

PROPUESTA Y ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA EN EL PARTIDO DE SAN MARTIN, PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Mayra Agustina Ramirez¹, Mariana Tamasi^{1,2,3}, Cirilo Francisco Espain⁴

¹ Escuela de Ciencia y Tecnología, Universidad Nacional de San Martín.

² Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CNEA

³ Instituto de Nanociencia y Nanotecnología (CNEA-CONICET)

⁴ Gerente Técnico USICOM SA

E-mail: mayraamirez@gmail.com

RESUMEN: Se analiza la viabilidad de crear comunidades energéticas en Argentina, en el marco de la Ley de Generación Distribuida N° 27424 y las metas nacionales de energías renovables y clima, proponiendo una comunidad energética basada en energía solar fotovoltaica. Se evalúan la normativa nacional y provincial y los desafíos de implementación, apoyándose en experiencias locales e internacionales. Se explora la posibilidad de establecer una comunidad energética en el partido industrial de San Martín, que cuenta con grandes techos en naves fabriles y ausencia de edificios altos, favoreciendo la radiación solar. Como caso de referencia, se toma a Tikvatex, empresa de la zona con 300 termotanques solares operando desde 2018. El entorno fabril facilita la creación de entidades como nuevo modelo de negocio y gestión de generación distribuida, permitiendo múltiples configuraciones que combinan diversos sectores. Se propone el desarrollo de tres industrias locales con un esquema de aportes para ilustrar la factibilidad y los retos ante la normativa vigente, destacando la posible complejidad del caso. Además de la viabilidad técnica y económica, el estudio subraya el valor social: integración, enfoque colectivo y reducción de consumo y emisiones. Las comunidades energéticas permiten a consumidores convertirse en productores, promoviendo renovables, reduciendo costos y fortaleciendo la cohesión comunitaria.

Palabras clave: energía solar, comunidades energéticas, generación distribuida, industrias.

INTRODUCCIÓN

Actualmente se observa un contexto donde existe un marco normativo, un sistema financiero alineado con prácticas sostenibles y la necesidad de una transición energética. Lo que permite comenzar a delinear un panorama para el desarrollo de estas comunidades, generando múltiples beneficios a nivel local y nacional.

Una comunidad energética (CE) es la asociación de diferentes personas o empresas, para lograr la construcción de un sistema de generación de energía para autoconsumo y venta. El mismo puede ser de diferentes fuentes de energías renovables (ER), pudiendo generar tanto energía térmica, como energía eléctrica. La conformación de la comunidad permite disminuir los costos asociados, poder generar conciencia de eficiencia energética, y disminuir o hasta eliminar la dependencia con la energía proveniente de la distribuidora, complementando con almacenamiento, y también disminuir costos por economía de escala. Además, al buscar que la generación se encuentre en zonas cercanas a la comunidad, no depende de las redes de transmisión que escasean y limitan la introducción de energías renovables. Esto genera múltiples beneficios para:

- La comunidad: conciencia energética, capacitaciones, nuevos puestos de trabajo e independencia energética.



- La generación de energía: beneficia aliviando la demanda y las redes como también generando nuevos centros de generación.
- El medio ambiente y el cambio climático: el uso de energías no contaminantes y la conciencia energética implementando medidas de eficiencia energética. La reducción de emisiones relacionadas con el consumo de energía proveniente de fuentes no renovables.

Desde la implementación de la Ley de Generación Distribuida N° 27424 en el 2018, se han instalado más de 42 MW de potencia, con 1.892 usuarios en 15 provincias del territorio nacional (Sub. Transp. y Plan. Energ., 2024). Este marco normativo permite delinear la estrategia para el desarrollo de una comunidad, desde entonces la Ley ha tenido modificaciones que benefician y aumentan la posibilidad de generar comunidades, como en el 2023 se incorporaron dentro de la misma los conceptos de Usuarios Generadores Comunitarios y Usuarios Generadores Comunitarios Virtuales en la Resolución 608/23, y durante el 2024 bajo la Resolución N° 235/24, se amplió el tope de Potencia disponible para generación distribuida (GD). Conceptos similares se habían definido anteriormente en las provincias de Santa Fe y Córdoba, y fueron la fuente de información para desarrollar un marco regulatorio común. Cabe recordar que además una de las metas impuestas en el anexo perteneciente al Decreto 986/2018 que reglamenta la Ley de GD, es lograr una potencia instalada de 1000 MW para el 2030. La provincia de Mendoza también posterior a la sanción de la Ley se adhirió y sancionó su propia Ley nro. 9084, donde enfatiza sobre la modernización del servicio de distribución de energía eléctrica y promueve una red eléctrica inteligente en la provincia (Chemes et al., 2024). Caso similar es en el caso de la provincia de Río Negro a partir de sancionar la Ley provincial 5617. Los marcos legales mencionados generan una base propicia para avanzar en iniciativas innovadoras.

