

ABRIL 2025

Rutas regulatorias y políticas para implementar Plantas Virtuales de Energía (VPPs) en Chile

Autores: Daniel Olivares, Bernardo Severino, Lester Marrero, José María Cruz.

Resumen Ejecutivo

Chile atraviesa una rápida transformación de su matriz eléctrica, con un crecimiento histórico de las energías renovables. A enero de 2025, las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) ya aportan cerca del **47%** de la generación nacional, posicionando al país a la vanguardia de la descarbonización (ACERA, 2025a). Sin embargo, este avance conlleva **desafíos urgentes**: congestión en las redes de transmisión, **vertimiento** de excedentes renovables y la necesidad de gestionar de forma más flexible la oferta y la demanda eléctrica. Más aún, en 2024 y 2025, el país experimentó episodios significativos que pusieron en tela de juicio la confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico: cortes prolongados de suministro en Santiago

causados por fuertes vientos en 2024, y un apagón total a nivel nacional ocurrido en febrero de 2025. Estos eventos evidencian la necesidad urgente de contar con mecanismos más robustos y distribuidos de respaldo energético.

Enfrentar la **crisis climática** y alcanzar las metas de transición energética requerirá nuevas soluciones que aporten **flexibilidad** al sistema. En este contexto, las **Plantas Virtuales de Energía (Virtual Power Plants, VPPs)** emergen como una solución innovadora para un sistema eléctrico más **resiliente, eficiente y participativo**. Una VPP es una plataforma digital que **agrega y coordina recursos energéticos distribuidos** (como paneles solares domiciliarios, baterías, vehículos eléctricos y equipos de gestión de demanda en

hogares y Pymes), operándolos colectivamente como si fueran una única planta de generación virtual. De este modo, las VPPs pueden inyectar energía o reducir consumos en momentos críticos, apoyando la estabilidad de la red y aprovechando energía limpia que de otro modo se desperdiciaría. Al mismo tiempo, **empoderan a los consumidores** – convirtiéndolos en *prosumidores* activos– al permitirles participar en el mercado eléctrico y recibir ingresos o ahorros por aportar flexibilidad, **democratizando el acceso a los beneficios** de la transición energética.

Actualmente, **persisten barreras** que dificultan la implementación de VPPs en Chile. El marco regulatorio vigente **no reconoce la figura del “agregador” independiente** que gestiona recursos de múltiples usuarios y es responsable de los servicios que ofrece al sistema eléctrico a partir de la agregación de recursos, ni existen procedimientos claros para que los recursos distribuidos agregados participen en los mercados eléctricos. Además, la **limitada digitalización** de las redes de distribución –por ejemplo, el retraso en la instalación de medidores inteligentes– dificulta medir, controlar y remunerar adecuadamente los aportes de pequeños generadores y consumidores flexibles. A ello se suma un **modelo de suministro altamente centralizado**, en el que las empresas distribuidoras monopolizan la venta de energía a clientes pequeños, frenando la entrada de nuevos actores y la innovación en modelos de negocio.

La **experiencia internacional** demuestra que estas barreras pueden superarse con políticas y regulaciones adecuadas. Países pioneros han lanzado pilotos y **“sandboxes” regulatorios** (entornos de

prueba controlada) para ensayar esquemas de VPP, ajustando reglas sobre la marcha. En **Australia**, programas piloto respaldados por autoridades permitieron a agregadores operar VPPs residenciales a gran escala, llevando a mejoras regulatorias como la estandarización de protocolos de comunicación y requisitos de medición más flexibles (AEMO, 2021). La **Unión Europea**, a través del *Clean Energy Package* de 2019, reconoció legalmente al agregador independiente como nuevo actor del mercado eléctrico, obligando a los Estados miembro a habilitar su participación y a asegurar condiciones equitativas de competencia (European Parliament and Council, 2019). En **Estados Unidos**, la orden federal FERC 2222 (FERC, 2020) mandató a los operadores de mercado integrar agregaciones de recursos distribuidos, catalizando decenas de programas piloto en distintos estados para definir cómo remunerar su contribución y coordinarla con las redes locales. Estos casos muestran que, con el marco apropiado, las VPPs pueden entregar **servicios equivalentes a los de una central convencional** (regulación de frecuencia, control de voltaje, gestión de peaks de demanda), pero de forma **descentralizada, rápida y costo-efectiva**, aprovechando activos existentes en la comunidad.

Este Policy Brief propone una hoja de ruta para habilitar la implementación de VPPs en Chile de forma **gradual y progresiva**, comenzando con acciones inmediatas que sienten bases habilitantes y avanzando hacia reformas de mayor alcance. Las principales recomendaciones son:

- **Establecer marcos de prueba regulatoria (sandboxes)** (corto plazo): Crear entornos de experimentación supervisada que permitan proyectos piloto de VPPs con **exenciones temporales** a ciertas normas. Estos pilotos controlados recopilarían evidencia y aprendizajes antes de realizar ajustes regulatorios permanentes, reduciendo riesgos e incertidumbres iniciales.

- **Acelerar el despliegue de medición inteligente** (corto plazo): Impulsar la instalación masiva de **medidores inteligentes** y sistemas de telemetría en clientes residenciales y comerciales. Sin medición granular en tiempo real, los pequeños recursos distribuidos no pueden participar efectivamente. Contar con esta infraestructura habilitará la participación activa de hogares y Pymes en programas de respuesta de la demanda y VPPs.

- **Estandarizar protocolos de comunicación y equipos** (mediano plazo): Adoptar **estándares abiertos de interoperabilidad** (por ejemplo, IEEE 2030.5, OpenADR) que permitan integrar sin problemas distintos dispositivos (inversores, baterías, cargadores de vehículos eléctricos, electrodomésticos) a las plataformas de VPPs. La estandarización técnica reducirá costos, evitará sistemas propietarios incompatibles y reforzará la **ciberseguridad**, facilitando la coordinación entre distribuidoras, el operador del sistema y agregadores.

- **Actualizar la regulación de mercados eléctricos** (mediano plazo): Introducir cambios normativos para **reconocer al agregador de recursos distribuidos** como actor formal en la legislación chilena, habilitando la participación de las VPPs en el mercado de energía, potencia y servicios

complementarios. Se deben ajustar los esquemas de **medición, liquidación y compensación** para recursos agregados (por ejemplo, metodologías de *baseline* para medir ahorros o inyecciones), de modo que los aportes de las VPPs se valoren adecuadamente sin perjudicar a las empresas eléctricas tradicionales. Señales de precio más flexibles y tarifas horarias incentivarán la inversión en tecnología y la expansión de estas soluciones (RMI, 2023).

- **Permitir competencia en la comercialización minorista** (largo plazo): Evaluar reformas estructurales que **abran el mercado minorista** de la electricidad, hoy en manos monopólicas de distribuidoras, a nuevos proveedores. Separar la distribución física de la venta de energía permitiría que **agregadores independientes o comunidades energéticas** ofrezcan servicios basados en VPPs directamente a los usuarios finales. Esta apertura, alineada con tendencias internacionales en energía y telecomunicaciones, **empoderaría a los ciudadanos** con más opciones y dinamizaría el sector eléctrico, aumentando la innovación y disminuyendo costos a largo plazo.

Implementar esta hoja de ruta permitirá a Chile **aprovechar el potencial de las VPPs** para integrar más energías renovables de forma segura, mejorar la resiliencia del sistema eléctrico y **poner a los usuarios en el centro** de la transición energética. Las recomendaciones ofrecen pasos concretos y factibles para que los **tomadores de decisión** avancen sin demora, asegurando que el país se posicione a la vanguardia de la innovación energética **con un sistema más sostenible, competitivo y participativo**.



Introducción

Chile vive una acelerada transformación de su matriz eléctrica, impulsada por la incorporación masiva de energías renovables. La capacidad eólica y solar se ha multiplicado en la última década, llevando las ERNC a representar casi **la mitad de la generación eléctrica** del país en 2025 (47%, según ACERA, 2025a). En la Figura 1 se muestra la participación de ERNC a enero de 2025, alcanzando un 47% del total de la generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), muy por encima del 15% exigido por la Ley ERNC¹ (ACERA, 2025a).

No obstante, este liderazgo en descarbonización conlleva importantes **desafíos operativos**: las líneas de transmisión se encuentran congestionadas en horas de alta generación produciendo importantes diferenciales de precio entre subsistemas, se producen **vertimientos** (desperdicio) de excedentes de energía renovable por las mismas congestiones en transmisión y la falta de demanda flexible, y el sistema en general requiere mayor

flexibilidad para equilibrar la **naturaleza variable** del sol y el viento. Adicionalmente, Chile ha sufrido en 2024 y 2025 episodios significativos de cortes de suministro para usuarios en Santiago (cortes por fuertes vientos en 2024) y a nivel nacional (apagón total en febrero de 2025), lo que ha puesto en tela de juicio el nivel de confiabilidad y resiliencia de nuestro sistema, y el rol que deben jugar los recursos energéticos distribuidos en estos episodios. En resumen, **lograr una transición energética exitosa** no depende solo de añadir más generación limpia, sino de **modernizar la gestión** de la energía para usarla de forma eficiente y resiliente.

Frente a estos retos, han surgido innovaciones que pueden **revolucionar la forma de operar el sistema eléctrico**. Una de las más promisorias son las **Plantas Virtuales de Energía (Virtual Power Plants, VPPs)**. Las VPPs ofrecen un nuevo paradigma: en vez de depender únicamente de grandes centrales y redes reforzadas, es posible coordinar muchos recursos distribuidos más pequeños (disponibles en hogares, comercios e industrias) para que

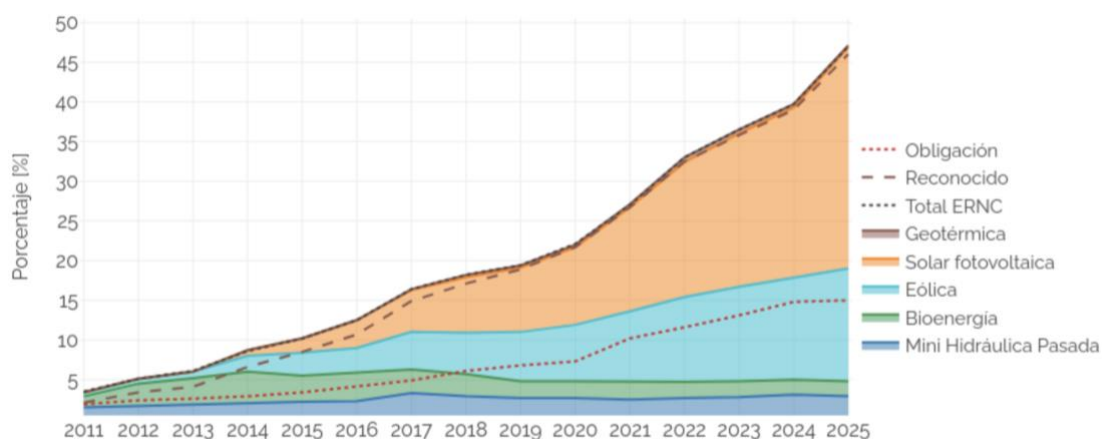


Figura 1. Participación porcentual de ERNC sobre el total de la generación eléctrica en el SEN, a enero de 2025. (ACERA, 2025a).

