

INFORME EJECUTIVO

Transformación del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino y perspectivas de la Resolución SE N.º 400/2025

1. Resumen ejecutivo

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) argentino se encuentra atravesando desde el **1.º de noviembre de 2025** un proceso de transformación estructural, impulsado principalmente por la **Resolución de la Secretaría de Energía N.º 400/2025**, denominada “Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva”.

La modificación representa un cambio significativo respecto del funcionamiento que predominó durante más de una década, caracterizado por una fuerte intervención estatal en la formación de los precios, centralización de la gestión de combustibles, utilización de contratos de abastecimiento administrados por el Estado, precios estacionales para buena parte de la demanda y un elevado componente de subsidios destinados a sostener el costo de abastecimiento de determinados segmentos de usuarios.

El nuevo esquema busca avanzar hacia un MEM en el cual las decisiones de inversión, contratación y consumo estén crecientemente determinadas por **señales económicas, precios marginales, contratos bilaterales y responsabilidad individual de los agentes por asegurar su abastecimiento**.

La propia Resolución 400/2025 establece como objetivos de la normalización un sistema de señales de precios para la demanda y un sistema de remuneración de la oferta basado en costos marginales, con el propósito de viabilizar la contratación de energía y potencia en el Mercado a Término (MAT).

Este cambio tiene una consecuencia central para los Grandes Usuarios industriales: **la exposición al mercado spot adquiere una importancia mucho mayor y, por lo tanto, la contratación de energía y potencia deja de ser solamente una alternativa comercial para convertirse progresivamente en una herramienta de gestión de riesgo y de seguridad de abastecimiento**.

2. El MEM anterior: un mercado con fuerte intervención estatal

Por mas de una década, el funcionamiento económico del MEM estuvo caracterizado por una creciente intervención del Estado en la determinación de los mecanismos de abastecimiento y remuneración.

En términos simplificados, el modelo se apoyó en:

- precios estacionales administrados para buena parte de la demanda;
- utilización de costos medios de abastecimiento como referencia para determinados segmentos;
- contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA en representación de la demanda;
- gestión centralizada de una parte sustancial de los combustibles;
- utilización de subsidios para reducir o contener el precio trasladado a determinados usuarios;
- remuneraciones reguladas para diferentes tecnologías;
- limitada exposición de buena parte de la demanda a la volatilidad del precio horario del mercado;
- expansión de la generación mediante distintos mecanismos regulatorios, contratos y programas específicos;
- y un sistema de transporte cuya expansión no contó durante largos períodos con señales económicas suficientes para acompañar el crecimiento de la generación y la demanda.

Este modelo permitió sostener el abastecimiento y desarrollar determinadas inversiones, pero produjo progresivamente una separación entre:

costo económico del abastecimiento → precio de mercado → precio pagado por la demanda.

La diferencia fue absorbida, según los períodos y mecanismos aplicables, mediante subsidios, transferencias, contratos administrados y decisiones regulatorias.

La consecuencia fue que una parte importante de la demanda no recibió directamente la señal económica que reflejaba el costo marginal de producir y transportar electricidad en cada momento.

3. El problema estructural de la expansión del transporte

Uno de los principales desafíos acumulados durante este período fue la insuficiente expansión de la capacidad de transporte eléctrico.

El sistema fue utilizando progresivamente las capacidades remanentes de corredores y estaciones transformadoras existentes, mientras que la construcción de nuevas instalaciones de transporte no tuvo durante largos períodos un mecanismo suficientemente potente para vincular:

nueva generación + nueva demanda + capacidad de transporte + financiamiento de la infraestructura.

Esta situación generó restricciones que comenzaron a adquirir una importancia creciente frente a:

- el crecimiento de la generación renovable;
- el desarrollo de proyectos de generación térmica;

- el crecimiento de la demanda industrial;
- la concentración de demanda en determinadas regiones;
- y la necesidad de transportar energía desde zonas con disponibilidad de recursos hacia los principales centros de consumo.

La modificación de este esquema comienza a adquirir forma normativa durante 2025.

El **Decreto 450/2025**, que adecuó la Ley 15.336 y el texto ordenado de la Ley 24.065, incorporó expresamente el objetivo de alentar inversiones privadas en generación, transporte y distribución y estableció nuevas alternativas para la expansión del transporte.

