

INFORME TÉCNICO

La infraestructura invisible de la transición energética mexicana

Diagnóstico del estado actual de la trazabilidad metrológica en el sistema eléctrico mexicano frente a la expansión de energías limpias y generación distribuida

Serie: Radiografía de la metrología eléctrica para energías verdes en México

Publicación: Primera entrega — Agosto 2026

Tipo de documento: Informe técnico de divulgación especializada

Público objetivo: Profesionales del sector eléctrico, energético y regulatorio

Palabras clave: Metrología eléctrica, trazabilidad, generación distribuida, almacenamiento, CENACE, LAPEM, CFE

Observatorio de Metrología y Energía

Plataforma editorial de inteligencia especializada sobre México



Contenido

- 1. Resumen ejecutivo**
- 2. Introducción**
- 3. Marco conceptual y metodológico**
- 4. Revisión sistemática de literatura y documentos normativos**
 5. Diagnóstico del estado actual de la trazabilidad metrológica
 - 5.1. Infraestructura de medición en generación distribuida
 - 5.2. Sistemas de almacenamiento de energía (BESS)
 - 5.3. Marco regulatorio y normas aplicables
 - 5.4. Cadena de trazabilidad metrológica
- 6. Análisis de brechas y riesgos identificados**
- 7. Implicaciones para el sector energético**
- 8. Recomendaciones**
- 9. Conclusiones**
- 10. Referencias bibliográficas**

1. Resumen ejecutivo

La transición energética mexicana avanza a un ritmo sin precedentes. Al cierre del segundo semestre de 2025, la generación distribuida alcanzó 5,189.71 megawatts (MW) de capacidad instalada, producto de 600,651 solicitudes de interconexión atendidas desde 2007, con una inversión acumulada superior a los 13,300 millones de dólares. El almacenamiento en baterías (BESS) suma cerca de 375 megawatts hora (MWh) instalados, con proyecciones oficiales de multiplicarse por 8.4 en los próximos años.

Sin embargo, debajo de cada panel solar, cada banco de baterías y cada medidor habilitado existe una pregunta fundamental que el balance financiero no puede responder por sí solo: ¿cómo se demuestra que todo aquello está produciendo, entregando, consumiendo o almacenando exactamente lo que se afirma? Esa pregunta no la responde la ingeniería de generación ni la planeación de redes. La responde la metrología.

La transición energética mexicana avanza sobre una premisa implícita que nadie ha garantizado: que la capacidad de medir evolucionará al mismo ritmo que la capacidad de generar, transmitir, distribuir y almacenar.

Este informe presenta un diagnóstico sistemático del estado actual de la trazabilidad metrológica en el sistema eléctrico mexicano, identificando las brechas críticas entre la expansión energética y la infraestructura de medición necesaria para sostenerla. Los hallazgos indican que la capacidad metrológica del país enfrenta presiones crecientes en cuatro dimensiones: cantidad, velocidad, complejidad y distribución espacial de los puntos de medición.

Las consecuencias de esta tensión ya son observables: plantas operativas que no pueden completar liquidaciones, retrasos en la habilitación de puntos de medición, escasez de medidores bidireccionales y procedimientos de acreditación aún en elaboración para sistemas de almacenamiento. En una economía donde cada kilovatio-hora tiene un precio, estas no son cuestiones técnicas menores: son riesgos financieros.

2. Introducción

Durante décadas, el sistema eléctrico mexicano operó bajo una arquitectura relativamente simple: la energía fluía en una dirección, desde grandes centrales de generación hacia centros de consumo agregados. La medición necesaria para sostener ese modelo era igualmente simple. Un medidor de energía activa en el punto de suministro bastaba para facturar el consumo de un hogar o de una fábrica. Esa arquitectura ya no describe la realidad del país.

La generación distribuida introduce flujos bidireccionales en redes que no fueron diseñadas para operar en ambas direcciones. Un mismo punto de conexión puede consumir energía durante la noche e inyectar excedentes durante el día. La dirección del flujo cambia hora a hora, a veces intervalo a intervalo. El medidor que registra ese intercambio no puede limitarse a acumular kilovatios-hora en una sola dirección; debe distinguir cuándo el usuario consume y cuándo genera, con precisión suficiente para que ambos registros tengan valor comercial y regulatorio.

