

ANÁLISIS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ALMACENAMIENTO CONECTADO A RED EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR EN LA CIUDAD DE BUENOS AIRES: AUTOCONSUMO, INYECCIÓN A RED Y AHORROS EN LA FACTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Elena M. Godfrin¹, Alejandro Krautner¹, Julio C. Durán^{1,2}

¹Departamento Energía Solar, Centro Atómico Constituyentes, CNEA

²Escuela de Ciencia y Tecnología, Universidad Nacional de San Martín (UNSAM)

Av. General Paz 1499, (B1650) San Martín, Provincia de Buenos Aires, Argentina

Tel. +54 11 67727132 – e-mail: duan@tandar.cnea.gov.ar

RESUMEN: Se analiza el funcionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a red en una vivienda unifamiliar en la Ciudad de Buenos Aires de un usuario-generador enmarcado bajo la ley de generación distribuida (Ley 27424/2017), a fin de cuantificar los ahorros esperables en las facturas del servicio eléctrico sin y con un sistema de almacenamiento de energía eléctrica. La vivienda tiene un consumo anual levemente superior a 4000 kWh/año. En la misma se ha instalado un sistema fotovoltaico de 1,9 kW_p con un inversor de 1,5 kW, operativo desde septiembre de 2020, el cual genera aproximadamente 2700 kWh/año, abasteciendo 31 % del consumo de la vivienda e inyectando a la red pública 53 % de la energía generada (equivalente a 47 % de autoconsumo). Con el agregado simulado de un sistema de almacenamiento de tecnología Li-ion de 4,8 kWh, el autoconsumo se elevaría a 75 %. Considerando el modelo de facturación neta establecido por dicha ley, el ahorro anual resultó ser claramente insuficiente para recuperar la inversión inicial en un plazo razonable. En la situación actual y mientras no se modifique la política de subsidios a la generación convencional, el logro de un cambio de escala en la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red por parte de clientes residenciales requiere la implementación de los beneficios previstos en la Ley 27424, en especial bonificación sobre el costo de capital, financiamiento a tasa subsidiada y precio adicional de incentivo a la energía generada.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, generación distribuida, modelo de facturación neta, autoconsumo, almacenamiento de energía.

INTRODUCCIÓN

El mercado fotovoltaico (FV) está compuesto esencialmente por dos segmentos: las centrales de potencia, manejadas por las empresas de servicios públicos, y la generación distribuida conectada a la red de distribución y ubicada cerca de los puntos de consumo. Esta última puede estar localizada del lado de la compañía distribuidora o del lado del consumidor, abarcando un rango amplio de potencias desde el orden del kW hasta varios MW. Entre sus ventajas se encuentran: modularidad, simplicidad, reducción de pérdidas en transporte y distribución, y posible contribución a regular la tensión, por ejemplo, en extremos de línea. Asimismo, se puede complementar con tecnologías facilitadoras de optimización del uso final y manejo de la demanda, como redes inteligentes y almacenamiento.

El mercado de generación distribuida tuvo un importante crecimiento en los últimos años, representando más del 40 % del mercado FV global en 2021 (IEA, 2022). En Latinoamérica se destaca el caso de Brasil, que alcanzó a fin de 2021 la marca de 13 GW con instalaciones FV de generación distribuida, considerando sistemas de hasta 5 MW dentro de esta categoría (Neves, 2022).

La Argentina tiene una gran extensión territorial y la mayor parte de su consumo eléctrico concentrada en los centros urbanos. El Gran Buenos Aires, por ejemplo, consumió en 2021 el 38 % de la demanda eléctrica del país (CMMESA, 2022). Dadas estas características, la utilización masiva de generación FV distribuida ubicada en áreas urbanas contribuiría al uso eficiente de la energía, por reducción de las pérdidas por transporte, y a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero. A tal fin, resulta fundamental implementar políticas de promoción de este tipo de instalaciones.

La Ley 27424, "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica", fue promulgada en diciembre de 2017 mediante el Decreto 1075/2017 y reglamentada por el Decreto Reglamentario 986/2018. Esta ley se aplica exclusivamente a los usuarios de la red de distribución y es esencialmente una ley de autoconsumo con eventual inyección de energía excedente. Fija un modelo de facturación neta, donde la tarifa que recibe el usuario-generador por la energía inyectada a la red pública está determinada por el precio mayorista que paga la compañía distribuidora al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

La citada ley crea un fondo fiduciario público (FODIS) con el fin de financiar los siguientes beneficios promocionales: bonificación sobre el costo de capital, precio adicional de incentivo a la energía y certificados de crédito fiscal. Asimismo, crea un régimen de fomento de la industria nacional. Hasta el momento, sólo se instrumentaron los certificados de crédito fiscal (SE, 2021a), beneficio no aplicable a usuarios residenciales. A julio de 2022 había en el país 916 usuarios-generadores en el marco de la Ley 27424, con una potencia total instalada de aproximadamente 15 MW (SE, 2021b).

En viviendas con sistemas FV conectados a la red interna del usuario, típicamente menos del 50% de la energía generada se consume en las mismas (ver, por ejemplo, Godfrin y Durán, 2021). Este porcentaje de autoconsumo depende del perfil de demanda (habitualmente desplazado hacia horarios nocturnos en usuarios residenciales) y del tamaño de la instalación relativo al consumo medio. La energía eléctrica restante es inyectada a la red y remunerada según el modelo tarifario aplicado en cada jurisdicción.

