

The header features a dark teal background with white line-art icons representing various concepts: a sun with a lightning bolt, a factory, a document with 'TAX' and a calculator, a document with a Euro symbol, a factory, a document with a lightning bolt, a gauge, and a wrench. A large yellow triangle is positioned on the right side of the header.

GUÍA

ARGENTINA

Revisión de los aspectos regulatorios, financieros y fiscales

Guía de acceso a energía eléctrica para la industria en Argentina

Listado de figuras	3
Listado de tablas	3
Abreviaciones/Acrónimos	4
Unidades de moneda	4
Unidades técnicas	4

Soluciones Energéticas - Hecho en Alemania The German Energy Solutions Initiative 5

Resumen ejecutivo/Executive Summary 6

1. Estructura y panorama actual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina 9

1.1 Consideraciones preliminares	10
1.2 Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista	11
1.3 Formación de precios en el MEM	18
1.4 Resumen de principales reformas regulatorias del MEM	19
1.5 Privatizaciones	20

2. Estructura tarifaria y componentes de costo de la energía eléctrica para los usuarios comerciales e industriales 21

2.1 Conceptos básicos de la tarifa eléctrica	22
2.2 Subsidios y segmentación	23
2.3 Tarifas para usuarios comerciales e industriales	23
2.4 Variaciones entre jurisdicciones	24

3. Mecanismos de Acceso a Energía Renovable por parte de usuarios comerciales e industriales 25

3.1 Consideraciones Preliminares	26
3.2 Compras Conjuntas	26
3.3 Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER)	27
3.4 Autogeneración	27
3.5 Régimen de Generación Distribuida	27

4. Escenarios de costos de energía eléctrica según la estrategia de abastecimiento	29
4.1 Consideraciones preliminares	30
4.2 Descripción de escenarios y supuestos para el análisis	30
4.3 Análisis de costos de energía eléctrica en los escenarios propuestos	31
5. Barreras, riesgos, recomendaciones y oportunidades	33
5.1 Introducción	34
5.2 Barreras y riesgos	34
5.3 Recomendaciones para la optimización de la matriz energética de usuarios comerciales e industriales	35
5.4 Estrategias para proyectos de hidrógeno	36
5.5 Hoja de ruta para empresas argentinas	37
5.6 Oportunidades para actores internacionales	38
6. Conclusiones	39
Anexo	41
Checklist de transición energética para pymes argentinas	42
Bibliografía	43

Listado de figuras

ILUSTRACIÓN 1. Organismos que regulan y supervisan a los actores del MEM.	12
ILUSTRACIÓN 2. Línea de Transporte 500 kV a Diciembre 2024.	15
ILUSTRACIÓN 3. Estructura y Funcionamiento del MEM.	17
ILUSTRACIÓN 4. Variaciones entre jurisdicciones - Usuario industrial/comercial de 500 KWh-mes en Abril 2025.	24
ILUSTRACIÓN 5. Hoja de ruta para empresas argentinas.	37

Listado de tablas

TABLA 1. Estructura del MEM y sus características.	12
TABLA 2. Agentes del MEM a Octubre 2025.	15
TABLA 3. Resumen de las principales reformas regulatorias del MEM.	20
TABLA 4. Análisis de costos de energía eléctrica para (i) el usuario comercial e industrial pequeño, y (ii) GUDI	33

Abreviaciones/Acrónimos

ADEERA	Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
AGEERA	Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
AGUEERA	Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina.
AMBA	El Área Metropolitana de Buenos Aires, conformada por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y distritos contiguos de la Provincia de Buenos Aires.
ATEERA	Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
BCRA	Banco Central de la República Argentina.
EDELAP	Empresa Distribuidora La Plata S.A.
EDENOR	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
EDESUR	Empresa Distribuidora Sur S.A.
ENARSA	Energía Argentina S.A., sociedad con participación mayoritaria del Estado Nacional.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
FODIS	Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables.
GEI	Gases de Efecto Invernadero.

GUDIs	Grandes Usuarios de las Distribuidoras.
GUH	Grandes Usuarios Habilitados.
GUMA	Grandes Usuarios Mayores.
GUME	Grandes Usuarios Menores.
GUPA	Grandes Usuarios Particulares.
Los Procedimientos	los Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios” aprobado por Resolución ex SEE 61/1992 y sus modificatorias.
MATER	Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
NASA	Nucleoeléctrica Argentina S.A., sociedad con participación mayoritaria del Estado Nacional.
OED	Organismo Encargado del Despacho.
RENPER	Registro Nacional de Proyectos de Energías Renovables.
SADI	Sistema Argentino de Interconexión.
SE	Secretaría de Energía de la Nación.

Unidades de moneda

ARS (\$)	Peso argentino
USD	Dólar estadounidense

Unidades técnicas

Unidades de potencia	
kW	Kilovatio
MW	Megavatio
Unidades de energía	
kWh	Kilovatio-hora
MWh	Megavatio-hora
GWh	Gigavatio-hora
Unidades de transmisión	
MWp	Megawatt peak

SOLUCIONES ENERGÉTICAS – HECHO EN ALEMANIA

La German Energy Solutions Initiative

La German Energy Solutions Initiative del **Ministerio Federal Alemán de Asuntos Económicos y Energía (BMWE)** tiene como objetivo promover a nivel global las tecnologías y la experiencia alemanas en soluciones energéticas amigables con el clima.

Años de promoción de soluciones energéticas inteligentes y sostenibles en Alemania han dado lugar a una próspera industria conocida por sus tecnologías de clase mundial. Miles de pequeñas y medianas empresas (PYMES) especializadas se enfocan en el desarrollo de sistemas de energía renovable, soluciones de eficiencia energética, redes inteligentes (*smart grids*) y tecnologías de almacenamiento. Las soluciones energéticas de vanguardia también incorporan tecnologías emergentes como la **conversión de ener-**

gía a gas (*power-to-gas*), las celdas de combustible y el **hidrógeno verde**. La estrategia de la iniciativa se basa en la colaboración continua con la comunidad empresarial alemana.

La iniciativa genera beneficios para Alemania y los países socios mediante:

- El impulso del interés global en soluciones energéticas sostenibles.
- El fomento del uso de energías renovables, tecnologías de eficiencia energética, redes inteligentes y tecnologías de almacenamiento, facilitando el intercambio de conocimientos y el desarrollo de capacidades.
- La mejora de la cooperación económica, técnica y empresarial entre Alemania y los países socios.

EL PROGRAMA DE DESARROLLO DE PROYECTOS (PDP)

El **PDP** es un pilar clave de la German Energy Solutions Initiative y es implementado por la **Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**. Conecta la cooperación para el desarrollo con el compromiso del sector privado y apoya soluciones energéticas amigables con el clima en países en desarrollo y economías emergentes seleccionadas, permitiendo a las empresas locales adoptar soluciones en eficiencia energética, suministro de electricidad y calor, e hidrógeno, mientras que facilita

el acceso al mercado para los proveedores de soluciones alemanas.

Las economías en desarrollo y emergentes ofrecen un potencial comercial prometedor para las soluciones energéticas amigables con el clima, pero también plantean desafíos para los socios comerciales internacionales. El equipo del PDP trabaja en estrecha colaboración con las industrias locales para desarrollar proyectos financieramente viables, proporcionando experiencia técnica, orientación financiera y oportunidades de *networking*.

El programa identifica posibles proyectos, recopila y analiza datos de consumo de energía, y evalúa proyectos desde una perspectiva técnica y económica. Esto incluye la definición del **caso de negocio** (*business case*), el cálculo de los **períodos de recuperación de la inversión** (*payback periods*) y la evaluación de la rentabilidad. Las empresas pueden optar por financiar proyectos utilizando sus propios fondos o explorar leasing y otras opciones de financiación. El PDP proporciona asesoramiento gratuito a las empresas locales y las conecta con proveedores de soluciones alemanas para la implementación de proyectos.

Además, el programa apoya el desarrollo del mercado y fomenta la cooperación del sector privado al ofrecer capacitación, organizar visitas a proyectos de referencia y publicar estudios sobre el potencial de las soluciones amigables con el clima y sobre cómo navegar los marcos regulatorios.

Resumen ejecutivo

El Mercado Mayorista de Electricidad (MEM) de Argentina enfrenta una transformación estructural hacia una liberalización y descentralización de las funciones de los distintos agentes que participan en el mismo. Durante la década de 1990, el MEM se estableció con competencia en el sector de generación y servicios públicos regulados para los sectores de transmisión y distribución. A partir de 2002, sin embargo, se emitieron regulaciones tendientes a la centralización en CAMMESA (el Organismo Encargado del Despacho) de la contratación de energía eléctrica y la adquisición de combustibles para la generación termoelectrica, limitando los contratos bilaterales entre Generadores y Grandes Usuarios.

En 2025 el Estado Nacional inició una profunda reforma para liberalizar nuevamente el MEM, restableciendo la descentralización y la libre contratación. En particular, el Decreto N° 450/2025 y la Resolución SE N° 400/2025 eliminaron normas restrictivas vigentes, habilitando nuevamente la firma de contratos a término entre Generadores y la demanda representada por las Distribuidoras y los Grandes Usuarios.

Estas reformas siguen en curso y buscan atraer inversiones y mejorar la competencia en el MEM, retomando un sistema de precios marginales adaptados, incluyendo la incorporación de nueva capacidad de generación al mercado. Simultáneamente, el Gobierno Nacional lanzó un programa para privatizar empresas energéticas estatales (ENARSA, NASA, entre otras).

Para los usuarios comerciales e industriales, tanto grandes como pequeños, el acceso a la electricidad se da en un entorno regulatorio en constante evolución. Las reformas actuales amplían las opciones de suministro directo para los Grandes Usuarios. Las tarifas eléctricas para estos usua-

Executive summary

Argentina's Wholesale Electricity Market (WEM) is undergoing a structural transformation toward the liberalization and decentralization of the functions performed by its different participants. During the 1990s, the WEM was established with competition in generation sector and regulated public services for transmission and distribution sectors. However, starting in 2002, regulations were issued that centralized the contracting of electricity and the acquisition of fuels for thermoelectric generation within CAMMESA (the Dispatch Authority), limiting bilateral contracts between Generators and Large Users.

In 2025, the National Government initiated a deep reform to liberalize the WEM once again, restoring decentralization and free contracting. In particular, Decree No. 450/2025 and Resolution SE No. 400/2025 eliminated existing restrictive regulations, once again enabling the signing of forward contracts between Generators and the demand represented by Distributors and Large Users.

These reforms are still underway and aim to attract investment and improve competition in the Wholesale Electricity Market, returning to a system of adapted marginal prices, including the incorporation of new generation capacity into the market. Simultaneously, the National Government launched a program to privatize state-owned energy companies (ENARSA, NASA, among others).

For commercial and industrial users, both large and small, access to electricity occurs within a rapidly evolving regulatory environment. The current reforms expand the options for direct supply by Large Users. The electricity tariffs for these users include the wholesale cost of electricity purchased in the Wholesale Electricity Market, regulated tariffs for the

rios incluyen el costo mayorista de la electricidad comprada en el MEM, tarifas reguladas por el uso de las redes de transmisión y distribución, e impuestos locales y nacionales. La nueva normativa implica la transferencia total de los costos de generación de electricidad en el MEM a las facturas de electricidad.

Por su papel, las jurisdicciones provinciales desempeñan un rol relevante en este mercado, ya que establecen las tarifas que se aplican al segmento de usuarios comerciales e industriales abastecidos por las Distribuidoras. Tras años de subsidios generalizados, actualmente rige un esquema de segmentación donde solo los usuarios residenciales de menores ingresos reciben bonificaciones en el costo de la electricidad consumida. Esto no aplica a los usuarios comerciales e industriales, quienes pagan tarifas eléctricas similares al costo real de suministro.

En este contexto, los usuarios comerciales e industriales de electricidad en Argentina deben adoptar un rol proactivo ante el nuevo panorama energético. Esto requiere, por un lado, incorporar un plan que incluya áreas clave, objetivos y acciones que promuevan la gestión eficiente del consumo eléctrico y, por otro lado, evaluar diferentes alternativas de suministro para optimizar los costos de electricidad, incluyendo metas claras y medibles para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En particular, mejorar la eficiencia energética mediante la implementación de sistemas de gestión de energía, la incorporación de equipos de bajo consumo y procesos más eficientes reduce los costos operativos de las empresas e industrias, impactando directamente en la reducción de las emisiones asociadas. En cuanto a la oferta, estos usuarios pueden complementar su suministro con su propia generación renovable, acogidos al

use of transmission and distribution networks, and local and national taxes. The new regulations imply the full transfer of electricity generation costs in the WEM to the electricity bills.

