

Economic Analysis of Rooftop Solar PV Systems in Argentina

G. Coria, F. Penizzotto, and R. Pringles

Abstract—This work conducts a profitability analysis of solar photovoltaic projects connected to the grid in the residential sector, considering the Net Billing remuneration mechanism, and comparing it with the Feed-in-Tariff structure that has been used in other countries. Due to the high investment outlays required for this technology and the interest for increasing its penetration, specific profitability analyses need to be conducted in order to find the key points that can be used by the government to contribute to promoting these investments. Three real photovoltaic projects were taken into account by considering the measured energy data during a year. In addition, the well-known Net Present Value method is used as the valuation metric. Results show that investment decisions on renewable distributed generation are significantly affected by technology costs, national financial conditions, and tariffs. The analysis also suggests that taxes included in the tariff structure under a Net Billing remuneration mechanism might be an important aspect to be taken into account during the investment valuation. Furthermore, a sensitivity analysis over the capital cost and the consumed and injected energy price suggest that government policies should design the incentive mechanisms mainly over the cost of capital rather than over the exported energy tariff. In the case study considered, the investment is still not profitable.

Index Terms—Rooftop photovoltaic, Feed-in tariff, Net billing, Grid connected, Financial analysis.

I. INTRODUCCIÓN

EN las últimas décadas, la industria de energía eléctrica mundial se ha enfrentado a grandes cambios estructurales, los cuales han ocasionado que las fuentes de energía limpia capten cada vez más la atención de los investigadores, los gobiernos, las empresas y el público en general [1]. En este sentido, la generación fotovoltaica (FV) es una de las tecnologías más segura y madura dentro de las diferentes tecnologías de generación renovable, representando una parte considerable de la energía total demandada en muchas regiones, principalmente en países europeos. Actualmente Europa posee una capacidad FV acumulada de 125.8 GW ubicándose segunda en el ranking mundial después de la región Asia-Pacífico que posee 295.7 GW instalados [2].

En Argentina, la situación es diferente a la de los países europeos ya que la generación de energía renovable en diciembre de 2016 representó apenas el 2% de la generación total del país. Con el objetivo de aumentar la generación a través de energías renovables, se promulgó la Ley 26.190 [3], que estableció como primera etapa, que, para diciembre de 2017, el ocho por ciento (8%) de la matriz energética nacional debería provenir de fuentes de energía renovables. A su vez, dicha ley presenta una segunda etapa, cuyo objetivo es lograr una contribución del 20% de las fuentes de energía renovable del consumo nacional de electricidad al 31 de diciembre de 2025. Al mes de septiembre de 2019, aproximadamente el 7.5% de la generación de energía de Argentina provino de fuentes renovables [4].

Por lo tanto, para lograr los objetivos planteados en la Ley 26.190, es necesario desarrollar mecanismos de incentivo para la energía FV, ya que a pesar de los altos niveles de radiación solar que presentan provincias como San Juan-Argentina (ver Fig. 1), la simplicidad de los requisitos técnicos de instalación y los bajos costos de mantenimiento comparados con otros tipos de generación renovable, la inversión necesaria es significativa [5].

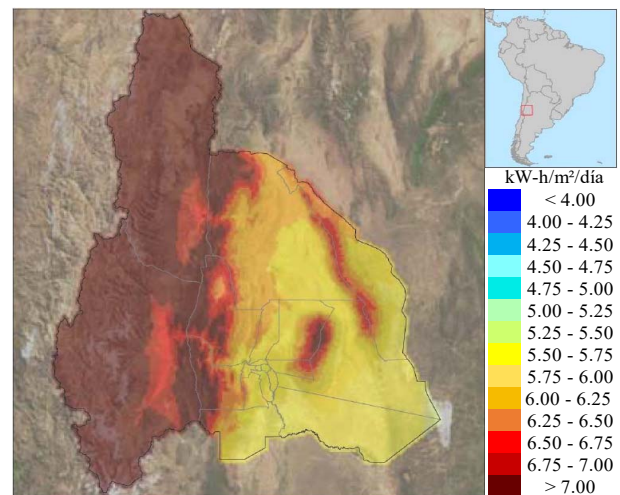


Fig. 1. Mapa de radiación solar de San Juan, Argentina, en verano [24]-[25].

Por otro lado, el gobierno argentino, promulgó recientemente la Ley 27.424 [6], (diciembre de 2017) la cual permite que un usuario residencial se convierta en usuario/generador y además establece como estructura de remuneración el mecanismo de Facturación Neta (Net Billing, NB). Siguiendo estos lineamientos, la compañía de distribución eléctrica en Buenos Aires (Edenor) instaló su primer medidor eléctrico bidireccional en enero de 2018 para conectar el primer cliente a la red como generador distribuido

G. E. Coria, Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ-CONICET, San Juan, Argentina, gcoria@iee.unsj.edu.ar.

F. Penizzotto Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ-CONICET, San Juan, Argentina, fpenizzotto@iee.unsj.edu.ar.

R. Pringles Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ-CONICET, San Juan, Argentina, rpringles@iee.unsj.edu.ar.

residencial [7]. En San Juan, en 2011, se inició un proyecto de generación de energía distribuida en el sector residencial con el objetivo de estudiar la conexión a la red de sistemas FV instalados en viviendas residenciales [8]. También, se pueden encontrar investigaciones, previas a la ley actual, sobre generación solar distribuida en Argentina, como el trabajo presentado en [9], el cual realiza una valoración financiera y técnica para la Provincia de Salta utilizando un esquema de Medición Neta (Net Metering, NM). En [10] se introduce un análisis de paridad de red utilizando un esquema Feed-in-Tariff para la Provincia de Santa Fe. Ambas investigaciones no abordan la valoración de un proyecto con un esquema NB, ya que los documentos se basan en reglamentaciones locales diferentes a la nueva ley nacional. Además, ninguno de ellos considera en la metodología de valoración el modelo tarifario; solo utilizan un precio por la energía consumida a nivel residencial. Además, estos casos de estudio se basan solo en estimaciones de generación de energía fotovoltaica.

La estructura de costos de la inversión en sistemas FV está principalmente influenciada por el costo de los paneles e inversores [11] que a pesar de haber disminuido significativamente [12], países que actualmente tienen una fuerte penetración de energía FV, como es el caso de Alemania o España [13], han introducido políticas de incentivos y mecanismos regulatorios para alentar la expansión de esta tecnología. En este sentido, los mecanismos más conocidos son el Feed-in Tariff (FiT), utilizado en Europa [14]-[15], Nueva Zelanda [16], China [17], Japón [18] y Tailandia [19]; la Medición Neta utilizado en Estados Unidos [20], Colombia [21] y Brasil [22]; y la Facturación Neta que se emplea actualmente en Chile [23].

Aunque la investigación sobre políticas de mercado para la generación FV en el sector residencial no se ha llevado a cabo en Argentina ya que la Ley 27.424 [6] es bastante reciente, varias publicaciones alrededor del mundo han estudiado la competitividad económica de los sistemas FV instalados en los tejados de viviendas y conectados a la red de distribución. En este sentido, se puede citar el trabajo presentado por Tantisattayakul [26], donde se evalúa el rendimiento financiero de una inversión en un sistema FV para el sector residencial en Tailandia utilizando el mecanismo FiT. Las métricas de evaluación de inversión utilizadas son el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). Los resultados muestran que el mecanismo FiT no es suficiente para promover la inversión en el sector residencial de sistemas FV instalados en tejados y, por lo tanto, se proponen medidas de estímulo adicionales para fomentar la inversión en los hogares. Además, los autores de [27] analizan la rentabilidad económica de sistemas FV con una potencia instalada de 1 kW, 3 kW y 5 kW ubicados en diferentes regiones de China, teniendo en cuenta el VAN, la TIR y el periodo de amortización descontado. El análisis realizado sobre este trabajo permite demostrar que el mejor rendimiento se obtiene en lugares con mayor radiación solar o donde el precio de electricidad consumida es más alto. La producción anual de energía de los sistemas FV para cada región se estima mediante simulación (no se consideran los datos de medición reales).