Por ello, el objetivo de este estudio es analizar la viabilidad de crear comunidades energéticas en Argentina, en el marco de la Ley de GD, proponiendo un modelo de comunidad energética basada en energía solar fotovoltaica en el partido industrial de San Martín. Buscando identificar los desafíos técnicos, económicos y normativos para su implementación, para desarrollar un modelo general que pueda aplicarse en futuros proyectos relacionados con comunidades energéticas.

ELECCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS PARTICIPANTES DE LA CE

Para formar la CE se han considerado 3 empresas dentro del partido de San Martín. Se analizó el consumo anual de las empresas y a partir del espacio disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos se simuló su generación con el software PVsyst y posteriormente se evaluó el costo del sistema. Se han seleccionado las industrias de las cuales se contaba la información sobre su consumo, teniendo en cuenta que se encuentran dentro de la misma distribuidora y en un radio acotado. Aunque la normativa vigente no establece un límite de distancia, sí requiere que los participantes pertenezcan a una misma distribuidora, condición que cumplen las empresas seleccionadas, representadas en violeta en la Figura 1. Se marcó un radio de 2 km partiendo de una ellas, para mostrar la cantidad de hogares e industrias que se encuentran dentro de ese rango. Si bien la legislación nacional actual no hace hincapié en rangos de proximidad, en la experiencia internacional en algunos de los ejemplos presentados se considera relevante.

Para este análisis no se ahondó en el tipo de industria ni en la eficiencia energética, que son temas en los que se recomienda profundizar en caso de decidir avanzar con la propuesta del proyecto.

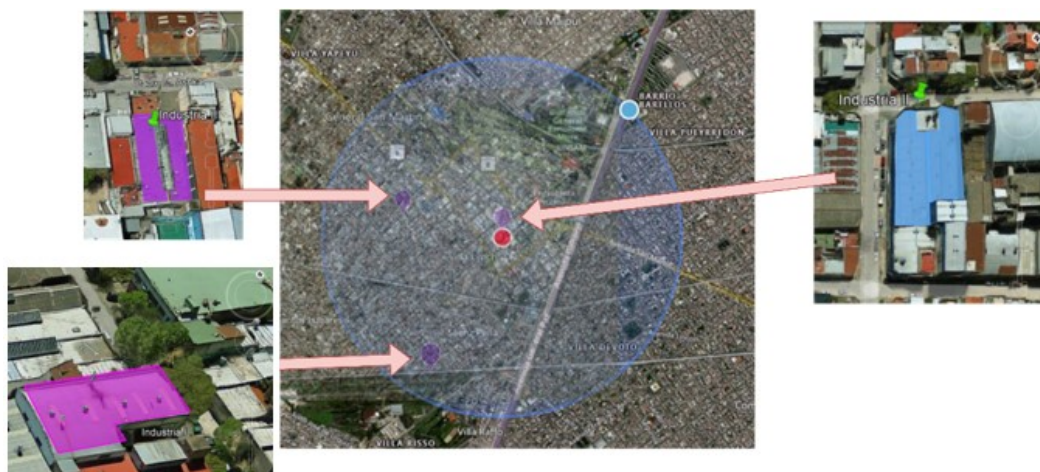


Figura 1. Ubicación de las empresas seleccionadas en el partido de San Martín.

ANÁLISIS DE NECESIDADES, GENERACIÓN Y UBICACIONES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El enfoque se centró en los consumos eléctricos mensuales entre marzo 2022 a marzo 2023, para las 3 empresas, analizando el tipo de tarifa según su consumo, la potencia contratada y registrada, considerando los horarios, según la clasificación horaria (Tabla 1) y cuándo mejor podría aprovecharse la radiación solar para generar y consumir la energía.

Tabla 1: Clasificación horaria de consumo según cuadro tarifario

Clasificación	Horario
VALLE	23 a 5 hs
RESTO	5 a 18 hs
PICO	18 a 23 hs

A nivel general las industrias tienen su consumo de lunes a viernes, mediodía los sábados y en promedio más del 90% del consumo está concentrado en la franja horaria de 5 a 18 hs (Resto), coincidiendo con el período donde se dispone de radiación solar, pudiendo generar ahorros significativos a la hora de producir su energía a través de paneles fotovoltaicos.

A la hora de realizar las estimaciones en el software, se consideró también para el horario de producción ajustar el horario en el programa debido al huso horario de Argentina, para estimar la producción solar. Estableciendo el horario solar de 8 a 18 hs, y no de 7 a 19 hs como viene preestablecido en el diagrama solar, ajustando de esta manera la suposición solar a lo largo del día y el año. Para todas las simulaciones realizadas en el software se descartaron las orientaciones menos favorables y a la vez se buscó definir sistemas que permitan maximizar la generación durante las horas de mayor producción (alrededor del mediodía) teniendo siempre como objetivo maximizar la generación de energía total y minimizar los costos. Con las características de cada caso se simuló en PVsyst el sistema que podía llegar a instalarse en cada techo. En la Tabla 2 se resumen las características mencionadas en los párrafos anteriores para cada Industria (denominadas Industria I, II y III), el sistema FV, sus consumos y el sistema propuesto.