For their role, provincial jurisdictions play a relevant role in this market, since they set the tariffs that apply to the segment of commercial and industrial users supplied by the Distributors. After years of widespread subsidies, a segmentation scheme is currently in place where only lower-income residential users receive discounts on the cost they pay for electricity and power consumed. This is not the case for commercial and industrial users, who pay electricity tariffs similar to the actual cost of supply.

In this context, commercial and industrial electricity users in Argentina must adopt a proactive role in the face of the new energy landscape. This requires, on the one hand, incorporating a plan that includes key areas, objectives, and actions that promote the efficient management of electricity consumption and, on the other hand, evaluating different supply alternatives to optimize electricity costs, including clear and measurable targets for reducing greenhouse gas (GHG) emissions.

In particular, improving energy efficiency through the implementation of energy management systems, incorporation of low-consumption equipment, and more efficient processes reduces the operating costs of businesses and industries, directly impacting the reduction of associated emissions. On the supply side, these types of users can supplement their supply with their own renewable generation by taking advantage of the Distributed Generation Regime – whose self-generation limit is currently 12 MW – or the renewable self-generation framework for Large Users.

Régimen de Generación Distribuida – cuyo límite de autogeneración es actualmente de 12 MW – o al marco de autogeneración renovable para Grandes Usuarios.

Además, mecanismos como MATER permiten a los Grandes Usuarios suscribir contratos de abastecimiento con generadores de electricidad renovable para garantizar precios competitivos y estabilidad en el suministro en contratos de entre 5 y 10 años.

Tras analizar las distintas alternativas disponibles para los usuarios comerciales e industriales para el suministro de su consumo eléctrico, se ha concluido que la opción más conveniente, independientemente de la jurisdicción provincial del Distribuidor, es la autogeneración de electricidad renovable. No obstante, es importante señalar que existe una dispersión en los costos – y, por tanto, en el ahorro que se puede lograr – para un mismo consumo de potencia y energía, dependiendo del Distribuidor que suministre al usuario.

Al combinar la electricidad de fuente renovable (autogenerada o contratada) con medidas de eficiencia energética, las empresas pueden mejorar su competitividad y mitigar riesgos en un contexto de desafíos económicos y reducción de emisiones.

Por último, la transición energética presenta oportunidades para empresas e inversores locales y extranjeros. Argentina cuenta con abundantes recursos renovables y está impulsando proyectos de gran envergadura en el sector energético. La liberalización del mercado eléctrico ofrece un entorno atractivo para inversionistas y proveedores extranjeros. Se han implementado incentivos como el Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones (RIGI), que brinda estabilidad regulatoria, así como beneficios fiscales y cambiarios para proyectos energéticos de gran escala.

Additionally, mechanisms like MATER allow large users to enter into supply contracts with renewable electricity generators to ensure competitive prices and supply stability in contracts ranging from 5 to 10 years.

From the analysis of different alternatives available to commercial and industrial users for supplying their electricity consumption, it has been concluded that the most convenient option, almost regardless of the provincial jurisdiction of the distributor, is self-generation of renewable electricity. However, it is important to note that there is a dispersion in cost – and therefore in the achievable savings – for the same power and energy consumption depending on the distributor supplying the user.

By combining renewable electricity (self-generation or contracted) with energy efficiency measures, companies can improve their competitiveness and mitigate risks in a context of economic challenges and emissions reduction.

Finally, the energy transition presents opportunities for local and foreign companies and investors. Argentina has abundant renewable resources and is pursuing large-scale projects in the energy sector. The liberalization of the electricity market offers an attractive arena for foreign investors and suppliers. Incentives such as the Large Investment Incentive Regime (RIGI) have been implemented, providing regulatory stability as well as tax and foreign-exchange benefits for large-scale energy projects.

1

Estructura y panorama actual
del Mercado Eléctrico Mayorista
de Argentina

1.1 Consideraciones preliminares

El mercado eléctrico argentino, englobado dentro del denominado Sistema Argentino de Interconexión (SADI), ha sido estructurado a través del conjunto de normas, procedimientos e instituciones, creadas durante la década de 1990.

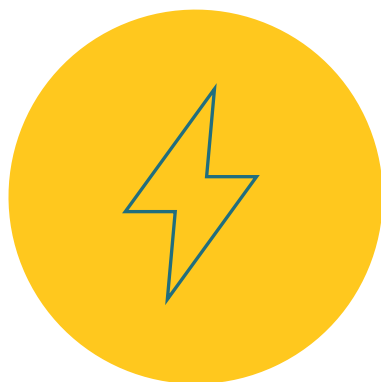
En ese momento se transformó profundamente el sector, llevándolo de un conjunto de agencias y empresas estatales (con funciones integradas de generación, transporte y distribución) hacia un esquema desintegrado vertical y horizontalmente, en el marco de un proceso de desregulación de los mercados y servicios públicos.

Es así que a través de la Ley 24.065 (de 1991), de Régimen General de la Energía Eléctrica:

- Se promovió la introducción de la competencia y mecanismos de mercados en el sector de la generación;
- La transmisión y distribución de energía eléctrica fueron declarados servicios públicos, otorgándose concesiones a diferentes empresas;
- Se estableció que las provincias tuvieran a cargo el servicio público de distribución en cada territorio, con excepción de las que quedaron bajo jurisdicción nacional (actualmente, EDENOR y EDESUR).

Desde el 2002, y con mayor profundidad desde el 2013, el Estado Nacional llevó adelante distintas modificaciones tendientes a centralizar en el Organismo Encargado del Despacho (OED) la gestión del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Desde la gestión y adquisición de los combustibles necesarios para la generación, hasta la intermediación entre la oferta y la demanda de energía eléctrica – suspendiéndose, por ejemplo, la posibilidad de celebrar nuevos contratos a término entre Generadores y Grandes Usuarios.

En dirección contraria, durante el corriente 2025, y mediante la derogación de las normas que habían sido emitidas desde el año 2002, se inició una profunda reforma del MEM, tendiente a la descentralización y liberalización del mismo, a través de nuevos instrumentos de regulación, entre los que se destacan el Decreto N° 450/2025 y la Resolución SE N° 400/2025. A la fecha del presente informe este proceso sigue su curso, por lo cual no se puede dimensionar aun el impacto total de estas modificaciones.



1.2 Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista

El MEM es el ámbito y conjunto de transacciones de energía eléctrica que se ejecutan a través del SADI o de cualquier otra instalación de vinculación eléctrica sujeta a jurisdicción federal¹. El MEM se encuentra segmentado en tres, cuyas características se mencionan a continuación:



TABLA 1. Estructura del MEM y sus características.

GENERACIÓN	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN
<ul style="list-style-type: none">• Su actividad es reconocida por la ley como de interés general.• Constituye una Actividad de Riesgo.• Colocan su producción en forma total o parcial en el sistema de Transporte y/o Distribución.• Competencia y precios, según la etapa regulatoria, fueron libres o reguladas.• Libre ingreso al MEM.	<ul style="list-style-type: none">• Actividad reconocida como servicio público.• Transmiten y/o transforman la energía eléctrica desde el punto de entrega del Generador hasta el punto de recepción por el Distribuidor o Gran Usuario.• Monopolio natural: precios y calidad del servicio regulados.• Jurisdicción Nacional.• Tienen que permitir el libre acceso a terceros sus redes.• No pueden Comprar ni Vender electricidad.• Expansiones: a cargo de los usuarios.	<ul style="list-style-type: none">• Actividad reconocida como servicio público.• Responsables de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.• Monopolios naturales: precios y calidad del servicio regulados.• Jurisdicción Provincial / Local, salvo Edenor / Edesur que son de jurisdicción nacional.• Deben abastecer toda la demanda y sus incrementos. No puede alegar falta de suministro.• Tienen que permitir el libre acceso a terceros sus redes.

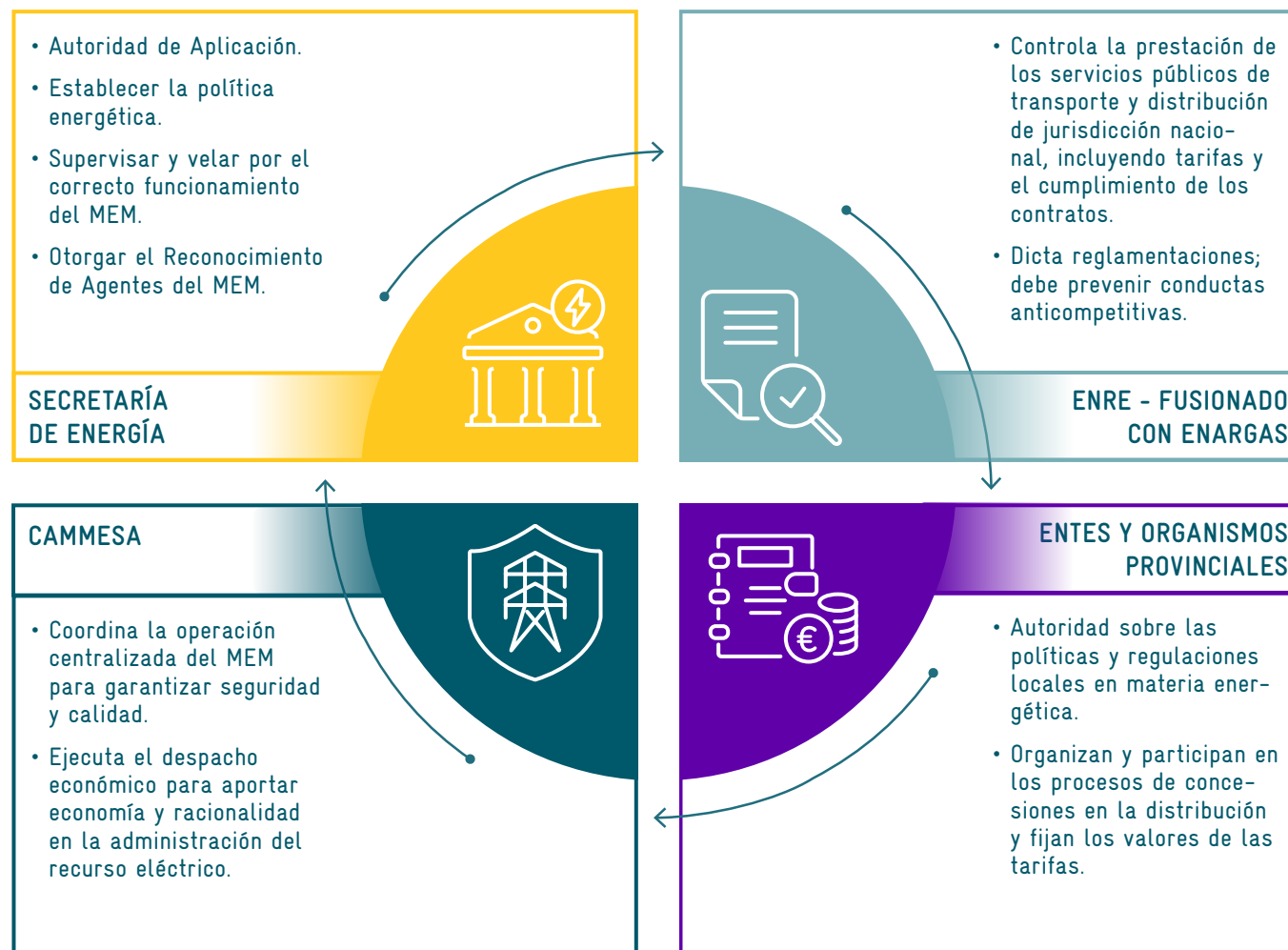
Fuente: Elaboración propia.

1 Ley N° 15.336, Artículo 35, inciso e.

Es importante señalar que, a octubre del corriente año, la potencia de generación total instalada en el MEM alcanza los 43.887 MW (siendo un 57% térmica, 4% nuclear, 17% de origen renovable, incluyendo hidroeléctricas de potencia menor a 50MW, y un 22% de hidroeléctrica con potencia mayor a 50MW). Respecto a la generación eléctrica anual, considerando el año móvil que va desde noviembre de 2024 a octubre de 2025, ha alcanzado los 141.338 GWh (siendo 52,7% de origen térmico, 7,1% nuclear, 18,5% de origen renovable, incluyendo hidroeléctricas de potencia menor a 50MW, y un 21,7% de hidroeléctrica con potencia mayor a 50MW).

Dentro de la estructura del MEM, tenemos los siguientes organismos que actúan regulando y supervisando a distintos actores de este mercado:

ILUSTRACIÓN 1. Organismos que regulan y supervisan a los actores del MEM.



Fuente: Elaboración propia.