¹ Ley 20.257 y Ley 20.698.

actúen en conjunto **como una “central virtual”**. Gracias a avances en digitalización, automatización y comunicaciones en tiempo real, las VPPs pueden monitorear y controlar cientos o miles de dispositivos dispersos, despachando energía o reduciendo consumo de manera sincronizada. Esto permite **optimizar el uso de la infraestructura existente**, reducir costos y, a la vez, **involucrar a la ciudadanía** directamente en la gestión energética.

Este documento presenta un análisis sobre qué son las VPPs y **por qué su implementación reviste importancia estratégica** para Chile. Se exploran experiencias internacionales exitosas en la materia (Australia, Europa, Reino Unido, Estados Unidos) que sirven de referencia, y se evalúan los **desafíos y oportunidades** específicos del contexto chileno. Finalmente, se propone una **hoja de ruta de políticas y regulaciones** para viabilizar las VPPs de forma gradual, enfatizando acciones concretas de corto, mediano y largo plazo. El objetivo es entregar a tomadores de decisión, sector privado y sociedad civil, un **policy brief claro y fundamentado** que motive la **acción inmediata**, de modo de acelerar la transición energética con soluciones innovadoras **centradas en las personas y el clima**.

¿Qué son las VPPs?

Las **Plantas Virtuales de Energía (VPPs)** son plataformas de control energético que **agrupan y gestionan diversos recursos distribuidos** como si fueran una sola planta de generación. En una VPP típica, activos distribuidos tales como paneles solares en techos, baterías domiciliarias o

comerciales, vehículos eléctricos conectados a la red, sistemas de calefacción/refrigeración inteligentes e incluso **demanda controlable** (equipos cuyo consumo puede modularse) se conectan a un sistema central de software. Este sistema utiliza algoritmos avanzados para **coordinar el funcionamiento** de todos esos recursos dispersos (IEA, 2022).

La Figura 2 ilustra cómo las VPPs, mediante la agregación y coordinación de los recursos energéticos distribuidos, posibilitan el control simultáneo de microrredes, cargas controlables en el ámbito residencial, vehículos eléctricos y sistemas de baterías con paneles solares, situados detrás del medidor (*behind-the-meter*).

En la práctica, una VPP **“despacha” energía de múltiples fuentes pequeñas**: por ejemplo, puede ordenar a un centenar de baterías residenciales que inyecten potencia almacenada al caer la tarde, emulando así la respuesta de una central de generación tradicional. O bien puede reducir consumos agregados: por ejemplo, ajustar levemente los termostatos de muchos hogares o disminuir temporalmente cargas industriales cuando la demanda eléctrica del sistema está llegando a un peak. Todo esto ocurre de forma automatizada y casi instantánea, siguiendo las señales del mercado eléctrico o instrucciones del operador del sistema.

En otras palabras, la VPP actúa como **intermediaria inteligente** entre la red eléctrica y los recursos distribuidos: sabe cuánta energía pueden entregar o dejar de consumir en cada momento, y los **gestiona colectivamente** para aportar servicios al

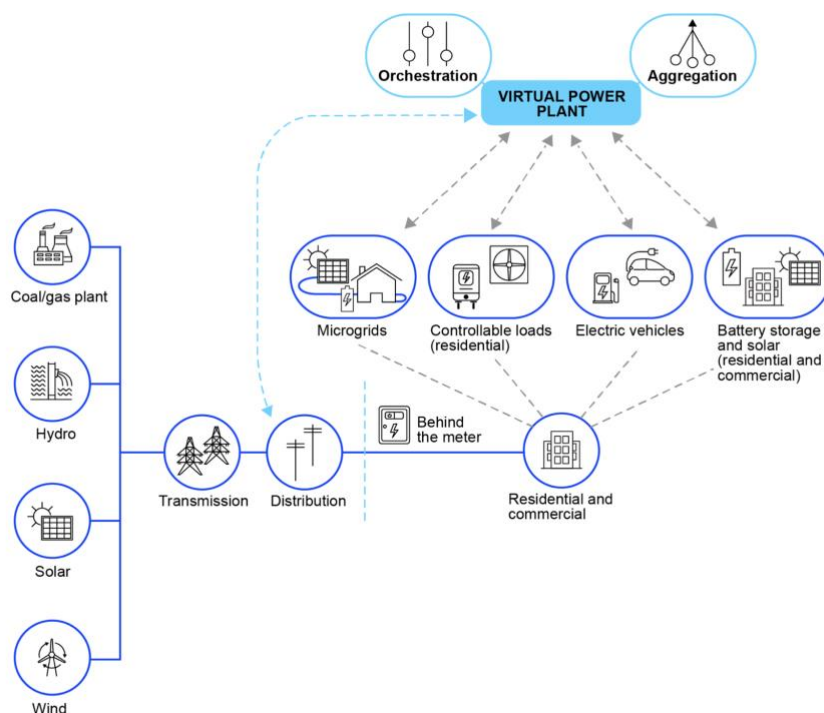


Figura 2. Esquema de *Virtual Power Plants* (IEA, 2022).

sistema eléctrico (regulación de frecuencia, control de voltaje, alivio de congestión, entre otros). Es importante destacar que las VPPs **no requieren infraestructura física adicional de gran escala**; aprovechan dispositivos ya instalados en la comunidad (*behind-the-meter*) y los conectan mediante software. Esto las convierte en una solución **rápida y costo-efectiva** para aumentar la capacidad y flexibilidad del sistema eléctrico sin necesidad de construir nuevas centrales o tendidos eléctricos. Esto último, independiente de que algunas VPPs podrían tener activos propios para mejorar su oferta y prestaciones técnicas.

En suma, una VPP **funciona como una planta “invisible”**, compuesta por cientos o miles de pequeños recursos distribuidos que operan al unísono. Este modelo es posible gracias a la convergencia de la digitalización de la energía (medidores inteligentes, Internet de las Cosas, análisis de datos) y la creciente penetración de

generación distribuida y dispositivos eléctricos gestionables en hogares y empresas. El resultado es un sistema más **descentralizado y democratizado**, donde **los usuarios finales participan activamente** en la provisión de energía y flexibilidad, a la vez que **se benefician económicamente** de su contribución.

Beneficios de las VPPs para los Usuarios y el Sistema Eléctrico

Las VPPs ofrecen **múltiples beneficios** que las convierten en una pieza clave tanto para fortalecer el sistema eléctrico chileno como para lograr una transición energética inclusiva con la ciudadanía. A continuación se destacan los beneficios clave, haciendo hincapié en el impacto positivo tanto para el sistema en su conjunto como **para los usuarios finales**:

- **Resiliencia y confiabilidad del sistema:** Al agrupar recursos distribuidos capaces de responder rápidamente, la VPP

aporta **flexibilidad operativa** que mejora la estabilidad de la red. Por ejemplo, ante un evento inesperado (como la salida repentina de una central o una emergencia climática), una VPP puede **inyectar energía almacenada o reducir consumos** en cuestión de segundos, evitando apagones y aliviando sobrecargas. Al acercar la generación al consumo (muchos pequeños aportes locales en vez de unos pocos lejanos), también se disminuye la congestión en las líneas de transmisión. En un sistema con alta penetración renovable como el chileno, las VPPs ayudan a **gestionar la variabilidad** solar/eólica y sirven de respaldo distribuido en momentos críticos. Incluso a nivel local, disponer de baterías y recursos controlables en barrios y comunidades aumenta la **resiliencia comunitaria** ante cortes de suministro prolongados, permitiendo mantener servicios esenciales. En resumen, las VPPs hacen al sistema eléctrico **más robusto frente a contingencias**, lo que beneficia directamente a todos los usuarios al reducir la frecuencia y duración de interrupciones de energía.



- **Eficiencia y ahorro económico:** El modelo de VPP permite **optimizar el uso de la infraestructura existente**, retrasando o evitando inversiones costosas en nuevas redes de transmisión o centrales de respaldo. Al coordinar muchos pequeños recursos para aplanar la **punta de**

demanda y llenar los valles de consumo, se reduce la necesidad de encender centrales de punta caras y contaminantes, con lo cual **disminuyen los costos operativos del sistema**. Esto eventualmente se traduce en **tarifas más bajas** para todos los consumidores. Estudios internacionales indican que aprovechar la agregación de dispositivos distribuidos puede recortar significativamente los costos totales de energía en un sistema eléctrico (Brehm et al., 2023). Para los hogares y comercios que participan directamente en una VPP, los beneficios son aún más tangibles: pueden obtener **ahorros en sus cuentas de luz** e incluso **ingresos adicionales** vendiendo sus excedentes de energía (lo que ya es posible en Chile a partir del régimen de *Netbilling*), o recibiendo pagos por ajustar su demanda o despachar su energía almacenada en momentos críticos. En Chile, donde muchas familias enfrentan altos costos energéticos y existen brechas de acceso y resiliencia en sectores apartados, las VPPs podrían entregar valor significativo a la población. Si se diseñan esquemas apropiados (por ejemplo, financiamiento para que más hogares instalen baterías o paneles solares y se unan a agregadores), la agregación permitiría **extender los beneficios del autoconsumo** y la eficiencia a un segmento amplio de la población, no solo a quienes tradicionalmente pueden invertir en tecnología.



