



Intercambios de energía entre empresas: un modelo de economía circular aplicado a Argentina

Estudiante: Lic. Esteban Benetti

Legajo: 36474

Director: Dr. Gabriel Frontons

Tesis de Doctorado presentada para acceder al título de Doctor en Economía Circular y Producción Sustentable

FORMULARIO DE AUTORIZACIÓN PARA LA PUBLICACIÓN DE OBRAS EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL DE LA UFLO UNIVERSIDAD

RIUFLO - *Repositorio Institucional de la Universidad de Flores* - fue creado para gestionar y mantener una plataforma digital de acceso libre y abierto para la difusión de la creación intelectual de la Universidad de Flores.

El autor cede a la Universidad de forma gratuita pero no exclusiva, los derechos de reproducción, de distribución y de comunicación pública de su obra, a través del **RIUFLO**. Por lo tanto, la Universidad adopta para los ítems allí depositados la Licencia Creative Commons atribución - no comercial 4-0 internacional que siempre requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría. De solicitar otras limitaciones, el autor podrá detallarlas en forma expresa o a través de la elección de otro modelo de Licencia.

Autorizo la publicación de la obra en el RIUFLO:

A partir del día de la fecha de aprobación del TFI 25/08/2026

Lugar y fecha: Rosario, 25/08/2026

Firma y aclaración del autor:



Esteban Benetti - DNI: 41.287.582

Agradecimientos

A todas las personas que me acompañaron durante este recorrido, especialmente a:

- toda mi familia.
- al director de tesis
- al equipo de EIyS S.A.
- la red universitaria RUICI, es especial, a UCEL.
- profesores, compañeros de cursado y autoridades del doctorado.

Resumen

La presente tesis propone la construcción de un modelo representativo basado en los principios de la economía circular aplicado a las transacciones económicas del intercambio de energía en entornos empresariales. En el contexto de la transición energética global, el modelo busca optimizar el uso de los recursos energéticos a través de la autogeneración, el aprovechamiento de energías renovables y la reducción de residuos energéticos mediante la simbiosis industrial. La investigación se centra en los nuevos escenarios de desregulación del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina y la posibilidad de transaccionar energía en el Mercado a Término (MaT) como en el Mercado *Spot*.

Se profundiza en la importancia de la cogeneración, una tecnología clave que permite un aprovechamiento más eficiente de los recursos energéticos, y su sinergia con energías renovables, como la solar, en un esquema distribuido de gestión de energía. El combustible utilizado para la energía térmica es el gas natural, considerado un combustible de transición energética, clave en Vaca Muerta – Cuenca Neuquina, el cual garantiza una fuente de energía firme sin la necesidad de almacenamiento en baterías, mientras optimiza la eficiencia mediante la cogeneración de electricidad y calor. La segunda tecnología de generación planteada es la fotovoltaica: una planta solar que aporta energía renovable. Se desarrolla un modelo de cálculo que evalúa los flujos energéticos, que incluye el impacto de la autogeneración y la venta de excedentes en la transacción económica tanto en el MaT como en el *Spot*.

A lo largo de este trabajo, se evalúa la viabilidad regulatoria, económica y ambiental de estos sistemas de intercambio energético, abordando el marco teórico en una primera instancia, y un conjunto de escenarios de simulación que permitan proyectar los beneficios esperados en términos de eficiencia energética, reducción de emisiones y disminución de costos operativos, en una segunda instancia. Se utilizan datos de consumo energético y producción térmica y renovable para alimentar al modelo, con el fin de estimar los potenciales ahorros en términos de energía, emisiones y costos. Asimismo, se integra un análisis del marco regulatorio vigente tanto a nivel nacional como internacional, considerando los aspectos regulatorios que podrían influir en la implementación de estos sistemas energéticos en Argentina.

Los resultados esperados sugieren que la adopción de este modelo permite una mayor eficiencia en la gestión de los recursos, como así también contribuye a una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, el análisis económico realizado muestra una disminución de los costos energéticos para entornos empresariales, lo que refuerza la viabilidad del modelo propuesto desde una perspectiva económica. Esta tesis aporta un modelo representativo, en un cambio hacia sistemas de producción más sostenibles y resilientes frente a la crisis energética y climática global.

Abstract

This thesis proposes the construction of a representative model based on the principles of the circular economy applied to economic transactions of energy exchange in business environments. In the context of the global energy transition, the model seeks to optimize the use of energy resources through self-generation, the use of renewable energies, and the reduction of energy waste through industrial symbiosis. The research focuses on the new deregulation scenarios of the Argentine Wholesale Electricity Market and the possibility of trading energy in both the Forward Market (MaT) and the Spot Market.

It delves into the importance of cogeneration, a key technology that allows for more efficient use of energy resources, and its synergy with renewable energies, such as solar, in a distributed energy management scheme. The fuel used for thermal energy is natural gas, considered an energy transition fuel, key in Vaca Muerta – Neuquén Basin, which guarantees a firm energy source without the need for battery storage, while optimizing efficiency through the cogeneration of electricity and heat. The second generation technology considered is photovoltaics: a solar plant that provides renewable energy. A calculation model is developed to evaluate energy flows, including the impact of self-generation and the sale of surplus energy on the economic transaction in both the metered and spot markets.

Throughout this work, the regulatory, economic, and environmental viability of these energy exchange systems is assessed. The theoretical framework is addressed first, followed by a set of simulation scenarios to project the expected benefits in terms of energy efficiency, emissions reduction, and lower operating costs. Energy consumption and thermal and renewable production data are used to feed the model, in order to estimate potential savings in terms of energy, emissions, and costs. An analysis of the current regulatory framework at both the national and international levels is also included, considering the regulatory aspects that could influence the implementation of these energy systems in Argentina.

The expected results suggest that adopting this model allows for greater efficiency in resource management, as well as contributing to a reduction in greenhouse gas emissions. Furthermore, the economic analysis shows a decrease in energy costs for business environments, reinforcing the viability of the proposed model from an

economic perspective. This thesis provides a representative model for the shift towards more sustainable and resilient production systems in the face of the global energy and climate crisis.

Índice General

	Pág.
Resumen	7
Abstract.....	9
Índice de cuadros.....	13
Índice de gráficos.....	14
Índice de ilustraciones.....	15
 PRIMERA PARTE: MARCO TEÓRICO Y REGULATORIO PARA ECONOMÍA CIRCULAR ENERGÉTICA.....	 17
1. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	18
1.1. Justificación del tema.....	18
1.2. Planteamiento del problema.....	20
1.3. Objetivos.....	31
1.4. Hipótesis.....	31
2. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	32
2.1. Teoría de la economía circular.....	32
2.2. Teoría de la simbiosis y ecología industrial.....	37
2.3. Teoría de redes y Modelos de cooperación interempresarial.....	45
2.4. Teoría del desarrollo sustentable.....	48
2.5. Teoría económica aplicada a temas de energía.....	52
2.6. Gestión energética y sostenibilidad.....	66
2.7. Economía circular energética.....	68
2.8. Sistemas de Cogeneración.....	69
2.9. Sistemas de generación distribuida - renovable.....	72
2.10. Intercambios de energías en parques industriales.....	74
2.11. Impacto ambiental y económico.....	82
3. MARCO REGULATORIO.....	86
3.1. Introducción.....	86
3.2. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).....	89
3.3. Los Procedimientos de CAMMESA: Operación Autogenerador y Cogenerador.....	84
3.4. Nuevas Reglamentaciones.....	102
 SEGUNDA PARTE: APLICACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS ENERGÉTICOS EN ENTORNOS EMPRESARIALES.....	 111
4. METODOLOGÍA.....	112
4.1. Enfoque metodológico.....	112
4.2. Herramientas de cálculos.....	114
4.3. Datos para el modelo.....	122
5. MODELO, APLICACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	124
5.1. Descripción del modelo.....	124
5.2. Modelización del sistema.....	125

5.3. Resultados – análisis económico.....	130
6. VIABILIDAD AMBIENTAL Y ANÁLISIS DE RIESGOS EN EL MODELO PROPUESTO.....	157
6.1. Evaluación de beneficios ambientales y reducción de huella de carbono.....	157
6.2. Análisis de riesgos regulatorios.....	158
7. REFLEXIONES FINALES.....	162
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	166

Índice de cuadros

	Pág.
1. Emisiones globales de CO ₂ de combustibles fósiles y procesos industriales (2011–2024).....	18
2. Demanda por tipo de usuario (en MWh) en Argentina – año 2022.....	25
3. Demanda por tipo de usuario (en MWh) en Argentina – año 2023.....	26
4. Demanda por tipo de usuario (en MWh) en Argentina – año 2024.....	26
5. Demanda por tipo de usuario (en MWh) en Argentina – año 2025.....	26
6. Participación por tipo de usuario y variación interanual (en MWh) en Argentina – años 2024 y 2025.....	26
7. Generación (en MWh) y participación por tipo de tecnología y mercado de destino en Argentina a partir de la Resol SE 400/2025 – Diciembre 2025.....	28
8. Aspectos ambientales de la simbiosis en Kalundborg.....	42
9. Datos Matriz energética primaria – Argentina año 2023.....	53
10. Datos Matriz generación eléctrica – Argentina año 2023.....	54
11. Evolución de cargos CC y CA para GUH con contratos de energía renovable en el período 2017-2030.....	94
12. Evolución del descuento en reserva de potencia para GUH con contratos de energía renovable en el período 2017-2030.....	94
13. Precios Spot CAMMESA. Serie mensual 2024-2025.....	129
14. Tarifa 6M32 EPESF. Serie mensual 2024-2025.....	130
15. Valores físicos mensuales de demanda empresa 1 sin autogeneración. Años 2024 y 2025.....	131
16. Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 1 sin autogeneración. Años 2024 y 2025.....	132
17. Valorización económica mensual Peaje empresa 1 sin autogeneración. Años 2024 y 2025.....	133
18. Costo promedio monómico resultante empresa 1 sin autogeneración. Años 2024 – 2025.....	134
19. Valores físicos mensuales de demanda empresa 1 con autogeneración térmica. Años 2024 y 2025.....	135
20. Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 1 con autogeneración térmica. Años 2024 y 2025.....	136
21. Valorización económica mensual costo empresa 1 autogeneración térmica. Años 2024 y 2025.....	137
22. Valorización económica mensual venta MaT empresa 1 autogeneración térmica. Años 2024 y 2025.....	137
23. Valorización económica mensual Peaje empresa 1 con autogeneración térmica. Años 2024 y 2025.....	138
24. Costo promedio monómico resultante empresa 1 con autogeneración térmica. Años 2024 – 2025.....	139
25. Valores físicos mensuales de demanda empresa 2 sin autogeneración. Años 2024 y 2025.....	140
26. Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 2 sin autogeneración. Años 2024 y 2025.....	141
27. Valorización económica mensual Peaje empresa 2 sin autogeneración. Años 2024 y 2025.....	142
28. Costo promedio monómico resultante empresa 2 sin autogeneración. Años 2024 – 2025.....	143
29. Valores físicos mensuales de demanda empresa 2 con autogeneración	

renovable. Años 2024 y 2025.....	144
30. Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 2 con autogeneración renovable. Años 2024 y 2025.....	145
31. Valorización económica mensual costo empresa 2 autogeneración renovable. Años 2024 y 2025.....	146
32. Valorización económica mensual venta MaT empresa 2 con autogeneración renovable. Años 2024 y 2025.....	146
33. Valorización económica mensual Peaje empresa 2 con autogeneración renovable. Años 2024 y 2025.....	147
34. Costo promedio monómico resultante empresa 2 con autogeneración renovable. Años 2024 – 2025.....	148
35. Valores físicos mensuales de demanda empresa 3 sin contratos MaT. Años 2024 y 2025.....	149
36. Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 3 sin contratos MaT. Años 2024 y 2025.....	150
37. Valorización económica mensual Peaje empresa 3 sin contratos MaT. Años 2024 y 2025.....	151
38. Costo promedio monómico resultante empresa 3 sin contratos MaT. Años 2024 – 2025.....	152
39. Valores físicos mensuales de demanda empresa 3 con contratos MaT. Años 2024 y 20225.....	152
40. Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 3 con contratos MaT. Años 2024 y 2025.....	153
41. Valorización económica mensual compra MaT empresa 3 contratos MaT. Años 2024 y 2025.....	154
42. Valorización económica mensual Peaje empresa 3 con contratos MaT. Años 2024 y 2025.....	155
43. Costo promedio monómico resultante empresa 3 con contratos MaT. Años 2024 - 2025.....	156
44. Consolidado de resultados expuestos en el capítulo 5.....	162

Índice de gráficos

	Pág.
1. Distribución de GEI por sectores. Argentina año 2022.....	21
2. Evolución de los GEI. Argentina 1990 – 2022 (en MtCO ₂ e).....	21
3. Evolución GEI sector Energía. Argentina 1990 – 2022 (en MtCO ₂ e).....	22
4. Evolución GEI sector Procesos Industriales. Argentina 1990 – 2022 (en MtCO ₂ e).....	23
5. Evolución GEI sector Agricultura y Ganadería. Argentina 1990 – 2022 (en MtCO ₂ e).....	23
6. Evolución de la anomalía de la temperatura media global (1880–2025).....	24
7. Tasa de uso de materiales circulares en la UE 2020.....	35
8. Tasa de uso de materiales circulares en la UE 2022.....	36
9. Costo y beneficio marginal privado.....	60
10. Costos y beneficios marginales sociales – Externalidades.....	62

Índice de ilustraciones

	Pág.
1. Flujos de materiales en sistemas circulares e interfaces con sistemas naturales.....	32
2. Esquema economía circular.....	33
3. Esquema del metabolismo industrial (sistema productivo como ecosistema)..	38
4. Flujos de materiales en el ecosistema industrial de Kalundborg.....	41
5. Tipologías de simbiosis industrial energética.....	43
6. Red de cooperación interempresarial con intercambios energéticos.....	44
7. Red de colaboración interempresarial con nodos de distinta centralidad.....	46
8. Parámetros estructurales de redes y su relación con la eficiencia relacional.....	47
9. Espacio seguro y justo para la humanidad: integración entre límites planetarios y fundamentos sociales.....	49
10. Modelo de tablero de gestión energética.....	67
11. Cogeneración a vapor.....	71
12. Cogeneración a gas natural.....	72
13. Generación distribuida.....	73
14. Esquemas de intercambio de energía en parques industriales.....	77
15. Cantidad de parques industriales por provincia.....	81
16. Cadena de valor energía eléctrica.....	88
17. Mercado eléctrico.....	88
18. Esquema de cogeneración y flujo de energía entre procesos productivos y el MEM.....	91
19. Autogeneradores y condiciones de participación en el MEM.....	92
20. Comparación entre GUH que optan y que no optan por contratos en el MATER (contratos de energía renovable).....	95
21. Documentación requerida para la habilitación como agente del MEM.....	96
22. Etapas del procedimiento de acceso a la capacidad de transporte.....	96
23. Esquema de transacciones de un autogenerador con el MEM.....	99
24. Conceptos de facturación por compras de energía y potencia en el MEM antes de la resolución 400/2025.....	100
25. Esquema de remuneración por potencia y energía para autogeneradores.....	100

PRIMERA PARTE: MARCO TEORICO Y REGULATORIO PARA ECONOMÍA CIRCULAR ENERGÉTICA

En esta primera parte se presentan los fundamentos para esta investigación, acompañado de los argumentos teóricos y regulatorios, que resultan claves en la interacción entre economía circular, energía y simbiosis industrial. Constituye el núcleo teórico e institucional de la investigación.

El primer capítulo desarrolla los fundamentos de la investigación, comenzando con una introducción específica que anticipa sus contenidos. En este capítulo se establecen las bases problemáticas del estudio mediante la justificación del tema, donde se argumenta el abordar la economía circular energética en contextos empresariales. Seguidamente, se presenta el planteamiento del problema, en el cual se delimitan las preguntas de investigación y las tensiones centrales que guían el trabajo. Este desarrollo se complementa con la formulación de los objetivos, tanto generales como específicos, y la explicitación de la hipótesis que orienta el análisis empírico.

El segundo capítulo se aboca al desarrollo del marco teórico y conceptual. En este apartado se integran diversas corrientes teóricas que sustentan la investigación, comenzando por la teoría de la economía circular como paradigma central. A ello se suman los aportes de la simbiosis industrial y la ecología industrial, que permiten conceptualizar los intercambios de recursos entre empresas. La teoría de redes sobre cooperación interempresarial aporta una perspectiva relacional para comprender las dinámicas de intercambio energético, mientras que la teoría del desarrollo sustentable introduce una visión normativa orientada al equilibrio entre crecimiento económico, equidad social y protección ambiental. Asimismo, se incorporan conceptos vinculados a la gestión energética y la sostenibilidad, la cogeneración, los sistemas de energía distribuida y renovable, y los mecanismos de intercambio energético en parques industriales. Finalmente, se desarrollan métricas específicas para la evaluación del impacto económico y ambiental, fundamentales para el análisis posterior.

El tercer capítulo completa esta primera parte mediante el abordaje del marco regulatorio, iniciando con una introducción que sitúa al lector de esta tesis en el contexto normativo de referencia. En este capítulo se examinan tanto las regulaciones internacionales como las disposiciones locales que inciden sobre los intercambios energéticos. Se analiza en profundidad el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, junto con las tendencias recientes hacia la desregulación del sistema energético. Asimismo, se estudian los procedimientos operativos establecidos por CAMMESA, particularmente en lo relativo a la operación de autogeneradores y cogeneradores, lo cual resulta clave para evaluar la factibilidad institucional del modelo propuesto.

1. Fundamentos de la investigación

1.1. Justificación del tema

La necesidad de repensar el uso y aprovechamiento de los recursos energéticos es un tema central en la transición hacia modelos productivos más sostenibles y resilientes. El sector energético global enfrenta desafíos considerables, incluyendo el agotamiento de recursos fósiles, la creciente demanda de energía y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Según la Agencia Internacional de Energía (2021), como puede observarse en el cuadro 1, las emisiones globales de CO₂ relacionadas con la energía alcanzaron 36.3 gigatoneladas en 2021, lo que subraya la urgencia de adoptar prácticas más sostenibles.

Cuadro N°1: Emisiones globales de CO₂ de combustibles fósiles y procesos industriales (2011–2024)

Año	Emisiones globales de CO ₂ (Gt)	Cambio aproximado interanual
2011	34,9	—
2015	36,2	+0,4 Gt desde 2011
2019	37,8	+1,6 Gt desde 2015
2020	35,9	–1,9 Gt (pandemia)*
2021	36,3	+0,4 Gt
2022	36,8	+0,5 Gt
2023	37,4	+0,6 Gt
2024	37,8	+0,4–0,5 Gt

* La caída en 2020 se asoció principalmente con contracción económica y restricciones por la pandemia de COVID-19.

Fuentes: IEA Global Energy Review 2025 y estimaciones estadísticas globales para emisiones; Worldometer emisiones globales por año.

La economía circular ha emergido como un paradigma que busca romper con el modelo tradicional lineal de “extraer, producir, consumir y desechar”, proponiendo en su lugar un ciclo cerrado donde los recursos se reutilizan, reciclan y valorizan a lo largo de toda la cadena productiva (Stahel, 2016). Este enfoque es particularmente relevante para el sector energético.

En el contexto empresarial, el aprovechamiento eficiente de los flujos energéticos y el intercambio de productos asociados entre industrias se presentan como una oportunidad para reducir el consumo energético total, minimizar los residuos y generar sinergias que mejoren la competitividad de las empresas. La implementación de un modelo de economía circular energética, que promueva la simbiosis industrial mediante el intercambio de energía térmica, vapor y subproductos energéticos, se alinea con los objetivos globales de sostenibilidad y descarbonización.

El análisis de la cogeneración, que permite la producción simultánea de electricidad y calor, es clave para mejorar la eficiencia energética y reducir las pérdidas, lo que es especialmente relevante en industrias con altos requerimientos térmicos. El uso de gas natural como combustible de transición, además, ofrece una ventaja comparativa en términos de sostenibilidad, al ser un recurso más limpio que otros combustibles fósiles y permitir la generación de energía firme, es decir, constante y confiable, sin la necesidad de grandes sistemas de almacenamiento, como baterías (IRENA, 2020). Este tipo de energía es esencial para garantizar la continuidad operativa de procesos industriales que no pueden depender exclusivamente de fuentes intermitentes como la energía solar o eólica.

En el caso de entornos empresariales, la creación de redes energéticas integradas donde se combine la cogeneración con fuentes renovables como la solar, y donde los subproductos de una industria puedan ser aprovechados por otra, puede ser un factor clave para optimizar el uso de recursos. Este enfoque, conocido como simbiosis industrial, demostró en casos exitosos como el Parque Industrial de Kalundborg, Dinamarca, que la integración de flujos energéticos y materiales entre industrias no solo reduce el impacto ambiental, sino que también genera ahorros económicos significativos (Chertow, 2007).

La elección de este tema también se justifica en función de los compromisos internacionales adquiridos por diversos países, incluido Argentina, en el marco del Acuerdo de París y la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. El Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7) propone garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, y la adopción de modelos circulares en la producción energética puede ser una de las vías más efectivas para alcanzar esta meta (United Nations, 2015). En este sentido, esta tesis busca aportar al debate académico sobre la economía circular y la gestión energética, y también ofrecer soluciones que contribuyan a la baja de emisiones de carbono de las industrias y al cumplimiento de los objetivos globales de sostenibilidad.

Finalmente, la relevancia de esta investigación radica en su potencial aplicabilidad tanto a nivel nacional como internacional. En nuestro país, el contexto de la transición energética y la reciente legislación sobre promoción de energías renovables y eficiencia energética (Ley N.º 27.191) abre oportunidades para la implementación de modelos de cogeneración y sistemas energéticos distribuidos en parques industriales. Sin embargo, los desafíos regulatorios y las barreras técnicas que aún persisten requieren un análisis detallado para identificar las mejores prácticas y los incentivos necesarios para la adopción de estos modelos. Más del 60% de la matriz energética argentina depende de fuentes fósiles (Secretaría de Energía, 2023), a pesar de los programas RenovAr y la Ley 27.424 de generación distribuida.

A nivel global, la transición hacia la economía circular ha ganado impulso como parte de las políticas para mitigar el cambio climático y promover la sostenibilidad. La Unión Europea, por ejemplo, ha implementado el Plan de Acción para la Economía Circular, que establece estrategias para mejorar la eficiencia de los recursos y fomentar la reutilización y el reciclaje (European Commission, 2020). Este plan busca reducir los residuos y promover una economía más verde y competitiva.

En América Latina, la situación es diversa. Países como Brasil y Chile han adoptado políticas para impulsar la economía circular en sus industrias, aunque el avance varía significativamente entre regiones. En Argentina, el enfoque hacia la sostenibilidad está emergiendo, con iniciativas recientes para promover el uso eficiente de los recursos y reducir la huella ecológica de las industrias (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021). Sin embargo, aún existe una brecha significativa en la implementación de políticas a nivel industrial.

La implementación de prácticas de economía circular energética ofrece numerosas oportunidades, pero también presenta desafíos significativos. Entre las oportunidades se encuentran la reducción de costos operativos mediante la optimización del uso de recursos y la minimización de residuos, así como la mejora de la competitividad empresarial a través de la adopción de prácticas sostenibles (EMF, 2021). No obstante, la implementación de estas prácticas enfrenta varios desafíos. La falta de infraestructura adecuada para el intercambio energético y la necesidad de inversión inicial en equipamiento (no solo para autogeneración, sino también de medición, conexión, etc.) son obstáculos importantes. Además, las barreras regulatorias y la falta de incentivos pueden limitar la adopción de prácticas sostenibles en algunos sectores (European Commission, 2020).

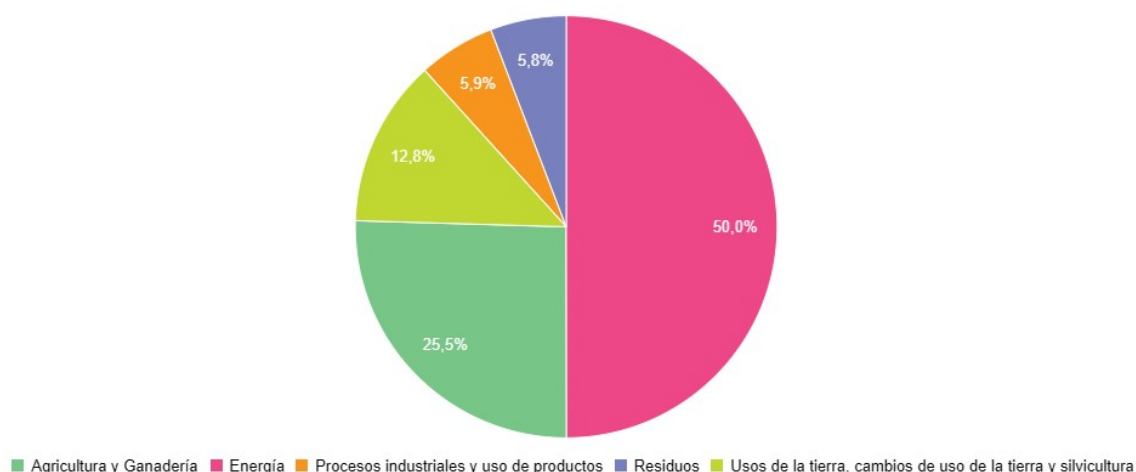
Los parques ecoindustriales (PEI) han demostrado ser laboratorios reales de aplicación de principios de circularidad, en particular en lo relativo al uso compartido de energía, agua y materiales. Según el Banco Mundial (2021), más del 55% de los PEI en el mundo se han establecido desde el año 2001, con una tasa de crecimiento anual superior al 5% en países no pertenecientes a la OCDE, lo que refleja una tendencia clara hacia la integración de modelos de SI en contextos emergentes.

1.2. Planteamiento del problema

El cambio climático constituye uno de los principales desafíos estructurales del siglo XXI, con implicancias profundas sobre los sistemas productivos, energéticos y ambientales. En el caso argentino, si bien el país presenta una contribución relativamente baja en términos de emisiones globales, la dinámica interna de generación de gases de efecto invernadero (GEI), su vínculo con el sistema energético y los impactos observables en variables climáticas evidencian la necesidad de repensar los modelos de producción y consumo energético bajo un enfoque de sostenibilidad.

En términos de emisiones, Argentina cuenta con un sistema institucional de medición a través del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), desarrollado conforme a las metodologías del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC). Este inventario permite cuantificar periódicamente las emisiones provenientes de las distintas actividades humanas, incluyendo energía, procesos industriales, agricultura, cambio de uso del suelo y residuos (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2022).

Gráfico N°1: Distribución de GEI por sectores. Argentina año 2022



Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y Monitoreo de Medidas de Mitigación

La evidencia empírica muestra en el gráfico 1 que el sector energético constituye uno de los principales determinantes de las emisiones nacionales. Las emisiones de GEI en Argentina están fuertemente asociadas al consumo de combustibles fósiles (gas natural, petróleo y derivados), utilizados tanto en la generación eléctrica como en el transporte y los procesos industriales. Este patrón responde a una estructura energética históricamente intensiva en carbono, donde la expansión de la demanda energética acompaña el crecimiento económico sin una desacople significativo en términos de intensidad de emisiones.

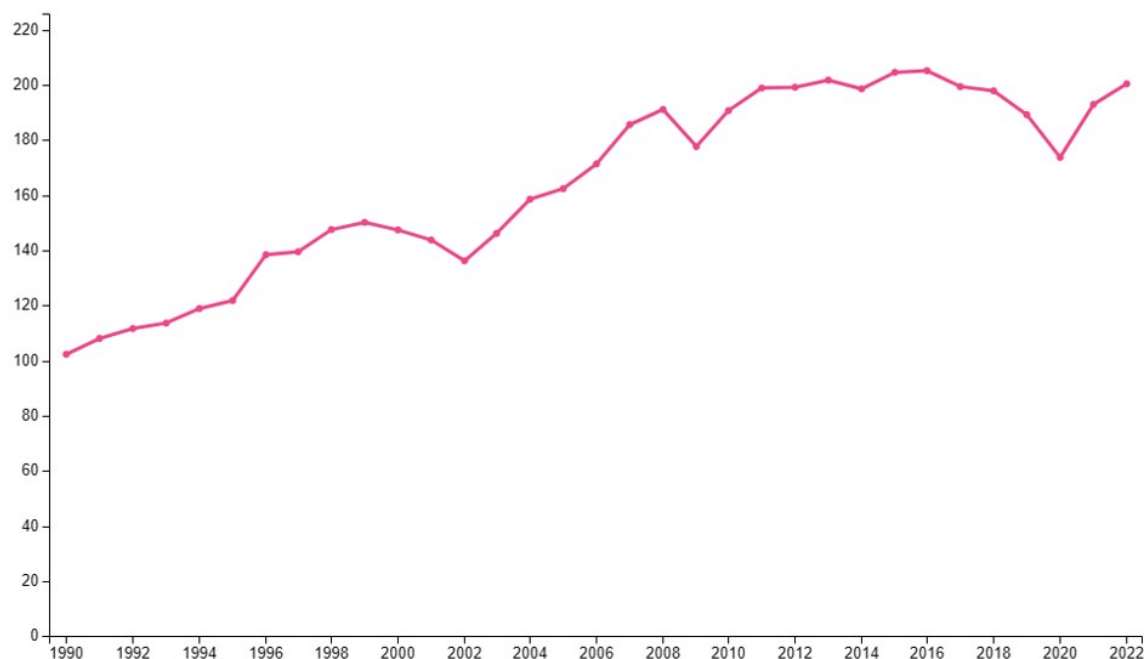
Gráfico N°2: Evolución de los GEI. Argentina 1990 – 2022 (en MtCO2e)



Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y Monitoreo de Medidas de Mitigación

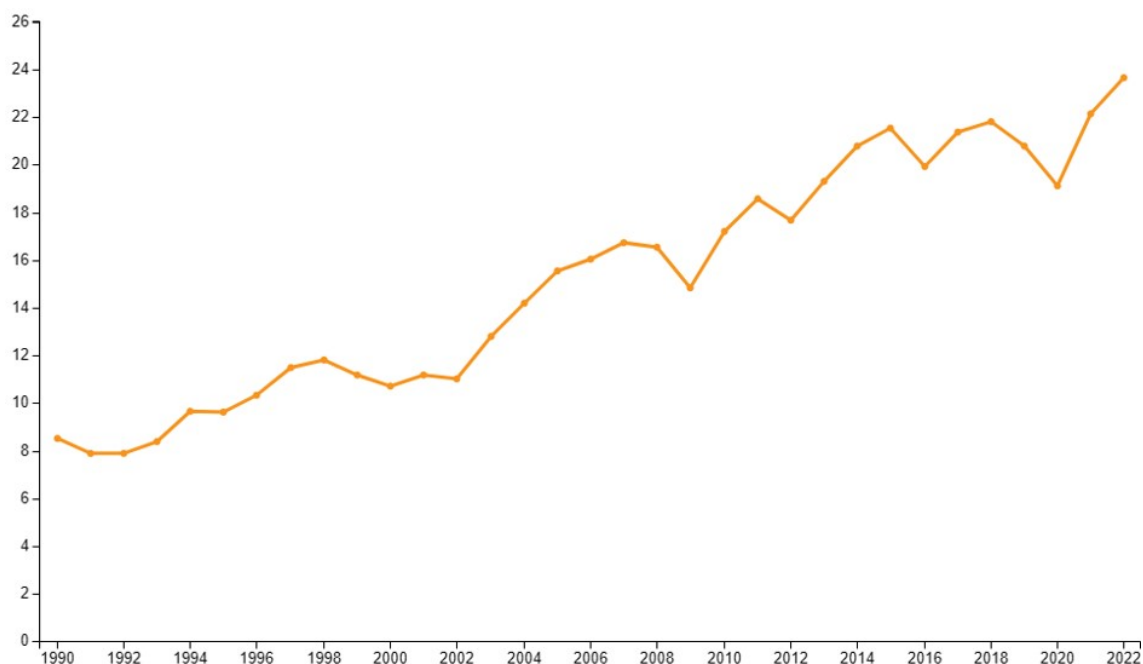
A nivel agregado, los inventarios nacionales muestran que las emisiones totales de GEI en Argentina han mantenido una tendencia creciente en el largo plazo, con fluctuaciones asociadas a ciclos económicos y variaciones en el uso del suelo como se observada en los gráfico 2, 3 y 4. Estudios basados en inventarios de alta resolución evidencian que las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O han aumentado sostenidamente desde mediados de la década de 1990 hasta al menos 2020, reflejando la persistencia de patrones productivos intensivos en carbono (Pulíafto et al., 2021), algo que se refleja en la evolución de los sectores más intensivos como energía, industria y agricultura/ganadería.

Gráfico N°3: Evolución GEI sector Energía. Argentina 1990 – 2022 (en MtCO₂e)



Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y Monitoreo de Medidas de Mitigación

Gráfico N°4: Evolución GEI sector Procesos Industriales. Argentina 1990 – 2022 (en MtCO₂e)



Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y Monitoreo de Medidas de Mitigación

Gráfico N°5: Evolución GEI sector Agricultura y Ganadería. Argentina 1990 – 2022 (en MtCO₂e)

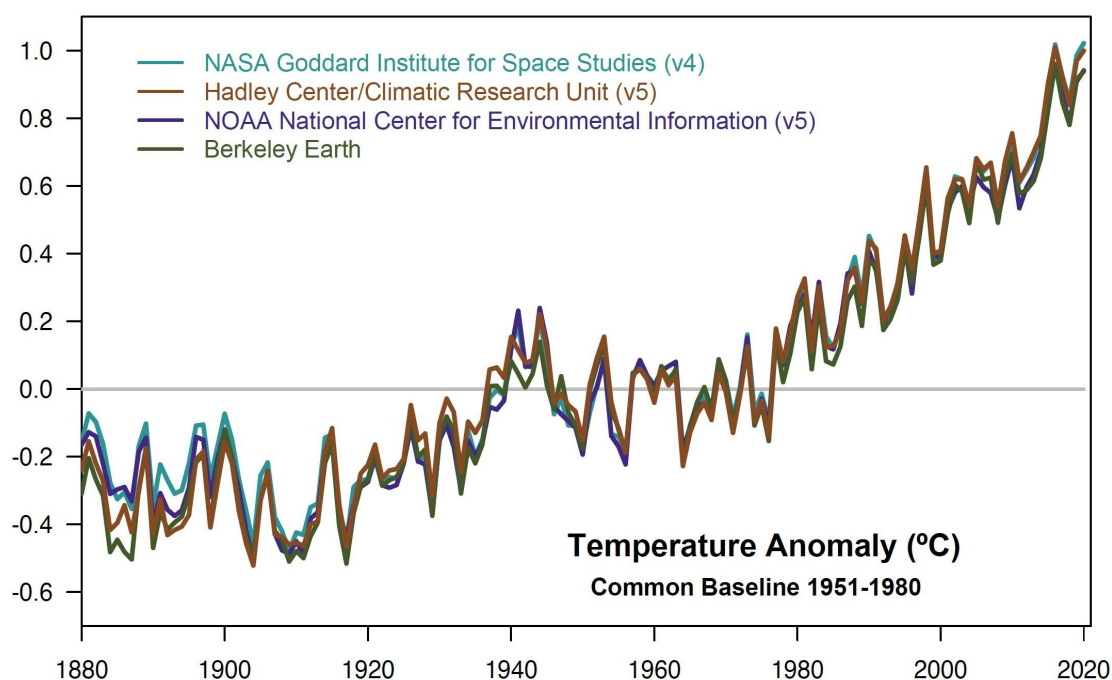


Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y Monitoreo de Medidas de Mitigación

Argentina no es ajena a las tendencias globales de calentamiento. El incremento de la temperatura media global —superior a 0,6°C desde fines del siglo XIX— se manifiesta

a escala regional mediante un aumento de temperaturas, cambios en los regímenes de precipitación y mayor frecuencia de eventos extremos.

Gráfico N°6: Evolución de la anomalía de la temperatura media global (1880–2025)



Fuente: 2020 Tied for Warmest Year on Record, NASA Analysis Shows – NASA

El gráfico 6 representa la anomalía de temperatura global (es decir, la desviación respecto a un período base, considerando 1951–1980), una métrica estándar en climatología para analizar tendencias de largo plazo. Se observa una tendencia claramente creciente desde fines del siglo XX, con una aceleración marcada a partir de la década de 1970. Los últimos años concentran los valores más elevados: los diez años más cálidos registrados han ocurrido en la última década. La temperatura media global ha aumentado aproximadamente $+1,2^{\circ}\text{C}$ respecto del período base, alcanzando valores cercanos a $+1,47^{\circ}\text{C}$ respecto a niveles preindustriales en 2024 (NASA, 2026). Cada una de las últimas cuatro décadas ha sido más cálida que cualquier década previa desde 1850, lo que evidencia un cambio estructural en el sistema climático global.

Esta evolución confirma que el calentamiento global no es un fenómeno coyuntural, sino una tendencia sistemática asociada a la acumulación de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente derivados del uso de energía fósil. La relación entre energía y cambio climático resulta central en este contexto. El sistema energético argentino no solo es el principal emisor a nivel nacional, sino también un sector estratégico para la mitigación. La generación eléctrica basada en combustibles fósiles, junto con el consumo energético en transporte e industria, constituye el núcleo del problema, pero también el principal espacio de intervención para políticas de descarbonización. En este sentido, la transición energética —incluyendo la incorporación de energías renovables, la mejora en la eficiencia energética y la electrificación de consumos— aparece como un eje clave para reducir la intensidad de carbono de la economía.

Adicionalmente, la interacción entre el sistema energético y otros sectores emisores, particularmente el agropecuario y el uso del suelo, refuerza la complejidad del problema. En Argentina, el peso relativo de las emisiones agropecuarias (especialmente metano y óxido nitroso) es significativo, lo que configura una estructura de emisiones más diversificada que en economías industrializadas. Esto implica que las estrategias de mitigación deben ser integrales, articulando políticas energéticas con cambios en los sistemas productivos.

En este marco, la problemática adquiere una dimensión económica y estratégica. El cambio climático no solo genera externalidades ambientales negativas, sino que también impacta sobre la competitividad, la seguridad energética y la sostenibilidad del crecimiento. La creciente exigencia de mercados internacionales en materia de huella de carbono, junto con la necesidad de resiliencia frente a eventos climáticos extremos, refuerzan la urgencia de desarrollar modelos innovadores que optimicen el uso de la energía y reduzcan las emisiones.

Las empresas a menudo operan bajo un modelo lineal de producción en el que la energía se utiliza de manera ineficiente, lo que resulta en grandes cantidades de energía desperdiciada y residuos no aprovechados. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2021), el sector industrial representa aproximadamente el 38% del consumo global de energía final, y gran parte de esta energía se pierde en forma de calor residual y otros subproductos no utilizados. Este desperdicio no solo incrementa los costos operativos, sino que también contribuye a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), exacerbando el cambio climático. Analizando el histórico de Argentina de los últimos 4 años, se observa que las grandes demandas industriales también representan entre un 30/40% de la matriz de consumo nacional. En los gráficos 2, 3, 4 y 5, se presentan los datos de consumo en megavatio-hora (MWh - unidad de energía que mide la cantidad total de electricidad consumida o generada durante el período de una hora a una potencia constante de un megavatio) para la demanda de Argentina, segmentada por Estacionalizada que abarca a la Demanda Residencial (de viviendas por ejemplo) y No Residencial (incluye a pequeños comercios por ejemplo que no sean residenciales), y por otro lado a la No Estacionalizada que abarca a las grandes demandas (grandes usuarios, por ejemplo industrias, que es la demanda objetivo de este trabajo).

Cuadro N°2: Demanda por tipo de usuario (en MWh) en Argentina – año 2022

Mes/Año			ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22
TOTAL DEMANDA PAÍS			13.067.605	10.567.757	10.881.579	10.147.364	11.727.995	13.074.470	12.639.619	11.782.420	10.314.000	10.221.299	11.323.713	13.027.412
ESTACIONALIZADA			10.087.430	7.689.500	7.691.665	6.969.485	8.508.082	9.988.395	9.557.000	8.699.313	7.282.948	7.167.152	8.174.177	9.861.907
	Residencial (ESTACIONALIZADA)		6.464.484	4.612.567	4.481.119	3.999.097	5.346.351	6.686.630	6.277.761	5.480.927	4.294.969	4.191.800	4.999.888	6.321.389
		Cubierta												
	No Residencial (ESTACIONALIZADA)	No cubierta	3.622.946	3.076.933	3.210.547	2.970.387	3.161.731	3.301.766	3.279.239	3.218.386	2.987.978	2.975.352	3.174.289	3.540.518
NO ESTACIONALIZADA			2.980.175	2.878.257	3.189.913	3.177.879	3.219.913	3.086.075	3.082.620	3.083.107	3.031.053	3.054.147	3.149.536	3.165.506
	Grandes Usuarios del Distribuidor	GUDI	1.178.064	1.108.973	1.182.854	1.129.963	1.165.337	1.130.509	1.142.458	1.126.533	1.072.341	1.080.935	1.113.615	1.172.493
	Grandes usuarios del MEM	GUMEM	1.802.111	1.769.284	2.007.059	2.047.916	2.054.576	1.955.566	1.940.162	1.956.574	1.958.712	1.973.211	2.035.921	1.993.013
		GUME	402.080	402.814	388.611	386.545	373.521	376.673	380.001	385.494	372.837	363.907	407.364	407.480
		GUMA	1.400.031	1.366.470	1.618.448	1.661.371	1.681.054	1.578.893	1.560.161	1.571.080	1.585.874	1.609.304	1.628.556	1.585.533

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Cuadro N°3: Demanda por tipo de usuario (en MWh) en Argentina – año 2023

Mes/Año			ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
TOTAL DEMANDA PAÍS			13.593.483	11.906.276	13.996.905	10.046.212	10.815.470	12.071.781	12.477.226	11.756.000	10.962.244	10.454.126	11.040.811	11.763.004
ESTACIONALIZADA			10.466.147	8.954.871	10.662.429	7.030.366	7.732.472	8.954.351	9.501.470	8.681.403	7.949.502	7.450.640	8.015.126	8.810.650
	Residencial (ESTACIONALIZADA)	Cubierta No cubierta	6.817.409	5.684.563	6.927.376	3.985.954	4.656.383	5.835.774	6.277.162	5.501.922	4.894.325	4.396.247	4.843.968	5.475.149
	No Residencial (ESTACIONALIZADA)		3.648.738	3.270.308	3.735.053	3.044.411	3.076.089	3.118.577	3.224.309	3.179.482	3.055.178	3.054.393	3.171.159	3.335.501
		Cubierta No cubierta												
NO ESTACIONALIZADA			3.127.336	2.951.405	3.334.476	3.015.847	3.082.998	3.117.430	2.975.756	3.074.597	3.012.742	3.003.486	3.025.685	2.952.354
	Grandes Usuarios del Distribuidor	GUDI	1.183.083	1.139.238	1.281.517	1.086.799	1.088.006	1.078.691	1.097.030	1.106.650	1.040.241	1.041.070	1.066.664	1.080.589
	Grandes usuarios del MEM	GUMEM	1.944.253	1.812.167	2.052.958	1.929.048	1.994.991	2.038.739	1.878.726	1.967.947	1.972.501	1.962.416	1.959.021	1.871.765
		GUME	417.963	428.201	446.326	397.765	392.498	400.130	399.954	408.794	401.955	387.447	416.246	416.603
		GUMA	1.526.290	1.383.966	1.606.633	1.531.283	1.602.493	1.638.609	1.478.771	1.559.153	1.570.545	1.574.969	1.542.775	1.455.162

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Cuadro N°4: Demanda por tipo de usuario (en MWh) en Argentina – año 2024

Mes/Año			ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
TOTAL DEMANDA PAÍS			13.090.207	12.851.124	11.956.627	10.004.921	12.213.338	11.226.224	13.226.304	12.171.607	10.237.193	10.678.921	11.064.006	11.498.929
ESTACIONALIZADA			10.064.797	9.804.210	8.874.069	7.172.413	9.164.609	8.319.135	10.121.205	9.081.030	7.258.761	7.632.093	7.983.977	8.538.726
	Residencial (ESTACIONALIZADA)	Cubierta No cubierta	6.486.225	6.343.136	5.484.610	4.253.021	6.041.515	5.345.517	6.891.403	5.900.983	4.320.587	4.548.718	4.796.445	5.178.579
	No Residencial (ESTACIONALIZADA)		3.578.572	3.461.074	3.389.459	2.919.392	3.123.094	2.973.617	3.229.803	3.180.047	2.938.174	3.083.375	3.187.532	3.360.147
		Cubierta No cubierta												
NO ESTACIONALIZADA			3.025.410	3.046.914	3.082.558	2.832.508	3.048.729	2.907.089	3.105.099	3.090.577	2.978.432	3.046.828	3.080.029	2.960.202
	Grandes Usuarios del Distribuidor	GUDI	1.122.550	1.158.068	1.145.063	1.015.153	1.079.407	1.012.735	1.092.829	1.061.467	1.005.594	1.067.889	1.066.512	1.081.209
	Grandes usuarios del MEM	GUMEM	1.902.860	1.888.846	1.937.495	1.817.355	1.969.322	1.894.354	2.012.270	2.029.110	1.972.838	1.978.939	2.013.517	1.878.993
		GUME	416.549	454.617	429.463	386.907	376.842	372.533	386.707	418.915	411.179	415.392	460.584	442.852
		GUMA	1.486.311	1.434.230	1.508.032	1.430.449	1.592.480	1.521.821	1.625.563	1.610.195	1.561.659	1.563.547	1.552.933	1.436.141

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Cuadro N°5: Demanda por tipo de usuario (en MWh) en Argentina – año 2025

Mes/Año			ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
TOTAL DEMANDA PAÍS			13.605.513	12.908.059	11.653.170	9.822.825	10.944.561	12.685.144	12.901.619	11.718.756	10.631.541	10.591.336	10.711.259	13.075.463
ESTACIONALIZADA			10.567.262	9.824.654	8.569.703	6.918.648	7.943.236	9.756.898	9.818.081	8.719.579	7.626.805	7.525.443	7.650.802	9.965.115
	Residencial (ESTACIONALIZADA)	Cubierta No cubierta	6.855.337	6.269.122	5.266.223	3.991.323	4.887.295	6.598.754	6.564.348	5.599.886	4.655.814	4.468.225	4.653.851	6.577.785
	No Residencial (ESTACIONALIZADA)		3.711.925	3.555.533	3.303.480	2.927.325	3.055.941	3.158.144	3.253.733	3.119.693	2.970.990	3.057.218	2.996.951	3.387.331
		Cubierta No cubierta											1.405.842	171.117
NO ESTACIONALIZADA			3.038.251	3.083.405	3.083.467	2.904.177	3.001.325	2.928.246	3.083.537	2.999.177	3.004.736	3.065.893	3.060.458	3.110.348
	Grandes Usuarios del Distribuidor	GUDI	1.118.444	1.136.794	1.100.022	990.240	1.015.182	999.021	1.039.958	1.000.656	969.880	990.326	1.033.408	1.136.252
	Grandes usuarios del MEM	GUMEM	1.919.807	1.946.610	1.983.445	1.913.937	1.986.144	1.929.225	2.043.579	1.998.521	2.034.856	2.075.567	2.027.049	1.974.097
		GUME	455.660	509.292	457.656	444.297	449.880	441.509	440.777	464.380	451.347	458.866	482.554	500.775
		GUMA	1.464.146	1.437.319	1.525.789	1.469.641	1.536.264	1.487.716	1.602.802	1.534.141	1.583.509	1.616.701	1.544.495	1.473.322

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Cuadro N°6: Participación por tipo de usuario y variación interanual (en MWh) en Argentina – años 2024 y 2025

Mes/Año			dic-25	dic-24	Acum 2025	Acum 2024	Var% i.a.	Var% a.a.	Part Dic25	Part Acum25	
TOTAL DEMANDA PAÍS			13.075.463	11.498.929	141.249.245	140.219.401	13,71%	0,73%	100,00%	100,00%	
ESTACIONALIZADA			9.965.115	8.538.726	104.886.225	104.015.024	16,70%	0,84%	76,21%	74,26%	
Residencial			6.577.785	5.178.579	66.387.962	65.590.738	27,02%	1,22%	50,31%	47,00%	
	Cubierta		6.577.785						50,31%		
	No cubierta		0						0,00%		
No Residencial			3.387.331	3.360.147	38.498.263	38.424.287	0,81%	0,19%	25,91%	27,26%	
	Cubierta		171.117						1,31%		
	No cubierta		3.216.214						24,60%		
NO ESTACIONALIZADA			3.110.348	2.960.202	36.363.020	36.204.376	5,07%	0,44%	23,79%	25,74%	
Grandes Usuarios del Distribuidor			GUDI	1.136.252	1.081.209	12.530.183	12.908.475	5,09%	-2,93%	8,69%	8,87%
Grandes usuarios del MEM			GUMEM	1.974.097	1.878.993	23.832.837	23.295.902	5,06%	2,30%	15,10%	16,87%
	GUME		500.775	442.852	5.556.992	4.972.540	13,08%	11,75%	3,83%	3,93%	
	GUMA		1.473.322	1.436.141	18.275.845	18.323.362	2,59%	-0,26%	11,27%	12,94%	

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

El costo de la energía representa una proporción significativa de los gastos operativos industriales. La fluctuación de los precios de los combustibles fósiles y las tarifas energéticas inestables afectan negativamente la rentabilidad de las empresas. Los costos energéticos pueden representar hasta el 30% de los costos operativos en algunos sectores industriales (dependiendo si son intensivos o no en el uso de energía). En el caso de Argentina, desde el año 2022 los grandes usuarios no tienen subsidios en su tarifa final, y con el impacto de las nuevas regulaciones, el consumidor deja de ser un mero sujeto pasivo receptor del recurso a transformarse en un actor central para definir estratégicamente su gestión/modalidad de contractualización y abastecimiento de energía.

Continuando con la oferta, la quema de combustibles fósiles para la generación de energía industrial contribuye a las emisiones de GEI. La industria es responsable de aproximadamente el 23% de las emisiones globales de CO₂ (IEA, 2021). Estas emisiones no solo contribuyen al cambio climático, sino que también generan problemas de salud pública debido a la contaminación del aire.

A nivel nacional, como se mencionó anteriormente, la fuente térmica representa aproximadamente el 50-60% de la matriz de generación. No obstante, resulta interesante el análisis del cuadro 7 sobre como la matriz de generación se distribuye según la demanda: asignada (compuesta por demanda residencial, pequeñas industrias o comercios principalmente), *spot* (grandes demandas que no están contractualizadas), MaT (mercado a término que incluye la contratación directa entre grandes usuarios y generadores).

Cuadro N°7: Generación (en MWh) y participación por tipo de tecnología y mercado de destino en Argentina a partir de la Resol SE 400/2025 – Diciembre 2025

Mes/Año		Dic.2025	Part s/gen total
TOTAL OFERTA PAÍS		13.615.459	100,00%
SUB-TOTAL IMPORTACIÓN		53.083	0,39%
SUB-TOTAL GENERACIÓN PAÍS		13.562.376	99,61%
ASIGNADA		6.695.818	49,18%
	TÉRMICA	2.189.818	16,08%
	CC	1.869.698	13,73%
	DI	67.431	0,50%
	TG	252.689	1,86%
	TV	0	0,00%
	HIDRAULICA	2.196.312	16,13%
	NUCLEAR	924.867	6,79%
	RENOVABLE	1.384.821	10,17%
	BIOG	43.592	0,32%
	BIOM	76.067	0,56%
	EOL	920.749	6,76%
	HI<50	51.482	0,38%
	SOL	292.931	2,15%
MAT		1.402.294	10,30%
	TÉRMICA	80.434	0,59%
	CC	76.875	0,56%
	DI	0	0,00%
	TG	3.559	0,03%
	TV	0	0,00%
	HIDRAULICA	267.279	1,96%
	NUCLEAR	0	0,00%
	RENOVABLE	1.054.581	7,75%
	BIOG	0	0,00%
	BIOM	0	0,00%
	EOL	747.053	5,49%
	HI<50	36.140	0,27%
	SOL	271.388	1,99%
SPOT		5.464.264	40,13%
	TÉRMICA	5.262.506	38,65%
	CC	4.673.350	34,32%
	DI	43.728	0,32%
	TG	171.570	1,26%
	TV	373.859	2,75%
	HIDRAULICA	78.690	0,58%
	NUCLEAR	0	0,00%
	RENOVABLE	123.067	0,90%
	BIOG	193	0,00%
	BIOM	10.588	0,08%
	EOL	25.227	0,19%
	HI<50	41.831	0,31%
	SOL	45.228	0,33%

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Un aspecto especialmente importante es no confundir tecnología con modalidad de comercialización. El cuadro 7 tiene dos dimensiones simultáneas.

Primera dimensión - cómo se genera la electricidad:

- Térmica
- Hidráulica
- Nuclear
- Renovable

Segunda dimensión - cómo se comercializa/remunera esa energía:

- Generación Asignada
- MAT
- *Spot*

Por eso, por ejemplo, "renovable" no equivale automáticamente a "MAT". Una planta renovable puede encontrarse dentro de:

Generación Asignada → si tiene un contrato de abastecimiento MEM vigente.

MAT → si comercializa su energía mediante contratos en el Mercado a Término.

Spot → por ejemplo, si tiene energía no comprometida contractualmente.

GENERACIÓN ASIGNADA

La Resolución 400/2025 define como Generación Asignada a determinadas unidades que, por sus características regulatorias o contractuales, no pasan inmediatamente al esquema competitivo del *Spot*, sino que mantienen su régimen de remuneración específico. Entre ellas se encuentran, fundamentalmente:

- generación con Contratos de Abastecimiento MEM vigentes;
- generación hidroeléctrica de Yacyretá y Salto Grande;
- generación nuclear operada por Nucleoeléctrica Argentina (NASA);
- importaciones centralizadas realizadas por el Organismo Encargado del Despacho.

La lógica económica es que esta generación constituye una suerte de bloque de abastecimiento prioritario de la demanda estacionalizada. La propia Resolución establece que la Generación Asignada debe destinarse prioritariamente a la Demanda Estacionalizada, y que el Precio Estacional de Distribución se determina conforme al nuevo esquema. En el cuadro 7, dentro de los 6.695,818 GWh de Generación Asignada aparecen: Térmica: 2.189,818 GWh, Hidráulica: 2.196,312 GWh, Nuclear: 924,867 GWh, Renovable: 1.384,821 GWh. Esto significa que la Generación Asignada no debe interpretarse como una tecnología particular. Es una categoría comercial/regulatoria, dentro de la cual conviven distintas tecnologías. De hecho, térmica e hidráulica tienen participaciones prácticamente iguales dentro de este bloque.

MAT = Mercado a Término.

Este componente representa la energía que se comercializa mediante contratos entre oferta y demanda, en lugar de depender exclusivamente de las transacciones del mercado *Spot*. Este punto es particularmente relevante para esta tesis, porque la Resolución 400/2025 busca precisamente avanzar hacia un MEM donde los agentes de demanda puedan gestionar activamente su abastecimiento mediante contratos de energía y potencia. La norma establece expresamente un nuevo esquema para el Mercado a Término de Energía y el Mercado a Término de Potencia, habilitando la presentación de

contratos ante CAMMESA para su validación, registración y administración en el MEM.

MERCADO *SPOT*

El Mercado *Spot* es el mecanismo mediante el cual se remunera la generación que no queda comprendida dentro de la Generación Asignada. La Resolución establece que las unidades de generación que no son calificadas como Generación Asignada se consideran Generación al *Spot*, con determinadas excepciones transitorias. En otras palabras: Generación al *Spot* = generación que no está comprometida en los esquemas de abastecimiento asignado y que participa del mercado bajo las reglas de remuneración *Spot*. Como se puede apreciar en el cuadro 7, el *Spot* está fuertemente dominado por la generación térmica.

Continuando con el desperdicio de recursos, muchas industrias no aprovechan de manera eficiente los flujos de energía residual y subproductos generados en sus procesos. La falta de sistemas adecuados para la reutilización de estos recursos conduce a un desperdicio considerable. Según un informe del Foro Económico Mundial (2021), hasta el 50% de los recursos energéticos generados en procesos industriales no se reutilizan adecuadamente. El modelo de EC ofrece un abordaje integral para los problemas mencionados, abordando tanto la eficiencia en el uso de recursos como la reducción de residuos. Las principales oportunidades que presenta este modelo son: Optimización de Recursos; Recuperación de Energía Residual; Reducción de Emisiones; y Beneficios Económicos.

Para que el modelo de economía circular energética sea efectivo, es necesario desarrollar un marco teórico y práctico que permita superar los obstáculos actuales y facilitar su implementación. Entre los aspectos clave que deben abordarse están:

1. Desarrollo de escenarios de simulación: que evalúen la viabilidad económica y ambiental del intercambio energético, que respalden la toma de decisiones. Estos escenarios deben considerar variables como la eficiencia de la cogeneración, los costos asociados y el impacto ambiental.
2. Marco Regulatorio: que promueva la economía circular y la adopción de prácticas sostenibles es esencial. Se debe analizar la normativa vigente a nivel nacional e internacional, evaluando cómo los incentivos y regulaciones afectan la viabilidad de los modelos propuestos (European Commission, 2020; IEA, 2021).
3. Infraestructura y Tecnología: relacionado a la tecnología de generación, y los procedimientos necesarios para su puesta en funcionamiento (tanto en infraestructura como en requisitos técnicos que permitan la transacción comercial)
4. Adopción y Capacitación: la adopción de prácticas de economía circular requiere cambios en la mentalidad y capacitación no solo en los actores empresariales, sino de toda la sociedad.

1.3. Objetivos

El objetivo general de esta tesis es construir un modelo representativo basado en los principios de la economía circular que demuestre las ventajas de la transacción económica y comercial del intercambio de energía entre empresas en Argentina. Este modelo busca no solo optimizar el uso de la energía, sino también reducir el impacto ambiental de los procesos industriales mediante la integración de fuentes renovables y el aprovechamiento de la energía térmica. Los objetivos específicos incluyen:

1. Estudiar las herramientas/prácticas existentes de economía circular y su aplicación en el sector energético.
2. Analizar el marco teórico y normativo sobre la temática.
3. Presentar la interacción energética entre la cogeneración a gas natural, autogeneración solar y una industria receptora.
4. Desarrollar escenarios de simulación que permitan evaluar la viabilidad económica y el impacto ambiental del modelo propuesto.

