

POTENCIAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES Y LA CIUDAD DE OLAVARRÍA: EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA

Verónica Córdoba¹, Gabriel Blanco², María Daniela Keesler²

¹ INTELYMEC - – Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires (UNICEN). - Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)

²Centro de Tecnologías Ambientales y Energía (cTAE) – Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires (UNICEN).

Tel. 02284-670320 e-mail: dkeesler@fio.unicen.edu.ar

RESUMEN: Este trabajo evalúa el potencial técnico, económico y de reducción de emisiones de GEI de la implementación de generación distribuida fotovoltaica en dos escalas territoriales, la provincia de Buenos Aires - excluyendo CABA – y la ciudad de Olavarría. A partir del análisis de la demanda eléctrica (dividida en los sectores residencial, comercial, industrial, público y de alumbrado público), la disponibilidad de superficie y la irradiación solar, se estimó la capacidad de cobertura de la demanda, considerando almacenamiento de la energía excedente, los costos de inversión, los beneficios económicos y las emisiones evitadas. Los resultados muestran que el potencial técnico permitiría cubrir la demanda eléctrica anual del sector residencial, comercial y público en ambas escalas. En Olavarría, la generación estimada supera la demanda total, alcanzando una cobertura del 139 %. Desde el punto de vista económico, en todos los sectores analizados, los beneficios acumulados en 20 años, considerando los ahorros por autoconsumo, superan los costos de inversión iniciales. En términos ambientales, la implementación de estos sistemas permitiría evitar más de 13 millones de toneladas de CO₂ por año en la provincia. Se concluye que la generación distribuida fotovoltaica representa una alternativa viable, rentable y ambientalmente favorable para la transición energética a nivel local y regional.

Palabras clave: generación distribuida, energía solar fotovoltaica, transición energética, potencial técnico, emisiones evitadas.

INTRODUCCIÓN

La humanidad atraviesa una crisis climática sin precedentes, impulsada por el aumento sostenido de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), en su mayor parte provenientes de la quema de combustibles fósiles (UNEP, 2023). A nivel mundial, más del 80% de la energía primaria proviene de fuentes no renovables como el petróleo, el gas natural y el carbón (IEA, 2023). Este modelo energético centralizado, intensivo en carbono, es responsable de aproximadamente tres cuartas partes de las emisiones globales de GEI (IPCC, 2023). Según el informe más reciente del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, 2023) desde la era preindustrial, la temperatura media global ha aumentado aproximadamente 1,2°C, con consecuencias severas sobre los sistemas ecológicos y humanos. En consecuencia, el sistema energético actual se encuentra en el centro del debate sobre sostenibilidad, resiliencia y justicia climática.

Argentina no es ajena a esta problemática. El país presenta una alta dependencia de los hidrocarburos: en 2022, el 86% de la energía primaria provino de fuentes fósiles (Secretaría de Energía, 2024). El sector energético es responsable de cerca del 50% de las emisiones totales de GEI, concentradas en la generación eléctrica, el transporte y la industria (SSAmb, 2024). Esta situación representa un doble



desafío: avanzar hacia una matriz energética limpia, al tiempo que se garantiza el acceso universal y equitativo a la energía, promoviendo a la vez políticas de soberanía y desarrollo económico.

La demanda eléctrica a nivel nacional ha mostrado una evolución significativa en las últimas dos décadas. Si bien hasta 2015 se registró un incremento sostenido, a partir de entonces la demanda se ha estabilizado, con algunas caídas puntuales como las observadas durante la pandemia de COVID-19 de 2020. El sector residencial es el que más ha crecido, duplicando su demanda entre 2005 y 2024, y representando en la actualidad el 47% del consumo total de energía eléctrica. Le siguen el sector comercial (27%) e industrial/grandes demandas (26%) (CMMESA, 2025).

En este contexto, la generación distribuida (GD) mediante fuentes renovables se presenta como una estrategia clave. La GD permite diversificar la matriz, reducir las pérdidas por transmisión, fomentar la participación ciudadana en la transición energética y descentralizar la producción. En Argentina, la Ley 27.424 establece el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables conectadas a la red de distribución. Si bien dicha normativa marcó un avance significativo, su implementación plena enfrenta diversos obstáculos: falta de incentivos adecuados, demoras en la reglamentación provincial, barreras tecnológicas y financieras, y escasa difusión.

Hacia fines de 2024, el régimen nacional de generación distribuida mediante energía solar fotovoltaica, contaba con 2.290 usuarios-generadores inscriptos y una capacidad instalada de casi 59 MW, equivalente al consumo anual de más de 28.000 hogares. Donde, el 80% de la potencia total instalada se distribuye entre cinco jurisdicciones, Córdoba, Buenos Aires, CABA, San Juan y Entre Ríos (Ministerio de Economía, 2024), siendo la provincia de Córdoba la que concentra el 36% de la capacidad, seguida por Buenos Aires con 630 usuarios y 12.474 kW instalados, lo que representa el 21% de la capacidad instalada. A pesar de esta situación, la provincia de Buenos Aires presenta un importante potencial no aprovechado debido a demoras regulatorias y la ausencia de incentivos específicos para usuarios residenciales y pymes. Diversos estudios y experiencias en el país han demostrado la factibilidad y los beneficios de la energía solar fotovoltaica en distintos contextos: la instalación de sistemas piloto conectados a red en entornos urbanos (Durán et al., 2018), la incorporación de generadores en establecimientos educativos que mostraron no afectar la calidad del servicio eléctrico (Agüero et al., 2016), el análisis de plantas de gran escala para mejorar la tensión en redes provinciales (Bruna y Cadena, 2015), y los sistemas autónomos implementados en zonas rurales (Bello et al., 2010). Estos antecedentes, junto con el marco actual de la Ley 27.424, refuerzan el papel de la generación distribuida fotovoltaica como herramienta estratégica para descentralizar la producción y ampliar el acceso a energías limpias.