- **Contribución a la descarbonización:** Las VPPs favorecen una **matriz más limpia**, ya que maximizan el aprovechamiento de las energías renovables disponibles. Al gestionar de forma inteligente la demanda y el almacenamiento, las VPPs pueden **desplazar la operación de centrales térmicas contaminantes** en horas punta, cubriendo esos requerimientos con recursos limpios agregados. Esto reduce significativamente las **emisiones de CO₂** del sector eléctrico, aportando a las metas climáticas de Chile. Además, una VPP efectiva **minimiza el vertimiento renovable**: en vez de desperdiciar miles de MWh solares o eólicos por limitaciones de red, esos excedentes pueden ser absorbidos por baterías distribuidas o incentivando consumos adicionales (como la carga de vehículos eléctricos) cuando hay abundancia de generación verde. Para ilustrar, en 2024 Chile tuvo que verter aproximadamente **5,9 TWh** de energía renovable por restricciones de red (ACERA, 2025b). Con una mayor flexibilidad distribuida, parte de la energía limpia podría haberse utilizado en vez de perderse, ya sea por el desplazamiento de la demanda a las horas de abundancia de energía, o la participación de VPPs en servicios complementarios o automatismos para aumentar la capacidad disponible de los corredores de transmisión. Mirando al futuro, a medida que Chile cierre sus centrales a carbón y aumente la generación solar/eólica, las VPPs se volverán **instrumentales para integrar porcentajes crecientes de generación renovable** sin comprometer la seguridad, actuando como un colchón flexible que equilibra oferta y demanda en tiempo real a partir de la acción coordinada de recursos energéticos distribuidos, que de otra forma permanecerían poco visibles y responsivos a las necesidades del

sistema. En síntesis, las VPPs tienen el potencial de **acelerar la transición energética** al permitir que cada kWh renovable producido encuentre un uso útil, reduciendo la huella de carbono del suministro eléctrico.



- **Empoderamiento ciudadano y participación comunitaria:** Un beneficio diferenciador de las VPPs es que **democratizan el sistema eléctrico**, al pasar de un esquema centralizado (donde los usuarios son meros consumidores pasivos) a uno **distribuido y colaborativo**, donde miles de ciudadanos pueden ser protagonistas. Las VPPs pueden incorporar desde grandes instalaciones industriales hasta paneles solares en **techos residenciales** o proyectos **comunitarios** administrados por juntas de vecinos o cooperativas. Esto supone un **empoderamiento inédito** de los usuarios finales, que se convierten en **agentes activos** capaces de decidir cómo y cuándo consumen o aportan energía, obteniendo beneficios por ello. La participación de prosumidores a través de VPPs **genera ingresos locales** (pagos por servicios de flexibilidad, ahorros en las facturas) que permanecen **en la comunidad**, fomentando desarrollo económico local. Adicionalmente, reducir la dependencia de centrales fósiles tradicionales, maximizando el potencial de los recursos distribuidos, conlleva **beneficios en salud y calidad de vida** para comunidades afectadas. En el contexto chileno, abrir la

puerta a que **hogares, Pymes y comunidades** provean servicios al sistema supone una transformación cultural: los ciudadanos dejan de ser espectadores y se transforman en **socios de la transición energética**. Esto puede mejorar la **aceptación social** de proyectos energéticos y fortalecer la **sensación de pertenencia** con la nueva matriz limpia, al ver retornos directos (económicos y ambientales) de su involucramiento. En definitiva, las VPPs promueven un modelo más **equitativo**, donde los beneficios de la transición energética llegan a más personas y territorios, y no solo a grandes empresas eléctricas.

Drivers Recientes para la Integración de VPPs

Flexibilidad en la Gestión Energética

El cambio hacia un sistema eléctrico cada vez más dinámico y distribuido exige una capacidad de respuesta ágil ante la intermitencia de las energías renovables y las variaciones en la demanda. Según el *World Energy Outlook 2023* de la IEA, se estima que para 2050 hasta el 50% de las necesidades de flexibilidad global podrían ser cubiertas mediante respuesta de la demanda y almacenamiento distribuido. Por otra parte, el Departamento de Energía (*Department of Energy, DOE*) de los Estados Unidos proyecta que para 2030 la capacidad de las VPPs en ese país podría situarse entre 80 y 160 GW, aportando entre un 10 y un 20% de la demanda punta. Las VPPs, al consolidar generación renovable, sistemas de almacenamiento y cargas flexibles, permiten optimizar el uso de activos existentes y reducir la necesidad de inversiones en infraestructura centralizada. Además, los centros de datos se perfilan como una fuente emergente de flexibilidad:

en 2023, estos consumieron alrededor del 4.4% de la electricidad total en EE.UU., incrementándose de 58 TWh en 2014 a 176 TWh en 2023, y se proyecta que su consumo alcance entre el 6.7% y el 12% del total, lo que equivale a un aumento a niveles de 325 a 580 TWh para 2028. Este crecimiento, junto con estrategias de gestión de la demanda y eficiencia energética, permite que los centros de datos contribuyan activamente a la flexibilidad del sistema.

Crecimiento de EVs y BESS Estacionarios



La acelerada penetración de vehículos eléctricos (EVs) y la expansión de sistemas de almacenamiento estacionario (BESS) están transformando el panorama energético. En 2023, se estimó que aproximadamente 14 millones de vehículos eléctricos se incorporaron al mercado global, lo que representa cerca de 1 de cada 5 automóviles vendidos (IEA). Paralelamente, la capacidad global instalada en baterías creció en torno al 120%, alcanzando aproximadamente 55,7 GW. En este contexto, China triplicó su capacidad hasta 27 GW, mientras que Estados Unidos pasó de 9,3 GW a 16,2 GW durante el mismo período. Estas cifras, respaldadas por proyecciones del DOE, indican que entre 2025 y 2030 se integrarán entre 300 y 540 GWh en baterías de EV y hasta 24 GWh en sistemas estacionarios, consolidando a estos

recursos como pilares fundamentales para la operación de VPPs .

Integración de Tecnologías Avanzadas: IA e IoT



La transformación digital ha permitido la integración masiva de tecnologías como la Inteligencia Artificial (IA) y el Internet de las Cosas (IoT) en la gestión de recursos energéticos distribuidos (DERs). Algoritmos predictivos y de optimización basados en IA analizan grandes volúmenes de datos en tiempo real, facilitando decisiones proactivas para ajustar la oferta y la demanda. Por ejemplo, en el proyecto Moss Landing, en California, se gestionan 730 MWh de capacidad de batería mediante sistemas que optimizan la carga y descarga en función de precios y condiciones de red. Asimismo, la instalación de sensores IoT en hogares, comercios e industrias permite el monitoreo continuo y la integración de datos de consumo y generación, eliminando la necesidad de gestión manual y proporcionando a los operadores una visibilidad integral de los DERs. Esta convergencia tecnológica mejora notablemente la eficiencia y la respuesta operativa de las VPPs .

Market Pull: Exigencia de Mayor Visibilidad y Control

La creciente complejidad de los sistemas eléctricos ha llevado a operadores y

coordinadores a demandar herramientas que integren y controlen eficazmente los DERs. En el ámbito regulatorio, la Orden FERC 2222 en Estados Unidos ha permitido que agregadores de DERs participen en mercados mayoristas, y estados como Colorado y Maryland han aprobado, durante 2024, leyes que incentivan la formación y operación de VPPs. En Europa, operadores y ministerios de energía han impulsado marcos normativos que obligan a incorporar tecnologías de monitoreo remoto, acelerando la adopción de plataformas de VPP para garantizar la estabilidad operativa de la red. Además, la necesidad de mayor visibilidad y control de los DERs se hizo patente en el caso del apagón en Chile en febrero de 2025, en el que, debido a la falta de un sistema integrado de monitoreo, no se pudieron aprovechar las capacidades de los generadores distribuidos. Este incidente destaca la urgencia de implementar soluciones que permitan una operación coordinada y segura de los recursos distribuidos.

Proyección de Crecimiento del Mercado de VPPs

Contexto y Tendencia Global

La confluencia de la flexibilidad operativa, la expansión de EVs y BESS, y la integración de tecnologías digitales genera un entorno propicio para un crecimiento acelerado de las VPPs. Estudios recientes de organismos como el DOE muestran que, en mercados con alta penetración de renovables y digitalización, las VPPs están dejando de ser proyectos piloto para convertirse en implementaciones a gran escala. Este crecimiento se ve impulsado por inversiones en infraestructura digital y

por la necesidad de reducir los costos asociados a la generación de respaldo.

Además, diversos estudios de mercado sitúan el tamaño actual de las VPPs en un rango aproximado de 2 a 3 mil millones de dólares, y se proyecta que el mercado podría ampliar su valor hasta ubicarse en un rango aproximado de 15 a 22 mil millones de dólares para el año 2032. Estas cifras reflejan la consolidación del sector y la creciente demanda de soluciones energéticas flexibles y sostenibles, respaldadas por políticas públicas y avances tecnológicos en el ámbito energético.

Ejemplos y Casos Internacionales

- **Estados Unidos:** Con una capacidad de VPP actual estimada entre 30 y 60 GW, se proyecta que para 2030 esta cifra alcance entre 80 y 160 GW, representando hasta un 20% de la demanda peak del sistema. Proyectos en California han integrado miles de hogares y MW de capacidad flexible, demostrando la viabilidad operativa de estas soluciones.
- **Alemania:** Iniciativas como Next Kraftwerke, que actualmente gestiona aproximadamente 13 GW mediante la agregación de más de 15,000 unidades distribuidas, son un claro ejemplo de cómo la digitalización y la integración de renovables optimizan la red. Con la eliminación progresiva de la generación fósil, se espera que las VPPs se conviertan en un componente esencial del sistema.
- **Australia:** El caso emblemático de la VPP de Tesla en Australia del Sur, que aspira a conectar hasta 50,000 hogares y alcanzar 250 MW, ilustra el potencial transformador en un mercado con alta penetración solar. Iniciativas locales, respaldadas por

políticas de integración en el Mercado Eléctrico Nacional (*National Electricity Market*, NEM), ya han mostrado resultados prometedores.

- **China:** Proyectos piloto en regiones como Shandong y Jiangsu han permitido integrar 242 MW en plataformas de VPP, con proyecciones de ampliar la capacidad hasta 500 MW o incluso 1 GW en el ámbito residencial. Estas iniciativas, apoyadas por directrices del gobierno, evidencian la ambición china de digitalizar su vasto sistema eléctrico (ERICAMR, 2023).

Implicancias para el Futuro

La convergencia de estos drivers no solo acelera la adopción de las VPPs, sino que también transforma el paradigma de la gestión energética global. A medida que se desplieguen tecnologías digitales y se expandan los recursos flexibles, las VPPs se consolidarán como un pilar esencial para optimizar la red, reducir costos de infraestructura y mejorar la resiliencia ante eventos extremos. Las proyecciones indican que, con la implementación de políticas integradoras y mayores inversiones en digitalización, el mercado de VPPs alcanzará nuevos niveles de eficiencia, impulsando una transformación profunda en la administración de la energía a nivel mundial.

Experiencia Internacional en VPPs

La visión de las VPPs empoderando ciudadanos y aportando flexibilidad no es meramente teórica: **ya está siendo puesta en práctica** en varios países, con resultados concretos que sirven de referencia para Chile. A continuación se resumen **ejemplos internacionales destacados** en la implementación de



VPPs, abarcando distintos enfoques regulatorios y de mercado. Estas experiencias muestran los **beneficios logrados**, así como las **políticas habilitantes** que permitieron su desarrollo, ofreciendo lecciones valiosas para acelerar la adopción de VPPs a nivel nacional.