Tabla 2: Características de las industrias y sistema FV.

CARACTERÍSTICAS	INDUSTRIA I	INDUSTRIA II	INDUSTRIA III
Categoría	T2	T3	T3
Potencia Contratada	40 kW	200 kW	115kW
Potencia promedio	104 kW	296 kW.	93kW
Consumo EE Total	242 MWh/año	718 MWh/año	197 MWh/año
Área disponible	325 m ²	1170 m ²	520 m ²
Área paneles	271 m ²	465 m ²	380 m ²
Inversores	2	2	3
Paneles	105	180	147
Producción del sistema	85.000 kWh/año	137.000 kWh/año	122.000 kWh/año
Consumo / generación FV	35%	19%	62%
Capacidad instalada	58 kWp	100 kWp	82 kWp

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LA COMUNIDAD ENERGÉTICA PROPUESTA

Dado el contexto legislativo y tecnológico actual se propone establecer una CE entre las industrias participantes, se considera el supuesto de que la Ley, hoy limitada obligatoriamente a grandes usuarios, aplicaría también a usuarios generales, con el fin de alcanzar el objetivo del 20 % de consumo cubierto por ER. Según lo que muestra la Tabla 3.2, una de las industrias no lograría completar su 20%, por la disponibilidad de techo y su consumo. Una situación que puede presentarse en diferentes ocasiones, ya que en estas zonas industriales la disponibilidad de superficie techada aprovechable para instalar paneles está limitada. Es en este punto donde radica la justificación de la asociación de industrias para lograr el objetivo propuesto.

Basándonos en la definición de Usuario Comunitario Virtual (UGCv) que permitiría a partir de la declaración del grupo perteneciente a la comunidad a la distribuidora, inyectar lo generado y repartirlo en el porcentaje definido y declarado (Chemes, 2024). Por otra parte, al distribuir la generación total de los sistemas instalados en cada industria, habría un sobrante de energía que podría incluir a un nuevo participante o inversor (denominado Consumidor X). Para este caso, situación frecuente que a pesar de tener la disposición de generar su energía con ER no disponen de techo o su orientación o edificación hace poco propicio la instalación de paneles FV. Existen numerosas combinaciones posibles para conformar una comunidad. Podría darse el caso inverso de aportar techo y disponibilidad solar, y no capital, o la necesidad de una instalación sobredimensionada para realizar *peak shaving* o reducción de picos de la demanda, buscando incluir otros actores, pero no son los casos analizados. En esta propuesta existe un sobrante de energía y no es necesario complementarlo con otro usuario-generador.

Para este análisis el perfil de este nuevo socio podría ser una industria con características de consumo similares a las industrias I y III. También podrían participar edificaciones de carácter gubernamental o municipal. Dentro del radio considerado existen diversos tipos de construcciones, como la Universidad de San Martín, que podrían sumarse a este tipo de iniciativas. También viviendas o un conjunto de viviendas, pero para todo ello implicaría una categoría de segmentación tarifaria diferente, que no es el objetivo de este trabajo. El esquema de facturación propuesto es el más simple, ya que no incluye diferenciación de precios ni considera las particularidades de los distintos usuarios. Se aplica la misma categoría para la energía consumida como inyectada (T3 – Baja tensión), basada en las bandas de consumo, sin distinción entre los usuarios. Además, en esta categoría, el Valor Agregado de Distribución (VAD) se encuentra mayormente vinculado a la potencia contratada, lo que podría facilitar la adopción de GD, ya que la distribuidora no perdería ingresos por la energía renovable generada.

La meta de lograr el 20% con ER es inmediata porque debería cumplirse según lo estipulado a fin del año 2025, es por ello mirando a futuro, se plantea y analiza además un objetivo complementario: el abastecimiento del 25% de la energía consumida para las Industrias I, II y III. Se propone, para el desarrollo de esta comunidad, la implementación del sistema de UGCv, que operan mediante equipos con medición y monitoreo en tiempo real, permitiendo realizar un cálculo dinámico entre las curvas de consumo y generación, facilitando una distribución equitativa de los beneficios entre los participantes. El funcionamiento de la comunidad se ilustra en la Figura 1. En este sistema, a partir de la generación

total de los sistemas FV registrados a nombre de la comunidad, se inyecta energía a la red, y la distribuidora analiza mensualmente las curvas de consumo individual de los participantes y la curva de generación total, información acumulada y disponible en tiempo real. Posteriormente, distribuye la energía según los porcentajes previamente pactados entre los participantes de la comunidad y declarados ante el organismo correspondiente. Los medidores inteligentes permiten registrar los consumos individuales, y por el otro lado los medidores bidireccionales permiten registrar la energía inyectada a la red. Además, la distribuidora ajusta estas curvas para generar la compensación correspondiente y aplica, un sistema combinado de balance neto de facturación y balance neto de energía para determinar los costos del servicio correspondiente al período de medición considerado en cada facturación.