En este trabajo se propone analizar el potencial de la generación distribuida solar fotovoltaica (FV) en la provincia de Buenos Aires, excluyendo CABA y, en particular, en la ciudad de Olavarría. A partir de un enfoque integral, se busca estimar la cobertura posible de la demanda, los costos de inversión, los ahorros esperados y las emisiones evitadas, con el fin de aportar evidencia técnica que contribuya a orientar políticas públicas locales y regionales para la transición energética sostenible.

METODOLOGÍA

Se desarrolló una metodología integral para estimar el potencial técnico, económico y de reducción de emisiones de la generación distribuida solar FV, aplicada en dos escalas territoriales, la provincia de Buenos Aires (excluyendo CABA) y la ciudad de Olavarría. La propuesta combina el análisis de demanda energética anual por sector, la estimación del recurso solar disponible, el cálculo de superficies técnicamente utilizables, y el dimensionamiento de sistemas solares FV incluyendo sistemas de almacenamiento de energía. Además, se incluyen estimaciones de inversión y ahorros en términos económicos, así como la reducción de GEI por el reemplazo de generación fósil. De esta manera, se logra brindar una visión multidimensional del impacto potencial de la generación distribuida.

Estimación de la demanda eléctrica

Los datos de demanda energética anualizados se tomaron de los informes anuales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) elaborados por CMMESA (2023). Se utilizó la clasificación de usuarios según la

Resolución 323/2023 de la Secretaría de Energía, agrupando los consumos en cinco sectores: Residencial: hogares y viviendas particulares; Comercial: comercios minoristas, servicios y oficinas; Público: usuarios no residenciales ≥ 300 kW asociados a salud, educación y administración; Alumbrado público: consumo urbano asociado a iluminación vial; Industrial: industrias medianas y grandes, clasificadas con tarifa de usuario no residencial ≥ 300 kW. Esta clasificación se utilizó para ambas escalas geográficas - provincia y ciudad - y constituye la base para los cálculos posteriores de cobertura energética y dimensionamiento del sistema.

Cálculo del potencial fotovoltaico

Se definieron dos niveles de potencial:

* Potencial teórico: irradiación solar sobre la totalidad del territorio geográfico, bajo condiciones ideales de cobertura total y conversión sin pérdidas, sin restricciones físicas, técnicas o legales.

* Potencial técnico: representa la porción del potencial teórico que podría efectivamente aprovecharse, considerando la superficie realmente disponible para instalación de paneles fotovoltaicos, determinada por restricciones urbanas, usos del suelo y limitaciones físicas. El cálculo de la superficie utilizable y los supuestos por sector se describen a continuación.

Estimación de superficie disponible

La determinación de la superficie disponible ($S_{disponible}$) para la instalación de paneles solares se realizó por sector de consumo, utilizando datos censales, relevamientos de parques industriales y encuestas comerciales según corresponda, además, se aplicaron factores de ocupación y disponibilidad adecuados a cada infraestructura. Para el sector residencial, se consideró que las instalaciones fotovoltaicas se realizarían sobre techos y azoteas, para ello se tuvieron en cuenta las diferentes tipologías de viviendas: casas, departamentos y ranchos/casillas. Se estimó la superficie promedio ponderada cubierta por tipología considerando el número de habitaciones de las viviendas (INDEC, 2022), y asignando una superficie (m^2 /unidad) obtenida mediante relevamiento de portales inmobiliarios. Posteriormente, se aplicó un factor de disponibilidad del $50 \pm 10\%$ para contemplar obstrucciones físicas y restricciones técnicas como sombreado y orientación (NREL, 2013). Dado que en las grandes ciudades comercios y viviendas suelen compartir el mismo espacio urbano, el sector comercial se integró al residencial. En consecuencia, el área calculada para el sector residencial incluye también las instalaciones necesarias para abastecer el consumo comercial. En el sector Industrial/Grandes comercios, se estimaron superficies disponibles a partir del relevamiento de parques industriales (RENPI, 2023; Parques Industriales, 2025), aplicando factores de ocupación diferenciados según tipo de uso del suelo. En el sector público, ante la falta de datos específicos de superficie, se asumió que esta guarda una relación proporcional con la superficie residencial. Esta aproximación se fundamenta en que las dependencias municipales suelen ubicarse en áreas urbanas compartidas con zonas residenciales y en la correlación existente entre las demandas energéticas de ambos sectores, lo cual permite estimar la superficie del sector público a partir de dicha relación. Alumbrado público, no se asignó superficie adicional, ya que se prevé la instalación de paneles directamente sobre luminarias existentes. Esta estimación de superficies por sector constituye la base para el dimensionamiento técnico del sistema solar FV y el análisis de cobertura energética posterior.

Irradiación efectiva sobre paneles fotovoltaicos

La irradiación efectiva sobre paneles fotovoltaicos o en el plano inclinado (I_{PI}), se calculó mediante factores correctivos aplicados a la irradiación en el plano horizontal (I_M), este valor representa la energía solar promedio diaria sobre una superficie horizontal ($kWh/m^2/día$), y fue obtenido a partir de mapas de radiación solar y datos meteorológicos históricos (Grossi et al., 2007). La Figura 1 muestra que, durante el invierno, los valores caen hasta $1,55 kWh/m^2/día$, en verano alcanzan máximos de $6,90 kWh/m^2/día$, con un promedio anual de $I_M = 4,1 \pm 1,8 kWh/m^2/día$. Si bien la irradiación varía según la latitud, estacionalidad y nubosidad, este valor es representativo a escala provincial ya que contempla dichas variaciones.

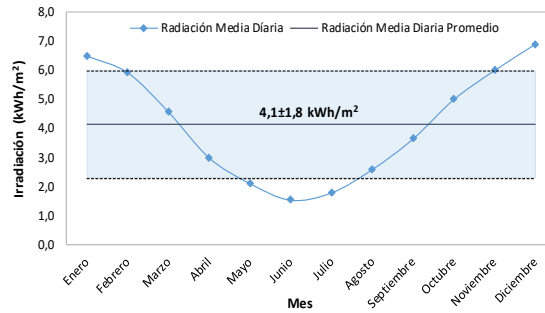


Figura 1: Irradiación media diaria. $I_M = 4,1 \pm 1,8 \text{ kWh/m}^2$.

