

DSO BRIEF

Generación distribuida: Hacia un modelo regulatorio sostenible para la distribución eléctrica





EDITORES

Alessandra Amaral, Roberto Cajamarca
Gómez, Joaquín Lazo Sánchez.

COLABORADORES

Daitshon Emerson Alata Ramos, Óscar Aldana,
Dimitri Barros Pereira de Oliveira, Claudio
Bulacio, Roman Buñay, Benjamín Dahrouge,
Alfredo Gallegos, Jose Saul Guirola Argueta,
Amanda Lacerda Prado, Jorge Mario Mijangos
Rivas, Ednelson de Moraes, Mariano Nasarov,
Edgar Armando Pérez Santos, María José
Pérez Vanmorlegan, Aldo de Jesus Pessanha,
Rodolfo Rennins, Hans Rother Salazar, Ernesto
San Miguel, Donald Villegas Barrantes.

1. INTRODUCCIÓN	5
2. NUEVO PARADIGMA E IMPACTOS SOBRE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	7
3. ENFOQUES REGULATORIOS PARA LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	9
3.1. Categorización de la generación distribuida	10
3.2. Esquemas de remuneración y participación en el mercado	10
3.3. Condiciones técnicas de conexión	12
3.4. Rol y responsabilidades de las distribuidoras	12
3.5. Restricciones de conexión	13
3.6. Mecanismos para la recuperación de inversiones en la red	14
4. PANORAMA REGIONAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	15
4.1. Nivel de penetración	15
4.2. Marcos regulatorios comparados	17
4.3. Condiciones técnicas y de conexión	19
5. ENFOQUES REGULATORIOS INTERNACIONALES SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	32
5.1. Rol activo del DSO en la gestión de recursos distribuidos	32
5.2. Nuevas responsabilidades del DSO	33
5.3. Mecanismos para la sostenibilidad económica	35
5.4. Incentivos y mandatos para la digitalización	37
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	38
7. REFERENCIAS	40



01

INTRODUCCIÓN

La generación distribuida (GD), especialmente la solar fotovoltaica (PV), se ha convertido en uno de los fenómenos más transformadores del sistema eléctrico moderno. En América Latina y el Caribe, su expansión se acelera al ritmo de la caída de los costos tecnológicos, la creciente conciencia ambiental y la voluntad de los usuarios de tomar un rol activo en la gestión de su energía. En países como Brasil, Chile y México, el costo de la electricidad solar distribuida ha disminuido entre un 40% y un 70% desde 2010 (IEA, 2022), haciendo que generar energía en el hogar o en pequeñas empresas sea tan o más barato que comprar a la red. Además, su modularidad —la capacidad de crecer mediante unidades pequeñas y replicables, adaptándose a distintos tamaños de usuario y niveles de demanda— le ha convertido en una tecnología accesible, flexible y expansiva, capaz de integrarse tanto en una vivienda como en un complejo industrial o comunitario.

Esta accesibilidad ha democratizado la producción de energía, pero también ha introducido una disrupción profunda en las redes concebidas para operar con flujos unidireccionales. La GD está transformando las redes pasivas en sistemas activos, donde miles de pequeños generadores, baterías e inversores interactúan simultáneamente, creando nuevos desafíos de planificación, control y estabilidad. Las distribuidoras ya no son solo transportistas de electricidad: se están convirtiendo en gestoras del ecosistema energético, responsables de equilibrar la variabilidad, mantener la calidad del suministro y coordinar los recursos distribuidos de forma eficiente y segura.



Integrar adecuadamente esta nueva realidad no es algo automático. Requiere innovación tecnológica en áreas como inversores inteligentes, almacenamiento distribuido y redes digitales, además de una transformación regulatoria profunda. Los marcos tradicionales, centrados en la energía entregada, deben evolucionar hacia esquemas que valoren la flexibilidad, la resiliencia y los servicios de red que los recursos distribuidos aportan. Los mercados y la regulación necesitan aprender a gestionar la variabilidad, incentivar la inversión en soluciones flexibles y permitir que los nuevos actores participen activamente y sean remunerados por sus contribuciones al sistema.

La distribución eléctrica en América Latina se encuentra en un momento desafiante. La GD puede convertirse en un motor de modernización y desarrollo local, fortaleciendo la seguridad energética y reduciendo emisiones. Si embargo, si su expansión supera la capacidad de adaptación técnica y regulatoria, puede generar desequilibrios económicos y operativos en la distribución eléctrica. El desafío consiste en acompañar la innovación tecnológica con marcos regulatorios capaces de sostener la operación del sistema y asegurar la sostenibilidad del servicio de distribución.

Este documento tiene como objetivo analizar la expansión de la GD en América Latina y el Caribe, y sus implicancias para el modelo de distribución eléctrica. Se abordan los principales desafíos técnicos, económicos y regulatorios asociados a su integración, considerando los efectos sobre la operación de las redes, la sostenibilidad del servicio y la planificación de la infraestructura. Asimismo, se destacan las oportunidades que la GD ofrece para modernizar la red, mejorar la flexibilidad del sistema y fortalecer la relación con los usuarios, en un contexto donde las distribuidoras asumen un papel cada vez más activo en la gestión del nuevo ecosistema energético.



02

NUEVO PARADIGMA E IMPACTOS SOBRE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La GD surgió como una respuesta ambiental orientada a reducir emisiones y acelerar la transición hacia sistemas eléctricos más limpios y sostenibles. Su despliegue se vio impulsado por la caída de los costos tecnológicos y el aumento de los precios de la energía, convirtiéndose también en una alternativa económicamente atractiva para hogares y pequeñas empresas. Con ello, la GD pasó de ser una herramienta ambiental a un vector de transformación estructural del sistema eléctrico, capaz de aportar **flexibilidad, resiliencia y equidad**.

Como fuente de **flexibilidad**, la GD permite gestionar la variabilidad de la generación renovable y de la demanda eléctrica, suavizando picos de carga y aliviando la congestión de red gracias a su proximidad al consumo. Su operación localizada y su integración con tecnologías como el almacenamiento, la digitalización y la gestión de la demanda la convierten en un recurso clave para equilibrar oferta y demanda en tiempo real. En términos de **resiliencia**, la GD refuerza la capacidad de respuesta del sistema frente a fallas o contingencias. Al aportar soporte de tensión y frecuencia, e incluso operar en modo isla junto con sistemas de almacenamiento y control avanzado, permite mantener el suministro en sectores críticos y acelerar la recuperación del sistema durante emergencias, mejorando la continuidad del servicio en zonas rurales o aisladas. Finalmente, la GD puede contribuir a la **equidad energética**, al facilitar el acceso a energía limpia y asequible para sectores vulnerables y comunidades rurales. Los modelos de prepago, propiedad comunitaria y esquemas de terceros reducen las barreras de entrada y fomentan la participación ciudadana en la transición, distribuyendo de manera más justa los beneficios económicos, sociales y ambientales.

A pesar de sus beneficios, la expansión de la GD plantea una serie de **desafíos técnicos, operativos y regulatorios** que redefinen el papel de las distribuidoras. La intermitencia inherente a las fuentes renovables y la creciente bidireccionalidad de los flujos eléctricos complican la planificación y el control de las redes de baja tensión, donde se concentran la mayoría de las conexiones. La gestión del voltaje, la congestión y la coordinación entre operadores de transmisión y distribución requiere nuevas prácticas y capacidades de monitoreo en tiempo real. A ello se suma la limitada visibilidad sobre los recursos detrás del medidor y la necesidad de integrar miles de pequeñas unidades que operan de manera descentralizada. Desde el punto de vista económico, surgen interrogantes sobre el uso de la red, la asignación de costos y los mecanismos de compensación adecuados para reflejar el valor que la GD aporta al sistema.

La suma de estos factores evidencia que la transición hacia redes más activas y descentralizadas no puede sostenerse con los métodos tradicionales de operación y planificación. Su viabilidad dependerá cada vez más de la digitalización, que actúa como el habilitador central para gestionar la complejidad, garantizar la estabilidad y aprovechar plenamente el potencial de la generación distribuida. En este escenario, las empresas distribuidoras se consolidan como el eje articulador de la transición energética, responsables de integrar estos recursos de forma segura, eficiente y económicamente sostenible. Su desempeño dependerá tanto del avance tecnológico como de la existencia de marcos regulatorios y de inversión que acompañen la innovación.

La evidencia disponible confirma que este proceso ya está en marcha: en distintos países, la experiencia de las distribuidoras evidencia que la expansión de la GD no es un fenómeno neutro para la red. Su incorporación modifica los flujos eléctricos, introduce nuevas exigencias operativas y tensiona los modelos económicos tradicionales sobre los que se organiza el servicio de distribución. Aunque su penetración aún es moderada, los reportes confirman la aparición de efectos técnicos y financieros concretos, que anticipan los desafíos que acompañarán su despliegue masivo.

En el **plano técnico**, las distribuidoras ya observan alteraciones significativas en los perfiles de tensión, congestión de activos y fallas en los sistemas de protección. La generación distribuida provoca inversiones de flujo en transformadores y alimentadores, sobre-tensiones locales durante las horas de máxima inyección y fluctuaciones rápidas de tensión asociadas a la intermitencia solar, lo que exige reguladores más sofisticados y una gestión de voltaje en tiempo real. A ello se suman sobrecargas en conductores y transformadores de baja tensión, incrementos de armónicos por inversores de baja calidad y dificultades crecientes en la coordinación de protecciones y maniobras seguras de mantenimiento. Estas condiciones, antes marginales, se están volviendo recurrentes y confirman que la generación distribuida no es inocua para la red: su integración implica costos de refuerzo, monitoreo y digitalización que deben ser reconocidos si se busca mantener la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. A ello se suma la aparición de instalaciones no declaradas o fuera de norma, que operan sin registro ni certificación y agravan los riesgos técnicos y de seguridad, al introducir inyecciones no supervisadas y dificultar la planificación de la red.

En el **plano económico**, surgen tres impactos principales derivados de la expansión de la generación distribuida. El primero es la reducción de la energía facturada, producto del autoconsumo y de los esquemas de compensación energética, lo que disminuye directamente los ingresos disponibles para cubrir los costos fijos de la red, que permanecen inalterados. Este efecto es especialmente visible en la migración de grandes clientes hacia la autogeneración, que reduce la base de usuarios sobre la cual se amortizan las inversiones en infraestructura. El segundo impacto es el aumento de los costos operativos y de capital no reconocidos, asociados a la necesidad de reforzar redes, modernizar la medición y el control e implementar tecnologías de gestión bidireccional, inversiones que no siempre encuentran reflejo en las estructuras tarifarias vigentes. Finalmente, la combinación de menores ingresos y mayores costos genera un desequilibrio financiero que pone en riesgo la sostenibilidad del negocio de distribución, particularmente en aquellos marcos regulatorios que aún no reconocen estas nuevas funciones y responsabilidades. Sin un diseño tarifario adaptado que diferencie claramente la remuneración por el uso de la red respecto de la venta de energía, la expansión de la generación distribuida puede comprometer la capacidad de las distribuidoras para sostener la calidad, la seguridad y la modernización del sistema eléctrico.



La GD surgió como una respuesta ambiental orientada a reducir emisiones y acelerar la transición hacia sistemas eléctricos más limpios y sostenibles.

03

ENFOQUES REGULATORIOS PARA LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La expansión de la generación distribuida introduce cambios sustantivos en la operación y planificación de las redes, lo que hace necesario un marco regulatorio que ordene su integración, minimice sus efectos adversos y permita capturar sus beneficios sin deteriorar la estabilidad ni la sostenibilidad económica del servicio. La regulación cumple así una función habilitante y protectora, al establecer condiciones claras para la conexión, operación y valoración de estos recursos, y al resguardar que la modernización de la red avance de manera segura y coherente con las capacidades reales de distribución.

El análisis comparado de los marcos normativos de la región muestra que, pese a las diferencias entre países, la regulación de la GD se estructura conceptualmente en torno a seis pilares que definen su alcance y funcionamiento. Estos pilares abarcan la categorización por potencia, los mecanismos de remuneración, los requisitos técnicos y administrativos de conexión, las responsabilidades de las distribuidoras, las restricciones aplicables cuando existen riesgos para la red y los mecanismos de reconocimiento de inversiones asociados a la habilitación de estos proyectos. Las subsecciones siguientes desarrollan cada uno de estos pilares y describen su rol dentro de un esquema regulatorio integral para la integración de la generación distribuida. La Tabla 1 sintetiza estos seis pilares regulatorios, destacando su propósito, el alcance de los aspectos que regulan, los mecanismos que los componen y sus principales implicancias para la red y para las distribuidoras.

Tabla 1. Pilares regulatorios para la integración de la generación distribuida.