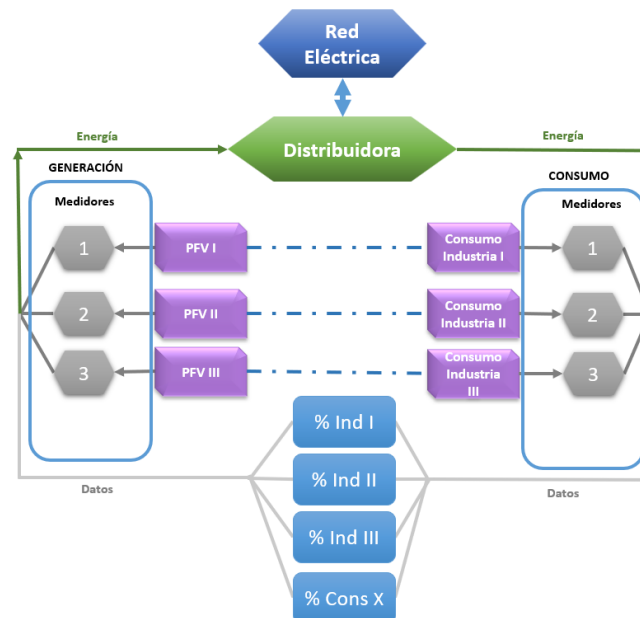


Figura 2: Dinámica de funcionamiento de Comunidad virtual.

De esta manera se busca que, la energía consumida en horarios de producción solar se compense con la energía generada. El consumo que no sea compensado se facturará de forma habitual, como también en caso de haber sobrante, como podría ser durante los fines de semana, los kWh inyectados y no consumidos se pagarán según el balance neto de facturación. Considerando que en general, las industrias operan cinco días a la semana y medio día los sábados, esto representa aproximadamente 5,5 días de funcionamiento sobre un total de 7 días semanales. Bajo este régimen, se estima que el 78 % de la energía generada será para autoabastecimiento a lo largo del año, mientras que el 22 % restante corresponderá a excedentes que serán inyectados a la red. Esto correspondería sobre el porcentaje de participación de cada integrante, que en los casos evaluados corresponde al 20 % y 25 %.

En total la comunidad presenta una potencia total de 0,2 MW, abarcando 3 techos industriales. Es interesante considerar la escalabilidad que presentan este tipo de proyectos, a la hora de tener en cuenta la totalidad del parque industrial de la zona y las diferentes oportunidades que pueden surgir. Se hace por ello a continuación una primera evaluación para dar una idea macro de las diferentes combinaciones y potencialidades de las comunidades energéticas en la zona.

Caso 1: Abastecimiento del 20% con ER

En este caso las Industrias aportantes de los techos deberían cubrir el 20% de su consumo. En la Tabla 3. se puede ver cómo la producción de energía FV instalada en la Industria II no cubriría el 20% del total de su energía anual como plantea la Ley. Dado que pertenece a la comunidad ese porcentaje sería abastecido con la generación de las demás instalaciones FV. Al distribuir la generación total de los parques en los porcentajes mencionados, habría un sobrante que sería utilizado por el Consumidor X como participante inversor.

Tabla 3: Comunidad cubriendo 20% del total del consumo energético.

Comunidad con 20%	Producción solar individual (kWh/año)	Consumo total de energía (kWh/año)	Consumo 20% de energía (kWh/año)	Diferencia (kWh)
Ind I	85.000	242.000	48.400	36.600
Ind II	137.000	718.000	143.600	-6.600
Ind III	122.000	197.000	39.400	82.600
Totales	344.000	1.157.000	231.400	112.600

En la comunidad propuesta se distribuirán los pagos de los parques según el consumo necesario para cubrir el 20% de su energía total a partir de renovables y habría un sobrante para un consumidor X de más de 113 MWh anuales.

A partir de la propuesta de la comunidad y la distribución de la producción de un 20% para cada industria, los porcentajes de cada una de ellas sobre el total de la energía generada en el parque varían, de manera que los costos sobre la instalación asociada a cada industria también. Además, se consideró una disminución del costo del sistema fotovoltaico en el precio al considerar la compra en conjunto. De esta manera la inversión inicial necesaria por las industrias disminuye, sumado a que se agregaría un cuarto participante que aportaría capital. Por otra parte, las industrias I y III tendrían una inversión mucho menor y necesaria para cubrir el 20%. La industria II es la que en mayor inversión incurriría debido al consumo asociado a la misma, ya que su disponibilidad de techo no le alcanza para cubrir el porcentaje asociado a su consumo (Tabla 4).

Tabla 4.: Participación con 20% en comunidad.

Comunidad con 20%	Consumo total de energía (kWh/año)	Producción individual (kWh/año)	Consumo de ER (kWh/año)	Consumo ER/ Producción total (kWh/año)
Ind I	242.000	85.000	48.000	14%
Ind II	718.000	137.000	144.000	42%
Ind III	197.000	122.000	39.000	11%
Consumidor X	-	-	113000	33%
Totales	1.157.401	344.000	344.000	100%

Con la distribución de porcentajes sobre el total propuesto en la Tabla 4, se puede ver que el Consumidor X podría ser una industria sin disponibilidad en su techo, por ejemplo, de consumo similar a la industria I/III. Lo que permitiría más participantes de esta comunidad, que podrían solo aportar capital y aun así obtener un beneficio en su factura eléctrica.