Entre las instituciones del MEM, se destaca la **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.** (CAMMESA), que si bien en los últimos años centralizó la compra y venta de energía eléctrica y la adquisición de combustibles, tiene entre sus competencias originales dos funciones principales:

- Tiene a cargo la programación y el despacho de unidades generadoras para satisfacer la demanda de electricidad al menor precio posible; es decir, la operación física y económica del sistema en su condición de **Organismo Encargado del Despacho (OED)**;
- Tiene funciones de Administración del Mercado, ya que coordina el pago y liquidación de las transacciones entre los diversos actores del MEM;
 - Aplicando los reglamentos y organizando el suministro de energía por parte de los Generadores y la demanda por parte de las Distribuidoras y Grandes Usuarios;
 - Actuando bajo instrucciones y por cuenta de la Secretaría de Energía.

Respecto del resto de los agentes, puede esperarse un rol más activo de los Generadores para la venta de su producción eléctrica a partir de las nuevas reformas implementadas, pudiendo celebrar contratos de suministro de potencia y energía libremente pactados con Distribuidores y Grandes Usuarios.

Por otro lado, es importante señalar que las Distribuidoras son reguladas por cada jurisdicción provincial en lo relativo a impuestos locales y al Valor Agregado de Distribución (VAD), que representa el costo de operación y margen de ganancia de su actividad y que, en conjunto con el costo de la energía eléctrica (Precio Estabilizado estipulado por la Secretaría de Energía y, a partir del 1 de noviembre de 2025, el costo promedio de adquisición en el Mercado a Término), determinarán la tarifa de energía eléctrica para los usuarios finales.

Los Grandes Usuarios o Usuarios Libres, son quienes contratan, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica. Las reformas recientes han impulsado la incorporación de decenas de nuevos Grandes Usuarios como agentes del MEM, ampliando la base de consumidores que compran energía eléctrica directamente en el MEM.

Por su parte, los Comercializadores de energía eléctrica, definidos como quienes compran o venden energía eléctrica por cuenta de terceros, es una figura que es promovida por las reformas recientes para facilitar transacciones y oferta de suministro alternativa.

Otra figura incorporada por la nueva normativa es la de los Almacenistas, definidos como titulares de instalaciones de almacenamiento (baterías u otros sistemas) que se incorporan al MEM pudiendo vender y comprar energía, siendo despachados como

si fueran Generadores cuando inyectan energía. Este reconocimiento busca aprovechar el potencial del almacenamiento para brindar servicios al sistema y mejorar el funcionamiento del MEM. En ese marco, el Estado Nacional lanzó en 2025 la primera licitación formal de almacenamiento eléctrico a gran escala en Argentina, llamada “Alma-GBA” (referencia al Área Metropolitana Buenos Aires – AMBA-). Su objetivo es reforzar los nodos críticos del AMBA ante picos de demanda, en un contexto de desinversión en el sistema de transporte. En ese marco, se presentaron ofertas por un total de 1.347 MW (de 500 MW licitados), adjudicándose en septiembre último 667 MW de capacidad de almacenamiento.

Por último, los Usuarios-Generadores bajo la Ley 27.424 - Régimen de Generación Distribuida – (los cuales a octubre 2025 son 3.444 usuarios, alcanzando una potencia total de 102,6MW de potencia) y otros que la normativa habilite, desde las reformas recientes son considerados participantes activos del MEM, sin perjuicio de que no participen directamente del despacho centralizado (por su escala menor y su pertenencia a la jurisdicción provincial de distribución).

TABLA 2. Agentes del MEM a Octubre 2025.

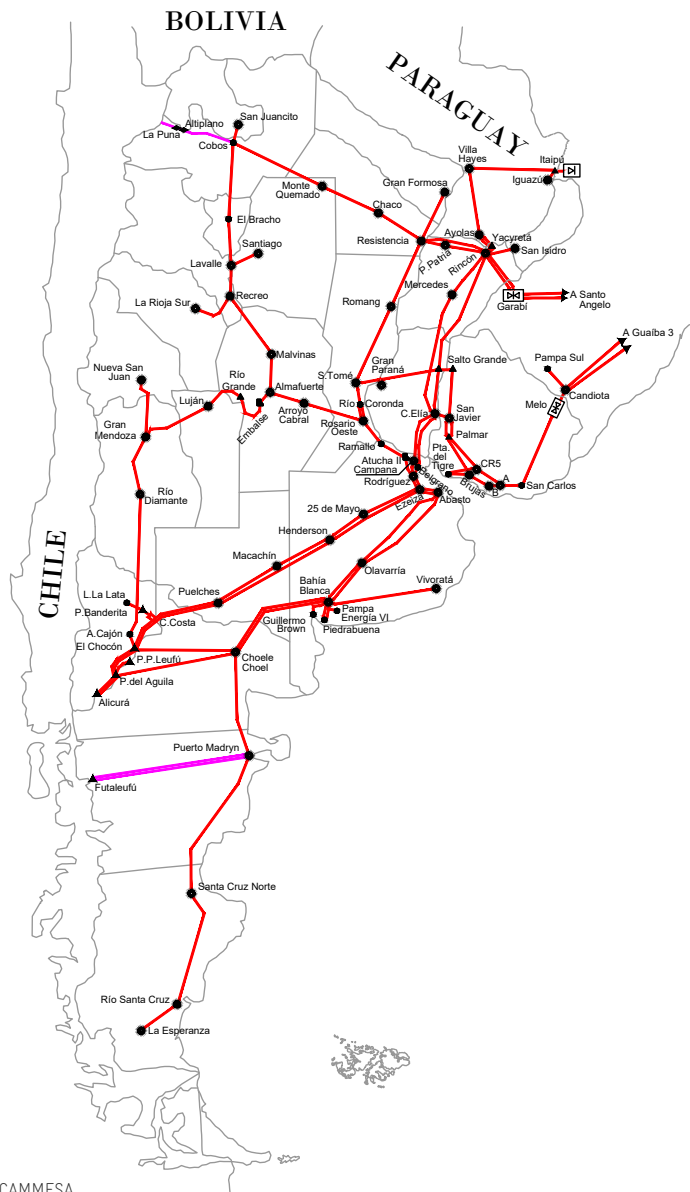
GENERACIÓN	CANTIDAD
Generadores	476
Autogeneradores	31
Cogeneradores	7
Total	514

GRANDES USUARIOS	CANTIDAD
Grandes Usuarios Mayores (GUMA)	394
Grandes Usuarios Menores (GUME)	3026
Grandes Usuarios Particulares (GUPA)	21
Grandes Usuarios en Distribución Mayores a 300 kW (GUDI)	6.389
Total	9.830

TRANSPORTE	CANTIDAD
Transportista en Alta Tensión	1
Transportista en Distribución Troncal	7
Transportista PAFT	44
Total	52

DISTRIBUCIÓN	CANTIDAD
Distribuidores de Energía	28
Cooperativas Eléctricas Agentes del MEM	48
Distribuidores Menor (DIME)	1
Cooperativas No Agentes del MEM	543
Total	620

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA.

ILUSTRACIÓN 2. Línea de Transporte 500 kV a Diciembre 2024.

Fuente: CAMMESA

En particular, el funcionamiento del MEM se rige por los Procedimientos, los que establecen un Sistema de Operación y Despacho superpuesto, compuesto por el sistema de operación en tiempo real (SOTR), el sistema de medición comercial (SMEC) y el sistema de comunicaciones (SCOM). Esta estructura permite coordinar el despacho en tiempo real, la medición de transacciones y la comunicación entre agentes.

El sistema de transmisión eléctrica nacional posee actualmente una integración física de redes conformadas por Distribuidores y Transportistas que, más allá de su jurisdicción, conforman el alcance físico del SADI; una red troncal en 500 kV interconecta redes regionales en 132 kV que contienen, a su vez, diversos sistemas de distribución que se encuentran sujetos a la normativa de cada una de las provincias.

Respecto a su dimensión, el sistema de transporte en Argentina, a diciembre de 2024, cuenta con una longitud de 15.632 km de líneas de Alta Tensión (de los cuales 14.910 son en 500 kV) y 22.084 km de líneas de distribución troncal en las distintas regiones del país.

Sobre estas redes se despliegan el resto de los Agentes del MEM, esto son, los Generadores, los Comercializadores y los Grandes Usuarios, y ahora, más recientemente, los Almacenistas.

El uso del servicio de transporte en alta tensión y otros servicios prestados por los Agentes del MEM (tales como reservas, regulación de frecuencia, etc.) son abonados por los distintos usuarios para el mantenimiento del sistema.

Si bien hasta el 31 de octubre de 2025 toda la generación eléctrica del MEM (salvo la comercializada por el MATER) era adquirida por CAMMESA para su posterior venta a la demanda (Distribuidores y Grandes Usuarios), a partir de la nueva regulación (Resolución SE N° 400/2025), aplicable a partir del 1 de noviembre de 2025, por el lado de la oferta, se introduce una clasificación diferenciada de las centrales de generación:

- **Generación Asignada:** Son aquellas unidades de generación con contratos de abastecimiento vigentes (hasta su vencimiento) o centrales bajo gestión/control directo o indirecto del Estado Nacional (hidroeléctricas binacionales, nucleares y termoeléctricas). Estas centrales quedan asignadas transitoriamente al abastecimiento de la denominada Demanda Estacionalizada (prioritariamente a hogares y luego a usuarios comerciales e industriales pequeños) de los Distribuidores. Si bien inicialmente este tipo de Generación cubrirá aproximadamente un 75% de la Demanda Estacionalizada, con el tiempo, a medida que operen los vencimientos de los contratos de abastecimiento y se privaticen las centrales termoeléctricas bajo control del Estado Nacional, la participación de Generación Asignada irá disminuyendo, debiendo los Distribuidores incrementar la contratación del suministro eléctrico en el Mercado a Término o bajo costos del Mercado Spot directamente (el cuál inicialmente rondará el 25% de su demanda).
- **Generación al Spot:** Incluye a toda central de generación que no tenga un contrato de abastecimiento preexistente ni esté bajo administración estatal. Estas unidades pasan a operar enteramente en el Mercado Spot competitivo, con remuneración basada en los nuevos precios de energía en base a costos marginales adaptados y potencia, o en el Mercado a Término (que se suma al MATER), lo cual permitirá gestionar el abastecimiento a través de contratos entre Generadores al Spot, por un lado, y los Distribuidores (por el saldo no suministrado por la Generación Asignada) y los Grandes Usuarios, por el otro.
- **Generación Nueva:** Se define así a toda instalación de generación habilitada comercialmente a partir del 1 de enero de 2025. La norma otorga a estas nuevas centrales incentivos especiales en los precios a fin de fomentar inversiones en nueva potencia.

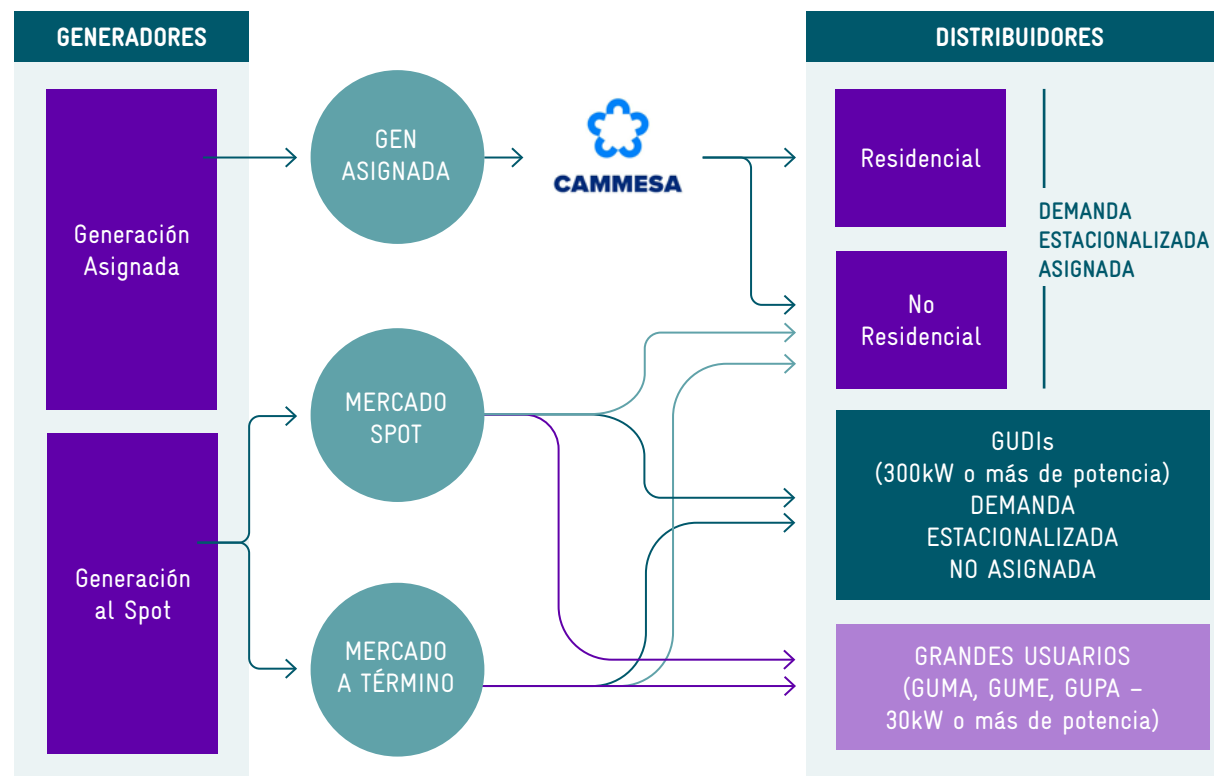


Por su parte, por el lado de la demanda, la nueva normativa reorganiza las categorías de agentes y demanda en el MEM para facilitar la transición a un mercado competitivo:

- Demanda Estacionalizada de Distribuidores:** Incluye a los usuarios finales atendidos por las Distribuidoras, principalmente los usuarios residenciales y los no residenciales pequeños (entre ellos usuarios comerciales e industriales por debajo del umbral de Gran Usuario). Esta demanda sigue sujeta a precios regulados (los Precios Estacionales sancionados por la Secretaría de Energía). La Demanda Estacionalizada se subdivide en: (i) Demanda Residencial: el consumo de usuarios domiciliarios, que tendrá primera prioridad para ser abastecido con la Generación Asignada disponible; (ii) Demanda No Residencial (menor): el consumo de clientes generales que no califican como GUDI ni como residenciales (por ejemplo, comercios y pequeñas industrias), con segunda prioridad sobre la Generación Asignada. Si tras usar toda la Generación Asignada disponible la Distribuidora no cubre completamente este segmento, la misma deberá adquirir el resto de la energía en el Mercado Spot o contratarla en el Mercado a Término.
- Grandes Usuarios libres:** Se ratifica en la nueva regulación la categoría de Grandes Usuarios del Distribuidor (GUDI), que son aquellos con

ILUSTRACIÓN 3. Estructura y Funcionamiento del MEM.