Los sistemas de almacenamiento añaden otra capa de complejidad. Una batería no solo se carga y descarga; debe demostrar capacidad efectiva, eficiencia de ciclo, velocidad de respuesta, degradación a lo largo del tiempo y capacidad para prestar servicios de regulación de frecuencia o respaldo de contingencia. Cada una de esas prestaciones requiere mediciones diferentes, con diferentes clases de exactitud, diferentes intervalos de muestreo y diferentes requisitos de sincronización temporal.

La generación renovable introduce variabilidad. Una planta solar no produce de manera uniforme; su salida depende de la irradiancia, la temperatura ambiente, la temperatura de los módulos, la cubierta nubosa y la suciedad sobre los paneles. Evaluar el desempeño de estas plantas comparando la producción eléctrica real contra la producción esperada requiere mediciones meteorológicas y eléctricas correlacionadas en el tiempo, con incertidumbres conocidas.

Alcance del estudio

Este informe aborda la intersección entre la expansión energética mexicana y la infraestructura metrológica disponible para sostenerla. Se enfoca en tres segmentos críticos: generación distribuida fotovoltaica, sistemas de almacenamiento de energía (BESS) y puntos de medición fiscal en el Mercado Eléctrico Mayorista. El análisis cubre el período 2019-2026 y se basa en revisión sistemática de literatura técnica, normativa aplicable y datos públicos de instituciones del sector.

3. Marco conceptual y metodológico

3.1. Enfoque metodológico

Este estudio adopta un enfoque de revisión sistemática de literatura y documentos normativos, complementado con análisis de datos públicos de instituciones del sector energético mexicano. La metodología se estructura en tres fases: (a) identificación y recopilación de fuentes, (b) análisis crítico de contenido y (c) síntesis diagnóstica.

3.2. Fuentes consultadas

La revisión abarca cuatro categorías de fuentes:

- Documentos normativos: NOM-001-CRE/SCFI-2019, especificación CFE G0000-48, Código de Red, disposiciones de la CRE y CENACE, normas IEC 62053-22 e IEC 61000-4-30.
- Datos estadísticos públicos: CNE (estadísticas de interconexión), CFE Distribución (programas de modernización), CENACE (requisitos de medición fiscal).
- Literatura técnica especializada: publicaciones de LAPEM, OLADE, reportes de industria de PV Magazine México, Expansion.mx, El Economista.
- Documentos técnicos de organismos internacionales: guías de la IECEE, documentos del BIPM sobre trazabilidad metrológica.

3.3. Conceptos fundamentales

Trazabilidad metrológica

Propiedad del resultado de una medición por la cual puede ser relacionado con una referencia mediante una cadena continua de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medición (VIM, 2012). En el contexto eléctrico, implica que cada lectura pueda conectarse, mediante una cadena documentada de comparaciones, con patrones nacionales o internacionales de medida.

Cadena de medición

Conjunto de instrumentos, métodos, referencias y procedimientos que transforman una magnitud física (corriente, tensión) en un dato con valor contractual. Incluye: transformadores de instrumento (TC/TP), medidor, sistema de comunicación, servidor de adquisición y validación. Cada eslabón introduce errores e incertidumbres que deben cuantificarse y documentarse.

Medición bidireccional

Registro del flujo de energía en ambos sentidos —consumo desde la red y entrega hacia la red— en un mismo punto de suministro. Es la base operativa de los esquemas de compensación para generación distribuida y requiere instrumentos con capacidad de distinguir dirección de flujo con exactitud suficiente para fines comerciales.

4. Revisión sistemática de literatura y documentos normativos

4.1. Evolución del marco normativo de medición eléctrica

El marco normativo mexicano para la medición eléctrica ha evolucionado en respuesta a la transformación del sector eléctrico. La extinta Comisión Reguladora de Energía (CRE) emitió la NOM-001-CRE/SCFI-2019, que establece los requisitos técnicos para medidores de electricidad utilizados en esquemas de generación distribuida. Sin embargo, el proceso de aprobación de modelo o prototipo enfrentó retrasos significativos que llevaron a la autoridad reguladora a modificar los plazos transitorios en dos ocasiones.

Al 30 de enero de 2025, no existían medidores con aprobación de modelo o prototipo conforme a la NOM-001-CRE/SCFI-2019, y los transformadores de medida que contaban con aprobación no disponían del certificado de cumplimiento por la inexistencia de organismos de certificación acreditados y aprobados. Esta situación revela una desconexión entre la velocidad de la expansión energética y la capacidad del sistema de normalización para responder.

