



CEARE

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD
REGULATORIA ENERGÉTICA

JORNADAS REGIONALES · EPRE MENDOZA – EPRE SAN JUAN

La distribuidora frente al MEM normalizado

Contractualización de la demanda, gestión del abastecimiento y la agenda regulatoria provincial ante la Resolución SE 400/2025

Nadia Sager | Mesa Academia · Eje técnico-económico

CEARE / UBA — Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética

Mendoza · 2026



El cambio de régimen: qué hizo la Resolución SE 400/2025

Tras una década de mercado administrado, la Normalización del MEM (Res. SE 21/25 y 400/25, vigente desde el 1/11/2025) reactiva cuatro piezas a la vez. El precio vuelve a transmitir información — y con él, vuelven las decisiones.



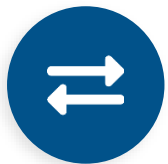
Remuneración del generador

Del esquema fijado por resolución a una renta marginal adaptada (RMA/FRA) que se incorpora gradualmente.



Formación del precio spot

El precio para la demanda tiene la señal del Costo Marginal Operado (CMO) y Costo Marginal (CMg): la señal de escasez.



Reapertura del Mercado a Término

El MAT — suspendido desde 2013 — vuelve a habilitarse: MATE (energía que incluye MATER), MATP (potencia).



Libertad de contratación

Distribuidoras, generadores y grandes usuarios pueden volver a contratar libremente su abastecimiento. El Distribuidor tiene ya cubierta parte de la Demanda Estacionalizada con Generación Asignada

El nuevo rol de la distribuidora provincial



ANTES — comprador administrado

- Precio único estacional fijado por la SE
- Abastecimiento garantizado por CAMMESA
- Sin decisiones de cobertura ni de riesgo
- Traslado a tarifa casi automático



AHORA — gestor del abastecimiento

- Debe dimensionar y contratar su energía y potencia
- Asume exposición al spot y al riesgo de precio
- Construye y audita una cartera de contratos

Las nuevas capacidades a desarrollar



Gestión del abastecimiento

Dimensionar volumen, horizonte y mezcla de fuentes.



Previsibilidad

Modelar precios estacionales y construir escenarios.



Gestión del riesgo

Definir cobertura mínima prudente y exposición tolerable.



Procesos y gobernanza

Contratar de forma reglada, transparente y auditable.

La demanda de la distribuidora: su segmentación

La Res. 400/25 reordena la demanda abastecida por la distribuidora. El primer paso técnico es caracterizar qué porción es contractualizable y con qué perfil.



Residencial

Pequeña demanda de uso residencial. Núcleo del servicio público; su abastecimiento y su traslado a tarifa son el centro de la **protección al usuario**.



No Residencial

Comercios e industrias que no califican como GUDI. Demanda con perfiles diversos: el primer campo de optimización del abastecimiento.



GUDI (≥ 300 kW)

Grandes Usuarios de Distribución. Pueden seguir con la distribuidora, contratar a través de ella, o pasar a ser agentes del MEM.

Demanda contractualizable = la porción cuyo volumen, horizonte y respaldo de potencia conviene asegurar con contratos en lugar de comprar todo en el spot estacional.

Tres puertas de abastecimiento

La distribuidora ya no compra de una sola forma. Combina tres vías según precio, riesgo y perfil de su demanda.



1

Estacional / Spot

El abastecimiento por defecto, a precio de mercado.

Flexible y barato en meses valle, pero plena exposición a la volatilidad del invierno.



2

Mercado a Término

Contratos con generadores: MATE, MATP, MATER.

Reemplaza precio incierto por precio fijo en dólares; aporta previsibilidad y planificación.



