ahorro será aún mayor.

A continuación, se presenta la formulación matemática que permite determinar el ahorro que obtendrá un propietario de un sistema FV bajo un esquema NMe. En primer lugar, se calcula el costo variable que paga el usuario antes de la instalación del sistema FV (ver ecuación (10)) y después de haber instalado el sistema FV (ver ecuación (11)).

$$CV_B \Big|_{(antesPV)} = E_c \times P_c \quad (10)$$

$$CV_B \Big|_{(despuesPV)} = (E_c - E_g + E_{exc}) \times P_c \quad (11)$$

Donde E_{exc} es la energía FV excedente del mes anterior. En este sentido, se puede decir que el ahorro (ingreso) para el caso en donde $E_c \geq E_g$, estará dado por las diferencias entre dichos costos variables, es decir, la diferencia entre la ecuación (10) y la ecuación (11), lo que lleva a:

$$I_1 = (E_g + E_{exc}) \times P_c + IMPTO \quad (12)$$

Por otro lado, cuando $E_c < E_g$, toda la energía será abastecida por el sistema FV y se tendrá un excedente para los meses siguientes, con lo cual, el ahorro (ingreso) será:

$$I_2 = E_c + P_c + IMPTO \quad (13)$$

Finalmente, combinado la ecuación (12) y la ecuación (13), se obtiene I_{NMe} a partir de la ecuación (14):

$$I_{NMe} = \begin{cases} (E_g + E_{exc}) \times P_c + IMPTO, & \text{si } E_c \geq E_g \\ E_c \times P_c + IMPTO, & \text{si } E_c < E_g \end{cases} \quad (14)$$

donde $IMPTO$ es la porción de impuestos ahorrados y se determina mediante la ecuación (15).

$$IMPTO = \begin{cases} TI \times [(E_g + E_{exc}) \times P_c], & \text{si } E_c \geq E_g \\ TI \times [E_g + P_c], & \text{si } E_c < E_g \end{cases} \quad (15)$$

CASO DE ESTUDIO

Esta sección presenta un caso de estudio desarrollado para la provincia de San Juan-Argentina, en donde se considera un usuario residencial con un consumo mensual promedio de 633 kWh. A su vez, se analizan tres sistemas FV con diferentes potencias: 1 kWp, 3 kWp y 5 kWp, con base a la información disponible en mediciones reales de 4 sistemas FV, tres de los cuales están instalados en viviendas de la provincia [28] y el restante en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), dependiente de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) y del CONICET.

Para determinar el costo de inversión se considera una vida útil de 25 años, y se asume una sustitución del inversor a la mitad de esta vida útil con un costo asociado que varía entre un 15% y un 25% del valor

de la inversión inicial. Para los costos de operación y mantenimiento anual se supone que estos varían entre un 0,5% y un 1% del valor de la inversión inicial. Al año 2020, se considera 1,8 USD/W como valor medio del costo total de inversión de un sistema FV (con impuestos incluidos).

Por otro lado, las Figura 2 y Figura 3 presentan curvas típicas de generación FV diarias de un sistema de 1 kW obtenidas a partir de 100 simulaciones de Montecarlo, para verano e invierno respectivamente. Luego, a partir de estas simulaciones, se determinan los valores promedio, máximo y mínimo para la generación FV, los cuales se utilizan posteriormente en los diferentes análisis realizados a lo largo de este trabajo.

La tarifa considerada en este trabajo es la T1-R3, ya que en esta franja tarifaria se encuentran los

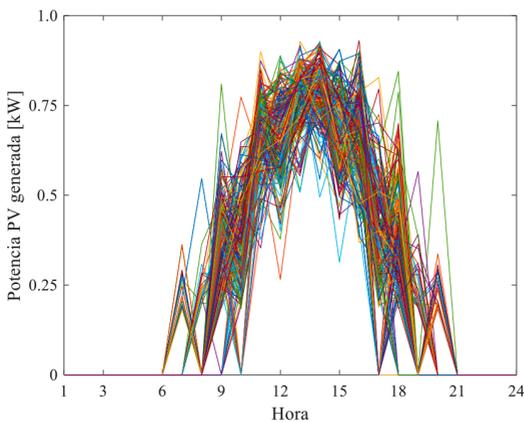


Figura 2. Curvas de generación FV-verano.