4.2. Estándares internacionales aplicables

La medición eléctrica en México se referencia a normas internacionales, principalmente las series IEC 62052/62053 para medidores de energía eléctrica e IEC 61000-4-30 para calidad de energía. La especificación CFE G0000-48, que rige los puntos de medición fiscal, exige medidores clase 0.2S o superior, capacidad de medición bidireccional, registro de calidad de energía clase A y sincronización temporal con referencia GPS.

Norma/Especificación	Alcance	Relevancia para GD
IEC 62053-22	Medidores estáticos clase 0.2S y 0.5S	Define requisitos de exactitud para
IEC 61000-4-30	Calidad de energía — Clase A	Requerida en puntos de medición
CFE G0000-48	Especificación de medición fiscal	Obligatoria para interconexión a red de
NOM-001-CRE/SCFI-2019	Medidores para GD	En proceso de implementación con
IEEE 1547	Interconexión de recursos distribuidos	Referencia técnica para operación

4.3. Estado del arte en medición para generación distribuida

La literatura técnica reciente documenta los desafíos de medición asociados a la generación distribuida. Sunwise (2025) analizó datos de CNE, CRE, CENACE y SENER del período 2019-2025, identificando que el crecimiento de la GD ha superado la capacidad de verificación de puntos de medición. NXTView (2026) documentó los requisitos de cumplimiento de medición fiscal CFE y los cuellos de botella en el proceso de homologación.

OLADE (2025), en el Libro Blanco del Almacenamiento de Energía en América Latina y el Caribe, señala que México es uno de los países con mayor proyección de crecimiento en BESS, pero también uno de los que presenta mayores vacíos en procedimientos de acreditación de capacidad para almacenamiento. CCN Mexico Report (2026) documentó la aprobación de nuevas regulaciones sobre almacenamiento eléctrico, pero señaló que los procedimientos operativos detallados aún están en desarrollo.

4.4. La brecha entre expansión energética y capacidad metrológica

La revisión de literatura revela un patrón consistente: la capacidad de generación y almacenamiento crece a tasas que superan la capacidad metrológica disponible. La generación distribuida ha crecido a tasas anuales superiores al 40% en solicitudes y capacidad desde 2017. El almacenamiento se prepara para multiplicarse por ocho en los próximos cuatro años. Mientras tanto, el país cuenta con un número limitado de laboratorios acreditados para calibrar instrumentos de medición eléctrica de potencia.

[Figura]

Figura: Crecimiento de capacidad de almacenamiento BESS en México (2025-2030)

Proyección basada en proyectos de desarrollo mixto CFE y adjudicaciones de planeación vinculante. Fuente: elaboración propia con datos de CNE y CFE.

5. Diagnóstico del estado actual de la trazabilidad metrológica

5.1. Infraestructura de medición en generación distribuida

La Comisión Federal de Electricidad suministra energía a 49.1 millones de servicios a nivel nacional. De ellos, 11.63 millones aún utilizan medidores electromecánicos. Solo el 4.9 por ciento de los servicios operan con infraestructura avanzada de medición. El resto se distribuye entre medidores de autogestión, electrónicos básicos y equipos multifunción.

Los 600,651 puntos de generación distribuida acumulados al cierre de 2025 requieren cada uno un sistema de medición capaz de registrar flujos bidireccionales. Muchos de esos puntos operan bajo esquemas de medición neta, donde el registro preciso de la energía importada y exportada determina el saldo que aparece en el recibo del usuario. Un error sistemático de unos pocos puntos porcentuales, multiplicado por cientos de miles de puntos, genera un volumen total de energía mal cuantificada que afecta los cálculos de pérdidas, planeación de distribución y facturación de la CFE.

En el primer semestre de 2026, se reportaron escaseces de medidores bidireccionales en múltiples estados de la república, con más de 3,000 instalaciones detenidas según estimaciones de la industria. La CFE negó el desabasto, pero el fenómeno revela la presión que ejerce la demanda de medición sobre la cadena de suministro.