Caso 2: Abastecimiento del 25% con ER

Viendo la disponibilidad de energía y el sobrante significativo para sumar a esta comunidad, si bien existen varias combinaciones posibles se analiza un segundo escenario. A partir del análisis realizado para el 20%, puede ser más ambiciosa la propuesta y que las industrias participantes cubran un 25% de su consumo total de energía con renovables, a partir de la disponibilidad de techos de las tres y los consumos asociados a cada una. De esta manera lo dimensionado en los techos puede cubrir el 25%, y al mismo tiempo tener un restante para sumar otro participante en la comunidad. Nuevamente podría ser una industria que no tengan disponibilidad de techo, que le interese ingresar en la participación (Tabla 5).

Tabla 5: Participación del 25% en comunidad.

Comunidad con 25%	Consumo total de energía (kWh/año)	Producción individual (kWh/año)	Consumo de ER (kWh/año)	Consumo ER/ Producción total (kWh/año)
Ind I	242.000	85.000	60.500	18%
Ind II	718.000	137.000	180.000	52%
Ind III	197.000	122.000	50.000	15%
Consumidor X	-	-	53.500	16%
Totales	1.157.401	344.000	344.000	100%

Como se mencionó anteriormente, la propuesta de esta comunidad se basa en el repago con una combinación de Balance Neto de Facturación y Balance Neto de Energía. Al final del periodo de facturación la distribuidora obtendrá curvas de Energía Consumida y de Generación Distribuida inyectada colaborativa total y realizará las curvas para la facturación, según la cuota parte pactada entre los miembros.

Por medio de la integración de ambas curvas, se obtendrán los datos de energía virtual destinada a consumo de red, autoconsumo e inyección, necesarios para la facturación (Prov. Santa Fe, 2021). De esta manera para el análisis económico, la energía eléctrica destinada a autoconsumo es equivalente al costo evitado del precio de energía más los impuestos porque se asume que son kWh que no se consumieron, es decir, la tarifa del servicio eléctrico correspondiente a la cantidad de energía que dejó de tomarse de la red (Balance de energía Neto). Además, la inyección de energía de la comunidad (22%) que se inyecta a la red cuando no hay consumo, es reconocida por la Distribuidora a su Precio Mayorista de Energía (Balance neto de Facturación).

Las reglas que definan a la comunidad serán los pactos que permitirán su correcto desarrollo y desenvolvimiento a lo largo de la vida útil del proyecto común. Por ejemplo, existen diferentes acuerdos que podrían generar vínculos duraderos y constructivos, detallados algunos a continuación. Los factores de repartición de la comunidad, en este caso establecidos en un 25 %, podrían modificarse, ya que no necesariamente deben permanecer estáticos; de acuerdo con diversas experiencias, dichos factores pueden modificarse periódicamente, por ejemplo, en intervalos anuales. También, se podrían establecer acuerdos de prioridades según las necesidades de cada industria, si alguna de ellas entrara en parada técnica o mantenimiento planificado, podrían coordinarse para una nueva forma de distribución de la generación de las instalaciones FV. Si bien los porcentajes acordados entre los participantes son fijos (en este caso del 25%), otra opción sería dar prioridad de despacho a la hora de consumir la energía. Por ejemplo, si una industria consume más energía por la mañana o sabe que en ciertos días de la semana consume más por el tipo de proceso asociado, puede tener esa consideración y priorizar la repartición de energía, pero que al final del año se cumpla con los porcentajes establecidos del 25% de la generación total de la comunidad. Se puede ver una simulación realizada con el PVSyst y a partir de un medidor inteligente instalado (Figura 3) que muestra cómo una de las industrias podría acceder cada día al porcentaje de generación total del sistema fotovoltaico, con el fin de compensar su consumo mediante fuentes de ER. Además, se puede ver claramente cómo el consumo coincide con la generación debido a los horarios de trabajo y disponibilidad de radiación solar, demostrando lo beneficioso de este tipo de proyectos para las industrias.

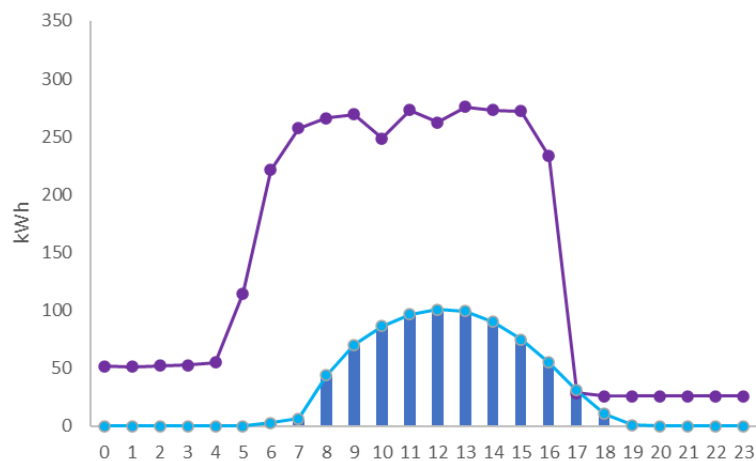


Figura 3: Consumo diario Industria II (violeta) y generación FV 25% (azul) a partir de simulación realizada con PVsyst y medidor inteligente instalado.