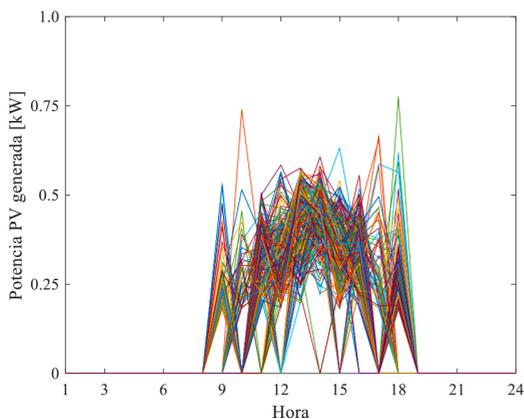


Figura 3. Curvas de generación FV-invierno.

usuarios con mayor poder adquisitivo y, por tanto, una mayor capacidad para invertir en sistemas FV. Sin embargo, la metodología se puede aplicar a cualquiera de las otras 2 estructuras tarifarias (T1-R1 y T1-R2). Al año 2020, se considera un Costo Fijo medio de 5.8 USD-mensual y un Costo Variable medio de 6.2 ¢ USD/kWh, para una tasa media de cambio de 64.5 \$AR/USD. Por otro lado, el precio de la energía FV exportada a la red (P_g) para el caso del mecanismo NBi, es 5.5 ¢ USD/kWh en función de lo establecido en la Ley 27.424 [1], el cual corresponde al valor de compra de energía de la empresa distribuidora en el MEM sin impuestos.

Es de notar que todos los valores se expresan en dólares estadounidenses, de tal manera de independizarse de la tasa de cambio de la moneda local. Finalmente, la tasa de descuento utilizada para calcular el LCOE se considera igual al 10%, valor que se utiliza generalmente para representar el costo de capital en inversiones del mercado de electricidad o proyectos con un perfil de riesgo similar [23, 29-30].

RESULTADOS Y DISCUSIONES

Paridad de red de la GD-FV

En la Figura 4 se presenta el valor medio y los valores máximos y mínimos, estimados para el LCOE y para la tarifa eléctrica de usuario residencial con impuestos incluidos, para los últimos cinco años (2015-2020).

En este sentido, se puede observar que durante los años de estudio el LCOE se ha reducido y la tarifa

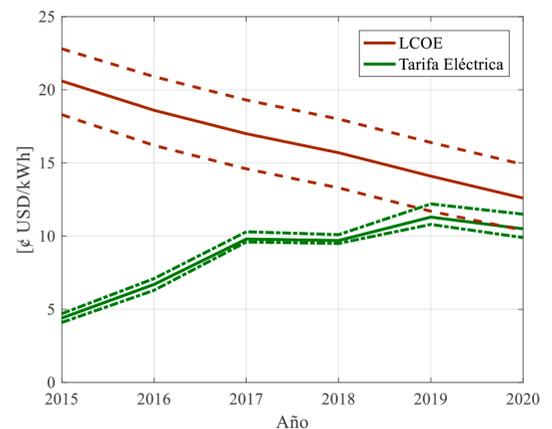


Figura 4. Análisis de paridad de red (2015-2020).

eléctrica se ha incrementado, sin embargo, todavía no se ha logrado la paridad de red en la provincia de San Juan-Argentina bajo las condiciones de costos y tarifas consideradas en este trabajo. Esto se debe a que el LCOE para el año 2020 es alrededor de un 20% mayor que el valor de la tarifa eléctrica que un usuario residencial típico paga por la energía consumida desde la red (con impuestos). Es decir, en valores promedios estimados, el costo de generación FV es aproximadamente 12.6 ¢ USD/kWh, mientras que el precio de la energía de red es de 10.5 ¢ USD/kWh.