1.4. Hipótesis

Se hipotetiza que la construcción de un modelo representativo de intercambios energéticos entre empresas genera beneficios significativos en términos de eficiencia energética, reducción de costos operativos y minimización del impacto ambiental. Se postula que el intercambio de energía entre empresas autogeneradoras con diferentes fuentes de generación y receptoras resulta en una reducción del consumo total de energía. También se plantea que la implementación de este modelo de economía circular energética mejora la eficiencia de los recursos al maximizar el aprovechamiento de los subproductos energéticos y minimizar los residuos.

Se postula que los modelos de intercambio energético propuestos tienen un impacto positivo en los costos operativos de las empresas involucradas. Al reducir la necesidad de compra de energía externa y aprovechar los recursos energéticos internos, las empresas experimentan una disminución en sus costos energéticos y operativos.

Finalmente, se hipotetiza que el modelo representativo de economía circular energética contribuye a la reducción del impacto ambiental. Al integrar tecnologías de cogeneración y energía solar, se espera una disminución en las emisiones de GEI asociado a una reducción de la huella de carbono en el alcance dos de la misma.

2. Marco teórico y conceptual

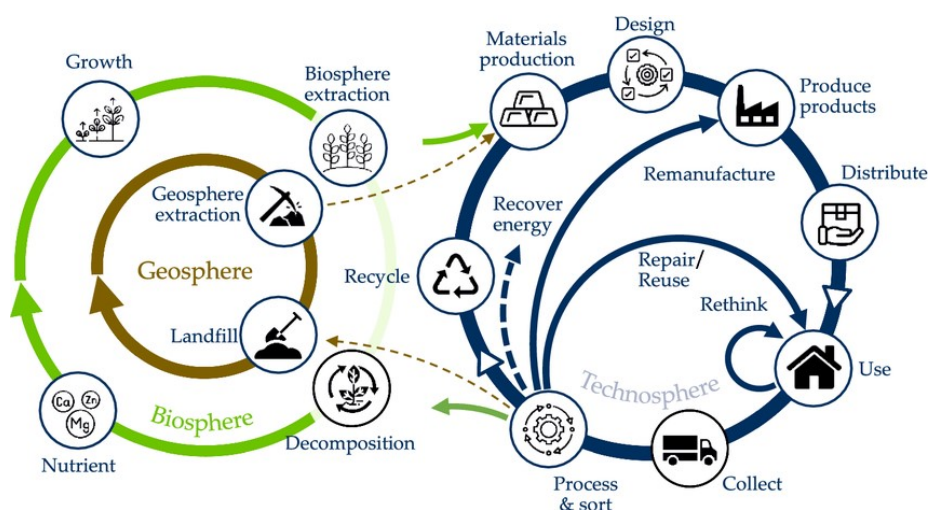
2.1. Teoría de la economía circular

El concepto de economía circular ha evolucionado a lo largo del tiempo, adaptándose a nuevos desafíos y oportunidades en la gestión de recursos y sostenibilidad. Los primeros avances se encuentran en la teoría de ciclos de nutrientes y el enfoque de sistemas naturales. Jay Forrester introdujo en 1968 el concepto de sistemas cibernéticos y retroalimentación en la gestión de recursos. Posteriormente, en la década de 1980, el concepto de "economía verde" y "ciclo de vida" comenzó a ganar tracción, enfocándose en la minimización del impacto ambiental y la eficiencia de los recursos.

La Fundación Ellen MacArthur, establecida en 2010, jugó un papel crucial en la promoción y difusión del concepto, desarrollando una definición formal y aplicando el concepto en diversos sectores industriales. La formalización del concepto de economía circular se produjo a través de estudios como el del año 2022 de Michael Braungart y William McDonough en su libro *Cradle to Cradle*, que abogaban por un enfoque de diseño que eliminara el concepto de desecho.

La economía circular se erige como un marco teórico y práctico que desafía los supuestos del modelo económico lineal tradicional basado en la secuencia “extraer–producir–consumir–desechar”, planteando en su lugar un sistema en el cual los materiales, productos y energía permanecen en uso durante el mayor tiempo posible, se regeneran continuamente y se integran de manera eficiente en ciclos biológicos y técnicos que reducen la extracción de recursos finitos y la generación de residuos. La economía circular no es simplemente un conjunto de técnicas de reciclaje, sino una reconfiguración sistémica del proceso productivo y de consumo, orientada a eliminar la noción de desecho desde el diseño mismo de los bienes y servicios, promoviendo estrategias como la reutilización, la reparación, la remanufactura y la regeneración de sistemas naturales (Ellen MacArthur Foundation, 2025; Consilium Europeo, 2025).

Ilustración N°1: Flujos de materiales en sistemas circulares e interfaces con sistemas naturales

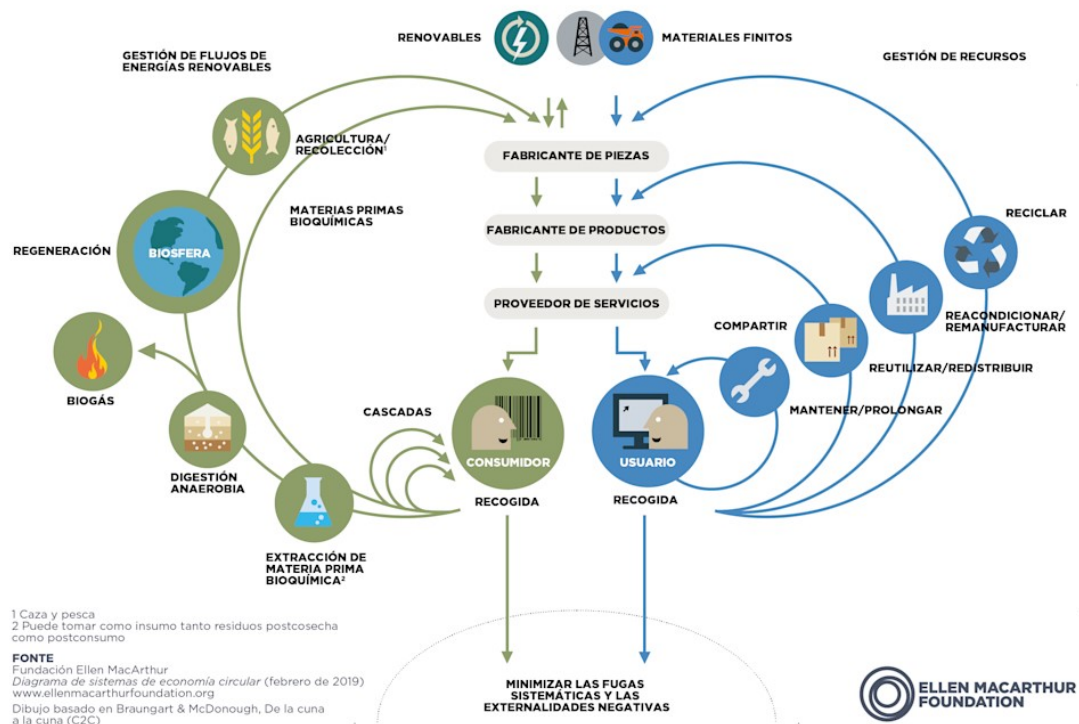


Fuente: Fundación Ellen MacArthur

Conceptualmente (ilustración 1), la teoría de la economía circular articula principios impulsados por el diseño: primero, la eliminación de residuos y contaminación en todas las etapas del ciclo de vida de los productos; segundo, la circulación continua de productos, componentes y materiales en su mayor valor posible; y tercero, la regeneración activa de los sistemas naturales como componente integral del proceso económico. Este enfoque reconoce que los recursos naturales son finitos y que la competitividad económica y la sostenibilidad ambiental no son objetivos opuestos, sino dimensiones complementarias que deben integrarse para asegurar la resiliencia de los sistemas productivos y sociales ante desafíos globales como el cambio climático, la pérdida de biodiversidad y la escasez de recursos (Ellen MacArthur Foundation, 2025).

La teoría de la economía circular también se apoya en la distinción entre ciclos biológicos y técnicos, entendiendo que en los primeros los materiales están diseñados para volver a la biosfera sin causar daños, mientras que en los segundos se mantienen dentro de sistemas industriales a través de procesos como el reciclaje de alta calidad, la remanufactura y la recuperación de componentes. Esta diferenciación es clave porque plantea que la circularidad no se logra únicamente mediante la gestión de residuos, sino mediante una transformación del diseño, la producción y el consumo, con la finalidad de conservar el valor material y energético, disminuir la dependencia de materias primas y fomentar modelos de negocio que internalicen externalidades ambientales y sociales. Se define como un sistema económico en el cual el valor de los productos, materiales y recursos se mantiene en la economía durante el mayor tiempo posible, maximizando su utilidad y reduciendo al mínimo la generación de residuos (Ellen MacArthur Foundation, 2013).

Ilustración N°2: Esquema economía circular



Fuente: Fundación Ellen MacArthur

El esquema de economía circular propuesto por la Fundación Ellen MacArthur (presentado en la ilustración 2) se concentra en círculos que varían según los beneficios de las acciones. Los mayores beneficios están en la reutilización, reparación, redistribución, restauración y remanufactura, más que en las actividades de reciclaje y recuperación de energía. Esto se debe a las pérdidas durante la recolección y el procesamiento, y a la degradación de la calidad de los materiales durante su reciclaje. El modelo sugiere que lo ideal es maximizar el número de veces que se pueden usar los materiales. Cada ciclo de vida prolongado evita material, energía y mano de obra necesarios para crear un nuevo producto.

Este concepto se basa en el cierre de ciclos de materiales (en lugar de seguir el modelo lineal de usar y desechar, la economía circular busca cerrar los ciclos de materiales mediante el reciclaje, la reutilización y la recuperación), extensión de la vida útil de los productos -a través de prácticas como el mantenimiento, la reparación y la actualización (Stahel, 2016)-, promoción del concepto de "residuo cero" (en el cual los residuos se consideran insumos/recursos potenciales que pueden ser reintegrados en el ciclo económico), innovación en el diseño de productos y servicios para facilitar la circularidad (incluye el diseño para la durabilidad, el modularidad, la facilidad de reparación y el uso de materiales sostenibles).

Relacionado al objeto de esta tesis se destaca el compartir en mayor medida la energía y los recursos renovables y reciclables y su consecuencia esperada en la reducción de emisiones a lo largo de todo el ciclo material, a través del uso de menor cantidad de materias primas y obtención sostenible de las mismas. Por último, el cierre de ciclos (como se verá más adelante en sistemas de cogeneración) buscan contribuir a disminuir las pérdidas de materiales y de los residuos.

Continuando, la economía circular se presenta como un sistema regenerativo, en el que los flujos de recursos se visualizan como bucles interconectados que reducen la entropía material y energética. Esta conceptualización enfatiza que la sostenibilidad no es un subproducto del sistema económico, sino un objetivo intrínseco de su operación, lo cual implica repensar no solo las tecnologías utilizadas, sino también las instituciones, las políticas públicas y los comportamientos de los actores económicos. La economía circular se inserta dentro de una visión más amplia de desarrollo sostenible, proponiendo una recuperación del capital natural y la creación de valor económico, social y ambiental de manera simultánea, en contraste con la lógica lineal que externaliza costos ambientales y sociales (Consilium Europeo, 2025; MITECO, 2025).

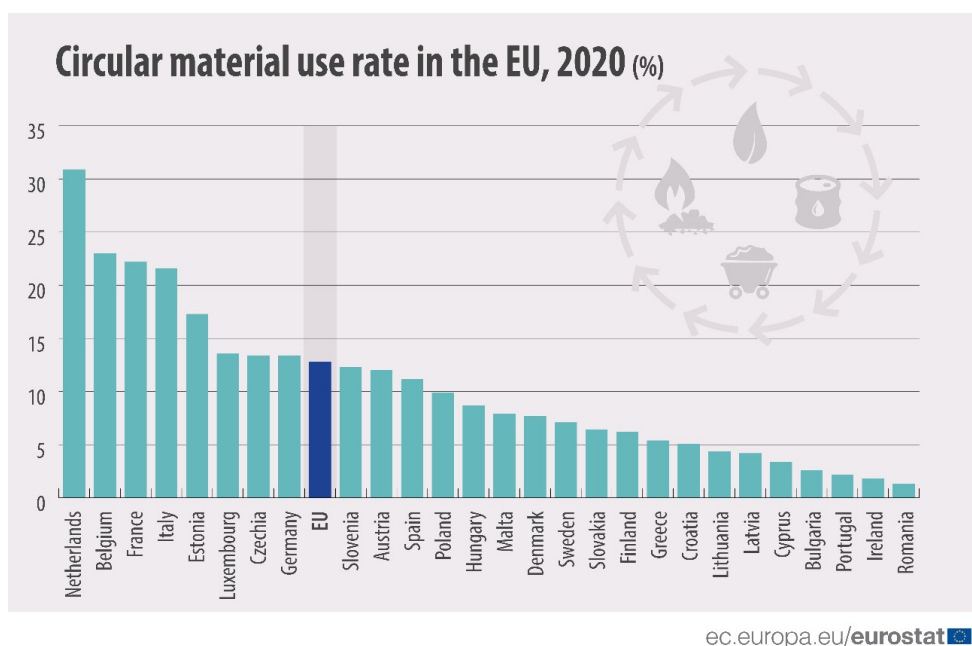
Visto desde una perspectiva analítica, el modelo circular es una respuesta directa a las crisis ambientales globales, como el cambio climático, la pérdida de biodiversidad y la escasez de recursos, todas estrechamente vinculadas al consumo creciente de recursos finitos. Por ejemplo, la Unión Europea ha estimado que, si se mantiene el modelo actual de producción y consumo, para 2050 se necesitarían tres planetas Tierra para sostener el nivel de extracción de recursos que la humanidad demanda, una señal clara de los límites biofísicos del crecimiento lineal.

Desde lo ambiental, la transición hacia la circularidad puede tener impactos profundos sobre las emisiones de GEI y el consumo de materiales. La economía circular aplicada en sectores clave como acero, aluminio, cemento, plásticos y alimentos, podría reducir

las emisiones globales de CO₂ en aproximadamente 9.3 mil millones de toneladas anuales para 2050, una cifra equivalente a eliminar por completo todas las emisiones del transporte a nivel mundial. Esto es resultado de mantener los materiales en uso y reducir la necesidad de producción primaria, que suele implicar emisiones significativas. Además, el desarrollo de modelos circulares podría disminuir el consumo de materiales primarios —como combustibles fósiles, minerales y biomasa— en hasta un 32% para 2030, con beneficios simultáneos sobre la productividad de la tierra, la conservación del suelo y la reducción de impactos asociados a la extracción de recursos.

Desde las políticas públicas y mercados, el impulso a la economía circular ha sido codificado en estrategias de alto nivel en múltiples jurisdicciones. En la Unión Europea, según Eurostat por ejemplo, la tasa de uso de materiales circulares —que representa la proporción de materias primas utilizadas que provienen de reciclaje o reutilización— fue de apenas 11,8% en 2023, con una tendencia gradual al alza en comparación con 2010, como puede observarse en el gráfico 7. Al mismo tiempo, el consumo per cápita de materiales ha pasado de 16,3 toneladas por persona en 2009 a 14,1 toneladas en 2023, reflejando efectos iniciales de medidas circulares y de eficiencia de recursos.

Gráfico N°7. Tasa de uso de materiales circulares en la UE 2020

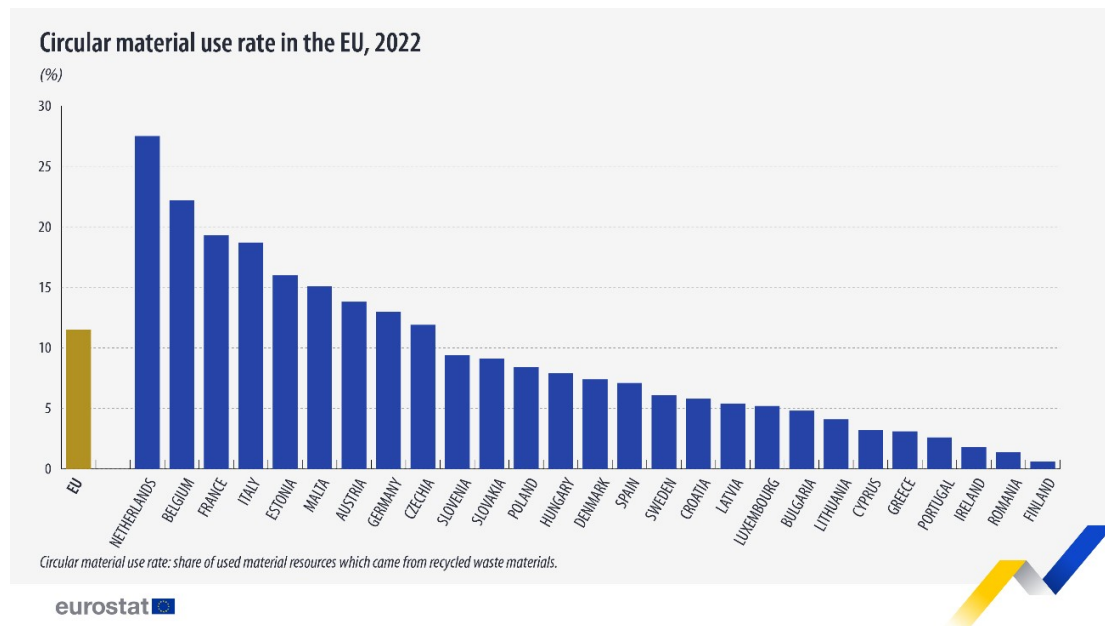


Fuente: Eurostat.

En términos económicos, hay oportunidades de creación de valor que surgen de la adopción de modelos circulares. Por ejemplo, según Eurostat la transformación hacia sistemas más circulares podría generar beneficios netos de hasta €1,8 billones para Europa de aquí a 2030 al implementar estrategias que optimicen la vida útil de los productos, aumenten la reutilización y reduzcan la dependencia de materiales vírgenes. Además, mercados emergentes como el de envases retornables, que pasó de USD 37.000 millones en 2018 a un estimado de USD 59.000 millones en 2026, ejemplifican el potencial de negocios circulares rentables y sostenibles. Un ejemplo concreto es el mercado de la ropa de segunda mano, que en 2023 inyectó aproximadamente €7.000

millones al PIB de la UE27+ y generó unos 150.000 empleos, de los cuales el 73% fue considerado “empleo verde”.

Gráfico N°8. Tasa de uso de materiales circulares en la UE 2022



Fuente: Eurostat

La aplicación de la economía circular en diversos contextos empresariales/industriales ha demostrado ser efectiva en la mejora de la sostenibilidad y la eficiencia de los recursos. En la industria de la moda es un ejemplo de la aplicación de estos principios. Marcas como Patagonia y Stella McCartney han adoptado prácticas circulares, como el reciclaje de materiales, la producción de ropa sostenible y la implementación de programas de devolución de productos. Estas iniciativas buscan reducir el impacto ambiental de la moda y promover un ciclo continuo de uso y reutilización. La industria electrónica también ha avanzado en la adopción de principios circulares. Empresas como Fairphone y Dell han implementado modelos de negocio que promueven la reparación, la actualización y el reciclaje de dispositivos electrónicos. Estos modelos buscan reducir los residuos electrónicos y fomentar la economía circular a través de la extensión de la vida útil de los productos. En el sector de la construcción, la economía circular se aplica mediante el diseño de edificios modulares y reutilizables, el uso de materiales reciclados y la implementación de sistemas de recuperación de energía. Proyectos como el edificio Edge en Ámsterdam incorporan principios circulares para minimizar el impacto ambiental y mejorar la eficiencia energética. En la agricultura y la producción de alimentos, la economía circular se manifiesta a través de prácticas como la agricultura regenerativa, el compostaje y la reutilización de residuos orgánicos. Estas prácticas buscan cerrar los ciclos de nutrientes y reducir la dependencia de recursos externos.

A pesar de sus beneficios potenciales, la implementación de la economía circular enfrenta varios desafíos y barreras que deben ser abordados para lograr una transición efectiva, tales como la infraestructura para el reciclaje y la reutilización de materiales aún insuficiente en muchas regiones. La falta de instalaciones de reciclaje y sistemas de

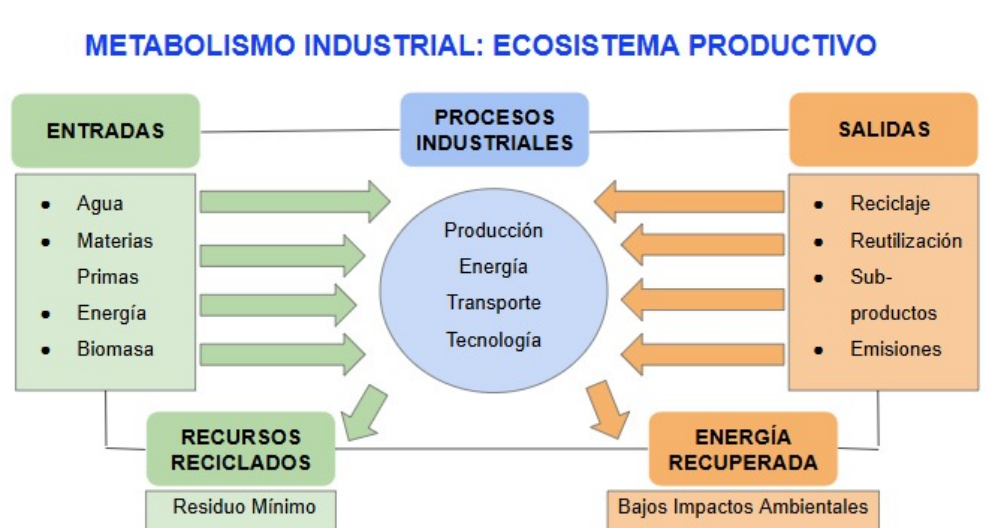
logística adecuados limita la capacidad de las empresas para implementar prácticas circulares. También la resistencia al cambio en las prácticas empresariales y la falta de incentivos económicos pueden dificultar la adopción de la economía circular. Muchas empresas se enfrentan a costos iniciales elevados para la implementación de prácticas circulares y carecen de incentivos claros para realizar la transición (Korhonen et al., 2018). Además la falta de estándares y métricas claras para evaluar la circularidad de los productos y procesos dificulta la implementación y monitoreo de prácticas circulares. La creación de normas y herramientas de evaluación es fundamental para promover la transparencia y la coherencia en la aplicación de la EC (Geissdoerfer et al., 2017).

El futuro de la economía circular está marcado por varias tendencias emergentes y oportunidades que podrían influir en su evolución y expansión: Integración con la Industria 4.0 (como la inteligencia artificial, el Internet de las Cosas IoT y la fabricación aditiva), Desarrollo de Nuevas Políticas y Regulaciones (para superar los desafíos actuales y fomentar la transición hacia un modelo económico más sostenible), Educación y Conciencia, Colaboración entre empresas, gobiernos, organizaciones no gubernamentales y comunidades de investigación para desarrollar y difundir soluciones innovadoras en el campo de la EC (EMF, 2021).

2.2. Teoría de la simbiosis y ecología industrial

La ecología industrial surge dentro de los desarrollos de ecosistemas naturales y los sistemas industriales, con el propósito de rediseñar la manera en que las actividades productivas interactúan con su entorno físico y económico. Fue introducida en 1989 por Frosch y Gallopoulos en un artículo en *Scientific American*, donde propusieron que el sistema industrial podía rediseñarse de modo que sus ciclos materiales se asemejaran a los de los ecosistemas biológicos, minimizando el desperdicio. Desde entonces, ha evolucionado como disciplina académica y aplicada, constituyendo una de las bases de la economía circular. El eje conceptual de la ecología industrial radica en lo que se puede denominar como metabolismo industrial presentado en la ilustración 3: estudio de los flujos de materiales y energía en los sistemas socioeconómicos, con el objetivo de comprender su eficiencia, impactos ambientales y posibilidades de reintegración de recursos.

Ilustración N°3: Esquema del metabolismo industrial (sistema productivo como ecosistema)



Fuente: elaboración propia

La ecología industrial visualiza los procesos industriales como redes de intercambio y flujos de energía y materiales que pueden optimizarse para imitar, en lo posible, la eficiencia de los ecosistemas naturales, donde los residuos de unas especies constituyen recursos para otras. Se observa que no se limita a la gestión de residuos, sino que propone la reconfiguración de los sistemas productivos mediante la creación de interconexiones entre actividades económicas, con el fin de reducir el consumo de recursos, disminuir la generación de residuos y contribuir a la sostenibilidad ambiental y económica de largo plazo.

El concepto de simbiosis industrial se desarrolla dentro del marco más amplio de la ecología industrial como una aplicación práctica y estratégica de este paradigma, focalizado en la cooperación entre empresas para crear sinergias de uso compartido de recursos tales como materiales, agua, energía, subproductos y servicios. Si se analiza el concepto, la primera palabra “simbiosis” se utiliza como metáfora de procesos naturales que hace referencia al coexistir beneficioso entre organismos distintos y se puede trasladar al ámbito de las organizaciones productivas, de modo que las salidas de un proceso productivo (por ejemplo, residuos o energía residual) se convierten en insumos para otro actor económico, generando beneficios ambientales y económicos que no serían posibles si cada empresa operase de manera aislada (Simbiosis Industrial – Portal Ambiental de Andalucía, 2025).

La simbiosis industrial también puede ser considerada como un subconjunto o manifestación específica del anterior concepto que se desarrolló sobre ecología industrial, debido a los intercambios físicos de recursos entre organizaciones dentro de un sistema productivo. Esta interacción colaborativa no solo abarca la reutilización de subproductos o residuos, sino también el intercambio de energía (vinculado con el objeto de estudio de esta tesis), agua y servicios tecnológicos o logísticos, lo que simultáneamente reduce la demanda de recursos primarios y abre espacios para la eco-

innovación, entendida como la innovación orientada a resolver desafíos ambientales y productivos de manera conjunta entre actores.

Tres pilares interrelacionados sustentan a la simbiosis industrial: primero, el reconocimiento de que los sistemas industriales pueden organizarse de manera análoga a los ecosistemas, donde las interdependencias generan flujos de recursos eficientes; segundo, la convicción de que la cooperación organizacional entre empresas puede conducir a ventajas competitivas sostenibles cuando se comparten recursos de manera estratégica; y tercero, la noción de que tales redes colaborativas deben estructurarse para generar beneficios ambientales medibles, como la reducción de emisiones, la menor extracción de recursos y la disminución de residuos al aprovecharlos como insumos en otro proceso productivo (Ecología y Simbiosis Industrial, 2025).

Aunque la proximidad geográfica entre empresas puede facilitar lógicamente la práctica de la cooperación/intercambio (como se presenta en el caso de Kalundborg en Dinamarca que se expone en la siguiente sección)—, la teoría no postula la co-localización como condición necesaria. En realidad, la simbiosis industrial puede surgir en redes más amplias que trascienden fronteras físicas, siempre que exista una planificación estratégica de los intercambios y una cooperación institucionalizada entre los actores involucrados. Dicha cooperación requiere gestión de información, confianza interorganizacional y mecanismos que aseguren la continuidad de los intercambios, ya que la estabilidad de las sinergias depende tanto de factores técnicos como de factores sociales y organizativos (Organizational Perspectives of Industrial Symbiosis, 2015).

La integración de simbiosis industrial desde un marco teórico unificado con la economía circular implica reconocerla como una estrategia/herramienta para cerrar los ciclos de materiales y energía en los sistemas productivos. Desarrollado en el capítulo 1, la economía circular exige que los recursos se mantengan en uso durante el mayor tiempo posible, por lo tanto la simbiosis hace operativa esa visión al facilitar las interacciones entre empresas que permiten reutilizar, remanufacturar o compartir recursos, lo que reduce la dependencia de nuevos insumos/materiales y disminuye los residuos finales. Este enfoque también amplía el análisis hacia la dimensión energética de las sinergias interempresariales, tema que se vuelve especialmente relevante en sistemas productivos intensivos en consumo de energía (por ejemplo acerías/siderurgia).

Es importante destacar lo que se propone: el rendimiento global de un conjunto de empresas conectadas puede superar la suma de sus rendimientos individuales. Esto se debe a que los intercambios de recursos entre empresas generan economías de escala y eficiencia que no se lograrían operando de manera aislada; por ejemplo, el uso de calor residual de un proceso para satisfacer las demandas térmicas de otro, o la conversión de residuos orgánicos en biogás que abastece sistemas energéticos locales. Tales interacciones permiten no solo reducir los impactos ambientales, sino también mejorar la competitividad de las empresas dentro de un mercado global cada vez más exigente.

La evidencia empírica muestra el crecimiento de agrupamiento en los denominados “clusters”, demostrando que el facilitar intercambios que en un principio se presentan complejos (tales como energía, agua y materiales), mejorar la eficiencia energética y material, y abrir nuevas oportunidades de mercado (por ejemplo el de subproductos reutilizados/relocalizados).

Finalmente, desde una óptica más amplia y complementado a lo expuesto, es clave considerar a estos conceptos (ecología industrial y simbiosis industrial) de manera estratégica para generar valor compartido, contribuyendo tanto a la reducción de impactos ambientales como a la creación de ventajas competitivas duraderas. Además, integran elementos organizativos y sociales como la confianza, la gestión de redes y la cooperación interempresarial.

2.2.1 La Simbiosis Industrial en Kalundborg, Dinamarca

Uno de los ejemplos más emblemáticos o conocidos a nivel mundial en materia de simbiosis industrial es el caso de Kalundborg, en Dinamarca. Su relevancia radica en haber sido el primer ecosistema industrial autoorganizado en el que diversas empresas e instituciones públicas lograron establecer relaciones de cooperación para optimizar el uso de recursos, reducir emisiones y generar beneficios económicos compartidos (Christensen, 1999; Erkman, 1998).

Este caso no debe interpretarse como un polígono industrial diseñado desde cero, sino como un sistema de interacciones progresivamente construidas entre actores industriales, energéticos, agrícolas y municipales. La importancia de Kalundborg se explica, en gran medida, por la claridad con que ilustra los principios de la ecología industrial y por la profundidad de los vínculos desarrollados entre sus participantes (esto permite el llevar al “piso de fábrica o al llano” los conceptos que se vienen desarrollando).

La historia de este ecosistema industrial se remonta a 1961, con un proyecto destinado a utilizar aguas superficiales provenientes del lago Tissø, en lugar de recursos subterráneos limitados, para abastecer a una nueva refinería de petróleo. Esta decisión marcó el inicio de una dinámica de cooperación que, con el tiempo, se expandió hacia intercambios más complejos de energía, agua y materiales (Christensen, 1999). A lo largo de la década de 1980, el número de socios y proyectos asociados fue en aumento, consolidando una red que hoy es considerada como el modelo de referencia más documentado en el ámbito de la simbiosis industrial.

El ecosistema de Kalundborg está conformado por seis actores principales:

- Central eléctrica de Asnæs: la mayor central a carbón de Dinamarca, perteneciente a SK Power Company.

- Statoil: refinería de petróleo de la compañía petrolera estatal noruega.

- Novo Nordisk: empresa biotecnológica multinacional, productora de insulina y enzimas industriales.

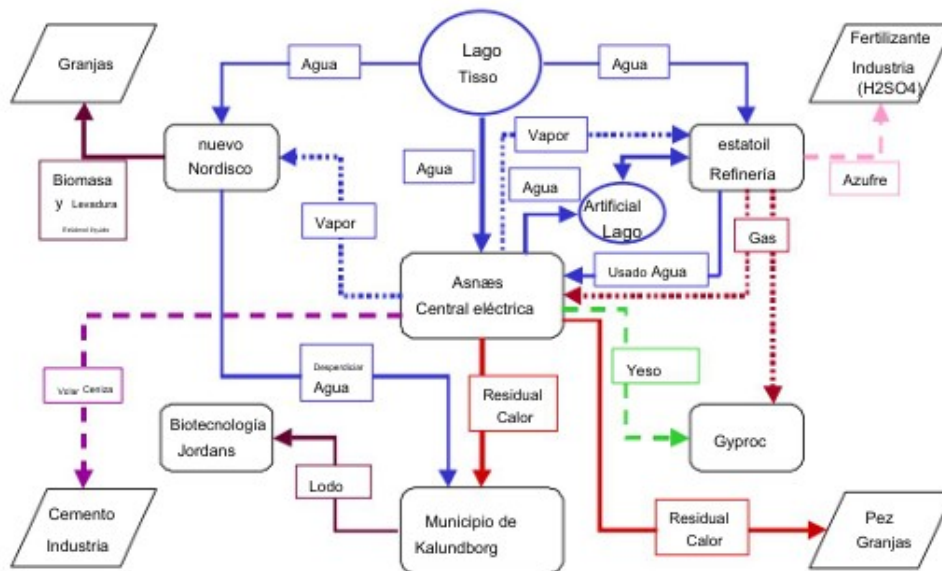
- Gyproc: firma sueca dedicada a la producción de placas de yeso para la construcción.

- Bioteknisk Jordrens: empresa especializada en la remediación de suelos, incorporada a la red en 1998.

- Municipio de Kalundborg: receptor del calor excedente de Asnæs para calefacción urbana residencial y responsable del suministro de agua al conjunto del sistema.

Además de estos socios estratégicos, otras industrias y actores agrícolas locales participan como receptores de materiales, energía y subproductos (Christensen, 1999).

Ilustración N°4. Flujos de materiales en el ecosistema industrial de Kalundborg



Fuente: (Christensen, 1999)

Uno de los aspectos centrales del sistema de Kalundborg observado en la ilustración 4 es la complejidad de los flujos de materiales y energía entre los distintos participantes. Estos flujos incluyen agua, vapor, yeso, cenizas, azufre, fertilizantes, biomasa y calor residual, conformando un entramado de intercambios que reducen el consumo de recursos naturales y permiten la valorización de residuos. El agua superficial del lago Tissø se utiliza de manera compartida por varias industrias, reduciendo el consumo de aguas subterráneas. La central eléctrica de Asnæs suministra vapor a Statoil y Novo Nordisk, además de proveer calor al sistema de calefacción urbana. El yeso residual proveniente de la desulfuración de gases en Asnæs es utilizado por Gyproc como materia prima para placas de yeso, sustituyendo importaciones desde España. Los residuos biomásicos generados por Novo Nordisk son utilizados como fertilizantes en explotaciones agrícolas locales. Hasta 1998 se habían identificado 18 proyectos de intercambio, incluyendo suministro de agua, transferencia de calor, utilización de gases residuales y valorización de subproductos sólidos. Cada uno de estos proyectos se implementó mediante contratos bilaterales entre los socios involucrados, lo que permitió garantizar compromisos de inversión y estabilidad en el largo plazo (Christensen, 1999).

Los beneficios ambientales (presentados en el cuadro 8) obtenidos a partir de la simbiosis industrial en Kalundborg son múltiples: reducción del consumo de recursos naturales, disminución de emisiones contaminantes y minimización de desechos. De acuerdo con las estimaciones, la red permitió: evitar la emisión de 90.000 toneladas anuales de dióxido de carbono, reducir en 15.000 toneladas por año las emisiones de dióxido de azufre, recuperar y reutilizar alrededor de 600.000 m³ anuales de agua, valorar subproductos como yeso, cenizas volantes y azufre. En términos económicos, se calculan ahorros por 160 millones de dólares y un tiempo de recuperación de las inversiones inferior a cinco años, principalmente a través de la reducción de costos de

recursos y el aprovechamiento de ingresos derivados de la venta de materiales residuales (Erkman, 1998).

Cuadro N°8: Aspectos ambientales de la simbiosis en Kalundborg

Reducción del consumo de recursos	
aceite	45.000 toneladas/año
carbón	15.000 toneladas/año
agua	600.000 m3 /año
Reducción de las emisiones de residuos	
dióxido de carbono	175.000 toneladas/año
dióxido de azufre	10.200 toneladas/año
Valorización de los "residuos"	
azufre	4.500 toneladas/año
sulfato de calcio (yeso)	90.000 toneladas/año
cenizas volantes (para cemento, etc.)	130.000 toneladas/año

Fuente: (Erkman, 1998)

El caso de Kalundborg ofrece varios resultados aplicables a la planificación y gestión de en el marco de la economía circular, los cuales se sintetizan a continuación:

1. Gradualidad y autoorganización: la simbiosis no fue diseñada centralmente, sino que emergió de decisiones progresivas entre socios que reconocieron oportunidades de colaboración.
2. Sólidos fundamentos económicos: cada proyecto se justificó sobre la base de criterios financieros y retornos de inversión claros.
3. Importancia de la proximidad geográfica: la cercanía física de los socios facilitó el intercambio de materiales, agua y energía, reduciendo costos de infraestructura.
4. Beneficios ambientales y reputacionales: además de los ahorros, las empresas participantes mejoraron su desempeño ambiental y su imagen pública.

Como se observa Kalundborg representa un paradigma en la transición hacia modelos industriales circulares, al demostrar que la cooperación interempresarial puede generar simultáneamente beneficios económicos, sociales y ambientales (conocido como “triple impacto”). Su principal aporte es evidenciar que la integración de flujos materiales y energéticos constituye una vía viable para la sostenibilidad industrial, incluso en contextos inicialmente no planificados para tal fin.

2.2.2 Tipos de simbiosis industrial en sistemas energéticos

Más allá de Kalundborg, existen distintas configuraciones estructurales de simbiosis industrial, que resultan importante desarrollar porque permiten clasificar los sistemas de intercambio energético que luego se desarrollan en la segunda parte de este trabajo. Desde el punto de vista energético, pueden distinguirse al menos tres grandes configuraciones que se expresan en la ilustración 5: la simbiosis térmica, basada en la reutilización de calor residual y vapor entre instalaciones; la simbiosis de combustibles secundarios, donde residuos o subproductos se transforman en fuentes energéticas (biogás, combustibles sólidos recuperados, biomasa residual); y la simbiosis eléctrica, que involucra cogeneración, microrredes industriales y esquemas de intercambio o balance local de energía eléctrica entre empresas. Estas configuraciones no son excluyentes y, de hecho, los sistemas más maduros tienden a combinar las tres.

Ilustración N°5: Tipologías de simbiosis industrial energética



Fuente: elaboración propia

En particular, la simbiosis térmica es considerada una de las formas más eficientes de circularidad energética, ya que el calor residual suele ser uno de los flujos más abundantes y menos aprovechados de los procesos industriales, y su recuperación permite mejoras en la eficiencia del sistema productivo. Este tipo de intercambio puede ser interpretado como una reducción directa de la entropía del sistema industrial, en tanto se aprovecha energía que de otro modo sería disipada al ambiente, reproduciendo lógicas similares a las de los ecosistemas naturales donde el calor y los nutrientes circulan en múltiples niveles tróficos.

La simbiosis basada en combustibles secundarios, por su parte, vincula la gestión de residuos con la provisión energética, integrando digestión anaerobia, valorización energética de residuos industriales y recuperación de biomasa residual. Esta modalidad resulta aplicable en sectores agroindustriales y alimentarios principalmente.

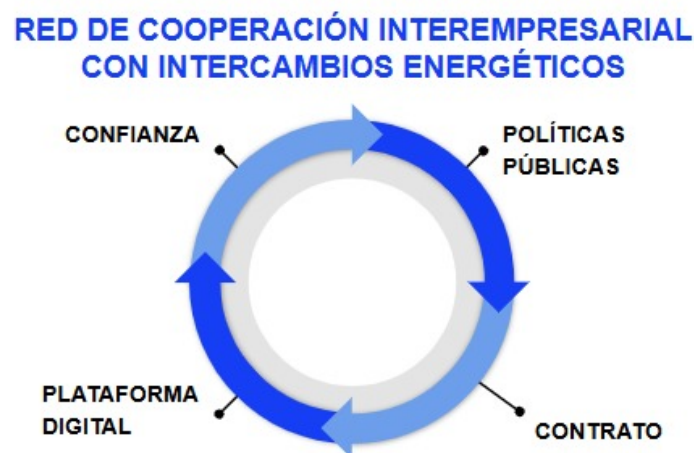
2.2.3. Gobernanza, coordinación y desafíos

Un aspecto central es que la simbiosis industrial no emerge automáticamente por razones técnicas, sino que depende también de condiciones institucionales, regulatorias y organizacionales (de ahí la importancia del tema de contratos para las transacciones, que en la segunda parte se desarrollan en la contractualización de energía). A pesar de

sus beneficios, la implementación de la simbiosis enfrenta varios desafíos y barreras: la coordinación y colaboración entre empresas pueden ser difíciles de lograr, especialmente cuando las empresas tienen intereses y objetivos divergentes (se ven como competidores en vez de colaboradores). Las barreras regulatorias pueden limitar la capacidad de las empresas para implementar estas prácticas, especialmente en contextos donde las regulaciones no están alineadas con los principios de economía circular. La inversión inicial en infraestructura y la falta de un mercado de capitales que permita su financiamiento (tal es el caso de Argentina, sumado a que muchas veces el acceso al crédito enfrenta altos costos financieros) es también un factor crítico.

Todo esto se puede resumir en la falta de información sobre flujos disponibles, riesgos contractuales de largo plazo, ausencia de marcos regulatorios que reconozcan el intercambio energético entre privados, y problemas de asignación de costos de infraestructura compartida. Estos factores se interpretan como limitaciones de coordinación, que impiden que el sistema productivo alcance estados de mayor eficiencia. Por ello (tal como lo expresa la ilustración 6), el rol de políticas públicas, empresas de consultoría, plataformas de información y marcos contractuales estandarizados aparece como condición necesaria para escalar la simbiosis desde casos aislados hacia redes energéticas interempresariales estructuradas, lo cual se conecta directamente con la actual reforma sobre mercados energéticos, contractualización de potencia y descentralización.

Ilustración N°6: Red de cooperación interempresarial con intercambios energéticos



Fuente: elaboración propia

La simbiosis continúa evolucionando, y varias tendencias emergentes están dando forma a su futuro: la integración de tecnologías avanzadas, como la inteligencia artificial y el Internet de las Cosas (IoT), puede mejorar la capacidad de las empresas para gestionar y optimizar los flujos de recursos en sistemas de simbiosis industrial.

2.3. Teoría de Redes y Modelos de Cooperación Interempresarial

En el contexto de economía circular aplicado al sector energético, la teoría de redes y los modelos interempresariales permiten analizar cómo las firmas se vinculan para compartir recursos tales como energía, materiales y conocimiento. En contraste con los enfoques tradicionales que conciben a la empresa como una entidad aislada, la perspectiva de redes reconoce que el comportamiento de las organizaciones y sus resultados no dependen únicamente de sus atributos internos, sino de la estructura de relaciones en la que están insertas, es decir, del patrón de conexiones que mantienen con otras empresas, instituciones y actores relevantes. Este enfoque se nutre tanto del análisis de redes estructurales como de la economía de redes, los cuales combinan herramientas de teoría de grafos, sociología organizacional y economía para explicar cómo surgen, se mantienen y evolucionan estas estructuras relacionales en los mercados y en los territorios productivos.

Una red interempresarial puede entenderse como un conjunto de relaciones horizontales y verticales que conectan empresas a través de canales formales e informales de cooperación, intercambio de recursos, conocimiento y apoyo estratégico. En este marco, las empresas no solo compiten en términos de precios o productos, sino que también compiten y colaboran simultáneamente en un entramado de relaciones que configuran sus oportunidades y riesgos. La teoría de redes aporta herramientas analíticas para describir estas relaciones en términos de estructuras, tales como densidad, centralidad, cohesión y posición relacional, y para interpretar cómo estas configuraciones influyen en variables claves como acceso a recursos, innovación, eficiencia operativa y resiliencia frente a cambios del entorno (Rodado, 2024).

Esta teoría permite explicar el por qué y cómo se forman determinadas alianzas o patrones de cooperación entre empresas. Por ejemplo, organizaciones que ocupan posiciones clave en la estructura relacional por tener múltiples conexiones o estar en puntos estratégicos que facilitan el flujo de recursos y decisiones. Estas posiciones no solo favorecen el acceso privilegiado a información y bienes, sino que también tienden a generarle a estas empresas ventajas competitivas duraderas porque pueden movilizar recursos de forma rápida ante cambios del mercado o demandas regulatorias (Matta, 2012).

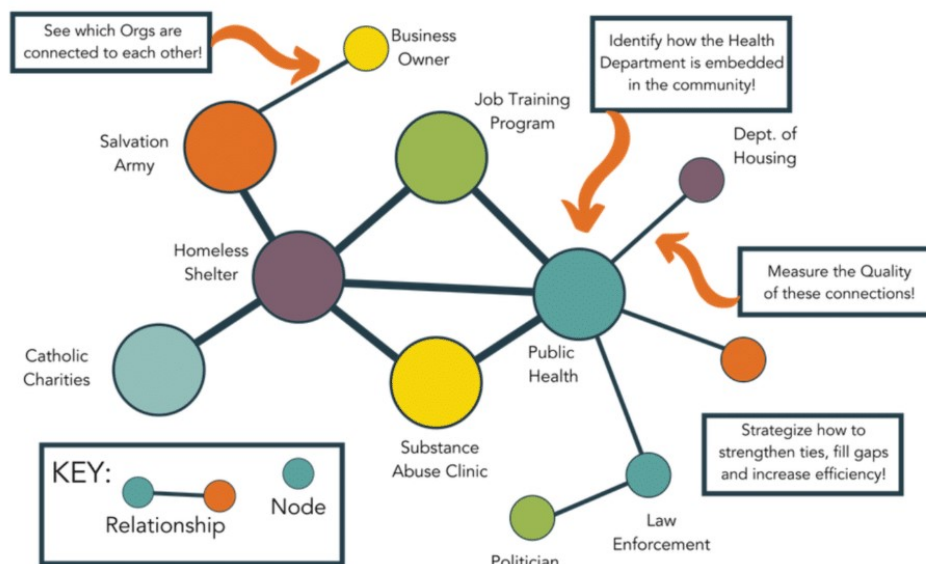
Esta teoría sustenta también la cooperación entre empresas intensiva en flujos de recursos, como energéticos, bajo la idea de que dichos recursos no se mueven únicamente a través de transacciones de mercado clásicas, sino también mediante vínculos relacionales que facilitan coordinación, confianza y aprendizaje conjunto. Desde esta óptica, la cooperación energética entre empresas no es un simple acuerdo bilateral de intercambio, sino una configuración de relaciones múltiples, donde la posición nodal de una empresa, su conectividad con otras y la existencia de vínculos estructurales facilitan la reutilización de energía residual, la negociación de contratos de largo plazo y la internalización de externalidades positivas que, de otro modo, quedarían fuera de mercado (Dini, 2010).

En términos más amplios, la economía de redes ofrece una interpretación económica a estos fenómenos: en redes con estructuras densas y bien conectadas, la cooperación interempresarial tiende a generar externalidades de red que potencian la eficiencia

colectiva. Esto significa que el valor de las relaciones no es lineal ni independiente, sino que depende del número y calidad de conexiones entre los actores; es decir, el valor de estar conectado aumenta cuanto más conectados están otros nodos relevantes en la red. Este principio, explica por qué las empresas valoran tanto participar de redes estructurales densas: porque cada conexión adicional no solo agrega un nuevo vínculo, sino que aumenta el valor potencial de todos los vínculos existentes gracias a la mayor fluidez de información, recursos y coordinación de acciones.

El análisis de redes sociales ha desarrollado métricas específicas para estudiar estas estructuras. Por ejemplo, medidas de la centralidad de grado, que indica cuántos vínculos directos tiene un actor, la centralidad de intermediación, que muestra qué tan importante es un actor para conectar a otros dentro de la red, o la cohesión estructural, que revela el grado de densidad de las conexiones en un grupo de empresas, permiten interpretar no solo la existencia de relaciones sino sus posibles efectos sobre la eficiencia relacional, la difusión de innovaciones y la creación de capacidades conjuntas. En el contexto de redes energéticas cooperativas, estas métricas pueden servir para identificar qué empresas actúan como facilitadores de intercambio energético, cuáles funcionan como puentes entre subgrupos de empresas y cuáles están en el borde, con potencial de integrar nuevas cooperaciones que incrementen la circularidad energética del sistema productivo, Matta, A. (2012).

Ilustración N°7: Red de colaboración interempresarial con nodos de distinta centralidad



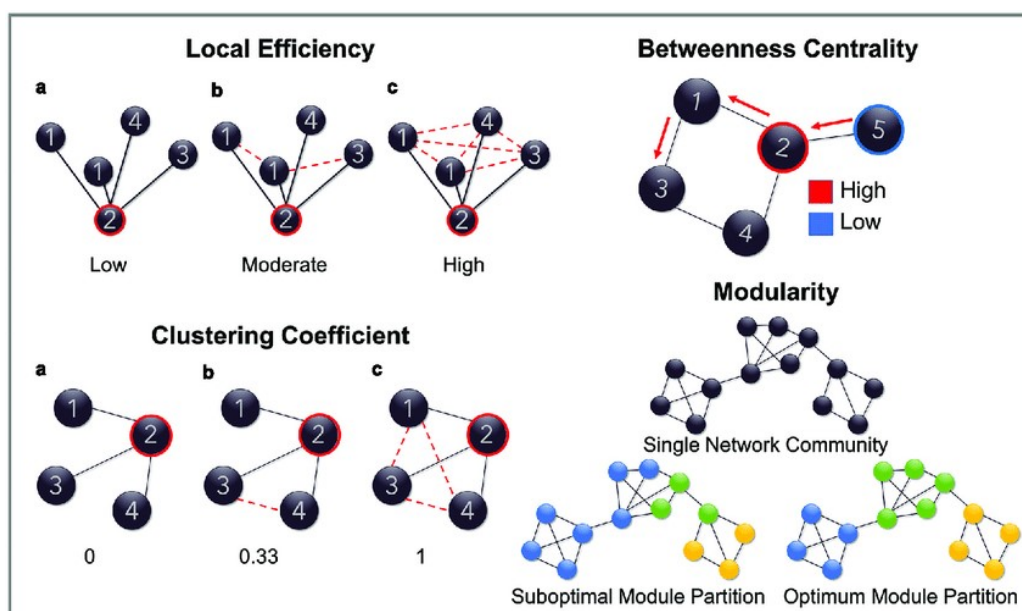
Fuente: (Visible Network Labs, 2024).

La noción de alianzas estratégicas amplía la perspectiva del vínculo empresarial más allá de acuerdos simples, concebidos como instrumentos de gestión para compartir riesgos, costos y beneficios; mientras que los enfoques más recientes basados en teoría de juegos en estructuras de red permiten formalizar cómo las decisiones interdependientes de las empresas pueden promover o limitar la cooperación,

dependiendo de los incentivos, la distribución de información y el tipo de interconexión entre nodos.

La integración de estas perspectivas teóricas también permite capturar elementos dinámicos de la red cooperativa interempresarial: las redes no son estáticas, sino que evolucionan temporalmente en función de cambios en el entorno competitivo, tecnológico y regulatorio; así como de decisiones estratégicas internas de las empresas sobre inversión en cooperación, capacidades relacionales y gestión del conocimiento. A través de este enfoque dinámico, se explica cómo se consolidan relaciones estables de cooperación energética, cuáles son los factores que las hacen sostenibles en el largo plazo y cómo emergen patrones de expansión de redes desde “clusters” locales hacia redes sectoriales o intersectoriales más complejas (Rodado, 2024).

Ilustración N°8: Parámetros estructurales de redes y su relación con la eficiencia relacional



Fuente: adaptación propia a partir de Wasserman & Faust (1994)

Finalmente, la teoría de redes evidencia que en entornos con marcos institucionales que facilitan la creación de redes —como políticas de innovación abierta, incentivos a la cooperación tecnológica, plataformas de intercambio de datos y recursos, o mecanismos regulatorios que reconocen y recompensan prácticas colaborativas— las empresas tienden a desarrollar redes más densas y resilientes. Por otro lado, desde la economía de redes se sostiene que la configuración óptima de una red cooperativa no siempre es la más densa, sino aquella en la que existe un equilibrio entre integración y especialización de nodos, permitiendo flujos eficientes sin redundancias excesivas; esta idea es clave para diseñar políticas energéticas que promuevan, por ejemplo, esquemas de intercambio energético eficientes entre empresas.

La cooperación interempresarial también se explica mediante aportes de la teoría de juegos. Modelos como el dilema del prisionero muestran que, bajo ciertas condiciones, la cooperación puede generar beneficios colectivos superiores a los obtenidos en estrategias competitivas. La repetición de interacciones, la reputación y los mecanismos

de sanción social aumentan la probabilidad de que los agentes cooperen en lugar de competir (Axelrod, 1984). Aplicado a la simbiosis industrial, esto implica que las empresas optan por compartir excedentes energéticos o infraestructuras cuando perciben que los beneficios netos (económicos, regulatorios y reputacionales) superan los costos de coordinación y los riesgos de oportunismo.

Dentro de los distintos modelos de cooperación empresarial que pueden contribuir a la circularidad, se han seleccionado cuatro:

1. Alianzas estratégicas: acuerdos bilaterales o multilaterales de largo plazo que permiten compartir recursos y capacidades.
2. Clústeres y distritos industriales: aglomeraciones territoriales de empresas que generan economías externas y facilitan intercambios.
3. Redes horizontales de cooperación: colaboración entre firmas del mismo sector para enfrentar desafíos comunes (por ejemplo, gestión de residuos energéticos).
4. Redes verticales de cooperación: articulación a lo largo de la cadena de valor (productores, proveedores, distribuidores), que permite diseñar modelos energéticos integrados.

En el ámbito energético, estos modelos explican la presencia de sistemas de autogeneración/autoconsumo renovable, esquemas de generación distribuida compartida y sistemas de intercambio de excedentes energéticos.

2.4. Teoría del desarrollo sustentable

Durante gran parte del siglo XX, la economía dominante asumió que el crecimiento del producto interno bruto (PIB) era el principal motor de bienestar y progreso material de las sociedades. Esta visión, sin embargo, fue objeto de cuestionamientos a medida que se consolidaba la evidencia de que el crecimiento ilimitado —sin considerar los impactos ambientales y sociales— generaba externalidades negativas profundas, tales como la degradación ambiental, la contaminación y la desigualdad socioeconómica. La confrontación entre crecimiento económico y sostenibilidad se comenzaría a articular formalmente a partir de la década de 1970, con la difusión de estudios que advertían sobre los límites biofísicos del planeta. Uno de los más influyentes fue “Los límites del crecimiento”, un informe encargado en 1972 por el Club de Roma y desarrollado por investigadores del Massachusetts Institute of Technology (MIT). Este informe utilizó modelos dinámicos para mostrar que, si las tendencias de crecimiento de población, producción industrial y consumo de recursos continuaban sin cambios, la humanidad enfrentaría “límites” que restringirían la posibilidad de un crecimiento sostenido indefinido, dando lugar a colapsos sociales o ambientales (Meadows et al., 1972).

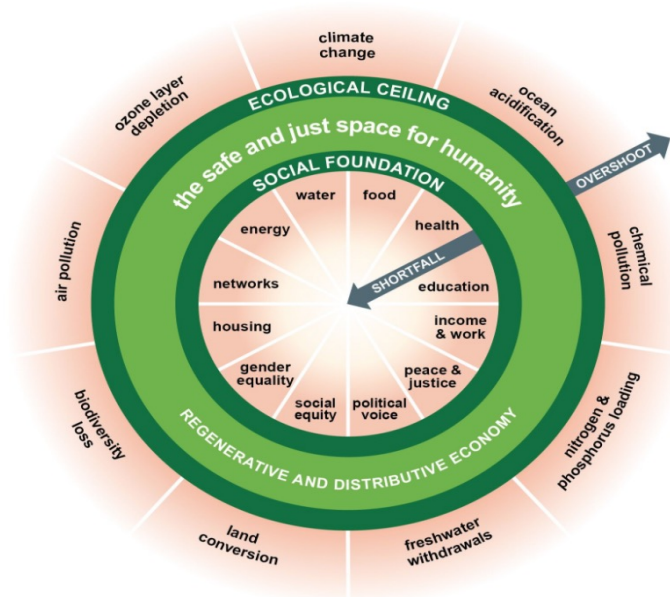
Este planteamiento resultó disruptivo porque cuestionó la noción de que el crecimiento económico podía continuar sin considerar el agotamiento de recursos finitos o el deterioro de los sistemas naturales de soporte de la vida. La influencia de estos debates se articuló con la literatura sobre economía ecológica, que proponía que la economía humana estaba acoplada a los ciclos biofísicos del sistema Tierra y que, por ende, debía

evaluarse no solo por indicadores monetarios, sino también por su sostenibilidad energética y material. Con estas bases, y bajo la creciente presión de movimientos ambientalistas y científicos, se consolidó un nuevo enfoque del desarrollo que buscaba integrar no solo la dimensión económica, sino también las dimensiones sociales y ambientales del progreso humano.

En la consolidación de este nuevo paradigma, un hecho relevante fue la publicación del Informe Brundtland en 1987 por la Comisión Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo. También conocido como *Nuestro Futuro Común*, este documento definió por primera vez en un contexto político y académico ampliamente difundido el desarrollo sostenible como aquel que “satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades” y subrayó la necesidad de reconciliar el crecimiento económico con la protección ambiental y la equidad social. Este informe marcó un punto de inflexión porque pasó del diagnóstico (indicando límites – ilustración 9) a una propuesta de política pública y desarrollo humano centrada en la sostenibilidad como objetivo de largo plazo (Brundtland, 1987).

El Informe Brundtland abrió el camino a cumbres internacionales y acuerdos globales que institucionalizaron la idea de desarrollo sostenible en la diplomacia ambiental. La Cumbre de la Tierra de Johannesburgo de 2002, por ejemplo, reforzó el discurso de que la protección ambiental debía ser parte integral de las estrategias de desarrollo económico y social de los países, promoviendo acciones coordinadas entre gobiernos, empresas y sociedad civil para implementar políticas de crecimiento compatible con la sostenibilidad de los sistemas naturales.

Ilustración N°9: Espacio seguro y justo para la humanidad: integración entre límites planetarios y fundamentos sociales



Fuente: Adaptado de Raworth (2017) y Doughnut Economics Action Lab (2024).