A nivel nacional, la Ley 27424 fija un modelo tarifario de balance neto de facturación, en el cual el usuario-generador recibe una tarifa de inyección de excedentes, establecida según el precio estacional que paga la distribuidora en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por la energía adquirida. Un agravante en la Argentina es que el precio mayorista se encuentra fuertemente subsidiado (CMMESA, 2022) y, consiguientemente, un usuario-generador percibe por la energía inyectada un precio significativamente menor al costo medio real de la energía provista por el sistema interconectado nacional y generada, principalmente, mediante combustibles fósiles. Teniendo en cuenta, además, que el consumo residencial representó en 2021 más del 45 % del consumo eléctrico global del país y que la curva de consumo residencial está, en general, desfasada de la generación solar, se justifica plenamente el análisis de sistemas de almacenamiento distribuido que permita desplazar picos de consumo.

Dependiendo de la tecnología, los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica pueden cumplir diferentes funciones que contribuyen a: facilitar la inserción de energías renovables, reducir picos de demanda trasladando consumos a horas de menor consumo, disminuir pérdidas de transporte en la red pública, reducir la necesidad de inversiones en infraestructura o ampliación de redes, y reducir los requerimientos de sistemas de respaldo basados en combustibles fósiles. Cabe destacar que el almacenamiento de energía ubicado cerca del consumo es el que más servicios puede ofrecer al sistema eléctrico en general (RMI, 2015).

Si bien existen en el mercado varias tecnologías aptas para el almacenamiento distribuido (por ejemplo: baterías de plomo-ácido, de níquel-cadmio, de flujo en sus variadas alternativas de electrolitos, etc.), la tecnología que acapara ampliamente el mercado en el sistema eléctrico es la de Li-ion, con un 93% (IEA, 2021), debido principalmente a la externalidad del mercado automotriz 10 veces mayor. Ambos mercados han contribuido, en mayor o menor medida, a reducir el precio del *pack* de baterías de Li-ion (celdas más sistema de gestión / control de batería BMS, por sus siglas en inglés) a la quinta parte en tan solo 8 años (Bloomberg, 2021).

Las principales barreras para el avance de la generación distribuida en usuarios residenciales son la falta de financiación y las tarifas del servicio eléctrico subsidiadas. Al igual que en años anteriores, en 2020 los precios de venta de energía en el mercado eléctrico mayorista fueron significativamente menores que los costos reales de abastecimiento, generando un déficit que es cubierto con aportes del Tesoro Nacional. Dicho déficit pasó del 36 % en 2019 al 46 % en 2020, superando el 60 % en 2021 (CAMMESA, 2022).

En un contexto de alta inflación, tarifas del servicio eléctrico fuertemente subsidiadas y con un modelo tarifario de facturación neta para la generación distribuida, resulta prácticamente imposible lograr un crecimiento sostenido del mercado FV de conexión a red, en particular en usuarios residenciales. En otras palabras, implica hacer competir a la generación FV, sin subsidio, con energía eléctrica convencional comercializada por CAMMESA y las empresas distribuidoras, a precios inferiores a su costo real. Esto dificulta la adopción por parte del sector privado de tecnologías más limpias, sostenibles, previsibles y económicas.

En base a los motivos expuestos referidos a sistemas de generación y almacenamiento distribuidos y a fin de cuantificar los ahorros esperables en las facturas del servicio eléctrico de un usuario residencial que instale en su vivienda un sistema de generación FV y de almacenamiento en el marco de la Ley 27424, se analiza en este trabajo el caso de un usuario-generador ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con un sistema FV con una potencia de acople (potencia en corriente alterna) de 1,5 kW y un sistema de almacenamiento de 4,8 kWh (4,56 kWh utilizables).

ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ALMACENAMIENTO CONECTADO A RED EN UNA VIVENDA UNIFAMILIAR

Características de la vivienda

La vivienda unifamiliar bajo estudio está ubicada en el barrio de Saavedra de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA), dentro del área de concesión de la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte (EDENOR S.A.). Tiene una superficie cubierta de alrededor de 80 m² y su consumo eléctrico en el período de 12 meses analizado (01/06/2021 a 31/05/2022) fue cercano a 4.100 kWh, un 35 % más que el consumo medio anual en la Ciudad de Buenos Aires, según datos de la Dirección General de Estadística y Censos del Ministerio de Economía y Finanzas del Gobierno de la Ciudad (CABA, 2022). El acondicionamiento de aire se realiza mediante equipos eléctricos, esencialmente con 2 equipos de aire acondicionado frío/calor de tecnología Inverter, 1 calientador y 1 calefactor convector. El resto del equipamiento eléctrico incluye 1 heladera de 300 dm³ (sin freezer), 1 freezer de 207 dm³, 1 lavarropas, 1 lavavajillas, 2 televisores (de 26" y 55"), 1 horno a microondas, 1 horno eléctrico, 2 computadoras portátiles, pequeños electrodomésticos y luminarias (en su mayoría LED).

La Figura 1 muestra el consumo bimestral de la vivienda, entre el bimestre 4 del año 2021 (junio – julio 2021) y el bimestre 3 de 2022 (abril – mayo 2022). Como referencia, se incluyen en la misma figura los consumos medios de los usuarios residenciales de CABA, obtenidos a partir de bases de datos de la Dirección General de Estadística y Censos mencionada previamente (CABA, 2022).