Indicador	Valor	Fuente
Capacidad GD instalada	5,189.71 MW	CNE, 2T 2025
Solicitudes de interconexión	600,651	CNE, acumulado desde 2007
Inversión acumulada GD	13,300 MMD	Estimación industria
Servicios CFE total	49.1 millones	CFE Distribución
Medidores electromecánicos	11.63 millones	CFE Distribución
Infraestructura avanzada	4.9%	CFE Distribución
Instalaciones con demoras (1S 2026)	3,000+	Estimación industria

5.2. Sistemas de almacenamiento de energía (BESS)

El almacenamiento de energía representa el mayor desafío metrológico emergente. Una planta solar con almacenamiento integrado no solo debe medir la energía que inyecta a la red. Debe medir la energía que produce el arreglo fotovoltaico, la energía que carga la batería, la energía que descarga la batería, la energía que consume la planta internamente y la energía que entrega al punto de interconexión. Cada una de esas mediciones requiere instrumentos diferentes, con diferentes clases de exactitud, en diferentes ubicaciones físicas, todos correlacionados temporalmente.

Los sistemas de almacenamiento que participan en el mercado de balance de potencia o en servicios de regulación de frecuencia deben reportar su estado y su respuesta en tiempo real. Los intervalos de medición ya no son mensuales ni diarios; son de segundos o fracciones de segundo. La sincronización temporal se convierte en un requisito crítico, no en un accesorio técnico.

Para los sistemas de almacenamiento que deben demostrar capacidad firme ante el mercado, el

procedimiento para determinar cuánta potencia acreditan las baterías aún está en elaboración por parte de CENACE. Los consultores especializados estiman que la potencia acreditada podría estar entre el 50 y el 90 por ciento de la instalada, pero el procedimiento definitivo no se conoce. Esta incertidumbre afecta directamente los modelos de ingresos de los proyectos.

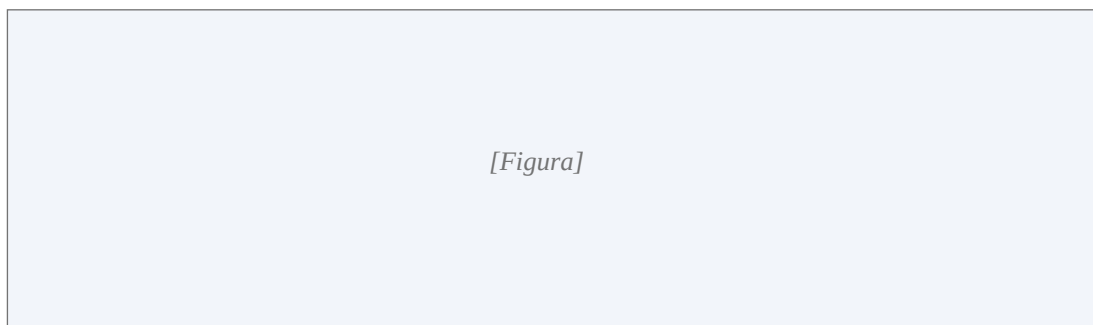


Figura: Comparación de capacidades renovables y almacenamiento — México 2025

Capacidad instalada por tecnología: solar fotovoltaica, eólica, BESS. Proyección de crecimiento 2025-2030. Fuente: elaboración propia con datos de CNE y CFE.

5.3. Marco regulatorio y normas aplicables

El marco institucional de la metrología en México incluye al Centro Nacional de Metrología (CENAM), que mantiene los patrones nacionales de medida; a la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), que acredita laboratorios y organismos de certificación; a la Secretaría de Economía, que coordina la normalización; y a la Comisión Nacional de Energía (CNE), sucesora de la CRE, que emite disposiciones administrativas del sector eléctrico.

Sin embargo, entre la existencia de estas instituciones y la capacidad real de producir datos metrológicamente defendibles en cada punto del territorio nacional, existe una distancia que la transición energética está obligando a cerrar. El proceso de homologación de medidores ante la CFE, realizado por el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM), enfrenta una demanda que supera su capacidad de respuesta.

Proceso de homologación LAPEM

El fabricante somete el equipo a pruebas formales ante la CFE. LAPEM opera como laboratorio de ensayo acreditado y organismo certificador. El certificado de prototipo aprobado que emite LAPEM es el documento que permite instalar ese medidor en un punto de medición fiscal. Sin este certificado, el medidor no puede ser utilizado para liquidaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.

5.4. Cadena de trazabilidad metrológica

Para que un resultado de medición tenga valor contractual, regulatorio y legal, requiere una cadena completa de trazabilidad. Esa cadena incluye: (a) el instrumento de medición, (b) el método de calibración utilizado, (c) la referencia contra la que se comparó, (d) la trazabilidad de esa referencia a patrones nacionales o internacionales, (e) la incertidumbre declarada para el resultado, (f) la documentación que acredita cada elemento, y (g) el organismo que emitió esa documentación.