Pilar	Objetivo regulatorio	Contenido regulado	Herramientas o mecanismos	Consecuencias para la red y las distribuidoras
1. Categorización y umbrales de potencia	Ajustar exigencias según escala e impacto.	Clasificación de la GD según capacidad instalada y alcance operativo.	Segmentación por potencia; umbrales.	Facilita la masificación en pequeña escala y protege la estabilidad ante proyectos de mayor impacto.
2. Esquemas de remuneración y participación en el mercado	Regular la valorización de inyecciones y definir los modos de participación económica.	Límites de autoconsumo, venta de excedentes y acceso a mercados.	Autoconsumo puro; medición neta; facturación neta; participación mayorista.	Evita subsidios cruzados y ordena la interacción económica de la GD.
3. Condiciones técnicas de conexión	Asegurar que cada conexión sea compatible con la operación segura del sistema.	Requisitos técnicos, administrativos y contractuales previos a la conexión.	Procedimientos de conexión; estudios eléctricos; contratos; protecciones y medición.	Permite incorporar GD sin comprometer la calidad, seguridad ni continuidad del suministro.
4. Rol y responsabilidades de las distribuidoras	Definir funciones oficiales y exigibles frente a la GD.	Responsabilidades administrativas, técnicas, operativas y de supervisión.	Gestión de solicitudes; inspecciones; puesta en servicio; medición; fiscalización.	Incrementa tareas y costos; requiere atribuciones, recursos y herramientas para cumplir el rol.
5. Restricciones de conexión	Determinar si la red puede admitir nueva GD bajo condiciones seguras.	Límites técnicos, de seguridad y capacidad disponible.	Evaluaciones de tensión, cortocircuito, islas no intencionales, capacidad disponible.	Evita saturación, riesgos operativos e inestabilidades; permite condicionar o diferir conexiones.
6. Mecanismos de asignación y recuperación de costos	Regular la asignación y el financiamiento de los costos asociados a la integración de la GD	Costos específicos del proyecto y costos sistémicos asociados a la GD.	Asignación directa; reconocimiento tarifario; asignación según impacto real.	Previene subsidios cruzados, promueve decisiones eficientes y sostiene la viabilidad financiera del sistema.

CATEGORIZACIÓN Y UMBRALES DE POTENCIA PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Un primer componente regulatorio es la segmentación de la generación distribuida según su capacidad instalada. Este principio permite dividir las instalaciones en categorías y asignar a cada una requisitos técnicos y administrativos acordes a su magnitud e impacto potencial. Aunque la forma específica de aplicar esta segmentación varía entre países, existe un consenso básico en establecer un umbral que distinga la generación distribuida del régimen de generación convencional. Las diferencias posteriores responden al nivel de detalle con que cada jurisdicción decide estructurar su marco normativo.

Este enfoque permite reducir barreras de entrada para las instalaciones más pequeñas, que representan un riesgo acotado para la red y pueden acogerse a procesos simplificados, y, al mismo tiempo, habilita evaluaciones más rigurosas en los proyectos de mayor capacidad, donde resulta necesario analizar protecciones, perfiles de tensión y eventuales refuerzos de infraestructura antes de autorizar la conexión. En el trasfondo de este diseño se encuentra el principio de proporcionalidad: exigir a cada proyecto un nivel de análisis coherente con su impacto potencial sobre la red. De este modo, la categorización por potencia facilita la masificación ordenada de la generación distribuida a pequeña escala y protege la estabilidad del sistema frente a instalaciones que pueden influir de manera significativa en la operación del sistema eléctrico.

ESQUEMAS DE REMUNERACIÓN Y PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO

Un segundo eje regulatorio se refiere al diseño de los mecanismos de participación económica de la generación distribuida y, en particular, a la forma en que se remuneran los excedentes que estos sistemas pueden inyectar a la red. En la práctica internacional, la regulación tiende a organizar estos mecanismos en tres grandes categorías, que reflejan distintos niveles de interacción con la red y con el mercado eléctrico.

La primera categoría corresponde a los proyectos orientados exclusivamente al autoconsumo, en los que se prohíbe la inyección de energía a la red. En este esquema, la instalación opera de manera aislada desde el punto de vista comercial, sin intercambios energéticos con la distribuidora. Este enfoque privilegia la simplicidad administrativa y técnica, de modo que los usuarios acceden a procedimientos de conexión más expeditos y con exigencias proporcionalmente menores. La lógica regulatoria es clara: la ausencia de exportación elimina riesgos operativos y económicos para la red, lo que permite reducir significativamente las barreras de entrada.



La expansión de la generación distribuida introduce cambios sustantivos en la operación y planificación de las redes.

La segunda categoría corresponde a los proyectos de autoconsumo con venta de excedentes, donde la regulación autoriza la inyección parcial de energía a la red bajo esquemas de compensación regulada. En este modelo, la venta de excedentes se realiza de manera controlada, sujeta a reglas predefinidas y a precios establecidos por la autoridad competente o por la distribuidora según el marco normativo aplicable. Dentro de este esquema predominan dos modalidades principales para remunerar los excedentes:

- **Medición neta (net metering):** En este esquema, la energía consumida y la energía inyectada se valorizan de la misma forma y el neteo se realiza en unidades de energía. El excedente se acredita al usuario en kWh para ser descontado de consumos futuros, de modo que cada kWh producido tiene el mismo valor que un kWh ahorrado de la tarifa minorista. Aunque este modelo ha sido altamente efectivo para acelerar la adopción inicial de la generación distribuida residencial y comercial, presenta limitaciones desde la perspectiva de la sostenibilidad económica del sistema. Al equiparar el valor de la energía inyectada al de la energía consumida, la medición neta tradicional no refleja los costos asociados al uso de la red como respaldo, lo que conduce a una subvaloración de la infraestructura de distribución y de los servicios auxiliares necesarios para mantener el suministro. Diversos análisis muestran que, sin ajustes, este esquema puede generar subsidios cruzados desde los usuarios que no generan hacia aquellos que sí lo hacen, dado que los primeros terminan asumiendo una proporción mayor de los costos fijos del sistema (NREL, 2025).
- **Facturación neta (net billing):** En este esquema, la energía consumida y la energía inyectada se valorizan de manera distinta y el neteo se realiza en unidades monetarias. El usuario paga su consumo bruto aplicando la tarifa regulada correspondiente y, por la energía que exporta,

recibe un pago o crédito calculado a un precio específico definido por la regulación. Ambos valores se compensan en dinero y no en energía: en la factura se netean los montos monetarios derivados de valorizar por separado el consumo y la inyección. Usualmente, el precio de venta de los excedentes se determina a partir de los costos evitados para la distribuidora o del precio mayorista de la energía, excluyendo cargos de red y otros componentes regulados. De este modo, un kWh inyectado no tiene el mismo valor que un kWh consumido, lo que permite reflejar con mayor precisión los costos de transporte, respaldo y gestión asociados al suministro. Este enfoque contribuye a reducir los subsidios cruzados y a resguardar la sostenibilidad económica del sistema, aun cuando tiende a ofrecer incentivos económicos algo menores para el prosumidor en comparación con la medición neta (NREL, 2025).

La tercera categoría corresponde a los proyectos que participan directamente en el mercado eléctrico, manteniendo su condición de GD, pero operando bajo un esquema económico similar al de las plantas convencionales. En esta modalidad, la energía inyectada se valoriza a precios de mercado, ya sea en el mercado spot o mediante contratos bilaterales, lo que requiere que la instalación cumpla un conjunto mayor de obligaciones técnicas y comerciales, como el registro como agente del sistema, la observancia de los códigos de red y la capacidad de ser telegestionada o desconectada cuando sea necesario para resguardar la seguridad del sistema. Aunque estas exigencias son superiores a las aplicadas a los proyectos de autoconsumo con venta de excedentes, siguen siendo coherentes con la categoría de GD y no alcanzan la complejidad propia de una planta de generación convencional.

CONDICIONES TÉCNICAS DE CONEXIÓN

Un tercer eje regulatorio se refiere a las condiciones técnicas de conexión, que definen las reglas bajo las cuales la GD puede integrarse físicamente a la red. Su propósito es asegurar que cada proyecto cumpla los requisitos necesarios para garantizar la seguridad, calidad y confiabilidad del sistema eléctrico. En línea con el principio de proporcionalidad, estas exigencias se ajustan a la escala e impacto potencial de cada instalación:

- Procesos simplificados para micro o pequeña generación, basados en notificación, revisión documental y verificación de estándares mínimos de equipos, sin necesidad de estudios eléctricos caso a caso.
- Proceso estándar para generación de escala media, que requieren una solicitud formal y, en algunos casos, un estudio de conexión simplificado para evaluar la capacidad disponible de la red y eventuales refuerzos
- **Proceso exhaustivo** para proyectos de mayor potencia, con estudios completos de flujo de carga, cortocircuito, coordinación de protecciones y requisitos formales de interconexión similares a los aplicados a la generación convencional conectada a niveles de tensión superiores

Dentro de este marco escalonado, la regulación técnica se articula mediante cuatro instrumentos operativos centrales, cuyos requisitos se adaptan a la magnitud e impacto de cada proyecto. El procedimiento de conexión ordena administrativamente el ingreso de nuevas instalaciones, definiendo etapas, plazos y verificaciones. En las instalaciones pequeñas suele limitarse a una notificación y revisión documental, mientras que en los proyectos de mayor potencia requiere eva-

luaciones formales, inspecciones y coordinación detallada entre la distribuidora y el solicitante. Los estudios eléctricos constituyen la herramienta de ingeniería que permite evaluar la factibilidad técnica: en la pequeña escala se reemplazan por límites genéricos de capacidad o criterios simplificados, mientras que en la mediana y gran escala exigen modelaciones completas de flujo de carga, cortocircuito, tensión y protecciones, pudiendo condicionar la conexión a refuerzos de red. El contrato de conexión formaliza los derechos y obligaciones del generador una vez superada la evaluación técnica. En proyectos menores puede limitarse a un anexo del contrato de suministro, mientras que en instalaciones de mayor tamaño adopta la forma de acuerdos específicos que asignan responsabilidades sobre medición, obras de refuerzo, mantenimiento y eventuales desconexiones. Finalmente, los sistemas de protección y medición aseguran la operación segura y transparente de la instalación. En la pequeña escala suelen bastar inversores certificados con funciones anti-isla y medidores bidireccionales básicos, mientras que en la mayor escala se requieren protecciones ajustadas al esquema de la red, capacidad de telecontrol y sistemas avanzados de monitoreo validados por la distribuidora.

Los procedimientos, estudios, contratos y sistemas de medición conforman el andamiaje operativo que hace posible la expansión segura de la generación distribuida. Su existencia responde a la necesidad de preservar la estabilidad técnica, la trazabilidad comercial y la equidad económica del sistema. Fortalecer estas herramientas permite que las distribuidoras actúen no solo como administradoras de red, sino como garantes de una transición energética ordenada, eficiente y sostenible.

ROL Y RESPONSABILIDADES DE LAS DISTRIBUIDORAS

El cuarto eje regulatorio se refiere al conjunto de responsabilidades que la normativa asig-

na a las distribuidoras en materia de generación distribuida. Lejos de disminuir, estas funciones se amplían conforme aumenta la penetración de la GD, obligando a las empresas a gestionar una red más descentralizada, bidireccional y digitalizada. Este cambio introduce obligaciones adicionales que conllevan costos en personal, sistemas de control, análisis técnico y fiscalización, por lo que la regulación debe reconocer explícitamente estas tareas y dotar a las distribuidoras de atribuciones y recursos proporcionales a su rol, evitando que la expansión de la GD genere brechas entre las exigencias y la capacidad efectiva para cumplirlas.

Estas responsabilidades abarcan múltiples dimensiones. En el ámbito administrativo, las distribuidoras deben gestionar las solicitudes de conexión, mantener registros actualizados de generadores distribuidos y publicar información técnica relevante, lo que exige capacidades de gestión documental y plataformas de información. En el plano técnico-operativo, están encargadas de evaluar la factibilidad de cada proyecto mediante estudios proporcionales a su escala, verificar el cumplimiento normativo, inspeccionar instalaciones y, cuando sea necesario, limitar o desconectar generadores que comprometan la seguridad de la red. En materia de puesta en servicio y operación, deben coordinar maniobras, validar pruebas y asegurar que las instalaciones cumplan los estándares para permitir la inyección segura de energía. En el ámbito de medición y liquidación, asumen la instalación y operación de sistemas de medición bidireccional, así como el procesamiento y valorización de datos de consumo e inyección, funciones que demandan infraestructura digital y trazabilidad comercial. Finalmente, en el plano de supervisión regulatoria, actúan como el agente responsable de fiscalizar el cumplimiento de las normas de GD a nivel local, reportar al regulador sobre la capacidad conectada y su desempeño y, en caso de anomalías graves, suspender la inyección del generador hasta que se subsanen las faltas. Estas tareas requieren nuevas capacidades

organizacionales y jurídicas, fundamentales para garantizar que la generación distribuida se integre al sistema eléctrico de manera segura, trazable y equitativa.

RESTRICCIONES DE CONEXIÓN

El quinto eje regulatorio se refiere a las restricciones de conexión, que delimitan las condiciones bajo las cuales una instalación de generación distribuida puede ser aceptada, condicionada o postergada según el estado real de la red. Aunque el principio de acceso abierto está presente en la mayoría de los marcos regulatorios, su aplicación debe respetar los límites técnicos y operativos de la infraestructura, de modo que la incorporación de nuevos generadores no comprometa la seguridad, la calidad ni la continuidad del suministro. Estas restricciones cumplen así una función esencial de gestión técnica, permitiendo a las distribuidoras evaluar la factibilidad de cada solicitud y exigir medidas correctivas cuando sea necesario.