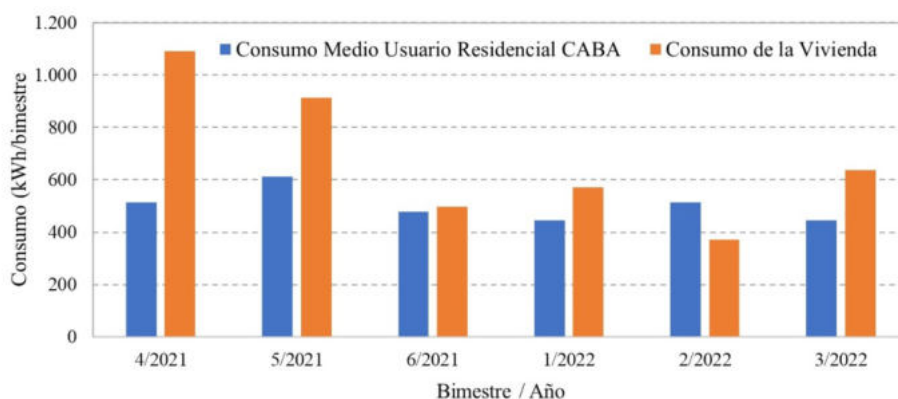


Figura 1: Consumo bimestral de la vivienda bajo estudio y consumo bimestral medio del usuario residencial de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA, 2022).

La numeración de los bimestres y el período que abarcan son los utilizados por la distribuidora en la facturación del servicio eléctrico: bimestre 1, diciembre y enero; bimestre 2, febrero y marzo; y así sucesivamente. Se observa que los consumos residenciales medios en la Ciudad de Buenos Aires tienen variaciones relativamente bajas a lo largo del año, con consumos algo más altos en los meses de invierno (bimestres 4 y 5) y en menor medida en verano (bimestre 2), mientras que la vivienda considerada tiene un pico muy claro de consumo en invierno (bimestres 4 y 5), asociado al uso de equipos de aire acondicionado para calefacción.

Sistema fotovoltaico conectado a la red instalado en la vivienda

En el año 2020 se diseñó e instaló un sistema FV de conexión a red en el marco de la Ley 27424, Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública. El sistema instalado está compuesto por:

- 1 inversor FV SMA SunnyBoy 1.5 de 1,5 kW (SMA, 2021a).
- 7 módulos FV de silicio policristalino de 275 W_p, Amerisolar modelo AS-6P30 (Amerisolar, 2021), conectados en serie.
- Protecciones según lo especificado en la reglamentación vigente (AEA, 2021).
- 1 Sunny Home Manager, equipo para gestión y monitoreo de la energía en hogares (SMA, 2021b).

La orientación de los módulos FV es aproximadamente Noroeste (Azimut = 32°), siguiendo la orientación de la construcción, y la inclinación con respecto al plano horizontal es de 15°.

La 0 2 muestra los módulos FV montados sobre una estructura elevada 2,2 m sobre la cubierta, para evitar sombras producidas por la planta superior de la construcción. Se seleccionó una inclinación menor a la óptima a fin de reducir la altura máxima de la estructura y la carga del viento sobre la misma. El sistema se encuentra operativo y conectado a la red pública a través de un medidor bidireccional desde el 8 de septiembre de 2020. Sobre la misma estructura que se observa en la figura se encuentran montados otros 8 módulos FV conectados a un segundo inversor SMA SB 1.5, que inyecta energía al circuito eléctrico (independiente y con su propio medidor) de la vivienda ubicada en la planta alta del inmueble.



Figura 2: Módulos FV montados sobre una estructura elevada.

La producción del sistema FV entre junio de 2021 y mayo de 2022 fue cercana a 2700 kWh, con una producción específica de 1420 kWh/kW_p/año, representando aproximadamente el 66 % del consumo de la vivienda en dicho período.

Sistema de almacenamiento y gestión de la energía instalado en la vivienda

Con el fin de aumentar el autoconsumo de la energía FV generada y, a la vez, disponer de un sistema de respaldo para casos de interrupción del suministro eléctrico, se decidió agregar un sistema de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés) compuesto por un inversor/cargador bidireccional, un dispositivo para gestión de la energía y una batería recargable de Li-ion (Victron, 2022a).

El ESS puede combinarse con generadores FV en diferentes configuraciones:

- Módulos FV conectados al inversor bidireccional a través de un regulador (acoplamiento en corriente continua).
- Sistema FV con inversor de conexión a red conectado en paralelo con el inversor bidireccional.
- Sistema FV con inversor de conexión a red conectado a la salida del inversor bidireccional (acoplamiento en corriente alterna).

Se optó por utilizar la configuración con acoplamiento en corriente alterna (ver Figura 3) dado que permite que el inversor de conexión a red existente continúe inyectando energía aún en ausencia de la red eléctrica, gracias a la micro-red aislada generada por el inversor-cargador en caso de falla del servicio eléctrico.