3

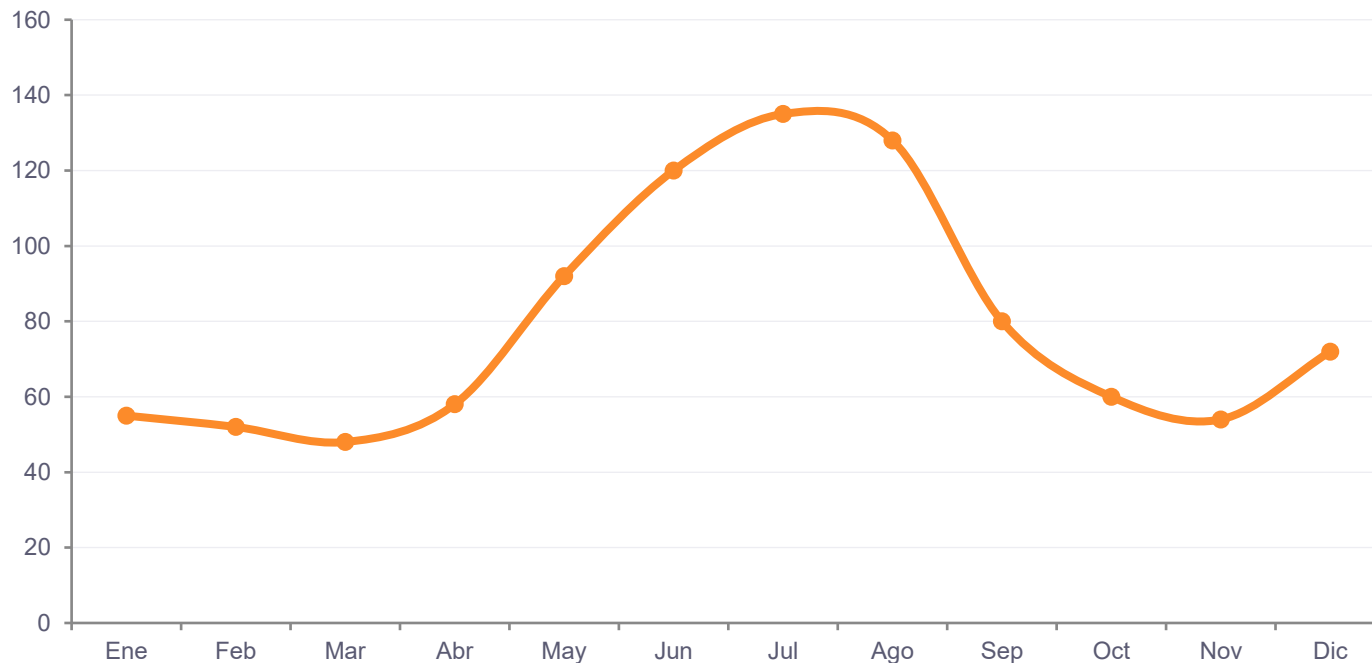
GUDIs e intermediación

Gestionar el abastecimiento de los grandes usuarios.

La distribuidora puede intermediar en el mercado mayorista y optimizar su cartera global.

El problema a gestionar: estacionalidad y volatilidad del precio

La simulación CAMMESA 2026 muestra el rasgo dominante del spot: el precio de la energía en el mes pico de invierno cuadruplica al del mes valle. Tres a cinco meses concentran el grueso del costo anual.



Forma ilustrativa de la estacionalidad — no es una proyección oficial.

×4

El mes pico de invierno puede cuadruplicar al mes valle.

Riesgo de precio. Un invierno seco eleva el spot muy por encima del promedio anual.

Riesgo de cantidad. Errar el volumen deja demanda descubierta en el peor momento.

Cuánto contratar, por cuánto tiempo y con qué cobertura

Caracterizar la demanda contractualizable se traduce en tres preguntas que la distribuidora debe responder con método — y que el regulador debe poder auditar.



Volumen a contratar

¿Qué fracción de la demanda se asegura con contratos y cuánta se deja al spot?
¿Cómo juega la Generación Asignada en la ecuación?

Curva de carga · factor de carga · demanda firme vs. flexible



Horizonte temporal

¿Contratos cortos que siguen al precio estacional o largos que dan previsibilidad?

Madurez de obras · expectativas de precio · planificación tarifaria



Cobertura minima: Riesgo y obligación

¿Cómo será la curva de necesidad de contractualización en función de la caída de la Generación Asignada?
¿Cómo impacta el riesgo del precio spot en el precio estacional?

Tolerancia al riesgo · respaldo de potencia · escenarios de precio

MATE, MATP y MATER según el perfil de demanda

MATE

ENERGÍA

Contrato de energía (USD/MWh). Reemplaza el precio spot por un precio pactado. Base de la previsibilidad de costos.
Cada tecnología tendrá costos MEM asociados diferentes que deben analizarse.

MATP

POTENCIA

Contrato de potencia firme (USD/MW). Cubre el respaldo en horas de máxima demanda.

MATER (en MATE) RENOVBABLE

Energía de fuente renovable. Cumple el 20 % de la Ley 27.191 y habilita descuentos de potencia (Factor K).



La clave: ofertas mixtas para cubrir Energía y Potencia

Un abastecimiento con MATER debe complementarse con MATP (térmico, hidro o almacenamiento) o con el spot para cubrir el respaldo de potencia. De ahí las ofertas “mixtas” del mercado: la cartera, no un contrato aislado, es la que define el costo y la seguridad de abastecimiento.

Anatomía de un contrato de abastecimiento eléctrico

Estos son los elementos esenciales que la distribuidora debe negociar y el regulador revisar.



Precio y moneda

Fijo en USD vs. ajustable; nivel frente al spot esperado.
Para Distribuidoras hay otras alternativas que se ofrecen para mitigar riesgos.



Plazo y entrega

Corto sigue al spot; largo da previsibilidad. Modalidad de entrega.



TOP / DOP

Take-or-Pay y Deliver-or-Pay: el reparto real del riesgo de cantidad.
Para Distribuidoras suele haber cláusulas flexibles para mitigar riesgos.