A partir de los resultados obtenidos, se demuestra que, para alcanzar la paridad de red, el Estado tendría que implementar algún mecanismo de incentivo o promoción para la GD-FV. Por ello, en la siguiente sección se analiza la paridad de red al implementar el mecanismo NBi propuesto en la Ley 27.424 y el mecanismo NMe.

Análisis bajo mecanismos de incentivo

Tomando como base los valores medios para el año 2020, tanto de costos de GD-FV como de tarifa (ver Figura 4), se realiza, solo para el año 2020, un análisis del impacto económico de dos mecanismos de incentivo desde la perspectiva del usuario residencial bajo estudio. Para ello, los mecanismos que se consideran son el NBi propuesto por el Estado Nacional y el NMe propuesto en la provincia de Salta-Argentina. Esto con la finalidad de comparar el NBi de la ley argentina con uno de los primeros mecanismos propuestos en Argentina.

Para los distintos análisis realizados, a partir de las curvas estimadas de generación FV diaria y curvas típicas de consumo de usuarios residenciales, se determinan los egresos e ingresos que tendría el usuario, si consume o inyecta energía FV a la red de distribución, respectivamente.

En las Figura 5 y Figura 6 se muestran los resultados para los tres sistemas FV (1 kWp, 3 kWp y 5 kWp) al considerar el esquema NBi y NMe, respectivamente. Los egresos del usuario sin sistema de GD-FV se calculan como el producto entre la energía consumida de la red y la tarifa a usuario residencial para el año 2020 (10.5 ¢ USD/kWh). Además, los egresos con GD-FV, para los mecanismos NBi y NMe, se determinan como la suma entre el pago de la energía consumida desde el sistema de

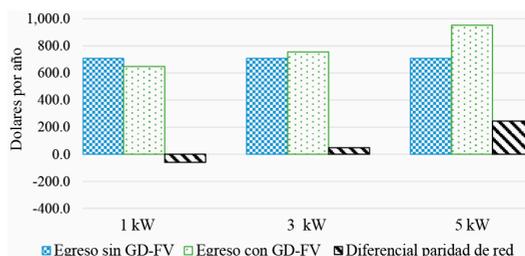


Figura 5. Egresos considerando esquema NBi-Consumo mensual 633 kWh.

distribución y el costo de producción de la energía FV generada calculado como el producto entre el LCOE y la energía estimada media anual generada, deduciendo los ingresos por venta de energía FV y los ahorros de compra a la empresa distribuidora (existe un ahorro en impuestos, ya que disminuye la energía consumida).

Al comparar los egresos del usuario sin y con sistema GD-FV (diferencial paridad de red), en las Figura 5 y Figura 6 se observa que instalar GD-FV bajo el esquema NMe considerado es en todos los casos más rentable que el esquema nacional NBi. Además, al implementar el mecanismo NMe en los tres sistemas GD-FV analizados, se lograría la paridad de red con las condiciones de costos y tarifas consideradas en este estudio. Sin embargo, este esquema puede tener impactos negativos sobre las empresas distribuidoras, lo cual se analizará más adelante en la sección “Discusiones” del presente trabajo.

Por último, para el caso NBi propuesto en la ley nacional, si bien todavía no se ha logrado la paridad de red, al usuario le convendría instalar un generador FV de pequeña potencia, como por ejemplo un sistema de 1 kWp. Por otro lado, al instalar un sistema de 1 kWp, los diferenciales de paridad de

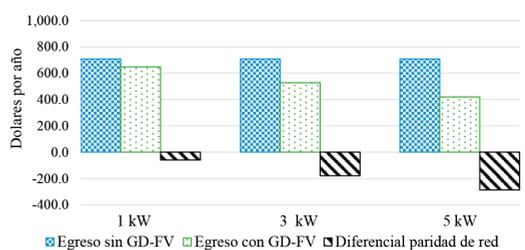


Figura 6. Egresos considerando esquema NMe-Consumo mensual 633 kWh.

red sin y con GD-FV para los mecanismos NBi y NMe son iguales, ya que para el caso de NBi toda la energía FV generada se auto-consume, es decir, no se exporta energía en ningún momento del día.