Más recientemente, la comunidad internacional consolidó esta visión con la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada en 2015 por los Estados miembros de las

Naciones Unidas, que establece 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y 169 metas articuladas en torno a la erradicación de la pobreza, la justicia social, la prosperidad económica y la protección del planeta (Naciones Unidas, 2015). Los ODS representan un marco integral que reconoce que el desarrollo humano y el bienestar no pueden separarse de la sostenibilidad ambiental y de la necesidad de operar dentro de los límites ecológicos del planeta, lo cual es importante para tesis, dado que los sistemas energéticos y productivos deben alinearse con agendas globales de sostenibilidad y con prioridades como el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante), el ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura), el ODS 12 (Producción y consumo responsables) y el ODS 13 (Acción por el clima).

El ODS 7 plantea la necesidad de garantizar el acceso universal a servicios energéticos modernos, confiables y sostenibles, promoviendo el incremento sustancial de la participación de energías renovables en la matriz energética y mejoras sostenidas en eficiencia energética. Este objetivo reconoce explícitamente que el desarrollo económico contemporáneo no puede desvincularse del modo en que se produce, distribuye y consume la energía, y que los sistemas energéticos centralizados y basados en combustibles fósiles presentan restricciones crecientes tanto desde el punto de vista ambiental como económico. En este sentido, los esquemas de intercambio de flujos energéticos entre empresas, como los que se analizan en esta tesis, se alinean con la meta de optimizar el uso de recursos energéticos, reducir pérdidas térmicas y promover configuraciones descentralizadas más resilientes.

El ODS 9, orientado a construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación, resulta relevante para el análisis de redes interempresariales de intercambio energético. Desde esta perspectiva, los parques industriales con redes de calor, vapor o electricidad compartidas, así como las plataformas de cooperación energética entre empresas, constituyen manifestaciones concretas de infraestructura productiva alineada con la sostenibilidad, donde la innovación no se limita a tecnologías individuales sino que se extiende a modelos organizacionales y de gobernanza interempresarial. Este ODS reconoce que la competitividad industrial futura depende de la modernización de procesos productivos, la incorporación de tecnologías limpias y la capacidad de integrar infraestructuras compartidas que reduzcan costos sistémicos y huellas ambientales.

Por su parte, el ODS 12 introduce un cambio conceptual profundo al desplazar el foco desde la eficiencia individual de los procesos hacia la responsabilidad sistémica sobre los patrones de producción y consumo. Este objetivo promueve la reducción de residuos, la reutilización de recursos, la gestión ambientalmente racional de productos y subproductos, y la adopción de modelos de economía circular. En el marco de esta tesis, el ODS 12 constituye un fundamento normativo directo para justificar la necesidad de transformar flujos energéticos residuales (como calor excedente, vapor de proceso o subproductos energéticos) en insumos productivos para otras empresas, aumentando la productividad material y energética del conjunto de la red.

El ODS 13, centrado en la acción frente al cambio climático, opera como objetivo transversal que refuerza la urgencia de transformar los sistemas energéticos e industriales. Como vimos en la introducción de este trabajo, el sector energético y los

procesos industriales concentran una parte sustancial de las emisiones globales de GEI, razón por la cual las estrategias de mitigación dependen en gran medida de la capacidad de implementar soluciones tecnológicas y organizacionales que reduzcan el consumo de combustibles fósiles de altas emisiones (como el gasoil, fueloil y carbón mineral) y maximicen la eficiencia sistémica.

La integración de los límites planetarios con los ODS ha sido tema de investigación reciente. El enfoque de límites planetarios, inicialmente propuesto por Rockström, identifica nueve procesos fundamentales (incluyendo cambio climático, pérdida de biodiversidad, acidificación oceánica, ciclos biogeoquímicos y uso del agua) que tienen umbrales críticos, por encima de los cuales se incrementa el riesgo de cambios irreversibles en el sistema Tierra. Este marco científico proporciona una base cuantitativa para definir un espacio operativo seguro para la humanidad, dentro del cual los sistemas sociales y económicos pueden prosperar sin comprometer la estabilidad del planeta (Rockström et al., 2009). La articulación entre límites planetarios y desarrollo sostenible es significativa porque plantea que las estrategias de crecimiento económico y desarrollo humano deben diseñarse de forma que no transgredan estos umbrales, lo que exige transformaciones profundas en sectores clave como energía, transporte, agricultura y uso del territorio.

Históricamente, los debates sobre el crecimiento económico sostenido han evolucionado desde enfoques que priorizaban la maximización del PIB sin límites explícitos hacia enfoques que examinan cómo decaer los costos ambientales y sociales asociados al crecimiento es condición necesaria para la sostenibilidad. Esto ha llevado a la reflexión crítica sobre el concepto de crecimiento perpetuo, impulsando enfoques alternativos como decoupling (desacoplar crecimiento del impacto ambiental), economía del bienestar y perspectivas de desarrollo que priorizan indicadores multidimensionales de bienestar y resiliencia social. En este marco, la transición energética se convierte en un factor central dado que los sistemas de energía dominan gran parte de las emisiones de GEI, del consumo de recursos y de los impactos ambientales, por lo que su transformación hacia fuentes renovables, eficiencia energética y modelos descentralizados de producción es un componente esencial para alcanzar los ODS y evitar la transgresión de los límites planetarios (IMF, 2023).

La transición energética implica mover los sistemas productivos y sociales hacia modelos de energía asequible, confiable, sostenible y moderna, lo cual no solo responde a metas ambientales sino también a objetivos económicos y sociales como la creación de empleo, la reducción de pobreza energética y el acceso universal a servicios energéticos básicos. Esto demuestra que la sostenibilidad ambiental y el desarrollo económico no son necesariamente objetivos opuestos; más bien, pueden y deben ser integrados a través de políticas, tecnologías y modelos de negocio que busquen desacoplar el crecimiento económico de las externalidades ambientales negativas, un objetivo que forma parte del ODS 8 (Trabajo decente y crecimiento económico) y del ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura).

Finalmente, es preciso destacar que el enfoque contemporáneo del desarrollo sostenible reconoce que la sostenibilidad no puede ser entendida solo como un equilibrio estático entre economía, sociedad y ambiente, sino como una transformación dinámica de

sistemas. Esto implica repensar indicadores de progreso, incorporar enfoques de shocks ambientales y sociales, e integrar la transición energética como pilar estructurante de nuevos modelos de crecimiento que respeten los límites biofísicos del planeta, promuevan la equidad social y aseguren la viabilidad económica en el largo plazo.

2.5. Fundamentos económicos para el análisis de los mercados y sistemas energéticos

La energía constituye un insumo estratégico para el funcionamiento de los sistemas productivos y para el bienestar social. Su estudio ha dado lugar a un campo especializado: la economía de la energía, que estudia la asignación eficiente de recursos energéticos, el diseño de mercados, las externalidades ambientales y las políticas de transición hacia sistemas sostenibles. Para la economía circular energética y simbiosis industrial, este cuerpo teórico resulta prioritario, dado que permite comprender los incentivos, fallas de mercado y marcos regulatorios que determinan la viabilidad de modelos colaborativos de intercambio energético.

2.5.1. Energía como factor productivo y recurso escaso

Desde la teoría económica, la energía ocupa una posición clave al cumplir simultáneamente el rol de factor productivo esencial, insumo intermedio transversal a todos los sectores, y recurso escaso sujeto a restricciones físicas, tecnológicas, geopolíticas y ambientales. En los modelos microeconómicos tradicionales de producción, la energía suele incorporarse de forma implícita dentro del capital o los insumos intermedios; sin embargo, la literatura contemporánea en economía de la energía ha enfatizado que su tratamiento explícito resulta indispensable para comprender la estructura de costos, la productividad total de los factores y las trayectorias de crecimiento económico (Varian, 2010; Pindyck & Rubinfeld, 2018; Stern, 2010). En términos funcionales, la energía actúa como el medio que permite transformar materia en bienes y servicios, habilitando el funcionamiento del capital físico y la organización del trabajo, por lo que su disponibilidad, precio y calidad afectan directamente las decisiones de producción, inversión y localización industrial.

La empresa, desde el punto de vista microeconómico, se enfrenta una función de producción donde la energía se combina con trabajo, capital y materiales para generar producto. En este contexto, la energía presenta características particulares: su elasticidad de sustitución con otros factores suele ser limitada en el corto plazo, especialmente en industrias intensivas en procesos térmicos, químicos o electromecánicos, lo que implica que aumentos en el precio de la energía tienden a trasladarse rápidamente a los costos marginales de producción (Pindyck & Rubinfeld, 2018; Stern, 2010). Este fenómeno refuerza la noción de que la energía no es un insumo más, sino un determinante crítico de la competitividad sectorial y de la viabilidad económica de ciertos procesos productivos. Asimismo, la demanda de energía a nivel microeconómico deriva de la demanda de los bienes finales, lo que la convierte en una demanda esencialmente

derivada, altamente dependiente de la estructura productiva y del nivel de actividad económica (Pindyck & Rubinfeld, 2018).

El carácter de recurso escaso de la energía se manifiesta tanto en la disponibilidad de recursos primarios como en las capacidades de transformación y transporte. Desde el enfoque económico, la escasez no se define únicamente por la finitud física de los recursos, sino por la relación entre disponibilidad efectiva, costos de extracción o conversión, restricciones tecnológicas y requerimientos de sostenibilidad ambiental. En este sentido, incluso fuentes energéticas abundantes desde el punto de vista físico pueden volverse económicamente escasas si su explotación implica costos crecientes, impactos ambientales significativos o limitaciones regulatorias, lo que remite a la conceptualización intertemporal de la escasez desarrollada en la economía de los recursos naturales (Hotelling, 1931; Smil, 2017). De ahí el por qué la transición energética no responde solo a criterios ambientales, sino también a una lógica económica de gestión intertemporal de recursos y de reducción de riesgos sistémicos asociados a la dependencia de determinadas fuentes.

La distinción entre matriz energética primaria y matriz de generación eléctrica permite profundizar el análisis de la energía como insumo productivo. La matriz primaria representa el conjunto de fuentes de energía disponibles en una economía antes de cualquier proceso de transformación, incluyendo combustibles fósiles, biomasa, energía hidráulica, solar, eólica y nuclear, entre otras. Esta matriz, presentada en el cuadro 9, condiciona las posibilidades técnicas y económicas de abastecimiento energético y determina la exposición de un país o región a riesgos de precios internacionales, restricciones de importación o variabilidad climática, con efectos directos sobre la estabilidad macroeconómica y la competitividad industrial (IEA, 2023; Smil, 2017). La estructura de la matriz primaria influye en la estabilidad de costos energéticos y, por lo tanto, en las decisiones de inversión de largo plazo en sectores intensivos en energía.

Cuadro N°9: Datos Matriz energética primaria – Argentina año 2023

2023		
MATRIZ ENERGETICA PRIMARIA		
Fuente	Aporte miles de TEP	%
Gas Natural	42.172	50,23 %
Petroleo	32.812	39,09 %
Hidroeléctrica	3.508	4,18 %
Nuclear	0	0,00 %
Biomasa	2.152	2,56 %
Carbón	59	0,07 %
Aceites y alcoholes vegetales	1.375	1,64 %
Eólica+Fotovoltaica	1.656	1,97 %
Otros Primarios	215	0,26 %
Total	83.949	100 %

Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de Nación

Por su parte, la matriz de generación eléctrica, desarrollada en el cuadro 10, constituye una transformación específica de la matriz primaria orientada a producir electricidad, que es la forma de energía más versátil y de mayor penetración en los sistemas productivos modernos. La electricidad presenta ventajas económicas vinculadas a su facilidad de transporte, su capacidad de alimentar procesos automatizados y su rol creciente en la electrificación de usos finales previamente dominados por combustibles fósiles, como el transporte y la climatización; sin embargo, su producción requiere infraestructuras intensivas en capital y sistemas de respaldo que garanticen confiabilidad, lo que introduce complejidades económicas adicionales relacionadas con economías de escala, costos hundidos y planificación de capacidad (IEA, 2023). Estas características hacen que la electricidad, aun siendo un bien homogéneo en consumo, tenga estructuras de costos altamente heterogéneas en generación, lo cual es importante para comprender la formación de precios y las estrategias de abastecimiento, aspectos que serán abordados en los bloques posteriores del capítulo.

Cuadro N°10: Datos Matriz generación eléctrica – Argentina año 2023

2023		
MATRIZ GENERACION ELECTRICA		
Fuente	Aporte [GWh]	%
Térmica	73.020	49,46 %
Hidroeléctrica	39.332	26,64 %
Nuclear	8.963	6,07 %
Renovable	20.086	13,60 %
Importación	6.241	4,23 %
Total	147.642	100 %

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Desde la teoría de la producción, la disponibilidad y el precio de la energía influyen también en las decisiones de tecnología adoptada por las empresas. La elección entre procesos más o menos intensivos en energía depende de la expectativa de precios relativos de los factores, del acceso a financiamiento para inversiones en eficiencia energética y de la estabilidad regulatoria. Esto genera trayectorias tecnológicas dependientes del camino, donde economías con energía históricamente barata tienden a desarrollar estructuras productivas más intensivas en consumo energético, lo que dificulta la transición hacia modelos más eficientes en ausencia de señales económicas claras (Stern, 2010; Smil, 2017). En este marco, la energía no solo condiciona el nivel de producción, sino también la estructura tecnológica del aparato productivo, con implicancias directas para la competitividad, la balanza comercial y la sostenibilidad ambiental.

Como se mencionó anteriormente, la escasez energética adquiere además una dimensión intertemporal, dado que muchas fuentes primarias no renovables presentan rendimientos decrecientes de extracción y requieren crecientes inversiones para mantener niveles de producción. Si se lo mira desde la economía de los recursos naturales, este fenómeno se analiza a través de modelos de optimización intertemporal que buscan determinar

trayectorias de extracción compatibles con la maximización del valor económico del recurso, considerando expectativas de precios futuros y sustitución tecnológica, enfoque que continúa siendo relevante para la planificación energética contemporánea (Hotelling, 1931; Pindyck & Rubinfeld, 2018). Si bien estos modelos fueron desarrollados inicialmente para recursos minerales, su lógica resulta aplicable a la planificación de infraestructura energética y a las decisiones de diversificación de matrices de abastecimiento.

En el contexto de la transición energética, la energía adquiere una nueva dimensión asociada a las restricciones climáticas y ambientales. Las emisiones derivadas del uso de combustibles fósiles introducen límites adicionales a la utilización de ciertas fuentes, no por agotamiento físico inmediato, sino por incompatibilidad con los compromisos de mitigación del cambio climático, lo que implica que la escasez relevante ya no es únicamente geológica, sino también institucional y ambiental (IEA, 2023; Stern, 2010). Esto redefine la frontera económica de disponibilidad energética y refuerza el rol estratégico de la eficiencia energética, la electrificación de procesos y la integración de fuentes renovables en los sistemas productivos.

Para las empresas, en lugar de concebir la energía únicamente como un insumo que debe ser adquirido externamente, los residuos energéticos de ciertos procesos pueden convertirse en recursos productivos para otros, ampliando la frontera efectiva de disponibilidad energética dentro de un sistema industrial. Esto equivale a una expansión de la oferta efectiva de energía útil sin necesidad de aumentar la extracción de recursos primarios ni la capacidad instalada de generación, lo que implica ganancias de eficiencia sistémica, reducción de costos marginales y mejora de la productividad energética agregada (IEA, 2022; Smil, 2017). Así, la economía circular energética se inserta directamente en la teoría de la producción como una estrategia para gestionar la escasez mediante la reorganización de flujos, más que exclusivamente a través de la expansión de la oferta primaria. Este enfoque sienta las bases para analizar, en los bloques siguientes, el funcionamiento de los mercados energéticos, los fallos asociados a externalidades ambientales y las justificaciones económicas de la regulación sectorial.

2.5.2. Teoría de los mercados energéticos

La teoría de los mercados energéticos que se presenta se desarrolla a partir del reconocimiento de que la energía, y en particular la electricidad y el gas natural, no se ajustan plenamente a los supuestos de los mercados competitivos tradicionales, debido a restricciones técnicas, económicas y operativas que condicionan la formación de precios y la estructura de oferta. A diferencia de otros bienes, la energía debe producirse y consumirse de manera prácticamente simultánea, presenta fuertes economías de escala en determinadas etapas de la cadena de valor y requiere infraestructuras de transporte, lo que introduce rigideces que afectan la movilidad de los mercados (Joskow, 2008). Estas características explican por qué, históricamente, los sistemas energéticos fueron organizados bajo esquemas de integración vertical y planificación centralizada, y por qué los procesos de liberalización posteriores debieron diseñarse con mecanismos específicos para compatibilizar competencia con seguridad de suministro.

En el caso de la electricidad, la imposibilidad económica de almacenamiento masivo a gran escala (al menos hasta el desarrollo reciente de ciertas tecnologías de baterías) implica que el sistema debe equilibrar oferta y demanda en tiempo real, lo que convierte a la operación del sistema en un problema económico y técnico simultáneo. Este rasgo fundamental determina que los mercados eléctricos modernos se organicen en torno a mecanismos de despacho centralizado, donde las centrales generadoras ofertan su energía según costos variables y el operador del sistema selecciona las unidades necesarias para cubrir la demanda al menor costo posible, respetando restricciones técnicas de red y confiabilidad. Este principio, conocido como “merit order” (orden de mérito), da lugar a precios horarios que reflejan el costo marginal de la última unidad necesaria para satisfacer la demanda, independientemente de la estructura de costos de las centrales inframarginales (Stoft, 2002; Joskow, 2008). Este diseño busca reproducir el resultado de un mercado competitivo de corto plazo planteado en los modelos tradicionales de la teoría económica, aunque bajo una coordinación centralizada indispensable para garantizar estabilidad del sistema.

Sin embargo, el funcionamiento eficiente de los mercados *spot* de electricidad no resulta suficiente para inducir las inversiones necesarias en capacidad de generación y redes, dado que los precios de corto plazo no siempre reflejan adecuadamente la escasez futura ni permiten recuperar los elevados costos fijos asociados a proyectos de infraestructura intensivos en capital. Este fenómeno, conocido como el problema de la “señal de inversión”, destaca la necesidad de mecanismos complementarios, como contratos de largo plazo, mercados de capacidad o esquemas híbridos, para asegurar la sostenibilidad económica del sistema en el tiempo (Joskow, 2008). Por lo tanto, los mercados energéticos presentan una segmentación funcional entre mercados de corto plazo orientados a la eficiencia operativa y mecanismos de largo plazo orientados a la suficiencia de capacidad, lo que los diferencia estructuralmente de otros mercados de commodities.

En el caso del gas natural, si bien existen mayores posibilidades de almacenamiento y flexibilidad temporal, la estructura del mercado continúa estando fuertemente condicionada por la disponibilidad y localización de infraestructura de transporte y regasificación, así como por contratos de suministro de largo plazo que históricamente estructuraron la industria. La transición hacia mercados más líquidos, con centros o hubs de comercialización y precios de referencia, ha permitido una mayor competencia en ciertos segmentos, pero no elimina la dependencia de inversiones específicas ni la existencia de cuellos de botella físicos que pueden generar poder de mercado localizado (IEA, 2023). Esto implica que los precios observados en los mercados energéticos no solo reflejan condiciones de oferta y demanda, sino también restricciones de red, costos de congestión y estructuras contractuales heredadas.

Otro rasgo distintivo de los mercados energéticos es la coexistencia de múltiples productos que, aunque físicamente similares desde el punto de vista del consumo, presentan atributos económicos diferenciados. En electricidad, por ejemplo, no solo se comercializa energía, sino también potencia, servicios complementarios, reservas y atributos ambientales, cada uno con dinámicas de oferta y demanda específicas. Esta desagregación funcional responde a la necesidad de garantizar no solo el equilibrio

energético, sino también la estabilidad de frecuencia, la respuesta ante contingencias y la confiabilidad del suministro (Stoft, 2002).

La estructura de costos de la generación eléctrica introduce además una fuerte heterogeneidad tecnológica, con centrales caracterizadas por distintos niveles de costos fijos y variables, tiempos de despacho y flexibilidad operativa. Las tecnologías térmicas fósiles suelen presentar costos variables elevados y costos fijos relativamente moderados, mientras que las renovables presentan costos fijos altos y costos variables cercanos a cero. Esta divergencia tiene implicancias directas sobre la formación de precios en mercados marginalistas, ya que las tecnologías de bajo costo variable desplazan a las más caras en el despacho, reduciendo los precios *spot* en determinados períodos, fenómeno que ha sido documentado en sistemas con alta penetración de renovables. Esta dinámica plantea desafíos para la recuperación de costos de inversión y refuerza la relevancia de contratos de largo plazo y mecanismos de aseguramiento de ingresos para tecnologías intensivas en capital (IEA, 2023).

Los mercados energéticos también se caracterizan por la presencia de economías de escala y de alcance en segmentos como transmisión y distribución, donde los costos medios decrecientes hacen ineficiente la duplicación de redes. Aunque el análisis de monopolios naturales y regulación se desarrollará específicamente en el Bloque 5.4, resulta relevante señalar que estas características estructurales condicionan la forma en que la competencia puede introducirse en los segmentos potencialmente competitivos, como generación y comercialización, sin comprometer la integridad del sistema.

En el marco de la transición energética, la creciente descentralización de la generación, el desarrollo de recursos distribuidos y la digitalización de los sistemas introducen nuevas dinámicas en los mercados energéticos, al permitir la participación activa de consumidores-productores y la aparición de intercambios locales de energía. Esto desafía a los modelos tradicionales de mercados centralizados y abre espacio a esquemas más complejos de coordinación, donde los precios, los contratos y las plataformas digitales cumplen funciones complementarias en la asignación de recursos. Sin embargo, incluso en estos contextos, la necesidad de balance del sistema y de señalización económica consistente continúa siendo un principio fundamental, lo que refuerza la vigencia de los conceptos básicos de la teoría de mercados energéticos en escenarios de mayor complejidad tecnológica (IEA, 2023).

Relacionado con el objeto de este trabajo, los intercambios de flujos energéticos entre empresas pueden interpretarse como mecanismos de coordinación descentralizada que coexisten con los mercados formales de energía. Estos intercambios pueden funcionar como contratos bilaterales implícitos o explícitos que permiten reducir costos de transacción, estabilizar precios efectivos de abastecimiento y mejorar la eficiencia global del sistema productivo, sin reemplazar necesariamente a los mercados mayoristas, sino complementándolos. En este sentido, la economía circular energética no se opone a la lógica de mercado, sino que introduce formas adicionales de asignación eficiente de recursos energéticos dentro de redes productivas, aprovechando proximidades geográficas, sinergias tecnológicas y necesidades térmicas o eléctricas compatibles.

2.5.3. Externalidades y fallos de mercado

El análisis económico del sector energético pone de manifiesto la presencia de externalidades y otros fallos de mercado que impiden que los mecanismos de precios conduzcan, por sí solos, a resultados socialmente eficientes. En términos generales, una externalidad se produce cuando las decisiones de producción o consumo de un agente afectan el bienestar de terceros sin que dichos efectos se reflejen en los precios de mercado. En el caso de la energía, las externalidades negativas asociadas a la contaminación local, los impactos sobre la salud pública y, especialmente, las emisiones de GEI son ejemplos de divergencia entre costos privados y costos sociales, lo que genera niveles de producción y consumo de energía superiores a los socialmente óptimos (Pigou, 1920; Tietenberg & Lewis, 2012). La estructura actual de los sistemas energéticos puede interpretarse como el resultado de señales de mercado incompletas que no internalizan adecuadamente los daños ambientales y sociales asociados al uso intensivo de combustibles fósiles.

Las externalidades ambientales del sector energético presentan además una fuerte dimensión espacial y temporal. Mientras que ciertos impactos, como la contaminación atmosférica urbana, se manifiestan de manera local e inmediata, otros, como el cambio climático, tienen alcance global y efectos acumulativos de largo plazo. Esta asincronía entre las decisiones individuales y las consecuencias colectivas introduce un problema intertemporal que dificulta la coordinación espontánea entre agentes económicos, ya que los beneficios del consumo energético se perciben en el presente, mientras que los costos climáticos se distribuyen en el tiempo y entre generaciones futuras (Stern, 2007). Este descalce temporal refuerza la noción de que los mercados energéticos, aun cuando funcionen eficientemente desde el punto de vista operativo, no garantizan trayectorias de desarrollo compatibles con la estabilidad climática ni con la preservación del capital natural.

Junto con las externalidades ambientales, el sector energético exhibe otros fallos de mercado, como la presencia de bienes públicos y problemas de coordinación que afectan la inversión en infraestructura y en innovación tecnológica. La seguridad de suministro, por ejemplo, puede interpretarse como un bien cuasi público, dado que la confiabilidad del sistema beneficia simultáneamente a múltiples usuarios y no puede ser provista de manera eficiente por decisiones individuales aisladas. En ausencia de mecanismos de coordinación, los agentes tienden a subinvertir en capacidad de respaldo, mantenimiento de redes o diversificación de fuentes, confiando en que otros asumirán dichos costos, fenómeno que se asocia con problemas de acción colectiva (Joskow, 2008). Este tipo de fallas resulta relevante en contextos de transición energética, donde la integración de fuentes variables como las energías renovables requiere inversiones complementarias en redes, almacenamiento y flexibilidad operativa.

Otro fallo de mercado en el ámbito energético se vincula con las imperfecciones de información y las barreras conductuales que afectan las decisiones de consumo e inversión en eficiencia energética. La denominada “brecha de eficiencia energética”, es decir, la persistencia de tecnologías y prácticas menos eficientes aun cuando existen alternativas que serían rentables desde el punto de vista privado, por factores como la

falta de información sobre consumos reales, altos costos de transacción, restricciones de financiamiento y sesgos conductuales que llevan a subestimar beneficios futuros frente a costos iniciales (Allcott & Greenstone, 2012). Estas imperfecciones implican que los mercados no asignan la totalidad de los recursos de manera eficiente incluso en ausencia de externalidades ambientales, lo que refuerza la justificación de intervenciones orientadas a corregir estas distorsiones.

Asimismo, el sector energético se caracteriza por elevados costos hundidos y horizontes de inversión de largo plazo, lo que genera riesgos asociados a la incertidumbre tecnológica, regulatoria y de demanda futura. Esta incertidumbre puede conducir a comportamientos de espera por parte de los inversores, retrasando la adopción de tecnologías más limpias o la expansión de infraestructura crítica. Este fenómeno se relaciona con problemas de coordinación intertemporal y con la dificultad de los mercados para generar señales creíbles y estables que orienten decisiones de inversión consistentes con objetivos de largo plazo, como la descarbonización (IEA, 2023).

Las externalidades y fallos de mercado adquieren una dimensión adicional vinculada a la subutilización de flujos energéticos residuales en sistemas productivos. El calor residual, los subproductos energéticos y los excedentes de generación distribuida constituyen recursos con valor potencial que, en ausencia de mecanismos de coordinación, tienden a disiparse sin ser aprovechados (nuevamente esto se vincula con el objeto de este trabajo). Esta pérdida de eficiencia puede interpretarse como una externalidad negativa implícita, donde los costos sociales de desperdicio energético no son internalizados por las empresas que generan dichos excedentes, mientras que los beneficios potenciales para otros actores no se materializan debido a barreras de información, costos de transacción y ausencia de marcos contractuales adecuados.

Si se lo analiza desde la teoría del bienestar, la presencia de externalidades y fallos de mercado implica que el equilibrio competitivo no coincide con el óptimo social, lo que abre espacio para políticas públicas, arreglos institucionales y formas de cooperación que permitan internalizar costos y beneficios. Sin embargo, antes de analizar los instrumentos específicos de intervención, hay que comprender que el problema no se reduce únicamente a la fijación de precios, sino que involucra estructuras de mercado, dinámicas de inversión, asimetrías de información y patrones de comportamiento que afectan la asignación de recursos energéticos. La economía circular energética puede interpretarse como una respuesta organizacional y contractual a estos fallos, al crear mecanismos de coordinación que permiten valorizar flujos residuales y reducir pérdidas sistémicas, complementando (y no sustituyendo) las señales provenientes de los mercados energéticos formales.

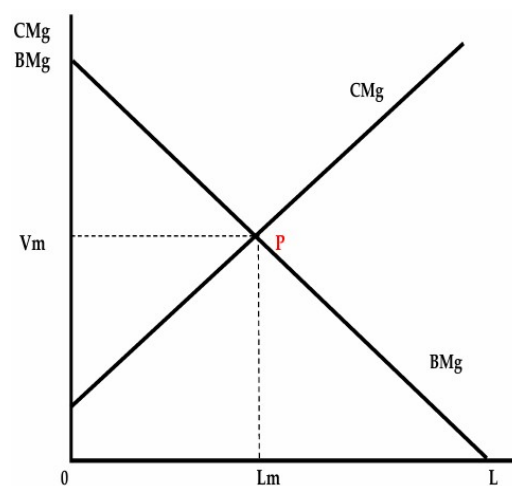
Caso Externalidades negativas (ejemplo de contaminación asociado a la energía) – solución vía impuestos presentado en el gráfico 9:

CMg: costos marginales de generar esa satisfacción. En este caso, representan los costos en los que se incurre para llevar cada MWh adicional hasta la vivienda del consumidor o hasta la fábrica. El costo marginal de producir un bien —en este caso, colocar un MWh adicional de electricidad de determinada fuente en la vivienda de una familia o en una instalación industrial— refleja cuánto aumenta el costo de la empresa generadora como consecuencia de producir esa última unidad.

A medida que aumenta la cantidad de energía ofrecida, los costos correspondientes a cada MWh adicional se incrementan. Por este motivo, la curva CMg es creciente y presenta una pendiente positiva. Estos costos están expresados en unidades monetarias y comprenden distintos componentes asociados a la generación de energía, entre ellos los costos de personal, construcción, mantenimiento, combustible y demás erogaciones necesarias para producir y suministrar la electricidad.

Por su parte, la curva BMg representa el beneficio marginal que obtiene el consumidor por cada unidad adicional de energía. El equilibrio se alcanza en el punto P, donde el costo marginal de producir una unidad adicional coincide con el beneficio marginal que dicha unidad genera para el consumidor. En el gráfico, este punto determina un nivel de consumo L_m y un valor asociado V_m .

Gráfico N°9: Costo y beneficio marginal privado



Fuente: elaboración propia

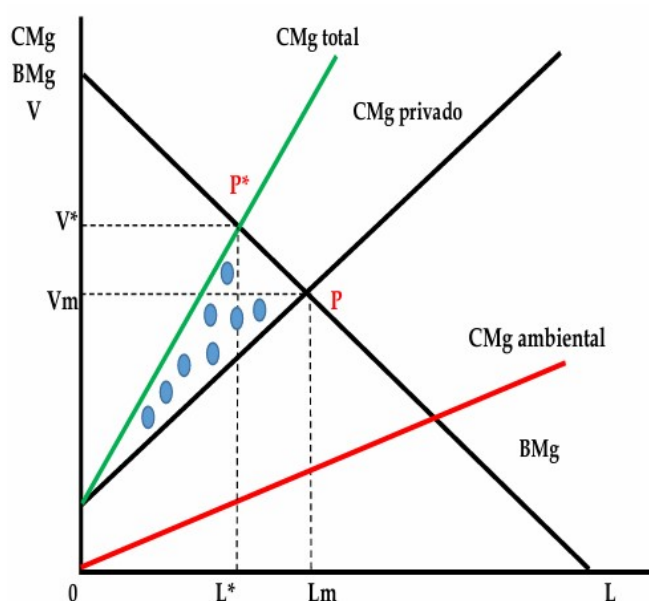
Sin embargo, el óptimo del equilibrio anterior solamente existe cuando se han reflejado todos los costos en los que la sociedad incurre para suministrar energía a sus miembros. En otras palabras, no alcanza con considerar únicamente los costos que efectivamente son asumidos y contabilizados por la empresa generadora. Es necesario considerar también aquellos costos que, aun cuando son consecuencia de la actividad de generación y suministro de energía, no se incorporan directamente a la contabilidad de la empresa ni al precio que paga el usuario. Desde la perspectiva de la empresa generadora, los costos privados son aquellos que implican una erogación monetaria y, por lo tanto, un flujo de caja negativo. Entre ellos se encuentran los costos de personal, construcción, mantenimiento, combustible y otros gastos directamente asociados con la generación de electricidad. No obstante, desde una perspectiva global, la actividad de generación también implica la utilización de recursos naturales, renovables o no renovables, que poseen un determinado valor económico y ambiental. La empresa utiliza un recurso como fuente de generación y, dependiendo del recurso y del proceso utilizado, puede devolverlo al ciclo natural en otro punto, con una calidad diferente y, en algunos casos, en una cantidad menor. Por lo tanto, además de los costos privados, deben considerarse aquellos costos que recaen sobre el conjunto de la sociedad. Entre estos se encuentran el costo de oportunidad del recurso utilizado para generar energía, el impacto ambiental de las obras necesarias para su aprovechamiento, el transporte de la

energía generada hasta la vivienda o la industria y los costos asociados a la depuración necesaria para recuperar, en la medida de lo posible, la calidad original de los recursos afectados. Estos elementos integran los denominados costos ambientales, que no necesariamente se encuentran reflejados en el precio que el usuario paga por la energía. En consecuencia, el costo marginal privado que interviene en la determinación del equilibrio de mercado puede representar una infravaloración del costo total que la sociedad debe afrontar para proporcionar esa energía. Esto ocurre porque el costo privado no incorpora necesariamente ni el valor del recurso utilizado —producido por la naturaleza— ni la degradación ambiental derivada de su captación, transformación, transporte y utilización. Por lo tanto, el valor que paga el usuario por la energía no necesariamente representa el equivalente monetario de todo aquello que la sociedad sacrifica para proporcionársela. Existe, de esta manera, una diferencia entre el costo que enfrenta individualmente la empresa generadora y el costo que efectivamente soporta la sociedad en su conjunto.

Esta situación permite comprender la existencia de una externalidad negativa. En el nivel de consumo L_m , determinado por la interacción entre el costo marginal privado y el beneficio marginal privado, el consumo de energía genera una degradación ambiental superior a la socialmente deseable, debido a que una parte de los costos asociados a dicha degradación no se encuentra incorporada en la decisión económica del consumidor. Si el consumidor tuviera que soportar efectivamente todos los costos asociados al nivel de consumo L^* , reduciría su consumo en consecuencia. Al disminuir la cantidad consumida, también se reduciría la degradación ambiental asociada a la producción y utilización de esa energía.

En este contexto, una de las formas de corregir la externalidad consiste en internalizar el costo ambiental mediante el establecimiento de un impuesto (presentado en el gráfico 10). El impuesto permite incorporar al proceso de decisión privada aquellos costos que anteriormente eran soportados por terceros o por el conjunto de la sociedad. De esta manera, el costo que enfrenta el agente económico se aproxima al costo marginal social, es decir, al costo marginal privado más aquellos costos ambientales que genera la actividad. Así, mediante el pago de un impuesto, se busca que el costo marginal privado refleje de manera más adecuada el costo que la actividad energética representa para la sociedad. La internalización de esta externalidad conduce a una reducción del nivel de consumo respecto del equilibrio inicial L_m , aproximándolo al nivel L^* , que representa el nivel de consumo socialmente deseable. En términos económicos, el objetivo del impuesto no es simplemente incrementar el precio de la energía, sino incorporar al precio un costo que previamente no era asumido por quien tomaba la decisión de consumir o producir, permitiendo que las decisiones privadas tengan en cuenta los costos que generan sobre el conjunto de la sociedad.

Gráfico N°10: Costos y beneficios marginales sociales - Externalidades



Fuente: elaboración propia

Caso Externalidades – solución vía mercados de carbono

Los mercados de carbono pueden definirse como el ámbito donde se negocian e intercambian unidades representativas de derechos de emisión de GEI y/o certificados de reducción de emisiones entre gobiernos, corporaciones privadas, organismos internacionales, brokers, bancos e individuos. El comercio de derechos de emisión es un instrumento para la disminución de emisiones contaminantes (principalmente GEI), con el objetivo de crear un esquema de incentivos económicos de manera que dicha reducción se produzca de forma efectiva.

Una autoridad central, generalmente un gobierno o una organización internacional, establece tres aspectos cruciales para el funcionamiento de un régimen de comercio de derechos de emisión. En primer lugar, se establece qué emisores de contaminantes forman parte de dicho régimen. En general, los regímenes de comercio de emisiones suelen centrarse en la regulación de emisiones de fuentes fijas como centrales térmicas o plantas industriales. En segundo lugar, se establece qué contaminantes están sujetos a este sistema. Y en tercer lugar, la autoridad define un límite sobre la cantidad total de gases contaminantes que pueden ser emitidos durante un periodo de tiempo preestablecido. Las empresas son obligadas a gestionar un número de bonos (también conocidos como derechos o créditos), que representan el derecho a emitir una cantidad determinada de residuos.

Este esquema funciona de la siguiente manera: las compañías que necesiten aumentar las emisiones por encima de su límite deberán comprar créditos a otras compañías que contaminen por debajo del límite que marca el número de créditos que le ha sido concedido. La transferencia de créditos es entendida como una compra. En efecto, el comprador está pagando una cantidad de dinero por contaminar, mientras que el vendedor se ve recompensado por haber logrado reducir sus emisiones.

El comercio de derechos de emisión es visto como un enfoque más eficiente que la tasación o la regulación directa. Puede ser más barato, y además genera un incentivo a las industrias al ser más eficientes en el cuidado del medio ambiente. Además, la mayoría del dinero generado por este sistema se destina a actividades medioambientales. Las críticas al comercio de derechos de emisión se basan en la dificultad de controlar todas las actividades de la industria y de asignar los derechos iniciales a cada compañía. El punto de partida, año que se toma como base, también puede ser un punto discutible.

Caso Mercado de emisión – los denominados bonos de carbono

Los bonos de carbono (también llamados "Créditos de Carbono") son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente. Estos bonos son uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global y efecto invernadero (GEI).

El 9 de mayo de 1992 en Nueva York, se adoptó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en la que se reconoce la problemática del cambio climático. En la convención se fijó como objetivo estabilizar las emisiones de GEI, en un plazo suficiente de transición para que la producción de alimentos no se vea amenazada y el desarrollo económico mundial no se vea interrumpido. En esta convención se les pidió a los países industrializados que realicen mediciones de las emisiones de gases, para de esta manera conocer el alcance real del problema y comprobar que las medidas aplicadas vayan cumpliendo los objetivos establecidos. Se toma como punto de referencia las emisiones del año 1990 para así poder comparar y comprobar los resultados. De esta manera, los países que forman parte de la Convención tomarán en cuenta la necesidad de reducir sus emisiones de GEI en sectores económicos como la agricultura, actividades industriales, energía, uso de recursos naturales, entre otros. Actualmente 195 países integran la Convención, por lo que se considera a la misma como mundial.

El 11 de diciembre de 1997 se adopta el Protocolo de Kioto (Japón), que pone en práctica los tratados de la Convención. Fueron 39 países industrializados y la Unión Europea los que ahí se comprometieron a estabilizar las emisiones de GEI. A diferencia con la Convención que solamente alentaba a los países a reducir sus emisiones GEI, el Protocolo de Kioto los comprometía a tomar acciones para lograr este objetivo.

Los países que formaron parte del Protocolo reconocieron que durante los últimos 150 años habían sido los principales responsables de los elevados niveles de emisiones de GEI, resultado entre otras cosas, de la quema de combustibles fósiles. Para el Protocolo, se debe tratar de manera diferente a los países desarrollados que a los que están en vías de desarrollo. A los primeros se les exige que regulen sus emisiones ya que son los principales contaminadores por sus actividades industriales, mientras que a los segundos solamente se les motiva a hacerlo entendiendo que su posición económica no es la óptima para tomar medidas drásticas.

El Protocolo ha sido un condicionante para que los gobiernos hagan leyes y políticas para cumplir con sus compromisos, y a empresas para que consideren el impacto que tienen sus actividades en el medio ambiente. Cabe señalar que sólo las partes o países que hayan aceptado y ratificado el Protocolo se verán obligadas a cumplir con las normas. Una de las tres propuestas que se incluyeron en el Protocolo para estabilizar las emisiones de GEI fueron los bonos de carbono, presentada en 1993 por la economista argentina Graciela Chichilnisky.

El sistema de bonos al carbono ofrece incentivos económicos para que empresas privadas contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la emisión generada por sus procesos productivos, considerando el derecho a emitir CO₂ como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. La transacción de los bonos de carbono (un bono de carbono representa el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono) permite mitigar la generación de GEI, beneficiando a las empresas que no emiten o disminuyen la emisión y haciendo pagar a las que emiten más de lo permitido.

Las reducciones de emisiones de GEI se miden en toneladas de CO₂ equivalente, y se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a países industrializados. Los tipos de proyecto que pueden aplicar a una certificación son, por ejemplo, generación de energía renovable, mejoramiento de eficiencia energética de procesos, reforestación, limpieza de lagos y ríos, etc.

Por lo tanto, los bonos de carbono son créditos que se emiten en el mercado de carbono. Los países desarrollados pueden financiar proyectos de abatimiento o captura de reducción de emisiones en otras naciones (en vías de desarrollo), acreditando dichas disminuciones como si se hubiesen hecho en territorio propio, abaratando sus costos de cumplimiento. Una empresa que disminuye sus emisiones de CO₂, de manera voluntaria, puede vender esta reducción a países desarrollados que están obligados a reducir sus emisiones generando beneficios económicos y ambientales.

2.5.4. Teoría de incentivos y regulación energética

La teoría de la regulación económica se fundamenta en la necesidad de corregir fallos de mercado persistentes que impiden alcanzar asignaciones eficientes y socialmente deseables, particularmente en sectores caracterizados por monopolios naturales, externalidades y fuertes interdependencias técnicas, como el energético. Desde este enfoque, la regulación no se limita a la fijación de precios, sino que constituye un conjunto de reglas, mecanismos de incentivos y estructuras contractuales orientadas a alinear las decisiones privadas de inversión, operación e innovación con objetivos de bienestar social, seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental (Laffont & Tirole, 1993). En el sector energético, donde los costos hundidos son elevados y los horizontes de inversión extensos, la credibilidad y estabilidad de los marcos regulatorios resulta determinante para reducir el riesgo percibido por los inversores y viabilizar proyectos de infraestructura intensivos en capital.

Uno de los aportes centrales de esta teoría de los incentivos a la regulación es el reconocimiento de la asimetría de información entre reguladores y empresas reguladas,

particularmente en relación con los costos reales de operación, las oportunidades de eficiencia y el esfuerzo gerencial. En ausencia de mecanismos adecuados, las empresas pueden no tener incentivos para revelar información veraz ni para minimizar costos, lo que da lugar a ineficiencias productivas. Para enfrentar este problema, la regulación puede incorporar esquemas de incentivos que vinculan la rentabilidad de las empresas a su desempeño en términos de eficiencia, calidad de servicio y cumplimiento de objetivos específicos, desplazando modelos puramente administrativos de control de costos hacia mecanismos más cercanos a contratos implícitos de desempeño (Laffont & Tirole, 1993). Estos instrumentos, visto desde el lado económico, buscan inducir comportamientos similares a los de mercados competitivos en contextos donde la competencia plena no es factible.

En los sistemas energéticos, la regulación cumple además un rol clave en la coordinación de inversiones a lo largo de la cadena de valor, particularmente en segmentos donde las decisiones de un actor condicionan la rentabilidad de otros. La expansión de redes de transmisión y distribución, por ejemplo, requiere anticipar patrones futuros de generación y consumo, lo que implica altos niveles de incertidumbre y riesgos de descoordinación. Esta situación se interpreta como un problema de coordinación intersectorial que los mercados por sí solos no resuelven eficientemente, dado que cada agente enfrenta incentivos a postergar inversiones hasta contar con mayor certeza sobre las decisiones de los demás. La regulación, mediante procesos de planificación, esquemas tarifarios y reglas de acceso, actúa como mecanismo de coordinación que reduce la incertidumbre y permite sincronizar inversiones complementarias (Joskow, 2008).

La teoría de los incentivos también resulta central para comprender los mecanismos de promoción de tecnologías limpias y de eficiencia energética. Dado que como vimos anteriormente los beneficios ambientales y sistémicos de estas tecnologías no se reflejan plenamente en los ingresos privados de los agentes, la regulación incorpora instrumentos destinados a mejorar la rentabilidad relativa de proyectos alineados con objetivos de transición energética. Sin entrar aún en instrumentos específicos, puede afirmarse que el diseño de estos esquemas busca modificar la estructura de riesgos y retornos enfrentada por los inversores, de modo que las decisiones privadas se aproximen a aquellas que maximizarían el bienestar social en presencia de externalidades ambientales (Tietenberg & Lewis, 2012). En este marco, la regulación actúa como un mecanismo de corrección dinámica de señales de mercado, orientando la asignación de capital hacia tecnologías y modelos de negocio compatibles con trayectorias de descarbonización.

Si se lo analiza desde lo institucional, la regulación en materia energética también cumple la función de estructurar los derechos y obligaciones de los distintos actores, estableciendo marcos contractuales que permiten el desarrollo de intercambios complejos y de largo plazo. La estandarización de contratos, las reglas de acceso a redes y los mecanismos de resolución de disputas reducen costos de transacción y facilitan la participación de nuevos actores, lo que resulta particularmente relevante en contextos de creciente descentralización y digitalización del sistema energético. Desde la economía institucional, estas reglas pueden interpretarse como infraestructuras invisibles que

permiten el funcionamiento de mercados y arreglos cooperativos en entornos caracterizados por alta interdependencia técnica y económica (Williamson, 1985).

Para el objeto de esta tesis, la teoría de los incentivos ofrece un marco analítico interesante para comprender cómo los esquemas de intercambio energético interempresarial pueden verse afectados —positiva o negativamente— por los marcos regulatorios vigentes. En ausencia de incentivos adecuados, las empresas pueden carecer de motivación económica para invertir en infraestructura de interconexión, compartir información sobre excedentes energéticos o asumir riesgos contractuales asociados a la cooperación. Por el contrario, cuando los marcos institucionales reconocen y valorizan estos intercambios, ya sea mediante reglas tarifarias, reconocimiento de servicios o esquemas de certificación, se crean condiciones para que la cooperación energética se convierta en una estrategia económicamente racional y no meramente voluntarista. La regulación no solo corrige fallos de mercado, sino que puede habilitar nuevas formas de organización productiva basadas en lógicas de la simbiosis industrial.

Asimismo, la regulación energética interactúa con la estructura de los mercados energéticos en la determinación de precios efectivos enfrentados por las empresas, lo que influye directamente en la rentabilidad de alternativas como el autoconsumo, la cogeneración y el intercambio de excedentes. Aunque los mercados mayoristas puedan reflejar costos marginales de corto plazo, las tarifas de acceso, los cargos por uso de redes y las reglas de despacho afectan los incentivos relativos entre consumir energía del sistema, generar localmente o intercambiar flujos con terceros. Estas señales tarifarias forman parte del diseño de incentivos que orienta la conducta de los agentes y condiciona la viabilidad económica de esquemas de economía circular energética, aun cuando existan oportunidades técnicas de aprovechamiento de flujos residuales.

Dado que los mercados energéticos presentan fallos estructurales y externalidades, la regulación no constituye una distorsión exógena, sino un componente intrínseco del funcionamiento del sector. En el contexto de este trabajo, este enfoque permite analizar de qué manera los arreglos institucionales pueden facilitar o bloquear el desarrollo de redes de intercambio energético entre empresas, y cómo el diseño de incentivos adecuados resulta clave para transformar oportunidades técnicas de eficiencia en soluciones económicamente sostenibles.

2.6. Gestión energética y sostenibilidad

La gestión energética es un componente importante para alcanzar la sostenibilidad en las empresas modernas. Se refiere a la planificación, ejecución y control de las actividades relacionadas con el consumo de energía en una organización. Su objetivo principal es optimizar el uso de la energía para reducir costos, mejorar la eficiencia y minimizar el impacto ambiental.

La sostenibilidad, como se desarrolló en las secciones anteriores, se define como la capacidad de satisfacer las necesidades presentes sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades. En el contexto energético, esto implica el uso eficiente de los recursos energéticos, la reducción de las emisiones

de GEI y la promoción de fuentes de energía renovables (Brundtland, 1987). Por su parte, la eficiencia energética se refiere a la obtención de la misma cantidad de servicios o producción con menos energía. Las estrategias para mejorar la eficiencia energética incluyen la modernización de equipos, la optimización de procesos y la implementación de tecnologías avanzadas.

Las tecnologías avanzadas como la iluminación LED, los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC) eficientes, y los sistemas de gestión de energía basados en IoT son fundamentales para mejorar la eficiencia energética. Las energías renovables juegan un papel crucial en la sostenibilidad energética, ya que son fuentes de energía que se regeneran de manera natural y tienen un menor impacto ambiental en comparación con los combustibles fósiles. Las principales fuentes de energía renovable incluyen la solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa y geotérmica. Cada una de estas fuentes tiene sus características y aplicaciones específicas (IEA, 2021).

En el marco de la eficiencia, las auditorías energéticas son evaluaciones sistemáticas del uso de energía en una organización, identificando oportunidades para mejorar la eficiencia y reducir los costos (Mbaye, 2022). Existen diferentes tipos de auditorías energéticas, incluyendo auditorías preliminares, detalladas y de seguimiento, cada una con objetivos y metodologías específicas.

Los sistemas de gestión energética, como ISO 50001, proporcionan un marco para el control y la mejora continua del rendimiento energético en una organización (ISO, 2018). La implementación de un SGE implica la planificación, ejecución, monitoreo y revisión de políticas y prácticas energéticas.

Las herramientas de monitoreo y control incluyen sistemas de gestión de energía en tiempo real, que permiten la supervisión continua del consumo energético y la identificación de ineficiencias (Bertoldi et al., 2019). Las tecnologías de monitoreo incluyen medidores inteligentes, sistemas de gestión de energía basados en IoT y plataformas de análisis de datos. El análisis de datos proporciona información valiosa para la toma de decisiones sobre la gestión energética, identificando patrones de consumo y áreas de mejora.

Ilustración N°10: Modelo de tablero de gestión energética



Fuente: ElyS S.A.

A modo de ejemplo, en la ilustración 10 se muestra el funcionamiento de tablero de gestión desarrollado por la empresa ElyS S.A., en el cual con sus bloques económico, operativo e historial permite dar un seguimiento, control y oportunidades de mejora a métricas energéticas y ambientales asociadas.

2.7. Economía circular energética

Como se presentó en las secciones anteriores, la economía circular se basa en la premisa de que los recursos son finitos y deben ser gestionados de manera que se prolongue su vida útil. A diferencia del modelo lineal tradicional que sigue el patrón de "tomar, hacer, desechar", la economía circular promueve un enfoque donde los productos y materiales se mantienen en uso durante el mayor tiempo posible, se extrae el máximo valor durante su uso y se recogen al final del ciclo de vida para su reciclaje o reutilización (Geissdoerfer et al., 2017). Algunos de los principios clave incluyen al ecodiseño (incorporar principios ambientales en el diseño de productos para facilitar su reciclaje y reutilización), cierre de ciclo (maximizar la reutilización de materiales y energía dentro del ciclo de producción y consumo), y valoración de residuos (convertir residuos en recursos a través de procesos de reciclaje y recuperación).

La economía circular energética aplica estos principios al sector energético, con un enfoque en la gestión y optimización de los recursos energéticos. Por lo tanto, la economía circular energética es una extensión del concepto de economía circular aplicado específicamente al ámbito energético, esto incluye la eficiencia en el uso de energía, la recuperación de energía residual y la integración de fuentes de energía renovables (Ghisellini et al., 2016). Busca reestructurar el sistema energético actual hacia un modelo más sostenible, que maximice la eficiencia, minimice el desperdicio y promueva el uso de fuentes de energía renovable (o térmicas de bajas emisiones, que utilicen por ejemplo gas como combustible), todo dentro de un ciclo continuo que favorezca la recuperación y reutilización de recursos energéticos.

A modo de paralelismo con lo anterior expresado, se presentan tres principios claves de la economía circular energética:

- Optimización del Uso de Energía: prácticas que mejoren la eficiencia energética, como el diseño eficiente de procesos y tecnologías de bajo consumo (IEA, 2020).
- Recuperación de Energía: tecnologías que capturen y reutilicen la energía residual, como los sistemas de cogeneración y recuperación de calor (Tian et al., 2017).
- Integración de Energías Renovables: fuentes de energía limpias para reducir la dependencia de combustibles fósiles y minimizar el impacto ambiental.

El diseño de productos y procesos implica considerar la eficiencia energética desde la etapa de diseño. Esto incluye al diseño modular y a la eficiencia energética en el diseño. El diseño modular permite a los productos ser actualizados y reparados fácilmente, lo que contribuye a una mayor durabilidad y reduce el desperdicio (Bocken et al., 2016). El enfoque en la eficiencia energética desde el diseño implica seleccionar materiales que mejoren el rendimiento energético y reducir el consumo durante la fabricación y el uso, por ejemplo el aislamiento avanzado y los sistemas de gestión de energía inteligente.

Por su parte, la recuperación de energía implica capturar la energía residual generada durante los procesos industriales y convertirla en formas útiles, como electricidad o calor. Las principales tecnologías para la recuperación de energía son la cogeneración

(produce simultáneamente electricidad y calor utilizable a partir de una sola fuente de energía), recuperación de calor residual (captura el calor desechado en procesos industriales y lo utiliza para calentar agua o aire) y sistemas de almacenamiento de energía (como baterías que almacenan energía generada en exceso para su uso en momentos de alta demanda)

La combinación de tecnologías de energía firme como la térmica con la integración de energías variables renovables es fundamental, contribuyendo a la sostenibilidad y a la reducción de la dependencia de fuentes fósiles. Detallando, las principales fuentes de energía renovable incluyen:

- Solar: Utiliza la energía del sol para generar electricidad o calor.
- Eólica: Aprovecha el viento para generar electricidad a través de aerogeneradores.
- Hidroeléctrica: Utiliza el flujo de agua para generar electricidad (según la ley Argentina solo están catalogadas las pequeñas hidroeléctricas de potencia menor a 50 MW, quedando excluidas grandes centrales hidroeléctricas como Yacretá por ejemplo).
- Biomasa: Convierte materia orgánica en energía (de importancia y con gran potencial para el sector agropecuario).
- Geotérmica: Aprovecha el calor interno de la Tierra para generación de electricidad o calefacción

Modelos efectivos para la integración de energías renovables incluyen microgeneración (pequeñas instalaciones de generación de energía renovable que sirven a edificios individuales o comunidades, aunque no son firmes) y sistemas híbridos (combinan diferentes fuentes de energía renovable con energía térmica para mejorar la estabilidad del suministro y la eficiencia).

Los beneficios de la economía circular energética incluyen que la mejora en la eficiencia energética y la recuperación de energía puede llevar a una disminución de los costos operativos. A su vez, minimiza la generación de residuos y promueve el uso de energías renovables, reduciendo el impacto ambiental (Geissdoerfer et al., 2017). Por último fomenta la innovación tecnológica y mejora la competitividad empresarial mediante la adopción de prácticas sostenibles (Bocken et al., 2016).

Dentro de los desafíos se incluyen a la inversión inicial, donde los costos de implementación de tecnologías “verdes” pueden ser altos, lo que puede ser una barrera para algunas empresas. También existen desafíos técnicos y regulatorios que deben ser abordados para una integración efectiva de estas prácticas.

2.8. Sistemas de Cogeneración

La cogeneración energética se define como el proceso de generar simultáneamente dos formas de energía útil—electricidad y calor—en una única instalación a partir de una fuente de energía primaria. A diferencia de las plantas de generación convencionales

que producen solo electricidad y pierden gran parte de la energía en forma de calor residual, los sistemas de cogeneración capturan este calor residual para usos industriales, comerciales o residenciales (Lazzaretto et al., 2019).

El principio fundamental de la cogeneración radica en la eficiencia aumentada del proceso. La cogeneración puede alcanzar eficiencias globales superiores al 80%, comparado con un 50% en sistemas separados de generación de electricidad y calor (IEA, 2020). El calor residual de la producción de electricidad se utiliza para aplicaciones de calefacción, lo que reduce la necesidad de combustibles adicionales y disminuye las pérdidas energéticas. Este proceso permite optimizar el uso de los recursos energéticos reduciendo las emisiones de GEI.

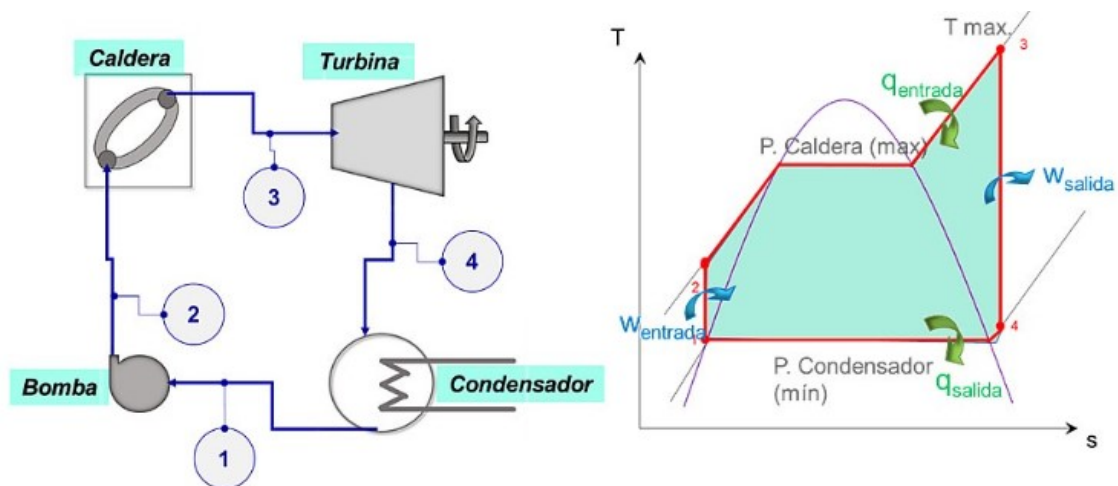
Existen dos grandes sistemas de cogeneración, basados a vapor y basados a gas.

Los sistemas de cogeneración basados en ciclo de vapor utilizan una caldera para generar vapor que impulsa una turbina para producir electricidad. El vapor residual se utiliza para calefacción o procesos industriales. El Ciclo Rankine, desarrollado por el físico y filósofo escocés William John Macquorn Rankine, es más común para sistemas de cogeneración a gran escala, especialmente en plantas industriales y de energía ((Li et al., 2024).