Posteriormente, la **Resolución SE 311/2025** incorporó la modalidad de ampliaciones del transporte mediante **concesión de obra pública**, previendo la posibilidad de que determinadas obras sean remuneradas mediante tarifa de transporte y puedan otorgar prioridad de uso y despacho.

Este nuevo enfoque resulta particularmente relevante porque procura trasladar una parte importante de la responsabilidad de expansión desde el Estado hacia los inversores y usuarios que requieren nueva infraestructura.

4. El cambio estructural: Resolución SE 400/2025

La Resolución SE 400/2025 fue sancionada el **20 de octubre de 2025** y publicada el 21 de octubre de 2025.

Su aplicación a las transacciones económicas del MEM comenzó el **1.º de noviembre de 2025**, coincidiendo con el inicio del período estacional de verano.

La norma constituye el principal instrumento regulatorio para iniciar la transición hacia un mercado mayorista con:

1. mayor libertad contractual;
2. mayor responsabilidad de la demanda sobre su abastecimiento;
3. señales económicas para la nueva generación;
4. mayor exposición al costo real de producción;
5. descentralización progresiva de la gestión de combustibles;
6. desarrollo del Mercado a Término de Energía y Potencia;
7. incentivos a nuevas inversiones;
8. y progresiva formación de precios basada en señales marginales.

El proceso no es instantáneo. El **Decreto 450/2025 estableció un período de transición de 24 meses**, por lo que la normalización debe interpretarse como un proceso gradual.

5. La nueva arquitectura del MEM

La Resolución 400/2025 introduce una diferenciación fundamental entre la generación y la demanda.

5.1. Generación Asignada

La denominada **Generación Asignada** comprende, entre otros componentes, generación vinculada con contratos de abastecimiento MEM vigentes, generación hidroeléctrica del Estado Nacional, generación nuclear y determinados contratos existentes.

Estos recursos continúan teniendo un tratamiento particular durante el período de transición.

La razón es clara: el Estado no puede eliminar de manera inmediata los contratos existentes sin afectar la continuidad del abastecimiento y las obligaciones económicas previamente asumidas.

Por ello, la generación existente bajo contratos estatales continúa teniendo un papel importante en la cobertura de la demanda estacionalizada (Residencial y No Residencial no GUDI).

6. Nueva clasificación de la demanda

La Resolución 400/2025 establece una nueva clasificación de la demanda de los distribuidores.

Se distingue fundamentalmente entre:

a. GUDI

Grandes Usuarios de Distribución con potencia contratada igual o superior a **300 kW por punto de suministro**, que por sus características pueden calificar como Grandes Usuarios del MEM.

b. Demanda Estacionalizada

Es la demanda restante de los distribuidores, que se divide en:

- demanda residencial;
- demanda no residencial.

Los GUDI quedan fuera de la Demanda Estacionalizada.

Esta clasificación es particularmente importante para la industria porque establece que una parte creciente de la demanda industrial deja de beneficiarse de los mecanismos propios de la demanda estacionalizada y queda expuesta a las condiciones económicas del mercado Spot o a la contratación a término.

7. El tratamiento de la demanda residencial

La Resolución 400/2025 establece una prioridad para la demanda residencial dentro de la Demanda Estacionalizada.

La **Demanda Residencial tiene primera prioridad en el uso de la Generación Asignada.**

Esto significa que durante la transición los recursos de generación de costos más previsibles y asociados a contratos existentes son utilizados prioritariamente para abastecer este segmento.

Los costos mayoristas trasladados a la demanda residencial continúan reflejando, durante la transición, los costos medios de la Generación Asignada.

Por lo tanto, no se produce una liberalización inmediata y completa de la demanda residencial.

Esto responde a una razón de política energética: la transición hacia precios de mercado debe realizarse gradualmente, preservando la continuidad y previsibilidad del abastecimiento residencial.

8. La obligación de cobertura del 75% para los distribuidores

Uno de los elementos más importantes de la Resolución 400/2025 es la obligación de avanzar hacia una cobertura contractual de la demanda estacionalizada (Distribuidoras de EE).

La norma establece que los mecanismos e incentivos deberán permitir que los distribuidores, mediante contratos de energía, alcancen una cobertura de **al menos el 75% de la demanda definida como Estacionalizada.**

La generación asignada y los contratos de abastecimiento existentes computan para dicha cobertura y los distribuidores deberán complementar lo necesario mediante contratos en el Mercado a Término.