Otro beneficio común y que podría significar un ahorro económico, es tener un mismo servicio de mantenimiento para toda la comunidad (considerado en la evaluación económica realizada más adelante) y capacitaciones en materia de eficiencia energética y uso racional de la energía, como es el caso de una de las empresas analizadas, no tiene contratada correctamente la potencia, y se consideró el aumento de la misma para poder instalar el parque FV simulado, lo cual demuestra la necesidad de capacitaciones en términos de consumo y uso de energía para el aprovechamiento máximo de renovables y aplicar eficiencia energética.

En este tipo de asociación ya se pueden ver dos beneficios, como el ahorro por comprar en cantidad, 436 módulos, y por otro lado el ahorro en el mantenimiento. Por lo cual disminuyen el CAPEX y el OPEX al realizar el análisis en su conjunto y no de manera individual. Sumado a esto, dadas las características geográficas de la zona, la posibilidad de un parque común se ve limitada por los espacios disponibles, pensar la comunidad en varios techos, pero con un mismo fin común son elementos por considerar para aprovechar en los polos industriales y edificaciones que pueden verse más limitados a la hora de pensar en un parque con la potencia necesaria para abastecer los requisitos industriales.

La experiencia en el análisis de redes sociotécnicas aporta lecciones que pueden aplicarse a la construcción de comunidades energéticas con múltiples actores. Se destaca la necesidad de establecer acuerdos claros desde el principio sobre objetivos, plazos y prioridades, considerando la multiplicidad de actores que pueden participar en una comunidad, que a la vez le agregan valor y aportan a los desafíos que conllevan este tipo de desarrollos. Los proyectos multidisciplinarios integran ciclos de revisión y aprendizaje colectivo, fomentando la transferencia de conocimientos entre técnicos, académicos y miembros de la comunidad (Padawer y Ramírez, 2021). En un entorno diverso, fomentar la interacción iterativa y el aprendizaje continuo puede fortalecer la colaboración y el desarrollo de estas comunidades. En este sentido, al iniciar este tipo de proyectos se recomienda incorporar herramientas metodológicas como diagnósticos participativos, mapeos de actores y talleres de co-diseño, que permitan identificar roles, intereses y capacidades dentro de la comunidad, favoreciendo la toma de decisiones colectivas y la equidad en la distribución de beneficios. El mapeo de los participantes contribuye a definir mejor los roles y a construir consensos en torno a objetivos comunes. Estas herramientas no solo fortalecen la planificación social y técnica del proyecto, sino que también garantizan su sostenibilidad y apropiación comunitaria a largo plazo. Por ejemplo, talleres periódicos y revisiones colectivas pueden optimizar el diseño y operación de los sistemas energéticos. Estos son algunos de los aspectos claves de pensar en comunidad y no en proyectos individuales.

Desde el lado ambiental, según el Primer Informe Bienal de Transparencia de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (IBT), las emisiones asociadas a la demanda industrial de electricidad (MWh), basadas en los datos de CAMMESA equivalen a 0,273 tCO₂/MWh (Sub. Amb., 2024). Por lo que la conformación de la comunidad propuesta, a partir de la instalación de los diferentes sistemas fotovoltaicos, representa un ahorro en emisiones de 2136 tCO₂

durante toda la vida útil del proyecto. Esta reducción se calcula considerando la generación efectiva de energía, incluidas las pérdidas asociadas al rendimiento de los paneles, y se debe al reemplazo del consumo esperado convencional por la energía proveniente de la generación solar.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para la evaluación económica de la comunidad se tomó de referencia el escenario más desafiante, optando por cubrir el 25% con EERR de las industrias participantes. Se consideraron para la operación y mantenimiento (OPEX) unos 7 USD/kW por año (IRENA, 2024), para la inversión individual y el precio se redujo a 3 USD/kW para la evaluación comunitaria. Se detallan en la Tabla 6 todas las variables tenidas en cuenta para las evaluaciones individuales y comunitarias, las tarifas son a octubre de 2024 (ENRE, 2024) y un dólar a ARS1300.

Tabla 6: Variables tenidas en cuenta para el repago de los proyectos.