Si cualquier eslabón de esa cadena se rompe o no existe, el dato sigue existiendo, pero su

defendibilidad desaparece. En el contexto de la expansión energética, esta cadena enfrenta presiones en múltiples puntos:

- Instrumentos: escasez de medidores bidireccionales homologados y retrasos en aprobación de modelos.
- Calibración: número limitado de laboratorios acreditados para instrumentos de potencia.
- Certificación: inexistencia de organismos de certificación acreditados y aprobados para transformadores de medida.
- Verificación: tiempos de 4 a 12 semanas para habilitación de puntos de medición por CENACE.
- Operación: recalibración obligatoria cada 5 años sin capacidad suficiente para atender la demanda.

Eslabón	Estado actual	Nivel de riesgo
Instrumentos (medidores)	Sin aprobación	Alto
Instrumentos (transformadores)	Aprobación sin certificación	Alto
Calibración	Laboratorios limitados	Medio-Alto
Certificación	Sin organismos acreditados	Alto
Verificación CENACE	4-12 semanas de espera	Medio
Recalibración periódica	Capacidad insuficiente proyectada	Medio

6. Análisis de brechas y riesgos identificados

6.1. Brecha de cantidad

La brecha más evidente es la de cantidad. Los 600,651 puntos de generación distribuida requieren cada uno un sistema de medición bidireccional. A esto se suman los puntos de medición fiscal para centrales de generación, las subestaciones de transmisión y distribución, y los nuevos puntos asociados a sistemas de almacenamiento. La capacidad de fabricación, homologación, instalación y calibración de estos sistemas no crece al mismo ritmo que la demanda.

6.2. Brecha de velocidad

Los sistemas de almacenamiento y los servicios de regulación de frecuencia operan en intervalos de segundos o fracciones de segundo. La infraestructura de medición tradicional, diseñada para lecturas mensuales o diarias, no está preparada para estos requerimientos. La sincronización temporal con referencia GPS o NTP certificada se convierte en un requisito crítico que no todos los puntos de medición existentes pueden cumplir.

6.3. Brecha de complejidad

Una planta híbrida (generación renovable + almacenamiento) puede requerir entre 5 y 15 puntos de medición diferentes, cada uno con requisitos específicos de exactitud, intervalo de muestreo y sincronización. La correlación temporal de todas estas mediciones, necesaria para determinar balances energéticos y capacidad efectiva, representa un desafío técnico y logístico que no existía en el sistema eléctrico tradicional.

6.4. Brecha de distribución espacial

Los puntos de medición ya no se concentran en subestaciones centralizadas. Se distribuyen a lo largo de líneas de distribución, en azoteas de edificios, en parques industriales, en estaciones de carga para vehículos eléctricos, en bancos de baterías instalados junto a centros de carga. La capacidad de mantener la calibración y la trazabilidad de instrumentos dispersos geográficamente representa un desafío logístico y económico significativo.

6.5. Riesgos financieros identificados

La convergencia de estas brechas genera riesgos financieros concretos para los participantes del mercado:

1. Riesgo de liquidación: Plantas operativas que no pueden completar liquidaciones porque su sistema de medición no cumple requisitos de homologación. La energía se mide pero no se liquida.
2. Riesgo de retraso: Observaciones de CENACE por incumplimiento en transformadores o comunicación pueden retrasar la puesta en comercial semanas o meses. En un proyecto financiado con deuda, un retraso de tres meses puede representar millones de pesos en intereses adicionales.
3. Riesgo de estimación: Si la comunicación del punto de medición no cumple requisitos de redundancia, CENACE puede estimar el consumo o generación en lugar de usar datos reales.

Las estimaciones no siempre favorecen al generador.

4. Riesgo de capacidad: Para BESS, la incertidumbre sobre la potencia acreditable (50-90% de la instalada) afecta directamente los modelos de ingresos y la viabilidad financiera de los proyectos.
5. Riesgo de mercado: La participación en servicios auxiliares (regulación de frecuencia, reserva de potencia) requiere mediciones en tiempo real que no todos los sistemas pueden proporcionar con la exactitud requerida.