Por otra parte, al realizar el mismo análisis arriba detallado considerando ahora un usuario con un consumo de 1200 kWh-mes, se obtienen los resultados presentados en las Figura 7 y Figura 8 para los mecanismos NBi y NMe, respectivamente. Como se observa para el mecanismo NBi (ver Figura 7), el usuario tendría mayor rentabilidad al instalar un sistema de GD-FV de mediana potencia, del orden de los 3 kWp. Sin embargo, al igual que en el caso anterior, el mecanismo más rentable sigue siendo el NMe (ver Figura 8).

Finalmente, las Figura 9 y Figura 10 presentan los resultados para un usuario con un consumo de 1800 kWh-mes. En este sentido, se puede observar que los mecanismos NBi y NMe para los sistemas de 1 kWp y 3kWp, poseen la misma rentabilidad. Esto se debe a que, al incrementarse el consumo de energía por parte del usuario, en el mecanismo NBi no existe energía FV exportada a la red, con lo cual solo se tiene un ahorro por la energía que

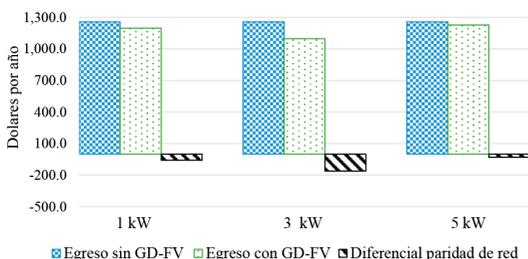


Figura 7. Egresos considerando esquema NBi-Consumo mensual 1200 kWh.

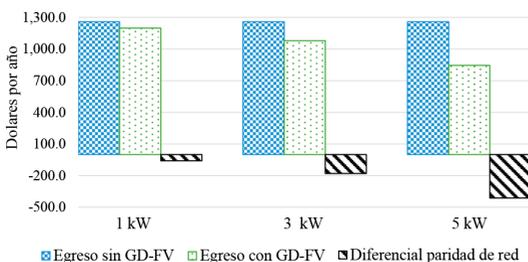


Figura 8. Egresos considerando esquema NMe-Consumo mensual 1200 kWh.

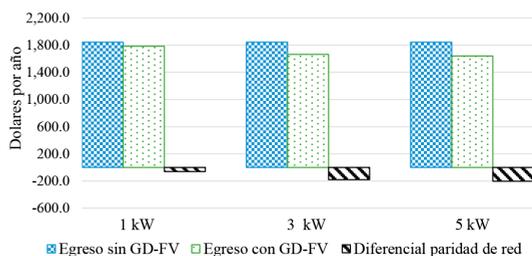


Figura 9. Egresos considerando esquema NBi-Consumo mensual 1800 kWh.

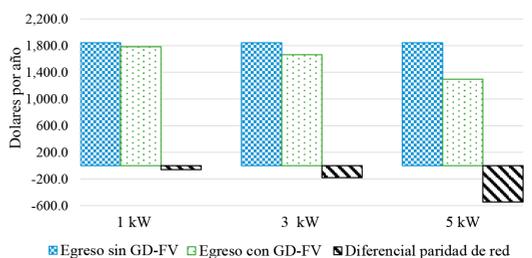


Figura 10. Egresos considerando esquema NMe-Consumo mensual 1800 kWh.

ya no se consume desde la red de distribución. Sin embargo, para el sistema FV de 5 kW el esquema NMe resulta ser más rentable que el esquema nacional NBi.