La eficiencia térmica del ciclo Rankine se calcula como la relación entre la potencia de salida y la potencia térmica de entrada. Maximizar esta eficiencia es crucial para la optimización del ciclo y la generación de energía. Esto se logra mediante la implementación de variantes como el recalentamiento y la regeneración, así como a través de la optimización de sus componentes y procesos. El ciclo Rankine (presentado en la ilustración 11) sigue un proceso básico que incluye:

- Expansión del fluido en una turbina: el fluido de trabajo se expande en una turbina, generando energía cinética. Este proceso se conoce como el proceso 1-2.
- Condensación del vapor en un condensador: el vapor generado en la turbina se enfría y condensa a presión constante en un condensador, convirtiéndose en líquido. Esto corresponde al proceso 2-3.
- Compresión del líquido condensado en una bomba: el líquido condensado se comprime para aumentar su presión antes de volver a la caldera. Este proceso se denomina proceso 3-4.
- Aportación de calor al fluido en una caldera: el líquido se calienta a presión constante en la caldera, reiniciando el ciclo. Esto corresponde al proceso 4-1

Ilustración N°11: Cogeneración a vapor



Fuente: <https://es.linkedin.com/pulse/explorando-el-ciclo-rankine-msc-freddy-silva-ldcre>

Los diagramas T-s (Temperatura-Entropía) del ciclo Rankine muestran las diferentes etapas y procesos que experimenta el fluido de trabajo a lo largo del ciclo. Los puntos importantes del ciclo son:

Punto 1: Estado de entrada del fluido de trabajo a la caldera (generalmente líquido saturado).

Punto 2: Estado de salida del fluido de trabajo de la caldera (vapor saturado o sobrecalentado).

Punto 3: Estado de salida del vapor de la turbina (generalmente vapor saturado).

Punto 4: Estado de entrada del vapor al condensador (vapor saturado o sobrecalentado).

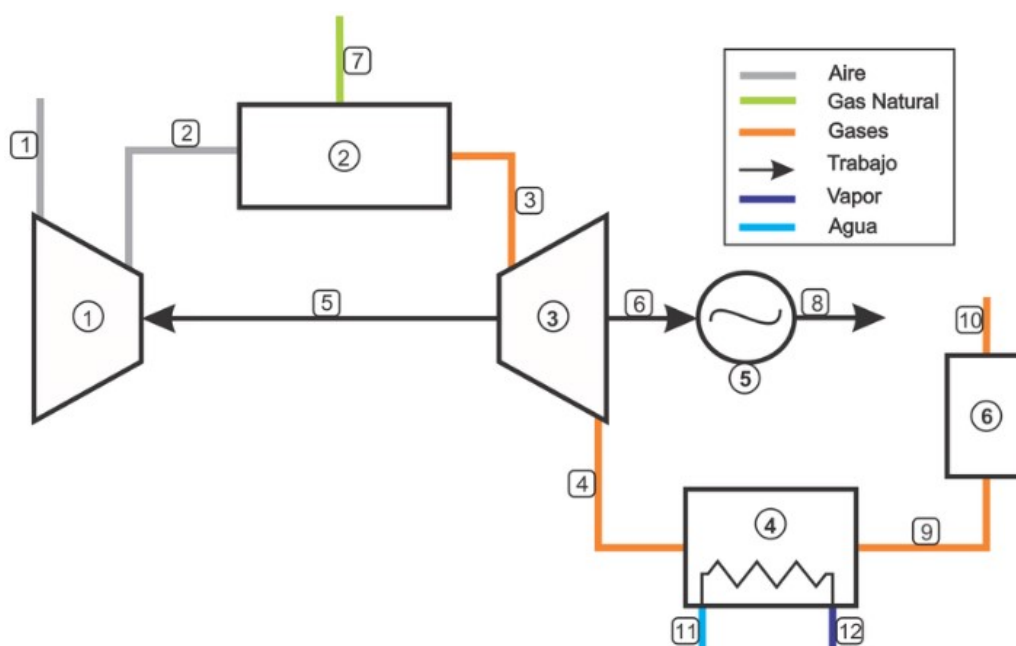
Punto 5: Estado de salida del líquido del condensador (generalmente líquido saturado).

Existen mejoras en el Ciclo Rankine (ilustración 12), como por ejemplo con Recalentamiento, variante en la cual el vapor se expande en dos etapas. Se introduce un recalentador que eleva la temperatura del vapor entre las dos etapas de expansión. Esto aumenta la eficiencia al permitir una presión de caldera más alta sin reducir el título de vapor.

Otras de las mejoras en el denominado Ciclo Rankine Regenerativo, donde se introduce un calentador abierto que mezcla dos corrientes de agua. Una proviene de una extracción de vapor de la turbina y la otra del condensador. Esto reduce el aporte de calor a la caldera y aumenta el rendimiento del ciclo.

Continuando ahora se presenta los sistemas de cogeneración basados en ciclo de gas, que emplean una turbina de gas para generar electricidad. El calor residual de los gases de escape se utiliza para producir vapor que puede ser utilizado en una caldera para calefacción. El ciclo de Gas-Turbina de Recuperación de Calor (HRSG) es uno de los más comunes en aplicaciones industriales debido a su alta eficiencia y flexibilidad (Huang et al., 2019).

Ilustración N°12: Cogeneración a gas natural



Fuente: <https://www.absorsistem.com/tecnologias/cogeneracion/>

1 Compresor 2 Cámara de combustión 3 Turbina de gas 4 Caldera de recuperación de calor 5 Generador 6 Chimenea

Como se mencionó anteriormente, estos sistemas pueden alcanzar eficiencias globales de hasta el 85%, en comparación con la eficiencia combinada de un sistema separado de hasta el 50% (IEA, 2020). Pero también contribuye a la reducción de emisiones de GEI al optimizar el uso de combustibles y minimizar el desperdicio de energía. La reducción en el consumo de combustibles y la eficiencia mejorada conducen a una disminución de los costos operativos para los usuarios finales. Los sistemas de cogeneración permiten a las instalaciones reducir su demanda de energía externa, lo que se traduce en ahorros en los costos de energía.

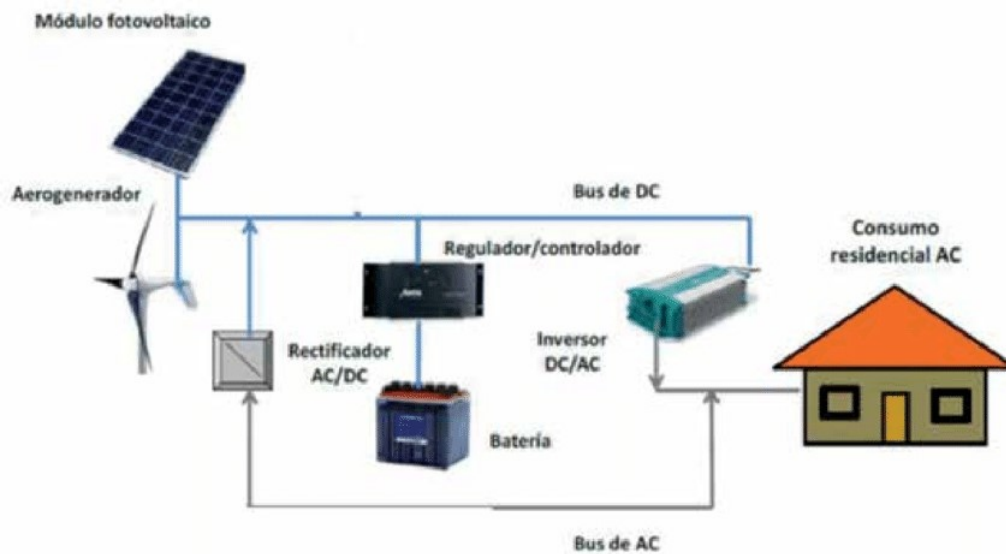
Sin embargo, pese a los beneficios anteriormente expuestos, tiene algunos desafíos o barreras este tipo de sistema de generación, tales como el costo inicial de instalación de un sistema de cogeneración puede ser elevado en comparación con los sistemas de generación convencionales (por ejemplo un motor de generación a diesel) (Bertoldi et al., 2020). Además pueden ser más complejos de operar y mantener en comparación con los sistemas de generación separados. La complejidad del equipo y la necesidad de una operación coordinada pueden presentar desafíos adicionales para los operadores (Huang et al., 2019). Un último desafío consiste en la integración de sistemas de cogeneración con las infraestructuras energéticas existentes, especialmente en sistemas de distribución de energía más antiguos.

2.9. Sistemas de generación distribuida - renovable

La generación distribuida-renovable (GD) representa un avance en la manera en que se produce y gestiona la energía, proporcionando soluciones para mejorar la sostenibilidad

y la eficiencia de los sistemas energéticos. Tal como se observa en la ilustración 12, consiste en la instalación de sistemas de generación de energía en la proximidad del punto de consumo, utilizando fuentes renovables y tecnologías descentralizadas, que pueden ser integradas en la infraestructura existente de distribución de energía. A diferencia de los sistemas de generación centralizada, que suelen ubicarse en grandes plantas de energía, la generación distribuida emplea instalaciones más pequeñas y localizadas. Se basa en la proximidad al consumo (lo que reduce las pérdidas de transmisión y mejora la eficiencia energética) y en la diversidad de tecnologías (como paneles solares, turbinas eólicas, y sistemas de almacenamiento de energía).

Ilustración N°13: Generación distribuida



Fuente: elaboración propia

La energía solar fotovoltaica (FV) es de las tecnologías más comunes utilizadas bajo la modalidad de GD y convierte la luz solar directamente en electricidad mediante el uso de paneles solares. Este tipo de sistema es escalable y puede ser utilizado tanto a nivel residencial como comercial. Los paneles solares están formados por celdas fotovoltaicas que convierten la luz en corriente eléctrica (IEA, 2020). En espacios mas abiertos, por ejemplo rurales, la generación eólica también es utilizada al disponer de turbinas para convertir la energía cinética del viento en electricidad. Los sistemas eólicos pueden ser de gran escala (parques eólicos) o de pequeña escala (turbinas eólicas residenciales).

Los sistemas de almacenamiento de energía, como las baterías y los sistemas de almacenamiento de energía en volantes de inercia, almacenan energía generada para su uso posterior. Estos sistemas son esenciales para gestionar la variabilidad y asegurar un suministro constante de energía. Las baterías de iones de litio son ampliamente utilizadas debido a su alta densidad de energía y larga vida útil (Chen et al., 2020). No obstante, en los últimos años han cobrado relevancia las baterías de iones de sodio como una alternativa tecnológica a las baterías de litio, particularmente debido a la mayor disponibilidad y menor costo potencial de las materias primas utilizadas en su fabricación. Si bien las baterías de sodio presentan, en términos generales, una menor densidad energética que las de iones de litio, pueden ofrecer ventajas en aplicaciones de

almacenamiento estacionario, donde el peso y el volumen tienen una incidencia relativamente menor y adquieren mayor importancia factores como el costo, la disponibilidad de materiales y la seguridad del sistema.

Dentro de las ventajas de la generación distribuida se encuentran la mejora a la resistencia del sistema energético al diversificar las fuentes de generación y reducir la dependencia de grandes plantas de energía centralizadas. La presencia de múltiples fuentes de generación distribuidas disminuye el impacto de fallos en la red eléctrica (ayuda a disminuir la saturación de los sistemas de distribución, problemática actual de Argentina). La generación cercana al punto de consumo reduce las pérdidas asociadas con la transmisión de energía a largas distancias (Lund et al., 2021). La generación renovable asociada con la GD contribuye a la reducción de las emisiones de GEI y disminuye la dependencia de combustibles fósiles (IEA, 2020).

Al igual que lo visto en generación térmica, la generación distribuida-renovable, también enfrenta barreras asociadas a costos iniciales de instalación para sistemas de GD pueden ser elevados, especialmente para sistemas de almacenamiento (considerar también la inversión inicial en infraestructura y equipos adicionales). A su vez, la integración de sistemas distribuidos con la red eléctrica puede presentar desafíos técnicos, como la sincronización de la generación con la demanda y la gestión de la calidad de la energía. Otro punto a considerar es que la generación renovable, como la solar y la eólica, puede ser intermitente y dependiente de las condiciones climáticas, lo que puede afectar la estabilidad del suministro al no brindar “potencia o energía firme”. La variabilidad de la generación renovable requiere sistemas de almacenamiento o híbridos (a gas natural como se plantea en esta tesis) y gestión en la compra de la energía al mercado *spot* para garantizar un suministro continuo (Chen et al., 2020).

2.10. Intercambios de energías en parques industriales

Los parques industriales constituyen formas de organización territorial de la producción caracterizadas por la concentración geográfica de empresas que comparten infraestructura básica, servicios comunes y, en algunos casos, marcos institucionales de gobernanza colectiva. Analizados desde la economía regional y la teoría de clusters, estos espacios se conciben como instrumentos para mejorar la competitividad sistémica mediante economías de aglomeración, reducción de costos logísticos y generación de externalidades positivas vinculadas al aprendizaje, la especialización y la cooperación tecnológica (Porter, 1998; Becattini, 1990). En este marco, el intercambio de energía entre empresas localizadas en un mismo parque industrial puede interpretarse como una extensión funcional de estas lógicas de cooperación productiva, aplicada específicamente al uso eficiente de recursos energéticos y térmicos.

El intercambio de energía en parques industriales se inscribe dentro del concepto más amplio desarrollado de simbiosis industrial, entendido como el aprovechamiento mutuo de flujos de energía, materiales, agua y subproductos entre empresas que, de otro modo, serían descartados como residuos. En el caso particular de la energía, estos intercambios pueden incluir transferencia de calor residual, cogeneración compartida, redes de vapor, intercambio de electricidad generada localmente o utilización conjunta de

infraestructura de almacenamiento, configurando micro-sistemas energéticos interempresariales.

A diferencia de los esquemas tradicionales de provisión energética centralizada donde cada empresa actúa como demandante individual frente al sistema eléctrico o gasífero, los modelos de intercambio introducen una lógica de gestión colectiva de flujos energéticos, en la cual la proximidad geográfica o sus acuerdos contractuales y la coordinación institucional permiten capturar sinergias técnicas que no serían viables a escala dispersa. Esta configuración reduce costos de transacción asociados a la negociación de contratos bilaterales complejos y permite internalizar externalidades positivas derivadas del aprovechamiento de excedentes térmicos o eléctricos (Chertow & Ehrenfeld, 2012) obteniendo energía firme y también renovable variable. Así, el parque industrial deja de ser solo un espacio de co-localización productiva para convertirse en una plataforma de integración energética.

También resulta relevante distinguir el intercambio energético en parques industriales de otras formas de generación distribuida o autoconsumo individual. Mientras que estas últimas responden a decisiones descentralizadas orientadas principalmente a la reducción de costos energéticos propios, los esquemas de intercambio suponen un nivel adicional de coordinación entre actores jurídicamente independientes, con objetivos que trascienden la optimización individual para aproximarse a una lógica de eficiencia sistémica. Este tipo de arreglos puede verse como formas híbridas entre mercado y jerarquía de acuerdo a las teorías de organización industrial, donde la cooperación se articula mediante acuerdos contractuales, reglas compartidas y, en algunos casos, entidades de gestión común (Williamson, 1985).

Los objetivos del intercambio energético en parques se agrupan en tres grandes dimensiones: eficiencia económica, sostenibilidad ambiental y resiliencia operativa. En primer lugar, desde el punto de vista de la eficiencia, el uso compartido de infraestructura energética (como plantas de cogeneración, calderas centrales o redes térmicas) permite aprovechar economías de escala y reducir costos unitarios de suministro, especialmente en industrias con demandas térmicas intensivas y perfiles de consumo complementarios (IEA, 2019). Además, la valorización de excedentes energéticos, como el calor residual, transforma lo que sería una pérdida técnica en un insumo productivo para otras empresas, mejorando la productividad energética agregada del parque.

En segundo lugar, los objetivos ambientales se vinculan directamente con la reducción de emisiones de GEI y la disminución del consumo de recursos fósiles. La sustitución de generación individual ineficiente por sistemas colectivos de alta eficiencia, así como la integración de fuentes renovables locales con esquemas de balance energético entre empresas, contribuyen a mejorar el desempeño ambiental del conjunto del sistema productivo. En el marco de la transición energética, estos modelos se pueden concebir como estrategias intermedias que permiten avanzar hacia sistemas bajos en carbono sin requerir transformaciones radicales inmediatas en los procesos productivos individuales.

La tercera dimensión, frecuentemente menos considerada pero estratégicamente relevante, es la resiliencia del suministro energético. Los parques industriales que incorporan esquemas de generación y distribución interna pueden reducir su exposición

a interrupciones del sistema central, variaciones extremas de precios o restricciones de oferta, lo que resulta crítico en contextos de estrés energético o crisis de abastecimiento que pueden ocurrir en los meses de invierno o verano donde el sistema eléctrico más se exige. Desde la seguridad energética a nivel microeconómico, estas configuraciones permiten diversificar fuentes de suministro y fortalecer la autonomía operativa de los complejos industriales (Joskow, 2008).

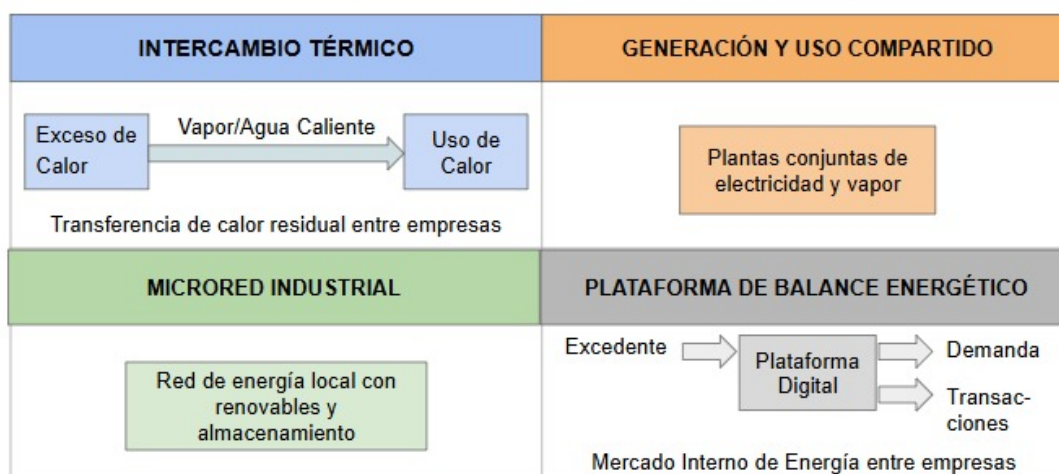
Continuando con el aspecto institucional, los objetivos del intercambio incluyen la creación de capacidades colectivas de gestión energética, tales como monitoreo de consumos, planificación conjunta de inversiones y desarrollo de estrategias compartidas de eficiencia y descarbonización. Estas capacidades, una vez consolidadas, pueden facilitar la adopción de tecnologías más avanzadas, como sistemas de gestión energética digitalizados, almacenamiento compartido o integración con redes inteligentes externas.

Para el objeto de esta tesis, resulta importante destacar que el intercambio energético en parques industriales no debe interpretarse únicamente como una solución técnica, sino como un arreglo económico-institucional que requiere alineación de incentivos, marcos regulatorios compatibles y confianza entre actores productivos. Por ello, su análisis se vincula directamente con los desarrollos teóricos abordados en los capítulos previos, particularmente en lo referido a fallos de mercado, externalidades y teoría de los incentivos. Los parques industriales constituyen entornos privilegiados para ensayar esquemas de economía circular energética, dado que concentran actores, flujos y capacidades organizativas que permiten materializar intercambios que serían inviable en contextos productivos dispersos.

2.10.1. Esquemas de intercambio

Los esquemas de intercambio en parques pueden clasificarse en función del tipo de vector energético involucrado, del grado de integración técnica entre empresas y del nivel de coordinación institucional requerido para su operación. Si bien en la práctica suelen coexistir configuraciones híbridas, se identifica una serie de tipologías recurrentes que permiten ordenar analíticamente las distintas modalidades de cooperación energética. (Chertow, 2000; IEA, 2019).

MODELOS DE INTERCAMBIO DE ENERGÍA EN PARQUES INDUSTRIALES



Fuente: elaboración propia

Uno de los más difundidos, especialmente en complejos industriales intensivos en procesos térmicos, es el intercambio de calor residual, que consiste en la transferencia de energía térmica excedente generada por una empresa hacia otra que la utiliza como insumo productivo. Este esquema puede materializarse mediante redes de vapor, agua caliente o fluidos térmicos, y suele requerir inversiones en infraestructura de interconexión, siempre que exista compatibilidad entre niveles de temperatura y perfiles horarios de oferta y demanda. Este modelo permite valorizar un subproducto que de otro modo sería disipado al ambiente, reduciendo simultáneamente los costos energéticos de la empresa receptora y las emisiones asociadas a la generación térmica convencional (Chertow & Ehrenfeld, 2012). Sin embargo, su viabilidad depende fuertemente de la estabilidad de los procesos productivos y de la permanencia de las empresas involucradas, dado que los flujos térmicos son poco flexibles y difíciles de redirigir en caso de cambios en la estructura productiva.

Un segundo modelo corresponde a la generación y uso compartido de energía, típicamente mediante plantas de cogeneración o trigeneración que abastecen simultáneamente a varias empresas del parque. En este esquema, la producción de electricidad y calor se realiza de forma centralizada, optimizando el rendimiento global del sistema y distribuyendo la energía a través de redes internas, permitiendo capturar economías de escala y reducir costos unitarios de inversión y operación en comparación con soluciones individuales, además de mejorar la eficiencia energética total mediante el aprovechamiento conjunto de energía térmica y eléctrica (IEA, 2019). A nivel institucional, estos proyectos suelen requerir estructuras de propiedad compartida, contratos de largo plazo de suministro y mecanismos de reparto de costos y beneficios, lo que incrementa la complejidad organizacional pero también fortalece los vínculos de cooperación entre empresas.

Un tercer modelo, cada vez más relevante en el contexto de la transición energética, es el de las microrredes industriales, que integran generación distribuida renovable, sistemas de almacenamiento y gestión inteligente de la demanda dentro del perímetro del parque industrial. Estas microrredes pueden operar conectadas al sistema eléctrico general o, en ciertos casos, de manera parcialmente autónoma, optimizando el uso de recursos locales como energía solar, biomasa o residuos industriales. Este modelo, desde lo técnico, introduce mayor flexibilidad operativa y permite gestionar la variabilidad de las fuentes renovables mediante esquemas de balance interno entre empresas con perfiles de consumo complementarios (IEA, 2021). Económicamente, las microrredes industriales reducen la exposición a precios mayoristas volátiles y pueden mejorar la confiabilidad del suministro, aunque requieren inversiones significativas en sistemas de control, almacenamiento y protección eléctrica, así como marcos regulatorios que reconozcan la operación colectiva de infraestructuras energéticas.

Un cuarto modelo corresponde a las plataformas de balance energético y mercados locales entre empresas, basados en sistemas digitales que permiten intercambiar excedentes de energía, principalmente eléctrica, entre participantes del parque. En este esquema, cada empresa puede actuar como oferente o demandante en distintos momentos, y las transacciones se registran mediante plataformas que asignan precios internos y gestionan flujos físicos a través de la red local. Visto desde la teoría de mercados, estos sistemas introducen mecanismos cuasi-mercantiles a escala reducida, permitiendo señales de precios que incentivan la generación local y el consumo eficiente dentro del parque (Parag & Sovacool, 2016). No obstante, su implementación plantea desafíos regulatorios significativos, dado que la comercialización de energía suele estar fuertemente regulada y no siempre permite transacciones directas entre usuarios finales (o suele haber grises normativos por ejemplo con el distribuidor de energía local).

Más allá de estas tipologías, los modelos más robustos de intercambio energético suelen combinar varios de estos esquemas, integrando intercambio térmico, generación compartida y balance eléctrico en configuraciones híbridas adaptadas a las características productivas del parque. Esta integración permite diversificar fuentes de ahorro, aumentar la resiliencia del sistema y mejorar la utilización de la infraestructura instalada.

Un aspecto central en la diferenciación de modelos es el grado de formalización institucional requerido para su operación. Mientras que los intercambios térmicos bilaterales pueden organizarse mediante contratos relativamente simples entre dos empresas, los sistemas de generación compartida y microrredes requieren estructuras de gestión colectiva, acuerdos de reparto de riesgos y mecanismos de toma de decisiones conjuntas. En este sentido, los parques industriales con entidades administradoras activas o consorcios empresariales consolidados presentan mejores condiciones para implementar modelos avanzados de intercambio energético.

Se destaca que los distintos modelos de intercambio no son neutros en términos de incentivos económicos ni de requerimientos regulatorios, lo que condiciona su replicabilidad y escalabilidad. Mientras que ciertos esquemas pueden desarrollarse dentro de marcos legales existentes, otros requieren adaptaciones normativas que

reconozcan figuras como la generación colectiva, el uso compartido de redes o la comercialización local de excedentes. Por ello, la elección de un modelo no depende únicamente de la factibilidad técnica, sino también de la compatibilidad institucional con los sistemas de regulación energética vigentes, aspecto que será retomado con mayor profundidad en el análisis de obstáculos y desafíos del sub-bloque siguiente.

2.10.2. Beneficios, desafíos y obstáculos

En términos generales, los esquemas de intercambio energético en parques industriales generan un conjunto de beneficios económicos, ambientales y operativos que, superan ampliamente los resultados que podrían alcanzarse mediante estrategias individuales de eficiencia energética. Desde lo económico, el principal beneficio radica en la reducción de costos totales de abastecimiento energético, ya sea por la sustitución de insumos más caros, por el aprovechamiento de subproductos energéticos o por la captura de economías de escala en inversiones compartidas. Esta reducción de costos no solo mejora la competitividad individual de las empresas participantes, sino que fortalece la competitividad del parque como unidad productiva integrada, favoreciendo su atractivo para nuevas inversiones (IEA, 2019). Asimismo, la estabilidad relativa de los costos energéticos obtenida mediante contratos internos de largo plazo puede reducir la exposición a la volatilidad de precios *spots* de los mercados mayoristas, lo que adquiere especial relevancia en contextos de alta incertidumbre energética.

En términos ambientales, los beneficios se manifiestan en la disminución del consumo de energía primaria, la reducción de emisiones de GEI y la mitigación de contaminantes a escala local asociados a la combustión descentralizada ineficiente. El uso de calor residual, la cogeneración de alta eficiencia y la integración de renovables locales permiten mejorar sustancialmente los indicadores de desempeño ambiental por unidad de producto, contribuyendo a los objetivos corporativos de sostenibilidad y a las metas climáticas a nivel regional y nacional. Además, estos esquemas facilitan la implementación de estrategias de descarbonización en sectores industriales difíciles de electrificar, donde el aprovechamiento de energía térmica resulta clave para reducir la huella de carbono sin comprometer la continuidad productiva.

Desde lo operativo, los beneficios incluyen una mayor fortaleza frente a interrupciones del suministro externo, mayor capacidad de gestión de picos de demanda y, en ciertos casos, posibilidad de operar en modo isla ante fallas de la red principal. Esta capacidad de respuesta ante contingencias reduce riesgos productivos y puede traducirse en menores pérdidas económicas asociadas a paradas de planta. Esto puede presentarse como un atributo de calidad del suministro que, aunque no siempre se refleja explícitamente en los precios, tiene un valor económico significativo para las empresas intensivas en energía (Joskow, 2008).

No obstante, la materialización de estos beneficios enfrenta una serie de desafíos estructurales que limitan la adopción masiva de estos esquemas de intercambio. Uno de los principales obstáculos como se expresó en oportunidades anteriores es el elevado nivel de inversión inicial requerido para desarrollar infraestructura compartida, como redes térmicas, plantas de generación centralizadas, sistemas de control y

almacenamiento. Estos proyectos suelen implicar desembolsos antes de que se materialicen los beneficios, lo que genera barreras de entrada especialmente para pequeñas y medianas empresas con restricciones de acceso al financiamiento. A estas barreras financieras se suman desafíos vinculados a la distribución de costos y beneficios entre las empresas participantes. Dado que los perfiles de consumo, los aportes de excedentes energéticos y los niveles de utilización de la infraestructura pueden diferir sustancialmente entre actores, el diseño de esquemas de reparto equitativos y percibidos como justos constituye un aspecto crítico para la sostenibilidad de los acuerdos. Desde la teoría de juegos y de contratos incompletos, este problema se traduce en riesgos de oportunismo, conflictos distributivos y dificultades para renegociar condiciones ante cambios en el entorno productivo (Williamson, 1985). La ausencia de mecanismos claros de gobernanza puede erosionar la confianza entre empresas y poner en riesgo la continuidad de los intercambios.

La regulación energética puede constituir otro obstáculo, particularmente en jurisdicciones donde los marcos normativos fueron diseñados para sistemas centralizados y no contemplan la existencia de intercambios locales entre usuarios finales (o como en algunas provincias de Argentina, que carecen de un ente regulador). Restricciones a la comercialización directa de energía, limitaciones al uso compartido de redes privadas y esquemas tarifarios que penalizan el autoconsumo colectivo pueden reducir la viabilidad económica de estos proyectos. En este contexto, la falta de reconocimiento formal de figuras como las microrredes industriales o la generación compartida limita el desarrollo de modelos más avanzados de intercambio.

Un desafío adicional, frecuentemente subestimado, se relaciona con la cultura empresarial y las dinámicas competitivas preexistentes entre las firmas. Muchas empresas están estructuralmente orientadas a competir por mercados, clientes y recursos, lo que dificulta la adopción de lógicas de cooperación en áreas consideradas estratégicas, como el abastecimiento energético. La construcción de confianza y capital social resulta un proceso gradual que requiere experiencias previas de colaboración, mecanismos de comunicación efectivos y, en muchos casos, la intervención de actores facilitadores como administraciones de parques, agencias públicas o instituciones tecnológicas. Sin estos elementos, incluso proyectos técnicamente viables pueden fracasar por falta de alineación entre los intereses y percepciones de riesgo de los participantes.

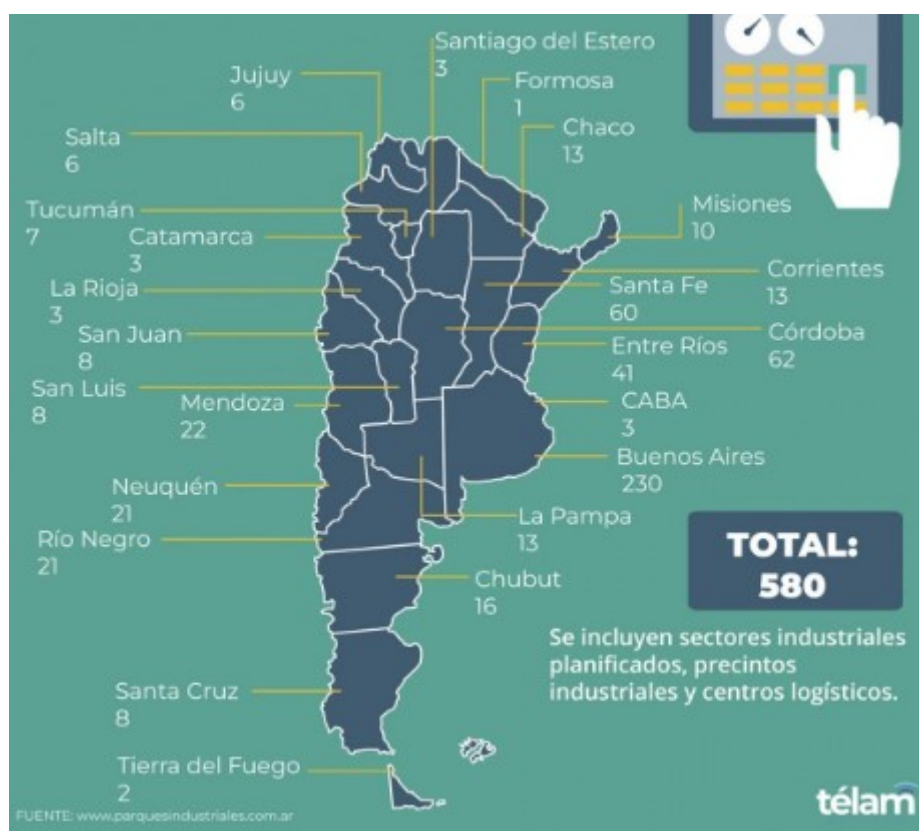
Asimismo, los esquemas de intercambio energético pueden generar situaciones de dependencia mutua que, si no están adecuadamente reguladas contractualmente, incrementan la vulnerabilidad de las empresas frente a cambios en el comportamiento de sus socios. Por ejemplo, la salida de un actor clave del parque o la modificación de su proceso productivo puede afectar la disponibilidad de flujos energéticos para otros participantes, comprometiendo la estabilidad del sistema. De ahí la importancia de los contratos, este tipo de riesgos requiere cláusulas de salida, mecanismos de compensación y estructuras de respaldo que mitiguen los efectos de eventuales rupturas, lo que incrementa la complejidad jurídica y los costos de transacción asociados a estos acuerdos (Williamson, 1985).

Estos desafíos no deben interpretarse como argumentos en contra del intercambio energético, sino como elementos que explican por qué, a pesar de sus ventajas teóricas, estos modelos no se difunden automáticamente. Por el contrario, su análisis permite identificar las condiciones bajo las cuales la cooperación interempresarial en materia energética puede transformarse en una estrategia económicamente racional y sostenible en el tiempo. En este sentido, la economía circular energética requiere no solo soluciones tecnológicas, sino también marcos institucionales, financieros y organizacionales que reduzcan los riesgos percibidos y alineen los incentivos de los distintos actores involucrados.

2.10.3. Parques industriales en Argentina: Caracterización estructural

En Argentina existe una red amplia y en expansión de parques industriales con aproximadamente 650 parques industriales a nivel nacional (Puntual, 2025), con un crecimiento sostenido desde los años 2000 (menos de 100 en 2003 → cientos en la actualidad). Entre 8.000 y 8.500 empresas industriales operan dentro de parques industriales (Radio Siete, 2012), generando un empleo asociado del orden de 200.000–250.000 trabajadores. Los parques industriales concentran demanda energética relevante y relativamente homogénea, lo cual los convierte en entornos ideales para modelos de intercambio energético.

Ilustración N°15: Cantidad de parques industriales por provincia



Fuente: www.parquesindustriales.com.ar / telam

La localización (ilustración 15) presenta una fuerte concentración regional. La provincia de Buenos Aires agrupa más de 200 parques (principal concentración del país). La Región Centro (núcleo industrial) comprende a Santa Fe con 65 parques según (Conclusión, 2023) y 700 empresas (solo en el sur provincial) y a Córdoba con más de 60 parques. Otras provincias relevantes como Mendoza, Entre Ríos, Neuquén y Río Negro presentan una importante cantidad de parques industriales. Hay una tendencia estructural: fuerte expansión en el interior productivo (fuera del AMBA) con vinculación con cadenas agroindustriales, (Fundación Colsecur, 2025).

Los parques industriales en Argentina presentan alta heterogeneidad sectorial, con sectores predominantes vinculados a: Agroindustria (alimentos, molienda, aceites), Metalmecánica, Química y plásticos, Logística y almacenamiento, Biotecnología (incipiente), y Servicios industriales. En relación al objeto de esta tesis, los parques presentan atributos clave: Infraestructura común (electricidad, gas, agua); Proximidad geográfica que reduce costos de intercambio, Economías de escala, y Sinergias productivas, con coexistencia de empresas con distintos perfiles de demanda energética, diferentes curvas de carga, pero con un potencial enorme de sinergia energética.

2.11. Impacto ambiental y económico

Los esquemas de intercambio energético constituyen una herramienta para la reducción de los impactos ambientales negativos asociados a los sistemas productivos, en la medida en que permiten optimizar el uso de recursos energéticos, valorizar flujos residuales y reducir la dependencia de fuentes primarias de mayor intensidad de carbono. Estos sistemas representan mecanismos de internalización parcial de externalidades ambientales mediante la reorganización de los flujos físicos de energía dentro de sistemas productivos territorialmente concentrados (Chertow, 2000).

Uno de los principales impactos ambientales positivos de los intercambios energéticos es la reducción de emisiones de GEI, derivada de tres mecanismos principales: (i) sustitución de energía de origen fósil por fuentes de menor intensidad de carbono, (ii) aprovechamiento de calor residual que de otro modo se disiparía al ambiente, y (iii) mejora de la eficiencia global del sistema energético mediante cogeneración y uso cascada de energía renovable.

Recordemos que la cogeneración y la trigeneración permiten alcanzar rendimientos energéticos totales superiores al 75–85%, frente a eficiencias del orden del 35–55% en esquemas de generación eléctrica convencional separada del uso térmico (IEA, 2019). Cuando estos sistemas se integran a redes de intercambio térmico dentro de parques industriales por ejemplo, el excedente de calor de procesos intensivos puede ser utilizado por otras plantas con demandas térmicas compatibles, reduciendo la necesidad de combustión adicional de gas natural u otros combustibles. La integración térmica en clusters industriales puede reducir entre 15% y 40% las emisiones de CO₂ asociadas al consumo energético total del conjunto productivo.

Asimismo, los esquemas de microrredes industriales con generación distribuida renovable (biomasa, solar térmica, biogás de residuos industriales) permiten sustituir parcialmente la energía adquirida de redes centrales, lo que resulta relevante en matrices

eléctricas aún intensivas en combustibles fósiles. La Agencia Internacional de Energía señala que las soluciones de intercambio local de energía constituyen un componente clave de las estrategias de descarbonización industrial, especialmente en sectores con alta demanda térmica de media temperatura, donde la electrificación directa resulta tecnológicamente compleja o económicamente inviable en el corto plazo (IEA, 2023).

Desde el análisis de ciclo de vida, la reducción de emisiones no solo se produce en la fase de uso de la energía, sino también en las etapas de extracción, transporte y procesamiento de combustibles, al disminuir la demanda total de energía primaria. Esto implica que los beneficios climáticos de los intercambios energéticos son mayores que los estimados únicamente a partir del ahorro directo de combustibles en planta, reforzando su relevancia como estrategia de mitigación climática en sistemas industriales territoriales (ISO, 2006).

La cuantificación de los beneficios ambientales asociados al intercambio energético interempresarial requiere necesariamente la aplicación de metodologías estandarizadas de medición de huella de carbono, que permitan capturar de forma consistente las variaciones en las emisiones atribuibles al consumo de energía. En este marco, el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (GHG Protocol) establece la clasificación de emisiones en tres alcances: Alcance 1 (emisiones directas), Alcance 2 (emisiones indirectas por consumo de energía adquirida) y Alcance 3 (otras emisiones indirectas de la cadena de valor) (WRI & WBCSD, 2004). Para el objeto de esta tesis, el Alcance 2 resulta particularmente relevante, dado que refleja las emisiones asociadas a la electricidad, vapor, calor o refrigeración adquiridos por la empresa para su operación.

En esquemas convencionales, las emisiones de Alcance 2 se calculan multiplicando el consumo energético por un factor de emisión promedio del sistema eléctrico o de la fuente térmica correspondiente. Sin embargo, cuando las empresas participan en redes de intercambio energético —por ejemplo, recibiendo calor residual de otra planta, energía eléctrica de una microred renovable compartida o vapor de una central de cogeneración común—, la intensidad de carbono de la energía consumida puede diferir sustancialmente del promedio de la red pública. En estos casos, la contabilidad de emisiones debe reflejar la fuente específica de suministro energético, permitiendo reconocer adecuadamente las reducciones de emisiones logradas mediante acuerdos de intercambio local (GHG Protocol, 2015).

El GHG Protocol introduce, a partir de su actualización metodológica, dos enfoques complementarios para el cálculo del Alcance 2: el enfoque location-based, que utiliza factores promedio del sistema eléctrico regional, y el enfoque market-based, que permite asignar factores de emisión específicos según contratos de suministro, certificados de energía renovable o esquemas de generación dedicada. Este segundo enfoque resulta adecuado para evaluar proyectos de intercambio energético, donde existen acuerdos contractuales directos entre empresas para el suministro de energía con características ambientales diferenciadas (WRI, 2015). De este modo, los intercambios energéticos no solo generan ahorros físicos de energía primaria, sino que también pueden traducirse en reducciones verificables de huella de carbono corporativa.

Esta posibilidad de reflejar reducciones de emisiones en inventarios corporativos constituye un incentivo adicional para la participación empresarial en redes de

intercambio energético, ya que impacta positivamente en indicadores de desempeño ambiental utilizados por inversores, cadenas de suministro y reguladores. En sectores empresariales integrados a mercados internacionales, la reducción de la huella de carbono de Alcance 2 puede mejorar el posicionamiento competitivo frente a exigencias crecientes de descarbonización, tales como los mecanismos de ajuste en frontera por carbono (CBAM de la Unión Europea por ejemplo) o los estándares de compras sostenibles de grandes corporaciones, en donde la casa matriz, exige la descarbonización de por ejemplo el consumo energético para sus filiales distribuidas en otros países (OECD, 2022).

Asimismo, la medición de huella de carbono permite evaluar el efecto agregado de los intercambios energéticos a nivel de parque industrial o clúster productivo, facilitando el diseño de estrategias colectivas de mitigación. Cuando los intercambios se analizan desde una perspectiva territorial, es posible identificar reducciones netas de emisiones del sistema energético local, lo que habilita potencialmente el acceso a instrumentos de financiamiento climático, programas de apoyo público o esquemas de certificación ambiental de parques industriales sostenibles (UNIDO, 2021). La contabilidad de emisiones se convierte en una herramienta de gestión estratégica y no únicamente en un ejercicio de reporte ambiental. Finalmente, debe señalarse que los esquemas de intercambio energético también pueden influir indirectamente en el Alcance 1, al reducir la necesidad de combustión in situ de combustibles fósiles para generación térmica propia, y en el Alcance 3, al disminuir la demanda de energía primaria en etapas extracción de la cadena de suministro.

El segundo eje central del impacto ambiental se vincula con la gestión de residuos, particularmente aquellos con contenido energético, tales como gases de proceso, vapor excedente, efluentes calientes y residuos orgánicos susceptibles de digestión anaeróbica. En esquemas productivos convencionales, estos flujos suelen considerarse pasivos ambientales o, en el mejor de los casos, se tratan mediante sistemas de abatimiento que no recuperan su potencial energético. En cambio, en simbiosis industrial, estos flujos se reinterpretan como insumos productivos para otros procesos (Chertow & Ehrenfeld, 2012).

La valorización energética de residuos industriales permite reducir simultáneamente la carga ambiental asociada a su disposición final y el consumo de energía primaria externa. Por ejemplo, la utilización de biogás generado a partir de efluentes orgánicos industriales para abastecer calderas o motores de cogeneración dentro del parque contribuye tanto a la reducción de emisiones de metano —un GEI con alto potencial de calentamiento— como al desplazamiento de combustibles fósiles (UNEP, 2011). Este doble efecto ambiental refuerza el rol de los intercambios energéticos como instrumento de EC aplicada al sector industrial.

Adicionalmente, el uso cascada de energía térmica —donde el calor residual de procesos de alta temperatura se emplea sucesivamente en procesos de menor requerimiento térmico— maximiza el aprovechamiento del contenido energético de la energía. Permite reducir la destrucción de energía a nivel de sistema, aumentando la eficiencia ecológica del conjunto productivo y disminuyendo la generación de residuos térmicos liberados al ambiente (Wall, 1990). En términos prácticos, esto se traduce en

menores descargas térmicas a cuerpos de agua o al aire, reduciendo impactos locales sobre ecosistemas y calidad ambiental.

El intercambio energético interempresarial contribuye de manera directa al objetivo de desacoplar el crecimiento de la producción industrial del consumo de recursos y de la generación de impactos ambientales. Este desacople puede ser relativo —cuando la intensidad energética por unidad de producto disminuye— o absoluto —cuando el consumo total de energía primaria y las emisiones totales se reducen aun cuando la producción crece—, siendo este último el escenario deseado desde la perspectiva de la sostenibilidad fuerte (OECD, 2011).

Además, la eficiencia en el uso de recursos se extiende al ámbito de la infraestructura energética. Al compartir redes térmicas, sistemas de almacenamiento y plantas de generación, se reduce la duplicación de activos y el uso de materiales asociados a la construcción de equipamientos individuales. Desde la huella material, esto implica una reducción indirecta del impacto ambiental asociado a la fabricación, mantenimiento y eventual reemplazo de equipos energéticos (UNEP, 2019).

Como se puede apreciar, los esquemas de intercambio energético contribuyen directamente al cumplimiento de compromisos climáticos y ambientales establecidos en políticas nacionales e internacionales. En particular, se alinean con los objetivos de reducción de emisiones del Acuerdo de París, con los compromisos de descarbonización industrial y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, especialmente en los desarrollados en el ODS 7 (energía asequible y no contaminante), ODS 9 (industria, innovación e infraestructura) y ODS 12 (producción y consumo responsables).

3. Marco regulatorio

3.1. Introducción

El marco regulatorio en energía aplicado a economía circular es fundamental para el desarrollo y la implementación de prácticas sostenibles y eficientes en las empresas. Este marco incluye leyes, normativas y políticas que guían la adopción de tecnologías limpias, la eficiencia energética y la economía circular. En este capítulo, se desarrollan las principales normativas y regulaciones a nivel internacional y nacional que influyen en estos ámbitos.

La Unión Europea ha establecido un conjunto de regulaciones para promover la eficiencia energética y la integración de energías renovables. Entre estas, se destacan la directiva 2018/2001/UE sobre Energías Renovables que establece objetivos vinculantes para la participación de energías renovables en el consumo final de energía (European Parliament, 2018). Complementando, el Reglamento (UE) 2019/943 sobre el Mercado Interior de Electricidad define los principios del mercado eléctrico europeo, incluyendo la integración de recursos renovables y la promoción de una red eléctrica eficiente y resiliente (European Parliament, 2019). Todo se engloba dentro del Pacto Verde Europeo, conjunto de políticas para lograr la neutralidad climática en 2050, que incluye medidas para promover la economía circular, la eficiencia energética y la reducción de emisiones (European Commission, 2019).

A nivel internacional, están presentes las Normas de la Agencia Internacional de Energía (IEA). Las mismas proporcionan directrices y recomendaciones sobre políticas energéticas sostenibles y eficientes a nivel global. Sus informes y recomendaciones influyen en las políticas energéticas nacionales y regionales (IEA, 2020).

En Argentina, el marco regulatorio energético se basa en una serie de leyes y decretos que buscan promover la eficiencia energética y la integración de fuentes renovables. Entre ellos destacan:

- Ley 27.191 de Promoción de la Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables: esta ley establece objetivos para la incorporación de energías renovables en la matriz energética nacional, promoviendo inversiones en tecnologías limpias (Argentina, 2015).
- Ley 27.424 de Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica: establece un marco para la generación distribuida de energía renovable, incentivando la instalación de sistemas de energía renovable en edificios y hogares (Argentina, 2017).
- Resolución SE 320E/2017: regula los procedimientos para la certificación y comercialización de los certificados de energía renovable (CER), facilitando la integración de energías renovables en el mercado (Secretaría de Energía, 2017).
- Ley 27.424 de Eficiencia Energética: introduce medidas para mejorar la eficiencia en el consumo de energía en edificios y sectores industriales, estableciendo objetivos y mecanismos de control (Argentina, 2018).

- Programa Nacional de Eficiencia Energética: coordina acciones y políticas para la promoción de la eficiencia energética en diversos sectores, incluyendo incentivos para la adopción de tecnologías eficientes y prácticas sostenibles (Ministerio de Energía, 2019).

En materia de regulación sobre economía circular a nivel internacional, se encuentra presente la Directiva (UE) 2008/98/CE sobre Residuos que establece principios fundamentales para la gestión de residuos, promoviendo la reducción, reutilización y reciclaje de materiales (European Parliament, 2008). El Plan de Acción de la Economía Circular de la UE brinda una hoja de ruta para la transición hacia un esquema circular, incluyendo objetivos y medidas para mejorar la gestión de recursos y la reducción de residuos (European Commission, 2020).

Dentro de las normativas nacionales, en nuestro país está presente la Ley 24.051 de Residuos Peligrosos, que regula la gestión de residuos peligrosos, estableciendo requisitos para su manejo y disposición para minimizar el impacto ambiental. Y también la Ley 27.530 de Economía Circular, que promueve la adopción de este tipo de prácticas de en la industria y la gestión de residuos, fomentando la reducción, reutilización y reciclaje de materiales (Argentina, 2021).

El marco regulatorio en materia energética y de economía circular ha avanzado en los últimos años (por eso solamente se han mencionado solo una pequeña parte de la reglamentación), pero enfrenta desafíos en su implementación y cumplimiento. La efectividad de las políticas depende de la coordinación entre diferentes niveles de gobierno, el cumplimiento por parte de las empresas y la capacidad de las instituciones para supervisar y hacer cumplir las normativas.

3.2. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

A fines de la década de 1980, Argentina atravesaba una profunda crisis económica caracterizada por altos niveles de inflación, deuda externa y déficit fiscal. En este contexto, el gobierno de Carlos Menem, a partir de 1989, impulsó un proceso de privatización de empresas estatales bajo el marco de la Ley de Reforma del Estado (Ley N.º 23.696). Esta ley otorgaba al presidente facultades para privatizar empresas públicas, fusionar entes y reorganizar el sector público.

En el sector eléctrico, el proceso de privatización se inició con la reestructuración de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA), la principal empresa distribuidora de electricidad en la región metropolitana. SEGBA fue dividida en siete unidades de negocio: cuatro generadoras y tres distribuidoras.

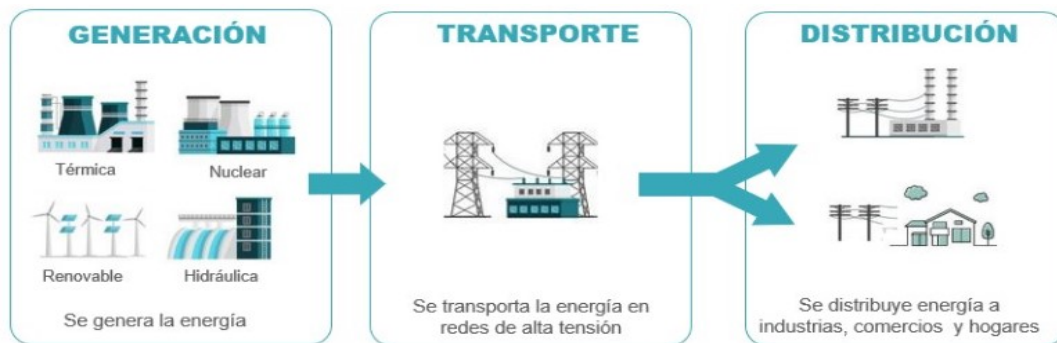
La privatización de SEGBA se extendió durante todo 1992, y la empresa sobrevivió como ente residual en liquidación hasta 1998. Además, otras empresas estatales como Agua y Energía Eléctrica y Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. (Hidronor) también fueron privatizadas en ese período.

Estas privatizaciones se llevaron a cabo mediante licitaciones públicas, y las empresas extranjeras y grupos locales adquirieron las acciones de las empresas estatales. Por

ejemplo, en el caso de SEGBA, las distribuidoras EDESUR, EDENOR y EDELAP fueron adquiridas por empresas como Endesa Chile, Iberdrola y Pampa Energía, respectivamente.

En enero de 1992, el Congreso de la Nación aprobó la Ley 24.065, brindando el marco regulatorio del sector eléctrico. Esta ley promovió la separación de las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad (ilustración 16), y estableció la creación de un mercado mayorista para la compra y venta de energía eléctrica (MEM).

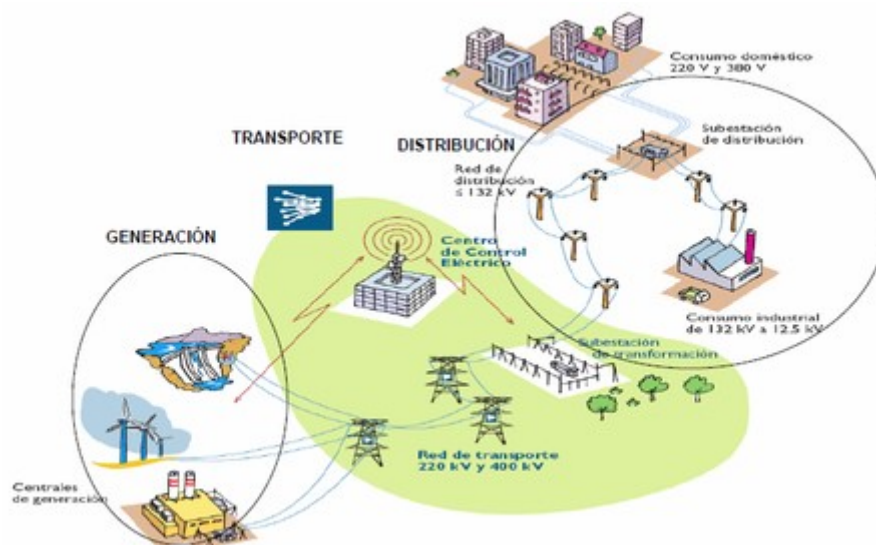
Ilustración N°16: Cadena de valor energía eléctrica



Fuente: CAMMESA

Para operar este mercado, se creó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) mediante el Decreto N.º 1192/1992. CAMMESA es una sociedad anónima de gestión privada, en la que el 80% de sus acciones está en manos de los agentes del mercado (generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios), y el 20% restante pertenece al Estado argentino. Tiene como funciones principales la operación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), la planificación de las necesidades de capacidad de energía, la coordinación de las operaciones de despacho y la regulación de las transacciones económicas del MEM.

Ilustración N°17: Mercado eléctrico



Fuente: CAMMESA

Dentro de los participantes principales del MEM presentados en la ilustración 17 se encuentran:

- Generadores: empresas que producen electricidad a partir de diversas fuentes (hidráulica, térmica, renovables, etc.). Son la oferta del mercado.
- Transportistas: empresas encargadas de trasladar la electricidad desde las plantas generadoras hasta las redes de distribución (se destaca la presencia de Transener para el transporte en alta tensión).
- Distribuidores: empresas que suministran electricidad a los usuarios finales (además de las mencionadas anteriormente, está EPESF para el caso de Santa Fe).
- Usuarios: consumidores de electricidad, que pueden ser residenciales, comerciales o industriales según el tipo de consumo. Son la demanda del mercado. Según su forma de abastecimiento, para los grandes usuarios se encuentran aquellos abastecidos de forma integrada por el distribuidor llamados GUDI (gran usuario del distribuidor) y aquellos que adquieren su energía directamente en el MEM denominados GUMEM (grandes usuarios del mercado mayorista). A su vez, aquellos grandes usuarios del MEM que posean algún tipo de generación, pueden adquirir la figura de autogenerador o cogenerador (como se desarrolla a posterior).
- CAMMESA: La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., es responsable de la operación del MEM, incluyendo la programación de la generación, el despacho de la energía y la liquidación económica de las transacciones.

Dentro del MEM, operan/transaccionan dos tipos de mercados:

- Mercado *Spot*: operación diaria donde se determina el precio de la electricidad para cada hora, basado en la oferta y demanda en tiempo real.
- Mercado a Término: contratos de compra-venta de energía eléctrica por períodos futuros, brindando previsibilidad a las partes involucradas.

3.3. Los Procedimientos de Cammesa: Operación Autogenerador y Cogenerador

La autogeneración y la cogeneración constituyen mecanismos fundamentales dentro del MEM argentino, ya que permiten a los agentes productivos participar activamente tanto en la generación como en la administración de energía eléctrica. Estas modalidades responden a la necesidad de diversificar la matriz energética, mejorar la eficiencia de los procesos productivos y reducir costos asociados al consumo eléctrico.

Según CAMMESA y coincidiendo con lo expuesto en el capítulo 2, en el caso de la cogeneración, se trata de un esquema en el cual la generación conjunta de electricidad y calor útil —bajo la forma de vapor u otra energía térmica— se destina principalmente a satisfacer los requerimientos de procesos industriales y comerciales. De esta manera, se

logra un aprovechamiento más eficiente de los recursos energéticos al evitar pérdidas inherentes a la generación convencional (CAMMESA, 2019).

Por su parte, la autogeneración surge como alternativa para consumidores que, además de demandar energía, disponen de la capacidad de producir electricidad como subproducto de sus procesos productivos principales. Este esquema otorga flexibilidad, ya que los autogeneradores pueden utilizar su propia producción para cubrir necesidades internas, vender excedentes al MEM o adquirir energía adicional en caso de faltantes (CAMMESA, 2019).

En el marco de las políticas energéticas nacionales, ambas figuras han cobrado relevancia a partir de la sanción de normativas específicas que regulan la participación de los agentes en el sistema eléctrico interconectado. Estas regulaciones buscan garantizar transparencia, competitividad y eficiencia, a la vez que promueven la incorporación de energías renovables y tecnologías de menor impacto ambiental.

En el marco de los objetivos de esta tesis, las figuras de autogeneración y cogeneración adquieren particular relevancia, tanto por su incidencia en la configuración y funcionamiento del sistema eléctrico como por su vinculación con el modelo propuesto. En este sentido, la presente sección desarrolla de manera sistemática los principales conceptos asociados a estas modalidades, las condiciones y procedimientos para su incorporación al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), las metodologías de programación y despacho, los aspectos transaccionales y económicos involucrados y el marco regulatorio que rige su funcionamiento. Asimismo, se analizan las características de los esquemas de remuneración aplicables a generadores, autogeneradores y cogeneradores, poniendo especial énfasis en su contribución potencial a una mayor eficiencia en el uso de los recursos energéticos y a la transición hacia un sistema energético más flexible y sustentable.

3.3.1. Conceptos Generales

Dentro del MEM, la clasificación de los agentes vinculados a la generación eléctrica incluye diversas categorías que determinan sus derechos, obligaciones y formas de interacción con el sistema. Entre ellos, destacan los generadores, los cogeneradores y los autogeneradores, cuyas características particulares se encuentran normadas en los Procedimientos de CAMMESA y en resoluciones complementarias de la Secretaría de Energía.