Para el caso particular de América Latina, en [28] se realiza un análisis económico de dos proyectos de generación

distribuida de energía FV a través del programa gubernamental “Minha Casa Minha Vida”. Su objetivo consiste en determinar si la instalación de sistemas FV es económicamente factible, empleando para ello como indicadores de rentabilidad el VAN y la TIR. Es importante destacar que los datos de demanda de la vivienda se estiman a través de software. En función de los resultados obtenidos, se concluye que la energía solar no es una tecnología accesible para una gran parte de la población brasileña. Adicionalmente, el trabajo presentado por Pinto [29], sugiere cuatro principios para liderar la creación de un sistema FiT, entre otras conclusiones y sugerencias con el objetivo de desarrollar energía FV en Brasil para viviendas de bajos ingresos. En [23] se compara mediante el VAN la rentabilidad de proyectos FV de diferentes tamaños en Chile, para los mecanismos de incentivos NB y NM. Los resultados muestran que, bajo las condiciones de mercado existentes en Chile, la rentabilidad se alcanza para proyectos de menor tamaño con el esquema NB que con el NM. En [30], se analiza la viabilidad financiera de la implementación de generación solar FV a nivel residencial en Colombia, considerando diferentes opciones de configuración de dicho sistema (asociadas con el uso de baterías, la conexión al Sistema Interconectado Nacional, y la posible venta de los excedentes generados). En función de los análisis realizados, la configuración solar que mayores ahorros representa es aquella con conexión a la red, sin baterías de respaldo y con posibilidad de vender los excedentes.

En [31] se investiga el desarrollo histórico y la implementación de políticas FiT en China de 2011 a 2016. Los datos de energía generada empleados para llevar a cabo los diferentes análisis de este estudio se estimaron a partir de sistemas FV con una capacidad mayor a 20 MW, y se utilizaron las herramientas de VAN y TIR para mostrar el impacto económico de la política FiT. Finalmente, se concluye que, en el corto plazo, los niveles tarifarios se deben ajustar con mayor frecuencia para mantener los valores de TIR dentro de un rango adecuado para este tipo de inversiones. Aunque este trabajo considera grandes sistemas FV, fue significativo para el estado del arte ya que las métricas de rentabilidad (VAN y TIR) son las mismas que las utilizadas en los sistemas pequeños. En [32] se introduce una evaluación de rentabilidad de un sistema FV para viviendas residenciales en Italia, donde se utilizaron tres métricas: el valor actual neto, el tiempo de amortización descontado y el costo de energía nivelado. El análisis se aplica a varios casos de estudio para hogares residenciales, considerando los precios de compra y venta de electricidad.

Los análisis realizados en este documento muestran que la rentabilidad puede alcanzar niveles tentadores y los consumidores también juegan un papel clave. De hecho, el VAN es significativo cuando el consumo de energía de la vivienda coincide con la producción de energía FV, considerando también la reducción de los costos de inversión. Finalmente, en [33], se calcula el nivel que debe tener la tarifa regulada de tal manera de apoyar el desarrollo del mercado de energía solar en China, para el caso de instalaciones FV residenciales con una potencia que varía entre 1 kW y 5 kW.

En este trabajo, se consideran los costos de la energía FV determinados a partir del análisis del VAN y se utilizaron pronósticos sobre los precios de los sistemas solares, de tal

manera de obtener una FiT óptima para fomentar la inversión en energía FV.

Además de esta información, otros investigadores han considerado esquemas NB para su análisis económico de los sistemas de generación distribuida FV, incluidos los autores en [34] que proponen un método para la evaluación de los sistemas FV en España. Por otro lado, Watts [35] aplicó una valoración en 10 ciudades de Chile para estimar el potencial de generación de sistemas FV en ese país. Asimismo, los autores en [36] analizan los efectos de la política energética de España en las inversiones en sistemas fotovoltaicos en los sectores residencial, comercial e industrial. En [37], se presenta una evaluación de la rentabilidad de proyectos FV considerando diferentes esquemas (NB, NM y FiT) basándose en valores simulados.

Este trabajo introduce un análisis financiero de proyectos de generación FV en el sector residencial bajo el esquema regulatorio establecido en la reciente Ley argentina 27.424 [6]. La metodología presentada considera la estructura de la tarifa que un usuario residencial paga por la electricidad consumida de la red. Este modelo tarifario incluye impuestos y costos fijos, por lo tanto, la metodología destaca las ventajas de los esquemas NB en países donde las tasas de impuestos a la electricidad son altas. El trabajo se basa en mediciones reales de generación solar y consumo obtenidas durante el primer año de funcionamiento de tres sistemas FV ubicados en la provincia de San Juan, Argentina, en el sector residencial. Además, la evaluación de los rendimientos financieros se basó en el método del Valor Actual Neto, comparando los mecanismos de remuneración FiT y NB. Con el fin de ayudar a los responsables del desarrollo de políticas públicas de incentivos y así fomentar la inversión en generación renovable distribuida, se realizó un análisis de sensibilidad sobre el costo de capital y los precios de la energía consumida e inyectada a la red.

El resto de este artículo se organiza como sigue. En la Sección II, se presenta la metodología para evaluar las inversiones en generación FV para el sector residencial. La Sección III presentan los casos de estudio, y la Sección IV proporciona una valoración financiera y un análisis de sensibilidad. Finalmente, la Sección V expone las conclusiones.

II. METODOLOGÍA

A. Modelo Tarifario

En la Provincia de San Juan-Argentina, la estructura tarifaria está formada por diferentes bandas tarifarias en función de la energía demandada y su propósito de uso. Dichas bandas permiten clasificar a los usuarios en residenciales, comerciales, industriales y grandes usuarios, entre otros. El sector residencial (interés en este trabajo) tiene las siguientes bandas: T1-R1, T1-R2 y T1-R3. La banda T1 incluye a todos aquellos usuarios de poca demanda, cuya potencia máxima promedio de 15 minutos consecutivos es inferior a 10 kW.

El precio final de la energía consumida/demandada que el usuario paga a la empresa de distribución puede expresarse como:

$$T_{arifa}(t, t_b) = C_f(t_b) + C_v(t, t_b) + IMP(t, t_b) \quad (1)$$

donde $C_f(t_b)$ es el costo fijo que depende de la banda tarifaria t_b . Adicionalmente, el costo variable $C_v(t, t_b)$ se calcula a partir de:

$$C_v(t, t_b) = Q_c \times P_c(t, t_b) \quad (2)$$

donde Q_c es la energía FV consumida o demanda y P_c es el valor que el usuario paga por cada kWh consumido de la red de energía en el tiempo t antes de impuestos, el cual podría cambiar durante la vida útil del proyecto. Finalmente, el impuesto aplicado IMP , que depende de la tasa porcentual (T_{rate}) estimada a partir de diversos impuestos (según la banda tarifaria) aplicados al costo total (fijo y variable) se puede expresar como

$$IMP(t, t_b) = T_{rate}(t_b) \times [C_f(t_b) + C_v(t, t_b)] \quad (3)$$

B. Energía Demandada y Generada

El trabajo de investigación prevé un crecimiento en la demanda de energía del 1% anual, para todo el periodo de valuación de la instalación FV. Este pronóstico, se basa en datos obtenidos a través de mediciones de la empresa distribuidora local [38], de las cuales se pudo observar que el 1% sería una tasa de aumento razonable para la demanda de un usuario residencial en San Juan durante 20 años de proyecto. En la Tabla I se muestra los valores de consumo medidos durante 6 años para la vivienda 3 (usuario T1-R3), en donde además se presenta la tasa de aumento de la demanda para cada año. Finalmente se puede calcular la tasa de aumento total para los 6 años, la cual arroja una variación de 1.3% en promedio.