Tarifa venta energía	0,059 USD/kWh
Tarifa de electricidad inicial T3	0,058 USD/kWh
OPEX Individual	7 USD/MWh
OPEX Comunitario	3 USD/MWh
Tasa de descuento: 5 %	

Se partió de la inversión inicial como la suma de las inversiones individuales, considerando un costo estimado de 1000 USD/kW para cada instalación, siendo un valor conservador. En el esquema comunitario propuesto, este valor se redujo a aproximadamente 800 USD/kW. Para la evaluación con los nuevos CAPEX se asumió además un ahorro de algo más del 50 % sobre la operación y mantenimiento suponiendo que, al ser una comunidad, con acuerdos preestablecidos, permitirá lograr estos ahorros. La evaluación económica brinda nuevamente VAN positivo y una tasa interna de retorno atractiva (Tabla 7).

Tabla 7: Evaluación económica ind. Vs comunitaria.

	Ind I	Ind II	Ind III	Comunidad
Porcentaje de energía	35%	19%	62%	25%
CAPEX (USD)	- 58.000	- 100.000	- 82.000	- 192.000
VAN (USD)	13.223	25.321	27.716	158.504
TIR	7%	8%	8%	13%
Repago	10 años	10 años	10 años	7 años

Acceder a financiación es clave para que las industrias puedan hacer más eficientes sus consumos e implementar ER, como es en este caso, financiar proyectos de energías renovables. Las posibilidades de financiación y el impulso por parte de la banca resultan una herramienta clave para posibilitar el financiamiento a la hora de desarrollar las propuestas de mejora, facilitando el acceso a nuevas tecnologías y/o asesoramiento.

Otra evaluación económica realizada para la comunidad fue el Costo Nivelado de Energía (LCOE por sus siglas en inglés (Levelized Cost of Energy)) para realizar una comparación de la competitividad y rentabilidad a lo largo del periodo analizado. Es una medida relevante a la hora de invertir en energías renovables, y puede ser útil para evaluar el costo de la generación FV para la GD. Se realiza a partir de la fórmula simplificada graficada en la Ecuación 1.

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Costo total durante la vida útil del proyecto}}{\text{Generación total en la vida útil del proyecto}} \quad (1)$$

Además, el resultado obtenido es comparado con el precio monómico de CAMMESA. El cual representa el costo medio de la energía en el mercado eléctrico mayorista (MEM), el mismo varía con los precios estacionales, ya que depende del consumo de combustibles, sumado a la disponibilidad de recursos y otras variables. A la fecha el mismo se encuentra en 0,07 USD/kWh (CAMMESA, 2024). El precio obtenido del LCOE para la comunidad propuesta fue de 0,03 USD/kWh, siendo un valor por debajo del

50 % del cual se vende la energía en el MEM. Al estar por debajo del precio monómico, habla de la viabilidad y rentabilidad del proyecto y sirve de referencia para comparar con otro tipo de proyectos e inversiones en energía.

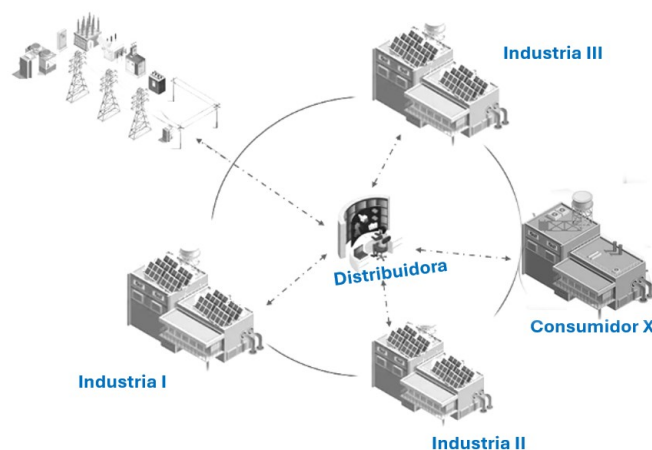


Figura 4. Sistema eléctrico con aporte comunitario.

En la Figura 4 se muestra cómo funcionaría la comunidad y el papel de la distribuidora. Uno de los grandes desafíos de este nuevo modelo es el rol de las distribuidoras, clave para lo desarrollado en este trabajo y para que no se vean afectadas ni reticentes a la GD. En particular uno de los principales ingresos de estas y que permite la operación y mantenimiento de las redes, es el VAD, que está conformado por los costos económicos, de operación y mantenimiento de las redes, los gastos asociados a la comercialización, y su valor depende de la tarifa según el segmento y está ligado al consumo, es decir dentro de los costos fijos y variables de los usuarios. Existen alternativas de manera que se vuelvan actores participativos en las comunidades energéticas. Como en el modelo propuesto el VAD para usuarios generales categorizados como T2 y T3 se encuentra en más de un 90% en la contratación de potencia, no afectaría significativamente su recaudación, pero es algo a tener en cuenta cuando se quieren incluir usuarios generales residenciales, ya que el VAD en estas categorías se encuentra mayormente en los costos variables. Garantizar el ingreso y participación de las distribuidoras, es crucial para poder desarrollar el modelo propuesto.