En la práctica, las restricciones de conexión se articulan en torno a tres ámbitos principales. Las restricciones técnicas buscan preservar los parámetros eléctricos de la red, evitando que una nueva conexión genere inestabilidades, distorsiones de tensión o problemas de coordinación de protecciones. Las restricciones por seguridad operativa resguardan la integridad física de la infraestructura, del personal y de los usuarios, previniendo situaciones como islas no intencionales o retroalimentaciones peligrosas. Finalmente, las restricciones asociadas a la capacidad de red reflejan los límites físicos de alimentadores, transformadores y circuitos de baja tensión, y evitan la saturación de la infraestructura cuando la inyección local supera su capacidad de absorción. En los marcos regulatorios contemporáneos, estas evaluaciones se apoyan cada vez más en metodologías de capacidad de acogida, que estiman de manera cuantitativa el margen disponible para integrar nueva generación sin afectar la operación del sistema. Este enfoque permite a las distribuidoras auto-

rizar, condicionar o diferir conexiones con criterios objetivos y trazables, y fomenta la transparencia mediante la publicación de mapas de capacidad o indicadores equivalentes, consolidando a las restricciones de conexión como un instrumento central de gobernanza técnica destinado a asegurar que la expansión de la generación distribuida ocurra dentro de márgenes seguros y económicamente sostenibles.

MECANISMOS PARA LA RECUPERACIÓN DE INVERSIONES EN LA RED

El sexto eje regulatorio se refiere a los mecanismos mediante los cuales se asignan y, cuando corresponde, se recuperan los costos asociados a la integración de la generación distribuida. La conexión de nuevos generadores exige inversiones en infraestructura, medición bidireccional, telecomunicaciones, gestión de datos y una operación más compleja. Mientras la penetración de la GD es baja, estos costos pueden ser marginales; pero a medida que crece su presencia en la red, las distribuidoras deben implementar refuerzos y sistemas adicionales para asegurar un servicio seguro y confiable. Si estos costos no se asignan o reconocen adecuadamente, pueden quedar sin financiamiento o trasladarse injustamente al resto de los usuarios, generando subsidios cruzados. Por ello, este pilar busca asegurar que los costos derivados de la GD se distribuyan de manera equitativa y eficiente.

En la práctica, los marcos regulatorios combinan tres enfoques para asignar y recuperar los costos asociados a la integración de la generación distribuida. El primero es la asignación directa de costos específicos al generador, conforme al principio de causalidad, de modo que cada proyecto financia las obras y equipamientos que su propia conexión requiera, como refuerzos locales de red, adecuaciones de protecciones o la instalación de medidores bidireccionales. El segundo enfoque aborda los costos sis-

témicos o compartidos que surgen cuando la expansión de la GD obliga a modernizar infraestructura general, incluyendo telecomunicaciones, plataformas de monitoreo, automatización o refuerzos de redes de baja tensión; estos gastos, al no ser atribuibles a un único proyecto, se reconocen a través de los planes tarifarios o mediante cargos regulados por uso de red o servicios de respaldo. Finalmente, algunos marcos incorporan mecanismos de asignación según impacto real, en los que las remuneraciones o cargos se ajustan de acuerdo con el efecto concreto que cada proyecto tiene sobre la red, premiando instalaciones que reducen pérdidas o alivian la carga del sistema y exigiendo una mayor contribución a aquellas que generan costos adicionales o exigencias operativas.

En conjunto, estos seis ejes descritos muestran que, pese a la diversidad de enfoques y ritmos de avance, los países de la región tienden a converger hacia un mismo marco funcional para integrar la GD. Todos abordan, con distintos niveles de madurez, los mismos desafíos estructurales: garantizar la sostenibilidad económica de las distribuidoras, preservar la estabilidad técnica de la red y asegurar un desarrollo equitativo y seguro de la GD. Las diferencias se expresan en la profundidad, alcance y coordinación de las medidas adoptadas, pero el sentido de evolución es común. A continuación, se presenta el panorama latinoamericano, que examina cómo cada país ha desarrollado estos seis ejes y cuáles son las principales variaciones que definen la diversidad regulatoria de la región.



La expansión de la generación distribuida introduce cambios sustantivos en la operación y planificación de las redes

04

PANORAMA REGIONAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

NIVEL DE PENETRACIÓN

La GD ha pasado de ser una opción incipiente para consolidarse como uno de los principales vectores de crecimiento del sector eléctrico regional. En 2024, la capacidad instalada en los nueve países representados en ADELAT supera los 39 GW, impulsada casi en su totalidad por sistemas solares PV conectados a la red de distribución. Brasil explica cerca del 85% del total regional, seguido por Chile, Colombia y Costa Rica, donde la expansión reciente refleja tanto mejoras regulatorias como reducciones sostenidas en los costos tecnológicos.

En líneas generales, la evolución es dispar. Mientras algunos países han avanzado hacia marcos normativos relativamente robustos y estables, que entregan mayor previsibilidad e incentivos a la inversión, otros aún operan con regulaciones incipientes o con

implementación acotada, lo que tiende a ralentizar la integración a las redes de distribución. Estas diferencias ayudan a entender tanto la brecha en capacidad instalada entre países como la asimetría en la penetración efectiva de la GD dentro de las redes. El resultado es un panorama heterogéneo, que va desde mercados con alta penetración, como el caso de Brasil, hasta mercados en fase exploratoria, como Perú, donde la GD todavía representa una fracción muy acotada de la capacidad total. La Fig. 1 ilustra la capacidad instalada de generación distribuida en los nueve países considerados en el estudio, así como su nivel relativo de penetración dentro de las redes de distribución. La representación evidencia la marcada heterogeneidad regional, tanto en magnitud instalada como en participación porcentual, destacando la concentración del desarrollo en Brasil y la diversidad de trayectorias entre el resto de los países.



Fig. 1. Capacidad instalada y penetración de la generación distribuida en América Latina (2024).

Más allá del panorama nacional, la experiencia de las empresas distribuidoras que participaron en este estudio permite observar con mayor precisión cómo se manifiesta la generación distribuida en las redes reales de América Latina. En muchas de estas concesiones, la GD representa aún una fracción acotada de la capacidad instalada local, con valores que no superan el 1 % en varios casos. Sin embargo, también se identifican concesiones con niveles significativamente más altos, que superan el 20 % y, en casos excepcionales, alcanzan hasta un 59 % de participación, como ocurre en una distribuidora brasileña. La Fig. 2 ilustra esta heterogeneidad, mostrando los niveles de penetración registrados por las distribuidoras participantes, organizados por país. La muestra incluye empresas de distinto tamaño y naturaleza, desde grandes operadores con capital mixto hasta cooperativas regionales, que actúan bajo marcos normativos diversos y con grados heterogéneos de digitalización y madurez operativa. Esta variedad aporta evidencia empírica valiosa para comprender cómo la GD se integra en la práctica, revelando diferencias en la gestión técnica, los procesos de conexión y la relación con los usuarios, así como desafíos comunes que anticipan las complejidades de su despliegue a mayor escala.

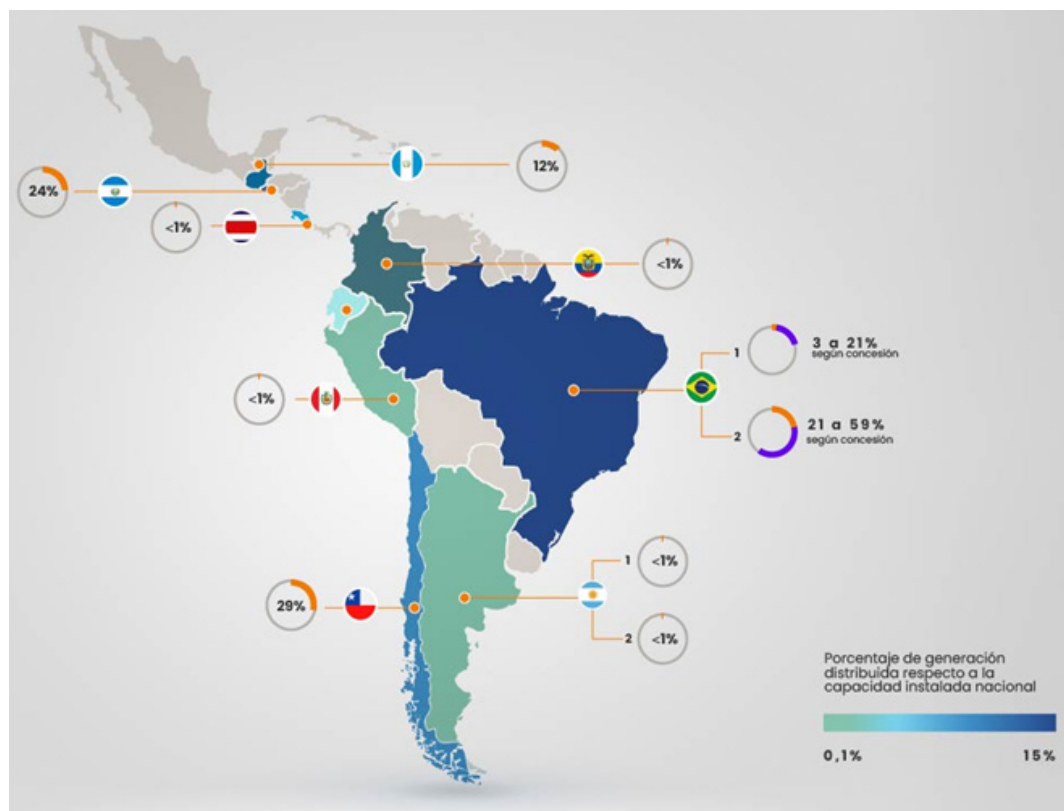


Fig. 2. Penetración relativa de la generación distribuida en redes de empresas distribuidoras participantes, por país y concesión.

La heterogeneidad observada entre las distribuidoras revela la coexistencia de distintos grados de madurez en la integración de la generación distribuida, estrechamente vinculados con las condiciones regulatorias y de mercado de cada país. En general, las empresas que operan en entornos con marcos normativos más consolidados tienden a registrar mayores niveles de penetración de GD en sus redes, mientras que en otras concesiones el despliegue permanece incipiente o concentrado en segmentos específicos de usuarios. Esta diversidad configura un panorama regional asimétrico, pero también valioso: permite identificar experiencias contrastantes, reconocer patrones de adaptación técnica y regulatoria, y anticipar los desafíos que acompañan las distintas etapas de desarrollo. En este contexto, los sistemas con menor presencia de GD cuentan con un margen temporal para fortalecer su infraestructura y capacidades de gestión antes de alcanzar niveles críticos de saturación, mientras que aquellos con mayor penetración pueden capitalizar su experiencia operativa para perfeccionar los marcos de coordinación y control.

La diversidad de estas trayectorias ofrece una base empírica relevante para orientar la discusión regulatoria. Comprender cómo la normativa ha acompañado —o condicionado— la expansión de la generación distribuida resulta esencial para avanzar hacia modelos de integración más consistentes y sostenibles. A continuación, se examina cómo esta diversidad se manifiesta en los marcos regulatorios de los países participantes del estudio, a través de la forma en que se expresan los seis pilares identificados previamente como componentes estructurantes de la regulación de la generación distribuida

MARCOS REGULATORIOS PARA LA INTEGRACIÓN DE LA GD EN AMÉRICA LATINA

La regulación ha sido un factor decisivo en la forma y el ritmo con que la GD se ha incorporado a los sistemas eléctricos de América Latina. Más allá de habilitar la conexión de nuevos generadores, los marcos normativos determinan los incentivos económicos, las responsabilidades técnicas y el grado de certidumbre con que las distribuidoras pueden planificar y operar sus redes. En este sentido, un marco regulatorio sólido no solo promueve la participación de nuevos actores, sino que también establece las condiciones necesarias para que las distribuidoras ejerzan su rol operativo con seguridad, previsibilidad y equilibrio financiero. Las trayectorias regulatorias observadas en la región reflejan tanto la madurez institucional de cada país como su capacidad para diseñar esquemas que compatibilicen el principio de acceso abierto con la protección de la red, asegurando que la expansión de la GD ocurra dentro de márgenes seguros y sostenibles para el sistema eléctrico.

En este panorama se observan distintos enfoques regulatorios, que difieren según el grado de control técnico y las atribuciones otorgadas a las distribuidoras. En Brasil y Chile, los marcos regulatorios combinan mecanismos de accesos abiertos con esquemas definidos de evaluación técnica previa. La Ley N.º 14.300 y el Módulo 3 del PRODIST en Brasil, junto con la Ley N.º 20.571 y su reglamento (Decreto Supremo N.º 57/2020) en Chile, establecen normas detalladas de interconexión, estándares obligatorios de equipamiento y procedimientos formales que aseguran la compatibilidad eléctrica antes de autorizar cualquier conexión. Ambos países otorgan a las distribuidoras la facultad de validar el cumplimiento normativo y condicionar la conexión a la capacidad efectiva de la red, lo que permite una integración ordenada, predecible y técnicamente controlada.

Colombia, Ecuador, Argentina y Costa Rica, representan una diversidad de marcos regulatorios que han incorporado elementos técnicos, administrativos y comerciales

para facilitar la integración de la generación distribuida. En Colombia, la regulación de la CREG y el Código de Operación del CNO han fortalecido la trazabilidad de los procesos mediante ventanillas únicas y acuerdos de protección. En Ecuador, el Código de Conexión y la Regulación ARCONEL-005/24 introducen procedimientos avanzados de factibilidad y certificación que buscan mejorar la coordinación técnica entre distribuidoras y operador del sistema. Argentina, a través de la Ley N.º 27.424, ha priorizado la apertura y la protección del usuario-generador a través de contratos estandarizados y una normativa de alcance nacional. Esta ley invita a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la presente ley y a dictar las normas complementarias para su aplicación. En Costa Rica, bajo la conducción de ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos), se mantiene exigente la exigencia de estándares de calidad y seguridad junto con una creciente coordinación técnica entre operadores y distribuidoras. La ARESEP tiene la función de dictar, aprobar y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER).