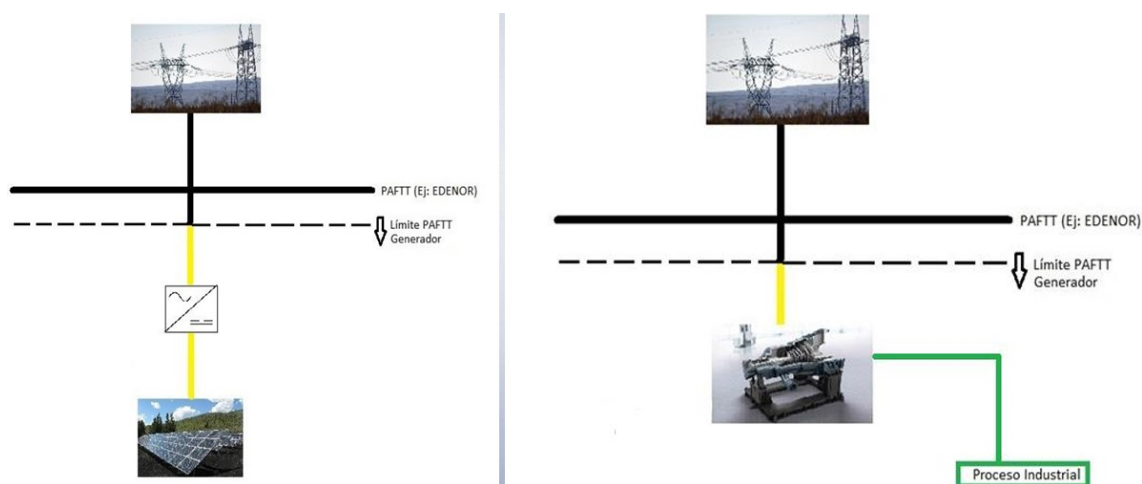
Un generador es aquel agente cuya actividad principal consiste en producir energía eléctrica y comercializarla dentro del MEM. Su operación se encuentra sujeta a los procedimientos de despacho centralizado y debe cumplir con los requisitos técnicos, comerciales y regulatorios establecidos para su ingreso y permanencia en el mercado (CAMMESA, 2019).

Según el Anexo 12 de los Procedimientos de (CAMMESA, 2019), el cogenerador se define como la entidad que produce simultáneamente energía eléctrica y vapor —u otras formas de energía útil— para aplicaciones industriales, comerciales, de calentamiento o enfriamiento. Este esquema se fundamenta en la eficiencia energética derivada del uso

combinado de los recursos, lo que permite un mejor aprovechamiento del combustible y menores emisiones asociadas.

En términos de su participación en el MEM, el cogenerador (ilustración 18) está habilitado a vender al mercado la porción de energía eléctrica vinculada a la producción de calor o energía térmica requerida en su proceso productivo. No obstante, una limitación relevante es que el cogenerador no está autorizado a comprar energía eléctrica en el MEM, ya que su condición principal es la autosuficiencia y la generación simultánea para autoconsumo (CAMMESA, 2019). Por este punto, en el modelo representativo que se contruye en la segunda parte de esta tesis, para el agente que autogenera la energía térmica, no se va a proponer que adapte la figura de cogenerador, sino de autogenerador al ser más flexible la misma.

Ilustración N°18: Esquema de cogeneración y flujo de energía entre procesos productivos y el MEM



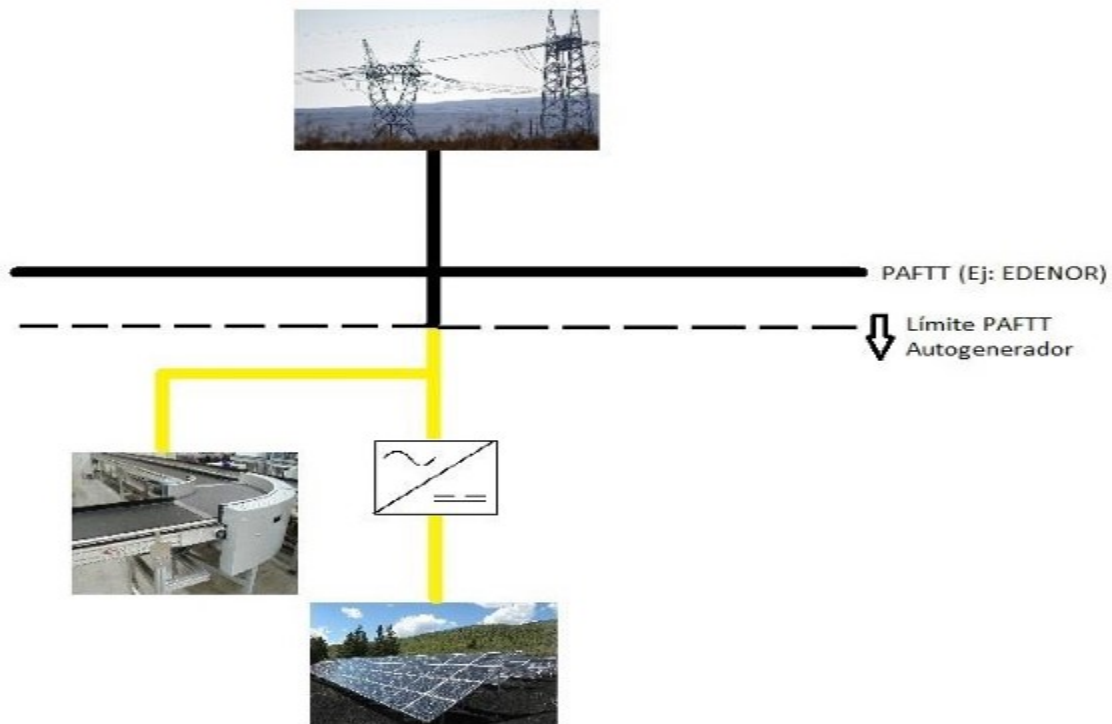
Fuente: Procedimientos CAMMESA

El autogenerador es definido como un consumidor de electricidad cuya actividad principal no es la producción de energía, pero que genera electricidad como subproducto de su proceso productivo. De acuerdo con el Anexo 12, este agente puede, tal como se observa en la ilustración 19, vender al MEM los excedentes generados o adquirir la energía faltante cuando su producción no cubre la totalidad de su demanda. En cuanto a su régimen jurídico, se distinguen tres modalidades principales:

- Autogeneración convencional: requiere una potencia instalada superior a 1 MW, una disponibilidad mayor al 50% y que la energía generada represente al menos el 50% de la energía demandada.
- Autogeneración renovable: a partir de la Ley 27.191 y la Resolución MEyM N° 281-E/2017, no se exige un mínimo de capacidad instalada ni de energía producida, eliminando la obligación de respaldo físico para este tipo de proyectos.
- Autogeneración distribuida: según la Resolución SE N° 269/2008, corresponde a los consumidores que producen electricidad con generación propia conectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en nodos distintos a los de

consumo. Esta modalidad facilita la integración de fuentes renovables, como eólica, solar, biomasa o pequeñas hidroeléctricas, y se encuentra exenta de ciertos requisitos administrativos de acceso a capacidad de transporte (CAMMESA, 2019).

Ilustración N°19: Autogeneradores y condiciones de participación en el MEM



Fuente: Procedimientos CAMMESA

En todos los casos, los autogeneradores deben registrar bajo un mismo número de CUIT a la central de generación y a la demanda asociada, además de incluir en su objeto social la actividad por la cual solicitan la habilitación - Anexo 17 de Los Procedimientos de (CAMMESA, 2019) -. Asimismo, se requiere el cumplimiento de normas técnicas de medición y comunicación, similares a las establecidas para los generadores convencionales.

3.3.2. Metodología de Asignación de Costos de Transporte

La determinación de los costos de transporte de energía eléctrica dentro del MEM es un aspecto central para garantizar la equidad y eficiencia en el acceso al sistema de transmisión. A partir de la Resolución SEE N° 1085/2017, se introdujo una nueva metodología de asignación que modificó los criterios vigentes hasta ese momento.

Anteriormente, los cargos de transporte se asignaban en función del uso específico de las instalaciones. Sin embargo, el nuevo esquema dispuso que estos costos debían distribuirse de acuerdo con la demanda total registrada. Esta modificación, vigente desde diciembre de 2017, busca redistribuir de manera más equitativa los costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación vinculado a cada agente (CAMMESA, 2019).

En este marco, los generadores asumen el pago de los costos asociados al equipamiento de conexión dedicado, mientras que los cargos de transporte por distribución troncal y alta tensión, descontando lo ya abonado por los generadores, se asignan proporcionalmente entre la demanda total de energía del MEM.

Los precios de transporte a distribuidores se calculan de manera conjunta con la Programación Estacional, definiendo valores estabilizados para la energía transportada en alta tensión y distribución troncal. Dichos precios consideran tanto los costos como la previsión de demanda proyectada.

En el caso de los grandes usuarios (GU), los precios se determinan mensualmente en función de los costos reales y la demanda efectiva del mes. Aquellos GU que no están vinculados de forma directa a redes de alta tensión o distribución reciben como referencia el valor mensual correspondiente al agente al que se encuentran asociados (CAMMESA, 2019).

Un cambio sustancial de la nueva metodología fue la eliminación de los llamados factores de nodo, que combinaban costos de pérdidas eléctricas y transporte en un único indicador. Estos fueron reemplazados por factores de pérdidas, que consideran únicamente las pérdidas físicas en el sistema y se utilizan exclusivamente para el despacho de energía, no para la remuneración. Por lo tanto, el precio de nodo pasó a ser uniforme para todos los puntos de un área determinada (factor nodal = 1), lo que implica una simplificación en el esquema de liquidaciones y mayor transparencia en la formación de precios (CAMMESA, 2019).

3.3.3. Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica Renovable (MATER)

El Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable, establecido por la Resolución MEyM N° 281/2017, constituye un marco regulatorio diseñado para fomentar la contratación directa de energía renovable entre generadores habilitados y grandes usuarios. Este esquema permite diversificar la matriz energética, estimular inversiones en tecnologías limpias y cumplir con los objetivos establecidos por la Ley N° 27.191, que fija metas progresivas de participación mínima de energías renovables en el consumo eléctrico nacional (CAMMESA, 2019).

Los principales agentes que participan en este régimen son los Grandes Usuarios Habilitados (GUH) —incluyendo GUMAs (gran usuario del MEM con potencia superior a 2 MW), GUMEs (gran usuario del MEM con potencia inferior a 2MW), GUDIs y autogeneradores con demanda media anual igual o superior a 300 kW— y los generadores de fuentes renovables registrados en el RENPER con ingreso posterior al 1° de enero de 2017, así como ampliaciones de parques ya existentes.

Los GUH pueden optar por excluirse de las compras conjuntas (mecanismo de “sociabilización” de energía renovable que tienen contratos con CAMMESA, siendo el propio OED -organismo encargado del despacho- quien la distribuye entre toda la demanda del sistema) del MEM y celebrar contratos bilaterales con generadores renovables. En caso de tomar esta decisión, deberán permanecer fuera de dicho esquema

durante un plazo mínimo de cinco años, tras lo cual podrán reingresar notificando con tres meses de antelación (Resolución MEyM N° 281/2017).

La contratación de energía en el MATER se caracteriza por la libre fijación de condiciones entre las partes, en términos de precio, duración y prioridad de abastecimiento. Los contratos pueden aplicarse tanto a la demanda base como a la demanda excedente de los usuarios, otorgando flexibilidad en la gestión de su portafolio energético. A partir de enero de 2019, los GUH que participan en este régimen deben abonar dos conceptos adicionales:

- Cargo por Comercialización (CC): destinado al Fondo de Estabilización para cubrir reducciones de cargos de potencia.
- Cargo de Administración (CA): para solventar los gastos administrativos asociados a la operatoria de compras conjuntas.

Estos cargos se aplican proporcionalmente a la demanda reconocida (DMr), y su valor depende de la potencia media mensual contratada. El cuadro 11 de evolución de cargos establece incrementos graduales en el CC desde 2017 hasta 2030, mientras que el CA se mantiene constante en USD 0,05/MWh desde 2019 (CAMMESA, 2019).

Cuadro N°11: Evolución de cargos CC y CA para GUH con contratos de energía renovable en el período 2017-2030

CARGOS	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
% Obj 27.191	8%	12%	16%	18%	20%
CC U\$/MWh	0	6	10	14	18
CA U\$/MWh	0	0,05	0,05	0,05	0

Fuente: Procedimientos CAMMESA

Los GUH que deciden contratarse con un generador habilitado o autogenerarse con fuentes renovables se benefician de la exención en el pago de cargos por compras conjuntas (CC y CA) y de sobrecostos asociados a energía contratada en el MEM. Asimismo, pueden acceder a descuentos (cuadro 12) en el cargo de reserva de potencia, en función de la potencia media mensual de sus contratos renovables.

Cuadro N°12: Evolución del descuento en reserva de potencia para GUH con contratos de energía renovable en el período 2017-2030

2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
100%	100%	75%	50%	25%

Fuente: CAMMESA

En contrapartida, estos usuarios quedan sujetos a un sistema de fiscalización individual: si no cumplen con los porcentajes mínimos de abastecimiento establecidos en la Ley N° 27.191, deben afrontar penalizaciones específicas. Por el contrario, aquellos GUH que permanecen en el esquema de compras conjuntas no están sujetos a fiscalización individual, aunque deben afrontar los cargos adicionales (Resolución MEyM N° 281/2017).

Ilustración N°20: Comparación entre GUH que optan y que no optan por contratos en el MATER (contratos de energía renovable)

▶ GUH que OPTAN por Contratarse con un Generador Habilitado o Autogenerarse ▶ Pagan el Contrato Renovable (NO Pagan Cargo Compras Conjuntas p/Energía Contratada) ▶ NO Pagan Cargo de COMERCIALIZACIÓN (CC) y Cargo de ADMINISTRACIÓN (CA) ▶ No pagan sobrecostos por energía contratada (SCTD, SCTDAAdic, SComb, CMIEE) ▶ Podrían acceder a descuento en Cargo de RESERVA DE POTENCIA ▶ Tienen Fiscalización Individual (Pagan Penaliz. si no cumplen %Ley)	▶ GUH que NO OPTAN por Contratarse con un Generador Habilitado o Autogenerarse ▶ Participan de las Compras Conjuntas ▶ Pagan CC y CA ▶ NO tienen Fiscalización ▶ GUH que NO OPTAN, pero hacen Contratos SIN EJERCER Opción de exclusión ▶ Pagan Contrato Renovable ▶ Participan de las Compras Conjuntas ▶ Pagan CC y CA ▶ NO tienen Fiscalización
--	---

Fuente: Procedimientos CAMMESA

Por parte de la oferta, pueden participar generadores, cogeneradores y autogeneradores habilitados con posterioridad a enero de 2017, siempre que estén inscriptos en el RENPER. También se incluyen ampliaciones o repotenciaciones de parques existentes, con contratos MEM que cuenten con medición y contabilidad independiente.

Los generadores renovables que participan en el MATER tienen derecho a la devolución de cargos fijos de transporte y de regulación primaria de frecuencia. Sin embargo, el volumen máximo de contratación está limitado por la capacidad de producción efectiva y los acuerdos con otros generadores o comercializadores (CAMMESA, 2019).

3.3.4. Ingreso de Nuevos Generadores al MEM

El ingreso de nuevos generadores, autogeneradores o cogeneradores al MEM está regulado por un conjunto de requisitos técnicos, comerciales y administrativos cuyo cumplimiento garantiza la confiabilidad y seguridad del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Estos procedimientos se encuentran especificados en los Anexos 16 y 17 de (CAMMESA, 2019) y en resoluciones complementarias de la Secretaría de Energía.

Para obtener la condición de agente (ilustración 21), el solicitante debe presentar ante la Secretaría de Gobierno de Energía (SGE) documentación que incluye: datos comerciales, inscripción en la AFIP, descripción técnica de la central, punto de conexión, copia certificada del estatuto social y constancia de inicio de trámite - Anexo 17 de Los Procedimientos de (CAMMESA, 2019). Asimismo, debe acreditarse el cumplimiento de reglamentos ambientales y, en el caso de hidroeléctricas, la vigencia del contrato de concesión.

Ilustración N°21: Documentación requerida para la habilitación como agente del MEM

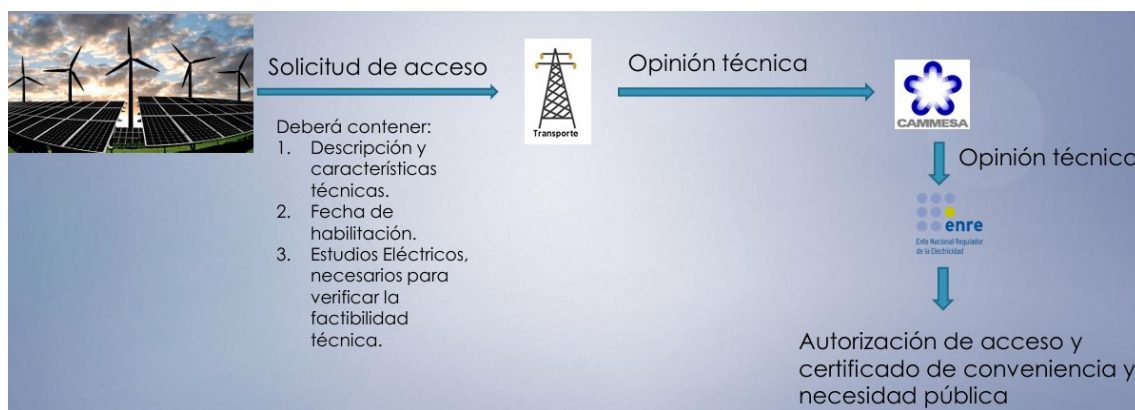


Fuente: Procedimientos CAMMESA

El acceso a la capacidad de transporte y las eventuales ampliaciones (ilustración 22) deben ser autorizados por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), previa presentación de estudios técnicos y certificado de conveniencia y necesidad pública - Anexo 16 de Los Procedimientos de (CAMMESA, 2019) -.

La solicitud debe contener una descripción detallada de las características técnicas de la central, la fecha prevista de habilitación y los estudios eléctricos necesarios para verificar la factibilidad de la conexión. Dichos estudios comprenden análisis de flujos de carga, cortocircuitos, transitorios electromecánicos y electromagnéticos, así como requerimientos de control y protección (CAMMESA, 2019).

Ilustración N°22: Etapas del procedimiento de acceso a la capacidad de transporte



Fuente: Procedimientos CAMMESA

El Procedimiento Técnico N° 1 establece que los estudios eléctricos deben desarrollarse en tres etapas:

- Etapa I: análisis preliminar de funcionamiento estático del sistema, límites de transporte y respuesta ante transitorios.

- Etapa II: estudios detallados posteriores a la aprobación del ENRE, coordinados con CAMMESA y el transportista. Incluyen la definición de requerimientos de control, estabilización, arranque en negro y formación de islas.
- Etapa III: ensayos en campo que abarcan perturbaciones menores, estabilidad transitoria, ajuste de reguladores de tensión y velocidad, y pruebas de arranque en negro (si corresponde).

El Procedimiento Técnico N° 4, por su parte, regula la conexión al SADI y establece requisitos adicionales como la desconexión automática de generación (DAG), compensación de reactivo, equipos de maniobra y protección, así como la instalación de sistemas de medición comercial (SMEC) y de supervisión (SOTR) (CAMMESA, 2019). Una vez aprobados los ensayos y cumplidos los requisitos técnicos, el agente debe solicitar a CAMMESA la habilitación comercial de la central. Entre las condiciones necesarias se encuentran:

1. Aprobación de los estudios eléctricos de Etapa II.
2. Ajuste de protecciones y automatismos requeridos por el ENRE, CAMMESA y el transportista.
3. Acta de conformidad de las instalaciones y convenio de conexión.
4. Ensayos de confiabilidad para certificar la potencia máxima disponible en el punto de entrega.

Cuando se trata de centrales de potencia inferior a 2 MW, los requisitos de ensayo son menos exigentes, aunque deben igualmente acreditar el cumplimiento del Procedimiento Técnico N° 4. Finalmente, se debe establecer el enlace SOTR y el cronograma de pruebas operativas (CAMMESA, 2019).

3.3.5. Programación y Despacho

La operación del MEM requiere una coordinación precisa entre los distintos agentes generadores, autogeneradores y cogeneradores para garantizar la confiabilidad del sistema. CAMMESA, como organismo encargado del despacho, establece las pautas de programación estacional, semanal y diaria, así como los criterios de operación en tiempo real.

Los autogeneradores y cogeneradores que participan en el MEM deben cumplir con obligaciones similares a las de cualquier generador convencional. Entre ellas se incluyen:

- Declaración de la disponibilidad de potencia.
- Presentación de solicitudes de mantenimiento programado.
- Comunicación de la disponibilidad de combustibles.

Toda esta información debe ser remitida a CAMMESA en las instancias correspondientes de la programación. De esta forma, se asegura la previsibilidad en la

operación del sistema y se reducen los riesgos asociados a desbalances de oferta y demanda (CAMMESA, 2019).

Los autogeneradores con saldos netos de generación deben declarar sus Costos Variables de Producción (CVP) en forma quincenal, siguiendo el mismo procedimiento que los generadores. Esta declaración incluye dos componentes:

- CVP combustible: asociado al costo del insumo energético utilizado, sujeto a topes regulados.
- CVP no combustible: definido por la Secretaría de Energía mediante la Resolución 1/2019.

En caso de que un agente no presente la declaración, CAMMESA puede considerar su CVP igual a cero, lo cual influye en el orden de prelación para el despacho. El valor declarado en \$/MWh es utilizado tanto en el predespacho como en la operación en tiempo real (CAMMESA, 2019).

Durante la operación en tiempo real, CAMMESA organiza el despacho de energía siguiendo un criterio de orden de costos, lo que implica que las unidades con menor CVP declarado son despachadas con prioridad. En este contexto, los autogeneradores deben contar con un Centro Operativo de Generación (COG) disponible las 24 horas, encargado de intercambiar información con el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) y con el transportista (PAFTT).

Las órdenes operativas se refieren exclusivamente al saldo neto de energía inyectada al MEM, sin considerar la energía utilizada para autoconsumo. Si un autogenerador no logra reducir su inyección neta de energía cuando es instruido por CAMMESA, puede ser considerado en incumplimiento de las órdenes de despacho, lo que conlleva sanciones (CAMMESA, 2019).

3.3.6. Transacciones Económicas

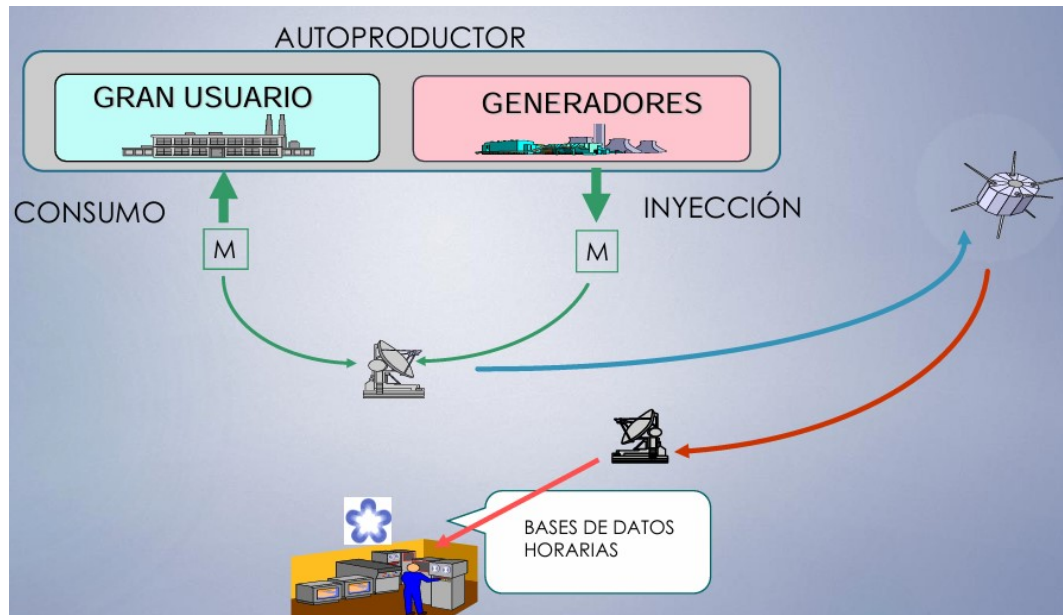
La participación de autogeneradores y cogeneradores en el MEM implica la realización de transacciones económicas con características particulares respecto de los generadores convencionales. Estas operaciones incluyen la compra de energía y potencia, la venta de excedentes y la liquidación de cargos asociados al transporte y servicios complementarios.

Los autogeneradores operan con medidores bidireccionales de energía activa, ubicados en la frontera de intercambio con el MEM. Esto les permite registrar tanto la energía inyectada al sistema como la consumida. En términos comerciales, los autogeneradores pueden:

- Vender al MEM sus excedentes de energía.
- Comprar la energía faltante cuando su producción no cubre la demanda.
- Cubrir parte de su demanda a través de contratos con generadores habilitados.

De esta forma, un mismo agente puede desempeñar alternativamente el rol de demandante (cuando su consumo neto excede la generación propia) o de generador (cuando su inyección neta es positiva) (CAMMESA, 2019).

Ilustración N°23: Esquema de transacciones de un autogenerador con el MEM



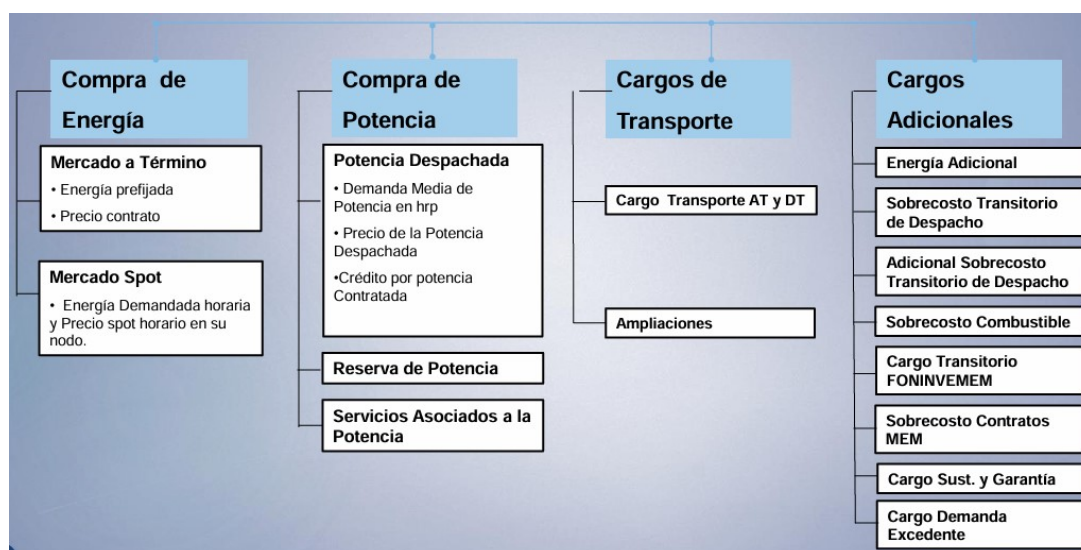
Fuente: CAMMESA

Cuando un autogenerador registra faltantes de energía, la cobertura se realiza bajo dos modalidades:

- Mercado a Término: adquisición mediante contratos de energía a precio prefijado.
- Mercado *Spot*: compra de energía en función de la demanda horaria y del precio *spot* correspondiente al nodo de conexión.

En lo que respecta a la potencia (ilustración 24), los autogeneradores deben cubrir su demanda media horaria de potencia, pagando el precio de potencia despachada y aplicando créditos por contratos celebrados. A estos conceptos se suman los cargos de transporte y cargos por servicios adicionales que hacen a la operatoria del sistema (CAMMESA, 2019).

Ilustración N°24: Conceptos de facturación por compras de energía y potencia en el MEM antes de la resolución 400/2025



Fuente: CAMMESA

Cuando el saldo neto es positivo, los autogeneradores asumen el rol de generadores y pueden percibir ingresos por la venta de energía y potencia. Desde marzo de 2019, las remuneraciones se rigen por la Resolución SRRyME N° 1/2019, que establece:

- Remuneración por potencia: puede calcularse en dos esquemas: *Remuneración Base*, en función de la disponibilidad real de potencia (DRP) y la tecnología utilizada. *Remuneración DIGO*, para agentes que declaran disponibilidad garantizada, con valores superiores pero sujetos a penalizaciones si no se cumplen los compromisos.
- Remuneración por energía generada: depende del tipo de combustible, con valores establecidos en USD/MWh (ejemplo: 4 USD/MWh para gas natural, 7 USD/MWh para hidrocarburos líquidos, 10 USD/MWh para biocombustibles y 12 USD/MWh para carbón mineral). Además, se reconoce un cargo adicional por energía operada (1,4 USD/MWh).

Ilustración N°25: Esquema de remuneración por potencia y energía para autogeneradores

Cargo Variable u\$s/ MWh ENERGIA GEN	Gas Natural	Hidrocarburos	Biocombustible	Carbón Mineral
CC grande P > 150 MW	4.0	7.0	10.0	
CC chico P ≤ 150MW	4.0	7.0	10.0	
TV grande P >100 MW	4.0	7.0	10.0	12.0
TV chica P ≤ 100MW	4.0	7.0	10.0	12.0
TG grande P >50 MW	4.0	7.0	10.0	
TG chica P ≤ 50MW	4.0	7.0	10.0	
Motores Combustión Interna	4.0	7.0	10.0	

Fuente: CAMMESA

La Resolución SGE N° 70/2018 facultó a los generadores del MEM a procurarse combustible propio para su operación. En estos casos, los costos de generación se

valorizan bajo el mecanismo de reconocimiento de Costos Variables de Producción (CVP), asegurando la consistencia con los criterios generales de despacho. CAMMESA mantiene la responsabilidad del despacho de combustibles para aquellos agentes que no ejerzan esta opción (CAMMESA, 2019).

Finalmente, la Resolución SRRyME N° 1/2019 dispuso un esquema de remuneración específico para las tecnologías renovables no convencionales, como eólica, solar fotovoltaica, biomasa y biogás. Estas fuentes reciben un pago fijo de 28 USD/MWh (Precio de Energía No Convencional – PENC) por la energía generada. En caso de proyectos aún no habilitados comercialmente, se reconoce el 50% de dicho valor hasta la obtención de la habilitación definitiva (CAMMESA, 2019).

3.3.7. Marco Normativo y Regulaciones Vigentes

La operación de autogeneradores y cogeneradores en el MEM se encuentra enmarcada en un conjunto de disposiciones legales y regulatorias que buscan garantizar el acceso equitativo al sistema, la transparencia en las transacciones y la sostenibilidad de la matriz energética.

La Ley N.º 27.191, sancionada en 2015, introdujo modificaciones sustanciales al Régimen de Fomento de las Energías Renovables, estableciendo objetivos progresivos de participación mínima de fuentes limpias en el consumo eléctrico: 8% en 2017, 12% en 2019, 16% en 2021, 18% en 2023 y 20% en 2025. Además, la normativa otorgó beneficios a proyectos de autogeneración con fuentes renovables, como la exención de requisitos de potencia mínima y la posibilidad de acceder a incentivos fiscales y financieros (Ley N.º 27.191, 2015).

La Resolución SEE N.º 1085/2017 introdujo la nueva metodología de asignación de los costos de transporte, sustituyendo el criterio de asignación por uso por un esquema basado en la demanda total. Asimismo, dispuso la eliminación de los factores de nodo, reemplazándolos por factores de pérdidas que se aplican exclusivamente al despacho técnico de energía (CAMMESA, 2019).

El régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica Renovable (MATER) fue implementado mediante la Resolución MEyM N.º 281/2017, que habilitó a grandes usuarios y generadores renovables a contratar energía de forma bilateral. La normativa también estableció los cargos por comercialización (CC) y administración (CA), los cuales se aplican de manera gradual hasta 2030, y fijó las condiciones de fiscalización individual para garantizar el cumplimiento de la Ley N.º 27.191 (CAMMESA, 2019).

La Resolución SGE N.º 70/2018 otorgó a los generadores del MEM la facultad de adquirir su propio combustible para la operación, bajo la condición de que los costos fueran valorizados conforme al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción (CVP). Este marco busca incentivar la eficiencia en la gestión de insumos energéticos, manteniendo la consistencia con las reglas del despacho (CAMMESA, 2019).

La Resolución SRRyME N.º 1/2019 reguló la remuneración de la generación térmica y renovable, definiendo valores de referencia para la potencia disponible (remuneración

base o remuneración DIGO) y para la energía producida según el combustible utilizado. Asimismo, fijó un esquema de remuneración específico para las tecnologías renovables no convencionales, con un valor de 28 USD/MWh (PENC) (CAMMESA, 2019).

3.4. Nuevas Reglamentaciones

3.4.1. Resolución SE 21/2025 y Decretos PEN 450/2025 & 452/2025

Durante el desarrollo de la presente tesis, está ocurriendo la transformación del marco normativo del sector energético argentino del año 2025 que constituye un punto de inflexión en la orientación de las políticas públicas hacia un mercado más competitivo, eficiente y capaz de atraer inversiones, así como de responder a las demandas tecnológicas emergentes, incluyendo aquellas que constituyen el objeto de esta tesis — como el intercambio energético interempresarial. Entre los instrumentos normativos más relevantes se encuentran la Resolución SE 21/2025 emanada por la Secretaría de Energía, y dos decretos del Poder Ejecutivo Nacional —Decreto PEN 450/2025 y Decreto PEN 452/2025— que introducen cambios sustanciales en la regulación del sector eléctrico y en la organización institucional de la regulación energética en Argentina.

La Resolución SE 21/2025, publicada en el Boletín Oficial el 28 de enero de 2025, surge en un contexto donde la normativa preexistente —como la Resolución SE 354/2020, que centralizaba la gestión de combustibles y restringía las operaciones de los generadores en el Mercado a Término— comenzaba a resultar obsoleta frente a los problemas estructurales del mercado eléctrico argentino, incluyendo el aumento sostenido de la demanda, la obsolescencia de la infraestructura y la necesidad de incorporar señales económicas claras para atraer inversiones y mejorar la eficiencia operativa. Esta resolución modifica y deroga partes de marcos regulatorios anteriores con dos objetivos centrales: fomentar la apertura del MEM para la libre celebración de contratos y descentralizar la gestión de combustibles, permitiendo que los generadores térmicos puedan gestionar directamente la adquisición de combustibles en condiciones competitivas. En la práctica, la medida exceptúa de las restricciones previas a los proyectos de generación térmica, hidroeléctrica o nuclear que estén habilitados comercialmente para celebrar contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con agentes demandantes, distribuidores o grandes usuarios del MEM desde el 1° de enero de 2025, eliminando así barreras que históricamente limitaron la flexibilidad del sector en materia de contratación bilateral.

La Resolución SE 21/2025 también actualiza el reconocimiento de costos de combustibles propios para generadores térmicos, valorizándolos según los precios de referencia utilizados en las declaraciones de costos variables de producción e incluyendo componentes como fletes, transporte y tasas asociadas, lo que mejora la precisión económica y la transparencia del mecanismo de remuneración de generación térmica. Este cambio implicó además la derogación de la Resolución SE 354/2020 — que había centralizado la gestión de combustibles— y la sustitución de elementos normativos obsoletos que restringían la libertad de contratación de los generadores.

Adicionalmente, la resolución redefine el Costo de la Energía No Suministrada (CENS), estableciendo valores transitorios —por ejemplo, 1.500 USD/MWh para interrupciones importantes— con escalonamientos según el porcentaje de falla respecto de la demanda. La actualización de este parámetro busca proporcionar señales económicas más realistas para la planificación de inversiones y la operación del sistema, al reflejar mejor el impacto económico de las interrupciones, lo que también tiene implicancias para agentes industriales intensivos en energía.

La Desaparición del esquema de “Servicio Energía Plus”, que hasta entonces permitía incorporar nueva generación mediante concursos centralizados, es otra consecuencia directa de esta norma, ya que la administración de nuevos contratos bajo esa modalidad tuvo como fecha límite de vigencia el 31 de octubre de 2025, con extensión de contratos existentes hasta su finalización natural. Este cambio forma parte de una política más amplia de desregulación progresiva y apertura de mercados, trasladando la iniciativa de expansión de oferta eléctrica desde mecanismos estatales centralizados hacia contratos bilaterales y mecanismos de mercado más flexibles.

En paralelo a la Resolución SE 21/2025, el Decreto PEN 450/2025, publicado el 4 de julio de 2025, introduce adecuaciones de fondo a las leyes que constituyen el esqueleto legal del sector eléctrico federal argentino: la Ley 24.065 (régimen de energía eléctrica) y la Ley 15.336 (servicio público de transporte y distribución de electricidad). Este decreto establece principios rectores orientados a consolidar la libre comercialización de energía, la competencia en todos los segmentos del mercado, la diferenciación clara de responsabilidades tarifarias, la garantía de acceso a infraestructura de transporte en condiciones no discriminatorias y la aceleración de inversiones mediante reglas de juego previsibles.

El Decreto PEN 450/2025 también incorpora la noción de que la energía eléctrica debe ser tratada con criterios de derecho civil y comercial, lo que facilita la celebración de contratos a término y acuerdos bilaterales entre generadores, comercializadores, grandes usuarios y distribuidores, y reduce las barreras institucionales que tradicionalmente limitaban estos mecanismos en el MEM. Estas modificaciones representan un cambio, orientando el régimen regulatorio hacia la competencia eficiente y la autonomía contractual de los agentes.

Complementariamente, el Decreto PEN 452/2025 (también sancionado el 4 de julio de 2025) dispone la constitución del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (ENRGE), organismo autárquico con competencia sobre los sectores de electricidad y gas natural, reemplazando a los entes separados (ENRE y ENARGAS). La fusión de ambos reguladores responde a la necesidad de coherencia normativa en mercados interrelacionados, debido a la estrecha vinculación entre la generación eléctrica térmica y la provisión de gas natural. El ENRGE deberá comenzar a operar dentro de los 180 días corridos desde la publicación del decreto, lo que implica una transición institucional en los mecanismos de supervisión y control regulatorios.

Esta reorganización institucional es especialmente significativa para modelos de negocio emergentes y para mecanismos de coordinación energética como los intercambios interempresariales, ya que un ente regulador unificado puede facilitar enfoques integrados, eliminar solapamientos regulatorios y promover políticas más

coherentes entre mercados complementarios de gas y electricidad, beneficiando la eficiencia sistémica y la estabilidad del marco de inversiones.

Desde una perspectiva más amplia, la articulación normativa entre la Resolución SE 21/2025 y los Decretos PEN 450/2025 y 452/2025 conforma un conjunto de medidas que buscan modernizar el marco regulatorio argentino, desplazando un régimen de contratación rígido y centralizado hacia uno donde las señales económicas (aunque con precios *spots* posiblemente mayores en el corto plazo), la autonomía contractual, la competencia efectiva y la eficiencia en la gestión de combustibles sean pilares estructurales. Este proceso de transición, previsto de forma gradual y acompañado por normas complementarias que deberán dictarse durante el período establecido por el decreto, crea las condiciones para que actores del mercado —incluidos generadores independientes, grandes usuarios industriales y nuevos oferentes de servicios energéticos— puedan competir y cooperar de manera más flexible y eficiente.

3.4.2. Resolución SE 400/2025 y lineamientos operativos de CAMMESA

La Resolución SE 400/2025 de la Secretaría de Energía, publicada en el Boletín Oficial el 21 de octubre de 2025, constituye el hecho más relevante en el proceso de transformación del MEM argentino, al aprobar las “Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva” que comenzaron a aplicarse a partir del 1° de noviembre de 2025, marcando el inicio de un régimen operativo basado en señales de precios que reflejen costos reales de producción y fomenten la libre negociación contractual entre agentes económicos del sector.

La norma se apoya en las facultades conferidas por la Ley N° 24.065 (marco regulatorio del sector eléctrico) y en las recientes adecuaciones introducidas por el Decreto PEN 450/2025, que reorientó el régimen jurídico del MEM hacia principios de competencia, eficiencia y libertad contractual. La Resolución SE 400/2025 pone en marcha un proceso de normalización ordenada y progresiva del mercado con la finalidad explícita de restablecer un ambiente competitivo, transparente y sustentable, donde el Estado recupere su función como regulador y no como administrador directo de precios y contratos.

El núcleo de esta transformación se expresa en la aprobación de un conjunto de reglas operativas y económicas —contenidas en el Anexo I de la resolución (Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva)— que redefinen los mecanismos de formación de precios, la categorización de la demanda y la estructura de contratos de energía y potencia. Estas reglas forman una base normativa para que el Organismo Encargado del Despacho (OED), cuya responsabilidad recae en CAMMESA, pueda elaborar los procedimientos técnicos necesarios para implementar los cambios de manera gradual a partir del inicio del Período Estacional de Verano de 2025–2026.

Entre los elementos más importantes que introduce la Resolución SE 400/2025 se encuentra la diferenciación explícita entre distintos tipos de generación eléctrica. A tal fin, la norma define:

- Generación Asignada: instalaciones con contratos vigentes hasta su término, o que estén bajo administración del Estado nacional.
- Generación al *Spot*: unidades no clasificadas como asignadas, habilitadas para participar en esquemas competitivos de remuneración de energía y potencia conforme a costos marginales.
- Generación Nueva: instalaciones con habilitación comercial posterior al 1° de enero de 2025, que serán objeto de incentivos diferenciados para facilitar la expansión de capacidad.

Este esquema de clasificación tiene un doble propósito: por un lado, incentivar inversiones privadas en nueva generación bajo reglas técnicas y económicas claras; por otro, promover un despacho competitivo donde las unidades generadoras participen según sus costos marginales, reduciendo distorsiones en la formación de precios históricamente generadas por subsidios y por la fijación administrativa de tarifas.

Una de las novedades de la normativa es la creación de un Mercado a Término de Energía y Potencia, que permite la libre contratación bilateral entre generadores, grandes usuarios y distribuidores del MEM. Bajo este esquema, las partes pueden pactar directamente acuerdos de suministro de energía y capacidad —además de la participación en el mercado *spot*— promoviendo la competencia en la oferta y reduciendo la dependencia de mecanismos centralizados de asignación de contratos.

Este cambio es significativo para actores intensivos en energía industrial y grandes consumidores, quienes ahora pueden negociar directamente condiciones de suministro con generadores de energía eléctrica, obteniendo precios y condiciones ajustados a sus perfiles de riesgo y necesidades técnicas —lo que mejora la eficiencia económica y permite una mayor flexibilidad frente a variaciones de demanda o precios energéticos.

Un pilar explícito de la Resolución SE 400/2025 es la introducción de señales de precios basadas en costos marginales de generación, en lugar de valores administrativos fijados por el Estado. Esta orientación marginalista implica que los precios de la energía y la potencia reflejen dinámicamente los costos variables de producción de las unidades generadoras que realmente participan en el despacho, promoviendo eficiencia operativa y transparencia en la formación de precios.

El diseño de los precios marginales tiene implicancias directas en la asignación de recursos y en las expectativas de ingresos de los generadores, ya que:

- reduce subsidios implícitos y distorsiones de mercado,
- mejora la previsibilidad para inversiones de largo plazo,
- cataliza la incorporación de tecnologías con costos marginales más eficientes o menos volátiles,
- y permite el desarrollo de indicadores de precio que favorezcan la gestión avanzada de la demanda.

En este sentido, la resolución representa un avance hacia un funcionamiento más cercano a un mercado competitivo clásico, en el que las decisiones de producción y

consumo se coordinan principalmente a través de señales de precio que reflejan condiciones reales de oferta y demanda.

Bajo esta nueva racionalidad, la responsabilidad de gestionar el abastecimiento de combustibles para la generación térmica —tradicionalmente centralizada por CAMMESA— se descentraliza, permitiendo a los generadores adquirir y administrar sus propios insumos conforme a condiciones de mercado y acuerdos bilaterales. Esta medida busca alinear incentivos económicos, reducir asimetrías de información y promover una mayor eficiencia en la gestión del recurso energético crítico que es el gas natural en el mix de generación argentino.

En paralelo al cambio de rol en la gestión de combustibles, la Resolución SE 400/2025 instruye a CAMMESA, en su rol de OED, a desarrollar y mantener los procedimientos técnicos necesarios para implementar las nuevas reglas de normalización, incluyendo mecanismos de monitoreo progresivo e identificación de necesidades de adecuaciones futuras. Esto implica que CAMMESA deja de actuar como un “comprador/administrador” de combustibles y se transforma en un operador técnico del despacho eléctrico, responsable de ejecutar un mercado diseñado para mayor transparencia y competencia.

La resolución también establece una nueva categorización de la demanda dentro del MEM, definiendo umbrales y tipos de consumidores que pueden acceder a diferentes regímenes de contratación y precios, incluyendo la clasificación entre:

- Grandes Usuarios de Distribución (GUDI) (≥ 300 kW),
- Demanda Estacionalizada (residencial y no residencial),

Esta segmentación busca promover una mayor participación de los usuarios finales en la configuración de sus estrategias de abastecimiento, habilitando que ciertos grandes consumidores negocien contratos directamente con generadores, lo que fortalece las bases de competencia en el MEM y reduce barreras de ingreso para esquemas energéticos alternativos o innovadores.

La Resolución SE 400/2025 introduce una transformación estructural en el funcionamiento económico del MEM argentino, al establecer un esquema de formación de precios y facturación basado en señales de mercado, contratos bilaterales y costos reales de abastecimiento, reemplazando progresivamente el sistema previo caracterizado por precios *spot* intervenidos y compensaciones fiscales generalizadas. Este nuevo marco normativo tiene implicancias directas tanto para la demanda —en particular los Grandes Usuarios (GU)— como para los agentes generadores y autogeneradores, redefiniendo los mecanismos de asignación de costos, los incentivos a la inversión y la distribución de riesgos económicos entre los distintos actores del sistema.

En el régimen previo a la Resolución SE 400/2025, la facturación a la demanda se encontraba estructurada sobre un precio *spot* administrado, fijado por CAMMESA con criterios regulatorios y políticos, que se ubicaba sistemáticamente por debajo de los costos marginales reales de generación. Esta brecha era cubierta mediante transferencias del Tesoro Nacional, subsidios cruzados y mecanismos de compensación a los generadores, lo que generaba una desconexión entre los precios pagados por los

usuarios y los costos económicos efectivos del sistema. En paralelo, los cargos por potencia eran determinados por esquemas administrativos (como el Pago por Potencia Puesta a Disposición, PPAD), sin reflejar plenamente señales de escasez o necesidades de expansión de capacidad. Asimismo, los costos de combustibles para la generación térmica eran gestionados centralizadamente por CAMMESA, lo que reducía el riesgo comercial de los generadores pero distorsionaba los incentivos a la eficiencia operativa y a la optimización del mix de generación.

La Resolución SE 400/2025 reemplaza progresivamente este esquema por una estructura de facturación desagregada en cuatro componentes claramente diferenciados: energía, potencia, transporte y servicios del sistema. Cada uno de estos componentes pasa a regirse por mecanismos específicos de asignación de costos, con una lógica económica propia, eliminando la práctica de integrar sobrecostos y subsidios dentro de un precio *spot* único e intervenido.

En lo que respecta al componente de energía, los Grandes Usuarios dejan de integrar la denominada Demanda Estacionalizada y deben abastecerse mediante compras en el mercado *spot*, mediante contratos en el Mercado a Término de Energía (MATE) o a través de una combinación de ambos mecanismos. En el mercado *spot*, el precio horario de la energía se determina a partir del Costo Marginal Horario de Generación (CMgh), que refleja el costo variable de la última unidad despachada y, de manera progresiva, incorpora el costo de la unidad siguiente, incluyendo gradualmente el Costo de Energía No Suministrada (CENS) como señal de escasez. Este esquema introduce una transición desde precios basados exclusivamente en costos operativos hacia precios que reflejan, en el mediano plazo, condiciones de oferta y demanda más estrictas, fortaleciendo las señales económicas para la gestión de la demanda y la inversión en nueva capacidad.

Alternativamente, los Grandes Usuarios pueden abastecerse mediante contratos bilaterales en el MATE, pactando directamente con generadores un precio y volumen de energía para períodos determinados. En estos casos, la energía contratada se descuenta de las compras *spot* del usuario, y CAMMESA actúa únicamente como agente de liquidación técnica, sin intervenir en la determinación del precio. De este modo, el riesgo de precio se traslada a las partes contractuales, permitiendo estrategias de cobertura frente a la volatilidad del mercado *spot* y facilitando acuerdos de suministro estables de mediano y largo plazo.

En cuanto al componente de potencia, la Resolución SE 400/2025 introduce el Mercado a Término de Potencia (MATP), que convive con el esquema de potencia *spot*. En el mercado *spot*, los Grandes Usuarios deben adquirir potencia en función de su requerimiento máximo mensual durante las horas de punta, remunerando la Potencia Puesta a Disposición a precios determinados por el mercado. No obstante, pueden cubrir total o parcialmente dicho requerimiento mediante contratos bilaterales de potencia en el MATP, los cuales exigen respaldo físico efectivo por parte del generador, evaluado horariamente. La potencia contratada se descuenta de la obligación de compra en el mercado *spot*, de modo que el usuario paga potencia *spot* solo por el remanente no cubierto por contratos. Este diseño transforma la potencia en un producto económico con valor explícito de confiabilidad, más allá de su función meramente administrativa, y

habilita estrategias de gestión del riesgo de abastecimiento para grandes consumidores industriales.

Los cargos por transporte, en cambio, permanecen regulados y se asignan por región o nodo del sistema, en función de la energía efectivamente demandada por cada usuario. Estos cargos no pueden ser cubiertos mediante contratos bilaterales, dado que responden a la estructura tarifaria de los sistemas de transmisión y distribución, regulados por los entes correspondientes. De manera similar, los servicios del sistema —incluyendo reservas operativas, servicios complementarios y mecanismos de confiabilidad— se prorratean entre todos los usuarios del MEM en proporción a su consumo de energía, independientemente de si se abastecen mediante contratos o a través del mercado *spot*.

Desde la perspectiva de los generadores y autogeneradores, la Resolución SE 400/2025 también implica una reconfiguración profunda de los mecanismos de ingresos y de la asignación de riesgos. En el nuevo esquema, los generadores que venden su producción en el mercado *spot* reciben ingresos por energía en función del CMgh horario, lo que alinea directamente sus ingresos con los costos marginales del sistema. Para las centrales existentes, la norma establece un esquema transitorio de rentas adaptadas, que reconoce márgenes progresivos durante el período de transición hacia un mercado plenamente competitivo, mientras que para la generación nueva se prevén mecanismos de incentivos más alineados con criterios de expansión de capacidad y seguridad de abastecimiento.

Adicionalmente, los generadores pueden percibir ingresos por potencia a través del mercado *spot* y mediante la prestación de servicios de reserva de confiabilidad, incluyendo la Reserva de Confiabilidad Base y la Reserva de Confiabilidad Adicional, esta última con contratos de largo plazo y remuneraciones significativamente superiores, orientadas a promover inversiones en capacidad firme. Los costos de estos servicios son socializados entre la demanda del sistema, reflejando su carácter de bien público vinculado a la seguridad del abastecimiento eléctrico.

Un cambio central introducido por la Resolución SE 400/2025 es la transferencia de la gestión del combustible desde CAMMESA hacia los propios generadores. Bajo el nuevo régimen, los generadores deben adquirir, transportar y gestionar el combustible necesario para su operación, asumiendo el riesgo de precio y de suministro. No obstante, dichos costos pueden ser recuperados a través del precio marginal cuando la unidad es despachada, lo que refuerza los incentivos a la eficiencia operativa y a la selección tecnológica más adecuada en función de las condiciones del mercado de combustibles.

En el caso de los generadores que celebran contratos en el MATE, los ingresos por energía quedan determinados exclusivamente por el precio contractual pactado con el demandante, sin compensaciones posteriores por diferencias con el precio *spot*. De modo análogo, los contratos de potencia en el MATP generan ingresos condicionados al cumplimiento efectivo del respaldo físico comprometido, estableciendo penalidades en caso de indisponibilidad. Este esquema refuerza la disciplina contractual y transforma a la potencia en un bien económico sujeto a obligaciones técnicas verificables, lo que fortalece la confiabilidad sistémica.

Los autogeneradores, por su parte, operan bajo las mismas reglas económicas que los generadores convencionales en lo que respecta a la venta de excedentes, pudiendo comercializar energía en el mercado *spot* o mediante contratos MATE, así como contratar o vender potencia en el MATP si cumplen las condiciones técnicas establecidas. Este diseño elimina distorsiones regulatorias entre agentes y promueve la integración de esquemas de generación distribuida y cogeneración en el funcionamiento normal del MEM.

Desde una perspectiva económica, la transición desde un sistema de precios administrados hacia un esquema de precios marginales y contratos bilaterales implica una reasignación significativa del riesgo desde el Estado hacia los agentes privados, tanto del lado de la oferta como de la demanda. Mientras que el régimen anterior socializaba los costos de ineficiencia y volatilidad mediante subsidios fiscales, el nuevo modelo promueve decisiones descentralizadas basadas en señales económicas explícitas, incentivando la eficiencia productiva, la gestión activa de la demanda y la inversión en tecnologías competitivas.

Este nuevo marco resulta particularmente relevante para el objeto de la presente tesis, ya que crea condiciones económicas e institucionales favorables para el desarrollo de esquemas de intercambio energético interempresarial y de economía circular energética. La posibilidad de celebrar contratos bilaterales de energía y potencia, junto con precios que reflejan costos reales y condiciones de escasez, permite que los beneficios de la cooperación energética —como el aprovechamiento de excedentes térmicos, la cogeneración compartida o el balance de cargas entre empresas— se traduzcan en ventajas económicas cuantificables, y no únicamente en beneficios ambientales o reputacionales. En consecuencia, la Resolución SE 400/2025 no solo reconfigura el funcionamiento del mercado eléctrico argentino, sino que también establece las bases regulatorias necesarias para la emergencia de modelos colaborativos de gestión energética, coherentes con los principios de la economía circular y la simbiosis industrial analizados en capítulos previos.

SEGUNDA PARTE: APLICACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS ENERGÉTICOS EN ENTORNOS EMPRESARIALES

Esta segunda parte se orienta al desarrollo aplicado de la investigación. El cuarto capítulo, dedicado a la metodología y cálculo, se inicia con una introducción que anticipa el enfoque adoptado. En este apartado se define el diseño metodológico, justificando la elección de herramientas analíticas y herramientas de cálculo utilizados para evaluar los intercambios energéticos. Se detallan asimismo las fuentes de información y los criterios de recopilación de datos, garantizando la trazabilidad y reproducibilidad del análisis.

El quinto capítulo es el núcleo analítico de la tesis, donde se presenta el modelo propuesto, sus aplicaciones y el análisis de resultados. Tras una introducción que enmarca el capítulo, se desarrolla la modelización del sistema de intercambio energético, integrando variables técnicas, económicas y ambientales. El análisis de resultados permite cuantificar los beneficios derivados del modelo, tanto en términos económicos como en reducción de impactos ambientales, lo cual habilita una discusión sobre sus implicancias para la economía circular energética. Este capítulo representa la convergencia entre el marco teórico y el modelo construido, validando o refutando la hipótesis planteada.

El sexto capítulo aborda el impacto del marco regulatorio en la viabilidad del modelo propuesto, constituyendo un puente entre el análisis regulatorio-económico y las condiciones institucionales. Se realiza una revisión del cumplimiento regulatorio del modelo, identificando posibles restricciones normativas. Se examina además el rol de las políticas de incentivos en la promoción de este tipo de esquemas, así como los riesgos regulatorios asociados a cambios en las condiciones del sector energético.

Finalmente, la tesis concluye con las reflexiones finales, donde se integran los principales resultados del trabajo, se discuten sus implicancias teóricas y prácticas, y se proponen líneas futuras de investigación.

4. Metodología

4.1. Enfoque metodológico

La construcción del marco teórico, conceptual y empírico de la presente investigación se sustentó en un proceso sistemático de revisión bibliográfica, basado en el uso de metabuscadores académicos y repositorios de acceso abierto, ampliamente reconocidos en la comunidad científica internacional. En particular, se emplearon herramientas como Google, Google Scholar, ResearchGate, Scopus (en su versión de acceso institucional parcial), ScienceDirect y Repositorio CEPAL, así como portales de organismos internacionales tales como International Energy Agency, International Renewable Energy Agency, United Nations y Ellen MacArthur Foundation. Estos metabuscadores y repositorios permitieron acceder a la totalidad de las referencias utilizadas en la investigación, incluyendo artículos científicos indexados, documentos técnicos, marcos regulatorios, reportes institucionales y literatura especializada en economía circular, energía, simbiosis industrial y mercados eléctricos. La estrategia de búsqueda se basó en palabras clave tales como “simbiosis industrial industrial symbiosis”, “economía circular energética o circular economy energy”, “modelos de intercambio de energía o energy exchange models”, “sistemas de cogeneración o cogeneration systems”, “generación distribuida o distributed generation” y “mercados eléctricos electricity market design”. Asimismo, se recurrió a fuentes normativas y regulatorias nacionales, tales como documentación oficial de CAMMESA, legislación energética argentina y resoluciones de la Secretaría de Energía, garantizando la adecuada contextualización del modelo dentro del Mercado Eléctrico Mayorista.

En relación con los antecedentes empíricos más relevantes, la literatura internacional identifica como caso paradigmático el desarrollo de la simbiosis industrial en Kalundborg, Dinamarca (presentado en la sección 2.2.1 La Simbiosis Industrial en Kalundborg, Dinamarca. No obstante, resulta relevante destacar que, si bien el modelo de Kalundborg incorpora intercambios energéticos, su enfoque se centra principalmente en la valorización de subproductos industriales y flujos materiales, más que en la estructuración de un modelo económico-comercial formal de transacciones energéticas en mercados eléctricos competitivos. En este sentido, el presente trabajo avanza conceptualmente al integrar la lógica de la simbiosis industrial con mecanismos de mercado propios del sistema eléctrico.

A partir del relevamiento realizado en los metabuscadores y bases de datos mencionados, así como en literatura académica, documentos y normativa nacional, no se han logrado identificar antecedentes en Argentina que desarrollen un modelo integral que combine simultáneamente el intercambio energético interempresarial bajo lógica de economía circular, junto con la evaluación conjunta de variables técnicas, económicas, ambientales y regulatorias. Si bien existen estudios parciales en Argentina vinculados a eficiencia energética, generación distribuida, cogeneración o economía circular — incluyendo documentos del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Secretaría de Energía— estos no abordan de manera integrada la problemática del intercambio energético entre empresas como transacción económica estructurada dentro del sistema eléctrico. Asimismo, la literatura académica relevada en plataformas como

Google Scholar y Scopus evidencia una mayor concentración de estudios en contextos europeos y asiáticos, particularmente en torno a comunidades energéticas, distritos térmicos o simbiosis industrial, pero con escasa o nula aplicación al contexto institucional, regulatorio y de mercado de Argentina.