TABLA I
MEDICIONES DE CONSUMO (VIVIENDA 3) [38]

Año	Consumo (kWh/mes)	Tasa de aumento
2012	587.20	--
2013	599.13	2.0%
2014	621.57	3.7%
2015	629.40	1.3%
2016	641.47	1.9%
2017	624.42	-2.7%

Aunque la demanda anual del sector residencial es publicada por el departamento de energía del gobierno nacional, los datos útiles para la metodología de valoración propuesta en este trabajo es el pronóstico de la demanda de un usuario residencial que ya tiene una casa en funcionamiento. Por lo tanto, la demanda anual del sector residencial no es la misma, ya que es una demanda agregada que incluye nuevos usuarios conectados a la red de distribución.

Un pronóstico de demanda del usuario residencial que decide invertir en un proyecto FV debe considerar la dinámica familiar (si la familia se está expandiendo o reduciendo), el precio de las fuentes de energía alternativas de calefacción/refrigeración (como el gas, especialmente en Argentina), la incorporación de equipos eléctricos y la adopción/cambio a tecnologías de ahorro de energía. El análisis sugerido es interesante y proporcionaría información adicional para realizar una valoración más precisa para una familia específica. Aunque este análisis queda fuera del alcance de este estudio, el análisis de sensibilidad sobre la tasa de crecimiento de la demanda permite ver si el impacto sobre la rentabilidad es significativo. Además, la metodología es la misma para otras posibles tasas de aumento/disminución de la demanda que debe establecer el responsable de la toma de decisiones. En cualquier caso, los autores creen que un salto significativo de esta tasa sería seguido por una nueva valoración de la capacidad de expansión del proyecto FV.

Por último, para el caso de la energía generada por los sistemas FV, en este artículo se consideró que esta disminuirá 1% por año basándose en los trabajos presentados en [35], [39]–[41].

C. Ingresos

Los ingresos se deben calcular en función del esquema de remuneración establecido en la zona donde se emplaza el proyecto. Típicamente se utilizan esquemas FiT, NB o NM. Sin embargo, en este trabajo solo se analiza el esquema FiT ya que es uno de los más utilizados para generar incentivos directos, y NB debido a que es el adoptado en Ley 27.424.

• Ingresos bajo un esquema FiT

El mecanismo Feed-in Tariff consiste en una obligación por parte de la empresa distribuidora en pagar la energía generada a una tarifa establecida por las autoridades y garantizar dicha tarifa durante un período determinado, [42]. Los ingresos obtenidos por el usuario se expresan como:

$$I_{FIT}(t) = Q_g(t) \times P_e(t) \quad (4)$$

donde Q_g es la energía FV generada y P_e es la tarifa que la empresa distribuidora paga al usuario por cada kWh exportado a la red eléctrica. De acuerdo a los trabajos en [14],[18],[26],[43]–[44], el esquema FiT expresado en dólares estadounidenses difiere notablemente (más del doble) entre países que han incentivado la generación distribuida mediante la utilización de este esquema, como se observa en la Fig. 2.

• Ingresos bajo un esquema de facturación neta

En el caso de Argentina, la Ley 27.424 establece la adopción de un modelo de facturación neta como esquema de remuneración. Bajo este esquema, los clientes pueden autoconsumir su energía FV generada y exportar a la red el excedente, en caso de que existiera. Esto le permite al usuario/generador ahorrar dinero por la energía que deja de consumir de la red, y eventualmente, ganar dinero por la

energía excedente inyectada a la red (la tarifa de energía inyectada a la red difiere de la tarifa de consumo).

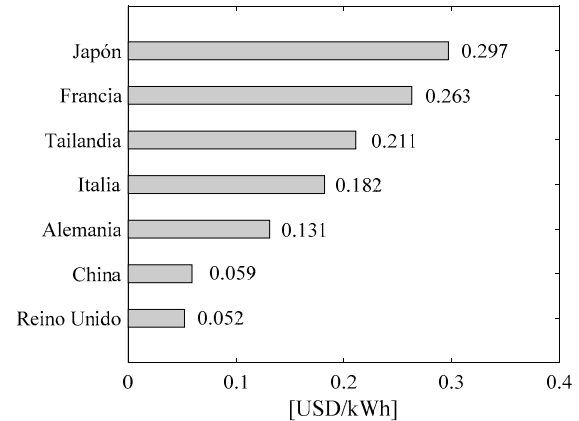


Fig. 2. Tarifa FiT para distintos países.

De esta forma, el valor final a pagar o cobrar por el usuario será la diferencia entre el valor monetario de la energía demandada a la empresa distribuidora y el valor de la energía inyectada (la energía generada no es igual a la energía inyectada debido a la energía demandada). Esta compensación monetaria puede ser realizada *mensualmente* para los casos más simples de mediciones de consumo mensual, o también *diariamente* en casos con muestreo horario del balance de energía domiciliar y tarifas dinámicas. Finalmente, es importante aclarar, que dicha Ley, establece que la capacidad máxima que puede instalar un usuario/generador no puede ser mayor que la capacidad que ya tiene contratada con la empresa distribuidora.

La Fig. 3 muestra las curvas de energía generada y energía consumida para un usuario residencial tipo, medidas mensualmente durante un año. Se distinguen dos casos particulares de ingresos: A) energía consumida mayor que energía generada (por ejemplo, mes 2 o 12), y B) energía consumida menor que energía generada (por ejemplo, desde el mes 3 al 10).

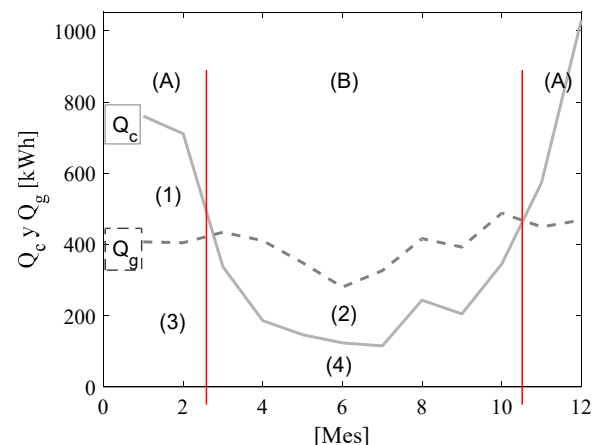


Fig. 3. Energías consumida y generada, a lo largo de un año.

Para el caso A, los ingresos del usuario se dan por el ahorro en la factura de electricidad por la energía que deja de consumir de la red (región 3). Es decir que, con sistema

FV, el usuario pagará a la empresa distribuidora solo por la energía consumida desde la red (región 1: energía consumida total menos energía FV generada), mientras que sin sistema FV debía pagar por la suma de las energías de las regiones 1 y 3. Por este ahorro, el usuario tendría una reducción tanto en el costo variable como en los impuestos. Este ahorro se considera como ingreso en la valuación económica de la inversión (ver ecuación 10).

Para el caso B, los ingresos del usuario se dan no solo por el ahorro asociado a la energía que deja de consumir de la red (región 4) sino que también por la venta de la energía excedente (región 2), ver ecuación 10. El precio de la energía inyectada a la red (excedente) puede diferir del precio de la energía consumida tanto por los costos de transporte y distribución como por las políticas de incentivos para la generación distribuida.