CONCLUSIONES

En este trabajo se demostró con un grupo homogéneo que es factible formar una comunidad. Sería enriquecedor integrar distintos tipos de estructuras con usos y funciones diferenciales, cada uno con perfiles horarios de consumo eléctrico variados, en el marco de comunidades energéticas basadas en el autoconsumo compartido, lo que permitiría optimizar el uso de la energía generada. A mayor heterogeneidad de las comunidades, mayor puede ser la optimización del consumo generado a partir de GD.

En diferentes aspectos, Argentina cuenta con los elementos necesarios para conformar las CE, pero no están del todo alineadas y configuradas para su máximo aprovechamiento, como los medidores inteligentes, el concepto de generador comunitario virtual y la Ley de GD. Desde lo económico, se demostró que al valor de las tarifas actuales y las proyecciones realizadas el proyecto se repaga y es económicamente rentable. Si bien no presenta grandes diferencias frente a la inversión total, sí permite acceder con montos menores a energías renovables, que podrían disminuir aún más con la escalabilidad del proyecto.

Para este análisis no se trabajó en el tipo de industria ni en la eficiencia energética, que son temas en los que se recomienda profundizar en caso de decidir avanzar con la propuesta de proyecto. Además, el valor de las tarifas que se abonen en el Balance Neto de Energía y Facturación es crucial en el análisis realizado para la amortización. Como se mencionó, no es la ecuación económica lo que genera valor en estas comunidades, sino la posibilidad de integración. Se deben ponderar beneficios en reducción de emisiones, pérdidas en la red de distribución, incremento en la capacidad de la red y ahorro de

combustible en la generación. También los beneficios que otorga a la comunidad la capacitación en temas ambientales, eficiencia energética y uso racional de la energía.

El éxito de las comunidades energéticas dependerá de factores sociales, vínculos que se generen, incentivos y beneficios que se visualicen. Existen muchas combinaciones posibles para los pactos acordados, por ejemplo en función de la potencia contratada, el porcentaje de participación en los costes de la instalación o en la comunidad de propietarios. Su desarrollo demandará el desafío de “traducción” entre equipos universitarios, técnicos y prosumidores, siendo necesarias capacitaciones. La integración de herramientas tecnológicas accesibles, la negociación de objetivos, el diseño adaptativo y la creación de espacios colaborativos garantizarán proyectos inclusivos y sostenibles. Aunque no es un proyecto sencillo por la diversidad de actores y la falta de normativa asociada, la experiencia internacional demuestra que son viables y una alternativa clave para la transformación energética y el cumplimiento de las metas climáticas.

REFERENCIAS

- Chemes, J. (2024). III Jornadas de investigación y extensión. Universidad Nacional de Río Negro. Bariloche, Argentina.
- Chemes, J., Garrido, S., Aguiar, D. S., Rullo, P. (2024). Comunidades energéticas en Argentina: Relevamiento de normativas y proyectos. *Avances en Energía y Medio Ambiente*, 28, 369–380. ISSN 2796-8111.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). (2024). Resolución ENRE N° 697/2024. Aprobación de tarifas vigentes a partir del 1 de octubre de 2024. Boletín Oficial de la República Argentina.
- IRENA. (2024). Renewable power generation costs in 2023. International Renewable Energy Agency. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf
- Padawer, A., Ramirez, M. A. (2021). Redes sociotécnicas para la agricultura familiar en Misiones Argentina: análisis de un proceso de co-diseño de objetos térmicos en ingeniería. *Ucronías* (4). <https://doi.org/10.5281/zenodo.5809513>
- Provincia de Santa Fe. (2021). Decreto 1098/2020 - Programa ERA Colaborativo.
- PVsystem SA. (2023). PVsystem (Versión 7.4.7). <https://www.pvsyst.com>
- Subsecretaría de Ambiente. (2024). Primer Informe Bienal de Transparencia de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Recuperado el 5/5/2024 de <https://unfccc.int/documents/645001>.

PROPOSAL AND FEASIBILITY STUDY OF AN ENERGY COMMUNITY IN THE SAN MARTÍN DISTRICT, PROVINCE OF BUENOS AIRES

ABSTRACT: This paper analyses the feasibility of establishing energy communities (ECs) in Argentina, considering national and provincial regulations, implementation challenges, and lessons from local and international experiences. It focuses on the industrial district of San Martín, where large industrial roofs and the absence of high-rise buildings create favourable conditions for solar energy use. The study emphasises the potential of ECs as both a clean energy solution and a new business and governance model for distributed generation, adaptable to different sectoral combinations. As a case study, a framework involving three local industries with shared contributions is proposed, representing one of the more challenging scenarios under current regulations. Photovoltaic generation was selected, and its technical and economic viability was assessed based on electricity consumption patterns, available installation space, and industrial locations. The results show the project to be profitable and feasible, with scope for improvement through scalability and various financing options. Beyond financial returns, the initiative’s main value lies in fostering social integration, encouraging collective action, and reducing both energy consumption and greenhouse gas emissions. By enabling consumers to become producers, this type of project promotes the adoption of renewable energy, lowers costs, and fosters community cohesion.

Keywords: solar energy, energy communities, distributed generation, industries.