Para estimar la irradiación en el plano inclinado (I_{PI}), se aplicaron dos factores de corrección (Ecuación 1); el factor de inclinación (F_I), obtenido de las tablas de la Guía del Recurso Solar (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019) para la provincia de Buenos Aires, tomando como referencia la ciudad de La Plata (única localidad de la provincia incluida en la fuente utilizada), con orientación óptima al norte (azimut 0°) y ángulo de inclinación igual a su latitud ($34,55^\circ$), resultando $F_I = 1,158$; y el factor de sombreado (F_S), que representa pérdidas por obstrucciones físicas, adoptándose un valor promedio de $F_S = 0,15$.

$$I_{PI} = I_M * F_I * (1 - F_S) \quad (1)$$

Esto resultó en una irradiación útil promedio de $4,07 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ para la provincia de Buenos Aires. Debido a su localización en el centro de la provincia de Buenos Aires, se consideró para Olavarría el mismo valor de irradiación promedio estimado para la provincia.

Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico

Se aplicaron dos enfoques para estimar la cantidad de paneles, según demanda energética y según superficie disponible:

* Según demanda energética, se determinó el número de paneles necesarios ($NP_{demanda}$) para cubrir el 100 % de la demanda anual de cada sector (DE_{Sector}), considerando la irradiación en plano inclinado (I_{PI}) y la potencia de los paneles (P_{panel}) disponibles comercialmente. A partir de un relevamiento del mercado, se seleccionaron paneles de potencia promedio (440 W) para los sectores residencial, comercial y público; paneles de menor potencia (280 W) para alumbrado público, considerando las restricciones de espacio, y paneles de alta potencia (610 W) para la industria y grandes comercios, optimizando la generación con menor número de paneles.

$$NP_{demanda} = \frac{DE_{Sector}}{I_{PI} * P_{panel}} \quad (2)$$

Finalmente, a partir del $NP_{demanda}$, se calcula la superficie total necesaria ($ST_{Necesaria}$) para la instalación de los paneles, teniendo en cuenta el área que ocupa un panel (A_{panel}), y un factor de ocupación (F_{oc}) que reflejar el área real necesaria para la instalación teniendo en cuenta la separación entre filas para evitar sombras (Tabla 1).

$$ST_{Necesaria} = NP_{demanda} * A_{panel} * F_{oc} \quad (3)$$

Tabla 1: $A_{ocupada}$ y F_{oc} para los paneles solares promedio y de máxima potencia.

Panel	P_{panel} (W)	A_{panel} (m ²)	Alt x Ancho (mxm)	F_{oc}
Pot _{mínima}	280	1,63	1,64x0,99	N/D (uso en luminarias)

Pot_{promedio}	440	2,19	2,03x1,08	2,216
Pot_{máxima}	610	3,11	2,38x1,30	2,229

* Por superficie disponible: se calculó el número máximo de paneles instalables en base al área útil ($S_{disponible}$) o realmente disponible para la instalación de los paneles, y el área efectiva ocupada por cada tipo de panel teniendo en cuenta el factor de ocupación (Tabla 1).

$$NP_{superficie} = \frac{S_{disponible}}{A_{panel} * F_{oc}} \quad (4)$$

Ambos enfoques fueron contrastados para determinar la viabilidad técnica y espacial de cada alternativa.

El dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento necesarios se centró en el balance energético global (energía generada vs. energía consumida), procurando generar mediante las instalaciones solares FV la totalidad de la energía demandada, almacenando el excedente diurno para su uso nocturno. No se abordaron aspectos relacionados con la potencia instantánea ni la cobertura de la demanda en tiempo real ya que se asume la disponibilidad de otras fuentes de energía que cubren dichos picos, evitando así el sobredimensionamiento de los sistemas de almacenamiento. Para ello se analizaron las curvas de carga típicas diarias de la demanda para cada mes del año y la disponibilidad diaria de radiación solar para cada mes (Figura 2).

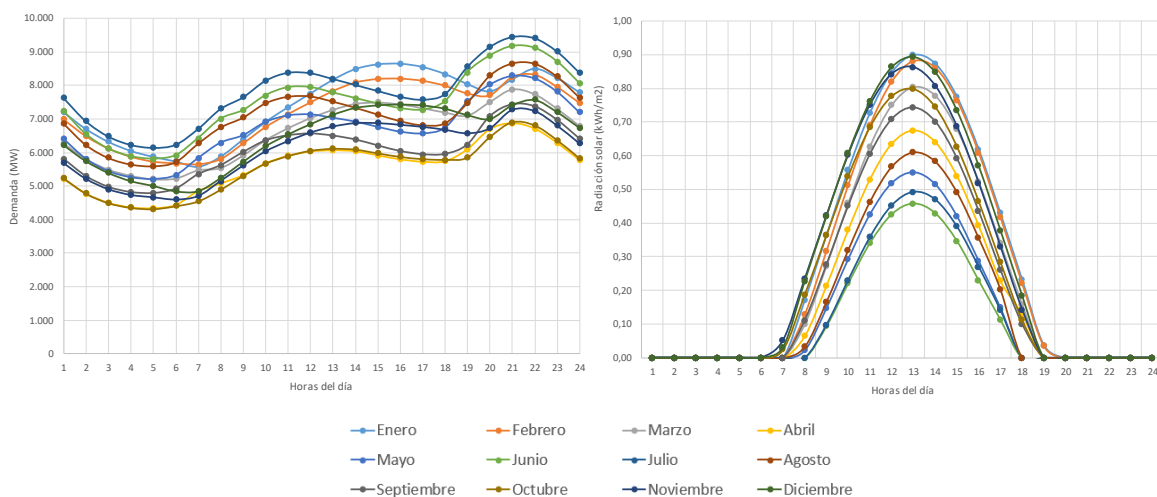


Figura 2: Curva de carga promedio mensual de la demanda en la provincia de Buenos Aires (panel izquierdo), y radiación solar horaria por mes para la provincia de Buenos Aires (panel derecho).