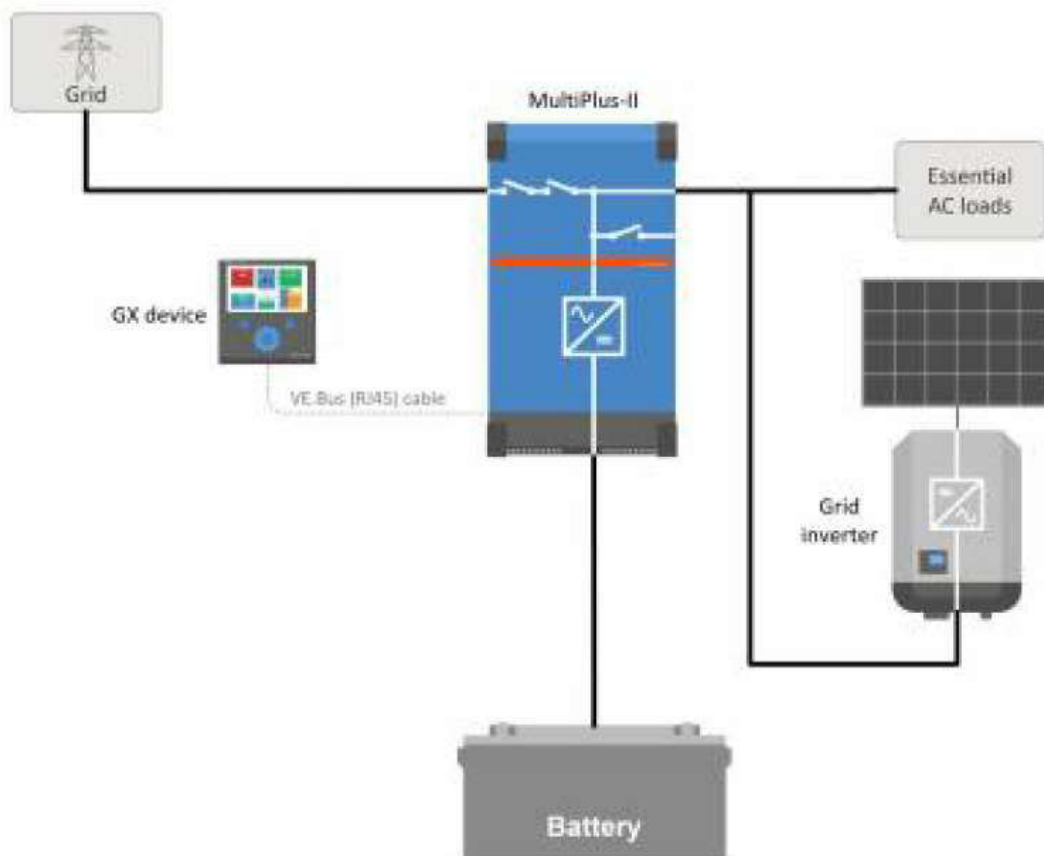


Figura 3: Configuración de un sistema de almacenamiento de energía acoplado en corriente alterna a un inversor de conexión a red. Reproducida de Victron (2022a).

El sistema de almacenamiento instalado consta de los siguientes componentes:

- Inversor/cargador Victron MultiPlus-II GX 48/5000/70-50
- Batería recargable de Li-ion Pylontech UP5000

En las Tablas 1 y 2 se dan las principales características del inversor/cargador (Victron, 2022b) y de la batería (Pylontech, 2022).

Tabla 1: Principales características del inversor-cargador VictronMultiPlus-II GX 48/5000/70-50.

MultiPlus-II GX	48/5000/70-50
INVERSOR/CARGADOR	
PowerControl y PowerAssist	Sí
Conmutador de transferencia	50 A
Corriente máxima de entrada CA	50 A
Salida auxiliar	Sí (32 A)
INVERSOR	
Rango de tensión de entrada	38 - 66 V
Salida	230 V ± 2 % 50 Hz ± 0,1 %
Potencia cont. de salida a 25°C	5000 VA / 4000 W
Potencia cont. de salida a 40 °C	3700 W
Potencia pico	9000 W
Eficiencia máxima	96%

Tabla 2: Principales características de la batería de Li-ion Pylontech UP5000.

Parámetros básicos	UP5000
Capacidad nominal	4800 Wh
Capacidad utilizable	4560 Wh
Profundidad de descarga	95 %
Tensión nominal	48 V
Tensión de carga	52.5 - 53.5 V
Tensión de descarga	44.5 - 53.5 V
Corriente de carga/descarga recomendada	50 A
Corriente máxima de carga/descarga	74 - 89 A @ 60 seg
Ciclos de vida	>4.500 @ 25 °C
Vida de diseño	10+ años @ 25 °C

ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA FV SIN Y CON ALMACENAMIENTO: AUTOCONSUMO, INYECCIÓN A LA RED PÚBLICA Y AHORROS

Sistema FV sin almacenamiento

El análisis del funcionamiento del sistema FV sin almacenamiento y su aporte al consumo de la vivienda se realizó considerando las siguientes variables, definidas según su registro en la plataforma Sunny Portal:

C_{red} [kWh]: consumo de energía eléctrica desde la red de la distribuidora, medido por el medidor bidireccional Sunny Home Manager.

G_{FV} [kWh]: energía eléctrica inyectada por el sistema FV a la red interna de la vivienda, medido por el inversor de conexión a red.

I_{red} [kWh]: inyección de energía eléctrica a la red de la distribuidora, medida por el medidor bidireccional.

C_{tot} [kWh]: consumo eléctrico de la vivienda. $C_{tot} = C_{red} + G_{FV} - I_{red}$

E_{aut} [kWh]: energía eléctrica FV consumida en la vivienda (autoconsumida). $E_{aut} = G_{FV} - I_{red}$

Autoabastecimiento [%]: fracción del consumo total provista por FV. $Autoabastecimiento = E_{aut} / C_{tot}$

Autoconsumo [%]: porcentaje de la energía FV consumida en la vivienda. $Autoconsumo = E_{aut} / G_{FV}$

A fin de evaluar el ahorro en la facturación del servicio eléctrico teniendo en cuenta el modelo tarifario de facturación neta fijado por la Ley 27424 resulta necesario conocer para cada bimestre la energía consumida de la red de la distribuidora y la energía inyectada a la misma, como también la producción

FV. La Tabla 3 muestra los valores de estas variables para los 6 bimestres comprendidos entre junio de 2021 y mayo de 2022.