Para el primer caso, antes de la instalación del proyecto FV, el costo variable C_v que el usuario paga es:

$$C_v|_{antesFV} = (Q_c \times P_c) \quad (5)$$

mientras que con el proyecto FV, el costo variable es:

$$C_v|_{despuesFV} = ((Q_c - Q_g) \times P_c) \quad (6)$$

ambos antes de impuestos. Para el caso en donde solo se tiene ahorro, podemos decir que los ingresos están dados por las diferencias entre ellos:

$$I_1 = Q_c \times P_c - ((Q_c - Q_g) \times P_c) \quad (7)$$

lo que lleva a:

$$I_1(t) = Q_g(t) \times P_c(t) + \psi \quad (8)$$

dónde ψ es la porción de impuestos ahorrados debido a una reducción de la base impositiva (ver ecuación 12).

Para el segundo caso, deberían agregarse en la ecuación 8 los ingresos debidos a la energía exportada,

$$I_2(t) = Q_c(t) \times P_c(t) + \psi + (Q_g - Q_c) \times P_e \quad (9)$$

Finalmente, combinado la ecuación 8 y la ecuación 9, se obtiene:

$$I_{NB}(t) = \begin{cases} Q_g(t) \times P_c(t) + \psi & , \text{if } Q_c \geq Q_g \\ Q_c(t) \times P_c(t) + \psi + (Q_g - Q_c) \times P_e & , \text{if } Q_c < Q_g \end{cases} \quad (10)$$

donde la porción de impuestos ganados (vea la ecuación 12) puede expresarse como:

$$\psi(t) = \begin{cases} T_{rate} \times (Q_g(t) \times P_c(t)) & , \text{if } Q_c \geq Q_g \\ T_{rate} \times (Q_c(t) \times P_c(t)) & , \text{if } Q_c < Q_g \end{cases} \quad (11)$$

ya que

$$\psi = IMP|_{(antesFV)} - IMP|_{(despuesFV)} \quad (12)$$

Además, considerando la ecuación 2 y 3, cada término de la ecuación 12 puede expresarse como:

$$IMP|_{(antesFV)} = T_{rate} \times [C_f + (Q_c \times P_c)] \quad (13)$$

$$IMP|_{(despuesFV)} = \begin{cases} T_{rate} \times [C_f + P_c \times (Q_c - Q_g)] & , \text{if } Q_c \geq Q_g \\ T_{rate} \times [C_f + 0] & , \text{if } Q_c < Q_g \end{cases} \quad (14)$$

teniendo en cuenta la expresión del costo variable C_v que el usuario paga por la energía consumida de la red, y sustituyendo la ecuación 13 y 14 en la ecuación 12, se obtiene la ecuación 11.

En este trabajo, no se considera el ahorro que podría lograr un usuario después de la instalación del proyecto FV debido a un cambio de nivel de la tarifa (por ejemplo, de T1-R3 a T1-R2 o de T1-R2 a T1-R1), ya que esto representa un bajo impacto en la valoración final del proyecto.

D. Costos de Operación y Mantenimiento

No solo es importante tener en cuenta en la valoración del proyecto los costos de inversión, sino también los costos de operación y mantenimiento (COM). En este caso, COM se modela como un desembolso anual durante toda la vida del proyecto proporcional a la inversión inicial (I_0) representado por $C_1(t)$ [45], más un reemplazo del inversor solo en el año 15 ($C_2(t)$). Ambos están definidos por la ecuación 15 y 16.

$$C_1(t) = 0.005 \times I_0 \quad (15)$$

$$C_2(t) = \begin{cases} CostoInversor & \forall t = \{15\} \\ 0 & \forall t \neq \{15\} \end{cases} \quad (16)$$

E. Valor Actual Neto

La evaluación clásica de inversión consiste en calcular el valor actual neto del proyecto ($VAN_{clásico}$), el cual se determina calculando los costos (flujos de fondos negativos) y los ahorros (flujos de fondos positivos) para cada período de una inversión, ver ecuación 17. Un VAN positivo significa que el proyecto es rentable y uno negativo significa lo contrario.

$$VAN_{clásico} = \sum_{t=1}^n \frac{R(t) - C(t)}{(1-k)^t} - I_0 \quad (17)$$

donde el ingreso operativo anual considerando los costos anuales se calcula como $R(t) - C(t)$, con $0 < t < t_{vida}$ y t_{vida} es la duración del proyecto. Además, k es la tasa de descuento o el costo de capital.

III. CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio se desarrolló en el marco de un proyecto de investigación entre el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) y el CONICET con la cooperación de las empresas DECSA (Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A.) y EPSE (Energía Provincial Sociedad del Estado), [8], [46]-[47]. Este proyecto consideró la generación FV en el sector residencial como generación distribuida (entre 1.6 kWp y 4 kWp) e incluyó la instalación de tres sistemas FV piloto en diferentes viviendas, la medición y la formulación de procedimientos técnico-administrativos.

Los equipos FV se instalaron en el techo de tres viviendas, que se ubican en la provincia de San Juan. Las viviendas pertenecen a usuarios de distintas bandas de la tarifa residencial según la energía demandada: la vivienda 1 corresponde a T1-R1, la vivienda 2 a T1-R2 y la vivienda 3 a T1-R3. Las características de cada uno de los sistemas FV instalados se muestran en la Tabla II.

La Fig. 4 muestra una fotografía de los paneles solares sobre el techo de una de las tres casas mencionadas, como así también las instalaciones internas y los instrumentos de medición instalados.

TABLA II
PRINCIPALES PARÁMETROS DEL PROYECTO FV

Vivienda	Inversor	Modulo FV
H1	1.6 kW	7x235 = 1,654 Wp
H2	3.0 kW	9x295 = 2,655 Wp
H3	3.8 kW	10x295 = 2,950 Wp



Fig. 4. Foto del proyecto FV en la casa 2: instalaciones externas e internas.

En la Tabla III se presentan los datos de las principales mediciones realizadas durante el primer año del proyecto. Las Fig. 5, Fig. 6 y Fig. 7 muestran las curvas de energía consumida y generada mensualmente durante el primer año del proyecto. Además, la diferencia entre Q_c y Q_g se puede notar mensualmente, donde la energía generada es mayor que la energía consumida durante alguna parte del año.

TABLA III
ENERGÍA ANUAL MEDIDA [kWh-AÑO]

Vivienda	Consumo de la Vivienda	Generación FV	Energía FV a la red	Energía FV a la vivienda	Energía de la red a la vivienda
H1	2,290	2,240	1,497	743	1,547
H2	4,779	4,828	3,505	1,323	3,456
H3	6,968	5,434	3,055	2,379	4,589

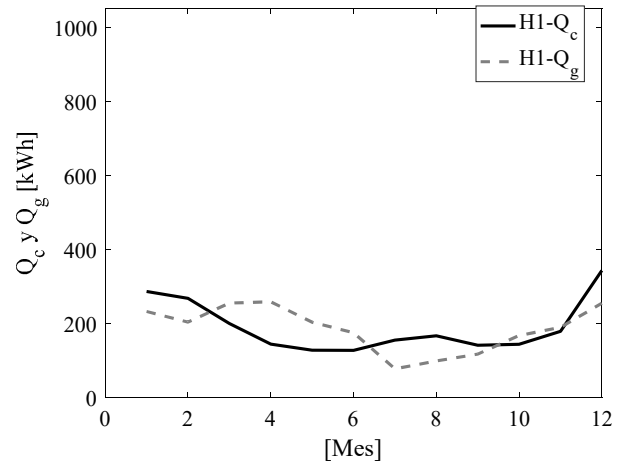


Fig. 5. Energía consumida y energía FV generada; vivienda 1.