Se aplica un enfoque metodológico de carácter analítico–comparativo y con una orientación cuantitativa, complementado por un análisis cualitativo de carácter institucional y regulatorio. Este enfoque se alinea con el objetivo central establecido para este trabajo, que consiste en evaluar la viabilidad económica, ambiental y regulatoria de esquemas de intercambio energético interempresarial, enmarcados en los principios de la economía circular energética, a partir de la modelización de sistemas reales de autogeneración y de su interacción mediante mecanismos de mercado.

Desde el punto de vista epistemológico, el trabajo se inscribe dentro del paradigma de la economía aplicada y de la ingeniería económica de sistemas energéticos, en tanto combina herramientas propias del análisis microeconómico —como la evaluación de costos marginales, costos nivelados de energía y señales de precios— con técnicas de modelización energética orientadas a la toma de decisiones. La investigación persigue la formulación de un modelo representativo, que permita simular escenarios concretos y comparables, bajo condiciones técnicas, económicas y regulatorias.

El diseño metodológico se estructura en dos niveles diferenciados y complementarios. En un primer nivel, se desarrolla una modelización individual de los sistemas de autogeneración energética de las empresas analizadas, considerando tecnologías térmicas y renovables. Este nivel permite caracterizar el comportamiento técnico y económico de cada sistema de generación en forma aislada, estableciendo una línea base que refleja la situación de autoconsumo sin interacción energética con terceros. En un segundo nivel, se incorpora la interacción entre empresas mediante la simulación de intercambios de energía en distintos escenarios, lo que habilita el análisis comparativo entre alternativas de abastecimiento: consumo desde el mercado *spot*, consumo mediante autogeneración propia y consumo a partir de contratos bilaterales de intercambio energético con otras empresas que disponen de excedentes.

El enfoque metodológico adoptado es comparativo por escenarios, los resultados en términos relativos, considerando configuraciones alternativas de abastecimiento energético. Esta estrategia permite aislar el efecto económico y ambiental del intercambio de energía entre empresas, y facilita la identificación de los beneficios incrementales asociados a esquemas de cooperación energética frente a modelos tradicionales de abastecimiento individual y no coordinado.

Asimismo, la metodología incorpora la dimensión temporal, mediante la evaluación de los flujos energéticos y económicos en horizontes de análisis coherentes con la vida útil de los activos de generación y con los plazos contractuales típicos del Mercado a Término. Si bien los cálculos específicos se desarrollan en los apartados siguientes, el enfoque metodológico reconoce que la viabilidad de los intercambios energéticos no depende únicamente de resultados estáticos, sino de su comportamiento a lo largo del tiempo, particularmente frente a variaciones en precios de combustibles, factores de carga, perfiles horarios de demanda y marcos regulatorios.

Se integra la evaluación de impactos a partir de indicadores cuantificables ambientales, principalmente asociados a la reducción de emisiones de CO₂ y a la mejora en la eficiencia en el uso de los recursos energéticos. Estos indicadores se analizan de manera consistente con metodologías reconocidas nacionalmente, permitiendo vincular los resultados del modelo con objetivos más amplios de sostenibilidad y con los compromisos ambientales asumidos a nivel corporativo y sistémico. No obstante, el desarrollo detallado de dichos indicadores se reserva para el análisis de resultados, evitando superposiciones conceptuales en esta etapa metodológica.

Un elemento central del enfoque metodológico es la incorporación del marco regulatorio vigente como una condición exógena al modelo, pero determinante de su factibilidad práctica. En este sentido, la metodología no asume un entorno regulatorio neutral o idealizado, sino que se construye sobre las reglas efectivas del mercado eléctrico argentino, particularmente aquellas derivadas de la Resolución SE 400/2025 y del funcionamiento del Mercado a Término de energía y potencia. De esta forma, los escenarios analizados no solo son técnicamente posibles, sino también regulatoriamente consistentes, lo que refuerza la aplicabilidad real de los resultados obtenidos.

En términos de alcance, el enfoque metodológico se centra en el análisis a nivel microeconómico, poniendo el foco en las decisiones de empresas individuales y en sus interacciones dentro de un sistema acotado, como puede ser un parque industrial o una red de empresas vinculadas productivamente. No se pretende, por tanto, evaluar impactos macroeconómicos agregados ni efectos sistémicos a escala nacional, aunque los resultados permiten extraer conclusiones relevantes para el diseño de políticas públicas y esquemas regulatorios orientados a fomentar la economía circular energética.

Para finalizar, el modelo desarrollado responde a una lógica incremental y modular. Cada etapa del análisis se construye sobre la anterior, comenzando por la caracterización individual de los sistemas de generación, avanzando luego hacia la simulación de intercambios energéticos y culminando en la evaluación integral de resultados económicos, ambientales y regulatorios.

4.2. Herramientas de cálculos

A continuación se presentan las herramientas de cálculos utilizadas para la valorización de costos y precios. Se comienza con el cálculo del costo de autogeneración de energía térmica a gas y costo de autogeneración de energía renovable fotovoltaica. Para continuar con la formación de precios de energía y potencia de los mercados *spot* mayorista, y de los cargos por transporte y distribución de la energía (servicio de Peaje).

4.2.1. Autogeneración térmica a gas

El objetivo es estimar el costo unitario de la energía eléctrica generada internamente (en \$/MWh o USD/MWh) a partir de un sistema de generación propio que utiliza gas natural como combustible.

La metodología considerada combina costos de inversión, operación y mantenimiento, combustible, y financieros para obtener un costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés). Esto permite comparar con tarifas eléctricas de red y evaluar la rentabilidad.

Se comienza en definir las características del proyecto, es decir, establecer los parámetros técnicos:

1. Potencia instalada (P) — en kW o MW.
2. Tipo de tecnología — turbina de gas, motor reciprocante, ciclo combinado, etc.
3. Rendimiento térmico o eficiencia eléctrica (η) — fracción de energía del gas transformada en electricidad.
4. Horas de operación anual (H) — disponibilidad industrial (p. ej. 6.000–8.000 h/año).
5. Vida útil del proyecto (n) — típicamente 15–25 años.

En lo que respecta a los costos de inversión – Capex - incluye todos los gastos necesarios para poner en operación la planta:

- Generador y equipo principal: motor/turbina, alternador.
- Instalaciones auxiliares: sistemas de arranque, ventilación, control.
- Obras civiles y estructurales.
- Conexiones eléctricas y controles SCADA.
- Ingeniería y permisos.

Se expresa como:

$$Capex\ total = \sum inversiones\ fijas\ e\ instalaciones$$

Luego se traduce en un factor anualizado:

$$Capex\ anualizado = Capex * CRF$$

donde CRF es el *Capital Recovery Factor*:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

con i = tasa de descuento anual real.

Para los costos de operación y manteniendo (Opex), se separan en:

O&M Fijo: Costos recurrentes sin importar la producción, como personal fijo, seguros, supervisión y control, entre otros. Generalmente se considera un promedio 2–4% del Capex anual.

O&M Variable: Costos proporcionales al uso, tales como repuestos y mantenimiento según horas operadas, lubricantes, consumibles, y servicios externos de mantenimiento mayor.

El costo del combustible, en este caso gas natural, al tratarse de un sistema de tecnología turbo gas, es el componente central del LCOE en autogeneración con gas.

Se calcula como:

$$\text{Costo combustible} = \text{Consumo energético} * \text{precio del gas}$$

Donde:

$$\text{Consumo energético} = \frac{\text{Energía eléctrica producida}}{\eta}$$

Y:

- η = eficiencia eléctrica del equipo.
- Precio del gas se expresa en USD/MMBtu según metodología de contratos de gas del mercado mayorista de gas de Argentina.

En Argentina, el precio del gas para clientes industriales puede tener diferencias entre contrato según comercializador, mix intercuencas, y cargos de transporte/distribución (en este caso, para el caso de zona Litoral, se considera un 30% más al precio del gas lo asociado al transporte y distribución).

Por último, se obtiene a la fórmula de LCOE:

$$\text{LCOE} = \frac{(\text{Capex} * \text{CRF}) + \text{O\&M}_{\text{Fijo}} + \text{O\&M}_{\text{Var}} + \left(\frac{E_{\text{elect}}}{\eta} \right) * P_{\text{Gas}}}{E_{\text{elect}}}$$

Donde: Capex representa la inversión total, CRF es el factor de recuperación de capital, O&M representan a los costos de operación fijos y variables, Eelect es la energía anual producida, η es la eficiencia de conversión eléctrica, Pgas es el precio del gas consumido.

4.2.2. Autogeneración renovable fotovoltaica

El costo de autogeneración eléctrica mediante sistemas solares fotovoltaicos se calcula también a través del Costo Nivelado de la Energía (LCOE – Levelized Cost of Energy), que permite expresar en términos unitarios (USD/MWh) el costo total de generar electricidad durante toda la vida útil del proyecto.

A diferencia de la autogeneración térmica, la FV se caracteriza por mayor intensidad (alta) de capital (Capex), costos de operación muy bajos, costo de combustible nulo, producción intermitente y dependiente del recurso solar. Por lo tanto, el LCOE FV está dominado por: la inversión inicial, el factor de planta y la tasa de descuento

El primer paso consiste en definir el sistema de autogeneración y su contexto operativo. Al igual se expresa para el sistema térmico, para el sistema renovable los parámetros técnicos son:

1. Potencia instalada (kWp o MWp)
2. Tipo de instalación: Sobre techo (rooftop) y/o a nivel de suelo (ground-mounted)
3. Irradiación solar del sitio (kWh/m²·año)
4. Factor de planta (FP): en zona Litoral, valor promedio: 17%–22%
5. Degradación anual de los módulos: 0,4%–0,6% anual
6. Vida útil del proyecto: 25–30 años (estándar técnico)

La energía eléctrica anual generada se estima como:

$$E_{elect} = P_{inst} * 8760 * FP$$

(el 8760 corresponde a la cantidad de horas totales de un año).

El Capex (costos de inversión) incluye todos los costos necesarios para que el sistema FV entre en operación, tales como: módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de montaje, cableado CC y CA, tableros, protecciones y transformadores, ingeniería, permisos y gestión del proyecto, montaje, puesta en marcha y pruebas

Se expresa como:

$$Capex = \frac{USD}{kWp} * P_{inst}$$

En Argentina, valores de referencia (2025) tenemos Rooftop: 750–1.000 USD/kWp, y Ground-mounted: 600–850 USD/kWp

Dado que la inversión es inicial y los beneficios se extienden en el tiempo, el Capex se anualiza mediante el Factor de Recuperación de Capital (CRF):

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

donde:

- i = tasa de descuento real
- n = vida útil del proyecto

La tasa de descuento refleja costo de capital, entre otros riesgos asociados. Los valores típicos están entre el 7% - 10% en dólares.

Como se expresó anteriormente, los sistemas FV tienen costos operativos bajos y predecibles. Entre los cuales se distinguen: O&M fijo: limpieza de módulos, monitoreo, seguros, y mantenimiento preventivo. Valor referencial 1%–2% del Capex anual. O&M variable: generalmente es despreciable o directamente nulo si uno simplifica el análisis.

La energía teórica debe ajustarse por: pérdidas eléctricas (cables, inversores), suciedad, disponibilidad del sistema, y degradación anual de módulos. Esto se incorpora directamente en el factor de planta efectivo o mediante un factor de rendimiento (PR).

Por lo tanto, la expresión general del LCOE FV es:

$$LCOE = \frac{Capex * CRF + O\&M_{anual}}{E_{plant}}$$

A diferencia de la generación térmica, en el caso de la fotovoltaica no hay costo de combustible. El resultado depende críticamente del factor de planta, tasa de descuento y capex específico.

4.2.3. Mercado Spot - CAMMESA

En lo que respecta a la formación de precios en el mercado *spot*, se marca un antes y un después de la resolución Secretaría de Energía N°400 de Noviembre del año 2026. Esta resolución marca la transformación del mercado eléctrico, y establece cambios asociados a su estructura y formación de precios.

4.2.3.1. Formación del precio monómico antes de la Resol SE 400/2025

En términos generales, antes de la resolución SE 400/2025 el mercado *spot* mayorista se encontraba intervenido, es decir, al precio *spot* estaba fijado por el gobierno y no por el funcionamiento del sistema, razón por la cual además del precio de la energía y potencia, se generaban sobrecostos asociados para el cubrimiento de los costos reales de funcionamiento de sistema. En el mercado, se abonaban cargos por energía, potencia, transporte y servicios adicionales al funcionamiento del sistema.

Los **Cargos por Energía**, se encontraban compuestos por:

- Precio *spot*: excedentes de demanda no adquiridas en calidad firme a través de un contrato en el Mercado a Término (Res. SE 95/13 + Nota SE N° 3229/2013. Compra energía al precio *spot* en cada hora. El funcionamiento de este mercado se encontraba intervenido por el gobierno dado que fijaba un precio máximo, derivandose los sobrecostos que se enuncian a continuación para cubrir los costos de generación.
- Energía Adicional: para abastecer la demanda, la red eléctrica tiene un nivel de pérdidas y como resultado, en todo momento la generación de energía y potencia requerida para abastecer a los agentes consumidores es superior a su demanda de energía y potencia.
- Sobrecostos transitorio de despacho (STD): creado por Resolución SE 8/2002 como "parche" a la regulación vigente para evitar una escalada de precios mayores que afectaran a la totalidad de la demanda, y como una forma de evitar efectos inflacionarios derivados. El Sobrecosto Transitorio de Despacho se define como la diferencia entre Costo de Producción (CVP) y el precio en el nodo de la máquina térmica en operación (*spot* en el nodo). El mismo era dependiente de: demanda horaria

del sistema, oferta de generación hidráulica, nuclear y térmica con gas natural, oferta de generación térmica con combustible líquido, de la diferencia de precios entre gas natural y combustible alternativos.

- Adicional STD: dicho cargo contemplaba sobrecostos no incluidos en la operatoria diaria que deben ser remunerados por toda la demanda, como ser: sobrecostos de importación, ajustes nominaciones de gas, alquiler de tanques, ajustes de STD anteriores por importación de combustibles, entre otros.

- Sobrecostos de combustibles: incluía impuesto a la Transferencia de Combustibles (ITC), tasa sobre gas-oil (TSGO) y recargo al gas natural (RGN).

- Sobrecostos Contratos MEM: era la diferencia entre la remuneración por energía y potencia incluyendo las posibles sanciones y/o penalizaciones que le fueren aplicables y que le corresponde por su respectivo contrato, y la que le hubiera correspondido si se valorizara su energía en el Mercado *Spot* y su disponibilidad de potencia de acuerdo a lo dispuesto en el anexo 21 de Los Procedimientos.

- Sobrecostos compras conjunta: cargo creado por CAMMESA para recuperar los costos asociados a la energía renovable producida por aquellos proyectos habilitados comercialmente provenientes de las licitaciones Renovar 1.0, 1.5, 2.0 y Contratos R202 y futuras contrataciones bajo el mecanismo de compra conjunta.

Por otro lado, los **Cargos por Potencia** incluyen a las reservas según el grado de respuesta y puesta en servicio reserva: Reserva para regulación de frecuencia, Reserva operativa de 5 minutos, Reserva operativa de 10 minutos, Reserva operativa de 20 minutos, Reserva Térmica de 4 horas, entre otros. Se encuentran compuesto por:

- Potencia despachada: remuneración a Generadores por su potencia puesta a disposición en 90 horas semanales.

- Servicios Asociados: remuneración a Generadores por sobrecostos de arranque, sobrecostos de máquinas forzadas por despacho y la remuneración de arranque y parada. Además debe agregarse el costo por regulación.

- Rerserva de potencia: remuneración a Generadores por su potencia de reserva rotante, base y fría. Es el precio que debe abonar la demanda por mantener equipos generadores como reserva para afrontar contingencias. Categorizadas según su grado de respuesta en Reserva Operativa de 5 minutos, 10 minutos, 20 minutos y Reserva Térmica de 4 horas y Req. Máximo térmico

- Servicios de reserva instantánea: remuneración a Grandes Usuarios que aporta la demanda a través de alivio de cargas, para mantener la integridad del sistema.

Por último los **Cargos Transporte** incluyen Alta Tensión y Distro troncal (si correspondiera) y **Participación Gastos adicionales**.

4.2.3.2. Formación de precios a partir de la Resol SE 400/2025

Luego de la transformación del mercado eléctrico, los precios se simplifican a un cargo por la energía, uno por potencia, uno por transporte y otro por servicios asociados:

* **Precio de la energía:** valor de la energía sin contratos en el mercado *spot*. Un estimado a modo de empalme con los precios anteriores sería: (suma = precio *spot* intervenido + STD + Adicional STD + Sobrecostos contratos MEM + sobrecosto compras conjuntas – energía adicional) * (incremento por renta marginal = 1 + factor incremento energía)

* **Precio de la potencia:** Cargo Potencia PPADhrp = \$PPAD x Compra PPADm donde:
(i) \$ PPAD Precio de la Potencia Puesta a Disposición (16 u\$s/MWhrp) (Estacionalizado : Invierno/Verano= 1,1 – Resto= 0,9) (i) CompraPPADm : Es la Compra de Potencia Puesta a Disposición, de mes “m” que se calcula como $\text{CompraPPAD} = \text{ReqPotHMD} \times \text{Fpunta}$

* **Servicios asociados a:**

Energía: se empalma considerando los anteriores cargos Energía Adicional + S.Combustibles

Potencia: se empalma considerando los anteriores cargos: Potencia Servicios Asociados; Reserva 10 min; Reserva 20 min; Servicio de Reserva Instantánea

* **Cargos de transporte:** incluyen Alta Tensión y Distro (si correspondiera) y **Participación Gastos adicionales**

4.2.4. Facturación

La facturación asociada al consumo energético se divide en dos grandes bloques: en lo que respecta a energía y potencia, depende de la transacción que la empresa realice en el mercado a término como en el mercado *spot*; en lo que respecta a transporte más distribución, se integra en el servicio de peaje.

4.2.4.1. Mercado a Término

La transacción en este mercado dependerá del rol de la empresa:

Autogenerador: tendrá los costos por autogeneración pero que disminuirán la energía que tome de la red, y por otro lado los excedentes horarios los podrá colocar en el mercado a término y obtener un beneficio por la venta de esa energía a un tercero.

Gran usuario – consumidor: podrá adquirir la energía excedentaria de la empresa autogenerador mediante un contrato entre las partes. El adquirir esta energía le puede brindar un beneficio al tener un precio inferior a que hubiera tenido que pagar si lo tomara del mercado *spot*.

4.2.4.2. Mercado *Spot* – CAMMESA

Toda energía que no sea autogenerada o adquirida a un tercero, será tomada del mercado *Spot*, es decir de CAMMESA. La facturación será:

Energía *spot* = precio de la energía * Demanda excedente después de autoconsumo sin contrato MaTE (MWh)

Potencia = precio de la potencia * potencia máxima en punta (MW)

Servicios asociados a energía = precio servicios energía * demanda CAMMESA (*spot* + MATE)

Servicios asociados a potencia = precio servicios asociados a potencia * potencia máxima en punta

Cargos Transporte = Alta Tensión y Distro * energía provista del mercado *spot* (MWh)

Participación Gastos = Servicios adicionales * energía + potencia

Para simplificar el análisis, se tomarán los precios medios publicados por CAMMESA ya energizados para cada uno de los cargos.

4.2.4.3. Peaje - Distribuidora

Se considera una esquema general promedio, en este caso tomando como referencia el esquema de facturación de EPESF:

* Cargo comercial: Cargo fijo mensual por comercialización, independientemente del consumo registrado.

* Cargo Capacidad Pico: Cargo en concepto de uso de red por cada MW de capacidad de suministro convenida en horas de pico en Baja, Media o Alta Tensión, haya o no consumo de energía.

* Cargo Capacidad Fuera de Pico: Cargo en concepto de uso de red por cada MW de capacidad de suministro convenida en horas de fuera de pico en Baja, Media o Alta Tensión, haya o no consumo de energía.

* Cargo Potencia adquirida: Cargo por potencia adquirida en horas de pico en Baja, Media o Alta Tensión, aplica sobre potencia máxima registrada en Pico.

* Energía Pico: Por cada MWh en Horario de Pico

* Energía Resto: Por cada MWh en Horario de Horas Restantes

* Energía Valle: Por cada MWh en Horario de Valle

4.2.5. Modelo de cálculo resultante: Aplicación en la interacción de Autogeneración, Mercado *Spot* Y Mercado a Término

El modelo representativo para el intercambio de flujos energéticos entre empresas según los distintos mercados donde transaccionan, resulta ser la siguiente ecuación:

$$\text{MONÓMICO (USD/MWh)} = (\text{Energía} + \text{potencia tomadas del mercado } \textit{spot}) + (\text{costos de autogeneración térmico o renovable}) - (\text{ingresos por autogeneración térmico o renovable}) + (\text{costo por contrato de energía en el mercado a término}) + (\text{peaje})$$

Por lo tanto el resultado pasa a depender de: variables físicas (asociadas a los consumos de energía + potencia netado en los casos que haya autogeneración) + variables económicas (costos de generación, ingresos por autogeneración, precios del mercado *spot*, cargo por servicio de peaje). En base a esta situación, sumando todos estos cargos dividiendo por la energía consumida, se obtiene el precio final – precio monómico – asociado a la energía eléctrica.

4.3. Datos para el modelo

La recopilación de datos es un componente importante, en tanto condiciona la representatividad, consistencia y validez de los resultados obtenidos a partir de la modelización propuesta. Dado que el objetivo de la tesis es construir un modelo representativo que permita evaluar la viabilidad y los efectos económicos y ambientales de esquemas de intercambio energético interempresarial, se opta por la utilización de datos referenciales representativos de empresas industriales medianas, caracterizadas como Grandes Usuarios del MEM, ya sea en su carácter de consumidores y autogeneradores, tanto por su nivel de consumo energético como por la contratación explícita de potencia.

En este sentido, los datos utilizados no corresponden a información confidencial de agentes reales, sino que se construyen a partir de valores referenciales con rangos observados en la práctica del sector empresarial-industrial argentino, particularmente en ramas intensivas en energía eléctrica y térmica (tomando como referencia datos generales de mercado de CAMMESA y AGUEERA -Asociación Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina-). Este enfoque permite garantizar la generalidad de los resultados, evitando sesgos asociados a condiciones excepcionales o específicas de una única instalación.

La información recopilada se organiza en tres grandes bloques de datos: datos de demanda energética de las industrias consideradas, datos técnicos y económicos de los sistemas de autogeneración analizados, y datos de referencia del mercado eléctrico necesarios para contextualizar los escenarios de simulación. Cada uno de estos bloques cumple una función específica dentro del modelo, sin superponerse con las etapas de cálculo ni con el análisis de resultados.

En primer lugar, como se mencionó los datos de demanda energética corresponden a perfiles de consumo típicos de empresas medianas categorizadas como Grandes Usuarios, que presentan consumos eléctricos y requieren la contratación de potencia firme. Estos datos incluyen niveles anuales y mensuales de consumo de energía eléctrica, perfiles horarios representativos de demanda, y valores de potencia máxima requerida durante períodos punta. La selección de estos perfiles responde a la necesidad de reflejar condiciones realistas de operación, donde la demanda no es constante, sino que presenta variaciones horarias y estacionales que inciden directamente en la

conveniencia relativa de las distintas alternativas de abastecimiento energético analizadas posteriormente.

En segundo lugar, para el análisis de la autogeneración energética, se consideran datos técnicos y económicos referenciales de dos sistemas de generación representativos, seleccionados para contrastar tecnologías con características operativas y económicas sustancialmente diferentes. Por un lado, se considera un sistema de autogeneración térmica basado en una turbina a gas de 1 MW de potencia instalada, emplazada en una industria con demanda eléctrica y térmica. Este sistema se caracteriza por su capacidad de generar energía de manera despachable, su dependencia del costo del gas natural y su potencial integración con esquemas de cogeneración o recuperación de calor residual, aunque estos últimos no constituyen el foco principal del modelo en esta etapa.

Por otro lado, se incorpora un sistema de generación renovable basado en tecnología fotovoltaica, también de 1 MW de potencia instalada (a modo referencial, eso conlleva un requerimiento de espacio de 10 mil a 20 mil metros cuadrados), ubicado en una segunda empresa con características de consumo comparables. Este sistema presenta un perfil de generación intermitente, dependiente de las condiciones de irradiación solar, con costos variables prácticamente nulos y una estructura de costos dominada por la inversión inicial. La elección de igual potencia instalada para ambos sistemas responde a un criterio metodológico de comparabilidad, permitiendo analizar las diferencias en desempeño económico, ambiental y operativo derivadas exclusivamente de la tecnología utilizada, y no de la escala de generación.

Los datos técnicos de ambos sistemas de autogeneración incluyen, entre otros aspectos, la potencia nominal instalada, factores de utilización o de carga representativos, rendimientos eléctricos, vida útil esperada de los equipos y requerimientos operativos generales. Desde el punto de vista económico, se toman valores de referencia asociados a costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, y, en el caso del sistema térmico, costos del combustible. Estos datos se utilizan posteriormente como insumos para los modelos de cálculo.

En tercer lugar, se consideran datos de referencia de CAMMESA del mercado eléctrico necesarios para contextualizar los escenarios de simulación de la energía del mercado *spot*, tales como precios *spot* horarios, precios contractuales típicos del Mercado a Término, y parámetros generales del funcionamiento del MEM relevantes para Grandes Usuarios y generadores. Estos datos permiten construir escenarios consistentes con el marco regulatorio vigente, particularmente con las reglas introducidas por la Resolución SE 400/2025, aunque su aplicación concreta se desarrolla en los capítulos posteriores.

Es importante destacar que todos los datos recopilados son tratados de manera homogénea, utilizando unidades, horizontes temporales y supuestos compatibles entre sí. Asimismo, se establecen criterios explícitos para la actualización y normalización de valores monetarios y energéticos, con el objetivo de evitar distorsiones en las comparaciones entre escenarios.

5. Modelo, aplicaciones y análisis de resultados

5.1. Descripción del modelo

El modelo propuesto se basa en el análisis de un sistema compuesto por tres empresas que pueden estar localizadas dentro de un mismo entorno productivo ampliado, conceptualmente asimilable a un parque industrial o a una red de empresas con proximidad económica y operativa, aunque no necesariamente se requiere vinculación física directa en términos de infraestructura eléctrica propia. La selección de este esquema responde a la creciente relevancia que adquieren las configuraciones productivas concentradas y a su potencial para implementar mecanismos de cooperación energética bajo principios de economía circular.

Las tres empresas consideradas presentan perfiles energéticos diferenciados y complementarios. Dos de ellas cuentan con sistemas de autogeneración eléctrica instalados, mientras que la tercera se caracteriza como una industria demandante neta de energía eléctrica, sin capacidad propia de generación. Esta heterogeneidad funcional constituye la base del análisis, ya que permite evaluar el intercambio de flujos de energía entre agentes con excedentes estructurales de generación y agentes con déficits permanentes de abastecimiento.

La primera industria dispone de un sistema de autogeneración térmica basado en una turbina a gas de 1 MW de potencia instalada. Su perfil de consumo eléctrico y térmico, junto con la capacidad despachable de la tecnología empleada, le permite cubrir una parte significativa de su demanda mediante generación propia y, bajo determinadas condiciones operativas, generar excedentes de energía eléctrica respecto de su consumo interno. Estos excedentes constituyen un recurso potencialmente transaccionable, cuya valorización depende del marco regulatorio y de las alternativas disponibles de comercialización.

La segunda industria cuenta con un sistema de autogeneración renovable de tipo fotovoltaico, también de 1 MW de potencia instalada. A diferencia del sistema térmico, la generación renovable presenta un perfil intermitente y dependiente de las condiciones de irradiación solar, lo que implica una mayor variabilidad horaria y diaria de los excedentes generados. No obstante, en períodos de alta producción y bajo consumo interno, esta industria también dispone de excedentes eléctricos que pueden ser inyectados al sistema y comercializados bajo distintos mecanismos de mercado.

La tercera industria, en cambio, no posee sistemas de autogeneración y depende íntegramente del abastecimiento externo de energía eléctrica para el desarrollo de su actividad productiva. Su perfil de consumo la ubica dentro de la categoría de Gran Usuario del MEM, con contratación explícita de potencia y exposición directa a los precios de la energía. Esta condición la convierte en un agente particularmente sensible a las señales de precio del mercado *spot* y en un potencial beneficiario de esquemas alternativos de abastecimiento energético que le permitan reducir costos y gestionar riesgos.

El elemento central del caso analizado es la posibilidad de que los excedentes de energía generados por las empresas autogeneradoras sean comercializados con la industria demandante neta, a un precio inferior al del mercado *spot*, generando beneficios económicos para ambas partes. Para los autogeneradores, la venta de excedentes permite monetizar energía que, de otro modo, sería desperdiciada en determinados contextos operativos. Para la industria demandante, el acceso a energía a un precio menor que el *spot* implica una reducción de sus costos energéticos y una mayor previsibilidad en su estructura de costos.

Un aspecto clave del modelo es que el intercambio de flujos de energía entre las industrias no requiere la existencia de una conexión física directa entre sus instalaciones. La transacción de energía se realiza a través de los mecanismos formales del mercado eléctrico llevado adelante este proceso por CAMMESA en su función de OED (organismo encargo de despacho), utilizando la red existente de transporte y distribución como infraestructura común (el impacto del costo de transporte y distribución es neutro, es decir, se mantiene el mismo costo de peaje actual que tienen dado que el mismo se calcula por ubicación del punto de consumo, razón por la cual no depende de la “distancia” a la cual se ubique la fuente o generador que lo abastece). De este modo, el intercambio energético se configura como una relación económica y contractual, y no como un vínculo técnico directo, lo que amplía significativamente su aplicabilidad a contextos donde las empresas no comparten infraestructura propia ni se encuentran físicamente interconectadas.

En este marco, los mercados a través de los cuales se canalizan los flujos de energía considerados en el modelo son tres. En primer lugar, el mercado *spot* administrado por CAMMESA, que actúa como referencia de precios y como alternativa de abastecimiento o colocación de excedentes para todos los agentes. En segundo lugar, el Mercado a Término (MaT), tanto para la compra de energía por parte de la empresa demandante como para la venta de los excedentes de energía autogenerada por las otras dos empresas, mediante contratos bilaterales que permiten pactar precios y volúmenes de manera directa. En tercer lugar, el sistema de distribución, a través del cual se aplica la tarifa de peaje correspondiente al uso de las instalaciones del distribuidor por parte de los Grandes Usuarios, independientemente del origen de la energía consumida.

Este esquema permite analizar comparativamente distintas configuraciones de abastecimiento energético: consumo exclusivo desde el mercado *spot*, consumo combinado con autogeneración propia, y consumo basado en contratos de intercambio energético con terceros dentro del Mercado a Término. La descripción del caso se limita a la caracterización funcional y conceptual del sistema, reservando para los apartados siguientes la formalización matemática del modelo, la simulación de escenarios y el análisis cuantitativo de los resultados obtenidos.

5.2. Modelización del sistema

A continuación se desarrollan los cálculos de la autogeneración térmica y renovable (costo + precio de comercialización de excedentes), compra de energía + potencia en el mercado *spot*, y servicio de peaje asociado a los cargos de transporte + distribución.

5.2.1. Valorización autogeneración térmica

Para el cálculo del costo de autogeneración térmico a gas, a modo de supuestos técnicos se considera una potencia instalada de 1 MW, horas de operación: 7.000 h/año. Por lo tanto, la energía anual generada resultante:

$$E_{elect} = 1MW * 7.000 = 7.000 MWh/año$$

También dentro de los supuestos técnicos, se considera el siguiente factor de eficiencia eléctrica:

$$\eta = 38\%$$

Continuando con los supuestos económicos, se considera como inversión 800 USD/kW. El Capex total es:

$$Capex = 800 * 1.000 = 800.000 USD$$

La vida útil son 20 años. La tasa de descuento es 8% anual en dólares, O&M fijo: 3% del Capex, O&M variable: 4 USD/MWh, y costo del gas (precio molécula más distribución): 3,00 USD/MMBtu

Para el cálculo del factor de recuperación de capital (CRF), se considera:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Con:

$$i = 8\% = 0,08$$

$$n = 20$$

En virtud de los parámetros considerados, se obtienen los siguientes costos anuales:

Capex anualizado

$$Capex_{anual} = 800.000 * 0,102 = 81.600 USD/año$$

Costos de O&M

O&M fijo

$$0,03 * 800.000 = 24.000 USD/año$$

O&M variable:

$$4 * 7.000 = 28.000 USD/año$$

Para el costo del gas, resulta:

Energía térmica requerida

$$E_{Térmica} = \frac{7.000}{0,38} = 18.421 MWh_{Térmicas}$$

Conversión:

$$1 \text{ MWh} = 3,412 \text{ MMBtu}$$

$$\text{Consumo de gas} = 18.421 * 3,412 = 62.830 \text{ MMBtu/año}$$

El Costo anual del gas:

$$\text{Costo}_{\text{gas}} = 62.830 * 3 = 188.490 \text{ USD/año}$$

Reordenando los costos, se obtiene:

Concepto	USD/año
Capex anualizado	81.600
O&M fijo	24.000
O&M variable	28.000
Gas natural	188.490
Total anual	322.090 USD/año

Por lo tanto, se obtiene el LCOE de la autogeneración térmica, resultado de 46 USD/MWh

$$\text{LCOE} = \frac{322.090}{7.000} = 46 \text{ USD/MWh}$$

En base a este valor, para el precio de venta de los excedente, se considera un valor de 51 USD/MWh, de manera tal que obtiene una ventaja económica (+5 dólares por MWh) pero también un precio competitivo en relación a otros generadores del mercado a término y asegurarse la venta de este excedente.

5.2.2. Valorización autogeneración renovable

Para el caso de la autogeneración renovable, los parámetros técnicos considerados son: Potencia instalada: 1 MW; Factor de planta (FP): 20%, Horas del año: 8.760 h. En base a estos supuestos, la energía eléctrica estimada generada anualmente es:

$$E_{\text{elect}} = 1 * 8.760 * 0,20 = 1.752 \text{ MWh/año}$$

Para los parámetros económicos, a modo referencial en Argentina, se asigna un capex específico de 800 USD/kWp. Por lo tanto, el Capex total es:

$$\text{Capex} = 800 * 1.000 = 800.000 \text{ USD}$$

También se considera una vida útil del proyecto de 25 años, tasa de descuento del 8% anual en dólares, O&M fijo: 1,5% del Capex, O&M variable: no se considera. Para el Factor de recuperación de capital (CRF):

$$\text{CRF} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Con:

$$i = 8\% = 0,08$$

$$n = 25$$

El capex total del proyecto es 75.200 dólares por año:

$$Capex_{anual} = 800.000 * 0,094 = 75.200 \text{ USD/año}$$

Los costos de O&M son 12.000 USD año:

$$O\&M = 1,5\% * 800.000 = 12.000 \text{ USD/año}$$

Por lo tanto el costo anual, pasa a ser de 87.200 dólares:

$$Costo_{total} = 75.200 + 12.000 = 87.200 \text{ USD/año}$$

De los datos considerados, el cálculo del LCOE para la autogeneración renovable fotovoltaica es 49,80 USD/MWh:

$$LCOE = \frac{87.200}{1.752} = 49,80 \text{ USD/MWh}$$

En base a este valor, para el precio de venta de los excedente, se considera un valor de 55 USD/MWh, de manera tal que obtiene una ventaja económica (+5 dólares por MWh) pero también un precio competitivo en relación a otros generadores del mercado a término y asegurarse la venta de este excedente.

5.2.3. Precios del mercasos *spot* – CAMMESA según nueva metodología de cálculo a partir de la Resol 400/2025

Para el caso de estos precios, se considera información publicada por CAMMESA, en donde en el cuadro 14 se presentan los precios de la energía, potencia, servicios asociados y transporte, de manera energizados (USD/MWh). Es decir, para el cálculo se aplicada cada componente de precio a la energía tomada del mercado *spot* según correspondiera.

Cuadro N°13: Precios Spot CAMMESA. Serie mensual 2024-2025

	Energía	Potencia	Servicios	Transporte	TOTAL Mómico
ene-24	57,17	5,16	1,80	0,36	64,49
feb-24	52,30	6,38	2,34	1,47	62,50
mar-24	51,45	6,39	2,32	1,89	62,05
abr-24	56,26	7,66	2,04	2,04	68,00
may-24	75,80	5,83	3,37	1,71	86,71
jun-24	75,57	8,68	3,76	4,00	92,01
jul-24	78,67	7,16	4,38	3,81	94,01
ago-24	74,37	7,87	3,76	3,99	90,00
sep-24	67,71	8,18	3,24	4,33	83,46
oct-24	57,68	6,82	2,57	4,44	71,50
nov-24	53,07	7,19	2,53	4,33	67,12
dic-24	48,84	9,32	2,07	4,32	64,55
ene-25	51,93	8,05	2,29	3,93	66,20
feb-25	54,26	8,50	2,46	3,96	69,18
mar-25	54,41	8,82	2,36	4,01	69,59
abr-25	52,43	8,91	2,22	3,83	67,38
may-25	62,65	8,07	3,04	3,98	77,74
jun-25	78,24	8,28	4,00	4,17	94,69
jul-25	81,28	7,78	3,93	3,85	96,84
ago-25	74,27	9,15	3,72	4,33	91,48
sep-25	61,72	7,84	2,85	4,55	76,96
oct-25	53,76	7,39	2,25	4,64	68,04
nov-25	35,60	8,40	5,80	5,70	55,50
dic-25	38,30	10,83	3,95	5,26	58,33

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

5.2.4. Precios del Peaje

Para el caso de estos precios, se considera información publicada por cuadros tarifarios mensuales de EPESF (en pesos), vigentes durante los años 2024 y 2025 considerando la categoría de servicio de peaje para usuario en media tensión 6M32 (cuadro 15).

Cuadro N°14: Tarifa 6M32 EPESF. Serie mensual 2024-2025

	CARGO FIJO	CARGO POR CAP DE SUMINISTRO PUNTA	CARGO POR CAP DE SUMINISTRO F/PUNTA	CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA	CARGO ENERGÍA PICO	CARGO ENERGÍA RESTO	CARGO ENERGÍA VALLE	Ley N° 7797	Ley 13.414 (FER)	Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.)	Ley N° 12692 EERR
ene-24	56.836,91	2.868.954	1.099.727	6.722	1.601,96	1.601,51	1.601,06	6%	1,5%	8.918	27,76
feb-24	56.836,91	2.868.954	1.099.727	221.830	3.619,38	3.497,55	3.427,63	6%	1,5%	18.911	27,76
mar-24	148.039,75	7.472.596	2.864.394	221.830	3.619,38	3.497,55	3.427,63	6%	1,5%	24.508	27,76
abr-24	148.039,75	7.472.596	2.864.394	221.830	3.619,38	3.497,55	3.427,63	6%	1,5%	24.508	27,76
may-24	148.039,75	7.472.596	2.864.394	221.830	3.619,38	3.497,55	3.427,63	6%	1,5%	24.508	27,76
jun-24	158.277,23	7.989.353	3.062.477	218.095	4.709,88	4.552,87	4.462,84	6%	1,5%	29.352	47,07
jul-24	158.277,23	7.989.353	3.062.477	218.095	4.709,88	4.552,87	4.462,84	6%	1,5%	29.352	47,07
ago-24	157.340,17	7.942.050	3.044.346	227.976	4.926,72	4.762,47	4.668,30	6%	1,5%	30.200	47,07
sep-24	157.340,17	7.942.053	3.044.346	239.467	5.172,26	4.999,80	4.900,95	6%	1,5%	31.240	47,07
oct-24	149.373,07	7.539.898	2.890.192	245.948	5.310,44	5.133,38	5.031,82	6%	1,5%	31.323	47,07
nov-24	149.373,07	7.539.898	2.890.192	245.948	5.310,44	5.133,38	5.031,82	6%	1,5%	31.561	47,07
dic-24	136.656,27	6.897.993	2.644.137	245.948	5.369,43	5.192,38	5.090,82	6%	1,5%	30.760	92,02
ene-25	246.269,71	12.430.946	4.765.027	245.948	5.369,43	5.192,38	5.090,82	6%	1,5%	39.896	93,78
feb-25	246.269,71	12.430.946	4.765.027	432.369	4.945,10	4.854,24	4.782,44	6%	1,5%	39.670	92,02
mar-25	246.269,71	12.430.946	4.765.027	432.369	4.945,10	4.854,24	4.782,44	6%	1,5%	40.209	92,02
abr-25	246.269,71	12.430.946	4.765.027	432.369	4.945,10	4.854,24	4.782,44	6%	1,5%	40.209	92,02
may-25	246.269,71	12.430.946	4.765.027	456.292	5.187,33	5.092,10	5.016,83	6%	1,5%	41.244	92,02
jun-25	158.277,23	7.989.350	3.062.477	218.095	4.709,88	4.552,87	4.462,84	6%	1,5%	42.496	153,17
jul-25	271.743,56	13.716.789	5.257.916	468.856	5.352,63	5.254,69	5.177,31	6%	1,5%	43.369	153,17
ago-25	280.439,59	14.155.738	5.426.174	471.182	5.382,39	5.284,07	5.206,39	6%	1,5%	44.188	153,17
sep-25	290.967,35	14.687.147	5.629.874	469.444	5.394,52	5.296,58	5.219,12	6%	1,5%	44.895	153,17
oct-25	301.890,33	15.238.506	5.841.221	468.251	5.403,94	5.306,15	5.228,92	6%	1,5%	45.618	153,17
nov-25	314.020,37	15.850.793	6.075.923	670.224	4.564,17	4.446,94	4.399,47	6%	1,5%	46.973	153,17
dic-25	327.539,23	16.533.184	6.337.497	670.224	4.583,54	4.466,30	4.418,84	6%	1,5%	47.983	191,78

Fuente: elaboración propia en base a datos de EPESF

5.3. Resultados – análisis económico

El presente análisis se desarrolla sobre una base mensual para el período comprendido entre enero de 2024 y diciembre de 2025, considerando para cada unidad productiva distintos escenarios de abastecimiento energético. La evaluación se realiza en dos dimensiones complementarias: por un lado, el análisis en términos físicos (volúmenes de energía demandada, autogenerada y contratada), y por otro, la valorización económica de dichos flujos energéticos, expresada en costos totales y unitarios.

La simulación de escenarios permite identificar no sólo diferencias en los costos absolutos, sino también en la estructura de abastecimiento energético, la exposición a precios de mercado y el impacto de estrategias de autogeneración o contratación de energía.

A continuación, se presentan los resultados para cada empresa.

5.3.1. Empresa 1: análisis de escenarios con y sin autogeneración térmica

5.3.1.1 Escenario 1: Abastecimiento sin autogeneración

En el primer escenario, la Empresa 1 presenta un esquema de abastecimiento energético basado exclusivamente en la adquisición de energía desde el sistema eléctrico (mercado *spot*), sin participación de generación propia.

Desde el punto de vista físico (cuadro 15), el consumo mensual de energía eléctrica presenta la siguiente evolución:

Cuadro N°15: Valores físicos mensuales de demanda empresa 1 sin autogeneración. Años 2024 y 2025

VALORES FÍSICOS ESTIMADOS	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Demanda horas Pico [MWh]	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848
Demanda horas Resto [MWh]	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868
Demanda horas Valle [MWh]	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972
Potencia Máxima Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Máxima F/Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Pico [MWh]	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848
Demanda Spot-Cammesa en horas Resto [MWh]	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868
Demanda Spot-Cammesa en horas Valle [MWh]	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256
DEMANDA SPOT-CAMMESA [MWh]	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972

VALORES FÍSICOS ESTIMADOS	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Demanda horas Pico [MWh]	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848
Demanda horas Resto [MWh]	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868
Demanda horas Valle [MWh]	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972
Potencia Máxima Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Máxima F/Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Pico [MWh]	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848
Demanda Spot-Cammesa en horas Resto [MWh]	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868
Demanda Spot-Cammesa en horas Valle [MWh]	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256
DEMANDA SPOT-CAMMESA [MWh]	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972

Fuente: elaboración propia

En términos de valorización económica, el costo total mensual asociado a este esquema resulta:

Mercado *Spot* – CAMMESA (cuadro 16)

Cuadro N°16: Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa I sin autogeneración. Años 2024 y 2025

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>Energía Spot [\$]</i>	27.084.252	26.359.516	27.015.543	31.822.319	37.649.393	35.415.119	42.072.222	42.407.283	40.260.140	36.867.787	29.792.797	25.918.339
<i>Potencia Spot [\$]</i>	2.443.375	3.217.917	3.357.374	4.333.465	2.894.938	4.066.988	3.827.218	4.488.244	4.861.719	4.356.628	4.037.224	4.945.947
<i>Servicios Asociados [\$]</i>	853.234	1.180.808	1.216.830	1.154.145	1.675.630	1.761.154	2.341.007	2.145.281	1.927.226	1.642.191	1.417.427	1.099.036
<i>Cargo Transporte [\$]</i>	171.855	743.382	991.349	1.153.627	848.452	1.874.674	2.037.079	2.277.384	2.575.021	2.835.357	2.431.906	2.293.939
<i>Impuestos [FNEE] [\$]</i>	411.108	429.073	439.088	462.577	397.815	368.518	411.108	429.073	439.088	462.577	397.815	368.518
<i>STyA [\$ /MW]</i>	231	258	247	269	224	214	231	241	255	260	231	207
<i>Participación Gastos y/o Inversiones [\$]</i>	100.000	100.000	100.000	110.000	110.000	110.000	120.000	120.000	120.000	130.000	130.000	130.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	31.064.054	32.030.955	33.120.430	39.036.401	43.576.451	43.596.667	50.808.864	51.867.506	50.183.449	46.294.801	38.207.400	34.755.987
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$ /MWh]	54.178	53.525	54.083	60.507	78.540	84.823	88.614	86.673	81.946	71.758	68.863	67.622
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	37.596	38.030	38.628	44.524	48.675	47.816	54.472	54.435	51.687	46.727	37.764	33.662
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S /MWh]	66	64	63	69	88	93	95	91	84	72	68	65

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>Energía Spot [\$]</i>	31.371.042	34.561.406	35.778.763	39.642.338	41.549.453	48.016.460	63.002.404	58.841.320	51.656.691	50.119.658	28.670.056	28.639.068
<i>Potencia Spot [\$]</i>	4.864.037	5.412.388	5.799.231	6.735.414	5.353.073	5.080.400	6.032.504	7.251.785	6.558.022	6.891.417	6.764.845	8.097.937
<i>Servicios Asociados [\$]</i>	1.380.557	1.565.597	1.550.578	1.677.217	2.016.211	2.453.658	3.046.532	2.948.017	2.385.177	2.096.194	4.670.964	2.951.492
<i>Cargo Transporte [\$]</i>	2.375.003	2.521.773	2.635.357	2.894.388	2.640.131	2.561.127	2.980.428	3.428.579	3.810.875	4.327.037	4.590.430	3.934.434
<i>Impuestos [FNEE] [\$]</i>	977.026	1.019.721	1.043.523	1.099.346	945.434	875.808	977.026	1.019.721	1.043.523	1.099.346	945.434	875.808
<i>STyA [\$ /MW]</i>	231	267	247	269	224	214	231	241	255	260	231	207
<i>Participación Gastos y/o Inversiones [\$]</i>	140.000	140.000	140.000	150.000	150.000	150.000	160.000	160.000	160.000	170.000	170.000	170.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	41.107.896	45.221.152	46.947.699	52.198.971	52.654.526	59.137.668	76.199.125	73.649.664	65.614.544	64.703.913	45.811.960	44.668.947
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$ /MWh]	71.695	75.567	76.662	80.909	94.902	115.060	132.896	123.072	107.144	100.292	82.569	86.909
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	39.020	42.486	43.718	44.538	44.050	49.526	56.367	55.634	48.014	44.778	31.562	30.700
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S /MWh]	68	71	71	69	79	96	98	93	78	69	57	60

Fuente: elaboración propia

Peaje – Distribución (cuadro 17)

Cuadro N°17: Valorización económica mensual Peaje empresa 1 sin autogeneración. Años 2024 y 2025

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>CARGO COMERCIAL [\$]</i>	56.837	56.837	148.040	148.040	148.040	158.277	158.277	157.340	157.340	149.373	149.373	136.656
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]</i>	2.923.975	2.735.331	7.615.906	7.370.232	7.615.906	7.879.910	8.142.573	8.094.363	7.833.258	7.684.499	7.436.612	7.030.283
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]</i>	1.120.818	1.048.507	2.919.328	2.825.156	2.919.328	3.020.525	3.121.209	3.102.731	3.002.643	2.945.620	2.850.600	2.694.846
<i>CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]</i>	6.722	221.830	221.830	221.830	221.830	218.095	218.095	227.976	239.467	245.948	245.948	245.948
<i>CARGO ENERGÍA PICO [\$]</i>	192.677	437.018	454.609	480.408	412.653	503.241	566.486	594.872	649.657	704.865	605.454	573.713
<i>CARGO ENERGÍA RESTO [\$]</i>	507.935	1.171.106	1.197.547	1.253.326	1.086.367	1.296.967	1.443.988	1.594.646	1.711.912	1.839.516	1.594.469	1.479.143
<i>CARGO ENERGÍA VALLE [\$]</i>	217.642	489.630	494.936	528.129	446.319	545.609	606.661	666.857	707.678	775.303	655.203	622.383
Ley N° 7797 [\$]	301.596	369.616	783.132	769.627	771.027	817.357	855.437	866.327	858.117	860.707	812.260	766.978
Ley 13.414 (FER) [\$]	75.399	92.404	195.783	192.407	192.757	204.339	213.859	216.582	214.529	215.177	203.065	191.745
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	8.918	18.911	24.508	24.508	24.508	29.352	29.352	30.200	31.240	31.323	31.561	30.760
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	28	28	28	28	28	47	47	47	47	47	47	92
Importe Básico [\$]	5.026.606	6.160.259	13.052.195	12.827.120	12.850.442	13.622.624	14.257.290	14.438.786	14.301.953	14.345.124	13.537.659	12.782.973
Impuestos	385.942	480.958	1.003.451	986.570	988.319	1.051.096	1.098.696	1.113.156	1.103.933	1.107.254	1.046.932	989.575
SUB-TOTAL PEAJE [\$]	5.412.547	6.641.218	14.055.646	13.813.690	13.838.761	14.673.720	15.355.985	15.551.942	15.405.886	15.452.379	14.584.591	13.772.548
MONÓMICO PEAJE [\$ /MWh]	9.440	11.098	22.952	21.411	24.942	28.550	26.782	25.988	25.157	23.951	26.286	26.796
SUB-TOTAL PEAJE [U\$S]	6.551	7.885	16.393	15.756	15.458	16.094	16.463	16.322	15.867	15.597	14.415	13.339
MONÓMICO PEAJE [U\$S/MWh]	11	13	27	24	28	31	29	27	26	24	26	26

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>CARGO COMERCIAL [\$]</i>	246.270	246.270	246.270	246.270	246.270	158.277	271.744	280.440	290.967	301.890	314.020	327.539
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]</i>	12.669.348	11.443.282	12.669.348	12.260.659	12.669.348	7.879.907	13.979.851	14.427.218	14.485.953	15.530.751	15.633.659	16.850.259
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]</i>	4.856.411	4.386.436	4.856.411	4.699.753	4.856.411	3.020.525	5.358.753	5.530.238	5.552.752	5.953.244	5.992.691	6.459.038
<i>CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]</i>	245.948	432.369	432.369	432.369	456.292	218.095	468.856	471.182	469.444	468.251	670.224	670.224
<i>CARGO ENERGÍA PICO [\$]</i>	645.814	597.091	621.124	656.373	591.418	503.241	643.793	649.891	677.573	717.276	520.370	489.742
<i>CARGO ENERGÍA RESTO [\$]</i>	1.646.815	1.625.374	1.662.072	1.739.488	1.581.647	1.296.967	1.666.577	1.769.297	1.813.528	1.901.427	1.381.255	1.272.306
<i>CARGO ENERGÍA VALLE [\$]</i>	692.026	683.162	690.565	736.878	653.251	545.609	703.783	743.722	753.620	805.672	572.864	540.230
Ley N° 7797 [\$]	1.260.158	1.164.839	1.270.690	1.246.307	1.263.278	817.357	1.385.601	1.432.319	1.442.630	1.540.711	1.505.105	1.596.560
Ley 13.414 (FER) [\$]	315.039	291.210	317.672	311.577	315.820	204.339	346.400	358.080	360.658	385.178	376.276	399.140
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	39.896	39.670	40.209	40.209	41.244	42.496	43.369	44.188	44.895	45.618	46.973	47.983
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	94	92	92	92	92	153	153	153	153	153	153	192
Importe Básico [\$]	21.002.631	19.413.984	21.178.159	20.771.790	21.054.637	13.622.622	23.093.356	23.871.988	24.043.838	25.678.512	25.085.083	26.609.338
Impuestos	1.615.187	1.495.811	1.628.663	1.598.185	1.620.434	1.064.346	1.775.524	1.834.740	1.848.337	1.971.660	1.928.507	2.043.875
SUB-TOTAL PEAJE [\$]	22.617.818	20.909.795	22.806.822	22.369.975	22.675.070	14.686.967	24.868.881	25.706.728	25.892.175	27.650.172	27.013.591	28.653.213
MONÓMICO PEAJE [\$ /MWh]	39.447	34.941	37.242	34.674	40.868	28.575	43.373	42.957	42.280	42.858	48.688	55.749
SUB-TOTAL PEAJE [U\$S]	21.469	19.645	21.238	19.087	18.970	12.300	18.396	19.418	18.947	19.135	18.611	19.693
MONÓMICO PEAJE [U\$S/MWh]	37	33	35	30	34	24	32	32	31	30	34	38

Fuente: elaboración propia

El costo promedio (cuadro 18) resulta ser 104 USD/MWh para el período analizado

Cuadro N°18: Costo promedio monómico resultante empresa 1 sin autogeneración. Años 2024 - 2025

	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
TOTAL MEM [\$]	36.476.601	38.672.173	47.176.076	52.850.091	57.415.212	58.270.387	66.164.850	67.419.448	65.589.335	61.747.179	52.791.991	48.528.535
MONÓMICO MEM [\$ /MWh]	63.618	64.623	77.035	81.918	103.482	113.373	115.396	112.661	107.103	95.709	95.150	94.419
TOTAL MEM [U\$S]	44.147	45.915	55.021	60.280	64.133	63.910	70.935	70.757	67.554	62.324	52.179	47.001
MONÓMICO MEM [U\$S/MWh]	77	77	90	93	116	124	124	118	110	97	94	91

	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
TOTAL MEM [\$]	63.725.714	66.130.947	69.754.521	74.568.946	75.329.596	73.824.635	101.068.005	99.356.392	91.506.719	92.354.084	72.825.551	73.322.160
MONÓMICO MEM [\$ /MWh]	111.142	110.508	113.904	115.583	135.770	143.636	176.270	166.029	149.424	143.150	131.257	142.658
TOTAL MEM [U\$S]	60.490	62.131	64.956	63.625	63.020	61.825	74.764	75.052	66.960	63.913	50.173	50.393
MONÓMICO MEM [U\$S/MWh]	105	104	106	99	114	120	130	125	109	99	90	98

Fuente: elaboración propia

5.3.1.2 Escenario 2: Abastecimiento con autogeneración térmica

El segundo escenario introduce un esquema de autogeneración térmica, lo cual modifica tanto el balance físico como la estructura económica del abastecimiento.

En términos físicos (cuadro 19), la demanda total de energía se descompone en dos componentes:

- Energía autogenerada
- Energía adquirida del sistema

Cuadro N°19: Valores físicos mensuales de demanda empresa 1 con autogeneración térmica. Años 2024 y 2025

VALORES FÍSICOS ESTIMADOS	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Demanda horas Pico [MWh]	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848
Demanda horas Resto [MWh]	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868
Demanda horas Valle [MWh]	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972
Potencia Máxima Punta [MW]	0,000	0,000	0,026	0,075	0,000	0,000	0,000	0,000	0,027	0,072	0,000	0,000
Potencia Máxima F/Punta [MW]	0,043	0,078	0,086	0,117	0,032	0,000	0,043	0,073	0,089	0,113	0,033	0,000
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Energía térmica autogenerada TG en horas Pico [MWh]	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528
Energía térmica autogenerada TG en horas Resto [MWh]	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667
Energía térmica autogenerada TG en horas Valle [MWh]	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139
AUTOGENERACIÓN TÉRMICA TG ESTIMADA [MWh]	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333
Demanda Spot-Cammesa en horas Pico [MWh]	0,000	0,000	4,076	11,204	0,000	0,000	0,000	0,000	4,076	11,204	0,000	0,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Resto [MWh]	25,493	43,169	50,729	66,677	18,941	0,000	25,493	43,169	50,729	66,677	18,941	0,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Valle [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
DEMANDA SPOT-CAMMESA [MWh]	25,493	43,169	54,806	77,882	18,941	0,000	25,493	43,169	54,806	77,882	18,941	0,000
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Pico [MWh]	-1,252	-0,784	0,000	0,000	-7,516	-14,680	-1,252	-0,784	0,000	0,000	-7,516	-14,680
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Resto [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-6,799	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-6,799
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Valle [MWh]	-34,203	-27,291	-25,743	-16,059	-39,927	-47,883	-34,203	-27,291	-25,743	-16,059	-39,927	-47,883
AUTOGENERACIÓN TÉRMICA TG EXCEDENTE DESPUÉS DE AUTOCONSUMO [MWh]	-35,455	-28,075	-25,743	-16,059	-47,443	-69,361	-35,455	-28,075	-25,743	-16,059	-47,443	-69,361

VALORES FÍSICOS ESTIMADOS	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Demanda horas Pico [MWh]	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848	120,276	120,744	125,604	132,732	114,012	106,848
Demanda horas Resto [MWh]	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868	317,160	334,836	342,396	358,344	310,608	284,868
Demanda horas Valle [MWh]	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256	135,936	142,848	144,396	154,080	130,212	122,256
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972	573,372	598,428	612,396	645,156	554,832	513,972
Potencia Máxima Punta [MW]	0,000	0,000	0,026	0,075	0,000	0,000	0,000	0,000	0,027	0,072	0,000	0,000
Potencia Máxima F/Punta [MW]	0,043	0,081	0,086	0,117	0,032	0,000	0,043	0,073	0,089	0,113	0,033	0,000
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Energía térmica autogenerada TG en horas Pico [MWh]	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528	121,528
Energía térmica autogenerada TG en horas Resto [MWh]	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667
Energía térmica autogenerada TG en horas Valle [MWh]	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139	170,139
AUTOGENERACIÓN TÉRMICA TG ESTIMADA [MWh]	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333	583,333
Demanda Spot-Cammesa en horas Pico [MWh]	0,000	0,000	4,076	11,204	0,000	0,000	0,000	0,000	4,076	11,204	0,000	0,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Resto [MWh]	25,493	43,169	50,729	66,677	18,941	0,000	25,493	43,169	50,729	66,677	18,941	0,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Valle [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
DEMANDA SPOT-CAMMESA [MWh]	25,493	43,169	54,806	77,882	18,941	0,000	25,493	43,169	54,806	77,882	18,941	0,000
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Pico [MWh]	-1,252	-0,784	0,000	0,000	-7,516	-14,680	-1,252	-0,784	0,000	0,000	-7,516	-14,680
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Resto [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-6,799	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-6,799
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Valle [MWh]	-34,203	-27,291	-25,743	-16,059	-39,927	-47,883	-34,203	-27,291	-25,743	-16,059	-39,927	-47,883
AUTOGENERACIÓN TÉRMICA TG EXCEDENTE DESPUÉS DE AUTOCONSUMO [MWh]	-35,455	-28,075	-25,743	-16,059	-47,443	-69,361	-35,455	-28,075	-25,743	-16,059	-47,443	-69,361

Fuente: elaboración propia

En el caso propuesto, se observa que la autogeneración cubre la totalidad del consumo y quedan exceden en algunos tramos horarios, disponibles para comercializar en el mercado a término.