En el período analizado el 47 % de la energía FV generada fue consumida en la vivienda, abasteciendo el 31 % de la energía total consumida. La Figura 4 muestra el consumo bimestral de energía, discriminado en energía aportada por el sistema FV y consumida de la red pública, y la energía solar inyectada a la red pública. Se observa que, salvo en los meses de invierno, más de la mitad de la energía generada por el sistema FV es inyectada a la red pública.

Tabla 3: Valores bimestrales de consumo de red, generación FV, energía inyectada a la red, autoconsumo y autoabastecimiento para el período junio de 2021 a mayo de 2022.

Bim	Período de Consumo		Consumo de red (kWh)	Generac. FV (kWh)	Inyección a red (kWh)	Energía FV autoc. (kWh)	Auto-consumo (%)	Auto-abastec. (%)
4/21	01/06/21	31/07/21	872	279	60	219	78%	20%
5/21	01/08/21	30/09/21	661	363	112	251	69%	28%
6/21	01/10/21	30/11/21	278	573	355	218	38%	44%
1/22	01/12/21	31/01/22	348	588	365	224	38%	39%
2/22	01/02/22	31/03/22	208	498	334	164	33%	44%
3/22	01/04/22	31/05/22	444	390	196	194	50%	30%
TOTAL			2811	2691	1422	1269	47 %	31 %

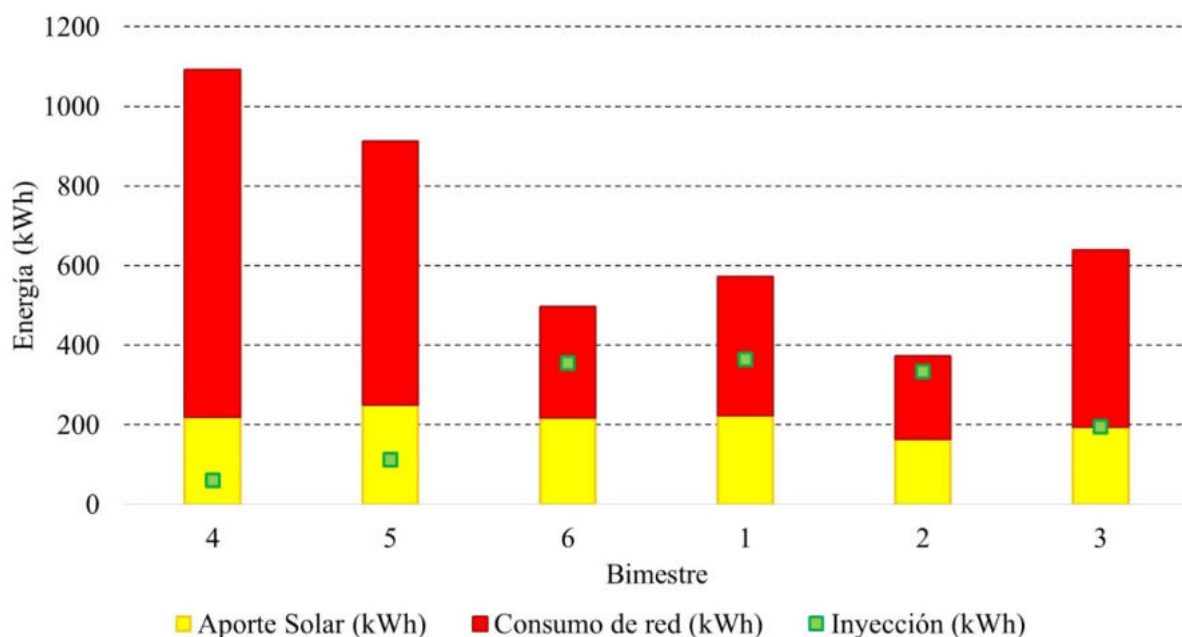


Figura 4: Consumo bimestral de energía, discriminado en energía aportada por el sistema FV y tomada de la red pública, y la energía solar inyectada a la red pública.

Sistema FV con almacenamiento

El análisis del funcionamiento del sistema FV con almacenamiento en una batería de Li-ion Pylontech UP5000, con una tensión nominal de 48 V y una capacidad de 100 Ah (4,8 kWh), se realizó utilizando el software PVSyst 6.8.7 (PVSyst, 2021) con los siguientes datos:

- Consumo total de la vivienda medido en el sistema sin almacenamiento.
- Generación FV registrada en Sunny Portal en el período considerado.
- Máxima profundidad de descarga de la batería igual a 80 %, lo que equivale a una capacidad de almacenamiento disponible de 3,84 kWh.

La Tabla 4 muestra los resultados obtenidos para los 6 bimestres comprendidos entre junio de 2021 y mayo de 2022. Se observa que el agregado de almacenamiento permitiría llevar el autoconsumo anual a 75 %, frente al 47 % del sistema sin batería, abasteciendo el 50 % de la energía total consumida. La Figura 5 muestra el consumo bimestral de energía, discriminado en energía aportada por el sistema FV y consumida de la red pública, y la energía solar inyectada a la red pública. A diferencia del sistema sin acumulación, la energía FV autoconsumida es claramente mayor a la inyectada a la red en todos los bimestres.