DISCUSIONES

Al examinar detalladamente la metodología y el análisis de resultados, se pueden plantear algunas discusiones y posibles propuestas de promoción. En la actualidad, la paridad de red no se ha alcanzado en la provincia de San Juan-Argentina debido al elevado LCOE que presentan los sistemas GD-FV en comparación con otros países, y a las tarifas residenciales las cuales no representan sus costos reales debido a la presencia de subsidios por parte del Estado. Por ello, para lograr dicha paridad de red, se podrían implementar algunas políticas de promoción para las tecnologías de ER, como es el caso de los mecanismos de incentivo que se analizan en este trabajo.

En relación con esto, se observa que el mecanismo NMe es el que genera el mayor beneficio económico para el usuario, ya que es un mecanismo de compensación de saldos energéticos en el cual el excedente de energía FV de un mes se puede

consumir al siguiente, es decir, la energía FV inyectada se valoriza a la tarifa de usuario residencial. Esta es la principal diferencia con respecto al mecanismo NBi propuesto en la Ley 27.424 [1], donde se estableció un precio por la energía inyectada (5.5 ¢ USD/kWh) menor a la tarifa a usuario residencial (10.5 ¢ USD/kWh) en la provincia de San Juan-Argentina.

A pesar de esta ventaja para los usuarios, el esquema NMe puede tener impactos significativos sobre las empresas distribuidoras. En este contexto, si bien este esquema reduce el consumo de electricidad desde la red, los usuarios permanecen conectados al sistema ocasionando costos para la empresa distribuidora. De hecho, al valorizar la energía FV inyectada al mismo valor de la tarifa residencial, estos costos no son solventados por los usuarios, quienes en todo momento cuentan con el respaldo del sistema eléctrico para abastecer su consumo cuando su sistema FV no está generando.

Por otro lado, y en función del objetivo político de la citada Ley 27.424, el cual consiste en promover la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de ER con destino al autoconsumo, los resultados obtenidos permiten determinar que los mecanismos NBi y NMe promueven dicho autoconsumo. Esto se debe a que, al dejar de consumir energía desde la red de distribución, el usuario tiene un ahorro elevado debido a la alta tasa impositiva que se paga en la provincia de San Juan-Argentina. Además, el mecanismo NBi reduce el problema que presenta el NMe para las empresas de distribución, al establecer precios diferenciados para la energía inyectada a la red mediante el GD-FV y para la energía consumida desde la misma, siendo menor para el caso de la energía FV. De esta manera, se tiene en cuenta el uso de la red de distribución por parte de los usuarios, en caso de no disponer de generación FV.

Adicionalmente, los resultados muestran que bajo un esquema NBi al usuario le convendría instalar un sistema GD-FV de baja potencia, entre 1 a 3 kWp, de tal manera de auto-consumir toda la energía generada. Esto se debe a que el ahorro por dejar de consumir energía desde la red de distribución es mayor que el pago que recibe un usuario por inyectar energía FV a la red, debido a la diferencia de precios de la Ley 27.424.

Finalmente, incrementar el precio de la energía FV exportada (P_g) incentivaría a los usuarios a instalar sistemas FV de mayor potencia para inyectar más energía FV a la red y percibir un mayor ingreso. Esto contribuiría en mayor medida a reducir la producción de energía a través de generadores convencionales, reduciendo así la contaminación ambiental y las pérdidas por las líneas de transmisión.

Es de notar que, si bien este análisis ha sido realizado con datos y estimaciones para el año 2020, postpandemia la realidad en Argentina no ha cambiado en gran medida en términos macroeconómicos para el sector eléctrico, y en particular para la GD-FV, dado que, si bien la inflación aumentó, la devaluación de la moneda local ha mantenido medianamente el equilibrio de esa “balanza macroeconómica” de referencia. Lo que sí puede llegar a afectar incrementando los LCOE de la GD-FV a nivel global es el problema entre Rusia y Ucrania, por las repercusiones en los mercados internacionales de los principales commodities, hoy incierto.