Finalmente, Guatemala, El Salvador y Perú han adoptado marcos regulatorios que priorizan la apertura y la simplificación de los procedimientos de conexión, con el objetivo de facilitar la incorporación de GD. En Guatemala, la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable (NTGDR) garantiza el acceso obligatorio de los generadores a la red y centraliza la aprobación de obras y requisitos técnicos en la CNEE. En El Salvador, la regulación para Usuarios Productores Renovables (UPR) simplifica la conexión de

pequeños sistemas de autoconsumo, privilegiando la seguridad básica y reduciendo la necesidad de estudios técnicos complejos. En Perú, la Ley N.º 28832 y el Decreto Legislativo N.º 1221 reconocen el derecho de acceso a la red y establecen incentivos económicos a la GD, mientras el reglamento técnico específico que define las condiciones de coordinación se encuentra en proceso de consolidación.

Más allá de sus diferencias, el desafío común en la región es alinear la regulación con las capacidades reales de las distribuidoras. En numerosos marcos, estas empresas siguen tratadas como agentes pasivos de conexión, cuando en realidad son las responsables directas de preservar la estabilidad técnica y económica del sistema. La evolución normativa debe avanzar hacia esquemas de acceso condicionado y técnicamente gestionado, que otorguen a las distribuidoras facultades claras para evaluar, priorizar y, cuando sea necesario, limitar la incorporación de nuevos generadores. Solo bajo un marco que equilibre la apertura con la responsabilidad técnica, la expansión de la generación distribuida podrá realizarse de manera segura, sostenible y coherente con las condiciones reales de las redes de distribución. La Tabla 2 resume los principales elementos normativos que estructuran el régimen de GD los nueve países de América Latina que participan en este estudio. Incluye la capacidad instalada estimada, el marco legal vigente, los esquemas predominantes de remuneración por excedentes y el umbral superior de potencia definido por la normativa para considerar un proyecto dentro del régimen de GD. En algunos casos, este régimen abarca también instalaciones que comercializan su energía en el mercado mayorista, sin acceder a tarifas reguladas.

Tabla 2. Parámetros normativos del régimen de generación distribuida en países seleccionados de América Latina (2024)

País	Capacidad GD instalada (2024)	% total	Marco regulatorio (año)	Umbral superior de potencia en el régimen de GD	Esquema de remuneración de excedentes predominante
Argentina	59 MW	0,1 %	Ley 27.424 (2017)	12 MW	Net billing
Brasil	35.600 MW	15 %	Ley 14.300 (2022)	5 MW	Net metering
Chile	4.300 MW	12 %	Ley 20.571 (2012, modificada en 2018)	9 MW*	Net billing
Colombia	487 MW	2 %	CREG 030 (2018) y CREG 174 (2021)	5 MW*	Net billing
Costa Rica	100 MW	3 %	Reglamento GD ARESEP (2019–2022)	5 MW	Net billing
Ecuador	60 MW	1 %	ARCONEL 005 (2024) y Código Conexión (2024)	10 MW*	Net metering
El Salvador	340 MW	12 %	Reglamento UPR SIGET (2017)	No definido	Net billing
Guatemala	210 MW	6 %	NTGDR (2014)	5 MW	Net metering
Perú	N/D	N/D	Ley N.º 28.832 (2006)	Por definir	Por definir

MARCOS REGULATORIOS COMPARADOS

Categorías y límites de potencia (resguardos técnicos)

En América Latina, la segmentación por escala de potencia opera como un principio regulatorio que permite ajustar las exigencias técnicas, administrativas y económicas en función del tamaño y el impacto potencial de cada proyecto. Más que una mera clasificación nominal, este enfoque busca establecer umbrales de potencia que definan con precisión los requisitos aplicables a cada tipo de instalación, desde los procedimientos de conexión hasta las responsabilidades contractuales. Si bien la mayoría de los países diferencian entre micro, pequeña, mediana y gran escala para graduar estos requisitos, algunos marcos optan por esquemas más centralizados. Guatemala, por ejemplo, mantiene una categoría única en la que las decisiones técnicas se concentran en la autoridad reguladora y la distribuidora actúa principalmente como ejecutora del proceso de conexión.

La implementación del principio de segmentación varía significativamente entre países. Algunos marcos establecen un único umbral de potencia que delimita el régimen de generación distribuida frente al de generación convencional. Otros introducen distinciones funcionales, como la diferencia entre instalaciones destinadas exclusivamente al autoconsumo y aquellas orientadas a la venta de excedentes. En ciertos casos, la segmentación se profundiza aún más mediante la subdivisión de las categorías menores, a fin de adaptar los procedimientos y requisitos técnicos al nivel de complejidad y riesgo de cada proyecto. Estas diferencias reflejan el grado de especificidad con que cada normativa aborda la generación distribuida, y el tipo de equilibrio que busca entre facilitación del acceso y control operativo

En la microgeneración, los marcos latinoamericanos privilegian la simplicidad administrativa, pero bajo condiciones de verificación técnica. En Brasil, la microgeração (≤ 75 kW) requiere la presentación de formularios estandarizados y certificados de conformidad de los inversores, además de restringir

la potencia a la demanda contratada. El trámite se realiza mediante notificación, y la conexión se limita a baja tensión. En Argentina (≤ 3 kW), la protección al usuario frente a objeciones opera solo si los equipos están certificados y no se supera la potencia de conexión declarada. Este umbral se vincula con un trámite simplificado y un derecho a conexión garantizado por ley. En Colombia (≤ 10 kW), el procedimiento simplificado es válido únicamente mientras la generación no exceda el 50 % de la capacidad nominal del circuito, activándose estudios formales en caso contrario. En este caso, la inspección es visual, y el sistema debe respetar configuraciones de inversores y protecciones verificadas por el operador de red. En Costa Rica (≤ 100 kVA), la distribuidora debe comprobar que la red dispone de capacidad suficiente, pudiendo imponer límites físicos como que la potencia no exceda el 50 % de la capacidad de los conductores. Estos marcos reflejan un consenso regional en torno a la necesidad de reglas simples, verificables y proporcionales al riesgo técnico de las instalaciones menores.

En la GD de **media escala**, entendida como una categoría comparativa entre extremos de potencia, los marcos latinoamericanos difieren en el grado de formalidad y en la profundidad de los estudios exigidos, reflejando distintas visiones sobre el impacto de estos proyectos en la red. Algunos países mantienen procedimientos similares a la microgeneración, priorizando la agilidad administrativa, pero con controles técnicos básicos. En **Argentina** (3–300 kW), los usuarios-generadores medianos están las objeciones proceden cuando los estudios de factibilidad demuestran riesgos para la seguridad del sistema, previa justificación ante el ente regulador. Este umbral corresponde al rango donde se admite un trámite simplificado, siempre que el usuario emplee equipos certificados y no supere la capacidad declarada; sin embargo, la autorización definitiva queda sujeta a la evaluación técnica del distribuidor. En **Colombia** (100 kW–1 MW), los proyectos deben presentar un Estu-

dio de Conexión Simplificado y cumplir con pruebas de coordinación de protecciones, lo que introduce un primer nivel de análisis técnico. Si la generación propuesta excede el 50 % de la capacidad nominal del circuito, se requiere un estudio adicional, y los costos de adecuación son asumidos por el solicitante. En Brasil, los proyectos entre 75 kW y 5 MW (minigeração) deben firmar un Acuerdo Operativo y, si superan los 500 kW, presentar garantías económicas proporcionales al tamaño del proyecto, mientras que los costos de ampliación de red también recaen en el generador. Otras regulaciones, más conscientes del impacto sistémico de esta escala, avanzan hacia esquemas donde la factibilidad de conexión depende explícitamente de la capacidad de la red y de la compatibilidad eléctrica del punto de acople. En **Chile** (10–300 kW), la distribuidora calcula la Capacidad Instalada Permitida (CIP) y la Inyección de Excedentes Permitida (IEP), activándose exigencias adicionales si el generador supera los límites definidos para su punto de conexión. En **Costa Rica** (>100 kVA–1 MVA), la aprobación depende de la capacidad disponible, y los refuerzos de red corren por cuenta del generador. En **Ecuador** (≤ 100 kW), se requieren estudios de flujo de potencia, cortocircuito y desbalance de voltaje, y las distribuidoras pueden suspender instalaciones que incumplan los parámetros aprobados.

En la GD de **gran escala**, los marcos latinoamericanos aplican distintos modelos de control técnico y económico que reflejan su impacto sistémico y la necesidad de coordinación con el operador del sistema. Aunque estos proyectos siguen siendo formalmente parte del régimen de generación distribuida, deben cumplir exigencias comparables a las de una planta convencional, tanto en términos de documentación como de ingeniería. En **Ecuador** (>100 kW–10 MW), esto implica acatar requisitos de despacho del CENACE y criterios de estabilidad como el soporte de huecos de tensión, así como financiar íntegramente las obras o adecuaciones necesarias para evitar impactos negativos en la

calidad y confiabilidad del sistema. En **Colombia** (>1 MW), se exige el cumplimiento de los Acuerdos del CNO y la presentación de garantías de capacidad y el reporte regular de datos técnicos y energéticos al regulador, además de asumir los costos de refuerzos si la red no dispone de capacidad suficiente. En **Chile**, esto se implementa mediante la obligación de financiar las “Obras Adicionales” definidas por la distribuidora, y en **Argentina** (>300 kW–12 MW), la normativa faculta a la empresa a objetar la conexión cuando se acreditan algún riesgos. En **Brasil** (>75 kW–5 MW), el proceso de conexión se desarrolla dentro de un marco definido por ANEEL, en el que la distribuidora cumple principalmente un rol de validación formal. Su responsabilidad se centra en verificar la presentación de los documentos requeridos, las garantías de fiel cumplimiento y la conformidad técnica de los equipos, más que en realizar evaluaciones caso a caso. Superado el umbral superior de GD, las instalaciones suelen pasar al régimen general de generación, lo que implica requisitos más exigentes y una relación contractual distinta con el sistema eléctrico.

La **Tabla 3** sintetiza las diferencias regulatorias generales entre las tres escalas de generación distribuida, mostrando cómo los marcos latinoamericanos gradúan los requisitos técnicos, económicos y administrativos en función del impacto potencial de cada proyecto. Aunque los rangos y categorías no son plenamente equivalentes entre países, esta clasificación permite identificar tendencias comunes y aproximaciones regulatorias recurrentes en la región.

Tabla 3. Comparación de las escalas de generación distribuida.

Parámetro	GD de menor escala	GD de media escala	GD de gran escala
Rango general	Generalmente menor 10 kW.	Generalmente entre 10 kW y 1 MW.	Generalmente entre 1 MW y 10 MW.
Enfoque regulatorio	Simplicidad administrativa y acceso ágil, con foco en la estandarización y verificación técnica básica.	Proceso más estructurado que introduce análisis técnicos de red y requiere plazos más extensos.	Se asimila a una planta de generación, por lo que requiere coordinación con el Operador del Sistema.
Criterios claves de conexión	Equipos certificados, límite por potencia contratada, y verificación de capacidad de red.	Estudios de conexión, análisis de red (flujo, protecciones, cortocircuito), y cálculo de capacidad de la red.	Cumplimiento de códigos de red nacionales, estudios técnico-económicos, presentación de garantías.
Responsabilidad por obras y costos	No se prevén obras mayores, y la conexión se aprueba si se cumplen los criterios predefinidos.	El generador asume los costos de las adecuaciones o refuerzos necesarios en la red.	El generador financia las obras adicionales o refuerzos sistémicos definidos por la distribuidora o regulador.

Las experiencias regionales confirman que segmentar la GD según su impacto en la red es esencial para equilibrar flexibilidad y control. Solo mediante categorías con responsabilidades proporcionales las distribuidoras pueden gestionar la expansión de estos recursos de forma segura, preservar la calidad del servicio y mantener la sostenibilidad técnica y económica del sistema de distribución.



La segmentación por escala de potencia opera como un principio regulatorio

Inyección de excedentes y participación en mercados (resguardos económicos)

De acuerdo con el grado de interacción con la red y la forma en que se valoriza la energía generada, la regulación latinoamericana distingue tres niveles de integración de la generación distribuida: **el autoconsumo puro**, que opera sin intercambio comercial con la distribuidora; **los esquemas de remuneración regulada**, que permiten la venta controlada de excedentes bajo precios fijados por la autoridad; y **la participación en el mercado eléctrico**, reservada a proyectos de mayor escala que pueden transar energía directamente en el mercado mayorista o mediante contratos bilaterales. Estas tres modalidades configuran el marco económico de la GD en la región y definen el grado de complejidad técnica, comercial y regulatoria asociado a cada tipo de conexión.