Australia: Pionero en VPPs Residenciales a Gran Escala

Australia se ha convertido en uno de los **laboratorios más activos** para VPPs, impulsado por su rápida adopción de energía solar residencial y baterías domésticas. Un caso emblemático es la **VPP de Tesla en Australia del Sur**, lanzada en 2018, que conecta sistemáticamente sistemas solares y baterías en hogares sociales. Este proyecto, respaldado inicialmente por el gobierno local, apunta a incorporar **hasta 50.000 viviendas** en una sola VPP con una capacidad agregada de **250 MW**, equivalente a una central de tamaño mediano (Kuiper, 2022). Hasta la fecha, ya miles de hogares australianos participan aportando energía al sistema en momentos de alta demanda y **reduciendo las facturas eléctricas de las familias**

involucradas. En 2019, una prueba de esta VPP demostró su eficacia cuando una falla en una gran planta causó una disminución importante de la frecuencia: la VPP respondió **inyectando instantáneamente potencia**, contribuyendo a estabilizar la red. La Figura 3 ilustra dicho escenario de respuesta. Este tipo de resultados ha cimentado la confianza en que las VPPs pueden proveer **servicios esenciales al sistema** (como reservas rápidas de frecuencia) con la misma confiabilidad que las centrales convencionales.

El avance australiano ha sido posible gracias a **marcos regulatorios flexibles y experimentales**. El regulador del mercado eléctrico (AEMO) condujo entre 2019 y 2021 un programa de **Demostración VPP** a nivel nacional, invitando a agregadores a inscribir VPPs piloto en el mercado mayorista para **probar su participación** en distintos servicios (AEMO, 2020). Estas pruebas permitieron identificar ajustes necesarios a las normas. Por ejemplo, a raíz de los pilotos, la autoridad actualizó la especificación de servicios complementarios para acomodar recursos distribuidos, introduciendo protocolos de medición más **granulares y flexibles** para VPPs (AEMO, 2021).

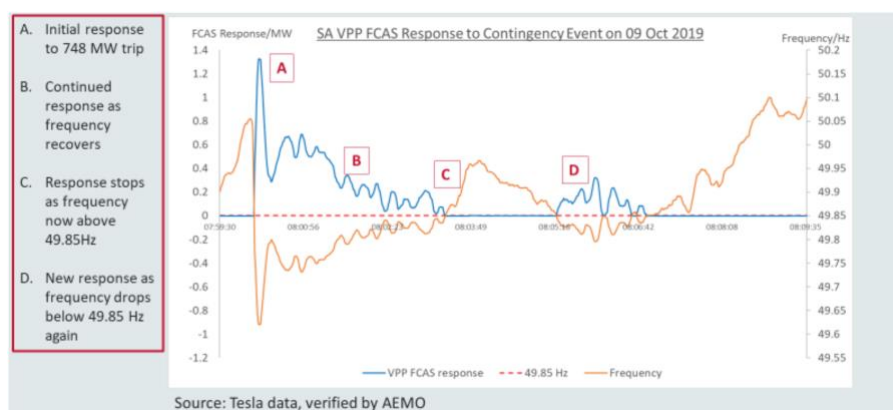


Figura 3. Respuesta de la VPP de Tesla durante el evento de desconexión de la mayor unidad generadora en el NEM y la caída de la frecuencia del sistema a 49,61 Hz (inferior a 49,85 Hz, límite de operación normal).

Asimismo, se implementaron **sandboxes regulatorios**: en 2020 la Comisión de Energía (AEMC) estableció un marco que permite exceptuar temporalmente a proyectos innovadores de ciertas reglas, facilitando iniciativas de VPPs bajo supervisión especial (AEMC, s.f.). En 2025, el regulador (AER) lanzó un esquema de “**policy-led sandboxing**” enfocado en acelerar la integración de recursos distribuidos mediante pruebas reguladas (AER, 2025). Gracias a esta apertura, han florecido proyectos como **Project Symphony** en Australia Occidental (agregando más de 500 hogares en una VPP para servicios locales) y **Project EDGE** (ARENA, s.f.) en Victoria (que ensayó un mercado local coordinando VPPs con la distribuidora). En resumen, Australia muestra que combinar **pilotos en terreno** con la **adaptación dinámica de la normativa** resulta en VPPs operando comercialmente, aprovechando el entusiasmo de los prosumidores y mejorando la resiliencia de una red con altísima penetración solar.

Europa: Integración Normativa y Expansión Comercial de VPPs

Europa ha estado a la **vanguardia en la adopción de VPPs** desde mediados de los 2000, tanto a nivel de demostraciones tecnológicas como de **reformas regulatorias integrales**. Un hito temprano fue el **Proyecto FENIX** (2005-2009), financiado por la Unión Europea, que demostró cómo la agregación de DERs en grandes VPPs podía optimizar la operación de la red y participar en mercados eléctricos (European Commission, 2020). Desde entonces, múltiples iniciativas han consolidado el modelo. Hoy existen VPPs operando con miles de MW en países europeos, integrando **miles de instalaciones descentralizadas** de generación y almacenamiento. Por ejemplo, la empresa **Next Kraftwerke** en Alemania administra una VPP comercial que superó los **10.000 MW de capacidad agregada** conectada (Next Kraftwerke, 2022), combinando parques solares, eólicos, mini-hidroeléctricas, baterías y consumos flexibles. La Figura 4 muestra el funcionamiento de una planta de biogás operada por la empresa que sigue la evolución de los precios en el mercado.

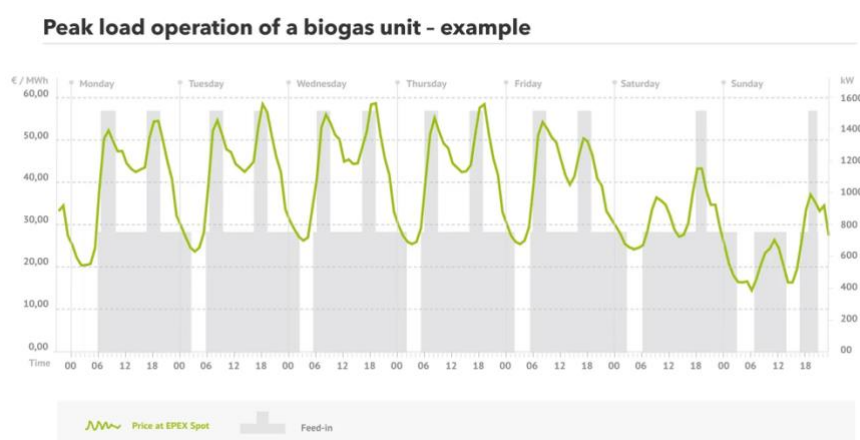


Figura 4. Semana de operación de una planta de biogás operada por la empresa Next Kraftwerke, la cual aumenta su producción de energía durante los períodos de máxima demanda.²

²<https://www.next-kraftwerke.com/products/power-scheduling>

Este caso evidencia que las VPPs pueden escalar a niveles significativos, aportando energía y servicios de balance al sistema en varios países de la Unión Europea de forma continua.

El factor clave detrás del crecimiento de las VPPs en Europa ha sido un **impulso político-regulatorio decidido hacia la descentralización**. Con el *Clean Energy Package* aprobado en 2019, la Unión Europea estableció por primera vez un **marco legal común** que obliga a los países miembro a integrar plenamente a los **agregadores de demanda** y recursos distribuidos en sus mercados eléctricos (European Parliament and Council, 2019). La Directiva 2019/944, en particular, reconoció al **agregador independiente** como nuevo actor y ordenó remover barreras para su participación sin tener que mediar mediante las comercializadoras tradicionales del cliente. También exigió garantizar la **igualdad de condiciones** (*level playing field*) para que las VPPs compitan en mercados de energía, servicios complementarios e incluso capacidad, definiendo además **reglas de compensación justas** entre agregadores y comercializadores cuando la flexibilidad modificase los flujos contratados. En paralelo, regulaciones europeas sobre operación del sistema (*Network Codes*) han incorporado el mandato de **no discriminación**: los operadores de red deben permitir que **todos** los recursos, incluidos los distribuidos agregados, ofrezcan servicios si cumplen los criterios técnicos (CEDEC *et al.*, 2019).

A nivel nacional, muchos países europeos han traducido estas directrices en acciones concretas. Para 2021, **22 países**

ya permitían la respuesta agregada de la demanda de pequeños usuarios, y 19 habían incorporado la figura del agregador en su legislación nacional (JRC, 2022). Si bien el grado de avance varía (Francia y Finlandia destacan como pioneros con agregadores residenciales plenamente operativos, mientras otros apenas inician pilotos), la **tendencia general es clara**: Europa camina hacia un sistema descentralizado, digitalizado y **centrado en el consumidor** (Joint Research Centre, 2022). Iniciativas complementarias buscan reforzar esta transición; por ejemplo, la Comisión Europea lanzó en 2022 un Plan de Digitalización del sector energético (European Commission, 2022) que promueve plataformas de **intercambio de datos en tiempo real** entre operadores de transmisión (TSO) y distribución (DSO) para gestionar de forma armonizada la participación de recursos distribuidos. Asimismo, diversos países incentivan las **comunidades energéticas** locales, en las que vecinos se asocian para generar, compartir y vender energía; muchas de estas comunidades empiezan a operar efectivamente como **VPPs comunitarias**, acumulando pequeños aportes que juntos brindan servicios al sistema y beneficios económicos locales. En síntesis, Europa ofrece el ejemplo de un **esfuerzo coordinado**: cambios legales de alto nivel, inversión en digitalización y el surgimiento de actores privados innovadores han dado lugar a un ecosistema donde las VPPs pasan de proyectos piloto a formar parte del **día a día** de los mercados eléctricos en constante transformación.

Reino Unido: Pilotos Exitosos y Apertura del Mercado a Agregadores



El Reino Unido, aunque ya no pertenece a la Unión Europea, ha seguido una senda similar de **promoción de VPPs y flexibilidad**, combinando **innovación tecnológica** con cambios normativos puntuales. En el frente práctico, el gobierno británico patrocinó uno de los primeros pilotos urbanos de VPPs a nivel residencial. En 2019, la ciudad de Londres implementó un proyecto piloto de “central eléctrica virtual” en un conjunto de viviendas sociales: baterías domésticas y paneles solares instalados en 45 hogares se agregaron para entregar energía y servicios de balance al operador nacional (*National Grid*). Los resultados fueron notables: los residentes participantes lograron **reducir sus facturas de electricidad hasta un 60%** y las emisiones de CO₂ de esos hogares cayeron ~20%, al maximizar su autoconsumo solar y evitar el uso de gas para calefacción (BEIS, 2020). Tras este éxito inicial, el esquema se amplió con apoyo gubernamental, demostrando cómo **recursos residenciales pueden apoyar la red urbana a la vez que benefician directamente a las familias**. Este ejemplo ha servido de inspiración para otras iniciativas comunitarias y municipales en el país.