CONCLUSIONES

Los elevados niveles de radiación que presenta la provincia de San Juan-Argentina y los objetivos políticos de penetración de ER por parte del Estado Nacional, alientan la inversión en sistemas de GD-FV. Sin embargo, esto se ve deteriorado por los elevados costos de inversión y las inseguridades políticas, monetarias y regulatorias. Es por ello, que es necesario diseñar mecanismos eficientes que promuevan la inversión en GD-FV, lo cual implica un minucioso estudio de las inversiones bajo el contexto local.

Este trabajo presenta un análisis de paridad de red para sistemas de GD-FV residenciales, considerando el mecanismo de incentivo NBi propuesto por la ley nacional y un esquema NMe ya adoptado en una provincia de Argentina. Si bien los datos de generación FV se estiman mediante un modelo estocástico que considera la variabilidad del recurso solar, los parámetros de dicho modelo se ajustan a partir de mediciones de sistemas FV reales instalados en la provincia de San Juan-Argentina.

Los resultados obtenidos muestran que en la provincia de San Juan-Argentina, al año 2020,

no se ha logrado la paridad de red de la GD-FV a nivel residencial, ya que el LCOE es más alto que la tarifa a usuario residencial. Sin embargo, se proyecta que se puede lograr en un futuro cercano mediante algún mecanismo de promoción para la inversión en GD-FV, o bien si los costos de inversión de los sistemas FV se siguen reduciendo y/o la tarifa eléctrica se sigue incrementando.

Los esquemas NBI y NME generan para el usuario un ahorro extra que se obtiene al reducirse la energía consumida desde la red (es decir, auto-consumir la energía generada por la GD-FV), ya que la carga impositiva en San Juan-Argentina es elevada (entre un 35% y un 45%). Sin embargo, es necesario aclarar que para la empresa distribuidora estos esquemas podrían tener impactos negativos en su recaudación, o una mala redistribución de costos en el universo de usuarios, en los casos en que la tarifa a usuarios residenciales esté en parte o totalmente energizada. Para evitar esto, se tendría que revisar el régimen tarifario a aplicar a los propietarios de GD-FV, de hecho, se podría considerar medición de potencia o redistribuir los costos de la empresa de distribución entre todos los usuarios, con el objetivo de garantizar el máximo beneficio socio-económico.

Finalmente, y considerando que en este trabajo se ha analizado la rentabilidad económica desde el punto de vista del usuario residencial, se propone como futuro trabajo analizar el impacto del NBI y NME en la rentabilidad de la empresa distribuidora. Adicionalmente, se debería contemplar en los diferentes mecanismos de incentivo no solo el beneficio para los usuarios sino también el impacto de los mismos en las empresas distribuidoras. Es de notar el riesgo de la “espiral de la muerte” que podría producirse en Argentina, similar a lo que ocurrió en algunas utilities-distribuidoras norteamericanas por el hecho de transaccionar menor cantidad de energía ante la irrupción de la GD. En este caso, las distribuidoras se hicieron eco de este riesgo, dado que asociaban sus ingresos a las estructuras tarifarias determinadas en base a curvas de carga típicas, que eran alteradas en la medida que la GD variaba la curva de demanda (famosa curva del pato), además, sus costos se veían afectados ya que requerían mayor reserva y despliegue tecnológico (OPEX y CAPEX). En varias ocasiones, este riesgo fue asociado también al esquema Net Metering (NME) para remunerar la GD, que supone un precio

plano de la energía eléctrica cuando en realidad no lo es. Esto en gran parte fue corregido por la regulación, mutándose rápidamente a Net Billing (NBI), reasignando costos de instalaciones en las tarifas y regulando el ingreso de la GD.