En el nivel más básico de integración, y coexistiendo con otros esquemas de inyección, varios países latinoamericanos mantienen regulaciones para la GD orientada exclusivamente al **autoconsumo**. Se trata fundamentalmente de una modalidad voluntaria, donde el usuario opta explícitamente al momento de la conexión por no entregar excedentes a la red, o bien, no recibir ningún tipo de reconocimiento económico por ellos. Esta elección se formaliza de distintas maneras. En **Colombia**, el autogenerador puede declararse “sin entrega de excedentes”, instalando dispositivos que limiten la inyección a cero. En **Costa Rica**, al optar por esta modalidad, se exigen mecanismos tecnológicos que impidan el flujo inverso. En **Guatemala**, el usuario puede manifestar expresamente que no desea participar como vendedor de energía. Precisamente por ser una elección que garantiza la no inyección, el proceso de conexión se simplifica al máximo, eximiendo al usuario de estudios de impacto en la red. Estos esquemas configuran así el nivel cero de integración, centrado en la autosuficiencia, y constituyen la modali-

dad más estable y de menor riesgo para las distribuidoras, ya que no establecen una relación comercial de compra de energía.

Avanzando desde ese nivel básico de integración, la regulación latinoamericana también ha incorporado esquemas que permiten la **inyección de excedentes a la red**, integrando al usuario-generador en la estructura económica del sistema eléctrico. En esta categoría predominan los mecanismos de *net metering* y *net billing*.

Bajo el esquema de *net metering* (medición neta), los países latinoamericanos que lo adoptan difieren principalmente en los plazos y condiciones para el uso de los créditos de energía acumulados por los excedentes inyectados a la red. En **Ecuador**, el balance neto mensual permite conservar los créditos por hasta veinticuatro meses, tras los cuales caducan sin compensación económica; y en **Guatemala**, los usuarios autoprodutores con excedentes mantienen sus créditos hasta su agotamiento, sin límite temporal predefinido, aunque sin recibir pago alguno. En **Brasil**, el Sistema de Compensación de Energía Eléctrica (SCEE) permite acumular créditos por hasta sesenta meses. Aunque la Ley N.º 14.300/2022 mantiene el sistema de compensación energética íntegro para sistemas preexistentes hasta 2045, establece para nuevas conexiones una metodología de créditos en kWh con descuentos progresivos por el uso del sistema de distribución, reduciendo así el valor neto compensado respecto al consumo introducido. En general, estos modelos de compensación energética, si bien han impulsado la adopción residencial y comercial de la generación distribuida, tienden a subvalorar el uso de la infraestructura y los servicios de respaldo que garantizan la continuidad del suministro. La **Tabla 4** resume estas diferencias en los plazos de acumulación y el tratamiento de los excedentes para los países analizados.

Tabla 4. Análisis comparativo de la caducidad de créditos en net metering.

País	Plazo máximo de acumulación	Tratamiento de los créditos excedentes
Ecuador	24 meses	El saldo acumulado se reinicia a cero (caduca) y no se otorga compensación económica.
Brasil	60 meses	Vencen sin compensación y benefician al sistema tarifario.
Guatemala	No definido	El crédito se agota por consumo, sin especificar un límite de tiempo fijo para su caducidad.

En el caso de la *net billing* (facturación neta), las diferencias regulatorias entre países se concentran principalmente en el método y valor de la remuneración aplicada a los excedentes. En **Argentina**, la Ley N.º 27.424 establece un régimen de Balance Neto de Facturación, donde los excedentes se remuneran al precio estacional del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con posibilidad de acumular créditos monetarios por hasta seis meses o solicitar su reembolso. Este esquema otorga además exención del IVA e Impuesto a las Ganancias para instalaciones de hasta 300 kW. En **Chile**, la Ley N.º 20.571 dispone que los excedentes se valoricen al precio de nudo de energía, incorporando un factor de pérdidas evitadas, y se descuenten de la factura eléctrica del cliente dentro del mismo ciclo de facturación. Los saldos remanentes que no se descuenten deben ser pagados tras cinco años, conforme lo esta-

blece la regulación vigente. Este esquema se aplica únicamente a instalaciones de hasta 300 kW acogidas al régimen de GD. En **Costa Rica**, la modalidad de Medición Neta Completa permite la venta directa de excedentes a la distribuidora, a un precio regulado por la ARESEP, calculado conforme a la estructura tarifaria vigente y los costos evitados del sistema. La liquidación anual se realiza aplicando el precio vigente al momento de la entrega de energía. En **Colombia**, la regulación combina ambos mecanismos: los excedentes equivalentes al consumo mensual se compensan energéticamente, mientras que los excedentes adicionales se liquidan al precio horario de bolsa, generando un esquema híbrido de compensación. La **Tabla 5** resume estas diferencias en los mecanismos de remuneración y los plazos de liquidación de excedentes para los países analizados.

Tabla 5. Análisis comparativo de los mecanismos de remuneración en net billing.

País	Valorización de excedentes energéticos	Gestión de créditos y plazos
Argentina	Precio estacional del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).	Crédito monetario acumulable. Reembolso disponible tras 6 meses. Exento de IVA y Ganancias hasta 300 kW.
Chile	Valorización al precio de nudo de energía, incluyendo factor de pérdidas evitadas.	Descuento en la factura mensual. Remanentes se acumulan (reajustados por IPC) y deben pagarse tras 5 años.
Costa Rica	Venta de excedentes a precio regulado por ARESEP (basado en tarifa horaria/estacional).	Acumulación mensual de energía. Liquidación económica anual.
Colombia	Modelo Híbrido: 1) Crédito energético hasta igualar el consumo mensual; y 2) Venta a precio de bolsa para excedentes adicionales.	Liquidación mensual de créditos y saldos.

La Fig. 3 muestra la distribución geográfica de los esquemas de compensación predominantes en los países latinoamericanos analizados, diferenciando entre los modelos de medición neta (net metering) y facturación neta (net billing), así como aquellos marcos regulatorios donde aún no se ha definido un esquema específico para la remuneración de excedentes.



Fig. 3. Esquemas de net billing y net metering en América Latina.

Requisitos de conexión y medición

Una vez definidos los límites de potencia y los regímenes de inyección, su implementación se materializa a través de un conjunto de instrumentos que combinan gestión administrativa, validación técnica y control operativo. En conjunto, estos mecanismos permiten a las distribuidoras ejercer una gobernanza integral sobre la expansión de la GD, asegurando control operativo, transparencia comercial y sostenibilidad del sistema.

En este marco, el procedimiento de conexión es la principal herramienta administrativa mediante la cual las distribuidoras canalizan las solicitudes de incorporación de nueva generación. Su grado de rigurosidad varía según el país y la escala del proyecto. En la pequeña generación, donde el riesgo individual es limitado, predominan los esquemas de notificación y verificación simplificada, con revisiones documentales básicas o inspección visual. Así ocurre, por ejemplo, en Colombia, donde los proyectos menores a 10 kW requieren que el Operador de Red realiza una inspección visual o verificación de los parámetros declarados. En cambio, los proyectos entre 10 y 100 kW deben verificarse parámetros técnicos y de protección conforme al Acuerdo del CNO. En Brasil, la microgeneración (≤ 75 kW) se tramita mediante formularios estandarizados y certificados de conformidad de inversores, sin posibilidad de exigir documentación adicional a la requerida por ANEEL, y formalizándose con la entrega del Relacionamento Operacional.

En la escala media, los procedimientos se formalizan mediante solicitudes estandarizadas y revisiones técnicas más detalladas: en Brasil, los proyectos de minigeneración (75 kW–5 MW) deben presentar formularios estandarizados definidos por ANEEL y formalizar un Acuerdo Operativo con la distribuidora, mientras que en Costa Rica las distribuidoras deben emitir un dictamen de viabilidad en un plazo máximo de quince

días hábiles. En Ecuador, los autogeneradores de hasta 100 kW están exentos del pago por el trámite de factibilidad de conexión. Sin embargo, la distribuidora debe realizar análisis de flujo de potencia, análisis de desbalance de voltaje y análisis de falla, cuyos resultados pueden condicionar la conexión si detectan riesgos para la red. Además, el usuario debe cubrir la diferencia de costo del medidor bidireccional y asumir cualquier adecuación necesaria en la red.

Finalmente, en los proyectos de mayor envergadura, el proceso se transforma en un análisis técnico exhaustivo que requiere dictámenes de factibilidad, garantías de capacidad y coordinación con el operador del sistema. En Colombia, los proyectos entre 100 kW y 1 MW requieren un Estudio de Conexión Simplificado con verificación por parte del operador de red, dentro de un plazo de diez días hábiles, mientras que para los proyectos de GD con capacidad mayor a 1 MW se exige el cumplimiento de todas las pruebas establecidas en el acuerdo del CNO. En Ecuador, los proyectos sobre 1 MW deben obtener certificados de factibilidad preliminar y definitiva, realizar estudios de estabilidad dinámica y coordinar con el CENACE. Además, el generador asume los costos de las obras o adecuaciones de red estrictamente necesarias para evitar impactos negativos en la seguridad u operación. Chile y Argentina aplican enfoques similares: en el primero, la conexión puede implicar adecuaciones justificadas por estudios eléctricos que deben ser solventadas por el propietario de la instalación de generación; en el segundo, las distribuidoras solo pueden objetar una conexión si acreditan riesgos técnicos mediante estudios previos. Esta progresión refleja un principio de proporcionalidad técnica y administrativa: a menor escala, mayor agilidad; a mayor escala, mayor control. De este modo, los procedimientos de conexión permiten a las distribuidoras gestionar de forma ordenada la expansión de la generación distribuida, equilibrando acceso, seguridad y previsibilidad operativa.

Los estudios eléctricos, por su parte, constituyen la principal herramienta de ingeniería con que cuentan las distribuidoras para evaluar la viabilidad técnica de cada proyecto, y la profundidad del análisis también varía entre países y escalas de potencia. En la pequeña escala, los estudios de impacto individuales son generalmente inexistentes; en su lugar, la distribuidora aplica reglas prescriptivas o umbrales de capacidad agregada, como el límite del 50% de la capacidad del circuito en Colombia, funcionando más como una verificación de cumplimiento que como un análisis detallado. Es en la escala media donde los estudios específicos se vuelven obligatorios, centrados en evaluar la red de distribución local. En Colombia, los proyectos entre 100 kW y 1 MW deben presentar un Estudio de Conexión Simplificado. El cálculo de la Capacidad Instalada Permitida (CIP) en Chile es un ejemplo paradigmático de este nivel: un análisis formal para determinar la “holgura” técnica del circuito. Finalmente, en los proyectos de mayor envergadura, el alcance del análisis se expande al sistema eléctrico en su totalidad, exigiendo estudios complejos y coordinación con el operador del sistema nacional. En Ecuador, estos estudios incluyen análisis dinámico (estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia) y la coordinación con el CENACE se activa cuando la potencia nominal es igual o superior a 1 MW.

En este punto, el contrato de conexión se convierte en la herramienta jurídica que formaliza la relación operativa y comercial entre el generador y la distribuidora. Su alcance y complejidad varían según la escala del proyecto y las disposiciones nacionales. En la pequeña escala, su formalidad es mínima. En Brasil (≤ 75 kW), se formaliza mediante el “Relacionamiento Operacional”, un documento estandarizado. En Chile, el contrato debe contener las características técnicas esenciales y la capacidad instalada del equipamiento. Al escalar a la escala media, el contrato evoluciona hacia un documento específico, como se observa en Chile o Costa Rica, definiendo con claridad las responsabilidades operativas. Finalmente, en

los proyectos de gran escala, el acuerdo se transforma en un acuerdo de interconexión complejo, que a menudo involucra al operador del sistema. Estos contratos incluyen cláusulas sobre esquemas de protecciones, operación y mantenimiento., como en Ecuador, el Contrato de Conexión es exhaustivo e incluye cláusulas sobre participación en el mercado, despacho coordinado y penalizaciones por incumplimiento.

Finalmente, los sistemas de medición, control y supervisión constituyen la instrumentación física que permite a la distribuidora gestionar la operación de la red en tiempo real. Su nivel de sofisticación, al igual que en los instrumentos anteriores, varía según la escala del proyecto y el marco regulatorio de cada país. En la pequeña escala, el requisito se limita a la medición bidireccional y a las protecciones intrínsecas del inversor, diseñadas para desconectar el equipo ante anomalías. En la microgeneración de Brasil, la redundancia de protecciones es innecesaria. Al transitar a la escala media, la exigencia evoluciona hacia sistemas de telemetría y protecciones coordinadas, que otorgan a la distribuidora visibilidad remota. En Brasil, las centrales de generación con potencia instalada mayor o igual a 300 kW deben poseer sistemas de control de tensión y de frecuencia, y los proyectos brasileños superiores a 500 kW deben incorporar protecciones contra desequilibrio de corriente, desbalance de tensión y sobrecorriente direccional. En los proyectos de gran escala, el control se vuelve activo y centralizado: la integración con los sistemas SCADA del centro de control se convierte en un requisito, facultando a la distribuidora, o al operador del sistema, para realizar maniobras de control remoto, como se exige en Ecuador o Costa Rica.

La Tabla 6 sintetiza esta progresión de los requisitos técnicos, administrativos y contractuales según la escala de potencia de la instalación. Si bien la tabla ilustra las tendencias generales observadas, es fundamental aclarar que los umbrales de potencia y los requerimientos específicos varían de acuerdo con el marco regulatorio de cada país.

Tabla 6. Progresividad de los requisitos de conexión según escala.