El sector privado británico también ha incursionado con fuerza en VPPs. La empresa Centrica, una de las mayores *utilities* del Reino Unido, se asoció con la firma tecnológica Sonnen en 2019 para desplegar **100 baterías domiciliarias interconectadas en la nube** a modo de VPP (Centrica, 2020). Esta red distribuida de almacenamiento obtuvo autorización para prestar servicios de respuesta rápida de frecuencia al operador, absorbiendo excedentes o inyectando energía según las

condiciones del sistema. El proyecto permitió a los clientes participantes **aumentar su autoconsumo solar** (almacenando el excedente diurno para usarlo en la noche) y a la vez **mejorar la estabilidad** de la red eléctrica. Dado el éxito de esta primera fase, Centrica y Sonnen anunciaron planes para **escalar la VPP** integrando cientos de nuevos dispositivos domésticos (Centrica, 2020). Por su parte, empresas innovadoras como Tesla lanzaron en 2020 el **Tesla Energy Plan UK** en alianza con el proveedor Octopus Energy, invitando a hogares con paneles solares y baterías Powerwall a unirse a una VPP nacional. Este programa convirtió a los prosumidores británicos en parte de una planta virtual colectiva capaz de **sostener la red y reducir los costos de suministro** para los usuarios involucrados. El hecho de que compañías reconocidas ofrezcan estos planes demuestra una **creciente demanda del mercado** por servicios de agregación que **recompensen al usuario final**.

Desde el punto de vista regulatorio, el Reino Unido ha introducido modificaciones clave para habilitar estas innovaciones. En 2019 se creó la figura del “**Virtual Lead Party**” (VLP) –un tipo de agregador independiente– como participante reconocido en el Mercado de Balance administrado por el operador (*National Grid ESO*). Esto permitió, por primera vez, la **participación directa de VPPs residenciales** y otros recursos distribuidos agregados en los servicios de balance de la red, sin tener que pasar por un comercializador tradicional (Elexon, 2019; JRC, 2022). Al remover esta barrera de entrada, se amplió la competencia y la oferta de **flexibilidad** en el mercado británico. Adicionalmente, el Reino Unido



ha avanzado agresivamente en la instalación de **medidores inteligentes** (*smart meters*) en prácticamente la totalidad de los hogares, y está implementando la liquidación del mercado eléctrico minorista en períodos de **30 minutos** para todos los clientes (Energy UK, 2024). Esta medida de “**Half-Hourly Settlement**” significa que incluso un pequeño consumidor podrá ser facturado según su perfil real de consumo cada media hora, lo que **incentiva la respuesta a precios** y hace viable que participe en esquemas como VPPs (pues sus reducciones o aumentos de demanda en ciertos momentos se verán reflejados económicamente). La combinación de **usuarios informados y equipados con tecnología** (*smart meters*, baterías, automatización) y **reglas de mercado adaptadas** está creando en el Reino Unido un terreno fértil para que las VPPs florezcan como un componente más del sistema eléctrico. En esencia, la experiencia británica resalta la importancia de **empoderar al consumidor con herramientas e incentivos** para que se sume a la transición energética: las VPPs han prosperado allí donde se alinean los intereses económicos de los hogares con los del sistema eléctrico en general.

Estados Unidos: Integración de VPPs vía Mercados Mayoristas y Políticas Federales

En Estados Unidos, la adopción de VPPs ha sido impulsada en gran medida por **cambios regulatorios federales** orientados a abrir los mercados eléctricos a los recursos distribuidos. Un paso crucial fue la emisión de la **Orden 2222 de la Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC)** en el año 2020. Esta

normativa obliga a todos los mercados mayoristas de electricidad administrados por RTO/ISOs (operadores regionales) a **permitir la participación de agregaciones de recursos energéticos distribuidos** en igualdad de condiciones con las grandes centrales (FERC, 2020). En esencia, la FERC 2222 **eliminó barreras** que hasta entonces impedían que activos pequeños (paneles solares residenciales, baterías en edificios, vehículos eléctricos, cargas controlables, etc.) pudieran competir en mercados de energía y servicios complementarios. Tras esta orden, cada mercado regional (PJM, CAISO, NYISO, MISO, etc.) ha venido adaptando sus reglas para integrar a las VPPs, lo que ha catalizado **docenas de programas piloto** y propuestas en distintos estados, enfocadas en definir cómo registrar estos recursos, cómo calcular su aporte efectivo (*measurement and verification*) y cómo coordinarlos con las distribuidoras locales (JRC, 2022). Si bien la implementación práctica es compleja y aún en desarrollo, la señal desde el regulador federal es clara: las VPPs son consideradas ahora **parte integral del futuro mercado eléctrico** en Estados Unidos.

Paralelamente, a nivel estatal y ejecutivo, Estados Unidos ha lanzado iniciativas para **fomentar las VPPs como estrategia de resiliencia y descarbonización**. El DOE publicó en 2023 el informe especial “*Pathways to Commercial Liftoff: Virtual Power Plants*”, destacando el rol de las VPPs para lograr sistemas eléctricos más limpios y asequibles, e identificando las **condiciones necesarias para masificar su adopción** (DOE, 2023), con una actualización en 2025 (DOE, 2025). En el marco de ese esfuerzo, se han destinado



fondos federales para proyectos demostrativos de VPPs que combinen recursos como vehículos eléctricos, termostatos inteligentes y baterías solares, con énfasis en **beneficiar a comunidades vulnerables** propensas a cortes de energía. Estados como **California** han puesto en marcha programas de respuesta a emergencias donde agregadores de consumidores son compensados por reducir carga en momentos críticos (CPUC, 2022), lo cual en la práctica opera como una VPP distribuida que previene apagones durante olas de calor. En **Nueva York** y **Hawái**, las compañías eléctricas locales están implementando programas para remunerar a dueños de baterías residenciales que entreguen energía al sistema en horas punta, integrando así cientos de hogares en esquemas de VPP. En Texas, se están discutiendo cambios legales para aprovechar la agregación de los miles de generadores y baterías residenciales instalados en el estado (Texas Senate, 2023).

La experiencia estadounidense resalta dos lecciones principales. Primero, que **los cambios normativos habilitantes** (como la Orden 2222) pueden detonar un fuerte dinamismo en la innovación: en tan solo un par de años tras la orden federal, múltiples actores –*utilities*, startups tecnológicas, agregadores independientes– han comenzado a desarrollar **modelos de negocio de VPP** ante la expectativa de acceder a mercados de mayor escala. Y segundo, que el éxito de las VPPs requiere también **acciones de política y coordinación local**: estandarizar interfaces entre operadores de transmisión y distribución, asegurar la **ciberseguridad** de tantas conexiones distribuidas, y educar/incentivar a los consumidores para

que participen. Si bien Estados Unidos es un mercado heterogéneo, la dirección es consistente: las VPPs están pasando de ser una novedad a integrarse en planes de resiliencia y capacidad de varias regiones. La apuesta es que, al igual que los **autos eléctricos** o los **paneles solares** hace una década, las **plataformas de VPP** escalarán rápidamente su adopción apoyadas por políticas públicas, reducciones de costo tecnológico y el interés de consumidores por ahorros y autonomía. Chile puede aprovechar estas señales tempranas desde EE.UU. para **anticipar cambios** y preparar su propio marco habilitante, evitando quedar rezagado en esta tendencia global.

Situación Actual en Chile: Barreras y Oportunidades para las VPPs



Aunque las **ventajas potenciales** de las Plantas Virtuales de Energía son claras, Chile aún enfrenta una **brecha importante** entre esta visión y la realidad de su regulación y mercado eléctrico actual. Identificar con precisión las **barreras vigentes** es el primer paso para superarlas; al mismo tiempo, es crucial reconocer las **oportunidades únicas** que tiene el país para impulsar las VPPs, dadas sus condiciones particulares. A continuación se describe la situación chilena, articulando los principales desafíos a resolver y los factores favorables que se pueden aprovechar.

Barreras regulatorias y de mercado: En Chile, la normativa eléctrica **no contempla todavía** a las VPPs ni la figura del **agregador** independiente. No existe una licencia o categoría regulatoria para empresas que agreguen y gestionen recursos de múltiples clientes, lo que inhibe su formalización. Asimismo, los **procedimientos de mercado** (reglas del Coordinador Eléctrico Nacional, contratos de suministro, etc.) no han sido adaptados para permitir que **recursos distribuidos agregados** vendan energía al sistema. Si bien el Reglamento de Servicios Complementarios da cuenta de la posibilidad de agregación de recursos a nivel de clientes libres (clientes de gran tamaño), deja sobre los propios usuarios finales la responsabilidad de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del servicio que prestan al sistema, lo que implica una barrera en la implementación de agregadores. Otro obstáculo es el **carácter monopolizado de la comercialización minorista**: las empresas distribuidoras tienen por ley la exclusividad de vender electricidad a clientes menores (potencia conectada inferior a 500 kW) en sus concesiones. Esto dificulta el paso a que nuevos actores (por ejemplo, un agregador que agrupe cientos de clientes) compitan ofreciendo electricidad o servicios innovadores. En resumen, el **marco regulatorio** chileno – diseñado para un mercado centralizado– **obstaculiza la entrada** de las VPPs al no reconocerlas ni darles un espacio operacional claro.

Barreras tecnológicas y operativas: La infraestructura actual de las redes de distribución en Chile presenta rezagos que dificultan la implementación de VPPs. Uno de los principales es la **ausencia de**

medidores inteligentes en la mayoría de los hogares y Pymes. Estos medidores de última generación, capaces de registrar consumo y generación en intervalos cortos y de comunicarse en tiempo real, son indispensables para cuantificar con precisión los aportes de cada recurso agregado. Chile inició un plan de recambio a medidores inteligentes en 2019, pero fue suspendido por rechazo ciudadano y hasta 2025 la penetración de *smart meters* sigue siendo muy baja. Sin medición inteligente, resulta complejo implementar **tarifas horarias dinámicas** o sistemas de **liquidación por intervalo**, que son la base para retribuir la flexibilidad de las VPPs. Otro aspecto es la **falta de estandarización tecnológica**: hoy los distintos dispositivos distribuidos (inversores solares, cargadores de vehículos eléctricos, baterías, electrodomésticos inteligentes, etc.) pueden usar protocolos de comunicación propietarios o incompatibles entre sí, lo que dificulta conectarlos a una misma plataforma de control. Tampoco existen en Chile **plataformas de datos** robustas que permitan el intercambio de información en tiempo real entre el operador del sistema, las distribuidoras y potenciales agregadores, algo necesario para coordinar la operación de recursos distribuidos de manera segura. Finalmente, cabe mencionar que hasta ahora se ha invertido poco en **pilotos locales** de gestión agregada de demanda o DERs, de modo que falta evidencia nacional sobre el comportamiento de estas soluciones en nuestras redes. Esta carencia de datos y experiencia hace que los actores del sector tiendan a ser conservadores frente a cambios, perpetuando un **círculo vicioso** donde no se implementan VPPs por la



incertidumbre, y la incertidumbre persiste porque no se prueban VPPs.