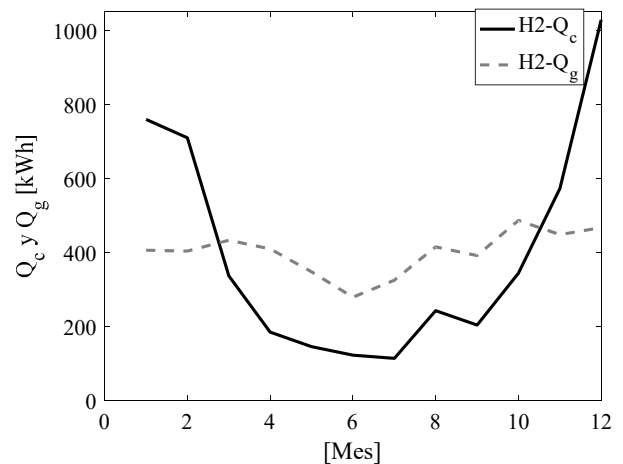


Fig. 6. Energía consumida y energía FV generada; vivienda 2.

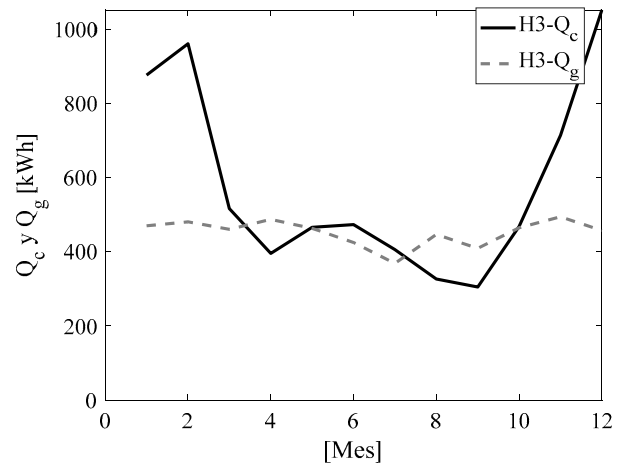


Fig. 7. Energía consumida y energía FV generada; vivienda 3.

La Tabla IV muestra en detalle los ítems de costos de inversión para cada vivienda. Por último, la Tabla V introduce una estructura tarifaria esperada para 2019 (extrapolando los valores históricos recientes), ya que en la actualidad la misma no refleja los verdaderos precios de la energía en Argentina. En este sentido, es necesario aclarar que la tarifa ha estado aumentando desde 2016 debido a una reducción significativa de los subsidios por parte del Estado Nacional.

TABLA IV
COSTOS DE INVERSIÓN [USD]

Viv.	Inversor	Paneles FV	Mano de obra	Soporte y materiales eléctricos	Med. energía FV	Total
H1	1,069	1,809	325	1,515	301	5,021
H2	1,725	2,920	325	1,884	301	7,158
H3	1,917	3,245	325	2,069	301	7,859

TABLA V
BANDAS TARIFARIAS (ESPERADAS PARA 2019)

Banda Tarifaria (t_b)	Costo Fijo C_f (USD-mes)	Costo Variable C_v (USD/kWh)	Impuestos T_{rate} (%)
T1-R1	0.6452	0.1458	27
T1-R2	2.9922	0.1217	48
T1-R3	7.1106	0.1122	40

En cuanto a la remuneración por la energía FV exportada, en este trabajo se considera un precio de 0.113 USD por cada kWh exportado, en función del precio mayorista establecido en la Ley 27.191 [48]. Aunque este precio se estableció para los usuarios mayoristas, se ha utilizado este valor como referencia ya que actualmente no existe un precio definido ni un valor de incentivo para los usuarios residenciales.

Finalmente, se consideró un período mensual para la medición/compensación de la muestra del consumo/inyección de energía.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES

Para independizarse de la tasa de cambio de la moneda local, los precios de toda la valuación se expresan en dólares constantes (dólares estadounidenses), suponiendo que la tasa de inflación en dólares afecta por igual tanto a las tarifas como a los costos de inversión. Además, se utilizó la tasa de descuento “real” de la “hipótesis de Fisher” [49], que no toma en cuenta la tasa de inflación y solo considera la tasa libre de riesgo más puntos extras debido a la prima de riesgo del proyecto. Para el caso base, se considera 10% como tasa de descuento ajustada al riesgo (costo de capital). Este valor se utiliza comúnmente para representar el costo del capital en inversiones del mercado de electricidad o proyectos con un perfil de riesgo similar [50]-[51]. Además, la tasa de descuento libre de riesgo se ajusta en 5% representando el rendimiento de las inversiones libres de riesgo (bonos del Tesoro de los Estados Unidos de vencimiento similar).

A. Caso Base

La Fig. 8 muestra el promedio del VAN para los 3 proyectos bajo estudio considerando NB y FiT, y se obtiene utilizando los costos y tarifas introducidos en las Tablas IV y V, respectivamente. A pesar de que la Ley argentina [6] establece la facturación neta como el mecanismo de remuneración para los usuarios residenciales, también se tuvo en cuenta el mecanismo FiT con el fin de comparar la conveniencia desde el punto de vista del usuario y lograr un análisis más profundo. Como se puede observar, el VAN es negativo para los 2 mecanismos de remuneración, lo que significa que la generación renovable distribuida en el sector

residencial no es rentable bajo las condiciones actuales de costos y precios de la energía (considerados en este trabajo) en la Provincia de San Juan-Argentina a pesar de tener una capacidad de generación significativa. Además, el mecanismo NB resultó más conveniente que el FiT, ya que se obtuvo un VAN más alto mediante este tipo de mecanismo de remuneración bajo las consideraciones mencionadas anteriormente. Adicionalmente, las diferencias en capacidad instalada y en perfil de consumo eléctrico entre los tres usuarios analizados no generaron impactos notables en la rentabilidad de los proyectos.

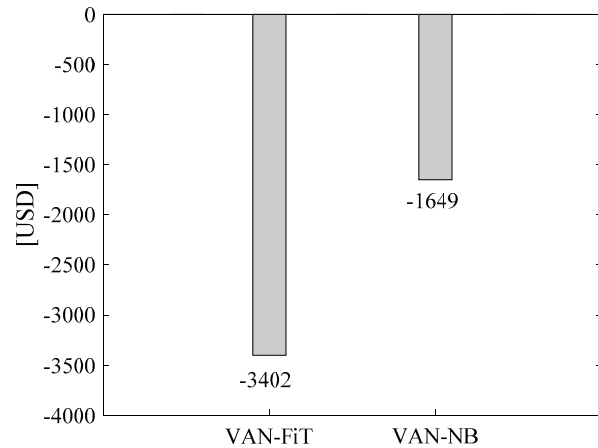


Fig. 8. VAN promedio de los 3 proyectos, bajo FiT y NB.

TABLA VI
VAN PARA CADA PROYECTO Y CADA MECANISMO DE INCENTIVO

Vivienda	VAN-FiT	VAN-NB
H1	-3378	-2149
H2	-3313	-1219
H3	-3516	-1569
Promedio	-3402	-1649

B. Análisis de Sensibilidad

En este trabajo, también se presenta un análisis de sensibilidad sobre el costo de capital (k), el precio de la energía exportada/inyectada (P_e) y el precio de la energía consumida (P_c). Con el objetivo de simplificar el análisis, dicha sensibilidad se realizó solo para el proyecto de la vivienda 3, ya que el comportamiento de las variables en la valuación es el mismo para todos los proyectos.

Para ayudar a los diseñadores de mecanismos de incentivos eficaces (o eficientes) y realizables, es necesario analizar la influencia de las variables que pueden modificarse mediante acciones políticas. Con el fin de realizar proyectos FV rentables en el sector residencial, algunos parámetros considerados en el caso base deberían ajustarse.