7. Implicaciones para el sector energético

7.1. Para desarrolladores de proyectos

Los desarrolladores de proyectos solares, eólicos y de almacenamiento deben incorporar en sus modelos financieros un análisis de riesgo metrológico que tradicionalmente no se incluye. La viabilidad de un proyecto no depende solo del recurso disponible y los costos de capital, sino de la capacidad de medir, verificar y liquidar la energía producida con los requisitos del comprador o del operador del sistema.

Las preguntas clave que todo desarrollador debe responder antes de cerrar la estructura financiera de un proyecto incluyen: ¿El medidor propuesto cuenta con homologación vigente? ¿Los transformadores de medida tienen certificación LAPEM? ¿El tiempo de verificación de CENACE está contemplado en el cronograma comercial? ¿La comunicación del punto cumple con los requisitos de redundancia del Código de Red?

7.2. Para inversionistas y financiadores

Los bancos, fondos de inversión y otros financiadores de proyectos energéticos enfrentan un riesgo que sus modelos tradicionales no capturan: el riesgo de que la energía producida no pueda ser liquidada por deficiencias en la cadena de medición. Este riesgo no es teórico: existen casos documentados de plantas con capacidad instalada operativa que no pueden completar sus liquidaciones.

La due diligence técnica de un proyecto energético debe incluir una revisión de la cadena metrológica completa: instrumentos, calibración, certificación, verificación y procedimientos de recalibración. La ausencia de cualquier eslabón representa un riesgo financiero cuantificable.

7.3. Para el operador del sistema (CENACE)

CENACE enfrenta el desafío de verificar y habilitar un número creciente de puntos de medición con recursos limitados. El proceso de verificación, que toma entre 4 y 12 semanas por punto, puede convertirse en un cuello de botella para la expansión del sistema. La estimación de generación o consumo, utilizada cuando los datos del medidor no están disponibles, introduce incertidumbres en la operación del sistema y en las liquidaciones del mercado.

7.4. Para la industria de medición

La industria de instrumentos de medición eléctrica enfrenta una oportunidad sin precedentes, pero también requisitos técnicos cada vez más exigentes. Los medidores para generación distribuida deben combinar exactitud bidireccional, registro de calidad de energía, sincronización temporal y comunicación robusta. Los transformadores de medida deben mantener su exactitud en un rango amplio de condiciones y contar con certificación de organismos acreditados.

8. Recomendaciones

8.1. Para desarrolladores y generadores

1. Incluir en la due diligence técnica una revisión completa de la cadena metrológica del proyecto, verificando homologación de medidores, certificación de transformadores y capacidad de calibración disponible.
2. Contemplar en el cronograma comercial un margen de 12 a 16 semanas para el proceso de verificación y habilitación del punto de medición por CENACE.
3. Incluir en los modelos financieros un factor de riesgo por incertidumbre metrológica, particularmente para proyectos con almacenamiento que dependan de procedimientos de acreditación aún en desarrollo.
4. Verificar que la comunicación del punto de medición cumpla con los requisitos de redundancia y disponibilidad del Código de Red para evitar estimaciones de CENACE.
5. Anticipar los requisitos de recalibración periódica (cada 5 años) y asegurar la disponibilidad de laboratorios acreditados para atender la demanda.

8.2. Para reguladores y policy makers

1. Acelerar la implementación de la NOM-001-CRE/SCFI-2019 y la disponibilidad de organismos de certificación acreditados para transformadores de medida.
2. Publicar a la brevedad el procedimiento definitivo de acreditación de capacidad firme para sistemas de almacenamiento, reduciendo la incertidumbre que afecta los modelos de ingresos.
3. Fortalecer la capacidad de LAPEM y otros laboratorios para atender la creciente demanda de homologación y calibración de instrumentos.
4. Desarrollar especificaciones técnicas para medición en plantas híbridas (generación + almacenamiento) que aborden la complejidad de múltiples puntos de medición correlacionados.

8.3. Para la industria de medición

1. Invertir en el desarrollo y homologación de medidores bidireccionales con capacidad de registro de calidad de energía clase A y sincronización temporal GPS.
2. Ampliar la oferta de transformadores de medida con certificación de organismos acreditados, particularmente para aplicaciones en generación distribuida y almacenamiento.
3. Desarrollar soluciones de comunicación redundante que cumplan con los requisitos de disponibilidad del Código de Red para puntos de medición fiscal.