Desde el punto de vista económico, la incorporación de autogeneración a un costo LCOE de 46 USD/MWh y su venta de excedentes a un importe de 51 USD/MWh, implica:

Mercado *Spot* – CAMMESA (cuadro 20)

Cuadro N°20: Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 1 con autogeneración térmica. Años 2024 y 2025

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>Energía Spot [\$]</i>	1.204.223	1.901.520	2.417.720	3.841.508	1.285.307	0	1.870.620	3.059.172	3.603.027	4.450.583	1.017.092	0
<i>Potencia Spot [\$]</i>	108.638	232.134	300.464	523.125	98.830	0	170.166	323.772	435.093	525.921	137.826	0
<i>Servicios Asociados [\$]</i>	37.937	85.181	108.899	139.325	57.204	0	104.086	154.756	172.475	198.241	48.389	0
<i>Cargo Transporte [\$]</i>	7.641	53.626	88.719	139.263	28.965	0	90.573	164.286	230.448	342.277	83.023	0
<i>Impuestos [FNEE] [\$]</i>	18.279	30.952	39.296	55.841	13.581	0	18.279	30.952	39.296	55.841	13.581	0
<i>STyA [\$ /MW]</i>	231	258	247	269	224	214	231	241	255	260	231	207
Participación Gastos y/o Inversiones [\$]	100.000	100.000	100.000	110.000	110.000	110.000	120.000	120.000	120.000	130.000	130.000	130.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	1.476.948	2.403.671	3.055.344	4.809.330	1.594.111	110.214	2.373.955	3.853.180	4.600.593	5.703.124	1.430.142	130.207
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$ /MWh]	57.935	55.680	55.749	61.752	84.160	0	93.121	89.257	83.944	73.228	75.504	0
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	1.788	2.854	3.563	5.485	1.781	121	2.545	4.044	4.738	5.756	1.414	126
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S /MWh]	70	66	65	70	94	0	100	94	86	74	75	0

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>Energía Spot [\$]</i>	1.394.823	2.493.187	3.201.972	4.785.520	1.418.451	0	2.801.220	4.244.689	4.622.946	6.050.315	978.763	0
<i>Potencia Spot [\$]</i>	216.265	390.438	518.994	813.082	182.748	0	268.218	523.128	586.901	831.914	230.944	0
<i>Servicios Asociados [\$]</i>	61.382	112.939	138.767	202.469	68.831	0	135.455	212.664	213.458	253.047	159.461	0
<i>Cargo Transporte [\$]</i>	105.598	181.915	235.848	349.403	90.131	0	132.516	247.330	341.049	522.349	156.712	0
<i>Impuestos [FNEE] [\$]</i>	43.441	73.561	93.389	132.710	32.276	0	43.441	73.561	93.389	132.710	32.276	0
<i>STyA [\$ /MW]</i>	231	267	247	269	224	214	231	241	255	260	231	207
Participación Gastos y/o Inversiones [\$]	140.000	140.000	140.000	150.000	150.000	150.000	160.000	160.000	160.000	170.000	170.000	170.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	1.961.740	3.392.307	4.329.217	6.433.453	1.942.661	150.214	3.541.081	5.461.613	6.017.999	7.960.595	1.728.388	170.207
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$ /MWh]	76.951	78.581	78.992	82.606	102.562	0	138.902	126.516	109.806	102.214	91.250	0
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	1.862	3.187	4.031	5.489	1.625	126	2.619	4.126	4.404	5.509	1.191	117
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S /MWh]	73	74	74	70	86	0	103	96	80	71	63	0

Fuente: elaboración propia

Autogeneración: Costo (cuadro 21)

Cuadro N°21: Valorización económica mensual costo empresa 1 autogeneración térmica. Años 2024 y 2025

VALORIZACIÓN COSTO AUTOGENERACIÓN	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>Costo por Energía [\$]</i>	22.171.042	22.600.375	23.007.348	23.526.125	24.022.542	24.465.292	25.028.792	25.567.694	26.052.931	26.585.125	27.148.625	27.705.417
SUB-TOTAL COSTO AUTOGENERACIÓN [\$]	22.171.042	22.600.375	23.007.348	23.526.125	24.022.542	24.465.292	25.028.792	25.567.694	26.052.931	26.585.125	27.148.625	27.705.417
MONÓMICO COSTO AUTOGENERACIÓN [\$/MWh]	38.008	38.744	39.441	40.331	41.182	41.941	42.907	43.830	44.662	45.575	46.541	47.495
SUB-TOTAL COSTO AUTOGENERACIÓN [U\$S]	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833
MONÓMICO COSTO AUTOGENERACIÓN [U\$S/MWh]	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46

VALORIZACIÓN COSTO AUTOGENERACIÓN	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>Costo por Energía [\$]</i>	28.268.917	28.560.729	28.815.646	31.448.667	32.074.769	32.041.227	36.274.186	35.522.852	36.669.977	38.774.167	38.948.583	39.042.500
SUB-TOTAL COSTO AUTOGENERACIÓN [\$]	28.268.917	28.560.729	28.815.646	31.448.667	32.074.769	32.041.227	36.274.186	35.522.852	36.669.977	38.774.167	38.948.583	39.042.500
MONÓMICO COSTO AUTOGENERACIÓN [\$/MWh]	48.461	48.961	49.398	53.912	54.985	54.928	62.184	60.896	62.863	66.470	66.769	66.930
SUB-TOTAL COSTO AUTOGENERACIÓN [U\$S]	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833	26.833
MONÓMICO COSTO AUTOGENERACIÓN [U\$S/MWh]	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46

Fuente: elaboración propia

Mercado a Término: ingreso por venta de energía excedente a 51 USD/MWh (cuadro 22)

Cuadro N°22: Valorización económica mensual venta MaT empresa 1 autogeneración térmica. Años 2024 y 2025

VENTA EN EL MAT: VALORIZACIÓN CONTRATOS	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>Ingreso por Energía [\$]</i>	-1.494.015	-1.205.940	-1.125.692	-718.061	-2.166.125	-3.225.250	-1.686.587	-1.364.274	-1.274.704	-811.428	-2.448.006	-3.652.394
SUB-TOTAL VENTA MAT [\$]	-1.494.015	-1.205.940	-1.125.692	-718.061	-2.166.125	-3.225.250	-1.686.587	-1.364.274	-1.274.704	-811.428	-2.448.006	-3.652.394
MONÓMICO VENTA MAT [\$/MWh]	42.139	42.955	43.728	44.714	45.658	46.499	47.570	48.594	49.517	50.528	51.599	52.658
SUB-TOTAL VENTA MAT [U\$S]	-1.808	-1.432	-1.313	-819	-2.420	-3.537	-1.808	-1.432	-1.313	-819	-2.420	-3.537
MONÓMICO VENTA MAT [U\$S/MWh]	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51

VENTA EN EL MAT: VALORIZACIÓN CONTRATOS	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>Ingreso por Energía [\$]</i>	-1.904.926	-1.523.981	-1.409.877	-959.872	-2.892.199	-4.223.983	-2.444.368	-1.895.475	-1.794.170	-1.183.460	-3.512.015	-5.146.958
SUB-TOTAL VENTA MAT [\$]	-1.904.926	-1.523.981	-1.409.877	-959.872	-2.892.199	-4.223.983	-2.444.368	-1.895.475	-1.794.170	-1.183.460	-3.512.015	-5.146.958
MONÓMICO VENTA MAT [\$/MWh]	53.729	54.283	54.768	59.772	60.962	60.898	68.943	67.515	69.696	73.695	74.027	74.205
SUB-TOTAL VENTA MAT [U\$S]	-1.808	-1.432	-1.313	-819	-2.420	-3.537	-1.808	-1.432	-1.313	-819	-2.420	-3.537
MONÓMICO VENTA MAT [U\$S/MWh]	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51

Fuente: elaboración propia

Peaje – Distribución (cuadro 23)

Cuadro N°23: Valorización económica mensual Peaje empresa 1 con autogeneración térmica. Años 2024 y 2025

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
CARGO COMERCIAL [\$]	56.837	56.837	148.040	148.040	148.040	158.277	158.277	157.340	157.340	149.373	149.373	136.656
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]	2.923.975	2.735.331	7.615.906	7.370.232	7.615.906	7.879.910	8.142.573	8.094.363	7.833.258	7.684.499	7.436.612	7.030.283
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]	1.120.818	1.048.507	2.919.328	2.825.156	2.919.328	3.020.525	3.121.209	3.102.731	3.002.643	2.945.620	2.850.600	2.694.846
CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]	0	0	5.834	16.570	0	0	0	0	6.507	17.778	0	0
CARGO ENERGÍA PICO [\$]	192.677	437.018	454.609	480.408	412.653	503.241	566.486	594.872	649.657	704.865	605.454	573.713
CARGO ENERGÍA RESTO [\$]	507.935	1.171.106	1.197.547	1.253.326	1.086.367	1.296.967	1.443.988	1.594.646	1.711.912	1.839.516	1.594.469	1.479.143
CARGO ENERGÍA VALLE [\$]	217.642	489.630	494.936	528.129	446.319	545.609	606.661	666.857	707.678	775.303	655.203	622.383
Ley N° 7797 [\$]	301.193	356.306	770.172	757.312	757.717	804.272	842.352	852.649	844.140	847.017	797.503	752.222
Ley 13.414 (FER) [\$]	75.298	89.076	192.543	189.328	189.429	201.068	210.588	213.162	211.035	211.754	199.376	188.055
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	8.918	18.911	24.508	24.508	24.508	29.352	29.352	30.200	31.240	31.323	31.561	30.760
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	28	28	28	28	28	47	47	47	47	47	47	92
Importe Básico [\$]	5.019.884	5.938.429	12.836.199	12.621.860	12.628.612	13.404.529	14.039.195	14.210.810	14.068.994	14.116.955	13.291.711	12.537.025
Impuestos	385.437	464.321	987.251	971.175	971.682	1.034.739	1.082.339	1.096.058	1.086.461	1.090.142	1.028.486	971.129
SUB-TOTAL PEAJE [\$]	5.405.321	6.402.751	13.823.450	13.593.035	13.600.293	14.439.268	15.121.533	15.306.868	15.155.455	15.207.096	14.320.197	13.508.154
MONÓMICO PEAJE [\$ /MWh]	9.427	10.699	22.573	21.069	24.512	28.093	26.373	25.578	24.748	23.571	25.810	26.282
SUB-TOTAL PEAJE [U\$S]	6.542	7.602	16.122	15.504	15.192	15.837	16.212	16.065	15.609	15.349	14.154	13.083
MONÓMICO PEAJE [U\$S/MWh]	11	13	26	24	27	31	28	27	25	24	26	25

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
CARGO COMERCIAL [\$]	246.270	246.270	246.270	246.270	246.270	158.277	271.744	280.440	290.967	301.890	314.020	327.539
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]	12.669.348	11.443.282	12.669.348	12.260.659	12.669.348	7.879.907	13.979.851	14.427.218	14.485.953	15.530.751	15.633.659	16.850.259
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]	4.856.411	4.386.436	4.856.411	4.699.753	4.856.411	3.020.525	5.358.753	5.530.238	5.552.752	5.953.244	5.992.691	6.459.038
CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]	0	0	11.371	32.296	0	0	0	0	12.757	33.848	0	0
CARGO ENERGÍA PICO [\$]	645.814	597.091	621.124	656.373	591.418	503.241	643.793	649.891	677.573	717.276	520.370	489.742
CARGO ENERGÍA RESTO [\$]	1.646.815	1.625.374	1.662.072	1.739.488	1.581.647	1.296.967	1.666.577	1.769.297	1.813.528	1.901.427	1.381.255	1.272.306
CARGO ENERGÍA VALLE [\$]	692.026	683.162	690.565	736.878	653.251	545.609	703.783	743.722	753.620	805.672	572.864	540.230
Ley N° 7797 [\$]	1.245.401	1.138.897	1.245.430	1.222.303	1.235.901	804.272	1.357.470	1.404.048	1.415.229	1.514.647	1.464.892	1.556.347
Ley 13.414 (FER) [\$]	311.350	284.724	311.357	305.576	308.975	201.068	339.368	351.012	353.807	378.662	366.223	389.087
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	39.896	39.670	40.209	40.209	41.244	42.496	43.369	44.188	44.895	45.618	46.973	47.983
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	94	92	92	92	92	153	153	153	153	153	153	192
Importe Básico [\$]	20.756.683	18.981.615	20.757.161	20.371.716	20.598.345	13.404.527	22.624.500	23.400.806	23.587.151	25.244.109	24.414.859	25.939.114
Impuestos	1.596.741	1.463.383	1.597.088	1.568.180	1.586.212	1.047.989	1.740.360	1.799.402	1.814.085	1.939.080	1.878.241	1.993.608
SUB-TOTAL PEAJE [\$]	22.353.424	20.444.998	22.354.249	21.939.896	22.184.557	14.452.515	24.364.860	25.200.207	25.401.236	27.183.188	26.293.100	27.932.722
MONÓMICO PEAJE [\$ /MWh]	38.986	34.165	36.503	34.007	39.984	28.119	42.494	42.111	41.478	42.134	47.389	54.347
SUB-TOTAL PEAJE [U\$S]	21.218	19.208	20.816	18.720	18.559	12.103	18.024	19.036	18.587	18.812	18.114	19.198
MONÓMICO PEAJE [U\$S/MWh]	37	32	34	29	33	24	31	32	30	29	33	37

Fuente: elaboración propia

Ahora el precio promedio total del sistema energético se ubica en 76 USD, lo que evidencia en el cuadro 24 una baja de costo en comparación con la situación sin autogeneración.

Cuadro N°24: Costo promedio monómico resultante empresa 1 con autogeneración térmica. Años 2024 - 2025

	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
TOTAL MEM [\$]	27.559.296	30.200.856	38.760.450	41.210.429	37.050.821	35.789.524	40.837.693	43.363.467	44.534.275	46.683.917	40.450.959	37.691.383
MONÓMICO MEM [\$/MWh]	48.065	50.467	63.293	63.877	66.778	69.633	71.224	72.462	72.721	72.361	72.907	73.334
TOTAL MEM [U\$S]	33.355	35.857	45.206	47.004	41.386	39.254	43.782	45.510	45.868	47.120	39.981	36.505
MONÓMICO MEM [U\$S/MWh]	58	60	74	73	75	76	76	76	75	73	72	71

	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
TOTAL MEM [\$]	50.679.155	50.874.054	54.089.235	58.862.143	53.309.787	42.419.974	61.735.759	64.289.198	66.295.043	72.734.490	63.458.057	61.998.472
MONÓMICO MEM [\$/MWh]	88.388	85.013	88.324	91.237	96.083	82.534	107.671	107.430	108.255	112.739	114.373	120.626
TOTAL MEM [U\$S]	48.106	47.797	50.368	50.224	44.598	35.525	45.668	48.563	48.512	50.335	43.719	42.611
MONÓMICO MEM [U\$S/MWh]	84	80	82	78	80	69	80	81	79	78	79	83

Fuente: elaboración propia

Resulta relevante destacar que la competitividad de este esquema depende críticamente del costo del combustible (gas natural) y de la eficiencia de conversión de la unidad térmica.

En términos comparativos, respecto del escenario sin autogeneración:

Escenario	Mercado Spot - CAMMESA	Autogeneración - Costo	MaT - Contratos - Venta	MaT - Contratos - Compra	Peaje - Distribución	Total	Diferencia \$	Diferencia %
Empresa 1: sin AG - sin venta MaT - sin compra MaT	1.162.459.027	0	0	0	444.410.120	1.606.869.147		
Empresa 1: con AG TG - con venta MaT térmico - sin compra MaT renovable	74.630.296	704.323.526	-50.063.759	0	435.988.374	1.164.878.437	-441.990.710	-28%

Esto evidencia que la autogeneración térmica con intercambio de excedentes con otras empresas en el mercado a término genera un beneficio económico bajo las condiciones analizadas.

5.3.2. Empresa 2: análisis de escenarios con y sin autogeneración renovable

5.3.2.1 Escenario 1: Abastecimiento sin autogeneración

El primer escenario replica una lógica de abastecimiento convencional, sin generación propia.

El comportamiento físico del consumo presentado en el cuadro 25 es el siguiente:

Cuadro N°25: Valores físicos mensuales de demanda empresa 2 sin autogeneración. Años 2024 y 2025

VALORES FÍSICOS ESTIMADOS	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Demanda horas Pico [MWh]	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592
Demanda horas Resto [MWh]	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144
Demanda horas Valle [MWh]	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808
Potencia Máxima Punta [MW]	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Potencia Máxima F/Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Demanda Spot-Camimesa en horas Pico [MWh]	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592
Demanda Spot-Camimesa en horas Resto [MWh]	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144
Demanda Spot-Camimesa en horas Valle [MWh]	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072
DEMANDA SPOT-CAMIMESA [MWh]	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808
VALORES FÍSICOS ESTIMADOS	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Demanda horas Pico [MWh]	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592
Demanda horas Resto [MWh]	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144
Demanda horas Valle [MWh]	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808
Potencia Máxima Punta [MW]	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Potencia Máxima F/Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Demanda Spot-Camimesa en horas Pico [MWh]	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592
Demanda Spot-Camimesa en horas Resto [MWh]	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144
Demanda Spot-Camimesa en horas Valle [MWh]	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072
DEMANDA SPOT-CAMIMESA [MWh]	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808

Fuente: elaboración propia

Desde el punto de vista económico:

Mercado *Spot* – CAMMESA (cuadro 26)

Cuadro N°26: Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 2 sin autogeneración. Años 2024 y 2025

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>Energía Spot [\$]</i>	5.312.438	4.224.373	4.461.564	3.667.412	3.322.293	4.947.913	8.252.252	6.796.186	6.648.883	4.248.885	2.629.004	3.621.100
<i>Potencia Spot [\$]</i>	479.255	515.703	554.464	499.417	255.458	568.207	750.689	719.285	802.903	502.086	356.256	691.008
<i>Servicios Asociados [\$]</i>	167.357	189.236	200.957	133.011	147.862	246.054	459.177	343.802	318.278	189.257	125.078	153.548
<i>Cargo Transporte [\$]</i>	33.708	119.134	163.719	132.952	74.870	261.914	399.563	364.973	425.260	326.765	214.599	320.491
<i>Impuestos [FNEE] [\$]</i>	80.637	68.763	72.515	53.310	35.104	51.486	80.637	68.763	72.515	53.310	35.104	51.486
<i>STyA [\$ /MW]</i>	45	41	41	31	20	30	45	39	42	30	20	29
<i>Participación Gastos y/o Inversiones [\$]</i>	100.000	100.000	100.000	110.000	110.000	110.000	120.000	120.000	120.000	130.000	130.000	130.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	6.173.442	5.217.251	5.553.259	4.596.133	3.945.607	6.185.604	10.062.363	8.413.049	8.387.881	5.450.334	3.490.061	4.967.662
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$ /MWh]	54.893	54.401	54.909	61.816	80.588	86.141	89.472	87.724	82.937	73.304	71.284	69.180
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	7.472	6.194	6.477	5.242	4.407	6.784	10.788	8.830	8.639	5.501	3.450	4.811
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S/MWh]	66	65	64	71	90	94	96	92	85	74	70	67

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>Energía Spot [\$]</i>	6.153.270	5.538.807	5.908.793	4.568.643	3.666.445	6.708.470	12.357.601	9.429.903	8.531.001	5.776.117	2.529.930	4.001.218
<i>Potencia Spot [\$]</i>	954.056	867.389	957.732	776.233	472.371	709.792	1.183.245	1.162.170	1.083.045	794.212	596.950	1.131.378
<i>Servicios Asociados [\$]</i>	270.789	250.902	256.075	193.293	177.916	342.805	597.562	472.449	393.907	241.579	412.180	412.359
<i>Cargo Transporte [\$]</i>	465.845	404.139	435.224	333.568	232.973	357.820	584.596	549.464	629.359	498.676	405.073	549.687
<i>Impuestos [FNEE] [\$]</i>	191.639	163.420	172.336	126.696	83.428	122.361	191.639	163.420	172.336	126.696	83.428	122.361
<i>STyA [\$ /MW]</i>	45	43	41	31	20	30	45	39	42	30	20	29
<i>Participación Gastos y/o Inversiones [\$]</i>	140.000	140.000	140.000	150.000	150.000	150.000	160.000	160.000	160.000	170.000	170.000	170.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	8.175.644	7.364.700	7.870.200	6.148.464	4.783.153	8.391.279	15.074.687	11.937.445	10.969.690	7.607.310	4.197.580	6.387.032
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$ /MWh]	72.696	76.792	77.818	82.694	97.695	116.857	134.040	124.473	108.465	102.315	85.735	88.946
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	7.760	6.919	7.329	5.246	4.002	7.027	11.151	9.017	8.027	5.265	2.892	4.390
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S/MWh]	69	72	72	71	82	98	99	94	79	71	59	61

Fuente: elaboración propia

Peaje – Distribuidora (cuadro 27)

Cuadro N°27: Valorización económica mensual Peaje empresa 2 sin autogeneración. Años 2024 y 2025

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>CARGO COMERCIAL [\$]</i>	56.837	56.837	148.040	148.040	148.040	158.277	158.277	157.340	157.340	149.373	149.373	136.656
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]</i>	146.199	136.767	380.795	368.512	380.795	393.995	407.129	404.718	391.663	384.225	371.831	351.514
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]</i>	1.120.818	1.048.507	2.919.328	2.825.156	2.919.328	3.020.525	3.121.209	3.102.731	3.002.643	2.945.620	2.850.600	2.694.846
<i>CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]</i>	336	11.092	11.092	11.092	11.092	10.905	10.905	11.399	11.973	12.297	12.297	12.297
<i>CARGO ENERGÍA PICO [\$]</i>	3.768	8.687	8.339	8.165	7.470	12.208	11.078	11.824	11.917	11.980	10.961	13.918
<i>CARGO ENERGÍA RESTO [\$]</i>	171.964	317.130	335.597	242.254	155.123	301.145	488.869	431.823	479.741	355.558	227.676	343.445
<i>CARGO ENERGÍA VALLE [\$]</i>	4.381	9.707	9.872	9.707	8.720	13.710	12.210	13.221	14.115	14.250	12.801	15.639
Ley N° 7797 [\$]	90.258	95.324	228.784	216.776	217.834	234.646	252.581	247.983	244.163	232.398	218.132	214.099
Ley 13.414 (FER) [\$]	22.565	23.831	57.196	54.194	54.459	58.661	63.145	61.996	61.041	58.100	54.533	53.525
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	8.918	18.911	24.508	24.508	24.508	29.352	29.352	30.200	31.240	31.323	31.561	30.760
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	28	28	28	28	28	47	47	47	47	47	47	92
Importe Básico [\$]	1.504.301	1.588.725	3.813.062	3.612.925	3.630.568	3.910.766	4.209.677	4.133.055	4.069.391	3.873.305	3.635.539	3.568.316
Impuestos	121.769	138.093	310.516	295.505	296.828	322.707	345.125	340.227	336.491	321.868	304.273	298.476
SUB-TOTAL PEAJE [\$]	1.626.070	1.726.819	4.123.577	3.908.431	3.927.396	4.233.472	4.554.802	4.473.282	4.405.882	4.195.172	3.939.812	3.866.791
MONÓMICO PEAJE [\$ /MWh]	14.459	18.006	40.773	52.567	80.216	58.955	40.500	46.643	43.564	56.423	80.470	53.849
SUB-TOTAL PEAJE [U\$S]	1.968	2.050	4.809	4.458	4.387	4.643	4.883	4.695	4.538	4.234	3.894	3.745
MONÓMICO PEAJE [U\$S/MWh]	17	21	48	60	90	65	43	49	45	57	80	52

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>CARGO COMERCIAL [\$]</i>	246.270	246.270	246.270	246.270	246.270	158.277	271.744	280.440	290.967	301.890	314.020	327.539
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]</i>	633.467	572.164	633.467	613.033	633.467	393.995	698.993	721.361	724.298	776.538	781.683	842.513
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]</i>	4.856.411	4.386.436	4.856.411	4.699.753	4.856.411	3.020.525	5.358.753	5.530.238	5.552.752	5.953.244	5.992.691	6.459.038
<i>CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]</i>	12.297	21.618	21.618	21.618	22.815	10.905	23.443	23.559	23.472	23.413	33.511	33.511
<i>CARGO ENERGÍA PICO [\$]</i>	12.629	11.868	11.394	11.156	10.707	12.208	12.589	12.918	12.429	12.191	9.420	11.881
<i>CARGO ENERGÍA RESTO [\$]</i>	557.537	440.144	465.774	336.224	225.845	301.145	564.228	479.117	508.217	367.525	197.231	295.419
<i>CARGO ENERGÍA VALLE [\$]</i>	13.928	13.544	13.773	13.544	12.763	13.710	14.165	14.744	15.031	14.808	11.192	13.575
Ley N° 7797 [\$]	379.952	341.523	374.922	356.496	360.497	234.646	416.635	423.743	427.630	446.977	440.385	479.009
Ley 13.414 (FER) [\$]	94.988	85.381	93.731	89.124	90.124	58.661	104.159	105.936	106.908	111.744	110.096	119.752
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	39.896	39.670	40.209	40.209	41.244	42.496	43.369	44.188	44.895	45.618	46.973	47.983
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	94	92	92	92	92	153	153	153	153	153	153	192
Importe Básico [\$]	6.332.540	5.692.044	6.248.708	5.941.598	6.008.277	3.910.765	6.943.914	7.062.377	7.127.167	7.449.610	7.339.749	7.983.476
Impuestos	514.931	466.666	508.954	485.921	491.957	335.956	564.316	574.019	579.586	604.492	597.607	646.936
SUB-TOTAL PEAJE [\$]	6.847.471	6.158.709	6.757.661	6.427.518	6.500.234	4.246.722	7.508.230	7.636.396	7.706.753	8.054.102	7.937.356	8.630.411
MONÓMICO PEAJE [\$ /MWh]	60.886	64.217	66.818	86.447	132.766	59.140	66.761	79.625	76.202	108.324	162.119	120.187
SUB-TOTAL PEAJE [U\$S]	6.500	5.786	6.293	5.484	5.438	3.556	5.554	5.768	5.639	5.574	5.468	5.932
MONÓMICO PEAJE [U\$S/MWh]	58	60	62	74	111	50	49	60	56	75	112	83

Fuente: elaboración propia

El costo promedio, presentado en el cuadro 28, alcanza los 135 USD/MWh.

Cuadro N°28: Costo promedio monómico resultante empresa 2 sin autogeneración. Años 2024 - 2025

	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
TOTAL MEM [\$]	7.799.512	6.944.070	9.676.837	8.504.564	7.873.003	10.419.077	14.617.165	12.886.331	12.793.763	9.645.506	7.429.873	8.834.453
MONÓMICO MEM [\$/MWh]	69.351	72.406	95.681	114.382	160.805	145.096	129.972	134.367	126.501	129.728	151.754	123.029
TOTAL MEM [U\$S]	9.440	8.245	11.286	9.700	8.794	11.428	15.671	13.524	13.177	9.736	7.344	8.556
MONÓMICO MEM [U\$S/MWh]	84	86	112	130	180	159	139	141	130	131	150	119

	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
TOTAL MEM [\$]	15.023.115	13.523.409	14.627.861	12.575.983	11.283.387	12.638.001	22.582.917	19.573.841	18.676.443	15.661.412	12.134.937	15.017.443
MONÓMICO MEM [\$/MWh]	133.582	141.010	144.636	169.141	230.461	175.997	200.801	204.098	184.667	210.639	247.854	209.133
TOTAL MEM [U\$S]	14.260	12.705	13.622	10.730	9.440	10.584	16.705	14.786	13.667	10.838	8.360	10.321
MONÓMICO MEM [U\$S/MWh]	127	132	135	144	193	147	149	154	135	146	171	144

Fuente: elaboración propia

5.3.2.2 Escenario 2: Incorporación de autogeneración renovable

La introducción de generación renovable modifica la estructura de abastecimiento energético, particularmente en términos de costos marginales.

En términos físicos (cuadro 29):

Cuadro N°29: Valores físicos mensuales de demanda empresa 2 con autogeneración renovable. Años 2024 y 2025

VALORES FÍSICOS ESTIMADOS	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Demanda horas Pico [MWh]	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592
Demanda horas Resto [MWh]	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144
Demanda horas Valle [MWh]	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808
Potencia Máxima Punta [MW]	0,015	0,017	0,015	0,015	0,013	0,017	0,015	0,015	0,015	0,015	0,014	0,017
Potencia Máxima F/Punta [MW]	0,005	0,005	0,005	0,005	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,004	0,005
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Energía renovable autogenerada FV en horas Pico [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Energía renovable autogenerada FV en horas Resto [MWh]	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000
Energía renovable autogenerada FV en horas Valle [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
AUTOGENERACIÓN RENOVABLE FV ESTIMADA [MWh]	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Pico [MWh]	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592
Demanda Spot-Cammesa en horas Resto [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Valle [MWh]	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072
DEMANDA SPOT-CAMMESA [MWh]	5,088	5,232	5,184	5,088	4,608	5,664	5,088	5,232	5,184	5,088	4,608	5,664
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Pico [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Resto [MWh]	-38,624	-55,328	-50,048	-76,736	-101,648	-79,856	-38,624	-55,328	-50,048	-76,736	-101,648	-79,856
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Valle [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
AUTOGENERACIÓN RENOVABLE FV EXCEDENTE DESPUÉS DE AUTOCONSUMO [MWh]	-38,624	-55,328	-50,048	-76,736	-101,648	-79,856	-38,624	-55,328	-50,048	-76,736	-101,648	-79,856

VALORES FÍSICOS ESTIMADOS	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Demanda horas Pico [MWh]	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592
Demanda horas Resto [MWh]	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144	107,376	90,672	95,952	69,264	44,352	66,144
Demanda horas Valle [MWh]	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808	112,464	95,904	101,136	74,352	48,960	71,808
Potencia Máxima Punta [MW]	0,015	0,017	0,015	0,015	0,013	0,017	0,015	0,015	0,015	0,015	0,014	0,017
Potencia Máxima F/Punta [MW]	0,005	0,005	0,005	0,005	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,004	0,005
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Energía renovable autogenerada FV en horas Pico [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Energía renovable autogenerada FV en horas Resto [MWh]	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000
Energía renovable autogenerada FV en horas Valle [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
AUTOGENERACIÓN RENOVABLE FV ESTIMADA [MWh]	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000	146,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Pico [MWh]	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592	2,352	2,400	2,304	2,256	2,064	2,592
Demanda Spot-Cammesa en horas Resto [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Valle [MWh]	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072	2,736	2,832	2,880	2,832	2,544	3,072
DEMANDA SPOT-CAMMESA [MWh]	5,088	5,232	5,184	5,088	4,608	5,664	5,088	5,232	5,184	5,088	4,608	5,664
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Pico [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Resto [MWh]	-38,624	-55,328	-50,048	-76,736	-101,648	-79,856	-38,624	-55,328	-50,048	-76,736	-101,648	-79,856
Autogeneración renovable FV excedente después de autoconsumo en horas Valle [MWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
AUTOGENERACIÓN RENOVABLE FV EXCEDENTE DESPUÉS DE AUTOCONSUMO [MWh]	-38,624	-55,328	-50,048	-76,736	-101,648	-79,856	-38,624	-55,328	-50,048	-76,736	-101,648	-79,856

Fuente: elaboración propia

La energía renovable cubre el consumo total, con una generación que presenta variabilidad / estabilidad, asociada a la naturaleza del recurso solar. No obstante, los excedentes horarios del autogenerador renovable los puede comercializar con otras empresas en el mercado a término a contratos de un valor de 55 USD/MWh.

Desde el punto de vista económico, se obtiene:

Mercado *Spot* – CAMMESA (cuadro 30)

Cuadro N°30: Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 2 con autogeneración renovable. Años 2024 y 2025

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Energía Spot [\$]	240.341	230.459	228.690	250.966	312.686	390.277	373.341	370.763	340.807	290.757	247.436	285.622
Potencia Spot [\$]	21.682	28.134	28.421	34.176	24.043	44.818	33.962	39.240	41.155	34.358	33.530	54.505
Servicios Asociados [\$]	7.571	10.324	10.301	9.102	13.916	19.408	20.774	18.756	16.314	12.951	11.772	12.111
Cargo Transporte [\$]	1.525	6.499	8.392	9.098	7.047	20.659	18.077	19.911	21.798	22.361	20.198	25.279
Impuestos [FNEE] [\$]	3.648	3.751	3.717	3.648	3.304	4.061	3.648	3.751	3.717	3.648	3.304	4.061
STyA [\$ /MW]	45	41	41	31	20	30	45	39	42	30	20	29
Participación Gastos y/o Inversiones [\$]	100.000	100.000	100.000	110.000	110.000	110.000	120.000	120.000	120.000	130.000	130.000	130.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	374.813	379.208	379.560	417.021	471.016	589.253	569.847	572.460	543.833	494.105	446.260	511.607
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$ /MWh]	73.666	72.479	73.218	81.962	102.217	104.035	111.998	109.415	104.906	97.112	96.845	90.326
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	454	450	443	476	526	646	611	601	560	499	441	496
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S /MWh]	89	86	85	93	114	114	120	115	108	98	96	87

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Energía Spot [\$]	278.381	302.167	302.871	312.638	345.077	529.144	559.072	514.444	437.280	395.267	238.111	315.604
Potencia Spot [\$]	43.163	47.320	49.091	53.119	44.458	55.986	53.531	63.402	55.514	54.349	56.184	89.240
Servicios Asociados [\$]	12.251	13.688	13.126	13.227	16.745	27.039	27.034	25.774	20.191	16.532	38.793	32.526
Cargo Transporte [\$]	21.075	22.048	22.309	22.826	21.927	28.224	26.448	29.976	32.259	34.125	38.125	43.358
Impuestos [FNEE] [\$]	8.670	8.915	8.834	8.670	7.852	9.651	8.670	8.915	8.834	8.670	7.852	9.651
STyA [\$ /MW]	45	43	41	31	20	30	45	39	42	30	20	29
Participación Gastos y/o Inversiones [\$]	140.000	140.000	140.000	150.000	150.000	150.000	160.000	160.000	160.000	170.000	170.000	170.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	503.585	534.181	536.271	560.511	586.079	800.075	834.801	802.550	714.120	678.972	549.085	660.408
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$ /MWh]	98.975	102.099	103.447	110.163	127.187	141.256	164.072	153.393	137.755	133.446	119.159	116.597
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	478	502	499	478	490	670	618	606	523	470	378	454
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S /MWh]	94	96	96	94	106	118	121	116	101	92	82	80

Fuente: elaboración propia

Autogeneración: costo (cuadro 31)

Cuadro N°31: Valorización económica mensual costo empresa 2 autogeneración renovable. Años 2024 y 2025

VALORIZACIÓN COSTO AUTOGENERACIÓN	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>Costo por Energía [\$]</i>	6.031.625	6.148.425	6.259.142	6.400.275	6.535.325	6.655.775	6.809.075	6.955.683	7.087.692	7.232.475	7.385.775	7.537.250
SUB-TOTAL COSTO AUTOGENERACIÓN [\$]	6.031.625	6.148.425	6.259.142	6.400.275	6.535.325	6.655.775	6.809.075	6.955.683	7.087.692	7.232.475	7.385.775	7.537.250
MONÓMICO COSTO AUTOGENERACIÓN [\$ /MWh]	41.313	42.113	42.871	43.838	44.763	45.588	46.638	47.642	48.546	49.538	50.588	51.625
SUB-TOTAL COSTO AUTOGENERACIÓN [U\$S]	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300
MONÓMICO COSTO AUTOGENERACIÓN [U\$S/MWh]	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

VALORIZACIÓN COSTO AUTOGENERACIÓN	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>Costo por Energía [\$]</i>	7.690.550	7.769.938	7.839.288	8.555.600	8.725.931	8.716.806	9.868.381	9.663.981	9.976.056	10.548.500	10.595.950	10.621.500
SUB-TOTAL COSTO AUTOGENERACIÓN [\$]	7.690.550	7.769.938	7.839.288	8.555.600	8.725.931	8.716.806	9.868.381	9.663.981	9.976.056	10.548.500	10.595.950	10.621.500
MONÓMICO COSTO AUTOGENERACIÓN [\$ /MWh]	52.675	53.219	53.694	58.600	59.767	59.704	67.592	66.192	68.329	72.250	72.575	72.750
SUB-TOTAL COSTO AUTOGENERACIÓN [U\$S]	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300
MONÓMICO COSTO AUTOGENERACIÓN [U\$S/MWh]	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

Fuente: elaboración propia

Mercada a término (cuadro 32): venta de excedentes renovables a 55 USD/MWh

Cuadro N°32: Valorización económica mensual venta MaT empresa 2 con autogeneración renovable. Años 2024 y 2025

VENTA EN EL MAT: VALORIZACIÓN CONTRATOS	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>Ingreso por Energía [\$]</i>	-1.755.219	-2.563.000	-2.360.160	-3.700.306	-5.005.020	-4.004.479	-1.981.459	-2.899.510	-2.672.584	-4.181.441	-5.656.330	-4.534.823
SUB-TOTAL VENTA MAT [\$]	-1.755.219	-2.563.000	-2.360.160	-3.700.306	-5.005.020	-4.004.479	-1.981.459	-2.899.510	-2.672.584	-4.181.441	-5.656.330	-4.534.823
MONÓMICO VENTA MAT [\$ /MWh]	45.444	46.324	47.158	48.221	49.239	50.146	51.301	52.406	53.400	54.491	55.646	56.788
SUB-TOTAL VENTA MAT [U\$S]	-2.124	-3.043	-2.753	-4.220	-5.591	-4.392	-2.124	-3.043	-2.753	-4.220	-5.591	-4.392
MONÓMICO VENTA MAT [U\$S/MWh]	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55

VENTA EN EL MAT: VALORIZACIÓN CONTRATOS	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>Ingreso por Energía [\$]</i>	-2.237.971	-3.238.936	-2.955.991	-4.946.403	-6.682.676	-5.244.508	-2.871.726	-4.028.477	-3.761.711	-6.098.594	-8.114.814	-6.390.476
SUB-TOTAL VENTA MAT [\$]	-2.237.971	-3.238.936	-2.955.991	-4.946.403	-6.682.676	-5.244.508	-2.871.726	-4.028.477	-3.761.711	-6.098.594	-8.114.814	-6.390.476
MONÓMICO VENTA MAT [\$ /MWh]	57.943	58.541	59.063	64.460	65.743	65.675	74.351	72.811	75.162	79.475	79.833	80.025
SUB-TOTAL VENTA MAT [U\$S]	-2.124	-3.043	-2.753	-4.220	-5.591	-4.392	-2.124	-3.043	-2.753	-4.220	-5.591	-4.392
MONÓMICO VENTA MAT [U\$S/MWh]	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55

Fuente: elaboración propia

Peaje – Distribuidor (cuadro 33)

Cuadro N°33: Valorización económica mensual Peaje empresa 2 con autogeneración renovable. Años 2024 y 2025

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
CARGO COMERCIAL [\$]	56.837	56.837	148.040	148.040	148.040	158.277	158.277	157.340	157.340	149.373	149.373	136.656
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]	146.199	136.767	380.795	368.512	380.795	393.995	407.129	404.718	391.663	384.225	371.831	351.514
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]	1.120.818	1.048.507	2.919.328	2.825.156	2.919.328	3.020.525	3.121.209	3.102.731	3.002.643	2.945.620	2.850.600	2.694.846
CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]	102	3.672	3.297	3.336	2.954	3.769	3.309	3.530	3.678	3.580	3.384	4.113
CARGO ENERGÍA PICO [\$]	3.768	8.687	8.339	8.165	7.470	12.208	11.078	11.824	11.917	11.980	10.961	13.918
CARGO ENERGÍA RESTO [\$]	171.964	317.130	335.597	242.254	155.123	301.145	488.869	431.823	479.741	355.558	227.676	343.445
CARGO ENERGÍA VALLE [\$]	4.381	9.707	9.872	9.707	8.720	13.710	12.210	13.221	14.115	14.250	12.801	15.639
Ley N° 7797 [\$]	90.244	94.878	228.316	216.310	217.346	234.218	252.125	247.511	243.666	231.875	217.598	213.608
Ley 13.414 (FER) [\$]	22.561	23.720	57.079	54.078	54.336	58.554	63.031	61.878	60.916	57.969	54.399	53.402
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	8.918	18.911	24.508	24.508	24.508	29.352	29.352	30.200	31.240	31.323	31.561	30.760
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	28	28	28	28	28	47	47	47	47	47	47	92
Importe Básico [\$]	1.504.067	1.581.305	3.805.268	3.605.170	3.622.430	3.903.630	4.202.082	4.125.186	4.061.096	3.864.587	3.626.626	3.560.131
Impuestos	121.751	137.537	309.931	294.924	296.218	322.171	344.555	339.637	335.869	321.214	303.605	297.862
SUB-TOTAL PAEJE [\$]	1.625.819	1.718.842	4.115.199	3.900.094	3.918.648	4.225.801	4.546.637	4.464.823	4.396.965	4.185.801	3.930.230	3.857.993
MONÓMICO PAEJE \$/MWh]	14.456	17.923	40.690	52.454	80.038	58.849	40.427	46.555	43.476	56.297	80.274	53.727
SUB-TOTAL PAEJE [U\$S]	1.968	2.041	4.800	4.448	4.377	4.635	4.874	4.686	4.529	4.225	3.885	3.737
MONÓMICO PAEJE [U\$S/MWh]	17	21	47	60	89	65	43	49	45	57	79	52

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
CARGO COMERCIAL [\$]	246.270	246.270	246.270	246.270	246.270	158.277	271.744	280.440	290.967	301.890	314.020	327.539
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]	633.467	572.164	633.467	613.033	633.467	393.995	698.993	721.361	724.298	776.538	781.683	842.513
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]	4.856.411	4.386.436	4.856.411	4.699.753	4.856.411	3.020.525	5.358.753	5.530.238	5.552.752	5.953.244	5.992.691	6.459.038
CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]	3.732	7.412	6.427	6.503	6.076	3.769	7.115	7.296	7.211	6.815	9.222	11.208
CARGO ENERGÍA PICO [\$]	12.629	11.868	11.394	11.156	10.707	12.208	12.589	12.918	12.429	12.191	9.420	11.881
CARGO ENERGÍA RESTO [\$]	557.537	440.144	465.774	336.224	225.845	301.145	564.228	479.117	508.217	367.525	197.231	295.419
CARGO ENERGÍA VALLE [\$]	13.928	13.544	13.773	13.544	12.763	13.710	14.165	14.744	15.031	14.808	11.192	13.575
Ley N° 7797 [\$]	379.438	340.670	374.011	355.589	359.492	234.218	415.655	422.767	426.654	445.981	438.928	477.670
Ley 13.414 (FER) [\$]	94.860	85.168	93.503	88.897	89.873	58.554	103.914	105.692	106.664	111.495	109.732	119.418
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	39.896	39.670	40.209	40.209	41.244	42.496	43.369	44.188	44.895	45.618	46.973	47.983
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	94	92	92	92	92	153	153	153	153	153	153	192
Importe Básico [\$]	6.323.975	5.677.837	6.233.516	5.926.482	5.991.539	3.903.629	6.927.585	7.046.113	7.110.906	7.433.012	7.315.460	7.961.172
Impuestos	514.288	465.600	507.814	484.787	490.701	335.421	563.091	572.800	578.367	603.247	595.786	645.263
SUB-TOTAL PAEJE [\$]	6.838.263	6.143.437	6.741.331	6.411.269	6.482.240	4.239.051	7.490.677	7.618.913	7.689.272	8.036.260	7.911.246	8.606.435
MONÓMICO PAEJE \$/MWh]	60.804	64.058	66.656	86.229	132.399	59.033	66.605	79.443	76.029	108.084	161.586	119.853
SUB-TOTAL PAEJE [U\$S]	6.491	5.772	6.278	5.470	5.423	3.550	5.541	5.755	5.627	5.561	5.450	5.915
MONÓMICO PAEJE [U\$S/MWh]	58	60	62	74	111	49	49	60	56	75	111	82

Fuente: elaboración propia

El costo promedio ponderado del sistema se ubica en 106 USD/MWh, reflejando en el cuadro 34 una reducción respecto del escenario base.

Cuadro N°34: Costo promedio monómico resultante empresa 2 con autogeneración renovable. Años 2024 - 2025

	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
TOTAL MEM [\$]	6.277.037	5.683.475	8.393.741	7.017.083	5.919.969	7.466.350	9.944.100	9.093.456	9.355.906	7.730.940	6.105.935	7.372.027
MONÓMICO MEM [\$ /MWh]	55.814	59.262	82.995	94.377	120.914	103.977	88.420	94.818	92.508	103.978	124.713	102.663
TOTAL MEM [U\$S]	7.597	6.748	9.790	8.004	6.613	8.189	10.661	9.544	9.636	7.803	6.035	7.140
MONÓMICO MEM [U\$S /MWh]	68	70	97	108	135	114	95	100	95	105	123	99

	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
TOTAL MEM [\$]	12.794.427	11.208.620	12.160.898	10.580.978	9.111.573	8.511.423	15.322.133	14.056.967	14.617.737	13.165.139	10.941.467	13.497.866
MONÓMICO MEM [\$ /MWh]	113.765	116.873	120.243	142.309	186.102	118.530	136.240	146.573	144.535	177.065	223.478	187.972
TOTAL MEM [U\$S]	12.145	10.531	11.324	9.028	7.623	7.128	11.334	10.618	10.697	9.111	7.538	9.277
MONÓMICO MEM [U\$S /MWh]	108	110	112	121	156	99	101	111	106	123	154	129

Fuente: elaboración propia

Comparativamente:

Escenario	Mercado <i>Spot</i> - CAMMESA	Autogeneración - Costo	MaT - Contratos - Venta	MaT - Contratos - Compra	Peaje - Distribución	Total	Diferencia \$	Diferencia %
Empresa 2: sin AG - sin venta MaT - sin compra MaT	171.349.830	0	0	0	129.393.071	300.742.901		
Empresa 2: con AG FV - con venta MaT renovable - sin compra MaT térmico	13.509.620	191.610.996	-97.886.614	0	129.095.245	236.329.247	-64.413.654	-21%

Este resultado pone de manifiesto el impacto positivo de la autogeneración renovable como mecanismo de reducción de costos y mitigación de riesgos de precios.

5.3.3. Empresa 3: análisis con la incorporación de compra de energía por contratos en el MaT

5.3.3.1 Escenario 1: Abastecimiento en el mercado *spot*

En este escenario, la empresa depende completamente del mercado *spot* para su abastecimiento energético, sin autogeneración ni contratos de cobertura.

El consumo físico se presenta en el cuadro 35 de la siguiente manera:

Cuadro N°35: Valores físicos mensuales de demanda empresa 3 sin contratos MaT. Años 2024 y 2025

VALORES FÍSICOS ESTIMADOS	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Demanda horas Pico [MWh]	33,568	70,610	69,481	66,782	66,440	66,195	66,459	68,220	70,006	68,692	68,245	47,773
Demanda horas Resto [MWh]	113,108	226,097	223,927	227,691	234,993	232,625	231,857	229,846	225,717	228,417	227,960	168,596
Demanda horas Valle [MWh]	33,325	63,293	66,592	65,527	58,567	61,180	61,684	61,934	64,277	62,891	63,796	53,632
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	180,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	270,000
Potencia Máxima Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Máxima F/Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Pico [MWh]	33,568	70,610	69,481	66,782	66,440	66,195	66,459	68,220	70,006	68,692	68,245	47,773
Demanda Spot-Cammesa en horas Resto [MWh]	113,108	226,097	223,927	227,691	234,993	232,625	231,857	229,846	225,717	228,417	227,960	168,596
Demanda Spot-Cammesa en horas Valle [MWh]	33,325	63,293	66,592	65,527	58,567	61,180	61,684	61,934	64,277	62,891	63,796	53,632
DEMANDA SPOT-CAMMESA [MWh]	180,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	270,000

VALORES FÍSICOS ESTIMADOS	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Demanda horas Pico [MWh]	33,568	70,610	69,481	66,782	66,440	66,195	66,459	68,220	70,006	68,692	68,245	47,773
Demanda horas Resto [MWh]	113,108	226,097	223,927	227,691	234,993	232,625	231,857	229,846	225,717	228,417	227,960	168,596
Demanda horas Valle [MWh]	33,325	63,293	66,592	65,527	58,567	61,180	61,684	61,934	64,277	62,891	63,796	53,632
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	180,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	270,000
Potencia Máxima Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Máxima F/Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Demanda Spot-Cammesa en horas Pico [MWh]	33,568	70,610	69,481	66,782	66,440	66,195	66,459	68,220	70,006	68,692	68,245	47,773
Demanda Spot-Cammesa en horas Resto [MWh]	113,108	226,097	223,927	227,691	234,993	232,625	231,857	229,846	225,717	228,417	227,960	168,596
Demanda Spot-Cammesa en horas Valle [MWh]	33,325	63,293	66,592	65,527	58,567	61,180	61,684	61,934	64,277	62,891	63,796	53,632
DEMANDA SPOT-CAMMESA [MWh]	180,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	270,000

Fuente: elaboración propia

Desde el punto de vista económico:

Mercado Spot – CAMMESA (cuadro 36)

Cuadro N°36: Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 3 sin contratos MaT. Años 2024 y 2025

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>Energía Spot [\$]</i>	8.502.622	15.857.256	15.881.220	17.757.000	24.428.622	24.805.715	26.415.660	25.511.209	23.667.121	20.572.394	19.330.909	13.615.433
<i>Potencia Spot [\$]</i>	767.054	1.935.822	1.973.649	2.418.093	1.878.366	2.848.629	2.402.975	2.700.020	2.857.985	2.431.018	2.619.533	2.598.207
<i>Servicios Asociados [\$]</i>	267.858	710.346	715.319	644.018	1.087.224	1.233.561	1.469.835	1.290.550	1.132.930	916.350	919.690	577.346
<i>Cargo Transporte [\$]</i>	53.951	447.201	582.769	643.729	550.514	1.313.072	1.279.010	1.370.020	1.513.739	1.582.142	1.577.930	1.205.053
<i>Impuestos [FNEE] [\$]</i>	129.060	258.120	258.120	258.120	258.120	258.120	258.120	258.120	258.120	258.120	258.120	193.590
<i>STyA [\$ /MW]</i>	73	155	145	150	145	150	145	145	150	145	150	109
<i>Participación Gastos y/o Inversiones [\$]</i>	100.000	100.000	100.000	110.000	110.000	110.000	120.000	120.000	120.000	130.000	130.000	130.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	9.820.617	19.308.900	19.511.222	21.831.110	28.312.992	30.569.247	31.945.745	31.250.064	29.550.045	25.890.170	24.836.332	18.319.739
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$ /MWh]	54.559	53.636	54.198	60.642	78.647	84.915	88.738	86.806	82.083	71.917	68.990	67.851
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	11.886	22.925	22.756	24.900	31.626	33.528	34.249	32.797	30.435	26.132	24.548	17.743
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S /MWh]	66	64	63	69	88	93	95	91	85	73	68	66

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>Energía Spot [\$]</i>	9.848.384	20.791.317	21.032.722	22.120.606	26.959.157	33.632.038	39.556.981	35.397.534	30.366.640	27.966.998	18.602.424	15.044.688
<i>Potencia Spot [\$]</i>	1.526.979	3.255.963	3.409.106	3.758.392	3.473.315	3.558.451	3.787.596	4.362.501	3.855.166	3.845.442	4.389.336	4.254.012
<i>Servicios Asociados [\$]</i>	433.401	941.826	911.515	935.895	1.308.209	1.718.609	1.912.810	1.773.457	1.402.138	1.169.686	3.030.732	1.550.479
<i>Cargo Transporte [\$]</i>	745.590	1.517.038	1.549.208	1.615.082	1.713.036	1.793.883	1.871.305	2.062.551	2.240.242	2.414.507	2.978.478	2.066.839
<i>Impuestos [FNEE] [\$]</i>	306.720	613.440	613.440	613.440	613.440	613.440	613.440	613.440	613.440	613.440	613.440	460.080
<i>STyA [\$ /MW]</i>	73	161	145	150	145	150	145	145	150	145	150	109
<i>Participación Gastos y/o Inversiones [\$]</i>	140.000	140.000	140.000	150.000	150.000	150.000	160.000	160.000	160.000	170.000	170.000	170.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	13.001.146	27.259.745	27.656.136	29.193.564	34.217.302	41.466.570	47.902.277	44.369.627	38.637.776	36.180.218	29.784.560	23.546.207
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$ /MWh]	72.229	75.722	76.823	81.093	95.048	115.185	133.062	123.249	107.327	100.501	82.735	87.208
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	12.341	25.611	25.754	24.909	28.626	34.727	35.435	33.516	28.273	25.038	20.520	16.183
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S /MWh]	69	71	72	69	80	96	98	93	79	70	57	60

Fuente: elaboración propia

Peaje – Distribuidor (cuadro 37)

Cuadro N°37: Valorización económica mensual Peaje empresa 3 sin contratos MaT. Años 2024 y 2025

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
<i>CARGO COMERCIAL [\$]</i>	56.837	56.837	148.040	148.040	148.040	158.277	158.277	157.340	157.340	149.373	149.373	136.656
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]</i>	2.923.975	2.735.331	7.615.906	7.370.232	7.615.906	7.879.910	8.142.573	8.094.363	7.833.258	7.684.499	7.436.612	7.030.283
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]</i>	1.120.818	1.048.507	2.919.328	2.825.156	2.919.328	3.020.525	3.121.209	3.102.731	3.002.643	2.945.620	2.850.600	2.694.846
<i>CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]</i>	6.722	221.830	221.830	221.830	221.830	218.095	218.095	227.976	239.467	245.948	245.948	245.948
<i>CARGO ENERGÍA PICO [\$]</i>	53.774	255.564	251.479	241.710	240.470	311.771	313.016	336.101	362.091	364.785	362.409	256.512
<i>CARGO ENERGÍA RESTO [\$]</i>	181.143	790.786	783.196	796.360	821.900	1.059.111	1.055.613	1.094.634	1.128.541	1.172.553	1.170.204	875.413
<i>CARGO ENERGÍA VALLE [\$]</i>	53.355	216.944	228.252	224.602	200.748	273.037	275.286	289.127	315.016	316.454	321.009	273.029
Ley N° 7797 [\$]	263.797	319.548	730.082	709.676	730.093	775.244	797.044	798.136	782.301	772.754	752.169	690.761
Ley 13.414 (FER) [\$]	65.949	79.887	182.520	177.419	182.523	193.811	199.261	199.534	195.575	193.188	188.042	172.690
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	8.918	18.911	24.508	24.508	24.508	29.352	29.352	30.200	31.240	31.323	31.561	30.760
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	28	28	28	28	28	47	47	47	47	47	47	92
Importe Básico [\$]	4.396.624	5.325.800	12.168.030	11.827.930	12.168.221	12.920.726	13.284.070	13.302.272	13.038.355	12.879.232	12.536.154	11.512.688
Impuestos	338.693	418.374	937.138	911.631	937.152	998.454	1.025.704	1.027.918	1.009.163	997.312	971.819	894.304
SUB-TOTAL PEAJE [\$]	4.735.316	5.744.174	13.105.168	12.739.560	13.105.373	13.919.179	14.309.774	14.330.190	14.047.518	13.876.545	13.507.973	12.406.992
MONÓMICO PEAJE [\$/MWh]	26.307	15.956	36.403	35.388	36.404	38.664	39.749	39.806	39.021	38.546	37.522	45.952
SUB-TOTAL PEAJE [U\$S]	5.731	6.820	15.284	14.530	14.639	15.266	15.341	15.040	14.468	14.006	13.351	12.016
MONÓMICO PEAJE [U\$S/MWh]	32	19	42	40	41	42	43	42	40	39	37	45

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
<i>CARGO COMERCIAL [\$]</i>	246.270	246.270	246.270	246.270	246.270	158.277	271.744	280.440	290.967	301.890	314.020	327.539
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]</i>	12.669.348	11.443.282	12.669.348	12.260.659	12.669.348	7.879.907	13.979.851	14.427.218	14.485.953	15.530.751	15.633.659	16.850.259
<i>CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]</i>	4.856.411	4.386.436	4.856.411	4.699.753	4.856.411	3.020.525	5.358.753	5.530.238	5.552.752	5.953.244	5.992.691	6.459.038
<i>CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]</i>	245.948	432.369	432.369	432.369	456.292	218.095	468.856	471.182	469.444	468.251	670.224	670.224
<i>CARGO ENERGÍA PICO [\$]</i>	180.239	349.173	343.592	330.244	344.644	311.771	355.732	367.187	377.650	371.208	311.480	218.968
<i>CARGO ENERGÍA RESTO [\$]</i>	587.298	1.097.530	1.086.995	1.105.266	1.196.608	1.059.111	1.218.335	1.214.521	1.195.529	1.212.017	1.013.723	752.999
<i>CARGO ENERGÍA VALLE [\$]</i>	169.650	302.694	318.471	313.379	293.823	273.037	319.357	322.453	335.467	328.849	280.667	236.989
Ley N° 7797 [\$]	1.137.310	1.095.465	1.197.207	1.163.276	1.203.804	775.243	1.318.358	1.356.794	1.362.466	1.449.973	1.452.988	1.530.961
Ley 13.414 (FER) [\$]	284.327	273.866	299.302	290.819	300.951	193.811	329.589	339.199	340.616	362.493	363.247	382.740
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	39.896	39.670	40.209	40.209	41.244	42.496	43.369	44.188	44.895	45.618	46.973	47.983
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	94	92	92	92	92	153	153	153	153	153	153	192
Importe Básico [\$]	18.955.164	18.257.754	19.953.456	19.387.940	20.063.395	12.920.723	21.972.627	22.613.239	22.707.763	24.166.211	24.216.465	25.516.017
Impuestos	1.461.627	1.409.094	1.536.810	1.494.396	1.546.090	1.011.703	1.691.470	1.740.334	1.748.131	1.858.237	1.863.361	1.961.876
SUB-TOTAL PEAJE [\$]	20.416.791	19.666.848	21.490.266	20.882.336	21.609.486	13.932.426	23.664.097	24.353.573	24.455.894	26.024.449	26.079.826	27.477.893
MONÓMICO PEAJE [\$/MWh]	113.427	54.630	59.695	58.006	60.026	38.701	65.734	67.649	67.933	72.290	72.444	101.770
SUB-TOTAL PEAJE [U\$S]	19.380	18.477	20.012	17.818	18.078	11.668	17.505	18.396	17.896	18.010	17.967	18.885
MONÓMICO PEAJE [U\$S/MWh]	108	51	56	49	50	32	49	51	50	50	50	70

Fuente: elaboración propia

El costo promedio en el cuadro 38 se ubica en 123 USD/MWh, reflejando la exposición plena a precios *spot*.