La Fig. 9 muestra el VAN para una variación del costo de capital, del 5% al 15%. Se puede observar que el VAN es positivo con $k < 7\%$. Por otro lado, la Fig. 10 presenta la variación del VAN después de un aumento del precio de la energía exportada. El VAN es negativo incluso duplicando el precio utilizado en el caso base, lo que significa que este precio debería aumentar mucho más del doble para que el

proyecto FV comience a ser rentable. Esto es razonable porque en los proyectos bajo análisis, la cantidad de energía exportada es baja debido a que la potencia FV instalada es menor que la potencia demandada.

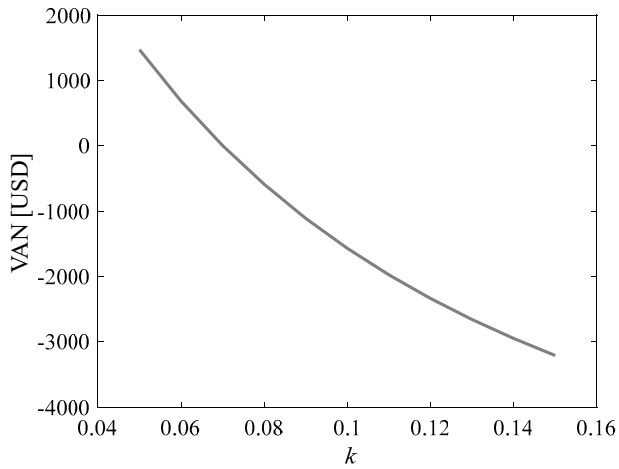


Fig. 9. VAN vivienda 3: Sensibilidad al costo del capital bajo NB.

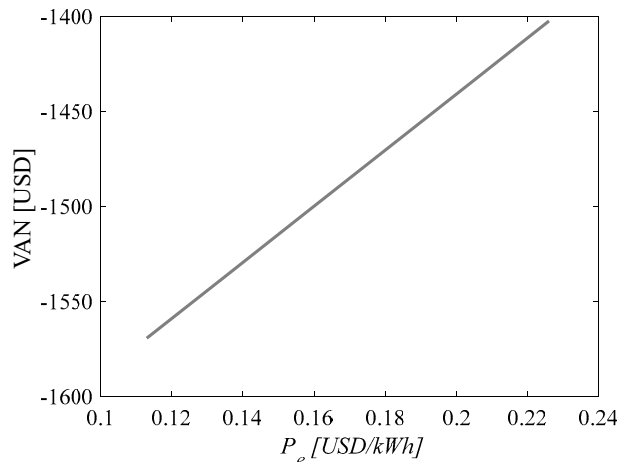


Fig.10. VAN vivienda 3: Sensibilidad al precio de la energía exportada bajo NB.

Adicionalmente, la Fig. 11 presenta el VAN para las variaciones del precio de la energía consumida, donde se debe lograr un aumento mayor del 24% ($P_c > 0.14$) para que la inversión sea rentable ($VAN > 0$). La Fig. 12 muestra el VAN para una variación de la tasa de aumento de la demanda, del 0% al 2% anual. Se puede observar que, ante la variación de dicha tasa, el VAN se incrementa, pero sigue siendo negativo.

Por último, la Fig. 13 presenta el VAN bajo un esquema FiT frente a aumentos del precio de la energía exportada (P_e), mostrando marcas correspondientes a la tarifa de otros países sobre la curva. Se puede señalar que, si el proyecto bajo análisis fuera remunerado con FiT de Tailandia, Japón o Francia, el proyecto sería rentable.

C. Discusiones

Al profundizar el análisis tanto sobre las ecuaciones como sobre los resultados, pueden esbozarse algunas pautas que contribuirían con el diseño de las políticas de incentivo.

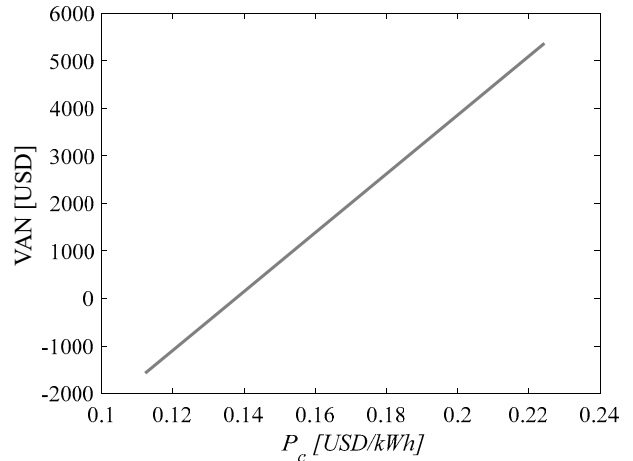


Fig. 11. VAN vivienda 3: Sensibilidad al precio de la energía consumida bajo NB.

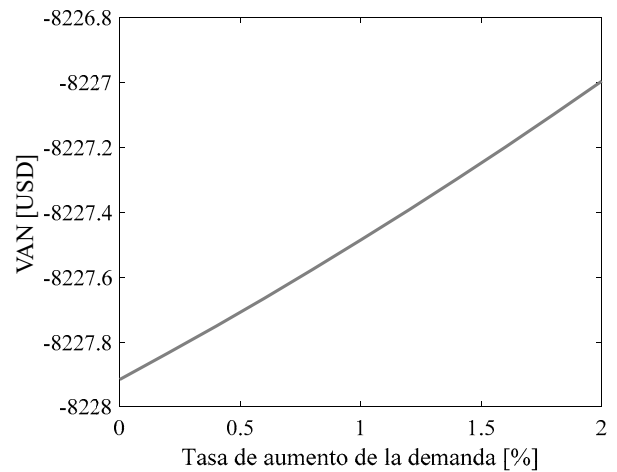


Fig. 12. VAN vivienda 3: Sensibilidad a la tasa de aumento de la demanda bajo NB.

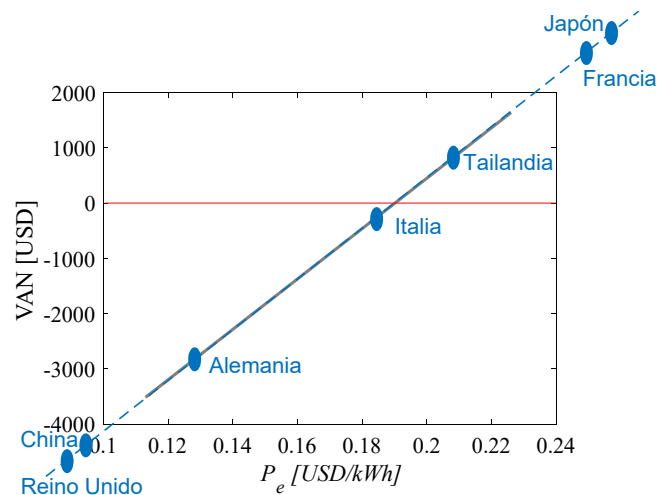


Fig. 13. VAN vivienda 3: Sensibilidad al precio de la energía exportada bajo FiT.

De las Ecuaciones 4 y 10, se puede observar que cuando el precio de la energía exportada (P_e) es similar al precio de la energía consumida antes de impuestos (P_c), la remuneración lograda por el esquema FiT es igual a la obtenida por el

esquema NB. Cuando la tasa de impuestos (ψ) es alta, existe una ventaja de ahorro para el usuario bajo NB. Por otro lado, el esquema FiT se vuelve más conveniente cuando el precio de la energía exportada es más alto que el precio de la energía consumida más impuestos, aunque esto agrega una incertidumbre de tipo regulatoria (y por ende riesgo sobre todo en países económicamente inestables), debido a que son los gobiernos quienes prometen una tarifa FiT por un lapso de tiempo determinado.