Fuente: Elaboración propia.



demandas iguales o superiores a 300 kW. Estos grandes consumidores quedan habilitados para contratar su suministro de energía y potencia en forma libre y directa con Generadores o Comercializadores en el MEM. En la práctica, esto abarca a clientes industriales y comerciales de gran demanda, que, de no salirse del abastecimiento

de la Distribuidora, ya no estarán cubiertos por tarifas reguladas sino por los precios de energía y potencia que deriven del Mercado Spot y del Mercado a Término. Igual situación mantienen los demás Grandes Usuarios del MEM – GUMAs, GUMEs y GUPAs.

1.3 Formación de precios en el MEM

El **costo de la Generación Asignada** será el resultado de considerar la totalidad de los costos fijos y variables asociados a dicha generación, incluyendo el combustible (conforme los respectivos contratos de abastecimiento y regulación estipulada por la SE).

Los costos asociados a la Generación Asignada, a fin de su traslado a los Distribuidores, serán imputados a través de la aplicación de un Precio Estabilizado a la Demanda Estacionalizada Residencial y No Residencial. En este último caso se considerará la parte no abastecida por la Generación Asignada computando el costo de adquisición en el Mercado Spot. Los volúmenes de energía se calcularán y asignarán mensualmente en forma proporcional entre la Generación Asignada y la Demanda Estacional declarada por las Distribuidoras. Las diferencias, positivas o negativas, entre el Precio Estabilizado y el costo real, se ajustarán en el período trimestral siguiente.

Por su parte, **el precio de energía spot mensual** será un valor que refleje los costos variables de energía (incluyendo los combustibles asociados) a cubrir en el MEM, con una señal de costo marginal horario con participación gradual creciente en el tiempo a través de un factor de ajuste, a fin de ir tendiendo hacia un precio marginal.

Los precios de la energía y la potencia en el Mercado Spot se resumirán en valores mensuales para los Grandes Usuarios MEM y en valores estacionales estabilizados para la Demanda Estacionalizada No Residencial no cubierta por la Generación Asignada y los Grandes Usuarios de las Distribuidoras (GUDIs).

En el mediano plazo los precios de la energía estarán basados en el costo económico del sistema considerando una ponderación de costos medios y costos marginales.

En definitiva, a los efectos del traslado de los costos del sistema (Generación Asignada y Mercado Spot) a las Distribuidoras y GUDIs, la Secretaría de Energía, mediante resoluciones trimestrales o estacionales, sanciona el Precio Estacional.

Dicho Precio Estacional se compone de tres elementos: Precio Estabilizado de la Energía – PEE (\$/MWh de energía), Precio de Referencia de la Potencia – POTREF (\$/MW-mes de potencia) y el Precio Estabilizado de Transporte (PET). Con la Programación Estacional de Verano² se incorpora como concepto el Precio Estabilizado de Servicios Asociados – PES (\$/MWh), el cual será destinado a recuperar los costos sistémicos asociados a los servicios de reserva de corto plazo, los servicios de confiabilidad, los costos de logística e impuestos a los combustibles, los

sobrecostos de generación forzada y la valorización de pérdidas, en tanto constituyen prestaciones indispensables para la operación del SADI.

Si bien el objetivo es que el Precio Estacional refleje los costos reales de abastecimiento, lo cierto que queda a criterio de decisiones políticas su definición, toda vez que es a través de bonificaciones este precio que se estipulan las cuantías de subsidio por segmento de consumo.

En condiciones normales no hay diferencias en el Precio Estacional por tensión de usuario: los Precios Estabilizados de Energía (PEE), Potencia (POTREF) y, más recientemente Servicios Asociados, son uniformes en todo el país.








En la práctica, los distribuidores reciben una tarifa mayorista establecida (PEE, POTREF, PET, PES) que luego trasladan (más el VAD e impuestos) al usuario final.

² Sancionada el 3 de noviembre de 2025.

1.4 Resumen de principales reformas regulatorias del MEM

Adicionalmente a las ya comentadas, entre las reformas más relevantes llevadas adelante por el actual Gobierno Nacional podemos resumirlas en el siguiente cuadro:

TABLA 3. Resumen de las principales reformas regulatorias del MEM.

 <p>Crea la Demanda Estacionalizada del Distribuidor MEM asignándole oferta (Generación Asignada).</p>	 <p>Rehabilita contratos en el Mercado a Término (MAT) para todas las tecnologías con un MAT energía y un MAT potencia.</p>	 <p>Readapta el Mercado Spot, espacio para comercializar Energía No MAT y Demanda Estacionalizada no cubierta.</p>
 <p>Cambia el esquema de remuneración hacia un sistema de costos marginales adaptados (de manera gradual).</p>	 <p>Autogestión del combustible de generadores térmicos, con reglas transitorias hasta el fin de la vigencia del Plan Gas – 2028.</p>	 <p>Gradual descentralización de las responsabilidades operativas y comerciales de CAMMESA.</p>
 <p>Se habilitará la importación y exportación de energía con base en acuerdos bilaterales entre privados, con autorización expresa de la SE.</p>	 <p>Nuevas demandas deben asegurar abastecimiento propio adicional.</p>	 <p>Introducción de Esquemas de Reserva de Confiabilidad Base y Adicional, para reforzar la seguridad del SADI.</p>

1.5 Privatizaciones

Asimismo, podemos mencionar las siguientes reformas respecto a ampliaciones de la capacidad de transmisión:

1. **Líneas de uso particular:** En tanto no implique una afectación a las condiciones de competencia en el MEM, el Poder Ejecutivo Nacional podrá autorizar a un Generador, Distribuidor y/o Gran Usuario a construir, a su exclusivo costo y para satisfacer sus propias necesidades, una línea y/o ampliación de la red de transporte, para lo cual dictará la reglamentación que determine las modalidades, características, prioridad de uso, los requisitos técnicos, forma de operación y demás condiciones para obtener la autorización. En este caso, las instalaciones autorizadas no prestarán un servicio público de transporte.
2. Las ampliaciones del SADI podrán ser de libre iniciativa y al propio riesgo de quien la ejecute. Oportunamente, la reglamentación establecerá las diversas alternativas que podrán implementarse.

Adicionalmente, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso la constitución del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, el cual deberá comenzar a funcionar dentro de los 180 días corridos de la publicación del decreto mencionado, para lo cual deberá estar debidamente conformado su Directorio.

En 2024 el Gobierno Nacional puso en marcha un programa de privatizaciones de empresas públicas, en especial del sector energético. Mediante la Ley N° 27.742 (Bases y Puntos de Partida) se incorporó formalmente a firmas estatales como Energía Argentina S.A. (ENARSA) y Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA) al régimen general de privatizaciones. A partir de allí se dictaron varios decretos y resoluciones para enajenar (total o parcialmente) estas compañías.

En el caso de ENARSA se dispuso la separación de las distintas líneas de negocio (gas, petróleo, generación térmica, energías renovables, transmisión) en empresas independientes que se venderán por etapas.

Asimismo, se inició la privatización parcial de NASA, la empresa estatal que opera las centrales nucleares Atucha I, Atucha II y Embalse. El Estado Nacional conservará el 51% del capital accionario, manteniendo así el control societario.

Por último, a través de distintas normas el Poder Ejecutivo avanza con la renovación de las concesiones de centrales hidroeléctricas del Comahue (Alicurá, El Chocón, Cerros Colorados y Piedra del Águila) cuyos contratos de concesión, celebrados en la década de los años '90, se encuentran vencidos.

2

Estructura tarifaria y componentes
de costo de la energía eléctrica
para los usuarios comerciales
e industriales

2.1 Conceptos básicos de la tarifa eléctrica

Las tarifas de electricidad se componen de varios conceptos que reflejan el costo de producir, transportar y distribuir la energía eléctrica. Conforme a la normativa, las tarifas de los servicios suministrados por los Transportistas y Distribuidores serán justas y razonables, debiéndose ajustar a los siguientes principios:

1. Bajo una operación económica y prudente, deben ser suficientes para cubrir los costos operativos, impuestos, amortizaciones de inversiones y una tasa de retorno razonable, bajo una operación eficiente;
2. En el caso de las tarifas de Distribuidores, deberá incluir un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el MEM, considerándose: (i) el precio de las compras en el Mercado Spot y el promedio ponderado de las efectuadas mediante contratos del Mercado a Término en procesos competitivos, (ii) el costo del transporte de alta tensión, y (iii) los servicios administrados por el OED;
3. Asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento.

En el desglose tarifario se destacan cargos fijos y variables: se facturan cargos fijos mensuales (potencia contratada) y cargos variables por consumo eléctrico.

También puede aplicarse recargo por factor de potencia deficiente ($\cos \phi$) en usuarios con baja eficiencia. En todos los casos la energía se mide en kilovatios-hora (kWh) y la potencia en kilovatios (kW), unidades que definen el consumo y la potencia contratada del usuario.

Las facturas de electricidad de los usuarios comerciales e industriales pueden dividirse según el usuario sea suministrado por la Distribuidora (usuarios comerciales e industriales pequeños y GUDIs) o directamente por el MEM (Grandes Usuarios del MEM). En el primer caso, los clientes reciben una única factura compuesta por los siguientes rubros:

1. **Costo de energía y potencia:** representa el costo de la energía adquirida en el MEM. Por un lado, para usuarios regulados (la mayoría de los pequeños consumidores), el precio se fija mediante un Precio Estacional sancionado por la SE y fijado bajo un esquema *pass through*³ por el ente regulador respectivo para su cobro por parte de la Distribuidora. Este componente incluye el valor de la energía consumida (en kWh o MWh), los cargos por potencia (costos por disponer de capacidad firme), el transporte y los servicios asociados.

3 Pass through: es el mecanismo que permite a la Distribuidora pasar a tarifa un valor representativo del costo promedio de compra de electricidad en el MEM.

2. **Transporte:** esta tarifa incluye un cargo por el uso de las redes de alta tensión que remunera la operación de líneas y subestaciones de Transener (transportista de extra alta y alta tensión) y de las distintas transportistas regionales de jurisdicción nacional.

3. **Distribución:** esta tarifa incorpora, adicionalmente al resto de los costos, el VAD, para el caso de usuarios bajo su área de concesión, y Peaje, para el caso de Grandes Usuarios que adquieren la energía eléctrica directamente del MEM. Estos conceptos cubren costos de operación y remuneración del capital, y se actualiza periódicamente conforme los respectivos contratos de concesión y/o regulación aplicable.

4. **Impuestos y tasas:** impuesto al valor agregado (IVA), impuestos provinciales (ingresos brutos) y tasas municipales. Es importante mencionar que algunos municipios aplican tributos adicionales para financiar alumbrado público u obras locales.

5. **Cargos regulatorios:** aportes al Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE) oportunamente utilizados para cargos específicos de promoción de energías renovables, compensaciones tarifarias y ejecución de obras de infraestructura.