Modelo centralizado y cultural del sector:

Más allá de lo normativo y técnico, Chile enfrenta un **desafío cultural e institucional** para abrazar el modelo de VPPs. Por décadas, el esquema eléctrico ha girado en torno a grandes empresas generadoras vendiendo energía a través de distribuidoras a consumidores pasivos. Este **status quo** centralizado ha impregnado la forma en que se planifica y regula: las soluciones “de arriba hacia abajo” (*top-down*) han sido la norma, mientras que la integración de actores distribuidos es un concepto relativamente nuevo. Consecuentemente, existe **desconfianza o desconocimiento** entre algunos actores respecto a la confiabilidad de los recursos distribuidos, o resistencia por parte de incumbentes que ven amenazados sus modelos de negocio tradicionales. Asimismo, los consumidores finales chilenos en general no están familiarizados con la idea de **gestionar su demanda** o participar en programas eléctricos (más allá del *Netbilling* incipiente para algunos hogares solares). Esto implica que para desplegar VPPs exitosamente, habrá que invertir en **educación y difusión** para que los ciudadanos entiendan las oportunidades y **beneficios de involucrarse** (ahorros, pagos, resiliencia comunitaria) y así aumentar la aceptación. La experiencia internacional muestra que sin suficientes usuarios dispuestos a participar, las VPPs no logran masa crítica (Brehm *et al.*, 2023). Superar esta inercia cultural requiere liderazgo desde las autoridades y proyectos demostrativos que **visibilicen los beneficios** a la opinión pública.

Oportunidades y ventajas para Chile: A pesar de los retos anteriores, Chile cuenta con **condiciones únicas que favorecen** la implementación de VPPs si se toman las decisiones adecuadas pronto. En primer lugar, la altísima penetración renovable actual y proyectada significa que **la necesidad de flexibilidad es real e inmediata:** existe un claro **caso de negocio sistémico** para las VPPs (evitar vertimientos masivos, gestionar variabilidad, diferir inversiones en redes), lo cual puede justificar económicamente las reformas requeridas. En segundo lugar, Chile, aunque aún incipiente, ya tiene una **base creciente de recursos distribuidos** sobre la cual construir VPPs: más de 27.000 instalaciones solares bajo *Netbilling* a enero de 2025 (SEC, s.f.), cientos de vehículos eléctricos en circulación (Ministerio de Energía, 2025) y una tendencia al alza en proyectos de autogeneración comunitaria. Este parque distribuido inicial puede escalar rápidamente con los incentivos correctos, y conforma el **pilar tecnológico** de futuras VPPs. En tercer lugar, el país dispone de **capacidades locales en innovación:** startups de tecnología energética, centros de investigación y empresas pioneras que ya exploran soluciones de digitalización y gestión inteligente de energía (CENTRA UAI, 2023). Con el marco apropiado, estos actores nacionales podrían desarrollar plataformas de VPPs adaptadas a nuestra realidad, generando incluso oportunidades de exportar conocimiento. Finalmente, a nivel político existe un **compromiso país** con la acción climática y la modernización del sector eléctrico. La Estrategia Climática de Largo Plazo y la Planificación Energética 2023-2027 del Ministerio de Energía reconocen la importancia de la **generación distribuida**



y la **flexibilidad** para cumplir metas al 2030 y 2050 (Ministerio de Energía, 2025). Esto se traduce en un clima propicio para impulsar **reformas estructurales** pro-transición. En suma, Chile está en una posición privilegiada: tiene el **imperativo** (la necesidad urgente de flexibilidad), los **recursos latentes** (DERs en crecimiento) y la **voluntad política declarada** para dar cabida a las VPPs. Lo que resta es **conectar estos puntos** a través de un plan de acción concreto que derribe las barreras identificadas y canalice las oportunidades en beneficios tangibles para el país.

Hoja de Ruta para la Implementación de VPPs en Chile

Resultados del Taller con Panel de Expertos del Sector Eléctrico Chileno

Para el desarrollo de este documento se realizó un taller de discusión con un panel de expertos nacionales integrado por autoridades del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE), representantes de desarrolladores de DERs, empresas distribuidoras y especialistas del sector. El panel consultado aportó una visión completa sobre los retos y oportunidades de las VPPs en Chile. A continuación se exponen los temas clave discutidos y su conexión con experiencias internacionales:

Desafíos Regulatorios y de Mercado – Los expertos destacaron la urgencia de alinear el marco regulatorio con la rápida evolución tecnológica que caracteriza a las VPPs. Esta brecha normativa recuerda al fenómeno vivido en el sector de telecomunicaciones, donde la innovación superó a las regulaciones vigentes, impulsando cambios profundos en los

modelos de negocio. Sin embargo, se destacó que existe una diferencia importante respecto de la experiencia en el mercado de telecomunicaciones: en el caso del suministro eléctrico, la comercialización de electricidad sigue siendo parte del monopolio regulado de la distribución, lo que limita la aparición de actores y modelos de negocio innovadores en clientes regulados con capacidad instalada inferior a 500 kW. Luego, en consonancia con iniciativas de *sandbox* regulatorios empleadas en mercados como Australia y el Reino Unido, se planteó la necesidad de validar nuevos esquemas de comercialización y servicios de flexibilidad bajo condiciones de prueba controladas, que permitan excepciones a disposiciones normativas que actúan como barrera a su implementación. Estas estrategias permitirían evidenciar los beneficios potenciales en eficiencia y reducción de costos antes de aplicar reformas a gran escala.



Formación de Precios y Rol de los Agregadores – Se destacó la complejidad de los precios en el mercado mayorista chileno, anclado en un esquema basado en costos que no refleja con precisión el valor de la flexibilidad aportada por DERs agregados. Los participantes destacaron que la migración a un mercado mayorista basado en ofertas, más dinámico y competitivo, actualmente en proceso en Chile, en que los agregadores puedan

participar como coordinadores de recursos, facilitaría la participación de las VPPs en servicios complementarios, mercado de energía y mercado de suficiencia. A nivel internacional, se ha visto que reformar las señales económicas y flexibilizar esquemas de facturación son elementos decisivos para atraer a inversionistas y proveedores de tecnología, facilitando el desarrollo de soluciones de VPP.

Experiencias en Generación Distribuida y Casos de Estudio – El proyecto de Parque Solar Comunitario en Talagante ilustró tanto las ventajas como las dificultades de la generación distribuida comunitaria y su posible conexión con VPPs. El proyecto permitió identificar brechas importantes en el entendimiento de la población general respecto de los beneficios y potencialidades de este tipo de soluciones. Aunque el crecimiento del autoconsumo en Chile avanza, los expertos subrayaron la necesidad de transformar estas iniciativas en beneficios concretos para los clientes, mediante incentivos bien diseñados, educación de la población, y una buena operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos. Internacionalmente, se ha observado que la certeza jurídica y el apoyo institucional son claves para masificar la generación distribuida, especialmente cuando se integra en esquemas de VPP.

Proyectos de Microrredes y Modelos de Negocio – Al analizar la posibilidad de que las empresas distribuidoras lideren la coordinación de DERs, se hizo hincapié en la experiencia de algunos estados de EE.UU., donde se fomenta la colaboración público-privada y se reconoce la

importancia de la coordinación operativa de la red local. Esta fórmula ha demostrado ser exitosa para promover la confiabilidad y rentabilidad de las VPPs. En Chile, la participación de las distribuidoras podría agilizar la implementación, siempre que se definan incentivos claros, se asegure la remuneración de las inversiones necesarias en infraestructura y comunicaciones en el contexto del monopolio regulado de distribución, y se evite la duplicidad de actores en la cadena de valor. Estas reflexiones apuntan en la dirección del establecimiento gradual de un modelo de DSO, en el que la empresa de distribución facilita la infraestructura de redes y comunicaciones para la operación de recursos distribuidos en un mercado abierto y competitivo.



Perspectiva de Empresas Eléctricas y Aspectos Económicos – Representantes de compañías eléctricas manifestaron la dificultad de justificar inversiones a corto plazo en entornos donde el foco está en ingresos estables asociados a infraestructura. Se apuntó que la adopción de VPPs puede requerir pagos iniciales mayores en búsqueda de ahorros futuros, lo que reviste una complejidad política para su implementación, especialmente en entornos polarizados y una institucionalidad del sistema eléctrico ligada a los ciclos políticos.

Otros Comentarios y Estudios de Costos

– Por último, se subrayaron desafíos vinculados a la interoperabilidad tecnológica, la ciberseguridad y la formación de especialistas. Estas cuestiones también han sido cruciales en otros mercados, donde la estandarización de protocolos de comunicación y la digitalización avanzada de la red figuran como pilares para escalar iniciativas de VPP. Se coincidió en la necesidad de profundizar en estudios de costo-beneficio que justifiquen los modelos de negocio emergentes.

Comentarios Finales – Las opiniones del panel ofrecen una hoja de ruta valiosa para la implementación de VPPs en Chile. Coinciden en la necesidad de ajustar la regulación, reconocer nuevas figuras de mercado y alinear incentivos para distribuidores y agregadores; pero por sobre todo, la necesidad de materializar prontamente los beneficios potenciales de las VPPs en beneficios tangibles para la población. Lo anterior debe ser acompañado de medidas que fortalezcan la interoperabilidad y la digitalización de la red. Estas recomendaciones, además de los aprendizajes internacionales, delinean un futuro energético más flexible, resiliente y orientado al consumidor. A medida que Chile avance en estos frentes, las VPPs podrían consolidarse como una herramienta clave para dinamizar y aumentar la competencia del sector, optimizar costos y fomentar la participación de diversos actores en la transición energética.