Como en Argentina se estableció el mecanismo NB como la estructura de remuneración, los usuarios residenciales no pueden decidir bajo qué estructura serán remunerados, pero sí pueden decidir el tamaño del proyecto. Esto sugiere que un mecanismo de incentivo para el caso argentino podría ser establecer un P_e muy alto. Esta señal podría motivar la instalación de un proyecto que genere excedentes de energía a fin de lograr un mayor ingreso mediante el incremento de la región (2) de la Fig. 3. En consecuencia, un usuario con escasos recursos no podría afrontar la inversión de un proyecto FV grande, y no vería un incentivo en un proyecto pequeño.

Otra opción de mecanismo de incentivo para estimular la generación distribuida podría abordarse mediante préstamos para inversión en infraestructura de generación con tasas de interés más bajas que los préstamos personales (reducir el costo de capital) los cuales típicamente suelen ser más elevados que las tasas competitivas destinadas para desarrollos comerciales o industriales.

Por otro lado, un aumento de P_c (precio determinado en un mercado eléctrico liberalizado) por la reducción total de los subsidios a la electricidad (en Argentina el precio de la electricidad se encuentra fuertemente subsidiado), alentaría la inversión en generación FV y una reducción de la energía demandada, pero también tendería a reducir el acceso a la electricidad de usuarios de bajos recursos, lo cual lo vuelve social y políticamente complejo de implementar.

Finalmente, si $P_e > P_c + \psi$, reducir el tiempo de muestreo de la medición de energía a balances diarios con mediciones horarias podría darle al usuario cierta flexibilidad en su perfil de consumo. Debido a la naturaleza de la generación solar, podrían reducir el consumo durante las horas de mayor generación FV con el fin de inyectar más energía a la red. Este tipo de medición requiere un medidor eléctrico inteligente que implicaría analizar un costo de inversión adicional. En un trabajo futuro, se podría aplicar un análisis más complejo a tarifas horarias P_c y P_e , lo que sería interesante para los países donde el mercado eléctrico y la infraestructura ya operan de esa manera. Esta complejidad implica incertidumbre y flexibilidad en la toma de decisiones, lo que requeriría de un enfoque de opciones reales (real option valuation, ROV) para lograr una evaluación más realista.

V. CONCLUSIÓN E IMPLICANCIAS POLÍTICAS

Las ventajas que presenta la instalación de proyectos de generación solar fotovoltaica en usuarios residenciales en Argentina, principalmente la provincia de San Juan, respecto a altos niveles de radiación, esquemas regulatorios que incentivan la generación distribuida residencial y objetivos de

penetración de energías renovables por parte del estado nacional, se ven deterioradas por los altos costos de inversión y las incertidumbres políticas, monetarias y regulatorias. En consecuencia, este panorama desalienta a inversiones de largo plazo y de grandes erogaciones de capital.

Para desarrollar mecanismos eficientes que incentiven la inversión en generación FV distribuida es necesario realizar un análisis detallado de las inversiones con las condiciones locales particulares.

En este trabajo se introdujo un análisis de rentabilidad de proyectos FV conectados a la red en el sector residencial, considerando el esquema de remuneración de facturación neta (Net Billing) establecido en la Ley Nacional y se lo comparó con el esquema FiT, uno de los más adoptados por otros países. Se tomaron datos reales medidos durante el primer año de tres proyectos instalados en San Juan, Argentina.

Los resultados han demostrado que la inversión no es rentable actualmente considerando los costos actuales de la tecnología fotovoltaica, las condiciones financieras nacionales y las tarifas de electricidad locales, pero no implica que pueda ser económicamente rentable en un futuro cercano teniendo en cuenta un precio liberalizado de la energía o mediante algún mecanismo de incentivo para la generación solar residencial. El caso base también muestra que el esquema NB arrojó mejores resultados que el FiT para los usuarios/generadores analizados, considerando tarifas similares (energía consumida e inyectada) debido principalmente a que, en Argentina, la carga impositiva es elevada (entre 30 y 42%). Por lo tanto, reducir la cantidad de energía comprada (NB) es más rentable que vender energía a la red (FiT).

Del análisis de sensibilidad se concluyó que aumentar el precio de la energía inyectada no hace rentable la inversión, mientras que ocurre lo contrario si se aumenta el precio de la energía consumida y se reduce el costo de capital.

Es políticamente complejo elevar P_c en el contexto inflacionario real, ya que tendría un impacto negativo sobre los sectores vulnerables y también tendría un impacto directo en el aumento de la tasa de inflación (el costo de la energía incrementa el costo de los productos y servicios). Además, como el esquema FiT no es el adoptado por la Ley 27.424, utilizar P_e como una señal de incentivo para pequeños proyectos residenciales podría no tener un impacto significativo debido a que la cantidad de energía exportada es considerablemente menor en los proyectos de baja escala analizados.

También se encontró que la reducción de costo de capital puede mejorar notablemente la rentabilidad del proyecto, representando esto una oportunidad para la intervención gubernamental mediante la creación de fondos para préstamos a baja tasa financiera (o bajo costo de capital).

Por último, la metodología utilizada puede aplicarse a otras regiones después de establecer adecuadamente los parámetros asociados a cada caso particular. Sin embargo, si la ecuación tarifaria cambia en su estructura, la ecuación de ingresos debe ajustarse para representar esa situación particular. Debido al hecho de que este trabajo ha considerado datos reales (energía fotovoltaica generada y consumida) y ha realizado una valoración de la inversión desde el punto de vista del usuario, en trabajos futuros se deberían diseñar mecanismos de

incentivos siguiendo las implicancias políticas discutidas anteriormente.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue apoyado por el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ).