En el caso de los Grandes Usuarios que adquieren la energía eléctrica directamente del MEM, reciben dos facturas:

1. Una correspondiente a los servicios de jurisdicción nacional mencionados anteriormente; es decir, costo de energía y potencia, transporte, impuestos y tasas y cargos regulatorios, liquidados por CAMMESA. Para el caso de los Grandes Usuarios con contratos en MATER, y de ahora en más también en el Mercado a Término, además de la factura de CAMMESA, reciben facturas directamente de cada Generador con el que tengan contrato de abastecimiento, incluyendo los cargos que asociados a la energía adquirida en virtud de los mencionados acuerdos.
2. Otra correspondiente a los servicios de distribución, representados bajo el cargo de Peaje, relativo a uso de las redes de media y baja tensión de cada Distribuidora, también aprobado por la autoridad local.

2.2 Subsidios y segmentación

El esquema de subsidios al consumo de energía eléctrica en Argentina no es directo al usuario, si no indirecto a través de cubrimientos de saldos por parte del Tesoro Nacional entre lo que CAMMESA, en representación del MEM, cobra (a Distribuidoras y Grandes Usuarios) y paga (a Generadores, proveedores de combustibles, transmisión). La gestión de estos recursos se realiza a través del Fondo de Estabilización administrado por CAMMESA.

2.3 Tarifas para usuarios comerciales e industriales

Las distribuidoras deben publicar sus cuadros tarifarios aprobados por el ente regulador (ENRE, para el caso de las distribuidoras de jurisdicción nacional, y los entes y organismos provinciales para el caso de las distribuidoras que operan en otras provincias). En estos cuadros se listan las categorías según demanda y tensión.

Por ejemplo, en el caso de las Distribuidoras de jurisdicción nacional, un usuario comercial o industrial grande puede contratar en Baja Tensión (BT), en Media Tensión (MT) o Alta Tensión (AT), pagando para cada caso:

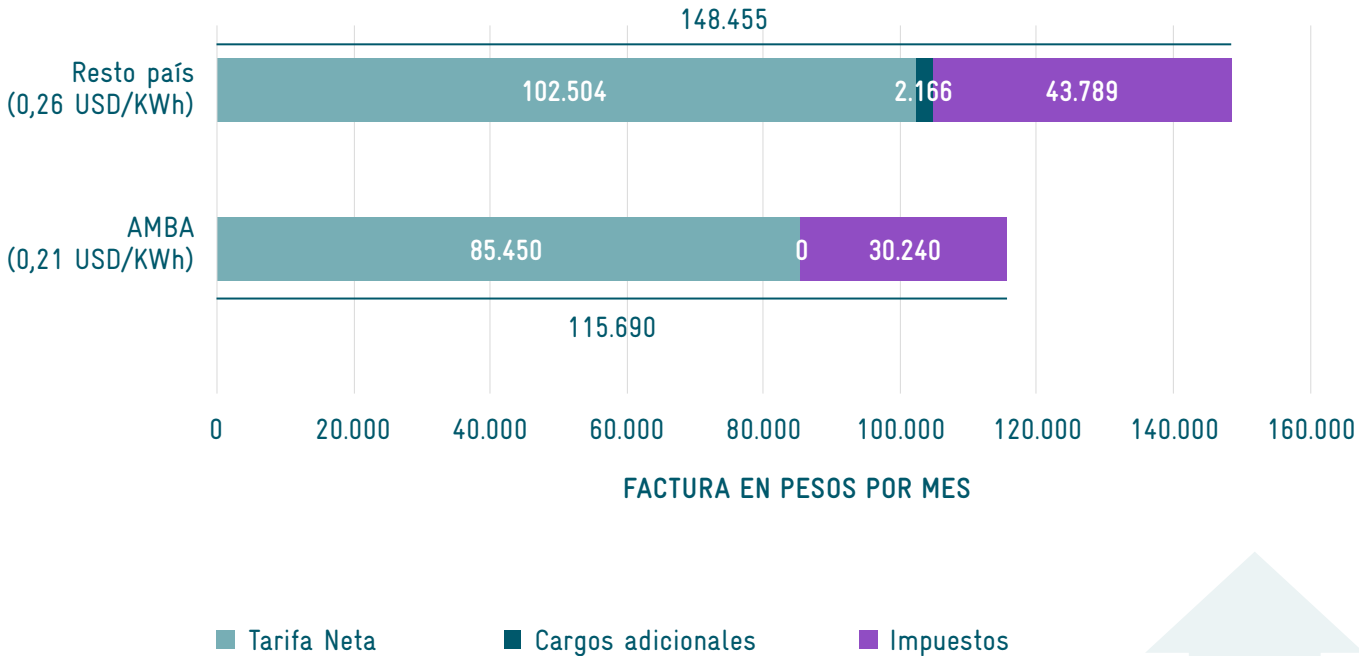
- Un Cargo Fijo (\$/mes),
- Un Cargo por Potencia Contratada (\$/kW-mes),
- Un Cargo por Potencia Adquirida (\$/kW-mes), y
- Un Cargo Variable en hora Pico, Resto o Valle (\$/kWh).

2.4 Variaciones entre jurisdicciones

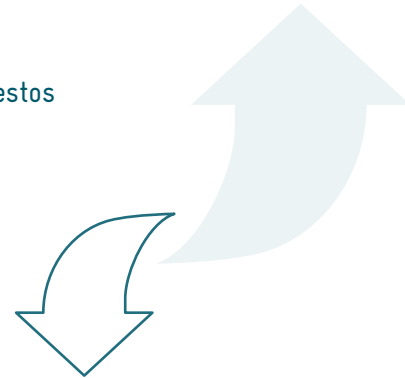
Las tarifas varían significativamente según la provincia y el tipo de prestador (empresa pública, privada o cooperativa) en función de distintos factores tales como:

- 1. El nivel de atomización/dispersión de los usuarios finales a abastecer. Distribuidores con áreas de distribución mayores necesitan mantener mayor cantidad de usuarios finales por kilómetros de líneas de distribución eléctrica.
- 2. La densidad poblacional. Un área de distribución con mayor concentración de usuarios finales requiere menor costo operativo/inversión por usuario.
- 3. La calidad de la infraestructura, que genera costos operativos diferenciados.
- 4. Los niveles de pérdidas (técnicas y no técnicas) que posee cada Distribuidor.
- 5. Las políticas llevadas adelante en cada jurisdicción, teniendo en cada caso distintos niveles de actualización del componente de distribución (VAD).
- 6. Los impuestos y cargos adicionales que cada jurisdicción ha sumado a las facturas de energía eléctrica.

ILUSTRACIÓN 4. Variaciones entre jurisdicciones - Usuario industrial/comercial de 500 KWh-mes en Abril 2025.



Fuente: Elaborado en base a Usina para el Desarrollo Energético Argentino – UDEA – y ADEERA.



3

Mecanismos de Acceso a Energía
Renovable por parte de usuarios
comerciales e industriales

3.1 Consideraciones Preliminares

La Ley 27.191 (modificatoria de la 26.190) estableció metas de consumo de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (8% en 2017, 20% en 2025, entre otros objetivos) aplicables a todos los usuarios. En particular, la Ley mencionada identifica a aquellos usuarios con consumos superiores a 300 kW, que son los Grandes Usuarios del MEM y los GUDIs, que están obligados a alcanzar los objetivos fijados en cada etapa, a través de:

1. la adquisición de energía renovable a través del **mecanismo de compras conjuntas** de CAMMESA, mecanismo al que están sujetos por defecto, sin necesidad de trámite o gestión alguna, y que consiste básicamente en que la energía renovable necesaria para el cumplimiento de la obligación es adquirida por CAMMESA en el MEM y nominada a los Grandes Usuarios (con traslados de costos incluidos);
2. la **autogeneración de energía eléctrica de origen renovable**, a través de mecanismos generales o del Régimen de Generación Distribuida (Ley 27.424);
3. la **contratación a generadores renovables a través del MATER**.

A este tipo de usuarios la normativa los denomina Grandes Usuarios Habilitados (GUH). En los últimos dos casos mencionados el GUH puede o no ejercer la opción de salida del mecanismo de compras conjuntas.

3.2 Compras Conjuntas

La energía eléctrica renovable que es adquirida por CAMMESA, a través de los contratos de abastecimiento suscriptos en el marco de las distintas rondas del Programa RenovAr y otros esquemas de adquisición instruidos por la SE, son asignados por defecto para el cumplimiento de las metas de los GUH, bajo el mecanismo denominado de Compras Conjuntas. En ese sentido, los GUH que no opten por salirse de este esquema para autogenerarse o suscribir contratos de abastecimiento en el marco del MATER, quedan automáticamente incluidos en estas Compras Conjuntas.

Los usuarios incluidos cumplen la obligación legal a través de la porción de energía renovable que CAMMESA efectivamente entregue al mercado cada año, aunque la meta no sea efectivamente alcanzada. En este último caso el GUH no es penalizado: paga solo por la fracción renovable realmente suministrada en el esquema más los cargos de administración y comercialización asociados a esa Compra Conjunta. Las penalidades por incumplir la meta legal solo aplican a los GUH que salieron del mecanismo conjunto y luego no cubrieron el porcentaje obligatorio con autogeneración o contratos de abastecimiento en el MATER.

Si bien permanecer en el mecanismo administrado por CAMMESA ofrece simplicidad y cobertura automática de la obligación legal sin riesgo de sanciones, existiendo incentivos económicos para que los GUH migren a contratos de abastecimiento con Generadores. Es así que a los GUH que dejan las Compras Conjuntas se les descuenta el Cargo de Reserva de Potencia y se exime del pago de los Cargos de Comercialización y Administración asociados a CAMMESA. Estas ventajas, sumadas a la reducción en el costo de energía renovable adquirida, hacen que muchos GUH decidan salirse de este esquema.

3.3 Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER)

El MATER es el mercado donde Generadores renovables y Grandes Usuarios pueden celebrar contratos bilaterales de suministro de mediano y largo plazo de energía eléctrica de fuente renovable.

En este sentido, la normativa posibilita las transacciones a término de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, no requiriéndose el respaldo de potencia. Los proyectos renovables privados deben obtener de CAMMESA prioridad de despacho en rondas competitivas.

Actualmente, los Grandes Usuarios que contratan energía renovable en el MATER suelen obtener precios inferiores a los del mecanismo de Compra Conjunta e incluso a los regulados en el Mercado Spot. Además, los contratos privados ofrecen estabilidad a largo plazo en dólares (evitando la volatilidad del costo de energía fósil) y mejoran el perfil ambiental de las empresas (huella de carbono).

En el MATER las partes negocian libremente plazos, precios y condiciones del contrato de abastecimiento de energía eléctrica renovable. La duración típica de los contratos es de 5 a 10 años. La contratación en dólares estadounidenses es habitual para viabilizar la financiación de los proyectos, pero no es una imposición legal sino un requerimiento de mercado.

3.4 Autogeneración

El régimen de autogeneración de energía eléctrica surge de la Ley 24.065 y de las resoluciones de la SE que permiten a los usuarios instalar plantas propias para satisfacer su demanda y comercializar excedentes.

Si bien la Ley 27.424 (Régimen de Generación Distribuida) promovió que usuarios pequeños y medianos instalen generación eléctrica renovable para autoconsumo con inyección de excedentes en red, dicho régimen excluye a los grandes usuarios y a instalaciones de escala mayor a los 12MW de potencia. Por lo tanto, los Grandes Usuarios que desean autogenerar o cogenerar energía deben encuadrarse en otros esquemas normativos del MEM.

Adicionalmente es importante mencionar que existe en la regulación la figura del Autogenerador Distribuido para habilitar a un mismo agente del MEM a operar su central de generación eléctrica en un nodo y consumir esa energía en otro nodo distinto del SADI, compensando de esta manera su consumo en diferentes ubicaciones bajo un mismo titular.

3.5 Régimen de Generación Distribuida

En 2017 se sancionó la Ley 27.424 que aprobó el “Régimen de Fomento a la Generación distribuida de Energía Renovable e integrada a la Red Eléctrica Pública”. Dicha norma tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los Distribuidores de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias. Cabe señalar que algunas provincias (entre ellas, Mendoza, Jujuy, Santa Fe, Salta, Río Negro) ya habían regulado con anterioridad a esta ley la posibilidad de que los usuarios inyecten a la red la energía renovable excedente de su autogeneración.

A través de esta norma, se creó la figura del “Usuario-Generador” que es todo usuario del servicio público de distribución (residencial y pequeño comercio e industria) que dispone de equipamiento de generación de energía eléctrica renovable y reúne los requisitos técnicos para inyectar a la red los excedentes de su autoconsumo, requiriendo aprobación previa por parte del Distribuidor. La tope de potencia de dichas instalaciones es hasta una potencia equivalente a la que tiene el Usuario-Generador contratada para su demanda, con un máximo de 12MW.