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2025

Análisis económico y reducción de emisiones de GEI

* Costo de inversión: Se realizó un relevamiento de precios de paneles FV disponibles en el mercado local. A partir de dicho valor (1.250 US\$/kW) y aplicando la estructura de costos propuesta por IRENA (2022), 60% equipos principales (paneles, inversores), 31% componentes secundarios y 9% mano de obra, se estimó un costo total de inversión. Se asumió una vida útil de 20 años para los equipos. Para los sistemas de almacenamiento se asumió 273 US\$/kWh de energía almacenada de costo (IRENA, 2024).

* Ahorro energético: Se estimó el ahorro acumulado en base al precio monómico promedio (70,702 USD/MWh) y la cotización del dólar de referencia (915 \$/USD). Este enfoque permite estimar el costo de la energía que se dejaría de pagar gracias a la generación fotovoltaica. Se prevé un período de ahorro proyectado cuyo lapso coincide con la vida útil del proyecto.

*El costo evitado total: se calculó considerando la relación entre el costo de inversión y el ahorro asociado a la energía eléctrica que dejaría de comprarse a la red. El “costo evitado total” se estimó bajo

el supuesto de que la energía excedente no consumida en el momento de su generación puede ser aprovechada posteriormente, mediante almacenamiento. En consecuencia, no se contabiliza la energía que, en determinados momentos del año, deberá ser cubierta con aportes de la red eléctrica, por lo cual el valor obtenido constituye una aproximación simplificada al potencial económico del sistema.

* Emisiones evitadas: Se utilizaron los factores de emisión de la red eléctrica argentina (0,2576 tCO₂/MWh) según metodología oficial de la ONU (UNFCC, s.f). Las emisiones evitadas se estimaron:

$$Emisiones\ Evitadas(tCO_2) = Energía\ Generada\ por\ los\ paneles(MWh) * FE(tCO_2/MWh) \quad (5)$$

El análisis económico y de reducción de emisiones de GEI fue también realizado para la ciudad de Olavarría, siguiendo la misma metodología.

RESULTADOS

Caracterización territorial y demanda energética

La provincia de Buenos Aires cubre una superficie de aproximadamente 307.571 km² y alberga una población estimada de 17,5 millones de habitantes (INDEC, 2022), lo que equivale a una densidad poblacional promedio de 57 hab/km². Esta densidad refleja una fuerte heterogeneidad territorial, que incluye desde áreas rurales con baja ocupación del suelo hasta regiones densamente urbanizadas del conurbano bonaerense. Esta variabilidad espacial condiciona tanto el perfil de la demanda energética como la disponibilidad de superficie para la instalación de sistemas solares. La demanda eléctrica provincial para el año 2023 se estimó en 53.298 GWh/año, distribuida por sectores (Tabla 2). El sector residencial concentra el mayor consumo (28.385 GWh/año), seguido por los sectores comercial e industrial. El alumbrado público representa una fracción menor de la demanda, pero su particularidad radica en que no requiere superficie adicional para la instalación de paneles, ya que estos pueden montarse sobre la propia infraestructura lumínica.

Tabla 2: Demanda energética, superficie y paneles necesarios por sector – Provincia de Buenos Aires

Sectores	DE_{Sector}	$ST_{Necesaria}$	$NP_{demanda}$	Potencia
	GWh/año	ha	miles de paneles	MW
Residencial	28.385	21.066	43.387	19.100
Comercial	12.108	8.986	18.507	8.147
Alumbrado público	1.112	-	2.672	748
Industrial/Grandes comercios	9.538	7.285	10.521	6.418
Sector público	2.155	1.600	3.294	1.450
Total Demanda	53.298	38.936	78.380	35.863

Fuente: La demanda se estimó a partir de los datos del MEM (CAMMESA, 2023), aplicando la clasificación por sectores de la Resolución 323/2023.

Olavarría, ubicada en el centro-oeste de la provincia, posee una superficie de 7.715 km² y una población cercana a 114.000 habitantes, con una densidad promedio de 15 hab/km². Su configuración territorial combina sectores urbanos, industriales y rurales extensos, ofreciendo condiciones favorables para el desarrollo de generación distribuida, especialmente por la mayor disponibilidad relativa de superficie en comparación con áreas más densamente pobladas. La demanda eléctrica se estimó en 322 ± 116 GWh/año, con predominancia de los sectores residencial e industrial. La Tabla 3 resume la demanda energética por sector, junto con la superficie y paneles necesarios para abastecer la demanda total.

Tabla 3: Demanda energética, superficie y paneles necesarios por sector – Ciudad de Olavarría

Sectores	DE_{Sector}	$ST_{Necesaria}$	$NP_{demanda}$	Potencia
	GWh/año	ha	miles de paneles	MW
Residencial	117±32	87±27	179±49	79±22

Comercial	65±21	48±15	99±32	44±14
Alumbrado público	11±1	-	25±3	7±1
Industrial/grandes comercios	119±61	91±47	132±67	80±41
Sector público	11±1	8±1	16±2	7±1
Total	322±116	234±87	451±153	217±78

Potencial teórico

La estimación del potencial teórico de generación fotovoltaica se basa en la disponibilidad del recurso solar sobre el total del territorio, bajo condiciones ideales de conversión y sin restricciones técnicas, legales ni de ocupación. Considerando la irradiación solar global horizontal promedio diaria $I_M = 4,14$ kWh/m²/día y la superficie total de la provincia (307.571 km²), se estimó un potencial teórico de generación eléctrica de 460.771±205.304 TWh/año. Este valor constituye un límite superior, correspondiente a una cobertura completa con paneles de alta eficiencia en condiciones óptimas. Para dimensionar la magnitud de este potencial, basta señalar que cubrir la demanda eléctrica anual actual (53,3 TWh/año) requeriría solo el 0,012% de la superficie total de la provincia. Del mismo modo, para la ciudad de Olavarría, se asumió el mismo valor de irradiación por encontrarse dentro del mismo régimen solar. Considerando una superficie total de 7.715 km², se obtuvo un potencial teórico de 11.613±5.095 TWh/año. En este caso, cubrir su demanda eléctrica estimada (322 GWh/año) requeriría apenas el 0,0028% de dicho potencial. Estos resultados destacan la magnitud del recurso solar disponible en ambas escalas y refuerzan la factibilidad energética de su aprovechamiento mediante sistemas FV distribuidos.