REFERENCIAS

- [1] Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. “Ley 27.424: Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”. 2017. URL: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/305000-309999/305179/norma.htm>
- [2] Ente Provincial Regulador Eléctrico de Mendoza. “Resolución EPRE N° 019/15: Reglamento de las condiciones técnicas de operación, mantenimiento, medición y facturación para el vuelco de excedentes de energía a la red eléctrica de distribución”. 2016. URL: <https://ar.vlex.com/vid/resolucion-epre-n-019-562695750>
- [3] Poder Ejecutivo de Entre Ríos. “Decreto 4315”. 2016. URL: <https://www.entrerios.gov.ar/secretariadeenergia/userfiles/files/DECRETO-4315-2016-MPIS.pdf>
- [4] Legislatura de la Provincia de Tucumán. “Ley 8994/2016: Generación distribuida de energía eléctrica basada en energías renovables en el sector residencial, comercial e industrial”. 2016. URL: <http://www.saij.gob.ar/LPT0008994>
- [5] Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. “Procedimiento para el tratamiento de solicitudes de generación en isla o en paralelo con la red de la EPESF”. 2013. URL: <https://docplayer.es/23907115-Pro-version-01-hoja-8-de-36-procedimiento-para-el-tratamiento-de-solicitudes-de-generacion-en-isla-o-en-paralelo-con-la-red-de-la-epesf.html>
- [6] Ente Provincial Regulador de la Electricidad de Río Negro. “Resolución 064: Reglamentación de generación distribuida”. 2018. URL: <https://www.eprern.gov.ar/docs/distribuida/ResEPRE64-2017.pdf>
- [7] Ente Regulador de los Servicios Públicos de Salta. “Resolución 1315/14: Reglamentación de la Ley 7824. Balance Neto. Generadores residenciales, industriales y/o productivos”. 2014. URL: <http://www.entereguladorsalta>

- gob.ar/normativa/energiarenovable/Res%20ENRESP%201315-2014.pdf
- [8] Fundación YPF. “Mapa de radiación solar”. Fecha de consulta: 15 de febrero de 2021. URL: <http://energiasdemipais.educ.ar/fuentes-de-energia-potencial/mapa-de-radiacion-solar/>
- [9] J.I. Briano, M.J. Báez and R. Moya Morales. “PV grid parity monitor: Residential Sector – 3rd issue”. Creara Energy Experts. Fecha de consulta: 25 de diciembre de 2019. URL: <https://www.creara.es/actualidad/pv-grid-parity-monitor-residential-sector-3rd-issue>
- [10] P. Kästel and B. Gilroy-Scott. “Economics of pooling small local electricity prosumers - LCOE & self-consumption”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 51, pp. 718-729. 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2015.06.057.
- [11] P. Fokaides and A. Kylili. “Towards grid parity in insular energy systems: The case of photovoltaics (PV) in Cyprus”. *Energy Policy*. Vol. 65, pp. 223-228. 2014. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.10.045.
- [12] D. Watts, M.F. Valdés, D. Jara and A. Watson. “Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 41, pp. 1037-1051. 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.201.
- [13] Z. Xin-gang and W. Zhen. “Technology, cost, economic performance of distributed photovoltaic industry in China”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 110, pp. 53-64. 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.04.061.
- [14] J.Y. Tao and A. Finenko. “Moving beyond LCOE: impact of various financing methods on PV profitability for SIDS”. *Energy Policy*. Vol. 98, pp. 749-758. 2016. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.03.021.
- [15] P. Benalcázar, J. Lara and M. Samper. “Distributed photovoltaic generation in Ecuador: economic analysis and incentives mechanisms”. *IEEE Latin America Transactions*. Vol. 18 Issue 3, pp. 564-572. 2020. DOI: 10.1109/TLA.2020.9082728.
- [16] P. Vilaça Gomes, N. Knak Neto, L. Carvalho, J. Sumaili, J.T. Saraiva, B.H. Dias, V. Miranda and S.M. Souza. “Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues”. *Energy Policy*. Vol. 115, pp. 199-206. 2018. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.01.014.
- [17] G. Gilson Dranka, J. Donizetti de Lima, R. da Costa Bonotto and R. H. Soares Machado. “Economic and Risk Analysis of Small-Scale PV Systems in Brazil”. *IEEE Latin America Transactions*. Vol. 16 Issue 10, pp. 2530-2538. 2018. DOI: 10.1109/TLA.2018.8795132.
- [18] F. Morais, A. Moraes and F. Barbosa. “Technical-economic analysis of the first mini-generation photovoltaic system of Piauí, Brazil”. *IEEE Latin America Transactions*. Vol. 17 Issue 10, pp. 1706-1714. 2019. DOI: 10.1109/TLA.2019.8986449.
- [19] L. Cadavid and C.J. Franco. “Impact of devaluation on grid parity for residential solar generation in Latin America”. *IEEE Latin America Transactions*. Vol. 15 Issue 11, pp. 2097-2102. 2017. DOI: 10.1109/TLA.2017.8070414.
- [20] F.J. Ramírez, A. Honrubia-Escribano, E. Gómez-Lázaro and D.T. Pham. “Combining feed-in tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: Comparative economic assessment and policy implications for European countries”. *Energy Policy*. Vol. 102, pp. 440-452. 2017. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.12.040.
- [21] L.R. Camargo, J. Franco, N.M. Sarmiento Babieri, S. Belmonte, K. Escalante, R. Pagany and W. Dorner. “Technical, economical and social assessment of photovoltaics in the frame of the net-metering law for the Province of Salta, Argentina”. *Energies*. Vol. 9 Issue 3, pp. 1-21. 2016. DOI: 10.3390/en9030133.
- [22] E. Sangoi, J.R. Vega and M. Samper. “Grid parity analysis for low power photovoltaic systems in santa fe (Argentina)”. 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017. Quito, Ecuador. 2017. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126743.
- [23] G. Coria, P. Penizzotto and R. Pringles. “Economic analysis of rooftop solar PV systems in Argentina”. *IEEE Latin America Transactions*. Vol. 18 Issue 1, pp. 32-42. 2020. DOI: 10.1109/TLA.2020.9049459.
- [24] T. Varas, M. Cortes Carmona, P. Ferrada, E. Fuentealba, G. Lefranc and M. Crutchik. “Evaluation of incentive mechanism for distributed generation in Northern Chile”.