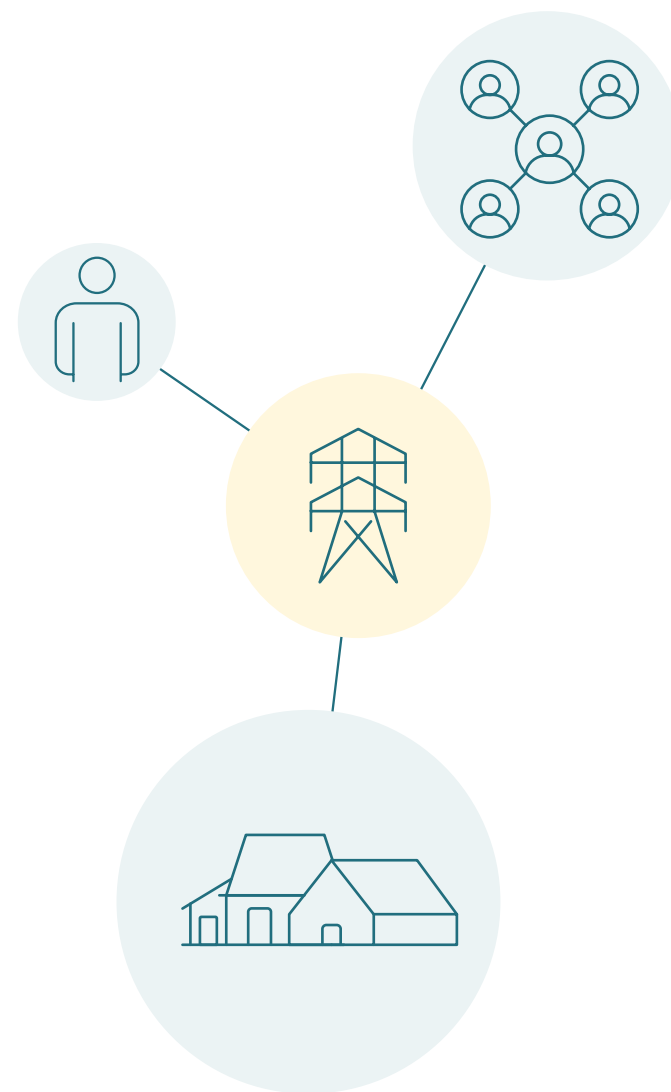
En particular, existen tres tipos de Usuarios-Generadores (UG) que pueden vender sus excedentes al sistema: los Individuales, los Comunitarios y los Comunitarios Virtuales. En el caso de la figura del Usuario-Generador Comunitario, los usuarios participantes declaran su porcentaje de participación y reciben una remuneración económica por la energía inyectada del proyecto acorde a dicha participación. Por su parte, los Usuarios-Generadores Comunitarios Virtuales, se incorpora a la figura anterior la posibilidad de medición en tiempo real tanto de lo inyectado como de lo consumido por los integrantes del proyecto, permitiendo el autoconsumo virtual y maximizando la rentabilidad final para los participantes del mismo.

Además, estas categorías pasan a subdividirse por la potencia instalada de los equipos que conecten a la red en Usuarios-Generadores pequeños (UGpe), hasta los 3 kW; Usuarios-Generadores medianos (UGme), mayor a 3 kW y de hasta 300 kW; y Usuarios-Generadores mayores (UGma), mayor a 300 kW y hasta 12 MW.

La Ley establece un mecanismo de balance neto de energía. El Usuario-Generador consume su propia generación renovable y puede inyectar los excedentes a la red; a cambio recibe una compensación en su factura por la energía entregada. En la práctica, la normativa reglamentaria determinó que la Distribuidora debe descontar de la factura el valor de la energía inyectada y acumular créditos en caso de excedentes netos. La tarifa de inyección es entonces equivalente al costo evitado de compra para la Distribuidora.

Dado que la distribución eléctrica es jurisdicción provincial, la implementación plena del régimen requiere que cada provincia dicte una ley de adhesión a la ley nacional. Esta adhesión habilita a los usuarios locales a acceder a los beneficios fiscales y obliga a las Distribuidoras de jurisdicción provincial a permitir las interconexiones conforme el marco nacional. Las provincias adheridas típicamente incorporan en su ley exenciones impositivas locales para favorecer a los Usuarios-Generadores.

Uno de los mayores beneficios que tiene para el sistema eléctrico nacional el desarrollo de este mercado de generación renovable atomizado en pequeños centros de generación es la posibilidad de ahorrar costos, diferir la realización de obras y disminuir las pérdidas en la transmisión de energía eléctrica.



4

Escenarios de costos de energía eléctrica según la estrategia de abastecimiento

4.1 Consideraciones preliminares

Es importante mencionar que el presente informe se ha elaborado en paralelo al inicio del proceso de reformas en el esquema de establecimiento de precios en el MEM, por lo cual se debe considerar que, a los efectos del análisis de costos que se realiza en esta sección, se utilizan valores tarifarios bajo un esquema que se verá modificado en los meses próximos. En ese sentido las cifras expresadas deberán actualizarse conforme a precios y tarifas finales que rijan a partir del proceso que ha iniciado el 1 de noviembre de este año.

4.2 Descripción de escenarios y supuestos para el análisis

Para ilustrar la composición de la factura de un usuario comercial e industrial de tamaño medio, se presenta el siguiente análisis considerando tres tipos de empresas Distribuidoras que podrían representar la situación de la gran mayoría de ellas:

1. Empresa distribuidora de jurisdicción nacional, para el cuál se tomará el caso de la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (EDENOR), cuya área de concesión comprende parte del AMBA.
2. Empresa distribuidora privada de jurisdicción provincial, para el cuál se tomará el caso de la Empresa de Energía de Río Negro (EDERSA), cuya área de concesión abarca casi la totalidad de la Provincia de Río Negro.
3. Empresa distribuidora del estado provincial, para lo cual se toma el caso de Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial (SECHEEP), cuya área de concesión comprende la totalidad de la Provincia del Chaco.

Conforme a las distintas alternativas que posee el usuario comercial e industrial para el suministro de su consumo eléctrico, y considerando también dos segmentos de demanda (pequeña y grande), se fijan los siguientes escenarios de alternativas de abastecimiento para cada una de las Distribuidoras antes enumeradas:

1. **Usuario comercial e industrial pequeño** con una potencia contratada de 20kW, una potencia registrada de 15 kW y un consumo promedio mensual de 6.100 kW/h. Para este caso se considerarán dos escenarios.
 - Adquiriendo la totalidad de su abastecimiento de energía eléctrica del Distribuidor.
 - Autogeneración bajo el Régimen de Generación Distribuida.
2. **Gran Usuario del Distribuidor (GUDI)** con una potencia contratada de 1.800 kW, una potencia registrada de 1.258 kW y un consumo promedio mensual de Energía Punta por 156.113 kW/h, Energía Resto por 382.997 kWh y Energía Valle por 182.683 kW/h. Para simplificar el análisis se consideran dichos consumos como promedios mensuales para cada rango horario.
 - Adquiriendo la totalidad de su abastecimiento de energía eléctrica del Distribuidor.
 - Adquisición de energía eléctrica renovable en el marco del MATER.

A los efectos del análisis, se han considerado los siguientes supuestos:

- A la potencia y energía demandada, según lo expresado anteriormente, se aplicaron los cuadros tarifarios del año móvil (Noviembre 2024-Octubre 2024), a fin de considerar estacionalidad. Se unificaron los cargos fijos por un lado y los variables por otro, a fin de dividir el costo en dos conceptos, potencia y energía, indistintamente del costo según el rango horario.
- Los valores obtenidos fueron dolarizados al tipo de cambio de la Comunicación “A” 3500 del BCRA correspondiente a cada mes.
- Luego se estandarizó el valor total de la factura teórica (sin impuestos, tasas y cargos extras) en MWh (en dólares estadounidenses) a fin de poder hacerlos comparativos entre los distintos escenarios.
- En el caso del usuario comercial e industrial pequeño, se considera que se abastece parcialmente (40%) con autogeneración distribuida de fuente solar fotovoltaica, sin inyección de excedentes. Para ello se estimó un costo nivelado de la energía (LCOE) bajo los siguientes parámetros: Inversión - 650 USD/kW; tasa de descuento anual real en dólares - 8%; costo de operación y mantenimiento fijo - 6,3 USD/kW/año; recambio de inversor - 7% de la inversión inicial en año 12; vida útil 25 años; degradación 0,5% por año; factor de carga según localización (Buenos Aires - 17,5%, Chaco - 21,0% y Río Negro 19,1%).
- En el caso de GUDI, se considera que contractualiza en el MATER el 100% de su consumo de energía eléctrica.

4.3 Análisis de costos de energía eléctrica en los escenarios propuestos

Luego del análisis realizado podemos observar los siguiente:

- Existen dispersión del costo en MWh para un mismo consumo de potencia y energía según sea la Distribuidora que abastece al usuario. Los motivos que lo explican se han expresado anteriormente.
- En el caso del usuario comercial e industrial pequeño, existen distintos esquemas de cargos fijos y variables entre las Distribuidoras.
- En función de ello, los ahorros son dispares. Particularmente en el caso del usuario comercial e industrial pequeño, bajo su estrategia de autogeneración, logra ahorros en todos los escenarios.
- Por su parte, el GUDI, bajo los costos existentes hasta el 31 de octubre de este año, existen ahorros sólo en el caso de un área de concesión debido, principalmente, a la baja relación del costo del peaje en relación a la alternativa de tarifa final.



TABLA 4. Análisis de costos de energía eléctrica para (i) el usuario comercial e industrial pequeño, y (ii) GUDI

USUARIO COMERCIAL E INDUSTRIAL PEQUEÑO				GRAN USUARIO DEL DISTRIBUIDOR (GUDI)			
	EDENOR	SECHEEP	EDERSA		EDENOR	SECHEEP	EDERSA
1.1. Adquisición de la totalidad del consumo al Distribuidor				2.1. Adquisición de la totalidad del consumo al Distribuidor			
Potencia* (USD/MWh)	55.5	0.66	3.21	Potencia* (USD/MWh)	21.2	21.3	36.3
Energía (USD/MWh)	67.6	133.3	173.2	Energía (USD/MWh)	64.0	79.5	68.4
Tarifa Promedio Total sin impuestos (USD/MWh)	123.1	134.0	176.4	Tarifa Promedio Total sin impuestos (USD/MWh)	85.2	100.8	104.7
1.2. Autogeneración bajo el Régimen de Generación Distribuida				2.2. Adquisición de la totalidad del consumo en el MATER			
% de energía comprada a la Distribuidora	60%	60%	60%	Precio de Contrato (USD/MWh)	62.0	62.0	62.0
% de energía generada por el sistema de GD	40%	40%	40%	Potencia y adicionales (USD/MWh)	12.0	12.0	12.0
LCOE (USD/MWh)	46.8	39	42.9	Peaje (USD/MWh)	18.3	19.7	34.8
Pago de potencia (USD/MWh)	55.5	0.7	3.2	Tarifa Promedio Total sin impuestos (USD/MWh)	92.3	93.7	108.8
Costo promedio de energía (USD/MWh)	59.3	95.6	121.0	Ahorro/Pérdida estimado - (USD/MWh)	-7.1	7.1	-4.1
Costo total (USD/MWh)	114.8	96.3	124.2				
Ahorro/Pérdida estimado - (USD/MWh)	8.3	37.7	52.2				

*Se incluye el costo fijo

Entre los supuestos más relevantes a los efectos de la elaboración de la tabla precedente, podemos mencionar los siguientes:

- Los valores de Potencia (USD/MWh), de Energía (USD/MWh) y Peaje (USD/MWh) se calcularon para cada tipo de usuario en función de los cuadros tarifarios vigentes de cada Distribuidora del último año móvil (noviembre 2024 a octubre 2025) dividido por la energía consumida conforme a los supuestos de demanda de cada usuario tomado de referencia. Los valores en pesos se dolarizaron al tipo de cambio de la Comunicación "A" 3500 del BCRA del último día hábil del mes anterior al cuadro tarifario que se trate. Se ha utilizado este tipo de cambio, toda vez que es el de referencia para conversión peso argentino – dólar estadounidense en las transacciones del MEM.
- Para fijación del Precio de Contrato (USD/MWh) del MATER se relevó precios promedios actuales para contratos de abastecimiento con centrales de generación fotovoltaica y eólica y un plazo de entre 5 y 10 años.

5

Barreras, riesgos, recomendaciones
y oportunidades

5.1 Introducción

Los usuarios comerciales e industriales en Argentina disponen de tres mecanismos para incorporar energías renovables, cada uno con ventajas y limitaciones. Las compras conjuntas de CAMMESA ofrecieron seguridad de suministro a la mayoría de la GUH, principalmente los más pequeños, pero actualmente su futuro se ve limitado. Por su parte, el MATER es la vía más flexible para este tipo de usuarios, aunque conlleva riesgos de mercado propios de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica (riesgo de contraparte, variabilidad, etc.). Por otro lado, la generación distribuida permite a cualquier usuario, independientemente de su tamaño, generar localmente, reduciendo exposición a precios mayoristas, pero depende del marco jurídico provincial y de factores técnicos internos del usuario.