Tabla 4: Valores bimestrales de consumo de red, generación FV, energía inyectada a la red, autoconsumo y autoabastecimiento en el período junio de 2021 a mayo de 2022 para el sistema con almacenamiento.

Bim	Período de Consumo		Consumo de red (kWh)	Generac. FV (kWh)	Inyección a red (kWh)	Energía FV autoc. (kWh)	Auto-consumo (%)	Auto-abastec. (%)
4/21	01/06/21	31/07/21	839	279	15	252	90%	23%
5/21	01/08/21	30/09/21	580	363	14	332	92%	36%
6/21	01/10/21	30/11/21	97	573	133	399	70%	81%
1/22	01/12/21	31/01/22	184	588	162	388	66%	68%
2/22	01/02/22	31/03/22	51	498	135	322	65%	86%
3/22	01/04/22	31/05/22	303	390	26	334	86%	52%
TOTAL			2053	2691	485	2027	75 %	50 %

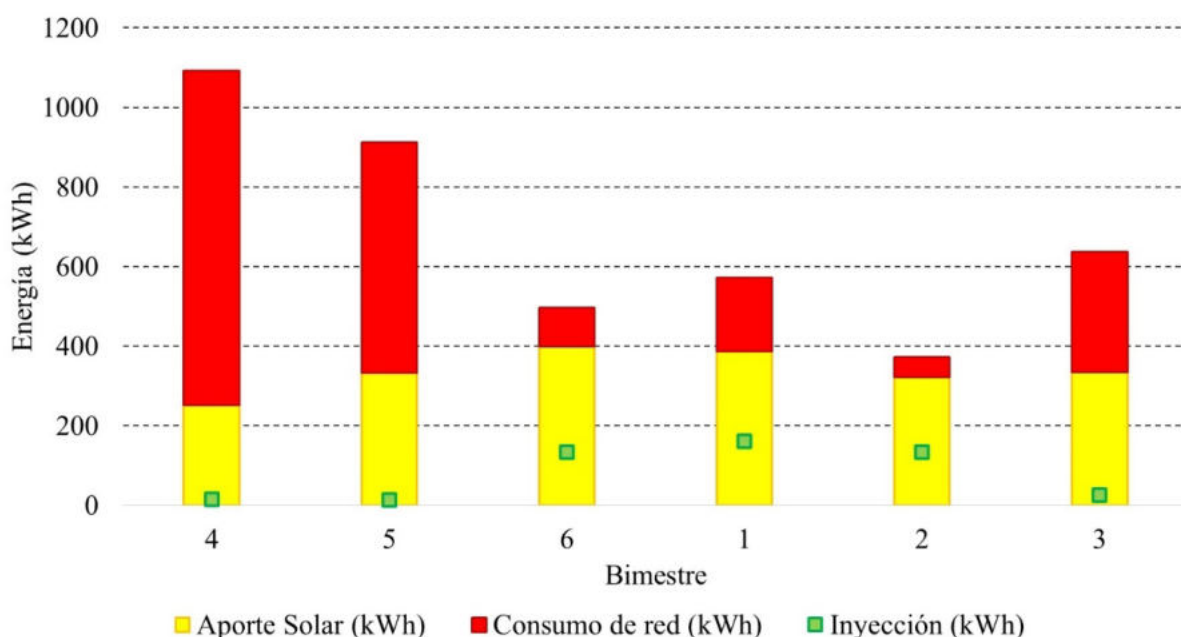


Figura 5: Consumo bimestral de energía, discriminado en energía aportada por el sistema FV y tomada de la red pública, y la energía solar inyectada a la red pública, para el sistema con almacenamiento.

AHORROS EN EL SERVICIO ELÉCTRICO

El costo anual del servicio eléctrico en presencia del sistema FV, sin y con almacenamiento, se obtuvo considerando el modelo tarifario para la generación distribuida definido en la Ley 27424 y las siguientes hipótesis:

- Tarifas T1 para clientes residenciales y tarifa de inyección (3,449 \$/kWh) establecidas mediante Resolución 171/2022 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), vigentes a partir del 1 de junio de 2022.

- Tarifas constantes durante los 12 meses.
- A fin de analizar el costo del servicio eléctrico sin subsidio del Estado Nacional, se utilizó el monto de dicho subsidio establecido en la Resolución 171/2022 para usuarios residenciales (12,88 \$/kWh).

La Tabla 5 muestra los costos bimestrales y anual del servicio eléctrico para la vivienda considerada en presencia del sistema FV sin almacenamiento, incluyendo impuestos (IVA y contribución municipal).

Tabla 5: Costo anual del servicio eléctrico con sistema FV conectado a la red interna de la vivienda.

Año	Bimestre	Energía Consumida (kWh)	Energía Inyectada (kWh)	Tarifa	Cargos Red + Imp.	Reintegro Inyección	NETO
2021	4	872	60	R4	\$ 5 834	-\$ 207	\$ 5 627
2021	5	661	112	R3	\$ 4 367	-\$ 387	\$ 3 979
2021	6	278	355	R1	\$ 1 741	-\$ 1224	\$ 517
2022	1	348	365	R2	\$ 2 307	-\$ 1257	\$ 1 050
2022	2	208	334	R1	\$ 1 338	-\$ 1152	\$ 187
2022	3	444	196	R2	\$ 2 853	-\$ 675	\$ 2 177
TOTAL							\$ 13.537

Comparando el costo anual del servicio eléctrico con el sistema FV (Tabla 5) con el costo anual sin generación FV (\$ 27.980), resulta un ahorro de aproximadamente 14.400 \$/año, que equivalen a alrededor de 100 USD/año considerando la cotización del USD tipo vendedor del Banco de la Nación Argentina (BNA, 2021) del día 16 de agosto de 2022.