Requisito	Pequeña escala	Media escala	Gran escala
Procedimientos de conexión	Notificación y verificación simplificada (revisión documental o visual).	Solicitud estandarizada con revisión técnica detallada. Requiere dictamen de viabilidad.	Análisis técnico exhaustivo. Requiere dictamen de factibilidad y garantías. Condicionado a capacidad y obras.
Estudios eléctricos	Inexistentes o nulos. Se aplican reglas prescriptivas o umbrales de capacidad agregada.	Estudios específicos obligatorios, centrados en la red de distribución local.	Estudios complejos de sistema (estabilidad dinámica, tensión) coordinados con el operador nacional.
Contrato de conexión	Formalidad mínima. Generalmente un anexo al contrato de suministro o formulario estándar.	Contrato específico que asigna costos de adecuación y define responsabilidades operativas.	Acuerdo de interconexión complejo. Involucra al operador del sistema (despacho, penalizaciones).
Medición, control y supervisión	Medición bidireccional y protecciones pasivas intrínsecas del inversor (anti-isla).	Sistemas de telemetría y protecciones coordinadas para visibilidad remota de la distribuidora.	Control activo y centralizado. Integración obligatoria con SCADA y capacidad de control remoto.

Responsabilidades de la distribuidora

En este nuevo escenario, las distribuidoras asumen un conjunto ampliado de funciones administrativas, técnicas y operativas, orientadas a garantizar una integración segura y transparente de la generación distribuida. La primera manifestación de este nuevo rol se materializa en las responsabilidades administrativas. En Ecuador y Guatemala, las distribuidoras asumen una carga administrativa creciente vinculada a la gestión masiva de solicitudes, formularios y certificados de conexión, que deben tramitar bajo plazos y formatos estandarizados definidos por los reguladores. En Colombia y Costa Rica, el rol administrativo se amplía hacia la transparencia y gestión de la información operativa, ya que la normativa exige publicar mapas georreferenciados con la capacidad disponible de los circuitos y mantener plataformas digitales o ventanillas virtuales para

centralizar la tramitación y el intercambio de datos. Estas tareas convierten a la distribuidora en un proveedor de información estratégica para el sistema eléctrico, función que requiere capacidades técnicas y recursos adicionales, y que amplía significativamente su mandato tradicional de operación y mantenimiento de la red.

Junto con las tareas administrativas, también emergen responsabilidades técnicas. En marcos como los de Chile y Ecuador, las distribuidoras deben evaluar técnicamente las solicitudes de conexión y, cuando corresponda, realizar o revisar estudios eléctricos que analicen el impacto de los proyectos sobre perfiles de tensión, niveles de cortocircuito y otros parámetros críticos. Además, están obligadas a proveer la información base de sus redes a los solicitantes y verificar los resultados de los estudios realizados por terceros, garantizando su coheren-

cia técnica. Estas funciones implican una sofisticación creciente en la gestión de la red, que exige capacidades analíticas avanzadas, herramientas de modelación eléctrica y personal especializado en protección, control y simulación. En este contexto, la distribuidora asume un rol técnico central en la operación del sistema de distribución, encargado de preservar su desempeño seguro y confiable ante la expansión de la generación distribuida.

En cuanto a la conexión física y operación, las distribuidoras asumen un papel directo en la ejecución, supervisión y puesta en servicio de las instalaciones de generación distribuida. En Brasil y Chile, las distribuidoras realizan la inspección final de las instalaciones, instalan o habilitan el sistema de medición y formalizan el inicio de la operación comercial del generador. En Guatemala, la conexión física solo puede efectuarse bajo la coordinación y supervisión directa de la empresa distribuidora, mientras que en Ecuador deben supervisar las obras y pruebas de funcionamiento para asegurar que la conexión cumpla con las condiciones de seguridad y confiabilidad del sistema. En todos los casos, estas tareas implican una carga operativa significativa y generan costos técnicos directos que rara vez son reconocidos explícitamente en los esquemas regulatorios, pese a ser esenciales para preservar la interoperabilidad, la seguridad y la estabilidad de la red de distribución.

En cuanto a las responsabilidades de medición y liquidación, las distribuidoras amplían su función hacia la gestión comercial y operativa de la energía. En Brasil y Chile, la regulación asigna a la distribuidora la instalación, mantenimiento y operación de sistemas de medición avanzados, capaces de registrar con precisión tanto la energía importada como la exportada. A ello se suma la obligación de procesar estos datos y reflejar los resultados en la facturación, ya sea mediante créditos energéticos o compensaciones monetarias. La implementación de estas tareas demanda capacidades tecnoló-

gicas y operativas adicionales, así como una coordinación más estrecha entre los ámbitos técnico, comercial y regulatorio, elementos clave para asegurar la trazabilidad de la información y la estabilidad del sistema de distribución en un entorno cada vez más descentralizado.

En cuanto a las responsabilidades de supervisión y cumplimiento regulatorio, las distribuidoras asumen un papel activo en el seguimiento operativo de la GD. En El Salvador y Ecuador, la normativa contempla expresamente la facultad de las distribuidoras para realizar inspecciones posteriores y, en caso de incumplimientos graves, solicitar o ejecutar la suspensión temporal de la operación. Esta tarea refuerza la función de la distribuidora como garante de la integridad del sistema local y como primer nivel de control técnico en la supervisión del cumplimiento regulatorio, un rol que requiere capacidades institucionales y respaldo normativo adecuados para mantener la seguridad y la confiabilidad de la red.

La Tabla 7 resume las principales funciones que las distribuidoras asumen en la gestión de la GD, ilustrada con ejemplos de aplicación en algunos países de la región.



Las distribuidoras asumen un conjunto ampliado de funciones administrativas, técnicas y operativas.

Tabla 7. Responsabilidades operativas y regulatorias de las distribuidoras en la integración de la generación distribuida

Nueva responsabilidad	Función principal de la distribuidora	Tareas específicas
Gestión Administrativa	Canalizar solicitudes y proveer información estratégica al sistema.	Ecuador y Guatemala: tramitación masiva de solicitudes y formularios. Colombia y Costa Rica: publicación de mapas de capacidad de red y mantenimiento de plataformas digitales o ventanillas virtuales.
Ingeniería y análisis técnico	Evaluar la viabilidad y el impacto técnico de cada proyecto.	Argentina, Chile y Ecuador: realización o validación de estudios eléctricos detallados. Varios países: provisión de información base de red y verificación de coherencia técnica de estudios de terceros.
Conexión física y puesta en servicio	Supervisar la correcta instalación física y habilitación del generador.	Brasil y Chile: inspección final e instalación del sistema de medición. Ecuador y Guatemala: supervisión directa de obras y pruebas de funcionamiento antes de la puesta en servicio.
Medición y liquidación comercial	Administrar el registro y la compensación de los flujos de energía.	Brasil y Chile: instalación, operación y mantenimiento de la medición bidireccional. Ecuador: procesamiento de datos de energía y reflejo de créditos o compensaciones en la facturación.
Supervisión y cumplimiento regulatorio	Actuar como garante de la seguridad de la red y el cumplimiento normativo.	El Salvador y Ecuador: inspecciones posteriores a la conexión y suspensión de operación ante incumplimientos graves. Varios marcos: rol de primer nivel de control técnico del sistema.

Posibles restricciones de conexión

Si bien la mayoría de los marcos latinoamericanos consagran el principio de acceso abierto a la red, este derecho coexiste con la necesidad de que las distribuidoras cuenten con facultades claras para condicionar o limitar nuevas conexiones cuando existan riesgos fundados para la seguridad o la calidad del servicio. Las restricciones no constituyen un acto discrecional, sino una herramienta técnica indispensable para mantener la estabilidad del sistema y resguardar la continuidad del suministro. En la práctica, las causas que justifican tales limitaciones se agrupan en tres ámbitos principales: razones técnicas, condiciones de seguridad operativa y restricciones derivadas de la capacidad disponible de la red. Este enfoque equilibrado permite compatibilizar el acceso de nuevos generadores con la responsabilidad fundamental de las distribuidoras de garantizar una operación segura y confiable del sistema eléctrico.

Las restricciones técnicas impuestas por las distribuidoras varían según el marco re-

gulatorio. En Brasil y Ecuador, la distribuidora define desde la etapa de diseño el nivel de tensión, la cantidad de fases y la potencia máxima admisible según la configuración del circuito. En Chile y Colombia, las normas de interconexión establecen requisitos específicos de protecciones, esquemas anti-isla y compatibilidad eléctrica, que las distribuidoras deben verificar antes de autorizar la conexión. En proyectos que incorporen convertidores electrónicos de potencia, se exige la presentación de documentación técnica o ensayos certificados que acrediten la conformidad con estándares internacionales, práctica aplicada en Argentina, Brasil y Guatemala. Algunos países han avanzado hacia esquemas más refinados de control de calidad: Costa Rica prohíbe variaciones de tensión superiores al 5 %, mientras que Ecuador faculta a la distribuidora a revocar el certificado de habilitación si el generador incumple reiteradamente los estándares de calidad. En los marcos más avanzados, como en Chile y Colombia, la distribuidora puede condicionar la conexión o ajustar parámetros operativos para prevenir disturbios, sobrecargas o riesgos de seguridad.

En cuanto a las restricciones de seguridad operativa, las distribuidoras cuentan con atribuciones específicas para prevenir riesgos y resguardar la integridad de la red durante la operación de la generación distribuida. En Argentina y Costa Rica, la normativa obliga a los generadores a garantizar que su operación no afecte la continuidad ni la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, debiendo incorporar protecciones anti-isla y desconexión automática ante fallas. En Brasil, las distribuidoras pueden exigir medidas adicionales cuando existan vulnerabilidades locales, mientras que en Ecuador y El Salvador están facultadas para suspender de inmediato la operación de instalaciones que representen riesgo para el personal o los equipos. Argentina y Colombia reconoce expresamente su potestad para desconectar generadores que operen fuera de norma o pongan en peligro la estabilidad del sistema.

En cuanto a las restricciones asociadas a la capacidad de red, los marcos latinoamericanos aplican dos enfoques complementarios. El primero se basa en umbrales predefinidos, como el límite del 50% de la capacidad nominal del circuito en Colombia, que actúa como un control cuantitativo preventivo. El segundo, más dinámico, delega a la distribuidora la facultad de calcular la capacidad de acogida efectiva y condicionar la conexión cuando se exceden los márgenes técnicos admisibles. En Chile, la determinación de la Capacidad Instalada Permitida (CIP) y la Inyección de Excedentes Permitida (IEP) permite establecer límites operativos precisos, y en caso de superarse, exigir al solicitante el financiamiento de las obras de refuerzo necesarias. Mecanismos similares existen en Argentina, Ecuador o Guatemala, donde la aprobación depende de la factibilidad técnica y de la disponibilidad real de red, y las adecuaciones corren por cuenta del interesado. Estas herramientas constituyen un elemento central de la gestión de activos de las distribuidoras, permitiéndoles mantener la confiabilidad del sistema, resguardar la equidad entre usuarios y asegurar que los costos del desarrollo de la red sean asumidos por quienes lo originan.

Mecanismos de recuperación de inversiones en red

El primer mecanismo para sostener la integración financiera de la generación distribuida es la asignación directa de costos al generador, conforme al principio de causalidad. En Chile, el generador debe costear las obras adicionales cuando su proyecto supera la capacidad técnica del circuito; Ecuador y Guatemala aplican el mismo principio, obligando al solicitante a financiar las ampliaciones necesarias. En Argentina, el usuario-generador cubre el costo del medidor y la conexión o incluido en la tarifa mediante la siguiente Revisión Quinquenal Tarifaria (RQT), mientras que en Costa Rica y Ecuador se exige pagar la diferencia por equipos bidireccionales avanzados. Este esquema evita subsidios cruzados y preserva la sostenibilidad económica de las redes de distribución, asegurando que los costos individuales no se trasladen al resto de los usuarios.

Cuando la asignación directa no cubre los impactos sistémicos de la generación distribuida, los marcos regulatorios recurren a mecanismos de recuperación vía tarifa o cargos regulados, que permiten reconocer los costos compartidos de integración. En Costa Rica, las inversiones de adecuación de red se reconocen en los estudios tarifarios de la ARESEP; en Brasil, se retribuyen mediante el Costo Medio Ponderado de Capital (WACC), otorgando estabilidad financiera; y en Guatemala, se aplican cargos fijos y de potencia que aseguran la contribución del generador a los costos estructurales del sistema. En Ecuador, el generador puede construir y transferir las obras a la distribuidora, que recupera luego los gastos de operación y mantenimiento a través de su estructura tarifaria. Estos mecanismos complementan el principio de causalidad y garantizan la sostenibilidad económica del sistema ante una expansión creciente de la generación distribuida.

Finalmente, algunos marcos regulatorios avanzan hacia esquemas de valorización

técnica, que reconocen el impacto real de la generación distribuida sobre las pérdidas y la eficiencia operativa de la red. En Colombia, el precio pagado al generador incluye un componente que remunera la reducción de pérdidas; en Chile, los excedentes se valorizan incorporando las menores pérdidas asociadas a la generación local; y en Guatemala, si un generador incrementa las pérdidas, debe financiar la solución técnica o compensar económicamente su efecto. Este enfoque busca alinear los incentivos económicos con el desempeño técnico del sistema, promoviendo una expansión más eficiente y sostenible de la generación distribuida.



El primer mecanismo para sostener la integración financiera de la generación distribuida es la asignación directa de costos al generador.