En general, las principales barreras regulatorias identificadas son la incertidumbre legal, la fragmentación normativa provincial en generación distribuida, las demoras en aprobación de proyectos de generación distribuida, y las limitaciones técnicas de la red eléctrica (congestión de SADI).

5.2 Barreras y riesgos

A continuación, se enumeran barreras y riesgos a considerar

- 1. Riesgo regulatorio.** La inestabilidad macro-económica genera cambios frecuentes en precios estacionales, subsidios y regulaciones. La liberalización en debate podría modificar las reglas de despacho y de formación de precios.
- 2. Riesgo cambiario y financiero.** La depreciación del peso y la brecha entre el dólar oficial y el contado con liquidación afectan la rentabilidad de inversiones en dólares estadounidenses y el peso relativo de gasto en suministro eléctrico de los usuarios comerciales e industriales.
- 3. Riesgo por limitaciones en infraestructura.** Los retrasos en obras de transmisión y gasoductos pueden limitar la evacuación de energía renovable y aumentar los costos por congestión y despacho de unidades menos eficientes. Si bien la normativa prevé prioridad de despacho para la energía eléctrica renovable, la congestión de la red también es una restricción, pudiendo limitar la concreción de proyectos en nodos de red muy cargados, retrasando oferta futura.
- 4. Riesgos técnicos y operativos.** La autogeneración requiere espacio y condiciones adecuadas. El usuario intensivo en energía debe prever la variabilidad propia de cada tecnología y evaluar complementarla con almacenamiento o contratos de respaldo. El usuario también asume el riesgo de que la instalación se comporte según lo esperado: eficiencia de paneles, fallas de inversores, mantenimiento.
- 5. Riesgos ambientales y sociales.** Proyectos hidroeléctricos y eólicos enfrentan oposición local; la normativa exige consultas y planes de remediación.
- 6. Riesgos Contractuales.** La contractualización de energía eléctrica renovable en el marco del MATER conlleva riesgo de contraparte. Si el generador sufre retrasos o incumple producción, el comprador deberá obtener energía por otro medio a un costo potencialmente más alto.
- 7. Capacidad institucional.** La multiplicidad de entes (Secretaría de Energía, ENRE, entes provinciales) y la superposición de competencias pueden generar demoras en aprobaciones de proyectos de autogeneración. Además, el retorno de la inversión depende de la estructura tarifaria local y los créditos fiscales que efectivamente se encuentren vigentes. Por otra parte, en la factura eléctrica del usuario-generador puede suceder que algunos cargos fijos o tasas provinciales no se compensen totalmente al aplicar la medición neta, reduciendo el ahorro proyectado.

5.3 Recomendaciones para la optimización de la matriz energética de usuarios comerciales e industriales

A continuación, se enumeran algunas recomendaciones para usuarios comerciales e industriales a fin de optimizar su abastecimiento de energía eléctrica:

- 1. Implementar sistemas de gestión de energía y de eficiencia energética.** Realizar auditorías energéticas integrales y adoptar sistemas de gestión (p.ej. ISO 50001) para optimizar la gestión del consumo energético. Asimismo, en los casos que apliquen, implementar sistemas de cogeneración en industrias con altos requerimientos térmicos puede mejorar la eficiencia energética y reducir el consumo eléctrico en usuarios industriales.
- 2. Realizar prefactibilidad técnica y económica – financiera** de las distintas alternativas de abastecimiento de energía eléctrica que permite la regulación, considerando inversiones asociadas, precios de inyección de excedentes, impuestos.
- 3. Diversificar las fuentes de abastecimiento eléctrico,** considerando, según la categoría a la que corresponda el usuario comercial e industrial, la posibilidad de autogeneración, y/o, incluso, la adquisición de energía eléctrica de fuente renovable. En este sentido se pueden evaluar las siguientes opciones:
 - **Contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable de mediano o largo plazo.** Negociar contratos de abastecimiento de energía eléctrica con generadores renovables, en el marco del diseño de estrategias de compra que incluyan eficiencia y sostenibilidad, permitiría en el mediano y largo plazo reducir costos operativos y emisiones sin sacrificar producción. En este caso resulta importante negociar cláusulas contractuales sólidas, incluyendo plazos de garantía de inicio (COD), penalidades por retrasos/incumplimientos, cláusulas de revisión en caso de fallas reglamentarias, y ajustes de precio.
 - **Autogeneración.** En línea con el punto anterior, de forma sustituta o complementaria, instalar generación renovable “en sitio” para reducir compras de red, incluso complementando con almacenamiento o esquemas de gestión de demanda para amortiguar picos de consumo, permite asegurar un suministro estable y sostenible. Optimizar el proyecto técnico, dimensionando la instalación según curva de demanda propia y considerando instalar baterías si la tarifa tiene cargos fijos elevados.
 - **Alternativas colaborativas,** como el caso de Usuarios – Generadores Comunitarios, explorando alianzas con otras empresas para proyectos conjuntos, compartiendo costos y excedentes.
- 4. Planificar financieramente,** aprovechando al máximo los incentivos fiscales disponibles y las opciones de financiamiento que suelen dirigirse a la implementación de proyectos de generación eléctrica renovable (ejemplos de ello tenemos en líneas del Banco de la Nación Argentina, bancos provinciales, y el Consejo Federal de Inversiones).

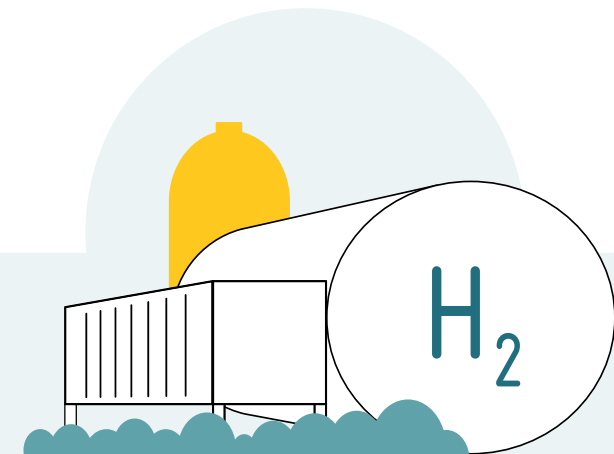
5.4 Estrategias para proyectos de hidrógeno

A efectos de evaluar la viabilidad de proyectos de hidrógeno (y amoníaco) verde en Argentina que cumplan con los criterios establecidos por la Unión Europea (UE), deben considerarse los Reglamentos Delegados (UE) 2023/1184 y 2023/1185 y las Directivas (UE) 2018/2001 y 2023/2413. En este marco, los mismos deben poder certificarse como Combustibles Renovables de Origen No Biológico (RFNBO, por sus siglas en inglés). Para ello la regulación europea exige, para que el hidrógeno sea considerado RFNBO, que la electricidad usada proviene íntegramente de fuentes renovables, garantizándose su trazabilidad.

Actualmente, en función, principalmente, de diferencias estructurales y operativas del mercado eléctrico en Argentina con el mercado europeo, la posibilidad de garantizar la trazabilidad se ve limitada. No obstante ello, en función de aspectos del MEM en Argentina, tales como la generación eléctrica de fuente renovable cada vez más abundante, la regionalización operativa del MEM, una regulación que tiende hacia

la liberalización del mercado, y fuentes confiables de información respecto a las fuentes de generación eléctrica, se podrían sentar las bases para eventuales adecuaciones regulatorias que permitan garantizar la trazabilidad exigida por la normativa europea.

En ese sentido, resulta recomendable seguir los criterios RFNBO en el diseño de cualquier proyecto de hidrógeno en Argentina, considerando para ello la ubicación, el esquema de conexión a la red, la configuración de la central de generación, la estrategia de abastecimiento, entre otros. A fin de profundizar respecto al punto aquí tratado, se recomienda la lectura de “Criterios de la Unión Europea para certificación de H2 renovable y productos PtX - Edición Argentina” (International PtX Hub, 2025).



5.5 Hoja de ruta para empresas argentinas

La transición energética no se logra con una decisión puntual, sino a través de un proceso continuo de planificación, inversión y aprendizaje. Las empresas que pretendan revisar su matriz energética deberán diseñar una hoja de ruta con hitos claros. A modo de guía se establecen los siguientes:

ILUSTRACIÓN 5.
Hoja de ruta para
empresas argentinas.



1

DIAGNÓSTICO INICIAL Y FIJACIÓN DE OBJETIVOS.

Evaluar los consumos de energía, la huella de carbono y los costos asociados a través de auditorías energéticas que permitan encontrar oportunidades de eficiencia y de sustitución por energía eléctrica de fuente renovable.

2

DISEÑO DE ESTRATEGIA DE DESCARBONIZACIÓN.

Elaboración de estrategia climática integral para cumplimiento de metas de reducción de emisiones de GEI que combine múltiples acciones: mejoras de eficiencia energética, sustitución de combustibles fósiles por energías renovables, electrificación de procesos, optimización de logística, entre otras.

3

GOBERNANZA INTERNA Y GESTIÓN DE RIESGOS.

Compromiso de la alta dirección en materia climática, incorporando estos objetivos en la visión y toma de decisiones, generando equipos internos que coordinen la implementación de una hoja de ruta. Adicionalmente incorporar la gestión de riesgos climáticos en la planificación empresarial.

4

SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS Y PROVEEDORES.

Las empresas deben evaluar qué tecnologías energéticas y proveedores son más adecuados para cumplir sus metas de transición, según su contexto operativo y formas más óptimas de abastecimiento eléctrico.

5

FINANCIAMIENTO Y ESTRUCTURACIÓN CONTRACTUAL.

Desarrollar una estrategia financiera que asegure la viabilidad económica del plan, ya sea a través de recursos propios o de terceros (bancos, organismos multilaterales de crédito, bonos verdes, etc.). También es crucial la estructuración contractual de los proyectos (PPAs, EPC, entre otros).

6

IMPLEMENTACIÓN Y SEGUIMIENTO.

Pasar de la planificación a la acción: construir, instalar y poner en funcionamiento las mejoras energéticas, y a la vez instaurar un sistema robusto de medición (KPIs) y control que garantice que todo se ejecute según lo planificado. Comunicar interna y externamente los logros parciales.

7

REVISIÓN Y ADAPTACIÓN.

Esta etapa cierra el círculo de la gestión energética en un proceso de descarbonización del consumo de la empresa. Permite consolidar los avances, corregir las desviaciones y realimentar el ciclo de planificación.

5.6 Oportunidades para actores internacionales

El proceso de descarbonización de Argentina abre un amplio rango de oportunidades para inversores, fabricantes y compradores internacionales. Entre los nichos más atractivos se destacan:

1. **Inversión en proyectos renovables y de hidrógeno.** Argentina ofrece un mercado energético sin restricciones para capital extranjero. Algunos programas de estímulos facilitan la inversión en grandes proyectos renovables o de hidrógeno. Así es el caso del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI), el cual otorga estabilidad y beneficios fiscales y cambiarios a proyectos de gran escala, incluyendo energía.
2. **Provisión de tecnología y servicios.** Hay demanda de generadores eólicos, paneles solares, turbinas de gas eficientes, baterías, sistemas de almacenamiento, soluciones de eficiencia y electrificación industrial, modernización de redes y flexibilidad por lo que proveedores de bienes y servicios internacionales pueden suministrar capital, equipos y conocimiento técnico.
3. **Compra de certificados de energía renovable y contratos de suministro.** Existe un mercado incipiente de Certificados de Energía Renovable (I-REC) activos en Argentina. Algunos proyectos de generación de energía eléctrica renovable han emitido certificados por cada MWh renovable para trazabilidad y reporte utilizados principalmente por compradores locales.
4. **Financiación sostenible.** Argentina posee un mercado de bonos temáticos en crecimiento. Vale destacar el Panel de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables (SVS) y de Bonos vinculados a la Sostenibilidad (VS) de BYMA para emitir deuda certificada con uso de fondos verdes/sociales. Asimismo, bajo regulación especial, se han constituido varios Fondos Comunes de Inversión con criterios Ambientales, Sociales y de Gobernanza.



6

Conclusiones



Los usuarios comerciales e industriales de energía eléctrica en Argentina deben adoptar un rol proactivo frente al nuevo escenario energético. Tal como estudiamos en este informe, éstos, indistintamente del tamaño de su demanda de energía eléctrica, en función de los cambios regulatorios recientes, deben necesariamente evaluar las distintas alternativas de suministro para optimizar el costo eléctrico.