Potencial técnico y capacidad instalada estimada

El potencial técnico, también denominado potencial físico, representa la fracción del potencial teórico que podría efectivamente aprovecharse para la instalación de sistemas FV, considerando restricciones como usos del suelo, infraestructura disponible y factores de ocupación específicos para cada sector.

En la provincia de Buenos Aires, con base en los criterios definidos en la metodología, se estimó la superficie disponible y el número de paneles solares necesarios para cubrir la demanda por sector (Tabla 4). Cabe destacar que el sector comercial fue agrupado junto con el sector residencial en el análisis de potencial físico. Esto se debe a que la superficie disponible para comercios fue integrada en un solo bloque junto con el sector residencial, ya que ambos presentan tipologías edilicias similares y comparten condiciones de instalación comparables en la escala local.

Tabla 4: Potencial físico de generación según $S_{disponible}$ y capacidad de almacenamiento necesaria — provincia de Buenos Aires

Sector	Subsector	$S_{disponible}$	$NP_{superficie}$	Potencia fotovoltaica	Energía a generar	Potencia de almacenamiento
		ha	miles de paneles	MW	GWh/año	MW
Residencial y Comercial ¹	Casas	29.852±7.099	61.481±14.621	27.065±6.436	40.224±9.565	3.462±1.045
	Departamentos	833±208	1.716±427	755±188	1.122±280	97±29
	Ranchos/Casillas	340±95	700±195	308±89	458±127	39±12
	SubTotal	31.025±7.401	63.897±15.243	28.129±6.710	41.804±9.973	3.598±1.087
Alumbrado Público	-	-	2.672	748	1.112	96±29
Industrial/	Industrial	4.311±1.455	6.225±2.101	3.798±1.281	5.644±1.904	486±147

Grandes Comercios ²	Grandes Comercios	101±20	146±29	89±18	136±26	12±4
	SubTotal	4.412±1.475	6.371±2.130	3.887±1.300	5.776±1.931	498±150
Sector Público	-	1.651±394	3.401±811	1.497±357	2.225±531	1.925±58
Total General		37.088±9.270	76.342±18.184	34.261±8.367	50.917±12.434	4.384±1.324

¹: Según INDEC (2022), la provincia de Buenos Aires cuenta con 6.492.014 viviendas, de las cuales el 79,6 % son casas (5.166.843, 114,6±4,1 m²/casa), el 17,0 % departamentos (1.105.561; 52,9±3,2 m²/dpto) y el 2,2 % ranchos o casillas (143.902; 46,5±3,8 m²/rancho).

²: Se identificaron 240 parques industriales con 2.074 empresas y superficie media de 82,96 ha por parque, estimando que el 21,7% de dicha superficie como técnicamente utilizable para la instalación de los paneles solares. En grandes comercios (supermercados, autoservicios, centros comerciales), se contabilizaron 2.022.178 m², de los cuales se consideró que el 50 ±10 % se encuentra disponible para la instalación de los paneles

La Tabla 4 presenta una síntesis del potencial físico de generación solar FV en la provincia de Buenos Aires. El sector residencial destaca por su amplio aporte al potencial total, con más de 31.000 ha disponibles (equivalente al 0,10% del territorio provincial), lo que permitiría instalar alrededor de 64 millones de paneles y generar más de 41.800 GWh/año. Dentro de este sector, las viviendas tipo casa concentran el 96% de la superficie disponible, lo que resalta su rol estratégico en políticas de generación distribuida. En contraste, el sector industrial y los grandes comercios, si bien presentan menor superficie total (4.412 ha), ofrecen una densidad de generación superior, con un promedio de más de 1.200 paneles/ha. Esto refleja la mayor eficiencia en el uso del espacio, gracias a superficies más homogéneas y libres de obstáculos, lo que permitiría instalar los paneles de mayor potencia. Por su parte, el sector público aporta un potencial intermedio, con 1.651 ha disponibles y una generación estimada de 2.225 GWh/año. Esta contribución, aunque menor en términos absolutos, resulta relevante en términos estratégicos por su visibilidad institucional y potencial de replicabilidad.

En la ciudad de Olavarría, dada la baja densidad poblacional y la distribución urbana dispersa, la ciudad presenta una alta disponibilidad relativa de superficies para la GD, con una capacidad estimada de generación de 447±107 GWh/año. Esta cifra, basada en las superficies efectivamente disponibles para instalación, supera la demanda eléctrica local, lo que anticipa una favorable relación entre generación y consumo que se analiza en la siguiente sección.

Tabla 5: Potencial físico, energía generada y cobertura — ciudad de Olavarría

Sector	Subsector	$S_{disponible}$	$NP_{superficie}$	Potencia fotovoltaica	Energía a Generar	Potencia de almacenamiento
		ha	miles de paneles	MW	GWh/año	MW
Residencial y Comercial ¹	Casas	393,4±9,8	407±91	179±40	266±60	21±3
	Departamentos	11,7±0,8	12±3	5±1	8±2	1±0,08
	Ranchos/Casillas	1,2±0,1	1,3±0,4	0,6±0,2	0,8±0,2	0,1±0,01
	Sub-total	406,2±10,7	421±95	185±42	275±62	22±3
Alumbrado Público		-	25±3	7±1	11±1	1±0,1
Industrial/Grandes Comercios ²	Industrial	97±33	140±47	86±29	127±43	10±1
	Grandes Comercios	2±0,3	2±0	1,4±0,3	2,1±0,4	0,2±0,02
	Sub-total	99±33	143±48	87±29	129±43	10±1
Sector Público		24±1	49±1	21±1	32±1	2±0,3
Total		529±44	637±147	307±72	447±107	35±4

¹: Según INDEC (2022), la ciudad cuenta con 34.091 casas (115,2±2,9 m²/casa), 8.703 departamentos (50,6±3,5 m²/dpto) y 263 ranchos/casillas (46,5±3,8 m²).