- IEEE Latin America Transactions. Vol. 14 Issue 6, pp. 2719-2725. 2016. DOI: 10.1109/TLA.2016.7555244.
- [25] L.L. Davies and S. Carley. “Emerging shadows in national solar policy? Nevada’s net metering transition in context”. *The Electricity Journal*. Vol. 30 Issue 1, pp. 33-42. 2017. DOI: 10.1016/j.tej.2016.10.010.
- [26] P. Lazzeroni, S. Olivero and M. Repetto. “Economic perspective for PV under new Italian regulatory framework”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 71, pp. 283-295. 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2016.12.056.
- [27] I. Koumparou, G.C. Christoforidis, V. Efthymiou, G.K. Papagiannis and G.E. Georghiou. “Configuring residential PV net-metering policies - A focus on the Mediterranean region”. *Renewable Energy*. Vol. 113, pp. 795-812. 2017. DOI: 10.1016/j.renene.2017.06.051.
- [28] F.A. Morán, M.L. Facchini, D.H. Pontoriero, V.M. Doña and A.G. Galván. “Balance energético del comportamiento de un sistema fotovoltaico instalado en una vivienda residencial conectado a la red eléctrica de distribución”. *Energías Renovables y Medio Ambiente*. Vol. 32, pp. 37-44. 2013. ISSN: 0328-932X.
- [29] R. Pringles, F. Olsina and F. Garcés. “Designing regulatory frameworks for merchant transmission investments by real options analysis”. *Energy Policy*. Vol. 67, pp. 272-280. 2014. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.12.034.
- [30] F. Penizzotto, R. Pringles and F. Olsina. “Real options valuation of photovoltaic power investments in existing buildings”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 114, pp. 1-14. 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109308.