05

ENFOQUES REGULATORIOS INTERNACIONALES SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La expansión global de la GD ha impulsado profundas reformas regulatorias en numerosos países, redefiniendo el papel de los operadores de redes de distribución (DSO) y los mecanismos de sostenibilidad económica de la actividad. En los sistemas más avanzados, el distribuidor ya no actúa como un agente pasivo que garantiza el suministro, sino como un gestor activo de redes bidireccionales, responsable de integrar, coordinar y controlar recursos energéticos distribuidos (DER) bajo criterios de eficiencia y seguridad. Esta sección examina los principales enfoques internacionales, con énfasis en Europa, Australia y Estados Unidos, centrándose en cómo la regulación ha evolucionado para equilibrar el fomento de la GD con la estabilidad técnica y financiera del distribuidor. Se abordan los mecanismos que permiten mantener la sostenibilidad económica con alta penetración de GD, las reformas tarifarias que reconocen flujos bidireccionales, las nuevas responsabilidades en planificación y flexibilidad operativa, y los incentivos a la digitalización que sustentan el modelo del DSO como gestor inteligente de la red. El análisis busca identificar lecciones regulatorias transferibles al contexto latinoamericano, destacando prácticas que fortalecen el rol de las distribuidoras en la transición energética.

ROL ACTIVO DEL DSO EN LA GESTIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS

En algunos países líderes, el distribuidor está pasando de ser un operador pasivo, limitado al transporte unidireccional de energía, a un gestor activo que facilita la integración de generación distribuida (GD), administra flujos bidireccionales y participa en la optimización del sistema local. En estos mercados, muchos distribuidores ya implementan proyectos piloto de **adquisición competitiva de servicios de flexibilidad**, contratando reducciones de carga, inyección de potencia reactiva o almacenamiento temporal a recursos distribuidos (DER) locales para manejar congestiones o desbalances de tensión [2]. Esta evolución marca un cambio estructural en la función del DSO, que pasa de expandir infraestructura física a gestionar flexibilidad y datos como nuevos activos del sistema.

En Europa, las reformas recientes consolidan el concepto de un DSO más activo y con funciones explícitas en el mercado. El

Paquete de Energía Limpia de la Unión Europea (2019) estableció un marco jurídico que permite y obliga a los DSO a utilizar servicios de flexibilidad como alternativa a las expansiones de red, con el fin de optimizar inversiones, integrar renovables y reducir costos globales del sistema [4]. En este nuevo modelo, el DSO se concibe como un “facilitador neutral del mercado”, encargado de orquestar los recursos distribuidos de terceros de manera transparente, garantizando seguridad de suministro y eficiencia económica [5]. Países como Reino Unido y Países Bajos se han posicionado como pioneros en esta transición. En el Reino Unido, el regulador Ofgem exige a los distribuidores elaborar planes proactivos de desarrollo de red, los Distribution Future Energy Scenarios (DFES), que contemplen la incorporación de vehículos eléctricos, generación solar y sistemas de almacenamiento, priorizando soluciones inteligentes y mercados locales de flexibilidad en lugar de recurrir de forma sistemática a nuevas obras de infraestructura [6][7]. En Países Bajos, la autoridad regulatoria ACM ha impulsado programas de gestión activa de demanda y de servicios de red

contratados a agregadores, consolidando el rol del DSO como coordinador operativo del sistema local. Un ejemplo emblemático fuera de Europa es el estado de Nueva York (EE. UU.), donde la iniciativa Reforming the Energy Vision (REV) redefinió el papel de las utilities de distribución como “plataformas de sistemas distribuidos”. Bajo este esquema, el DSO debe integrar los DER en la operación diaria del sistema, coordinar transacciones locales de energía, contratar servicios de flexibilidad y garantizar transparencia en los flujos de información y precios, todo bajo la supervisión del regulador estatal. Este modelo ha servido como referencia para otros estados norteamericanos interesados en alinear los incentivos del distribuidor con la integración de recursos distribuidos, promoviendo inversión en digitalización y gestión avanzada de red.

Así, las reformas internacionales consolidan la expectativa de que el DSO asuma un rol activo y neutral en la gestión de los recursos distribuidos, habilitado por marcos regulatorios que redefinen su misión y herramientas. El nuevo paradigma ubica al distribuidor como el eje operativo de la transición energética, responsable de facilitar la conexión de DER, medir y gestionar sus impactos sobre la red, administrar congestiones y tensiones mediante flexibilidad local y garantizar un acceso transparente y no discriminatorio [4]. En este modelo, la digitalización, la coordinación operativa y los servicios de flexibilidad se convierten en pilares de una distribución moderna, donde la gestión inteligente sustituye progresivamente a la expansión física como la vía principal para sostener redes seguras, eficientes y sostenibles.

NUEVAS RESPONSABILIDADES DEL DSO: PLANIFICACIÓN, VISIBILIDAD, COORDINACIÓN Y FLEXIBILIDAD

A medida que la generación distribuida (GD) prolifera, las responsabilidades de los operadores de distribución (DSO) se han am-

pliado significativamente en los ámbitos de **planificación**, visibilidad operativa, coordinación sistémica y gestión de la flexibilidad. En muchos países, las autoridades regulatorias han reconocido que una integración segura y eficiente de los recursos distribuidos (DER) exige que el distribuidor actúe de manera anticipatoria, coordinada y orientada a resultados de red, por lo que han establecido obligaciones explícitas en estas materias.

En el plano de la planificación, los DSO han pasado de expandir infraestructura en función de la demanda proyectada a elaborar planes proactivos e integrados que consideran distintos escenarios de adopción de GD, vehículos eléctricos, almacenamiento y respuesta de la demanda. En Estados Unidos, estados como California y Nueva York exigen a las utilities presentar Planes de Integración de DER o Planes de Desarrollo de la Red con horizontes de 5 a 10 años, incorporando análisis de Hosting Capacity para determinar cuánta generación puede conectarse por circuito sin refuerzos, y publicando esta información para orientar a desarrolladores. En la Unión Europea, la Directiva 2019/944 obliga a los DSO de cierta envergadura a presentar cada dos años un Plan de Desarrollo de la Distribución que incluya previsiones de GD y respuesta de demanda, evaluando opciones de flexibilidad antes de proponer nuevas inversiones, y coordinando su planificación con el operador de transmisión (TSO) [13]. En el Reino Unido, las distribuidoras elaboran además procesos anuales para identificar las Network Flexibility Needs y lanzar licitaciones de servicios como alternativa a reforzar la red, transformando la planificación en un proceso dinámico donde la flexibilidad compite con la expansión física [14].

La **visibilidad y el monitoreo** de la red se han convertido en un eje central de la gestión moderna de la distribución. Con miles de generadores distribuidos en operación, los DSO necesitan observar en tiempo real el comportamiento de sus redes de media y baja tensión, identificar congestiones loca-

les y anticipar problemas de calidad de servicio. En el Reino Unido, el regulador Ofgem ha impuesto requisitos específicos para mejorar el monitoreo activo: las distribuidoras deben reportar anualmente indicadores de “visibilidad secundaria” (referidos al seguimiento de niveles de baja tensión) para demostrar cuánto se ha extendido la supervisión en subestaciones y alimentadores de BT [7]. Además, están obligadas a informar la cantidad de generación flexible que ha sido reducida por congestión y el grado de uso de sistemas de automatización para detectar y gestionar esas congestiones [15]. En los países nórdicos, la situación es más avanzada gracias a un despliegue temprano de medición inteligente. Suecia y Finlandia completaron la instalación de medidores inteligentes en prácticamente todos los clientes hace más de una década, lo que otorga a los DSO acceso a datos horarios de consumo y generación a nivel de cada abonado. Esta información granular permite monitorear los flujos bidireccionales en baja tensión y detectar desviaciones en la calidad del servicio. Actualmente, la región avanza hacia una segunda generación de visibilidad, que incluye sensores en transformadores de distribución, reconectores inteligentes y sistemas SCADA ampliados para observar en tiempo real el estado de la red frente a la variabilidad de los recursos distribuidos. Este nivel de monitoreo activo es esencial para que el DSO pueda anticipar y gestionar sobretensiones, caídas de tensión o sobrecargas, asegurando que la creciente penetración de la GD no comprometa la estabilidad del sistema.

La **coordinación operativa y de mercado** se ha vuelto una función esencial del DSO ante la entrada de nuevos actores como agregadores, comunidades energéticas y prosumidores activos. Los DSO deben coordinarse verticalmente con los operadores de transmisión (TSO) y horizontalmente con los participantes locales, intercambiando información en tiempo real sobre capacidad disponible, despacho y operación de DER que puedan afectar la red global. En Euro-

pa, la regulación establece esta obligación de intercambio de datos, mientras que en el Reino Unido, Ofgem ha designado al operador del mercado eléctrico Elexon como facilitador de un registro común de activos flexibles (Flexibility Market Asset Register, FMAR) [16], una base de datos unificada de todos los recursos (baterías, vehículos eléctricos, generadores) que participan en los mercados locales de flexibilidad, permitiendo evitar conflictos entre servicios locales y regionales [17]. En los países nórdicos, la coordinación TSO-DSO se prueba mediante proyectos piloto como el de Finlandia, donde el TSO (Fingrid) y varias distribuidoras operan un mercado conjunto de flexibilidad: el DSO declara sus necesidades de reducción de carga para aliviar la red, el TSO las suyas para balance del sistema, y los agregadores ofrecen servicios a ambos mediante subastas coordinadas. Estos esquemas, aunque regulatoriamente complejos, refuerzan el papel del DSO como nodo articulador entre redes locales y mercados mayoristas, garantizando una integración coherente y eficiente de los recursos distribuidos.

La **gestión de la flexibilidad distribuida** representa una de las responsabilidades más recientes y transformadoras del DSO. La Directiva eléctrica europea establece que los DSO deben considerar el uso de recursos de demanda, generación distribuida o almacenamiento para resolver necesidades de la red antes de ampliar infraestructura, siempre que ello resulte eficiente en costos [18]. Este mandato se traduce en reglas transparentes para la adquisición de servicios de flexibilidad. En el Reino Unido, todas las empresas de distribución realizan licitaciones periódicas para comprar reducciones de potencia en horas pico o inyección de potencia reactiva por parte de plantas solares locales, remunerando a los DER que aportan estos servicios como alternativa a los refuerzos de red [19]; Ofgem supervisa que dichas adquisiciones se realicen de forma competitiva y no discriminatoria. En Australia, los reguladores y el operador del mercado (AEMO) promueven mercados locales

mediante el programa Distributed Energy Integration Program (DEIP), donde hogares con sistemas solares y baterías, a través de agregadores, ofrecen recortes de consumo o inyección de energía en horas críticas a cambio de una compensación económica. En los países nórdicos, con larga tradición en respuesta de la demanda, las distribuidoras experimentan mecanismos similares: en Noruega, la empresa Tensio ha organizado subastas para que grandes clientes reduzcan carga en picos invernales, evitando sobrecargar líneas rurales, y en Dinamarca, donde la penetración eólica distribuida es muy alta, se han establecido acuerdos regulados de retribución por flexibilidad que compensan a los generadores cuando aceptan ser desconectados en situaciones de riesgo para la red. En conjunto, estas experiencias demuestran que la flexibilidad local se consolida como un nuevo recurso operativo del DSO, capaz de sustituir o complementar la expansión tradicional de redes y de aportar resiliencia, eficiencia y equilibrio económico a los sistemas eléctricos modernos.

Las reformas regulatorias internacionales consolidan el nuevo mandato del DSO moderno: planificar la red incorporando recursos distribuidos, mantener una visibilidad operativa avanzada, coordinarse eficazmente con múltiples actores y aprovechar la flexibilidad local como herramienta de gestión. Estas responsabilidades redefinen la distribución eléctrica como una actividad estratégica y de gestión inteligente, donde el DSO deja de limitarse a operar infraestructura para convertirse en el orquestador técnico del sistema distribuido. Su papel resulta decisivo para que la red evolucione de manera segura, eficiente y resiliente, maximizando el valor de los recursos distribuidos en beneficio del sistema y de todos los usuarios.

MECANISMOS PARA LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA DEL DSO CON ALTA PENETRACIÓN DE GD

El crecimiento de la generación distribuida (GD) plantea un desafío financiero a los distribuidores: a medida que los clientes generan su propia energía, disminuye el volumen de kWh entregados, erosionando los ingresos bajo esquemas tarifarios tradicionales basados en ventas de energía. Para abordarlo, distintos países han ajustado la regulación económica del DSO para garantizar su sostenibilidad e incentivar la integración de recursos distribuidos sin comprometer la calidad del servicio.

Una primera estrategia consiste en desvincular los ingresos del DSO del volumen de energía distribuida, mediante modelos de decoupling o remuneración por ingresos permitidos. En Europa, incluidos Alemania y los países nórdicos, las tarifas operan bajo topes de ingresos regulados con ajustes por eficiencia, lo que asegura la recuperación de costos autorizados sin depender del flujo de energía [8]. En numerosos estados de EE. UU. existen esquemas similares, que ajustan las tarifas periódicamente para cubrir los costos fijos aprobados pese a la caída de ventas solares, eliminando el incentivo a oponerse al autoconsumo o la eficiencia energética [8].