Hoja de Ruta

Considerando el panorama anterior, **¿cómo pasar de la teoría a la práctica** en la implementación de VPPs? A

continuación se presenta una **propuesta de hoja de ruta** con acciones escalonadas –desde medidas inmediatas hasta reformas de largo plazo– que el país puede emprender para habilitar y masificar las Plantas Virtuales de Energía. Este plan reconoce la necesidad de ir **paso a paso**, probando en pequeño antes de escalar, pero manteniendo una **visión ambiciosa** de transformación estructural. Las acciones recomendadas son las siguientes:

1. **Establecer sandboxes regulatorios y pilotos controlados (corto plazo):** Iniciar el desarrollo de VPPs a través de **marcos de experimentación regulada**. Es decir, implementar uno o varios **sandboxes** en el sector que autoricen proyectos piloto de VPPs bajo **condiciones especiales**. En estos pilotos, el regulador podría otorgar **exenciones temporales** a ciertas normas que hoy impiden o limitan la participación de recursos distribuidos agregados (por ejemplo, exceptuar a un grupo acotado de clientes del requisito de ser atendidos solo por la distribuidora, o permitir la operación de un agregador en una zona específica). Tales proyectos funcionarían en ambientes de prueba supervisados, con duración limitada y alcance controlado. El objetivo es **recopilar evidencia técnica, económica y operacional** sobre las VPPs en contexto chileno antes de realizar cambios permanentes. Con monitoreo cercano, se podrían medir los aportes en flexibilidad, los ahorros para consumidores, efectos en la red, etc., **afinando el modelo de VPP** según resultados reales. Experiencias en el extranjero muestran que estos espacios de *sandbox* facilitan ajustes normativos informados: Australia y el Reino Unido, por ejemplo, lanzaron pilotos regulados que luego guiaron modificaciones exitosas a

sus mercados. En Chile, un *sandbox* podría ser liderado por la CNE y la Superintendencia (SEC), en coordinación con el Coordinador Eléctrico y una empresa de distribución, definiendo criterios de elegibilidad y metas claras. Al culminar los pilotos (en 1 o 2 años), se contará con **lecciones aprendidas locales** para diseñar la siguiente fase de la regulación permanente de VPPs.

2. Reactivar el despliegue de medición inteligente avanzada (corto plazo):

Acelerar la modernización de las redes de distribución mediante la **instalación masiva de medidores inteligentes** y sistemas de comunicación asociados. La falta de medición inteligente ha sido identificada globalmente como una **barrera crítica** para incorporar pequeños recursos distribuidos en esquemas de flexibilidad (Energy UK, 2024). Sin datos de consumo y generación en tiempo real, las VPPs no pueden operar con precisión ni los operadores pueden confiarlas para el balance fino del sistema. Por ello, Chile debe **retomar con urgencia** el plan de recambio de medidores, esta vez acompañado de una **estrategia comunicacional transparente** que destaque los beneficios al usuario (facturación más exacta, mejores servicios, oportunidades de ahorro) para ganar apoyo ciudadano. Junto con los medidores, es importante desplegar la infraestructura de **telemetría y control** que permita a las distribuidoras y eventualmente a agregadores comunicarse con los equipos en campo. Idealmente, de 2 a 3 años debería completarse el reemplazo en las zonas con alta penetración de DERs y en un porcentaje significativo de clientes residenciales en general. Esto sentará las bases para implementar **tarifas horarias y señales de precios dinámicas**, habilitar

medición neta bidireccional por intervalo (registrar cuánto inyecta o reduce cada cliente cada 15-30 minutos) y **automatizar la respuesta de la demanda**. Sin esta infraestructura, las demás reformas quedarían cojas. La inversión en medición inteligente traerá **dividendos en eficiencia y transparencia** en el mediano plazo, además de ser un habilitador imprescindible para las VPPs. Se pueden evaluar mecanismos de financiamiento innovadores para acelerar su adopción mitigando el impacto en tarifas.



3. Estandarizar protocolos de comunicación y requisitos técnicos (mediano plazo):

En paralelo al avance en medición inteligente, Chile debe avanzar en **estándares de interoperabilidad** para los sistemas de VPPs. Esto implica que la CNE, el Coordinador Eléctrico nacional, y la SEC deben trabajar en conjunto, con apoyo del Ministerio de Energía y las empresas del sector distribución, para definir un **conjunto de protocolos de comunicación y control abiertos** que deberán cumplir los equipos y plataformas que participen en agregación. Referentes internacionales como IEEE 2030.5 (estándar para integración DER) o **OpenADR** (protocolo de automatización de respuesta de la demanda) pueden servir de base. La idea es evitar una fragmentación tecnológica: que los inversores solares, las baterías, los cargadores de autos eléctricos, termostatos inteligentes, etc. instalados en

Chile hablen un “**idioma común**” digital, de modo que puedan integrarse fácilmente a **cualquier VPP o sistema de gestión**. Actualmente, la falta de lineamientos en este campo puede llevar a soluciones propietarias incompatibles que encarecen y dificultan la escalabilidad. Además de protocolos, se deben estandarizar **formatos de datos, ciberseguridad y criterios de desempeño** para las VPPs. Por ejemplo, establecer cómo reportan sus datos las VPPs al Coordinador, con qué latencia máxima operan, con qué medidas de seguridad en la comunicación; o fijar **requisitos de calidad de servicio** (por ejemplo, confiabilidad mínima de entrega de potencia comprometida). Estas normas técnicas brindarán **certidumbre** tanto a desarrolladores como a autoridades sobre la operación de VPPs a gran escala. Un enfoque recomendado es formar una **mesa técnica multisectorial** (autoridades, universidades, industria), conducida conjuntamente por la CNE y la SEC, para elaborar estas normas, apoyándose en la experiencia de organismos como NIST e IEEE que ya trabajan en estándares de VPP (Alajlan *et al.*, 2024). Si Chile adopta tempranamente estándares internacionales, no solo facilitará la integración de sus VPPs, sino que **abrirá su mercado** a proveedores globales de tecnología y reducirá costos por economía de escala. La estandarización, en definitiva, pavimenta el camino para que las VPPs se desplieguen de forma **eficiente y segura**, evitando cuellos de botella de compatibilidad.

4. Actualizar la regulación del mercado eléctrico para recursos agregados (mediano plazo): A medida que se obtengan resultados de pilotos y se cuente con mejor infraestructura, será necesario acometer **reformas regulatorias formales**

que incorporen a las VPPs en el régimen permanente del mercado eléctrico. Varias acciones específicas entran aquí: primero, **reconocer legalmente la figura del agregador** o gestor de recursos distribuidos, mediante modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos, definiendo los derechos y responsabilidades de estos nuevos actores a partir de, por ejemplo, un régimen de licencias de operación. Junto con ello, se deben **habilitar mecanismos de participación** de las VPPs en los distintos mercados eléctricos: permitir que accedan al mercado spot o en contratos, que puedan proveer **servicios complementarios** (reserva de potencia, regulación de frecuencia, control de tensión) al Coordinador Eléctrico, e incluso que contribuyan a la **potencia de suficiencia del sistema**, con las metodologías de cálculo adecuadas. Un componente técnico-regulatorio importante es establecer métodos de **medición y verificación** para cuantificar el aporte de los recursos agregados. Aquí entran conceptos como las metodologías de **línea base (baseline)**: estimar cuánta energía habría consumido/inyectado un cliente sin la acción de la VPP, para entonces calcular la contribución efectiva del recurso cuando modula su comportamiento. Estas metodologías deben incorporarse en los **procedimientos de liquidación** para asegurar que los agregadores y sus clientes reciban un pago justo por los servicios prestados, y que a su vez los comercializadores o distribuidores no resulten indebidamente perjudicados por la reducción de demanda que no pudieron vender. La experiencia europea sugiere introducir **esquemas de compensación**: por ejemplo, si un agregador reduce consumo de clientes que tenían un contrato con la distribuidora,

podría definirse un pago compensatorio a la distribuidora por las ventas no realizadas (solo los costos evitados, sin menguar el incentivo del ahorro) (European Parliament and Council, 2019, art.17). Todos estos ajustes buscan **alinear incentivos**: que cada actor (agregador, distribuidora, cliente) gane algo con las VPPs en vez de entrar en conflicto. Otro frente regulatorio es ajustar las **señales de precio** en el mercado: avanzar a un mercado mayorista **basado en ofertas competitivas** (reforma en etapas tempranas en Chile) ayudará a revelar el valor real de la flexibilidad, permitiendo que las VPPs compitan ofertando reducciones de demanda o inyecciones en horarios críticos. Asimismo, revisar las **tarifas eléctricas** para introducir componentes horarios más marcados o precios diferenciados según congestión local podría incentivar a más clientes a adoptar tecnologías y unirse a VPPs (Fitch et al., 2024). En síntesis, esta etapa involucra **abrir las puertas del mercado** a las VPPs mediante cambios legales y reglamentarios, integrándolas en igualdad de condiciones con los actores tradicionales. Es un proceso complejo que requerirá coordinación institucional, y una visión clara y estable por parte del Ministerio de Energía. Esta etapa es fundamental para pasar de unos pocos pilotos aislados a un **ecosistema sostenible de VPPs** operando comercialmente en todo el país.



5. **Implementar reformas estructurales para abrir la competencia minorista (mediano plazo)**: Chile debe evaluar transformaciones más profundas de su modelo eléctrico que **permitan la plena madurez** de las VPPs y la innovación centrada en el usuario. En particular, se propone **materializar la ampliamente estudiada y discutida introducción de competencia en la venta de electricidad a clientes finales en Chile**, rompiendo paulatinamente con el esquema monopólico de comercialización de las distribuidoras en el segmento residencial y comercial pequeño. Esta reforma implicaría **separar las funciones**: por un lado, las distribuidoras seguirían encargadas de la red física (cables, calidad de servicio, medidores), pero por otro, **distintos comercializadores** podrían ofrecer energía y servicios a los clientes sobre esa red, compitiendo en precio, calidad y diferenciación de servicio. Un contexto de libre competencia minorista permitiría, por ejemplo, que **empresas especializadas en agregación** o comunidades locales formen comercializadoras que ofrezcan a los vecinos planes de suministro basados en una VPP comunitaria, con tarifas personalizadas y reparto de beneficios. También podrían entrar empresas tecnológicas con modelos “**VPP as a service**”, que instalen equipos en los hogares a cambio de gestionarlos agregadamente y compartir ahorros. En países con mercados abiertos, como muchos de Europa, ya existen ofertas comerciales donde el cliente se suscribe a un servicio tipo “**Planta Virtual en tu Hogar**” y ve reducida su cuenta a cambio de ceder cierta flexibilidad de sus equipos. Si bien la apertura del *retail* eléctrico en Chile requeriría cambios legales y una regulación delicada para proteger a los consumidores,

sus **beneficios a largo plazo** pueden ser significativos: mayor **innovación** en productos energéticos, empuje a la **digitalización** (ya que cada competidor querrá aprovechar la flexibilidad de sus clientes), **baja de precios** por competencia, y opciones diversas que empoderan al usuario (por ejemplo, elegir un plan verde, uno comunitario, uno con manejo inteligente de consumo, etc.). Esta quinta medida se vislumbra en un horizonte de 5 años, dada la complejidad política que ha mostrado en intentos pasados (por ejemplo, el Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica de 2020). No obstante, **sentar desde ya las bases** para una futura apertura (por ejemplo, retomando la agenda regulatoria sobre desregulación de la comercialización minorista) enviará una señal al mercado de hacia dónde vamos. A la larga, un **mercado minorista abierto y dinámico** es el entorno ideal donde las VPPs podrán desplegar **todo su potencial en beneficio de los consumidores**, compitiendo por ofrecerles mejores tarifas, resiliencia y servicios personalizados.