En primer lugar, resulta necesario incorporar esta evaluación en el marco un plan estratégico más global, que incluya ejes, objetivos y acciones que propendan a la reducción de GEI, con metas claras y medibles.

Respecto al consumo energético, es recomendable que los usuarios comerciales e industriales evalúen, por un lado, mejoras en la gestión de la energía, propendiendo hacia la eficiencia energética en su consumo y, por otro, optimización en la estrategia de abastecimiento, a fin de reducir costos finales de cada kWh consumido.

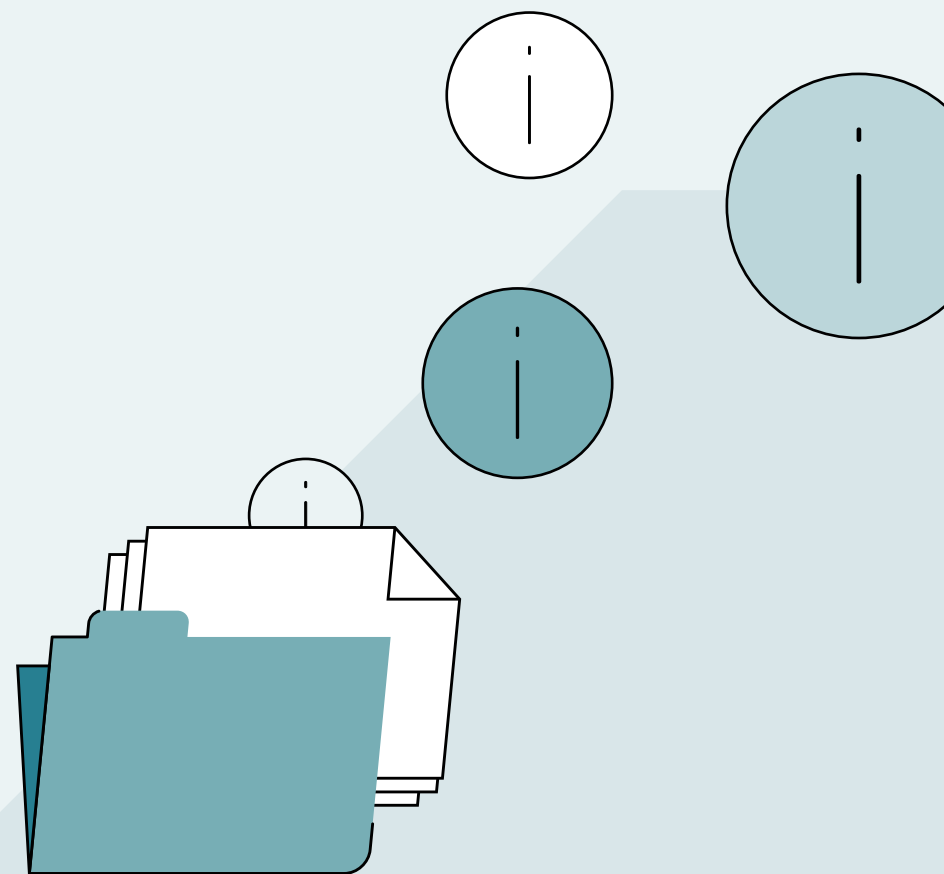
La mejora de la eficiencia energética a través de la implementación de sistemas de gestión de energía, incorporación de equipos de bajo consumo y procesos más eficientes reduce los costos operativos de los comercios e industrias.

Por el lado del abastecimiento, este tipo de usuarios pueden complementar su suministro con generación propia renovable aprovechando el Régimen de Generación Distribuida (cuyo tope de autogeneración actualmente es 12 MW), o bien el marco de autogeneración renovable para Grandes Usuarios.

Asimismo, mecanismos como el MATER, han permitido que Grandes Usuarios celebren contratos de abastecimiento con Generadores de energía eléctrica de fuente renovable. En la práctica, las empresas que adhieren al MATER suelen cubrir entre el 20% y hasta el 100% de su demanda con renovables. Esto les asegura precios competitivos y estabilidad de suministro en contratos de entre 5 y 10 años.

En definitiva, combinando energía eléctrica de fuente renovable (autogeneración o contratada) con medidas de eficiencia, las empresas pueden mejorar su competitividad y mitigar riesgos en un contexto de desafíos económicos y de reducción de emisiones.

Anexo



Anexo 1 Checklist de transición energética para pymes argentinas

A continuación, se presenta un checklist global organizado por etapas claves, con acciones, objetivos e indicadores sugeridos para ayudar a planificar y monitorear la transición energética de una pequeña o mediana empresa.

Etapas	Acciones	Objetivo	Indicadores sugeridos de cumplimiento
Diagnóstico inicial y fijación de objetivos	Realizar un diagnóstico energético inicial: evaluar los consumos de energía, la huella de carbono y los costos asociados mediante una auditoría energética. A partir de ello, identificar oportunidades de eficiencia y posibilidades de sustituir combustibles fósiles por fuentes de energía renovable.	Entender la situación energética actual de la empresa y fijar objetivos claros de mejora.	Auditoría energética completada; huella de carbono calculada; objetivos de reducción definidos.
Diseño de estrategia de descarbonización	Elaborar una estrategia climática integral que combine múltiples acciones (eficiencia energética, energías renovables, electrificación de procesos, optimización logística, etc.) para cumplir las metas de reducción de emisiones de GEI.	Definir un plan de acción detallado para reducir emisiones y cumplir los objetivos climáticos de la empresa.	Estrategia de descarbonización documentada; acciones concretas identificadas; metas de reducción de GEI validadas.
Gobernanza interna y gestión de riesgos	Asegurar el compromiso de la alta dirección e integrar los objetivos climáticos en la visión y decisiones de la empresa. Designar un responsable o equipo interno para coordinar la implementación de la hoja de ruta e incorporar la gestión de riesgos climáticos en la planificación empresarial.	Asegurar apoyo de la dirección y establecer la estructura interna necesaria para ejecutar la transición energética.	Estructura de gobernanza establecida (equipo o responsable asignado); objetivos climáticos integrados en la estrategia corporativa; evaluación de riesgos climáticos realizada.
Selección de tecnologías y proveedores	Evaluar las opciones tecnológicas disponibles (energías renovables, equipos eficientes, etc.) y elegir proveedores confiables que se adecuen al contexto operativo y las necesidades de la PYME.	Identificar las soluciones tecnológicas más adecuadas y seleccionar proveedores confiables para implementar la transición energética.	Comparativa de opciones tecnológicas realizada; proveedores seleccionados; plan de implementación definido.
Financiamiento y estructuración contractual	Desarrollar un programa de financiamiento para asegurar la viabilidad económica de los proyectos (recursos propios, créditos, inversores, subsidios, etc.). Definir la modalidad contractual apropiada para cada proyecto (ej.: contratos de abastecimiento de energía eléctrica -PPA-, contratos de construcción -EPC-).	Asegurar la viabilidad económica y legal de los proyectos de transición, contando con financiamiento y contratos adecuados.	Estrategia de financiamiento definida; fuentes de fondos aseguradas; contratos claves (PPA, EPC) negociados o firmados.
Implementación y seguimiento	Ejecutar las mejoras energéticas planificadas (instalación de equipos, obras, etc.) conforme al plan. Implementar un sistema de monitoreo con indicadores (KPIs) para controlar el desempeño y corregir desvíos. Comunicar interna y externamente los avances logrados.	Materializar las acciones planificadas y monitorear su progreso para garantizar el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones.	Proyectos implementados según lo planificado; sistema de monitoreo (KPIs) en funcionamiento; informes de avance periódicos; comunicación de resultados realizada.
Revisión y adaptación	Evaluar los resultados obtenidos frente a las metas iniciales al cierre de cada ciclo. Identificar desviaciones o nuevas oportunidades y actualizar la hoja de ruta de transición energética en función de las lecciones aprendidas.	Consolidar los logros alcanzados y ajustar la estrategia para el siguiente ciclo del proceso definido, asegurando la mejora continua.	Informe de resultados y lecciones aprendidas elaborado; plan de acción actualizado; ajustes incorporados a la estrategia de transición energética y descarbonización.

Bibliografía

- CAMMESA (2024). Informe anual 2024: Mercado Eléctrico Mayorista. <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informe%20Anual/2025/Informe%20Anual%202024.pdf>. Accedido en Noviembre 2025.
- CAMMESA. (2025, octubre). Informe mensual: Principales variables del mes. https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Sintesis%20Mensual/Informe%20Mensual_2025-10.pdf. Accedido en Noviembre 2025.
- CAMMESA. (s.f.). Sitio web de CAMMESA. <https://www.cammesa.com>. Accedido en Noviembre 2025.
- Decreto N° 450/2025. (4 de julio de 2025). [Del Poder Ejecutivo Nacional]. Boletín Oficial. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/327922/20250707>. Accedido en Noviembre 2025.
- ENRE. (s.f.). Ente Nacional Regulador de la Electricidad. <https://www.enre.gov.ar>. Accedido en Noviembre 2025.
- International PtX Hub. (2025). Criterios de la Unión Europea para certificación de hidrógeno renovable y productos PtX: Edición Argentina. <https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2025/11/Criterios-de-la-UE-para-certificacion-de-H2-y-PtX-Edicion-Argentina.pdf>. Accedido en Noviembre 2025.
- Ley N° 15.336. (22 de septiembre de 1960). Régimen de la Energía Eléctrica. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/25000-29999/28195/texact.htm>. Accedido en Noviembre 2025.
- Ley N° 24.065. (16 de enero de 1992). Régimen regulatorio de la energía eléctrica. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/norma.htm>. Accedido en Noviembre 2025.
- Ley N° 27.191. (21 de octubre de 2015). Fomento de Energías Renovables. Modificatoria de la Ley 26.190. Boletín Oficial. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/134540/20151021>. Accedido en Noviembre 2025.
- Ley N° 27.424. (27 de diciembre de 2017). Régimen de Generación Distribuida. Boletín Oficial. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/176726/20171227>. Accedido en Noviembre 2025.
- Ley N° 27.742. (8 de julio de 2024). Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos. Boletín Oficial. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/310189/20240708>. Accedido en Noviembre 2025.
- Ministerio de Economía. (2025, octubre). Generación distribuida en Argentina. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/reporte_gd-ppt_reporte_de_avance_octubre_2025.pdf. Accedido en Noviembre 2025.
- Resolución N° 21/2025. (24 de enero de 2025). Secretaría de Energía. Boletín Oficial. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/320192/20250128>. Accedido en Noviembre 2025.
- Resolución N° 281-E/2017. (22 de agosto de 2017). Ex Ministerio de Energía y Minería. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resolucion-281-2017-278429/actualizacion>. Accedido en Noviembre 2025.
- Resolución N° 36/2025. (5 de febrero de 2025). Secretaría de Energía. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-36-2025-409238>. Accedido en Noviembre 2025.
- Resolución N° 400/2025. (20 de octubre de 2025). Secretaría de Energía. Boletín Oficial. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/333149/20251021>. Accedido en Noviembre 2025.
- Resolución N° 61/1992. (29 de abril de 1992). Secretaría de Energía. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/19333/norma.htm>. Accedido en Noviembre 2025.
- Resolución N° 67/2025. (14 de febrero de 2025). Secretaría de Energía. <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/licitaciones/AlmaGBA/Res.%2067-2025%20SE.pdf>. Accedido en Noviembre 2025.
- Secretaría de Energía. (s.f.). Secretaría de Energía de la Nación. <https://www.argentina.gob.ar/energia>. Accedido en Noviembre 2025.
- UDEA & ADEERA. (2025, agosto). Informe sectorial agosto 2025. <https://www.udea.org.ar/newsroom/archivosinformes/Informe%20Sectorial%20Agosto%202025.pdf>. Accedido en Noviembre 2025.

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Domicilios de la Sociedad
Bonn y Eschborn, Alemania

Programa de Desarrollo de Proyectos (PDP)
Köthener Str. 2-3
10963 Berlin, Alemania
T +49 30 – 40 81 90 – 219/285
F +49 30 – 40 81 90 – 109

E pep@giz.de
I www.giz.de/en

Descripción del programa/proyecto

Programa de Desarrollo de Proyectos (PDP)

Autores

Francisco Elizondo & Gustavo Delbón. Buenos Aires. Argentina

Responsable/redacción

Anja Wucke, Paula Alfonso y Andres Agosti

Diseño/diagramación


DITHO Design GmbH, Colonia, Alemania

A nombre de

German Energy Solutions Initiative
Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania (BMWE)
Berlin

Department VB4 German Energy Solutions Initiative,
Market Entry Programme
Berlin

Berlin, 2025



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Sitz der Gesellschaft / Domicilios de la Sociedad
Bonn und Eschborn / Bonn y Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 36 + 40
53113 Bonn, Deutschland / Alemania
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Deutschland / Alemania
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de/en