REFERENCIAS

- [1] M. J. Burke and J. C. Stephens, "Political power and renewable energy futures: A critical review," *Energy Res. Soc. Sci.*, 2018.
- [2] SolarPower Europe, "Global Market Outlook For Solar Power 2018 - 2022," 2018.
- [3] "Ley 26.190: Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Objeto. Alcance. Ambito de aplicación. Autoridad de aplicación. Políticas. Régimen de inversiones. Beneficiarios. Benefici." 2016.
- [4] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), "Informe Mensual - Semptiembre 2019," 2019.
- [5] M. M. Zhang, P. Zhou, and D. Q. Zhou, "A real options model for renewable energy investment with application to solar photovoltaic power generation in China," *Energy Econ.*, 2016.
- [6] "Ley 27.424: Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública (Law 27.424: National Programme for the Promotion of the distributed generation of renewable energy integrated to the public electric infr." 2017.
- [7] Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR), "EDENOR instala su primer medidor bidireccional para un usuario residencial." Buenos Aires - Argentina, 2018.
- [8] M. L. Facchini, V. M. Doña, D. H. Pontoriero, F. A. Morán, and W. Gomez, "Instalación Piloto de Inserción de Energía Solar Fotovoltaica Conectada a Red como Generación Distribuida en el Sector Residencial de la Provincia de San Juan (Pilot testing facility for photovoltaic energy feed to the grid as distributed energy in reside," in *Cuarto Congreso Nacional, Tercer Congreso Iberoamericano Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía, HYFUSEN*, 2011.
- [9] L. R. Camargo et al., "Technical, economical and social assessment of photovoltaics in the frame of the net-metering law for the Province of Salta, Argentina," *Energies*, 2016.
- [10] E. Sangoi, J. R. Vega, and M. E. Samper, "Grid parity analysis for low power photovoltaic systems in santa fe (Argentina)," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017*, 2017.
- [11] R. Fu, D. Feldman, and R. Margolis, "U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018," *Nrel*, 2018.
- [12] Energy Information Administration (EIA), "2019 Monthly Solar Photovoltaic Module Shipments Report," 2019.
- [13] REN21, "REPORT - Renewables 2018 Global Status Report," 2018.
- [14] A. Pyrgou, A. Kyllili, and P. A. Fokaides, "The future of the Feed-in Tariff (FiT) scheme in Europe: The case of photovoltaics," *Energy Policy*, vol. 95, pp. 94–102, 2016.
- [15] A. Campoccia, L. Dusonchet, E. Telaretti, and G. Zizzo, "An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union," *Sol. Energy*, vol. 107, pp. 530–542, 2014.
- [16] L. V. White, B. Lloyd, and S. J. Wakes, "Are Feed-in Tariffs suitable for promoting solar PV in New Zealand cities?," *Energy Policy*, vol. 60, pp. 167–178, 2013.
- [17] H. Wang, S. Zheng, Y. Zhang, and K. Zhang, "Analysis of the policy effects of downstream Feed-In Tariff on China's solar photovoltaic industry," *Energy Policy*, vol. 95, pp. 479–488, 2016.
- [18] F. Muhammad-Sukki et al., "Feed-in tariff for solar photovoltaic: The rise of japan," *Renew. Energy*, vol. 68, pp. 636–643, 2014.
- [19] S. Tongsovit and C. Greacen, "An assessment of Thailand's feed-in tariff program," *Renew. Energy*, vol. 60, pp. 439–445, 2013.
- [20] K. Malmedal, B. Kroposki, and P. K. Sen, "Energy Policy Act of 2005," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, 2007.
- [21] S. Botero B. and C. A. M. R., "Análisis del instrumento regulatorio 'medición neta' (net metering) y su potencial aplicación al caso colombiano," *Energética*, 2008.
- [22] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Resolucion Normativa 482/2012*. Brasil, 2012.
- [23] 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 Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 6, pp. 2719–2725, 2016.
- [24] Energía Provincial Sociedad del Estado (EPRE), "Mapa Solar de la Provincia de San Juan," San Juan - Argentina, 2014.
- [25] C. Raichijk, H. Grossi Gallegos, R. Aristegui, and R. Righini, "Sobre el recurso solar en la Provincia de San Juan," in *Tercer Congreso Nacional-Segundo Congreso Iberoamericano Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía (HYFUSEN 2009)*, 2009.
- [26] T. Tantisattayakul and P. Kanchanapiya, "Financial measures for promoting residential rooftop photovoltaics under a feed-in tariff framework in Thailand," *Energy Policy*, vol. 109, no. Supplement C, pp. 260–269, 2017.
- [27] S. Rodrigues, X. Chen, and Morgado-Dias, "Economic analysis of photovoltaic systems for the residential market under China's new regulation," *Energy Policy*, vol. 101, pp. 467–472, 2017.
- [28] A. M. Vale, D. G. Felix, M. Z. Fortes, B. Borba, B. H. Dias, and B. S. Santelli, "Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program 'Minha Casa Minha Vida,'" *Energy Policy*, vol. 108, pp. 292–298, 2017.
- [29] J. T. M. Pinto, K. J. Amaral, and P. R. Janissek, "Deployment of photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing," *Sol. Energy*, vol. 133, pp. 73–84, 2016.
- [30] L. Cadavid, M. Jimenez, and C. J. Franco, "Financial analysis of photovoltaic configurations for Colombian households," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 12, pp. 3832–3837, 2015.
- [31] L.-C. Ye, J. F. D. Rodrigues, and H. X. Lin, "Analysis of feed-in tariff policies for solar photovoltaic in China 2011--2016," *Appl. Energy*, vol. 203, pp. 496–505, 2017.
- [32] F. Cucchiella, I. D'Adamo, and M. Gastaldi, "Economic analysis of a photovoltaic system: A Resource for residential households," *Energies*, vol. 10, no. 6, p. 814, 2017.
- [33] J. Rigter and G. Vidican, "Cost and optimal feed-in tariff for small scale photovoltaic systems in China," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 6989–7000, 2010.
- [34] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, "A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain," *Energy*, vol. 84, pp. 684–694, 2015.
- [35] 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.
- [36] J. López Prol and K. W. Steininger, "Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes," *Energy Policy*, 2017.
- [37] R. Pacudan, "Feed-in tariff vs incentivized self-consumption: Options for residential solar PV policy in Brunei Darussalam," *Renew. Energy*, 2018.
- [38] Distribuidora Eléctrica de Cauce S.A. (DECSA), "No Title." 2018.
- [39] A. Orioli and A. Di Gangi, "The recent change in the Italian policies for photovoltaics: Effects on the payback period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts," *Energy*, 2015.
- [40] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, "Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 2013.
- [41] D. C. Jordan, S. R. Kurtz, K. VanSant, and J. Newmiller, "Compendium of photovoltaic degradation rates," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, 2016.
- [42] T. Couture and Y. Gagnon, "An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment," *Energy Policy*, vol. 38, no. 2, pp. 955–965, 2010.
- [43] S. Chowdhury, U. Sumita, A. Islam, and I. Bedja, "Importance of policy for energy system transformation: Diffusion of PV technology in Japan and Germany," *Energy Policy*, vol. 68, no. Supplement C, pp. 285–293, 2014.
- [44] R. Cherrington, V. Goodship, A. Longfield, and K. Kirwan, "The feed-in tariff in the UK: A case study focus on domestic photovoltaic systems," *Renew. Energy*, 2013.
- [45] C. Holdermann, J. Kissel, and J. Beigel, "Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors," *Energy Policy*, vol. 67, pp. 612–617, 2014.

- [46] Universidad Nacional de San Juan-Instituto de Energía Eléctrica, "Energía solar, desde las viviendas a la red eléctrica de Caucete." [Online]. Available: http://argentinainvestiga.edu.ar/infouniversidades/2.6/listado/noticia.php?titulo=energia_solar_desde_las_viviendas_a_la_red_elctrica&id=1515#XbmmAJozYdU.
- [47] Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE), "Pruebas Piloto Generación Distribuida." [Online]. Available: <https://www.epsesanjuan.com.ar/index.php/web/proyecto/pruebas-piloto-generacion-distribuida/4>.
- [48] "Ley 27.191: Modificaciones a la Ley 26.190: Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica (Law 27.191: Changes to the Law 26.190, National programme for the promotion of the us.)" Oct-2015.
- [49] I. Fisher, Appreciation and Interest: A Study of the Influence of Monetary Appreciation and Depreciation on the Rate of Interest with Applications to the Bimetallic Controversy and the Theory of Interest, vol. 11, no. 4. American economic association, 1896.
- [50] R. Pringles, F. Olsina, and F. Garcés, "Designing regulatory frameworks for merchant transmission investments by real options analysis," *Energy Policy*, 2014.
- [51] F. Penizzotto, R. Pringles, and F. Olsina, "Real options valuation of photovoltaic power investments in existing buildings," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2019.



Gustavo Ezequiel Coria Recibió el grado de Ingeniero Eléctrico en 2012 y le grado de Magister en Ingeniería Eléctrica en 2016 de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina. Actualmente, es becario Doctoral del CONICET en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ, CONICET-UNSJ, Argentina. Sus áreas de interés abarcan modelos regulatorios y tarifarios, sistemas fotovoltaicos y evaluación de inversiones.



Franco Penizzotto Recibió el grado de Ingeniero Electrónico en 2006, de Magister y de Doctor en Ingeniería de Sistemas de Control en 2009 y 2015 respectivamente, de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina. Actualmente, es Investigador del CONICET en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), CONICET-UNSJ, Argentina. Sus áreas de interés abarcan la interacción Hombre-Robot, y la toma de decisión en los mercados eléctricos.



Rolando Pringles Recibió el grado de Ingeniero Eléctrico en 2003 y el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica en 2012 de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina. Actualmente, es Investigador del CONICET en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), CONICET-UNSJ, Argentina. Sus áreas de interés abarcan expansión del sistema de transmisión, evaluaciones de inversiones y la aplicación de inteligencia artificial en la decisión de inversiones irreversibles bajo incertidumbres.