9. Conclusiones

La transición energética mexicana es una realidad cuantificable: 5,189 MW de generación distribuida, 600,651 solicitudes de interconexión, 13,300 millones de dólares invertidos y almacenamiento proyectado para multiplicarse por 8.4 en los próximos años. Pero esta expansión avanza sobre una premisa implícita que nadie ha garantizado: que la capacidad de medir evolucionará al mismo ritmo que la capacidad de generar.

El diagnóstico presentado en este informe revela que la infraestructura metrológica del país enfrenta presiones crecientes en cuatro dimensiones. La brecha de cantidad se manifiesta en la escasez de medidores bidireccionales y los más de 3,000 instalaciones reportadas con demoras. La brecha de velocidad se evidencia en los requerimientos de medición en tiempo real para sistemas de almacenamiento. La brecha de complejidad aparece en las plantas híbridas que requieren múltiples puntos de medición correlacionados. La brecha de distribución espacial se observa en la dispersión geográfica de puntos que antes se concentraban en subestaciones.

En una economía donde cada kilovatio-hora tiene un precio, cada intervalo de liquidación tiene una fecha límite y cada contrato tiene cláusulas de cumplimiento, la duda metrológica no es un detalle técnico: es un riesgo financiero.

Las consecuencias ya son observables: plantas que no pueden liquidar, retrasos en la puesta en marcha comercial, procedimientos de acreditación en elaboración y una cadena de certificación con eslabones faltantes. Los desarrolladores, inversionistas y reguladores deben incorporar el análisis metrológico en sus decisiones, no como un requisito técnico secundario, sino como un factor crítico de viabilidad financiera.

La infraestructura metrológica no se mide en megawatts ni en kilómetros de línea. Se mide en patrones mantenidos, laboratorios acreditados, organismos de certificación aprobados, procedimientos de calibración documentados, cadenas de trazabilidad verificables y técnicos capacitados para operar todo lo anterior. Sin esa infraestructura, cada activo energético que se construya en México operará con una duda fundamental incorporada.

La siguiente publicación de esta serie analizará la escala completa del sistema energético mexicano que debe medirse: cuántos activos existen, dónde están, qué tecnologías incorporan y qué requisitos específicos de medición impone cada una de ellas. Solo dimensionando el problema podrá evaluarse si la infraestructura metrológica del país está preparada para sostener la transición que ya está en marcha.

10. Referencias bibliográficas

(Formato APA 7ª edición)

- CCN Mexico Report. (2026, junio 30). Mexico approves new regulations on electricity storage. CCN Mexico Report.
- Comisión Nacional de Energía. (2025). Estadísticas de solicitudes de interconexión de centrales eléctricas con capacidad menor a 0.7 MW. Segundo semestre de 2025. CNE.
- Comisión Nacional de Energía. (2024, diciembre 30). Acuerdo A/165/2024 de la CRE. Diario Oficial de la Federación.
- CFE Distribución. (2025). Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2025–2039. Comisión Federal de Electricidad.
- El Economista. (2026, julio 15). Almacenamiento de energía aumentaría hasta 8.4 veces. El Economista.
- Expansion.mx. (2026, junio 3). Las tarifas altas de CFE detonan 112,000 nuevas solicitudes de paneles solares en México. Expansion.mx.
- International Electrotechnical Commission. (2020). IEC 62053-22: Electricity metering equipment — Particular requirements — Part 22: Static meters for AC active energy (classes 0.2S and 0.5S). IEC.
- International Electrotechnical Commission. (2015). IEC 61000-4-30: Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 4-30: Testing and measurement techniques — Power quality measurement methods. IEC.
- NXTView. (2026, marzo 17). Medición fiscal CFE: requisitos y cumplimiento en México. NXTView.
- OLADE. (2025). Libro Blanco del Almacenamiento de Energía en América Latina y el Caribe. Organización Latinoamericana de Energía.
- PV Magazine México. (2025, marzo 11). México define la participación de los BESS en el sistema eléctrico. PV Magazine México.
- PV Magazine México. (2026, junio 2). México supera en 2025 los 5 GW solares en generación distribuida. PV Magazine México.
- PV Magazine México. (2026, julio 22). Cubico y CFE acuerdan desarrollar 578 MW renovables con 500 MWh en baterías. PV Magazine México.
- Sunwise. (2025). Análisis de datos CNE, CRE, CENACE y SENER 2019–2025. Sunwise Energy Analytics.
- Yucatán.com.mx. (2026, junio 15). CFE desmiente desabasto de medidores bidireccionales. Yucatán.com.mx.