Por lo tanto, el 75% no significa que el distribuidor deba comprar necesariamente el 75% adicional en nuevos contratos.

Significa que debe procurar que, sumando:

Generación Asignada + contratos existentes + nuevos contratos MAT

se alcance una cobertura mínima equivalente al 75% de la Demanda Estacionalizada.

Este aspecto constituye uno de los cambios más relevantes respecto del modelo anterior porque comienza a trasladar a los distribuidores una responsabilidad efectiva sobre la planificación de su abastecimiento futuro.

9. El nuevo escenario para la demanda industrial

Para los Grandes Usuarios y, particularmente, para la demanda industrial, el cambio es todavía más significativo.

La Resolución 400/2025 establece que la demanda que enfrenta potencialmente precios Spot comprende:

- la Demanda Estacionalizada no cubierta;
- la demanda GUDI de los distribuidores;
- y los Grandes Usuarios del MEM.

Estos usuarios pueden contratar energía y potencia en el Mercado a Término para reducir su exposición al mercado Spot.

Por lo tanto, aparece una nueva ecuación económica:

Exposición al Spot = mayor volatilidad + riesgo de abastecimiento + riesgo de combustible + riesgo de potencia.

Frente a ello, el contrato a término se convierte en un instrumento para:

- estabilizar costos;
- asegurar volumen;
- asegurar potencia;
- reducir exposición a precios horarios;
- mejorar previsibilidad presupuestaria;
- y disminuir el riesgo de falta de abastecimiento.

10. Por qué aumenta la importancia del costo marginal

El nuevo esquema modifica progresivamente la lógica de formación del precio.

La Resolución 400/2025 establece un esquema de remuneración para la generación al Spot basado en costos y señales marginales.

Esto significa que, ante determinadas condiciones del sistema, el precio de la energía puede quedar determinado por la tecnología necesaria para satisfacer el último incremento de demanda.

En un sistema con elevada participación térmica, ese precio marginal puede estar fuertemente condicionado por:

- precio del gas natural;
- GNL importado;
- gasoil;

- fuel oil;
- disponibilidad de gas;
- restricciones de transporte de gas;
- restricciones eléctricas;
- indisponibilidad de generación;
- hidrología;
- disponibilidad renovable;
- demanda horaria;
- y disponibilidad de potencia firme.

Por ello, el precio Spot puede presentar una volatilidad significativamente mayor que bajo un sistema basado predominantemente en costos medios y precios estacionales administrados.

11. El combustible pasa a ser una variable económica central

La normalización también modifica progresivamente la gestión de combustibles.

El Decreto 450/2025 establece como objetivo avanzar hacia la libre contratación del combustible por los productores eléctricos y establecer criterios de remuneración que permitan mayor eficiencia en la adquisición de GN, GNL, gasoil y fuel oil.

La Resolución 400/2025 incorpora esta transición dentro de las reglas de gestión de combustibles.

El resultado esperado es que la eficiencia de la generación térmica tenga una mayor incidencia sobre la formación del precio.

Durante la transición, sin embargo, continúan existiendo restricciones y mecanismos centralizados. Por ejemplo, la norma contempla inicialmente el despacho del gas natural bajo determinadas condiciones vinculadas al Plan Gas, cuyo esquema contractual alcanza hasta fines de 2028.

Por lo tanto, la desregulación no debe interpretarse como un cambio instantáneo sino como un proceso gradual de descentralización.

12. El Mercado a Término recupera un papel central

Uno de los cambios más importantes es la recuperación del Mercado a Término de Energía y Potencia.

La Resolución 400/2025 permite que generadores y demandantes celebren contratos MAT con condiciones de cantidad, precio y plazo pactadas entre las partes, dentro del marco regulatorio establecido.

El objetivo explícito es permitir que la demanda gestione su abastecimiento mediante contratos y que la nueva inversión pueda encontrar compradores que otorguen previsibilidad a los proyectos.

En consecuencia, el mercado comienza a evolucionar desde:

“CAMMESA administra gran parte del abastecimiento”

hacia:

“cada agente debe gestionar progresivamente su posición de abastecimiento”.

Esta modificación es fundamental para los Grandes Usuarios.