Cuadro N°38: Costo promedio monómico resultante empresa 3 sin contratos MaT. Años 2024 - 2025

	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
TOTAL MEM [\$]	14.555.933	25.053.074	32.616.391	34.570.670	41.418.365	44.488.426	46.255.519	45.580.254	43.597.563	39.766.715	38.344.306	30.726.730
MONÓMICO MEM [\$ /MWh]	80.866	69.592	90.601	96.030	115.051	123.579	128.488	126.612	121.104	110.463	106.512	113.803
TOTAL MEM [U\$S]	17.617	29.745	38.040	39.430	46.265	48.795	49.590	47.837	44.904	40.138	37.899	29.760
MONÓMICO MEM [U\$S/MWh]	98	83	106	110	129	136	138	133	125	111	105	110

	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
TOTAL MEM [\$]	33.417.937	46.926.593	49.146.401	50.075.900	55.826.788	55.398.996	71.566.374	68.723.200	63.093.670	62.204.667	55.864.386	51.024.099
MONÓMICO MEM [\$ /MWh]	185.655	130.352	136.518	139.100	155.074	153.886	198.795	190.898	175.260	172.791	155.179	188.978
TOTAL MEM [U\$S]	31.721	44.088	45.765	42.727	46.704	46.395	52.940	51.912	46.169	43.048	38.487	35.068
MONÓMICO MEM [U\$S/MWh]	176	122	127	119	130	129	147	144	128	120	107	130

Fuente: elaboración propia

5.3.3.2 Escenario 2: Incorporación de contratos por energía excedente en el MaT

El segundo escenario introduce contratos de energía, lo cual permite estabilizar costos y reducir la volatilidad.

En términos físicos, cuadro 39:

Cuadro N°39: Valores físicos mensuales de demanda empresa 3 con contratos MaT. Años 2024 y 20225

	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Demanda horas Pico [MWh]	33,568	70,610	69,481	66,782	66,440	66,195	66,459	68,220	70,006	68,692	68,245	47,773
Demanda horas Resto [MWh]	113,108	226,097	223,927	227,691	234,993	232,625	231,857	229,846	225,717	228,417	227,960	168,596
Demanda horas Valle [MWh]	33,325	63,293	66,592	65,527	58,567	61,180	61,684	61,934	64,277	62,891	63,796	53,632
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	180,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	270,000
Potencia Máxima Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Máxima F/Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Porcentaje curva de demanda con contrato MaTE de Energía Renovable [%]	21%	15%	14%	21%	28%	22%	11%	15%	14%	21%	28%	30%
Energía Renovable Contratada MaTE [MWh]	38,624	55,328	50,048	76,736	101,648	79,856	38,624	55,328	50,048	76,736	101,648	79,856
Porcentaje curva de demanda con contrato MaTE de Energía Térmica [%]	20%	8%	7%	4%	13%	19%	10%	8%	7%	4%	13%	26%
Energía térmica Contratada MaTE [MWh]	35,455	28,075	25,743	16,059	47,443	69,361	35,455	28,075	25,743	16,059	47,443	69,361
DEMANDA SPOT-CAMMESA [MWh]	105,921	276,597	284,209	267,205	210,909	210,783	285,921	276,597	284,209	267,205	210,909	120,783

	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Demanda horas Pico [MWh]	33,568	70,610	69,481	66,782	66,440	66,195	66,459	68,220	70,006	68,692	68,245	47,773
Demanda horas Resto [MWh]	113,108	226,097	223,927	227,691	234,993	232,625	231,857	229,846	225,717	228,417	227,960	168,596
Demanda horas Valle [MWh]	33,325	63,293	66,592	65,527	58,567	61,180	61,684	61,934	64,277	62,891	63,796	53,632
DEMANDA ESTIMADA [MWh]	180,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000	270,000
Potencia Máxima Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Máxima F/Punta [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Potencia Contratada F/Punta - Distribuidora [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Porcentaje curva de demanda con contrato MaTE de Energía Renovable [%]	21%	15%	14%	21%	28%	22%	11%	15%	14%	21%	28%	30%
Energía Renovable Contratada MaTE [MWh]	38,624	55,328	50,048	76,736	101,648	79,856	38,624	55,328	50,048	76,736	101,648	79,856
Porcentaje curva de demanda con contrato MaTE de Energía Térmica [%]	20%	8%	7%	4%	13%	19%	10%	8%	7%	4%	13%	26%
Energía térmica Contratada MaTE [MWh]	35,455	28,075	25,743	16,059	47,443	69,361	35,455	28,075	25,743	16,059	47,443	69,361
DEMANDA SPOT-CAMMESA [MWh]	105,921	276,597	284,209	267,205	210,909	210,783	285,921	276,597	284,209	267,205	210,909	120,783

Fuente: elaboración propia

En este caso, con los excedentes de las empresas autogeneradoras térmicas y renovables, los contratos en el MaT cubren el 40% de la demanda de la empresa receptora (quedando el 60% al mercado *spot*).

Desde el punto de vista económico:

Mercado *Spot* – CAMMESA (cuadro 40)

Cuadro N°40: Valorización económica mensual compra energía spot Cammesa empresa 3 con contratos MaT. Años 2024 y 2025

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Energía Spot [\$]	5.003.384	12.183.541	12.537.743	13.179.892	14.311.735	14.523.930	20.980.002	19.600.924	18.684.476	15.269.580	11.325.192	6.090.772
Potencia Spot [\$]	767.054	1.935.822	1.973.649	2.418.093	1.878.366	2.848.629	2.402.975	2.700.020	2.857.985	2.431.018	2.619.533	2.598.207
Servicios Asociados [\$]	267.858	710.346	715.319	644.018	1.087.224	1.233.561	1.469.835	1.290.550	1.132.930	916.350	919.690	577.346
Cargo Transporte [\$]	53.951	447.201	582.769	643.729	550.514	1.313.072	1.279.010	1.370.020	1.513.739	1.582.142	1.577.930	1.205.053
Impuestos [FNEE] [\$]	75.946	198.320	203.778	191.586	151.222	151.131	205.006	198.320	203.778	191.586	151.222	86.601
STyA [\$/MW]	73	155	145	150	145	150	145	145	150	145	150	109
Participación Gastos y/o Inversiones [\$]	100.000	100.000	100.000	110.000	110.000	110.000	120.000	120.000	120.000	130.000	130.000	130.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	6.268.264	15.575.385	16.113.403	17.187.468	18.089.206	20.180.473	26.456.973	25.279.979	24.513.058	20.520.822	16.723.717	10.688.088
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$/MWh]	59.178	56.311	56.696	64.323	85.768	95.741	92.532	91.396	86.250	76.798	79.293	88.490
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	7.586	18.493	18.793	19.604	20.206	22.134	28.364	26.531	25.247	20.712	16.529	10.352
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S/MWh]	72	67	66	73	96	105	99	96	89	78	78	86

COMPRA EN EL MERCADO SPOT - VALORIZACION CAMMESA	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Energía Spot [\$]	5.795.300	15.974.508	16.604.698	16.418.720	15.794.272	19.691.807	31.417.180	27.196.843	23.973.544	20.758.125	10.898.402	6.730.139
Potencia Spot [\$]	1.526.979	3.255.963	3.409.106	3.758.392	3.473.315	3.558.451	3.787.596	4.362.501	3.855.166	3.845.442	4.389.336	4.254.012
Servicios Asociados [\$]	433.401	941.826	911.515	935.895	1.308.209	1.718.609	1.912.810	1.773.457	1.402.138	1.169.686	3.030.732	1.550.479
Cargo Transporte [\$]	745.590	1.517.038	1.549.208	1.615.082	1.713.036	1.793.883	1.871.305	2.062.551	2.240.242	2.414.507	2.978.478	2.066.839
Impuestos [FNEE] [\$]	180.490	471.322	484.292	455.318	359.390	359.174	487.210	471.322	484.292	455.318	359.390	205.814
STyA [\$/MW]	73	161	145	150	145	150	145	145	150	145	150	109
Participación Gastos y/o Inversiones [\$]	140.000	140.000	140.000	150.000	150.000	150.000	160.000	160.000	160.000	170.000	170.000	170.000
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$]	8.821.832	22.300.818	23.098.964	23.333.555	22.798.366	27.272.074	39.636.246	36.026.818	32.115.532	28.813.222	21.826.488	14.977.391
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [\$/MWh]	83.287	80.626	81.275	87.325	108.096	129.385	138.626	130.250	113.000	107.832	103.488	124.003
SUB-TOTAL COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S]	8.374	20.952	21.510	19.909	19.073	22.839	29.320	27.214	23.501	19.940	15.037	10.294
MONÓMICO COMPRA MERCADO SPOT-CAMMESA [U\$S/MWh]	79	76	76	75	90	108	103	98	83	75	71	85

Fuente: elaboración propia

Mercado a término – Compra de energía térmica y renovable (cuadro 41)

Cuadro N°41: Valorización económica mensual compra MaT empresa 3 contratos MaT. Años 2024 y 2025

COMPRA EN EL MAT: VALORIZACIÓN CONTRATOS	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Cargo por Energía [\$]	3.249.235	3.768.941	3.485.851	4.418.367	7.171.146	7.229.729	3.668.047	4.263.784	3.947.288	4.992.868	8.104.336	8.187.217
Impuestos [FNEE] [\$]	53.114	59.800	54.342	66.534	106.898	106.989	53.114	59.800	54.342	66.534	106.898	106.989
SUB-TOTAL COMPRA MAT [\$]	3.302.349	3.828.740	3.540.193	4.484.901	7.278.044	7.336.718	3.721.161	4.323.584	4.001.630	5.059.402	8.211.234	8.294.206
MONÓMICO COMPRA MAT [\$/MWh]	44.579	45.907	46.710	48.331	48.816	49.168	50.233	51.840	52.798	54.522	55.075	55.585
SUB-TOTAL COMPRA MAT [U\$S]	3.997	4.546	4.129	5.115	8.130	8.047	3.989	4.538	4.121	5.107	8.116	8.033
MONÓMICO COMPRA MAT [U\$S/MWh]	54	55	54	55	55	54	54	54	54	55	54	54

COMPRA EN EL MAT: VALORIZACIÓN CONTRATOS	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Cargo por Energía [\$]	4.142.897	4.762.916	4.365.868	5.906.274	9.574.876	9.468.491	5.316.094	5.923.951	5.555.881	7.282.053	11.626.829	11.537.434
Impuestos [FNEE] [\$]	126.230	142.118	129.148	158.122	254.050	254.266	126.230	142.118	129.148	158.122	254.050	254.266
SUB-TOTAL COMPRA MAT [\$]	4.269.127	4.905.034	4.495.016	6.064.397	9.828.926	9.722.757	5.442.324	6.066.070	5.685.028	7.440.176	11.880.879	11.791.700
MONÓMICO COMPRA MAT [\$/MWh]	57.630	58.811	59.308	65.353	65.926	65.158	73.467	72.732	75.009	80.179	79.689	79.024
SUB-TOTAL COMPRA MAT [U\$S]	4.052	4.608	4.186	5.174	8.223	8.142	4.026	4.582	4.160	5.149	8.185	8.104
MONÓMICO COMPRA MAT [U\$S/MWh]	55	55	55	56	55	55	54	55	55	55	55	54

Fuente: elaboración propia

Peaje – Distribuidora (cuadro 42)

Cuadro N°42: Valorización económica mensual Peaje empresa 3 con contratos MaT. Años 2024 y 2025

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
CARGO COMERCIAL [\$]	56.837	56.837	148.040	148.040	148.040	158.277	158.277	157.340	157.340	149.373	149.373	136.656
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]	2.923.975	2.735.331	7.615.906	7.370.232	7.615.906	7.879.910	8.142.573	8.094.363	7.833.258	7.684.499	7.436.612	7.030.283
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]	1.120.818	1.048.507	2.919.328	2.825.156	2.919.328	3.020.525	3.121.209	3.102.731	3.002.643	2.945.620	2.850.600	2.694.846
CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]	6.722	221.830	221.830	221.830	221.830	218.095	218.095	227.976	239.467	245.948	245.948	245.948
CARGO ENERGÍA PICO [\$]	53.774	255.564	251.479	241.710	240.470	311.771	313.016	336.101	362.091	364.785	362.409	256.512
CARGO ENERGÍA RESTO [\$]	181.143	790.786	783.196	796.360	821.900	1.059.111	1.055.613	1.094.634	1.128.541	1.172.553	1.170.204	875.413
CARGO ENERGÍA VALLE [\$]	53.355	216.944	228.252	224.602	200.748	273.037	275.286	289.127	315.016	316.454	321.009	273.029
Ley N° 7797 [\$]	263.797	319.548	730.082	709.676	730.093	775.244	797.044	798.136	782.301	772.754	752.169	690.761
Ley 13.414 (FER) [\$]	65.949	79.887	182.520	177.419	182.523	193.811	199.261	199.534	195.575	193.188	188.042	172.690
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	8.918	18.911	24.508	24.508	24.508	29.352	29.352	30.200	31.240	31.323	31.561	30.760
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	28	28	28	28	28	47	47	47	47	47	47	92
Importe Básico [\$]	4.396.624	5.325.800	12.168.030	11.827.930	12.168.221	12.920.726	13.284.070	13.302.272	13.038.355	12.879.232	12.536.154	11.512.688
Impuestos	338.693	418.374	937.138	911.631	937.152	998.454	1.025.704	1.027.918	1.009.163	997.312	971.819	894.304
SUB-TOTAL PEAJE [\$]	4.735.316	5.744.174	13.105.168	12.739.560	13.105.373	13.919.179	14.309.774	14.330.190	14.047.518	13.876.545	13.507.973	12.406.992
MONÓMICO PEAJE [\$ /MWh]	26.307	15.956	36.403	35.388	36.404	38.664	39.749	39.806	39.021	38.546	37.522	45.952
SUB-TOTAL PEAJE [U\$S]	5.731	6.820	15.284	14.530	14.639	15.266	15.341	15.040	14.468	14.006	13.351	12.016
MONÓMICO PEAJE [U\$S/MWh]	32	19	42	40	41	42	43	42	40	39	37	45

PEAJE - VALORIZACION - FACTURACION	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
CARGO COMERCIAL [\$]	246.270	246.270	246.270	246.270	246.270	158.277	271.744	280.440	290.967	301.890	314.020	327.539
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO PUNTA [\$]	12.669.348	11.443.282	12.669.348	12.260.659	12.669.348	7.879.907	13.979.851	14.427.218	14.485.953	15.530.751	15.633.659	16.850.259
CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO F/PUNTA [\$]	4.856.411	4.386.436	4.856.411	4.699.753	4.856.411	3.020.525	5.358.753	5.530.238	5.552.752	5.953.244	5.992.691	6.459.038
CARGO POR POTENCIA ADQUIRIDA [\$]	245.948	432.369	432.369	432.369	456.292	218.095	468.856	471.182	469.444	468.251	670.224	670.224
CARGO ENERGÍA PICO [\$]	180.239	349.173	343.592	330.244	344.644	311.771	355.732	367.187	377.650	371.208	311.480	218.968
CARGO ENERGÍA RESTO [\$]	587.298	1.097.530	1.086.995	1.105.266	1.196.608	1.059.111	1.218.335	1.214.521	1.195.529	1.212.017	1.013.723	752.999
CARGO ENERGÍA VALLE [\$]	169.650	302.694	318.471	313.379	293.823	273.037	319.357	322.453	335.467	328.849	280.667	236.989
Ley N° 7797 [\$]	1.137.310	1.095.465	1.197.207	1.163.276	1.203.804	775.243	1.318.358	1.356.794	1.362.466	1.449.973	1.452.988	1.530.961
Ley 13.414 (FER) [\$]	284.327	273.866	299.302	290.819	300.951	193.811	329.589	339.199	340.616	362.493	363.247	382.740
Cuota de Alumbrado Público (C.A.P.) [\$]	39.896	39.670	40.209	40.209	41.244	42.496	43.369	44.188	44.895	45.618	46.973	47.983
Ley N° 12692 Energías Renovables [\$]	94	92	92	92	92	153	153	153	153	153	153	192
Importe Básico [\$]	18.955.164	18.257.754	19.953.456	19.387.940	20.063.395	12.920.723	21.972.627	22.613.239	22.707.763	24.166.211	24.216.465	25.516.017
Impuestos	1.461.627	1.409.094	1.536.810	1.494.396	1.546.090	1.011.703	1.691.470	1.740.334	1.748.131	1.858.237	1.863.361	1.961.876
SUB-TOTAL PEAJE [\$]	20.416.791	19.666.848	21.490.266	20.882.336	21.609.486	13.932.426	23.664.097	24.353.573	24.455.894	26.024.449	26.079.826	27.477.893
MONÓMICO PEAJE [\$ /MWh]	113.427	54.630	59.695	58.006	60.026	38.701	65.734	67.649	67.933	72.290	72.444	101.770
SUB-TOTAL PEAJE [U\$S]	19.380	18.477	20.012	17.818	18.078	11.668	17.505	18.396	17.896	18.010	17.967	18.885
MONÓMICO PEAJE [U\$S/MWh]	108	51	56	49	50	32	49	51	50	50	50	70

Fuente: elaboración propia

El costo promedio ponderado, presentado en el cuadro 43, se reduce a 121 USD/MWh, evidenciando una mejora en la eficiencia económica del abastecimiento. No obstante, esta mejora puede aun ser mayor con la perspectiva de precios alcistas para los próximos años en materia energética.

Cuadro N°43: Costo promedio monómico resultante empresa 3 con contratos MaT. Años 2024 - 2025

	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
TOTAL MEM [\$]	14.305.930	25.148.300	32.758.765	34.411.929	38.472.623	41.436.370	44.487.908	43.933.753	42.562.207	39.456.769	38.442.925	31.389.286
MONÓMICO MEM [\$/MWh]	79.477	69.856	90.997	95.589	106.868	115.101	123.578	122.038	118.228	109.602	106.786	116.257
TOTAL MEM [U\$S]	17.314	29.858	38.206	39.249	42.974	45.447	47.695	46.109	43.837	39.825	37.996	30.401
MONÓMICO MEM [U\$S/MWh]	96	83	106	109	119	126	132	128	122	111	106	113

	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
TOTAL MEM [\$]	33.507.750	46.872.700	49.084.245	50.280.288	54.236.778	50.927.257	68.742.667	66.446.461	62.256.454	62.277.847	59.787.193	54.246.984
MONÓMICO MEM [\$/MWh]	186.154	130.202	136.345	139.667	150.658	141.465	190.952	184.574	172.935	172.994	166.076	200.915
TOTAL MEM [U\$S]	31.806	44.038	45.708	42.901	45.374	42.650	50.851	50.192	45.556	43.099	41.190	37.283
MONÓMICO MEM [U\$S/MWh]	177	122	127	119	126	118	141	139	127	120	114	138

Fuente: elaboración propia

Comparativamente:

Escenario	Mercado Spot - CAMMESA	Autogeneración - Costo	MaT - Contratos - Venta	MaT - Contratos - Compra	Peaje - Distribución	Total	Diferencia \$	Diferencia %
Empresa 3: sin AG - sin venta MaT - sin compra MaT	684.361.313	0	0	0	415.881.647	1.100.242.960		
Empresa 3: sin AG - sin venta MaT - con compra MaT	518.618.144	0	0	150.973.598	415.881.647	1.085.473.389	-14.769.571	-1%

6. Viabilidad ambiental y análisis de riesgos en el modelo propuesto

6.1. Evaluación de beneficios ambientales y reducción de huella de carbono

La cuantificación de los beneficios ambientales asociados a los distintos escenarios energéticos desarrollados en el capítulo 5 se realiza a partir del cálculo de emisiones evitadas de dióxido de carbono (CO₂), considerando factores de emisión representativos del sistema eléctrico argentino y de las tecnologías térmicas alternativas.

En términos generales, las emisiones se estiman mediante la siguiente expresión:

$$\text{Emisiones} = \text{Energía (MWh)} * \text{Factor de emisión} \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right)$$

Para cada escenario, se evalúa:

- Emisiones efectivas del sistema adoptado
- Emisiones de referencia (escenario contrafactual)
- Reducción absoluta y relativa de emisiones

6.1.1. Empresa 1: Autogeneración térmica (gas natural) contra otras fuentes de generación térmicas que brinden potencia al sistema

En este caso, para comparar las emisiones del sistema de autogeneración elegido lo correcto no sería hacerlo contra el sistema eléctrico en general, dado que se tiene que comparar con las otras fuentes de emisión del sistema eléctrico encargadas de brindar “potencia”, es decir, energía firme (no interrumpible) en cualquier momento y con disponibilidad de requerimiento. En este caso, de las tecnologías de generación que cumplen esta características son las térmicas (en menor medida las grandes hidroeléctricas pero según la legislación local tampoco son consideradas como energía renovables, y además están sujetas a las condiciones de hidraulicidad del sistema y su implementación no puede ser a lo largo de todo el país dado que dependen lógicamente de la presencia de fuentes hídricas de gran escala), razón por la cual a continuación se comparan las emisiones del sistema de autogeneración a gas natural con otros sistemas de generación térmico que brinden potencia pero utilizando combustibles líquidos, como gasoil o fueloil:

Factor de emisión promedio para los años 2024 y 2025 según CAMMESA:

Fueloil = 0,76 Ton2 / MWh

Gasoil = 0,68 Ton / MWh

Gas natural = 0,42 Ton2 / MWh

Siendo la energía producida por gas natural a lo largo de los dos años 14.000 MWh, las emisiones totales resultan ser 5.880 Ton2.

$$\text{Emisiones generación a gas} = 14.000 \text{ MWh} * 0,42 \frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} = 5.880 \text{ tCO}_2$$

Si se hubiera generado con otras fuentes térmicas, por ejemplo gasoil o fueloil resultarían 9.520 Ton2 y 10.640 Ton2 respectivamente. Es decir, se evidencia una reducción entre 3.640 y 4.760 Ton2 a lo largo de estos dos años.

6.1.2. Empresa 2 con Autogeneración renovable y empresa 3 que adquiere parte de esa energía contra factor de emisión del mercado *spot*

Al ser la energía renovable no firme, en este escenario se compara directamente las emisiones ahorradas por tomar esa energía en cualquier momento del mercado *spot*. El factor de emisión del mercado entre 2024-2025 resultó ser promedio 0,22 Ton2/MWh

En el escenario con autogeneración renovable, la energía generada localmente presenta emisiones operativas nulas. Por lo tanto, las emisiones evitadas (EE) se calculan como:

$$EE = \text{Energía autogenerada renovable} * \text{Factor emisión energía spot}$$

En términos acumulados para el período 2024–2025 son 770,88 Ton2

$$EE = 3.504 \text{ MWh} * 0,22 \frac{\text{Ton2}}{\text{MWh}} = 770,88 \text{ Ton2}$$

6.1.3. Resultados ambientales

El análisis permite identificar tres conclusiones estructurales:

En primer lugar, la autogeneración térmica a gas natural genera reducciones significativas frente a combustibles líquidos como el gasoil, consolidándose como una alternativa de transición.

En segundo lugar, la autogeneración renovable presenta el mayor impacto ambiental positivo, dado que permite eliminar prácticamente la totalidad de las emisiones asociadas a la energía sustituida, reduciendo de forma directa la huella de carbono corporativa.

Finalmente, la contratación de energía, en la medida en que incorpore fuentes renovables o de menor intensidad de carbono, actúa como un instrumento eficaz de mitigación, complementario a las estrategias de autogeneración que permiten tener energía firme y reducir la dependencia de fallos en las redes eléctricas.

6.2. Análisis de riesgos regulatorios

El modelo representativo de transacción de energía entre empresas como el propuesto y desarrollado se inscribe en el marco de la Resolución 400/2025 de la Secretaría de Energía y debe analizarse como una evolución dentro del proceso de liberalización y sofisticación del mercado eléctrico argentino, particularmente en lo que refiere a la

ampliación de mecanismos contractuales entre agentes privados y la valorización de excedentes energéticos. Este esquema introduce, de manera explícita o implícita, la posibilidad de articular intercambios bilaterales más flexibles, en los cuales la energía autogenerada —especialmente aquella de origen renovable o de alta eficiencia térmica a gas— puede ser canalizada hacia otros usuarios dentro del Mercado a Término (MaT) o esquemas equivalentes.

El modelo se sustenta en la existencia de excedentes energéticos en determinadas unidades productivas que, bajo esquemas tradicionales, no tenían una valorización eficiente o quedaban sujetos a precios de despacho poco representativos de su valor económico real. La resolución introduce así un marco que permite internalizar dichas ineficiencias, generando señales de precio más consistentes con los costos marginales de generación distribuida o autogeneración industrial. Este punto es particularmente relevante en contextos donde empresas con capacidades de autogeneración —como las analizadas previamente— logran cubrir su demanda interna y disponen de saldos excedentes para su comercialización.

En términos de viabilidad económica, el modelo presenta fundamentos sólidos siempre que se cumplan ciertas condiciones estructurales. En primer lugar, la existencia de diferenciales de precios entre el costo de autogeneración y el precio de mercado constituye el principal factor de estas transacciones (ausencia de subsidios por ejemplo que no reflejen los costos reales del sistema). Cuando el costo marginal de generación propia, especialmente en el caso de tecnologías renovables o cogeneración eficiente, se ubica por debajo del precio *spot* o del costo de contratos tradicionales, emerge un espacio económico claro para la comercialización de excedentes. Este arbitraje permite simultáneamente mejorar la rentabilidad del generador y reducir costos para el consumidor adquirente, generando un beneficio bilateral.

Asimismo, el modelo contribuye a la optimización sistémica al reducir pérdidas de eficiencia asociadas a generación marginal más costosa o intensiva en carbono. En este sentido, existe una convergencia entre incentivos económicos y ambientales, particularmente cuando los excedentes provienen de fuentes renovables, lo cual se alinea con los compromisos de descarbonización y con los instrumentos promovidos por organismos como CAMMESA en materia de despacho económico y sostenibilidad.

No obstante, la viabilidad operativa del esquema se encuentra condicionada por una serie de restricciones técnicas y regulatorias que deben ser cuidadosamente consideradas. En primer lugar, la capacidad de transporte disponible en la red constituye un factor crítico. Aun cuando exista un acuerdo bilateral entre empresas, la transacción física de energía depende de la disponibilidad de capacidad en los nodos relevantes del sistema de transmisión, lo cual introduce potenciales cuellos de botella que pueden limitar o encarecer la operación. Este aspecto es sensible en regiones donde la infraestructura eléctrica presenta saturaciones estructurales o donde los proyectos de ampliación aún no han sido ejecutados.

$$\text{MONÓMICO (USD/MWh)} = (\text{Energía} + \text{potencia tomadas del mercado } \textit{spot}) + (\text{costos de autogeneración térmico o renovable}) - (\text{ingresos por autogeneración térmico o renovable}) + (\text{costo por contrato de energía en el mercado a término}) + (\text{peaje}) + (\text{C cong})$$

A fin de internalizar las restricciones derivadas de la capacidad de transporte, se introduce un término adicional a la ecuación del modelo asociado a los costos de congestión del sistema (C cong). Este componente refleja los sobrecostos derivados de limitaciones en la red, incluyendo restricciones nodales, redespachos y eventuales pérdidas de eficiencia en la asignación de energía. De este modo, la ecuación económica del modelo incorpora la dependencia estructural respecto de la infraestructura de transmisión disponible.

En segundo lugar, la trazabilidad y certificación de la energía —especialmente en el caso de renovables— emerge como un elemento central. La creciente relevancia de los atributos ambientales de la energía requiere incorporar un término específico asociado a los costos de trazabilidad y certificación (C cert). Este componente contempla los gastos vinculados a la medición, validación y eventual certificación del origen de la energía, particularmente en el caso de fuentes renovables. Este aspecto se vincula directamente con la creciente importancia de los atributos ambientales de la energía, particularmente en mercados donde los consumidores finales valoran la reducción de su huella de carbono.

$$\text{MONÓMICO (USD/MWh)} = (\text{Energía+potencia tomadas del mercado } spot) + (\text{costos de autogeneración térmico o renovable}) - (\text{ingresos por autogeneración térmico o renovable}) + (\text{costo por contrato de energía en el mercado a término}) + (\text{peaje}) + (\text{C cert})$$

Desde lo regulatorio, los principales riesgos del modelo se asocian a la posibilidad de cambios en las reglas de mercado que alteren los incentivos económicos subyacentes. El sector energético argentino se caracteriza históricamente por una elevada volatilidad normativa, lo cual introduce un componente de riesgo para contratos de mediano y largo plazo. En este contexto, eventuales modificaciones en los criterios de despacho, en la formación de precios del mercado *spot* o en los mecanismos de remuneración de la generación podrían afectar directamente la rentabilidad de estas transacciones.

$$\text{MONÓMICO (USD/MWh)} = [(\text{Energía+potencia tomadas del mercado } spot) + (\text{costos de autogeneración térmico o renovable}) - (\text{ingresos por autogeneración térmico o renovable}) + (\text{costo por contrato de energía en el mercado a término}) + (\text{peaje})] * (1 + \text{P riesgo})$$

El riesgo regulatorio se modeliza mediante la introducción de una prima de riesgo (1 + P riesgo) que ajusta el costo monómico esperado del sistema. Este factor impacta directamente sobre la rentabilidad esperada de las transacciones energéticas.

Un aspecto particularmente crítico es la eventual redefinición del rol de los grandes usuarios dentro del mercado eléctrico. Si futuras regulaciones limitaran la capacidad de estos actores para celebrar contratos bilaterales o impusieran restricciones a la comercialización de excedentes, el modelo perdería parte de su viabilidad. De igual modo, cambios en los esquemas tarifarios o en los cargos por uso de red podrían erosionar los márgenes económicos que actualmente justifican estas operaciones.

$$\text{MONÓMICO (USD/MWh)} = (\text{Energía+potencia tomadas del mercado } spot) + (\text{costos de autogeneración térmico o renovable}) - (\alpha * \text{ingresos por autogeneración térmico o renovable}) + (\beta * \text{costo por contrato de energía en el mercado a término}) + (\text{peaje})$$

Siendo: $\alpha \in [0,1]$ la restricción a venta de excedentes y $\beta \geq 1$ el encarecimiento por compra de energía a través de contratos con un tercero. En particular, el coeficiente alpha representa limitaciones a la comercialización de excedentes, mientras que beta refleja posibles encarecimientos o restricciones en los contratos a término.

Adicionalmente, la introducción de nuevos cargos o impuestos específicos sobre la autogeneración o sobre las transacciones entre privados podría alterar la ecuación económica. En particular, la aplicación de peajes más elevados por el uso del sistema de transporte o la incorporación de cargos por respaldo podrían reducir la competitividad de la energía autogenerada frente a otras alternativas.

$$\text{MONÓMICO (USD/MWh)} = (\text{Energía+potencia tomadas del mercado } spot) + (\text{costos de autogeneración térmico o renovable}) - (\text{ingresos por autogeneración térmico o renovable}) + (\text{costo por contrato de energía en el mercado a término}) + [\text{peaje} * 1+r]$$

La posible evolución de los cargos por uso de la red se modeliza mediante un factor de ajuste r que representa los cargos potenciales adicionales por uso de red aplicado al peaje.

Otro elemento de incertidumbre radica en la posible evolución de las políticas de subsidios energéticos. En la medida en que el precio de la energía en el mercado mayorista se encuentre distorsionado por subsidios, el diferencial de precios que habilita estas transacciones podría verse reducido o ampliado artificialmente. Una eventual convergencia hacia precios más cercanos a los costos reales podría, por un lado, fortalecer la viabilidad de la autogeneración eficiente, pero también modificar las condiciones de competencia entre distintos tipos de contratos.

$$\text{MONÓMICO (USD/MWh)} = [(\text{Energía+potencia tomadas del mercado } spot) * (1-s)] + (\text{costos de autogeneración térmico o renovable}) - (\text{ingresos por autogeneración térmico o renovable}) + (\text{costo por contrato de energía en el mercado a término}) + (\text{peaje})$$

La distorsión introducida por los subsidios energéticos se incorpora mediante un factor de ajuste (s) aplicado al precio de la energía+potencia del mercado *spot*. Este parámetro permite representar escenarios en los cuales el precio observado difiere del costo económico real, afectando los incentivos relativos entre la energía autogenerada y la adquirida en el mercado.

Finalmente, desde lo institucional, la consolidación de este tipo de esquemas requiere un marco regulatorio estable, transparente y predecible. La experiencia internacional muestra que los mercados de energía entre privados—incluyendo modelos del tipo PPA o contratos de media a largo plazo por intercambios de energía (de 5 a 20 años)—prosperan en entornos donde las reglas de juego se mantienen consistentes en el tiempo y donde los riesgos regulatorios son acotados.

7. Reflexiones finales

La presente tesis tuvo como propósito central demostrar que la economía circular energética constituye un marco conceptual y una alternativa técnica, económica, ambiental y regulatoria viable para reconfigurar las relaciones energéticas entre empresas en la Argentina. A partir del diseño de un modelo representativo de intercambio de energía entre agentes productivos —integrando cogeneración a gas natural, autogeneración solar fotovoltaica y una industria receptora— se ha procurado avanzar desde la reflexión teórica hacia una propuesta concreta de aplicación, capaz de responder a los desafíos contemporáneos de competitividad, sostenibilidad y transición energética.

Los resultados obtenidos en el cuadro 44 permiten afirmar que la hipótesis planteada ha sido corroborada. La implementación de esquemas de intercambio energético interempresarial bajo principios de economía circular genera importantes mejoras en la eficiencia del uso de los recursos, reduce costos operativos, optimiza la asignación energética entre agentes y contribuye a la disminución del impacto ambiental. Esta constatación reviste especial relevancia en un contexto caracterizado por la creciente presión sobre los sistemas energéticos, la necesidad de descarbonización de los procesos industriales y la búsqueda de nuevos mecanismos de competitividad sistémica.

Cuadro N°44: Consolidado de resultados expuestos en el capítulo 5

Escenarios	Total	Diferencia \$	Diferencia %
Empresa 1: sin AG - sin venta MaT - sin compra MaT	1.606.869.147		
Empresa 1: con AG TG - con venta MaT térmico - sin compra MaT renovable	1.164.878.437	-441.990.710	-28%
Empresa 2: sin AG - sin venta MaT - sin compra MaT	300.742.901		
Empresa 2: con AG FV - con venta MaT renovable - sin compra MaT térmico	236.329.247	-64.413.654	-21%
Empresa 3: sin AG - sin venta MaT - sin compra MaT	1.100.242.960		
Empresa 3: sin AG - sin venta MaT - con compra MaT	1.085.473.389	-14.769.571	-1%

Fuente: elaboración propia

La investigación ha permitido consolidar a la economía circular energética como una extensión aplicada de la economía circular tradicional, específicamente orientada a la valorización de flujos energéticos subutilizados o excedentarios. La energía deja de ser considerada exclusivamente como un insumo de consumo lineal para transformarse en un recurso susceptible de recirculación, reutilización y optimización dentro de redes empresariales interconectadas. Esta resignificación resulta valiosa para sectores industriales intensivos en energía, donde la articulación entre oferta y demanda energética puede generar importantes sinergias productivas y ambientales.

La incorporación de los enfoques de simbiosis industrial, economía circular y teoría de redes ha permitido comprender que el intercambio energético no debe ser interpretado como una mera transacción comercial aislada, sino como la manifestación de un ecosistema colaborativo de creación de valor compartido. Bajo esta lógica, las empresas dejan de actuar como unidades energéticas independientes para integrarse en estructuras cooperativas capaces de maximizar eficiencias colectivas. La energía, en consecuencia, se convierte en un vector de articulación territorial, innovación organizacional y desarrollo industrial sostenible.

La modelización desarrollada ha demostrado que la complementariedad entre tecnologías de cogeneración y generación renovable distribuida ofrece una solución robusta, flexible y escalable. La autogeneración térmica aporta estabilidad, eficiencia térmica y capacidad de despacho continuo, mientras que la generación solar contribuye a diversificar la matriz energética, reducir costos marginales y disminuir la intensidad de carbono del sistema. La combinación de ambas tecnologías, articulada con una demanda industrial receptora, configura un esquema de elevada racionalidad energética, capaz de aprovechar las ventajas comparativas de cada fuente y minimizar sus limitaciones individuales.

En virtud de la valorización económica desarrollada, el modelo propuesto evidencia que los intercambios energéticos entre empresas pueden constituir una fuente de creación de valor, lo cual se asocia también con los principios expuestos por el padre fundador de la Economía como ciencia, Adam Smith, el cual manifestaba que la especialización y el intercambio a través del comercio es mutuamente beneficioso para las partes intervinientes en la transacción. La reducción en la compra de energía externa, la monetización de excedentes energéticos, la optimización del despacho y el acceso a distintos mercados del MEM —tanto *spot* como a término— generan beneficios cuantificables para los actores involucrados. Estas mejoras no se limitan a una disminución de costos directos, sino que también fortalecen la resiliencia empresarial frente a la volatilidad de precios energéticos, incrementan la previsibilidad operativa y mejoran la competitividad estructural de las organizaciones.

Asimismo, el trabajo que se realizó confirma que la viabilidad económica del modelo depende en gran medida de la adecuada estructuración contractual, del diseño de señales de precio eficientes y de la existencia de marcos regulatorios que reconozcan y promuevan estas nuevas formas de interacción energética. En este sentido, el MEM argentino ofrece instrumentos relevantes, aunque todavía presenta limitaciones normativas y operativas que dificultan la plena expansión de esquemas circulares de intercambio entre privados.

En materia ambiental, la integración de generación solar y cogeneración de alta eficiencia, combinada con la sustitución de energía de mayor intensidad de carbono proveniente de la red, permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Ello impacta directamente sobre la huella de carbono de alcance 2 de las empresas participantes, contribuyendo al cumplimiento de metas corporativas de descarbonización y a los compromisos nacionales e internacionales en materia climática. De este modo, la economía circular energética emerge como una herramienta concreta para compatibilizar crecimiento industrial con responsabilidad ambiental.

El aporte de esta tesis radica en la construcción de un modelo representativo que articula dimensiones económicas, regulatorias y ambientales. Esta visión sistémica resulta indispensable, ya que la transición hacia esquemas energéticos circulares no puede abordarse desde una única disciplina. Su implementación requiere comprender la interacción dinámica entre tecnologías, incentivos económicos, marcos institucionales y objetivos de sostenibilidad.

En la descripción del marco regulatorio, se observó que Argentina ha avanzado en la incorporación de figuras como la generación distribuida, la autogeneración y la cogeneración, creando condiciones iniciales favorables para el desarrollo de modelos circulares energéticos. Sin embargo, persisten desafíos vinculados a la normativa, la simplificación de procedimientos, la definición de reglas específicas para el intercambio entre privados y la generación de incentivos adecuados para fomentar la inversión. El perfeccionamiento de este marco constituye una condición necesaria para escalar el modelo propuesto y consolidar mercados energéticos más descentralizados, flexibles y sostenibles.

También se puso de manifiesto que la economía circular energética posee un notable potencial para el desarrollo de ecosistemas industriales regionales. Los parques industriales, clusters productivos y corredores logísticos se presentan como ámbitos especialmente propicios para la implementación de redes de intercambio energético, debido a su proximidad física, complementariedad de demandas y economías de escala. En estos entornos, la energía puede transformarse en un elemento articulador de nuevas formas de cooperación, impulsando procesos de innovación colectiva y fortaleciendo la competitividad territorial.

No obstante, como toda investigación aplicada, este trabajo presenta ciertas limitaciones. La modelización desarrollada se sustenta en supuestos técnicos, económicos y regulatorios que, si bien son consistentes con la realidad actual, podrían verse modificados por cambios en precios relativos, avances tecnológicos o reformas normativas futuras. Asimismo, la aplicación del modelo a distintos sectores o escalas requerirá ajustes específicos en función de las características particulares de cada contexto productivo.

Estas limitaciones, lejos de restar valor a los resultados obtenidos, abren un amplio campo para futuras líneas de investigación como por ejemplo el realizar análisis de sensibilidad respecto de las principales variables que determinan los resultados, entre ellas el precio del gas natural, los costos de inversión, la tasa de descuento, entre otros. Resulta especialmente interesante profundizar en el diseño de mecanismos de mercado para transacciones energéticas “peer-to-peer” (de igual a igual), la incorporación de sistemas de almacenamiento, la aplicación de tecnologías digitales como blockchain e inteligencia artificial para la gestión de intercambios, y la evaluación de modelos multiagente en comunidades energéticas industriales. Asimismo, será fundamental analizar el rol potencial del hidrógeno de bajas emisiones, la flexibilidad de la demanda y los servicios complementarios en la evolución de estos ecosistemas energéticos.

Este trabajo sostiene que la transición energética no debe limitarse a la sustitución de fuentes fósiles por renovables. Se trata, ante todo, de una transformación estructural en la manera de producir, gestionar, intercambiar y valorar la energía. La economía

circular energética representa precisamente ese cambio de paradigma: pasar de un sistema lineal, centralizado y unidireccional a uno circular, distribuido, colaborativo e inteligente.

El modelo propuesto demuestra que es posible concebir a la energía no solo como un costo o una restricción productiva, sino como un activo estratégico capaz de generar valor económico, ambiental y social. Su implementación puede contribuir simultáneamente a mejorar la competitividad empresarial, fortalecer la seguridad energética, reducir emisiones y promover un desarrollo industrial más sostenible.

Se desarrolló un marco analítico y una propuesta operativa (a través de los escenarios de simulación donde se mostro en funcionamiento el modelo propuesto dentro del mercado eléctrico argentino para grandes usuarios) para avanzar hacia una nueva arquitectura energética empresarial en Argentina. Una arquitectura basada en la cooperación, la eficiencia, la innovación y la sostenibilidad. En un escenario global atravesado por la urgencia climática, la volatilidad energética y la redefinición de los modelos productivos, la economía circular energética se presenta no como una opción marginal, sino como una necesidad estratégica.

Así, habiendo cumplido con el alcance y los objetivos específicos al inicio de este proyecto, se concluye que el intercambio de energía entre empresas deja de ser una posibilidad teórica para convertirse en una herramienta concreta de transformación productiva. Su consolidación dependerá de la convergencia entre visión empresarial, innovación tecnológica y adecuación regulatoria. Pero, sobre todo, dependerá de la capacidad de comprender que el futuro de la energía será, necesariamente, más circular, más colaborativo y más inteligente.

Referencias bibliográficas

- Allcott, H., & Greenstone, M. (2012). Is there an energy efficiency gap? *Journal of Economic Perspectives*, 26(1), 3–28. Recuperado de <https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/jep.26.1.3>
- Axelrod, R. (1984). *The evolution of cooperation*. Basic Books.
- Bertoldi, P., Boza-Kiss, B., & Rezessy, S. (2019). *Energy efficiency and the role of smart monitoring systems in industry*. European Commission
- Bocken, N. M. P., de Pauw, I., Bakker, C., & van der Grinten, B. (2016). *Product design and business model strategies for a circular economy*. *Journal of Industrial and Production Engineering*, 33(5), 308–320. Recuperado de <https://doi.org/10.1080/21681015.2016.1172124>
- CAMMESA. (2019). *Procedimientos Autogenerador & Cogenerador*
- Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., & Ding, Y. (2009). *Progress in electrical energy storage system: A critical review*. *Progress in Natural Science*, 19(3), 291–312. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>
- Chertow, M. R. (2000). Industrial symbiosis: Literature and taxonomy. *Annual Review of Energy and the Environment*, 25, 313–37. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/249558396_Industrial_symbiosis_Literature_and_taxonomy
- Chertow, M. R. (2007). “Uncovering” industrial symbiosis. *Journal of Industrial Ecology*, 11(1). Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/228272428_Uncovering_Industrial_Symbiosis
- Chertow, M. R., & Ehrenfeld, J. (2012). Organizing self-organizing systems: Toward a theory of industrial symbiosis. *Journal of Industrial Ecology*, 16(1). Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/264528587_Self-Organizing_Systems
- Christensen, J. (1999), *Actas de la Industria & Ambiente celebrada en el Instituto Indio de Gestión, Ahmedabad, India, 1999*.
- Consilium Europeo. (2025). *Qué es la economía circular*. <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/the-circular-economy-explained/>
- Decreto PEN 450/2025: Poder Ejecutivo Nacional. (4 de julio de 2025). *Decreto 450/2025*. Recuperado de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/327922/20250707>
- Decreto PEN 452/2025: Poder Ejecutivo Nacional. (4 de julio de 2025). *Decreto 452/2025 — Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad*. Recuperado de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/327924/20250707>

- Dini, M. (2010). *Competitividad, redes de empresas y cooperación empresarial*. CEPAL. Recuperado de <https://repositorio.cepal.org/entities/publication/2cc0d37d-20f6-4cf0-a8c5-72f4de429bf9>
- Doughnut Economics Action Lab. (2024). *The Doughnut*. Recuperado de <https://doughnuteconomics.org/about-doughnut-economics>
- Ecología y Simbiosis Industrial. (2025). *Estrucplan*. <https://estrucplan.com.ar/ecologia-y-simbiosis-industrial/>
- Ellen MacArthur Foundation. (2013). *Towards the circular economy: Economic and business rationale for an accelerated transition (Vol. 1)*. Recuperado de <https://content.ellenmacarthurfoundation.org/m/27265af68f11ef30/original/Towards-the-circular-economy-Vol-1.pdf>
- Ellen MacArthur Foundation. (2025). *The Circular Economy: Definition & Model Explained*. <https://www.ellenmacarthurfoundation.org/topics/circular-economy-introduction/overview>
- Ellen MacArthur Foundation. (2025). *Unlocking the value of the circular economy*. <https://www.ellenmacarthurfoundation.org/articles/unlocking-the-value-of-the-circular-economy>
- Ellen MacArthur Foundation. (s.f.). *Circular economy systems diagram*. Recuperado de <https://www.ellenmacarthurfoundation.org>
- Erkman, S. (1998). *Industrial ecology: An historical view*.
- European Commission. (2019). *The European Green Deal*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640>
- European Commission. (2020). *A new Circular Economy Action Plan: For a cleaner and more competitive Europe*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0098>
- European Parliament. (2018). *Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)*. Recuperado de <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>
- European Parliament. (2019). *Regulation (EU) 2019/943 on the internal market for electricity*. Recuperado de <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>
- Fundación COLSECOR. (2025). *La industria en el campo: producir lejos de las grandes urbes*. <https://www.fundacioncolsecor.org.ar/informes/la-industria-campo-producir-lejos-grandes-urbes-n13902>
- Geissdoerfer, M., Savaget, P., Bocken, N. M. P., & Hultink, E. J. (2017). *The circular economy: A new sustainability paradigm?* Recuperado de <https://www.repository.cam.ac.uk/bitstreams/13a1250e-dd5a-454c-90d3-8393639023b2/download>

- Hotelling, H. (1931). The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, 39(2). Recuperado de <https://www.jstor.org/stable/1822328>
- Huang, Y., Wang, L., & Li, H. (2019). *Performance analysis of gas turbine combined heat and power systems with heat recovery steam generator*. *Applied Energy*, 251, 113–123. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.05.078>
- International Energy Agency (IEA). (2019). *District Heating and Cooling*.
- International Energy Agency (IEA). (2021). *Empowering cities for a net zero future*. <https://www.iea.org/reports/empowering-cities-for-a-net-zero-future>
- International Energy Agency (IEA). (2022). *Energy Efficiency 2022*. <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2022>
- International Energy Agency (IEA). (2023). *Emissions from fuel combustion 2023*.
- International Energy Agency (IEA). (2023). *World Energy Outlook*. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- International Organization for Standardization (ISO). (2018). *ISO 50001:2018. Energy management systems—Requirements with guidance for use*. <https://www.iso.org/standard/69426.html>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). *Energy transition: A global overview 2050*. Abu Dhabi: IRENA https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf
- ISO. (2006). *ISO 14040: Environmental management — Life cycle assessment — Principles and framework*. <https://www.iso.org/standard/37456.html>
- Joskow, P. L. (2008). Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*.
- Korhonen, J., Honkasalo, A., & Seppälä, J. (2018). *Circular economy: The concept and its limitations*. *Ecological Economics*. Recuperado de https://www.academia.edu/80097209/Circular_Economy_The_Concept_and_its_Limitations
- Laffont, J.-J., & Martimort, D. (2001). *The theory of incentives I: The principal-agent model*. Recuperado de https://publications.ut-capitole.fr/id/eprint/14941/1/Laffont_14941.pdf
- Li, T., Zhang, Y., Gao, X., & Jin, F. (2024). *Combined heating and power generation performance of thermal station for electricity self-sufficient characterized by two-stage heat transfer*. *Case Studies in Thermal Engineering*, 53, 103895. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.csite.2023.103895>

- Matta, A. (2012). *Aportes del análisis de redes sociales a la gestión de estrategias de cooperación empresarial*. *Redes: Revista Hispana para el Análisis de Redes Sociales*, 23(5). Recuperado de <https://pa.bibdigital.ucc.edu.ar/3902/>
- Meadows, D. H., Meadows, D. L., Randers, J., & Behrens, W. W. (1972). *The limits to growth*. Universe Books.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2021). *Estrategia Nacional de Economía Circular*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Argentina. <https://www.argentina.gob.ar/ambiente>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2022). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Argentina. <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados>
- Ministerio de Economía de la Nación Argentina. (s.f.). Registro Nacional de Parques Industriales (RENPI). <https://datos.gob.ar/dataset/produccion-registro-nacional-parques-industriales-renpi>
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación Argentina. (2019). *Programa Nacional de Eficiencia Energética*.
- MITECO – Gobierno de España. (2025). *La economía circular ya es real: 6 ejemplos que lo demuestran*. <https://www.miteco.gob.es/es/ceneam/carpeta-informativa-del-ceneam/novedades/economia-circular-ejemplos.html>
- Naciones Unidas. (2015). *Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development*. <https://www.un.org/es/impacto-acad%C3%A9mico/page/objetivos-de-desarrollo-sostenible>
- NASA. (2026). *Global Temperature (Land-Ocean Temperature Index)*. Goddard Institute for Space Studies (GISS). Recuperado de <https://climate.nasa.gov>
- ONU – Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. (2025). *Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)*. <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals>
- Brundtland, G. H. (1987). *Nuestro futuro común: Informe de la Comisión Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo*. ONU. (Resumen en Wikipedia). Recuperado de https://es.wikipedia.org/wiki/Informe_Brundtland
- Fondo Monetario Internacional. (2023). *El FMI y los Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Recuperado de <https://www.imf.org/es/About/Factsheets/Sheets/2023/IMF-Sustainable-development-goals-SDGs>
- OECD. (2011). *Towards green growth*.
- OECD. (2022). *Delivering Climate-Change Mitigation under Diverse National Policy Approaches*. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2022/12/delivering-climate-change-mitigation-under-diverse-national-policy-approaches_9dd185d7/20179e63-en.pdf

- Organizational Perspectives of Industrial Symbiosis. (2015). *Organization & Environment*.
- Parag, Y., & Sovacool, B. K. (2016). Electricity market design for the prosumer era. *Nature Energy*.
- Pigou, A. C. (1920). *The Economics of Welfare*. Macmillan.
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2018). *Microeconomics* (9th ed.). Pearson.
- Puliafito, S. E., et al. (2021). *High resolution seasonal and decadal inventory of anthropic emissions for Argentina*. CONICET. Recuperado de <https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/167868>
- Puntal. (2025). *Parques industriales, el ambiente donde se desarrollan 8.500 empresas en el país*. <https://www.puntal.com.ar/parques-industriales/parques-industriales-el-ambiente-donde-se-desarrollan-8500-empresas-el-pais-n247123>
- Radio Siete. (2012). *Desde 2003 creció un 245% la cantidad de empresas radicadas en parques industriales*. <https://radiosiete.com.ar/desde-2003-crecio-245-por-ciento-la-cantidad-de-empresas-radicadas-en-parques-industriales/>
- Raworth, K. (2017). *Doughnut Economics: Seven Ways to Think Like a 21st-Century Economist*. Chelsea Green Publishing.
- República Argentina. (2015). *Ley N.º 27.191. Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica*. Boletín Oficial de la República Argentina.
- República Argentina. (2016). *Ley N.º 27.279. Presupuestos mínimos de protección ambiental para la gestión de envases vacíos de fitosanitarios*. Boletín Oficial de la República Argentina.
- República Argentina. (2017). *Ley N.º 27.424. Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública*. Boletín Oficial de la República Argentina.
- Resolución SE 21/2025: Secretaría de Energía, Ministerio de Economía. (24 de enero de 2025). *Resolución SE 21/2025* (Boletín Oficial). Recuperado de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/320192/20250128>
- Rockström, J., Steffen, W., Noone, K., Persson, Å., Chapin, F. S., Lambin, E. F., Foley, J. A. (2009). *A safe operating space for humanity*. *Nature*. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/44160502_A_safe_operating_space_for_humanity/link/0fcfd502943d6b8f21000000/download?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnN0UGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIiwicGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIn19
- Rodado, C. F. (2024). *Cooperación para el crecimiento interempresarial, desde los enfoques de la teoría de redes y alianzas estratégicas*. *Realidad Empresarial*, (17), 27–39. Recuperado de <https://www.camjol.info/index.php/reuca/article/view/18253>

- Secretaría de Energía de la Nación Argentina. (2017). *Resolución 320-E/2017. Certificados de Energía Renovable (CER)*. Boletín Oficial de la República Argentina.
- Secretaría de Energía de la Nación Argentina. (2018). *Lineamientos para la eficiencia energética en Argentina*.
- Secretaría de Energía, Ministerio de Economía. (20 de octubre de 2025). *Resolución SE 400/2025 — Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva*. Recuperado de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/333149/20251021>
- Secretaría de Energía. (2023). *Balance energético nacional 2023*. Ministerio de Economía de la Nación Argentina
- Simbiosis Industrial – Portal Ambiental de Andalucía. (2025). *Junta de Andalucía*. Recuperado de [https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/portal/...](https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/portal/)
- Smil, V. (2017). *Energy and Civilization: A History*. MIT Press.
- Stahel, W. R. (2016). *The circular economy*
- Stern, D. I. (2010). The role of energy in economic growth. The Australian National University.
- Stern, N. (2007). *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. American Economic Association.
- Stockholm Resilience Centre. (2025). *Planetary boundaries framework*. Recuperado de <https://www.stockholmresilience.org>
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press / Wiley.
- Tietenberg, T., & Lewis, L. (2012). *Environmental and Natural Resource Economics* (9th ed.). Pearson.
- UNEP. (2011). *Decoupling natural resource use and environmental impacts from economic growth*. Recuperado de <https://www.resourcepanel.org/reports/decoupling-natural-resource-use-and-environmental-impacts-economic-growth>
- UNEP. (2019). *Global resources outlook 2019*. <https://www.resourcepanel.org/reports/global-resources-outlook-2019>
- United Nations Industrial Development Organization (UNIDO). (2025). *Sustainable Industrial Park Platform*. <https://ipp.unido.org/knowledge>
- United Nations. (2015). *Transforming our world: The 2030 Agenda for Sustainable Development*. <https://sdgs.un.org/2030agenda>
- Varian, H. R. (2010). *Microeconomic Intermedia* (8rd ed.). University of California, Berkeley. Antoni Bosch, editor.

- Visible Network Labs. (2024). *What is Social Network Analysis?* Recuperado de <https://visiblenetworklabs.com/guides/social-network-analysis-101/>
- Wall, G. (1990). Exergy conversion in the Japanese society. *Energy*.
- Wasserman, S., & Faust, K. (1994). *Social Network Analysis: Methods and Applications*. Cambridge University Press.
- Williamson, O. E. (1985). *The Economic Institutions of Capitalism*. Free Press. Recuperado de <https://www.jstor.org/stable/2555390>
- World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD). (2004). *The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard (Revised Edition)*. <https://ghgprotocol.org/corporate-standard>
- World Resources Institute (WRI). (2015). *GHG Protocol Scope 2 Guidance: An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*. <https://ghgprotocol.org/scope-2-guidance>