Ajuste y renegociación

Cláusulas de indexación y mecanismos ante cambios de contexto.



Penalidades

Consecuencias del incumplimiento de volumen o entrega.



Garantías

Respaldo de cumplimiento y solvencia de la contraparte.

Es fundamental para las Distribuidoras tener clarificados los mecanismos de pass-through para poder avanzar en negociaciones y definición de términos contractuales

GUDIs: opciones y el nuevo rol de intermediación

Los GUDI (≥ 300 kW) ya no tienen abastecimiento garantizado en situaciones de alta demanda. Tienen tres caminos — y la distribuidora un nuevo espacio para agregar valor.



Opción 1

Seguir con la distribuidora

Mantienen el esquema actual, entendiendo que no hay garantía de abastecimiento. Tendrán aplicación de la Resolución SE 976/23.



Opción 2

Contratar a través de la distribuidora

La distribuidora intermedia en el mercado mayorista y les consigue energía y/o potencia: Perfil Agregador / Comercializador de la demanda.



Opción 3

Ser agente del MEM

Se inscriben como GUMA/GUME (permanencia mínima 1 año) y contratan directamente, con opción de regreso.

Oportunidad estratégica: intermediar el abastecimiento de los GUDIs mejora la escala de compra de la distribuidora y le permite optimizar su cartera global de energía y potencia.

El mapa de riesgos del abastecimiento contractualizado



Riesgo de precio

Volatilidad del spot estacional, sobre todo en invierno.



Riesgo de cantidad

Errar el volumen contratado: quedar corto o sobre-contratado.



Riesgo de contraparte

Solvencia del generador y calidad de las garantías.



Riesgo regulatorio

Cambios en las reglas del MEM durante la vida del contrato.



Riesgo de traslado a tarifa

Que un costo contratado no sea reconocido en la tarifa.



Riesgo de horizonte

Comprometer plazos largos con expectativas de precio inciertas.



EL NUDO DEL PROBLEMA

Las complicaciones a resolver para la implementación provincial

La Res. 400/25 es nacional, pero su correcta implementación depende de decisiones provinciales que todavía no están tomadas.



Capacidad técnica

¿Tiene la distribuidora las herramientas para dimensionar y modelar su abastecimiento?



Incertidumbre de traslado a tarifa

Si no se sabe qué costos se reconocen, nadie contrata con previsibilidad.



Transparencia y auditabilidad

Cómo asegurar procesos competitivos y trazables que protejan al usuario.



Vacío de reglas de contratación

Es imperativo que se definan los procedimientos provinciales, cada contrato se negocia sin marco común ni control.



Definición de prudencia

¿Cuál es la cobertura mínima que se considerará una gestión diligente?



Asimetría entre actores

Distribuidoras, GUDIs y Generadores con capacidades muy distintas para gestionar el cambio.

Agenda regulatoria para Mendoza/San Juan

El regulador provincial y el poder concedente tienen facultades para ordenar este proceso. La pregunta no es si pueden intervenir, sino cómo hacerlo bien.



Proceso de contratación reglado

Diseñar un procedimiento provincial obligatorio, competitivo y abierto para las compras de las distribuidoras.



Condiciones de traslado a tarifa

Definir ex-ante qué contratos y qué costos se reconocen en tarifa — la señal que destraba la contratación.



Estándar de prudencia

Fijar una cobertura mínima prudente y criterios de gestión diligente del riesgo de abastecimiento.



Transparencia y auditabilidad

Exigir trazabilidad, publicidad de los procesos y registro de contratos para proteger al usuario.



Capacidades institucionales

Dotar al Ente Regulador y a las distribuidoras de herramientas de modelado, control y seguimiento.



Coordinación nacional–provincial

Articular las reglas del MEM con la regulación provincial, evitando vacíos y contradicciones.

Una hoja de ruta para las Provincias y sus Distribuidoras



La ventana de implementación gradual del MEM (2026–2028) es el momento para construir estas reglas con tiempo, no bajo presión.



Cuatro mensajes



El MEM volvió a tener precio. Con la Res. SE 400/2025 reaparece la señal del spot y reabre el Mercado a Término: la distribuidora vuelve a decidir cómo se abastece.



Abastecerse es ahora gestionar riesgo. Dimensionar volumen, horizonte y cobertura mínima prudente deja de ser un trámite y pasa a ser una estrategia.



La cartera, no el contrato aislado. MATE, MATP se combinan según perfil, precio y respaldo de potencia: el costo y la seguridad surgen de la mezcla.



Sin reglas provinciales, no hay implementación. El traslado a tarifa, la prudencia y la auditabilidad son decisiones que Mendoza debe tomar para que la norma funcione.



Muchas Gracias

Gestionar el abastecimiento provincial con método, previsibilidad y reglas claras es la forma de trasladar valor — y no sólo costo — al usuario final.

Nadia Sager

GEINSA — Gestión Energética Integral · CEARE / UBA

nsager@geinsa.com.ar