Si se repite el análisis con las tarifas sin subsidio del Estado Nacional, el costo anual del servicio eléctrico se eleva a casi \$ 60.000 y \$95.000, para los casos con y sin FV, respectivamente, generando en consecuencia un ahorro de aproximadamente \$ 35.000 (\cong USD 250) asociado a la generación distribuida.

La Tabla 6 muestra los costos bimestrales y anual del servicio eléctrico para la vivienda considerada en presencia del sistema FV con sistema de almacenamiento de 4,8 kWh.

Tabla 6: Costo anual del servicio eléctrico con sistema FV y sistema de almacenamiento de 4,8 kWh conectado a la red interna de la vivienda.

Año	Bimestre	Energía Consumida (kWh)	Energía Inyectada (kWh)	Tarifa	Cargos Red + Imp.	Reintegro Inyección	NETO
2021	4	839	15	R4	\$ 5 633	-\$ 51	\$ 5 582
2021	5	580	14	R2	\$ 3 632	-\$ 47	\$ 3 586
2021	6	97	133	R1	\$ 707	-\$ 459	\$ 248
2022	1	184	162	R1	\$ 1 206	-\$ 558	\$ 648
2022	2	51	135	R1	\$ 441	-\$ 465	-\$ 25
2022	3	303	26	R2	\$ 2 048	-\$ 91	\$ 1 957
TOTAL							\$ 11.996

Comparando el costo anual del servicio eléctrico con el sistema FV con almacenamiento (Tabla 6) con el costo anual sin generación FV (\$ 27.980), resulta un ahorro de aproximadamente 16.000 \$/año, que equivalen a alrededor de 113 USD/año considerando la cotización del USD tipo vendedor del Banco de la Nación Argentina (BNA, 2022) del día 16 de agosto de 2022.

Si se repite el análisis con las tarifas sin subsidio del Estado Nacional, el costo anual del servicio eléctrico se eleva a casi \$ 46.000 para el caso con sistema FV más almacenamiento, generando un ahorro de aproximadamente \$ 49.000 (\cong USD 350) asociado a la generación distribuida con almacenamiento.

CONCLUSIONES

Se analizó el funcionamiento de un sistema FV conectado a la red interna de una vivienda unifamiliar ubicada en el Barrio de Saavedra de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dentro del área de concesión de EDENOR. La instalación se encuadra en el "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica" (Ley 27424) y cuenta, en consecuencia, con un medidor bidireccional que registra la energía consumida y la energía inyectada a la red pública. La vivienda tiene un consumo anual superior a los 4000 kWh, con sus mayores consumos en los meses de invierno por el uso de equipos de aire acondicionado frío/calor con tecnología inverter para la climatización. El sistema solar instalado tiene una potencia FV de 1,9 kW_p, un inversor de 1,5 kW (potencia de acople en corriente alterna) y un equipo de monitoreo conectado en la acometida.

En el período analizado, junio de 2021 a mayo de 2022, el sistema FV tuvo una generación levemente inferior a 2700 kWh (producción específica media diaria de \cong 3,9 kWh/kW_p/día), habiendo inyectado a la red alrededor del 53 % del total generado y abasteciendo aproximadamente el 31 % del consumo total de la vivienda. Los resultados muestran que en gran parte del año la energía FV inyectada a la red supera a la consumida dentro de la vivienda, con excepción de los meses de invierno cuando la generación solar es mínima y los consumos máximos.

Teniendo en cuenta el modelo de facturación neta establecido por la Ley 27424, en el cual el usuario generador compra la energía al precio minorista según el cuadro tarifario vigente y vende la energía inyectada a la red pública a la tarifa de inyección fijada por el ENRE (3,449 \$/kWh, Resolución 171/2022 vigente a partir del 1 de junio de 2022), el ahorro anual en el servicio eléctrico resultaría ser de aproximadamente 14.400 \$/año (\cong 100 USD/año). Este monto es claramente insuficiente para recuperar la inversión inicial, estimada en aproximadamente 3400 USD para el sistema FV de 1,9 kW_p sin almacenamiento considerado, en un plazo razonable. Este resultado es consecuencia directa de las tarifas eléctricas de la energía eléctrica de red fuertemente subsidiadas, muy especialmente en el Gran Buenos Aires. Cabe destacar, además, que no es posible realizar una evaluación económico-financiera de mediano y largo plazo confiable en un contexto económico de gran inestabilidad como el existente en el país.

Con el agregado de un sistema de almacenamiento compuesto por un inversor-cargador de 5 kW y una batería de Litio de 4,8 kWh, con un costo de alrededor de 6000 USD, y admitiendo una profundidad de descarga máxima de 80 %, el autoconsumo de la energía generada pasaría del 47 % al 75 % y el autoabastecimiento del 31 % al 50 %, permitiendo incrementar el ahorro de 100 USD/año a 112 USD/año. Las pérdidas de carga y descarga asociadas al almacenamiento, para el modo operativo seleccionado, resultan ser de aproximadamente 7 % de la energía generada.