²: Olavarría cuenta con 2 parques industriales con una superficie de 449 ha, 54 empresas instaladas (0,1 ha/empresa) y 21,7% de la superficie total, disponible para la instalación de los paneles solares. Además, la ciudad cuenta con 3,1ha de área comercial.

Relación entre demanda, capacidad instalada y cobertura

La comparación entre la energía generada potencialmente a partir de los sistemas solares FV y la demanda eléctrica anual por sector permite evaluar la capacidad de cobertura en cada caso (Figura 3). Este análisis integra los resultados del potencial técnico estimado con los requerimientos energéticos calculados para 2023. En la provincia de Buenos Aires, el sector residencial y comercial se destaca como el principal aportante de generación potencial, con 41.804 GWh/año, frente a una demanda conjunta de 40.493 GWh/año, lo que representa una cobertura del 103%. Este valor sugiere una capacidad cercana a la autosuficiencia energética, aunque condicionada por factores como eficiencia de paneles, orientación y sombreado. El alumbrado público y el sector público presentan también coberturas potenciales superiores al 100% (100% y 103%, respectivamente), en tanto que el sector industrial/grandes comercios alcanza una cobertura potencial del 61%, evidenciando limitaciones en superficie disponible para paneles solares, especialmente en industrias con techos complejos o estructuras preexistentes.

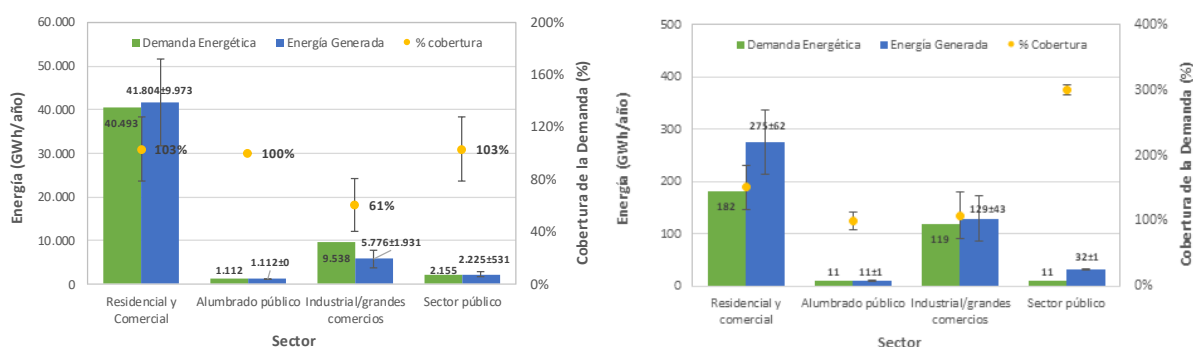


Figura 3: Comparación entre la demanda de energía eléctrica anual, la energía generada mediante sistema FV y cobertura de la demanda por sector en la provincia de Buenos Aires (izquierda) y Olavarría (derecha)

En la ciudad de Olavarría, la situación es aún más favorable. El potencial técnico estimado supera la demanda eléctrica total anual, con una cobertura promedio del 139%. El sector público destaca con una cobertura potencial superior al 300%, lo que refleja la baja demanda en relación con la superficie disponible para instalación. Los sectores residenciales/comercial e industrial/comercial también superan el 100% de cobertura potencial, lo que evidencia una alta viabilidad para la autosuficiencia energética local mediante generación distribuida. La presencia de barras de error en la generación estimada refleja la incertidumbre asociada a los factores de ocupación, eficiencia de instalación y calidad del recurso solar. Esta dispersión es más evidente en sectores con menor superficie utilizable o alta variabilidad en la infraestructura, como el sector industrial.

En términos de equipamiento, se estima que, en la provincia de Buenos Aires se necesitarían aproximadamente 78 millones de paneles para cubrir la demanda de todos los sectores, mientras que la superficie técnica disponible permitiría instalar hasta 76 ± 18 millones, lo que indica un equilibrio ajustado. En Olavarría, en cambio, se requerirían cerca de 451 mil paneles, frente a una capacidad de instalación de 637 ± 147 mil paneles, lo que confirma la holgura técnica disponible para implementar la generación distribuida en todos los sectores.

Análisis de costos

Se estimaron los costos de inversión y los beneficios económicos asociados a la generación distribuida fotovoltaica, considerando un horizonte de análisis de 20 años, análisis que se desagregó por sector y por escala territorial. Cabe señalar que el análisis se realizó bajo un enfoque de costos constantes, sin

contemplar la variabilidad temporal del valor del dinero (por ejemplo, inflación, tasa de descuento o costo de capital), ni realizar proyecciones de precios de la energía. Tampoco se incluyeron de forma explícita los costos operativos y de mantenimiento. Por lo tanto, los resultados deben interpretarse como una estimación preliminar del beneficio bruto acumulado durante el ciclo de vida útil de los sistemas.

En la provincia de Buenos Aires (Tabla 6), el sector residencial y comercial representa la mayor inversión requerida, con un costo estimado de USD 50.389 ± 12.104 millones, asociado a la elevada cantidad de paneles necesarios. Sin embargo, este sector también ofrece el mayor beneficio económico, con un ahorro total proyectado de USD 64.622 ± 15.416 millones, lo que resulta en un saldo neto positivo de USD 14.233 millones a lo largo de la vida útil del sistema. En el resto de los sectores, el retorno económico también es positivo, aunque con menor margen: el sector industrial y grandes comercios presenta un saldo neto de USD 1.967 millones, el sector público de USD 758 millones, y el alumbrado público prácticamente compensa su inversión, con un resultado neto de USD 379 millones.