13. Incentivos para nueva generación

La nueva regulación busca que las señales económicas del mercado permitan justificar nuevas inversiones.

La Resolución 400/2025 diferencia entre:

- generación existente;
- generación asignada;
- generación Spot;
- generación nueva.

La generación nueva recibe mecanismos específicos de remuneración y reserva de confiabilidad destinados a favorecer inversiones en nueva capacidad. Por ejemplo, las recientes licitaciones de almacenamiento BESS RemMDI, ALMA GBA y ALMA SADI.

En el esquema vigente, la norma contempla servicios de reserva de confiabilidad y remuneraciones adicionales para determinadas nuevas inversiones, buscando que la potencia firme tenga una señal económica suficiente para ingresar al sistema. Se esperan nuevas licitaciones para mejorar la seguridad y confiabilidad del SADI en determinados nodos críticos de la red de distribución, alta y extralta tensión.

El objetivo económico es generar una relación más directa entre:

demanda futura → contratos → ingresos previsibles → financiamiento → nueva generación.

14. La expansión del transporte: un cambio igualmente relevante

La transformación del MEM no puede analizarse solamente desde la generación.

La disponibilidad de energía sin capacidad de transporte suficiente no resuelve el problema de abastecimiento.

Por ello, durante 2025 se produjo también una modificación regulatoria importante del sistema de transporte.

La **Resolución SE 507/2023 – 715/2025 - 311/2025 - Dec 921** - incorporó la posibilidad de realizar ampliaciones mediante **concesión de obra pública**, con mecanismos para construcción, operación y mantenimiento y con posibilidad de remuneración mediante tarifa de transporte.

Además, la regulación modificó el régimen de ampliaciones por contratos entre partes.

Los agentes pueden impulsar ampliaciones destinadas a mejorar su vinculación con el MEM y solicitar prioridad de uso de hasta el **90% de la capacidad de transporte a construir**, con determinados requisitos y durante un período asociado a la vida útil del proyecto.

Esto crea una nueva lógica:

quien necesita capacidad puede participar en su financiamiento y obtener derechos económicos o de utilización sobre la infraestructura.

15. De un transporte predominantemente regulado a un transporte con participación privada

El nuevo modelo procura que el crecimiento de la red deje de depender exclusivamente de decisiones y recursos públicos.

La política adoptada durante 2025 contempla:

- concesiones de obra pública;
- financiamiento privado;
- contratos de construcción, operación y mantenimiento;
- participación de los usuarios beneficiarios;
- prioridad de uso de capacidad;
- remuneración mediante tarifa;
- y mecanismos para atraer inversores.

El Gobierno identificó inicialmente obras estratégicas como **AMBA I**, Río Diamante–Charlone–O’Higgins y Puerto Madryn–Choele Choel–Bahía Blanca dentro del Plan Nacional de Ampliación del Transporte Eléctrico.

Esta transformación es especialmente relevante para la industria porque la disponibilidad de transporte comienza a convertirse en un activo estratégico para acceder a nueva generación y garantizar abastecimiento.

16. La nueva ecuación económica del MEM

El cambio regulatorio puede resumirse en la siguiente comparación:

Modelo anterior	Nuevo modelo
Precios predominantemente administrados	Mayor señal de mercado
Costos medios para segmentos de demanda	Mayor exposición a costos marginales
Alta intervención estatal	Mayor participación contractual privada
Combustibles gestionados centralmente	Descentralización progresiva
Subsidios como mecanismo de compensación	Mayor traslado de costos al usuario
Abastecimiento administrado	Responsabilidad creciente de cada demanda
Contratos estatales predominantes	Desarrollo del Mercado a Término
Expansión de generación regulada	Señales de mercado para nueva inversión
Transporte con limitada expansión	Nuevas modalidades de inversión privada
Baja exposición de parte de la industria al Spot	Mayor exposición de GUDI y GU
Precio como señal limitada	Precio como señal para inversión y consumo

17. Impacto esperado sobre los Grandes Usuarios industriales

Para la demanda industrial el cambio puede resumirse en cinco grandes riesgos y oportunidades.

1. Riesgo de precio

La exposición al Spot puede aumentar la volatilidad del costo de energía.

2. Riesgo de combustible

Cuando el despacho marginal requiera combustibles de mayor costo, como GNL importado, gasoil o fuel oil, el costo marginal puede aumentar significativamente.