En conjunto, esta hoja de ruta traza un camino factible para que Chile transite desde el estado actual, de limitaciones e incertidumbre, hacia un futuro donde las Plantas Virtuales de Energía sean parte integral del sistema eléctrico. Cada paso construye sobre el anterior: primero se crean las condiciones de prueba y se mejora la infraestructura; luego se adapta el marco normativo y de mercado; finalmente se consolida una nueva estructura más abierta. Es importante destacar que muchas acciones pueden **solaparse temporalmente**; por ejemplo, avanzar en medición inteligente y estándares mientras corren los pilotos, de manera que el progreso sea acelerado. Lo esencial es contar con la **voluntad**

política y el liderazgo regulatorio para coordinar estos esfuerzos, en diálogo con la industria y la ciudadanía. Los beneficios prometidos por las VPPs bien valen la pena: un sistema eléctrico más flexible, **más limpio y más justo con las personas**.

Conclusiones

Las **Plantas Virtuales de Energía** se perfilan como una **herramienta estratégica** para el futuro del sistema eléctrico chileno. Su capacidad de coordinar recursos distribuidos brinda **beneficios múltiples** que atienden tanto necesidades técnicas del sistema como prioridades del país: incrementan la **resiliencia** al proveer flexibilidad durante emergencias (evitando apagones y mitigando cortes ante eventos extremos al redistribuir la energía disponible), mejoran la **eficiencia** operacional al optimizar el uso de la infraestructura existente y reducir la energía renovable desperdiciada, y fomentan la **participación ciudadana**, democratizando el acceso a la energía limpia mediante la integración activa de prosumidores y comunidades locales. En suma, las VPPs pueden contribuir a un sistema eléctrico **más robusto, más flexible y más centrado en el usuario**, a la vez que catalizan la transición hacia una matriz más **sustentable y baja en emisiones**.

Dada la magnitud de estos beneficios y la urgencia de **acelerar la acción climática**, resulta imperativo **avanzar sin dilación** en la creación de marcos habilitantes para implementar VPPs en Chile. La experiencia internacional reciente muestra que las VPPs han dejado de ser experimentos aislados para convertirse en



componentes fundamentales de la transición energética, permitiendo mantener la confiabilidad del suministro al mismo tiempo que se integran más energías limpias de forma costo-efectiva. Chile, con su elevada penetración renovable y ambiciosas metas de descarbonización, **no puede darse el lujo de postergar** estos desarrollos. Cada año de retraso implica continuar desperdiciando valiosos recursos limpios y perder oportunidades de empoderar a nuestros ciudadanos en el ámbito energético.

La **hoja de ruta propuesta** en este documento –desde habilitar pilotos regulatorios hasta eventualmente abrir el mercado minorista– constituye un **camino claro y progresivo** para aprovechar el pleno potencial de las VPPs. Implementarla requerirá coordinación interinstitucional, diálogo público-privado y probablemente ajustes sobre la marcha, pero los casos de otros países demuestran que es **viable y altamente beneficioso**. Se trata, en definitiva, de habilitar una **nueva generación de soluciones tecnológicas y sociales** que fortalezcan la **sostenibilidad y resiliencia** del Sistema Eléctrico Nacional, **empoderen a los consumidores** y promuevan una **competencia virtuosa** en el sector eléctrico.

La evidencia expuesta respalda un **llamado a la acción decidido**: es momento de actualizar nuestras políticas y regulaciones para hacer realidad las Plantas Virtuales de Energía en Chile, en beneficio del país y de todos sus habitantes.

Referencias

ACERA (2025a). 2025-01 – Boletín Estadístico ACERA. Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento. Disponible en: <https://cdn.acera.cl/wp-content/uploads/2025/02/2025-01-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>

ACERA (2025b). 2024-12 – Boletín Estadístico ACERA. Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento. Disponible en: <https://cdn.acera.cl/wp-content/uploads/2025/01/2024-12-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>

AEMC – Australian Energy Market Commission (s.f.). Regulatory Sandboxes. Sitio web informativo. Disponible en: <https://www.aemc.gov.au/market-reviews-advice/regulatory-sandboxes>

AEMO – Australian Energy Market Operator (2020). AEMO Virtual Power Plant Demonstrations. Reporte del proyecto piloto VPP. Disponible en: <https://arena.gov.au/projects/aemo-virtual-power-plant-demonstrations>

AEMO – Australian Energy Market Operator (2021). Amendment of the Market Ancillary Service Specification – DER and General Consultation. Informe Final y Determinación. Disponible en: https://aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-consultations/2021/mass/final-determination/final-determination.pdf

AER – Australian Energy Regulator (2025). Policy-led sandboxing: Accelerating access, deployment and orchestration of distributed energy resources through the regulatory sandbox. Informe de políticas, febrero 2025. Disponible en: <https://energyinnovationtoolkit.gov.au/site>

[s/default/files/2025-02/Policy-led%20Sandboxing%20accelerating%20access%20deployment%20and%20orchestration%20of%20distributed%20energy%20resources%20through%20the%20regulatory%20sandbox%20-%202013%20February%202025.pdf](https://www.energy.gov/default/files/2025-02/Policy-led%20Sandboxing%20accelerating%20access%20deployment%20and%20orchestration%20of%20distributed%20energy%20resources%20through%20the%20regulatory%20sandbox%20-%202013%20February%202025.pdf)

Alajlan, R., Rahman, M.M.H., Al-Naeem, M., & Almaiah, M.A. (2024). Cybersecurity risks and challenges in virtual power plants: current landscape and future research. *IEEE Access*, 12, 188813–188827.

Alexander, D. (2024). Project Symphony: Final Project Assessment. Informe final, febrero 2024.

ARENA – Australian Renewable Energy Agency (s.f.). AEMO Project EDGE – Final Report. Disponible en: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/aemo-project-edge-final-report/>

BEIS – UK Dept. for Business, Energy & Industrial Strategy (2020). London pioneers first “virtual power station”. Comunicado de prensa, 6 marzo 2020.

Brehm, K., Dyson, M., McEvoy, A., & Usry, C. (2023). Virtual Power Plants, Real Benefits. RMI – Rocky Mountain Institute. Disponible en: <https://rmi.org/insight/virtual-power-plants-real-benefits/>

CENTRA UAI (2023). Análisis y herramientas para la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos en Chile. Informe IRC CENTRA-ACESOL, Universidad Adolfo Ibáñez. Disponible en: <https://acesol.cl/noticias/resultados-del-estudio-%E2%80%9Can%C3%A1lisis-y-herramientas-para-la-integraci%C3%B3n->

[eficiente-de-recursos-energ%C3%A9ticos-distribuidos-en-chile%E2%80%9D.html](https://www.energetica.cl/eficiente-de-recursos-energ%C3%A9ticos-distribuidos-en-chile%E2%80%9D.html)

Centrica (2020). A virtual power plant for every home. Comunicado de prensa, 17 enero 2020.

CPUC – California Public Utilities Commission (2022). Emergency Load Reduction Program (ELRP) – Pilot description. Documento informativo, 2022. Disponible en: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/electric-costs/demand-response-dr/emergency-load-reduction-program>

DOE – U.S. Department of Energy (2023). Pathways to Commercial Liftoff: Virtual Power Plants.

DOE – U.S. Department of Energy (2025). Pathways to Commercial Liftoff: Virtual Power Plants – 2025 Update.

Energy Research Institute of Chinese Academy of Macroeconomic Research (ERICAMR) (2023). China Energy Transformation Outlook 2023 (CETO 2023).

Energy UK (2024). Energy UK Explains: Market-wide Half Hourly Settlement. Publicación informativa, 2024. Disponible en: <https://www.energy-uk.org.uk/publications/euk-explains-market-wide-half-hourly-settlement/>

CEDEC, EDSO, ENTSO-E, Eurelectric & GEODE (2019). TSO–DSO Report: An integrated approach to active system management. Informe conjunto, abril 2019.

European Commission (2010). Periodic Report Summary – FENIX (Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected energy evolution). 5th Framework Programme, Project ID 518272.

European Commission (2022). Digitalising the energy system – EU Action Plan. Comunicación COM (2022) 552 final.

European Parliament and Council (2019). Directive (EU) 2019/944 on common rules for the internal market for electricity. Diario Oficial de la UE L158, 14.6.2019.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission (2020). Order No. 2222: Participation of Distributed Energy Resource Aggregations in Markets Operated by RTOs and ISOs. FERC, Washington, D.C.

Fitch, T., Becker, J., Brehm, K., Cohen, J., & Shwisberg, L. (2024). Power Shift: How Virtual Power Plants Unlock Cleaner, More Affordable Electricity Systems. RMI – Rocky Mountain Institute.

IEA (2022). Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources. Reporte. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>

IEA (2024). World Energy Outlook 2024, IEA, Paris. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>.

IRENA (2024). World Energy Transitions Outlook 2024: 1.5C Pathway, International Renewable energy Agency.

Joint Research Centre – JRC (2022). EU electricity market transformation is underway: meet the independent aggregators. European Commission, 8 Nov 2022.

Kuiper, G. (2022). What Is the State of Virtual Power Plants in Australia? From Thin Margins to a Future of VPP-tailers. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). Disponible en: https://ieefa.org/wp-content/uploads/2022/03/What-Is-the-State-of-Virtual-Power-Plants-in-Australia_March-2022_2.pdf

Ministerio de Energía (2025). Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023–2027. Gobierno de Chile. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_final.pdf

Next Kraftwerke (2022). Next Kraftwerke passes 10,000 MW milestone of aggregated capacity. Comunicado de prensa, 21 Abr 2022.

SEC – Superintendencia de Electricidad y Combustibles (s.f.). Gestor de Datos Abiertos. Disponible en: https://www.sec.cl/GDA/?view_full_site=true

Texas Senate Research Center (2023). Bill Analysis, C.S.S.B. 1699 (88R). Texas Legislature, 2023