Tabla 6: Costos de inversión y costos evitados

Sector	Costo de Inversión	Costo Evitado Anual	Costo Evitado Total
	millones USD	millones USD/año	millones USD*
Residencial y Comercial	50.389±12.104	3.231±771	64.622±15.416
Alumbrado público	1.340±0	86±0	1.719±0
Industrial y Grandes Comercios	6.962±2.344	446±149	8.929±2.985
Sector Público	2.682±644	172±41	3.440±821
Total	61.373±15.091	3.935±961	78.709±19.221

En la ciudad de Olavarría (Tabla 7), si bien a menor escala, los resultados replican la tendencia observada a nivel provincial. El sector residencial y comercial concentra la mayor inversión (USD 313±58 millones) y también el mayor ahorro (USD 425±96 millones), con un resultado neto de USD 112 millones. El sector industrial y el sector público también presentan saldos positivos, mientras que el alumbrado público apenas compensa su inversión. En conjunto, la ciudad podría alcanzar un ahorro total de USD 691±166 millones, frente a una inversión de USD 509±101 millones, resultando en un beneficio neto de USD 182 millones.

Tabla 7: Costos de inversión y costos evitados

Sector	Costo de Inversión	Costo Evitado Anual	Costo Evitado Total
	millones USD	millones USD/año	millones USD
Residencial y Comercial	313±58	21±5	425±96
Alumbrado público	12±1	1±0	16±2
Industrial y Grandes Comercios	147±41	10±3	200±67
Sector Público	36±1	2±0	49±1
Total	509±101	35±8	691±166

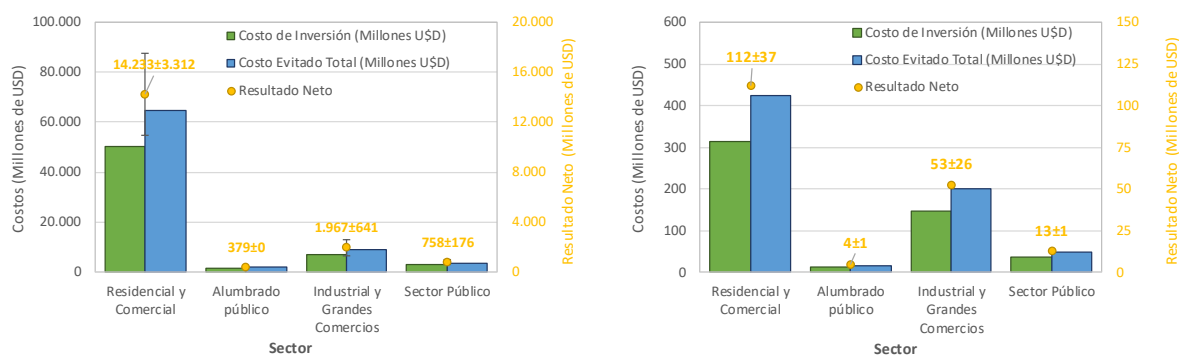


Figura 4: Comparación entre el costo de inversión inicial, el costo evitado total en 20 años y el resultado neto estimado por sector (puntos amarillos).

Evaluación de emisiones de GEI evitadas

Como parte del análisis, se estimaron las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) evitadas por la implementación de sistemas solares FV distribuidos en cada sector. El cálculo se basó en el factor de emisión de la red eléctrica nacional (0,2576 tCO₂e/MWh), adoptado según la metodología de la ONU para sistemas eléctricos (UNFCC, s.f). Donde, el potencial de mitigación de emisiones está directamente relacionado con la cantidad de energía que se podría generar a partir de fuentes renovables. En la provincia, el sector residencial y comercial representa el mayor aporte en términos absolutos, con una reducción estimada de 10.771 ± 2.569 ktCO₂e/año, seguido por el sector industrial y grandes comercios (1.488 ± 497 ktCO₂e/año) y el sector público (573 ± 137 ktCO₂e/año). El alumbrado público, por su menor escala de consumo, contribuiría con una reducción menor, cercana a 286 ktCO₂e/año.

En Olavarría, la estimación indica una reducción total de 115 ktCO₂e/año, lo que representa el 0,9% de las emisiones evitadas proyectadas para toda la provincia. En términos per cápita, Olavarría alcanza una reducción de 0,92 tCO₂e/hab/año, superior al promedio provincial de 0,75 tCO₂e/hab/año, lo que refleja su alto rendimiento relativo. El sector residencial y comercial lidera nuevamente en volumen de emisiones evitadas (71 ± 16 ktCO₂e/año), seguido por el sector industrial y grandes comercios (33 ± 11 ktCO₂e/año) y el sector público (8 ± 0 ktCO₂e/año). El aporte del alumbrado público se estima en 3 ktCO₂e/año. Estos resultados consolidan el doble beneficio ambiental de la generación distribuida solar FV: no solo permite reducir la dependencia de fuentes fósiles, sino que también contribuye de forma significativa a la mitigación del cambio climático, particularmente en ciudades intermedias como Olavarría donde el rendimiento por habitante es incluso superior al promedio provincial.

CONCLUSIONES

Este estudio evaluó el potencial técnico, económico y de reducción de emisiones de GEI de la generación distribuida solar FV en la provincia de Buenos Aires y en la ciudad de Olavarría. Los resultados muestran que el potencial teórico de generación supera ampliamente la demanda eléctrica actual en ambas escalas, mientras que el potencial técnico permitiría establecer que es posible cubrir la demanda total de los sectores residencial, comercial y público. En Olavarría, la cobertura potencial estimada supera el 130 %, confirmando su capacidad de autosuficiencia energética. En términos económicos, se estimaron inversiones totales del orden de USD 61.000 millones para la provincia y USD 509 millones para Olavarría, con beneficios netos acumulados que superan ampliamente los costos, especialmente en el sector residencial. Desde el punto de vista ambiental, la implementación de estos sistemas permitiría evitar hasta 13,1 millones de toneladas de CO₂ anuales en la provincia, y 115.000 toneladas en Olavarría, con una reducción per cápita del 21 % superior en esta última. A partir de estos resultados, se concluye que la generación distribuida solar FV representa una alternativa técnicamente viable, ambientalmente deseable y económicamente rentable para avanzar hacia una matriz energética más sostenible. La disponibilidad de superficie técnica, especialmente en el sector residencial, y la existencia de un marco regulatorio habilitante, constituyen oportunidades concretas para escalar esta tecnología. El estudio aporta evidencia cuantitativa que puede ser utilizada para priorizar intervenciones, diseñar incentivos y formular políticas públicas orientadas a una transición energética justa, resiliente y descentralizada.