3. Riesgo de potencia

La contratación no debe limitarse a energía. La disponibilidad de potencia firme adquiere una importancia creciente.

4. Riesgo de abastecimiento

La demanda que no tenga contratos suficientes queda progresivamente más expuesta a las condiciones del mercado Spot.

5. Oportunidad de contratación

Los Grandes Usuarios pueden utilizar contratos de largo plazo para transformar una parte de un costo variable e incierto en un costo más previsible.

18. ¿El mercado Spot será necesariamente más caro?

Esta afirmación requiere una consideración técnica.

El nuevo esquema **no garantiza que el Spot sea necesariamente más caro todos los años.**

La evolución del precio dependerá de:

- crecimiento de la demanda;
- incorporación de nueva generación;
- disponibilidad de gas natural;
- evolución del precio internacional del GNL;
- hidrología;
- crecimiento de renovables;
- disponibilidad nuclear;
- expansión del transporte;
- incorporación de almacenamiento;
- eficiencia de las centrales térmicas;
- y condiciones de importación/exportación.

Sin embargo, existe una diferencia estructural:

el usuario estará mucho más expuesto a la variabilidad del costo real de abastecimiento.

Por ello, para una industria electrointensiva, el problema no es solamente saber si el Spot será más caro o más barato que hoy.

La cuestión estratégica será:

¿Qué proporción del consumo conviene dejar expuesta al mercado Spot y qué proporción conviene cubrir mediante contratos de energía y potencia?

19. La trayectoria hacia 2030

El horizonte 2030 debe interpretarse como la culminación de una transición hacia un MEM mucho más contractualizado y con mayor presencia de señales marginales.

La Resolución 400/2025 establece restricciones transitorias para la contratación de determinadas centrales térmicas existentes con Grandes Usuarios.

En particular, la generación térmica existente con ingreso anterior al 1.º de enero de 2025 puede contratar hasta el 20% de su producción mensual con Grandes Usuarios durante la transición.

A partir del **1.º de enero de 2030**, esa generación podrá contratar sin límite con cualquier demanda Spot.

Esto es particularmente importante porque muestra la dirección del proceso:

2025–2027: transición y adaptación.

2028–2029: creciente contractualización y exposición a señales económicas.

2030: mayor libertad contractual y plena maduración del esquema previsto por la Resolución 400/2025.

No obstante, debe evitarse presentar 2030 como una fecha en la cual automáticamente el 100% de las transacciones pasará a un precio marginal horario. El objetivo regulatorio es avanzar hacia ese tipo de señales y reducir progresivamente los mecanismos administrados, pero la estructura final dependerá de la reglamentación y de la evolución efectiva del mercado.

20. Situación actual: el proceso continúa en 2026

La Resolución 400/2025 no quedó congelada en su versión original.

Durante 2026 se dictaron normas complementarias y modificatorias.

La **Resolución SE 78/2026** modificó el artículo 9.º de la Resolución 400/2025 y estableció que los contratos del nuevo esquema MAT pueden presentarse ante CAMMESA mensualmente, con una anticipación mínima de cinco días corridos antes del inicio de su vigencia. Esto refuerza la flexibilidad operativa del Mercado a Término.

Asimismo, la **Resolución SE 99/2026** modificó aspectos vinculados con la gestión y recupero de costos de combustibles y eliminó determinadas provisiones relativas al mecanismo Deliver or Pay, mostrando que la normalización continúa ajustándose durante la transición.

Por lo tanto, el proceso iniciado el 1.º de noviembre de 2025 debe ser entendido como una **reforma en evolución**, y no como un régimen completamente consolidado.

21. Implicancias estratégicas para la demanda industrial

Desde la perspectiva de los Grandes Usuarios, la nueva estructura del MEM genera la necesidad de desarrollar una verdadera estrategia de abastecimiento energético.

Las empresas deberán evaluar conjuntamente:

Energía + Potencia + Precio + Plazo + Garantía de abastecimiento + Transporte.

La contratación futura debería analizar:

1. porcentaje del consumo a cubrir;
2. duración de los contratos;
3. precio fijo o variable;
4. fórmula de indexación;
5. cobertura de potencia;
6. respaldo físico;
7. perfil horario;
8. riesgos de combustible;
9. garantías contractuales;
10. condiciones de salida;
11. posibilidad de complementar con generación renovable;
12. exposición residual al Spot.