Otro eje de reforma ha sido el rediseño de las estructuras tarifarias para reflejar con mayor precisión los costos fijos y bidireccionales del uso de red. El caso de Australia es uno de los más ilustrativos. Con más del 30 % de los hogares equipados con paneles solares, las redes comenzaron a saturarse en horas de alta generación. Tradicionalmente, los prosumidores no pagaban nada por inyectar sus excedentes, lo que generaba congestiones sin mecanismos para que las distribuidoras pudieran gestionarlas. En respuesta, la Comisión de Mercado Energético de Australia (AEMC) aprobó en 2021 una reforma integral que reconoció formalmente que proveer servicios de exportación es una función de distribución, y por tanto debe contar con ingresos adecuados para las empresas. La reforma eliminó la prohibición previa que impedía a los DSO cobrar

por la energía exportada, habilitando nuevos esquemas tarifarios bidireccionales. A partir de 2025, las distribuidoras podrán aplicar cargos graduales por exportación, pero cada cliente conservará un nivel básico gratuito (allowance) para inyectar sin costo adicional [9]. Al mismo tiempo, la AEMC prohibió a las distribuidoras imponer límites de exportación cero a nuevas conexiones salvo en circunstancias excepcionales [10], lo que las obliga a aceptar un nivel mínimo de GD y a planificar la red para gestionarla en lugar de simplemente rechazarla. Además, el regulador económico (AER) deberá aprobar guías de tarifas de exportación y valores de curtailment para proteger a los usuarios [11]. Con esta estructura, Australia busca un equilibrio financiero y operativo: los prosumidores aportan al financiamiento de la red que utilizan, las distribuidoras obtienen recursos para reforzar y modernizar su infraestructura, y el marco regulatorio asegura que el acceso a la red se mantenga justo, predecible y sostenible.

En Europa, la mayoría de los países ha aumentado el peso de los cargos fijos o por capacidad y los peajes a generadores distribuidos, reduciendo la dependencia de cargos volumétricos. Solo unas pocas excepciones, como Alemania, Italia o Polonia, eximen a pequeños generadores de pagar por distribución [12]. En el Reino Unido, los prosumidores pagan un componente DUoS generation por uso de red, mientras que, en España, desde 2022, se aplica un cargo fijo por potencia contratada. Suecia y Dinamarca introducen tarifas horarias y cargos variables por inyección que reflejan la congestión local, incentivando el almacenamiento o el desplazamiento de exportaciones en horas de exceso. Estas medidas buscan evitar subsidios cruzados y garantizar que todos los usuarios contribuyan de manera equitativa al mantenimiento de la red. En EE. UU., la revisión de los esquemas de net metering ha sido clave para adaptar la regulación a la bidireccionalidad. Más de 47 estados han migrado desde la medición neta tradicional hacia tarifas de net billing o créditos cerca-

nos al valor mayorista, introduciendo además cargos mínimos o por capacidad [8]. En California, el Net Billing Tariff remunera la energía exportada a precios del mercado; Hawái reemplazó el net metering por planes con créditos reducidos y pagos fijos; y en Arizona, los clientes solares enfrentan demand charges para contribuir a los costos fijos de la red. Estas modificaciones buscan equilibrar la expansión solar con la sostenibilidad económica y la equidad entre usuarios [8].

Finalmente, se consolidan modelos de regulación por desempeño que alinean incentivos financieros con la eficiencia y la innovación. En el Reino Unido, el esquema RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs) recompensa a los distribuidores por alcanzar metas de integración de flexibilidad y ahorro de costos. En el periodo RIIO-ED2 (2023-2028), Ofgem introdujo un incentivo específico que premia o penaliza a los DSO según su desempeño en habilitar flexibilidad y satisfacción del usuario [6][7], promoviendo el uso eficiente de la red mediante soluciones digitales y alternativas a la expansión física.

De esta forma, muchos reguladores están implementando mecanismos económicos innovadores para que el DSO siga siendo sostenible con alta GD. La combinación de decoupling, tarifas más fijas o por capacidad, incentivos por desempeño y reformas específicas (como cobrar por exportación) permite que los distribuidores no vean amenazados sus ingresos y, a su vez, se enfocan en facilitar la transición energética en lugar de oponerse a ella. El denominador común es asegurar que todos los usuarios –consumidores puros o prosumidores– paguen una parte justa por la infraestructura que utilizan, ya sea para extraer o para inyectar energía, creando así señales económicas que mitiguen posibles subsidios cruzados: eviten que los usuarios sin GD carguen con todos los costos de red mientras otros se desconectan parcialmente; y se promuevan inversiones eficientes tanto en la red como en los recursos distribuidos [8].

INCENTIVOS Y MANDATOS PARA LA DIGITALIZACIÓN Y ADOPCIÓN DE TECNOLOGÍAS

La digitalización de las redes de distribución se ha convertido en un eje regulatorio esencial para permitir la gestión segura y eficiente de la GD. En los principales mercados, los reguladores han incorporado incentivos, fondos e incluso mandatos explícitos para que los DSO inviertan en tecnologías inteligentes, desde medidores avanzados y sensores hasta sistemas de gestión de red (ADMS) y de recursos distribuidos (DERMS), que les otorguen visibilidad, control y capacidad operativa sobre una red cada vez más compleja.

En el Reino Unido, Ofgem ha desarrollado un marco robusto de estímulos a la innovación tecnológica. Destaca el Strategic Innovation Fund (SIF), que cofinancia proyectos de redes inteligentes, digitalización y flexibilidad, destinando en 2024 más de £4,1 millones a iniciativas de inteligencia artificial y previsión avanzada de red [20][21]. Además, las distribuidoras deben presentar estrategias de digitalización y datos dentro de sus planes de negocio regulados, incluyendo hitos verificables de sensorización, automatización y apertura de datos. El regulador evalúa estos avances y otorga incentivos reputacionales y financieros por logros demostrables en digitalización [22]. En Australia, la modernización digital se ha acelerado tras la reforma de 2021 que reconoció la exportación de energía como servicio de distribución [10]. La prohibición a las distribuidoras de imponer límites de exportación cero salvo casos excepcionales las obliga a gestionar activamente la red, impulsando la adopción de DERMS y algoritmos de control dinámico de inyección. Paralelamente, la agencia ARENA ha cofinanciado pilotos de control de baja tensión con AusNet y SA Power Networks, probando el manejo de cientos de inversores solares conectados mediante plataformas en la nube. En conjunto, el marco regulatorio australiano incentiva la digitalización al exigir capacidades técnicas para operar redes

bidireccionales. En Alemania, la Ley de Digitalización de la Transición Energética obliga a instalar medidores inteligentes y sistemas de control en grandes instalaciones, mientras se exploran modelos alternativos de gestión como el “semáforo energético”, donde el DSO define, mediante infraestructura de monitoreo, los momentos en que los DER pueden operar libremente (verde), con restricciones (amarillo) o bajo control directo (rojo). A nivel europeo, el Reglamento (UE) 2019/943 promueve la creación de la Entidad Europea de DSO, que estandariza el intercambio de datos y desarrolla códigos comunes de interoperabilidad para futuras plataformas DERMS. Algunos países, como Reino Unido y Francia, avanzan en hubs de datos energéticos supervisados por los reguladores, donde los DSO gestionan el acceso seguro a datos de consumo y generación para terceros autorizados.

Varios reguladores han acompañado estas obligaciones con mecanismos de financiamiento y retorno adicional. En Italia, ARERA estableció un fondo para proyectos piloto de redes inteligentes, otorgando un WACC adicional sobre inversiones en automatización, almacenamiento y control avanzado. En el Reino Unido, los programas Network Innovation Competition/Allowance y el actual RIIO han destinado cientos de millones de libras a proyectos de digitalización, DERMS y microredes. Todos estos esquemas buscan reducir el riesgo regulatorio de innovar, recompensando a las distribuidoras por adoptar soluciones tecnológicas que aumenten la eficiencia del sistema.

La digitalización ha pasado de ser una opción tecnológica a un requisito regulatorio estructural. A través de fondos de innovación, incentivos de desempeño y mandatos de modernización, los reguladores están transformando al DSO en un gestor digital del sistema eléctrico, capaz de supervisar y coordinar GD, almacenamiento y demanda flexible. Este impulso global asegura que la red de distribución evolucione como plataforma inteligente para la transición energética.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La evidencia presentada demuestra que la expansión de la generación distribuida exige una actualización integral del marco regulatorio para asegurar su desarrollo sostenible. La descentralización del sistema eléctrico no puede sostenerse sin una estructura económica y técnica que preserve la estabilidad de la red y garantice que los costos de integración sean asumidos por quienes los provocan. En este contexto, se identifican tres ámbitos prioritarios de ajuste, económico-tarifario, técnico-operativo e institucional, orientados a fortalecer la equidad, la transparencia y la sostenibilidad del sistema de distribución.

El desafío más urgente es la modernización del modelo de **remuneración** de las distribuidoras. Se propone desacoplar los ingresos de la venta de energía y avanzar hacia una estructura tarifaria basada en la capacidad y disponibilidad de la red, reconociendo que la función esencial de la distribución es proveer una infraestructura confiable y flexible, independiente del volumen de energía transportada. Este rediseño requiere una “desenergización” del Valor Agregado de Distribución (VAD) y una actualización de los mecanismos de asignación de costos, de modo que las inversiones y adecuaciones derivadas de la conexión de nuevos generadores se distribuyan de forma justa y transparente. En paralelo, la consolidación de esquemas de net billing permitiría valorizar la energía inyectada bajo precios que reflejen los costos reales de respaldo y uso de red, evitando subsidios cruzados y garantizando la sostenibilidad financiera del sistema de distribución como infraestructura común del sector eléctrico.

Desde una perspectiva **técnica**, el desarrollo sostenible de la generación distribuida exige una actualización integral de las normas de conexión y operación, orientada a establecer criterios homogéneos de calidad, seguridad y control. La regulación debe otorgar a las distribuidoras la maniobrabilidad necesaria para evaluar, condicionar o rechazar proyectos que representen riesgos fundados para la red, sobre la base de estudios de factibilidad y de la capacidad real de acogida. Asimismo, se deben incorporar requisitos mínimos para los equipos de interconexión y exigir sistemas de monitoreo y control remoto que permitan gestionar en tiempo real los flujos bidireccionales y mantener la estabilidad operativa. Estas exigencias deben complementarse con incentivos regulatorios a la digitalización y la automatización de las redes, reconociendo el valor de tecnologías como SCADA, ADMS o DERMS en la gestión de recursos distribuidos. Finalmente, la regulación debe reforzar la trazabilidad y el control sobre instalaciones no declaradas o fuera de norma, cuya proliferación representa un riesgo creciente para la seguridad del personal y la confiabilidad del sistema.

En el plano **institucional y de planificación**, es necesario avanzar hacia una mayor coherencia normativa y coordinación sistémica entre reguladores, operadores y empresas distribuidoras. El marco regulatorio debe definir con claridad los derechos, obligaciones y atribuciones de cada actor, incluyendo nuevas figuras como los agregadores de demanda o los gestores energéticos locales, para evitar superposiciones y vacíos de responsabilidad. Asimismo, se recomienda incorporar la planificación conjunta de la capacidad de acogida de las redes y las trayectorias de expansión previstas, de modo que la incorporación de nuevos proyectos de generación distribuida responda a criterios técnicos y de sostenibilidad, y no a un crecimiento espontáneo. Un fortalecimiento institucional de las distribuidoras, junto con

el reconocimiento explícito de las nuevas funciones operativas y administrativas que asumen en la gestión de redes activas, resulta esencial para garantizar que la descentralización avance de manera segura, ordenada y financieramente equilibrada.

En síntesis, garantizar el desarrollo sostenible de la generación distribuida exige fortalecer el rol técnico, operativo y económico de las empresas distribuidoras. Solo con marcos regulatorios que reconozcan su función como garantes de la estabilidad, la equidad y la sostenibilidad del sistema eléctrico será posible avanzar hacia una transición energética segura, inclusiva y coherente con las capacidades reales de las redes.



La evidencia presentada demuestra que la expansión de la generación distribuida exige una actualización integral del marco regulatorio para asegurar su desarrollo sostenible.



Ashurst. (2024, July 4). AEMC announces significant changes for distributed energy resources. Ashurst Insights.

CERRE. (2022). The future of the distribution system operator (DSO): New roles and responsibilities in the energy transition. Centre on Regulation in Europe (CERRE).

Department for Energy Security and Net Zero. (2024, March 25). Improving the visibility of distributed energy assets: Call for evidence. UK Government.

Eurelectric. (2018). Charges for producers connected to distribution systems. Brussels: Eurelectric.

Eurelectric. (2024). Recommendations on the use of flexibility in distribution networks. Brussels: Eurelectric.

Florence School of Regulation. (2024). Distributed resources and flexibility. European University Institute.

IEA. (2022). Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources Power system opportunities and best practices.

MIT CEEPR. (2023). Distributional effects of net metering policies and residential solar + storage adoption. Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR), Massachusetts Institute of Technology.

NREL (2025). Energy Compensation Mechanisms for Distributed Generation.

Ofgem. (2024). DSO incentive report 2023–24. Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem).

Ofgem. (2024, May 22). Ofgem lays the groundwork for consumer-friendly flexible energy use. Press release. Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem).

Osborne Clarke. (2024, June 17). Energy transition: Ofgem allocates £41 million through its Strategic Innovation Fund. Osborne Clarke Insights.

Varios informes regulatorios y casos país (Ofgem UK, NY REV, ARENA Australia, NVE Noruega) como citados en el texto.