FUENTES DE FINANCIAMIENTO

El presente trabajo fue realizado gracias a fondos propios de CTAE y con el apoyo de Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN).

AGRADECIMIENTOS

A FARN por el apoyo recibido y acompañamiento para realizar le presente informe.

REFERENCIAS

- Agüero, J. L., Barbera, G., Issouribehere, F., Mayer, H. G., Díaz, J., & Castro, N. (2016). Experiencias en la incorporación de energía solar fotovoltaica en establecimientos de baja tensión. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 20, 04.103–04.112. ASADES.
- Bello, C., Busso, A., Vera, L., & Cadena, C. (2010). Factores que afectan el funcionamiento de instalaciones fotovoltaicas autónomas en regiones del noreste argentino. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 14, 04.93–04.99. ASADES.
- Bruna, A., & Cadena, C. (2015). Planta fotovoltaica como estrategia de mejora del nivel de tensión de red eléctrica en Santiago del Estero. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 19, 08.49–08.59. ASADES.
- CAMMESA (2025). Estadísticas anuales 2005-2024. <https://cammesaweb.cammesa.com/?wpdmdl=49650>
- CAMMESA (2023). Informes del Mercado Eléctrico Mayorista. En CAMMESA. Recuperado de <https://portal.cammesa.com/> el 4 de julio de 2025.
- Durán, J. C., Plá, J., & Bolzi, C. (2018). Energía solar fotovoltaica. Generación distribuida conectada a red. *Ciencia e Investigación*, 68(1), 51–64. Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias.
- Grossi, G., Soria, M. A., & Aguilera, A. (2007). Atlas Solar de la República Argentina. Secretaría de Energía. Recuperado de <http://atlas.energia.gob.ar> el 4 de julio de 2025.
- IEA (2023). World Energy Outlook 2023. International Energy Agency. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> el 4 de julio de 2025.
- INDEC (2022). Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2022. En Instituto Nacional de Estadística y Censos. Recuperado de <https://www.indec.gob.ar> el 4 de julio de 2025.
- IPCC (2023). Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>
- IRENA (2022). Renewable Power Generation Costs in 2021. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. Recuperado de <https://www.irena.org> el 4 de julio de 2025.
- IRENA (2024), Renewable power generation costs in 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf
- Ministerio de Economía (2024). Generación distribuida en Argentina. Reporte Anual.2024. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/reporte_anual_2024.pdf
- NREL (2013). Estimating Rooftop Suitability for PV: A Review of Methods, Patents, and Validation Techniques J. Melius, R. Margolis, and S. <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60593.pdf>
- Parques Industriales, 2025. <https://parquesindustriales.com.ar/>
- RENPI 2023: Parques Industriales inscriptos en el RENPI (base actualizada el 29/08/2023). <https://datos.produccion.gob.ar/dataset/registro-nacional-de-parques-industriales-renpi/archivo/13c5e3df-bf43-439a-bfa5-55fa2f0ed618>
- Secretaría de Gobierno de Energía (2019). Guía del recurso solar. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf
- Secretaría de Energía (2024). Balance Energético Nacional 2022 (edición 2024). En Secretaría de Energía de la Nación. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/econom%C3%ADa/energ%C3%ADa/planeamiento-energetico/balances-energeticos> el 4 de julio de 2025.

- Secretaría de Energía (2023). Resolución 323/2023. Boletín Oficial de la República Argentina. Recuperado de <https://www.boletinoficial.gob.ar> el 4 de julio de 2025.
- SSAmb, 2024. Informe Nacional de Inventario del Primer Informe Bienal de Transparencia a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Recuperado de https://unfccc.int/sites/default/files/resource/INI%20del%20IBT1_2024.pdf
- UNEP (2023). Emissions Gap Report 2023: Broken Record – Temperatures hit new highs, yet world fails to cut emissions (en línea). United Nations Environment Programme. Recuperado de <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2023> el 4 de julio de 2025.
- UNFCCC (s.f.). Tool to calculate the emission factor for an electricity system (Version 7). United Nations Framework Convention on Climate Change. Recuperado de <https://cdm.unfccc.int> el 4 de julio de 2025

ASSESSING THE POTENTIAL OF PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION IN BUENOS AIRES PROVINCE AND THE CITY OF OLAVARRÍA: A TECHNICAL, ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL PERSPECTIVE

ABSTRACT This study assesses the technical, economic, and GHG emission reduction potential of distributed solar photovoltaic generation in Buenos Aires province (excluding CABA) and the city of Olavarría (Argentina). Based on an analysis of electricity demand (segmented into residential, commercial, industrial, public, and street lighting sectors), available rooftop and other surfaces, and solar irradiation, the study estimates demand coverage capacity, investment costs, economic savings, and avoided greenhouse gas emissions. Results show that the technical potential is sufficient to cover the annual electricity demand of the residential, commercial, and public sectors at both territorial scales. In Olavarría, the estimated potential solar PV generation exceeds total demand, reaching a 139% coverage rate. Economically, in all the sectors analysed, the accumulated benefits over 20 years, considering self-consumption savings, exceed the initial investment cost. Environmentally, the deployment of solar PV systems could prevent more than 13 million tonnes of CO₂ emissions per year across the province. The study concludes that distributed solar PV generation is a viable, cost-effective, and environmentally beneficial strategy to support the energy transition at both local and regional levels.

Keywords: distributed generation, photovoltaic solar energy, energy transition, technical potential, avoided emissions