Esto transforma la gestión de energía de una función predominantemente operativa en una **decisión estratégica de competitividad industrial**.

22. Conclusión

La Resolución SE 400/2025 constituye uno de los cambios más importantes en la estructura económica del Mercado Eléctrico Mayorista argentino desde la creación del MEM.

El cambio fundamental puede sintetizarse de la siguiente manera:

Del Estado como principal organizador del abastecimiento hacia un mercado en el cual generadores y demandantes deben asumir progresivamente la responsabilidad de sus decisiones de contratación e inversión.

El modelo anterior utilizaba mecanismos de costos medios, precios estacionales, contratos administrados y subsidios para reducir la exposición de una parte de la demanda a la volatilidad del costo real del abastecimiento.

El nuevo modelo procura reemplazar progresivamente esa lógica por:

señales de precio + contratos + competencia + inversión privada + responsabilidad individual de abastecimiento.

Para la generación, esto significa que las inversiones deberán encontrar demanda dispuesta a contratar energía y potencia.

Para los distribuidores, implica asumir una responsabilidad creciente sobre la cobertura de su demanda estacionalizada, con una referencia mínima del 75%.

Para la demanda industrial, significa que el mercado Spot adquiere una importancia sustancialmente mayor y que la contratación a término pasa a constituir una herramienta central para administrar el riesgo.

Para el transporte, la nueva regulación introduce mecanismos destinados a permitir que el capital privado participe directamente en la expansión de la red, incluso mediante concesiones de obra pública y ampliaciones impulsadas por usuarios que requieren nueva capacidad.

En consecuencia, el nuevo MEM puede caracterizarse como un proceso de transición desde un sistema basado predominantemente en **costos medios, administración centralizada y subsidios**, hacia un sistema basado progresivamente en **costos marginales, contractualización, señales de inversión y responsabilidad de abastecimiento**.

Para los Grandes Usuarios industriales, el principal desafío de los próximos años será evitar que la mayor exposición al Spot se transforme en una fuente de incertidumbre para sus costos productivos.

La estrategia debería orientarse a construir una **cartera diversificada de abastecimiento**, combinando contratos de mediano y largo plazo, potencia firme, energía renovable, generación convencional y una exposición controlada al mercado Spot.

En este contexto, la pregunta estratégica para la industria ya no es solamente:

“¿Cuál será el precio de la energía?”

sino:

“¿Cómo debemos estructurar nuestro abastecimiento para obtener un costo competitivo, previsible y con suficiente seguridad de suministro dentro del nuevo MEM?”

Esta será probablemente una de las cuestiones centrales de la agenda energética industrial durante el período 2026–2030.

Principales normas de referencia

- **Ley 24.065:** marco estructural del MEM y régimen de generación, transporte, distribución y grandes usuarios. El texto ordenado fue actualizado por el Decreto 450/2025.
- **Decreto 450/2025:** adecuación de las Leyes 15.336 y 24.065 y establecimiento de un período de transición de 24 meses hacia los nuevos objetivos del mercado.
- **Resolución SE 311/2025:** nuevas modalidades para la expansión del transporte, incluyendo concesión de obra pública y ampliaciones por contratos entre partes.
- **Resolución SE 400/2025:** Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva, vigentes para las transacciones económicas desde el 1.º de noviembre de 2025.
- **Resolución SE 78/2026:** flexibilización y continuidad operativa de la contratación mensual en el MAT.
- **Resolución SE 99/2026:** modificaciones al régimen de gestión y recupero de costos de combustibles de la Resolución 400/2025.
- Link web CAMMESA de Normativa y seguimiento de los costos medios del mercado spot y los costos aplicados a la demanda estabilizada.
 - [inicio-normalización-MEM | CAMMESA](#)
 - [Resumen precios previstos.xlsx](#)
- Link web CAMMESA licitaciones Almacenamiento BESS.
 - [AlmaMDI | CAMMESA](#)
 - [AlmaGBA | CAMMESA](#)
 - [AlmaSADI | CAMMESA](#)
- Link Web CAMMESA programa de Gestión de Demanda
 - [PGDE Res379 | CAMMESA](#)
- Link web CAMMESA - manifestaciones de interés Transporte de EE
 - [MDIT Res 562-23 | CAMMESA](#)