Considerando el subsidio del Estado Nacional para la tarifa T1-R de 12,88 \$/kWh publicado en la Resolución 171/2022 del ENRE como un ingreso máximo adicional, los indicadores económico-financieros mejorarían notablemente: los ahorros anuales del sistema FV sin y con almacenamiento aumentarían a 35.000 y 49.000 \$/año respectivamente, equivalentes a 250 y 350 USD/año aproximadamente.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Ismael Eyrasy Pablo Maril por su colaboración en el diseño de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos instalados en la vivienda y en el diseño del sistema de acumulación y gestión de la energía.

REFERENCIAS

- Amerisolar (2021). Módulo Fotovoltaico Policristalino AS-6P30, Amerisolar. Dirección URL: <https://www.weamerisolar.eu/wp-content/uploads/2017/03/AS-6P30-Module-Specification.pdf> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Bloomberg (2021). <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- BNA (2022). Banco de la Nación Argentina. Dirección URL: <https://www.bna.com.ar> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- CABA (2022). Energía Eléctrica, Dirección General de Estadística y Censos, Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires. Dirección URL: <https://www.estadisticaciudad.gob.ar/eyc/?cat=368> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- CAMMESA (2022). Informe Anual 2021, CAMMESA. Dirección URL: <https://cammesaweb.cammesa.com/2022/05/20/informe-anual/> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Godfrin E.M., Durán J.C. (2021). Evaluación del funcionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a red en una vivienda unifamiliar en la Ciudad de Buenos Aires: autoconsumo, inyección a red y ahorros en la factura del servicio eléctrico. Actas de la XLIII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente. Vol. 8, pág. 146, 2021. ISBN 978-987-29873-1-2.
- IEA (2021). Energy Storage. <https://www.iea.org/reports/energy-storage> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- IEA (2022). “2022 Snapshot of Global PV Markets”, informe generado por IEA, International Energy Agency. Abril de 2022. <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2022/>[consulta: 22 de agosto de 2022]
- Neves (2022). Brazil tops 13GW of installed PV capacity, L. Neves. PV Magazine, 6 de enero de 2022. <https://www.pv-magazine.com/2022/01/06/brazil-tops-13gw-of-installed/>[consulta: 22 de agosto de 2022]
- Pylontech (2022). Pylontech UP5000. Dirección URL: https://en.pylontech.com.cn/pro_list.aspx[consulta: 22 de agosto de 2022]
- RMI (2015). The Economics of Battery Energy Storage, Rocky Mountain Institute, 2015. <https://rmi.org/insight/the-economics-of-battery-energy-storage-how-multi-use-customer-sited-batteries-deliver-the-most-services-and-value-to-customers-and-the-grid-executive-summary/>[consulta: 22 de agosto de 2022]
- SE (2021a). Generación distribuida: actualización en el monto de Certificados de Crédito Fiscal. Dirección URL: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/generacion-distribuida-actualizacion-en-el-monto-de-certificados-de-credito-fiscal>[consulta: 22 de agosto de 2022]
- SE (2021b) Generación Distribuida en Argentina, Evolución de Trámites, Conexión de Usuario-Generador, Secretaría de Energía. Dirección URL: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/reporte_de_avance_jul_2022.pdf[consulta: 22 de agosto de 2022]
- SMA (2021a). SunnyBoy 1.5 / 2.0 / 2.5, SMA Solar Technology AG. Dirección URL: <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-boy-15-20-25.html>[consulta: 22 de agosto de 2022]
- SMA (2021b). Sunny Home Manager 2.0, SMA Solar Technology AG. Dirección URL: <https://www.sma.de/es/productos/monitorizacion-y-control/sunny-home-manager-20.html>[consulta: 22 de agosto de 2022]
- Victron (2022a). Manual de diseño e instalación de ESS, Rev. 06 09/2022. Dirección URL: https://www.victronenergy.com/upload/documents/Energy_Storage_System/ESS_design_and_installation_manual-es.pdf[consulta: 22 de agosto de 2022]
- Victron (2022b). Victron Energy, MultiPlus-II GX. Dirección URL: <https://www.victronenergy.com/es/inverters-chargers/multiplus-ii-gx>[consulta: 22 de agosto de 2022]

ANALYSIS OF AN ON-GRID PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH ENERGY STORAGE IN A SINGLE-FAMILY HOME IN THE CITY OF BUENOS AIRES: SELF-CONSUMPTION, INJECTION TO THE GRID AND SAVINGS IN THE ELECTRICAL SERVICE BILL

ABSTRACT: The performance of an on-grid photovoltaic system in a single-family home in the City of Buenos Aires of a prosumer framed under the distributed generation law (Law 27424/2017) is analyzed in order to quantify the expected savings in electric service bills without and with an electric energy storage system. The house has an annual consumption slightly above 4000 kWh/year. A 1.9 kW_p photovoltaic system with a 1.5 kW inverter has been installed in it, operational since September 2020. The system generates approximately 2700 kWh/year, supplying 31% of the house's consumption and injecting 53% of the generated energy into the public grid (equivalent to 47% of self-consumption). With the addition of a 4.8 kWh Li-ion storage system, self-consumption would rise to 75%. Considering the net billing model established by said law, the annual savings proved to be clearly insufficient to recover the initial investment within a reasonable period of time. In the current situation and until the subsidy policy for conventional generation is modified, the achievement of a change of scale in the installation of grid-tied photovoltaic systems by residential customers requires the implementation of benefits provided for in the Law 27424, specifically bonus on the cost of capital, financing at a subsidized rate and additional feed-in tariff for the generated energy.

Keywords: photovoltaic solar energy, distributed generation, net billing model, self-consumption, energy storage.