

De la crisis COVID-19 a la Resiliencia: Herramientas para Actores del Sector de Energía en América Latina y el Caribe

Sector de Infraestructura y Energía del Banco Interamericano de Desarrollo

Autores

José Luis Irigoyen

Juan Pablo Brichetti

Juan Carlos Cárdenas

Copyright © 2023 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Contenidos

Resumen ejecutivo	01
1. Introducción	04
2. La crisis del Covid-19 en el sector eléctrico en ALC: políticas públicas para sostener el servicio durante la pandemia	07
3. De la crisis del Covid-19 a la resiliencia en el sector eléctrico en ALC	14
3.1. La planeación de riesgos como elemento clave para garantizar la continuidad de los servicios	15
3.2. La digitalización de los servicios como vía para incrementar la resiliencia operativa	22
3.3. Mejoras en las capacidades de los sistemas de energía eléctrica en la región para aumentar la resiliencia	26
4. Consideraciones finales	35
5. Referencias	37

Figuras y Cuadros

Gráfico 1

Suspensión de cortes de energía por falta de pago

Gráfico 2

Medidas de ajuste de los mecanismos de pago

Gráfico 3

Medidas para reducir los precios de la energía

Gráfico 4

Tipos de medidas para mitigar impacto en distribuidoras

Gráfico 5

Cambios en la participación de las energías renovables: 2020 vs promedio 2017-2019

Gráfico 6

Cambios en la capacidad instalada de energía eléctrica: 2020 vs promedio 2017-2019

Cuadro 1

Variación de las cuentas por cobrar e ingresos totales del agregado de empresas relevadas (a precios constantes de 2017)

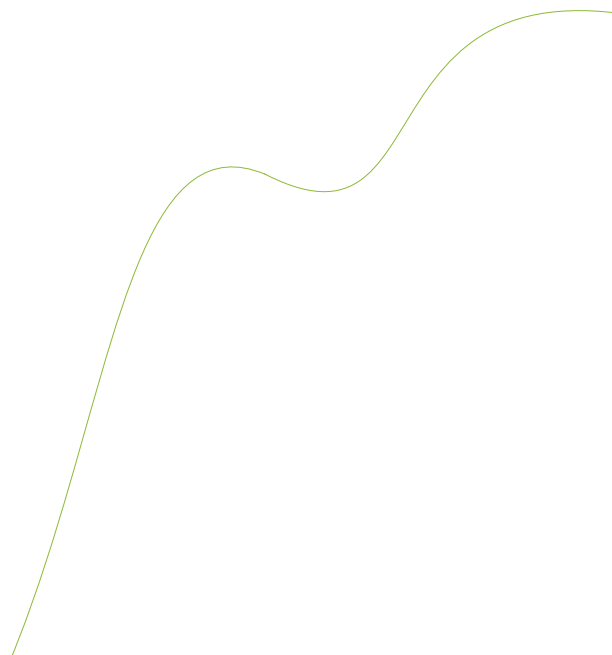
Abreviaturas

ADMS	Sistemas de Gestión de Distribución Avanzado (Advanced Distribution Management System)
AE	Almacenamiento de Energía
ALC	América Latina y el Caribe
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BPR	Bienes Públicos Regionales
DER	Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources)
EED	Empresas Eléctricas de Distribución
ENS	Energía No Suministrada
ERM	Gestión de Riesgo empresarial (Enterprise Risk Management)
GRD	Gestión de Riesgo de Desastre
GPL	Guyana Power and Light Incorporated
MT	Media Tensión
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PNRRD	Política Nacional para la Reducción del Riesgo de Desastre
PyMes	Pequeñas y Medianas Empresas
SAEB	Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías
SENAPRED	Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres
SINAPRED	Sistema Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres

Agradecimientos

Este informe es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo, la cual tiene por objetivo desarrollar nuevos productos de conocimiento y programas de asistencia técnica para los países de América Latina y el Caribe. Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes activos en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores. El informe fue elaborado bajo la dirección general de Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía). El líder del equipo de trabajo es José Luis Irigoyen. Los principales autores del informe son Juan Pablo Brichetti, Juan Carlos Cárdenas y José Luis Irigoyen. El equipo agradece a Lenin Balza y Gabriela Montes del Banco Interamericano de Desarrollo por sus comentarios y revisión.

El equipo agradece el apoyo financiero del Bien Público Regional “De la crisis COVID-19 a la Resiliencia: Caja de Herramientas para Actores del Sector de Agua, Saneamiento y Energía en América Latina y el Caribe” (RG-T3763), y a los miembros de su Comité Directivo del sector de energía: Alejandro Quispe del Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia; Mijal Braidy y Joan Romero del Ministerio de Energía de Chile; Xavier Segura y Anabel Lemus del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador; Nigel Chetram de Guyana Power and Light, Inc; y Miguel Figueroa y Jair Nassar de la Secretaría de Energía de Honduras. Además, del Equipo de la Dirección de Estudios, Proyectos e Información de OLADE, liderado por Medardo Cadena.



Prefacio

El apoyo a la integración y cooperación regional descansa en el corazón del mandato de desarrollo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID o el Banco). El Artículo I del Estatuto del BID establece que el propósito del Banco es **“contribuir a la aceleración del proceso económico y el desarrollo social [...] individual y colectivamente”**.

Teniendo en cuenta este mandato institucional, en el año 2004, el BID creó la Iniciativa para la Promoción de Bienes Públicos Regionales (BPR), que se basa en la premisa de que los países de América Latina y el Caribe (ALC) enfrentan desafíos de desarrollo que se pueden abordar más eficaz y eficientemente a nivel regional a través de la acción colectiva y la cooperación. A través de diecinueve convocatorias públicas anuales, el Banco seleccionó y financió cerca de doscientos proyectos donde los países trabajaron conjuntamente para concebir soluciones regionales de desarrollo y, como parte de este proceso, se asociaron con instituciones y organizaciones de dentro y fuera de la región para enriquecer el proceso regional de toma de decisiones en una variedad de temáticas sociales, institucionales, de sostenibilidad, comerciales, y relacionadas con la infraestructura regional.

Los productos que se reflejan en esta publicación forman parte de uno de los exitosos proyectos financiados por dicha Iniciativa. El proyecto *“De la crisis COVID-19 a la Resiliencia: Caja de Herramientas para Actores del Sector de Agua, Saneamiento y Energía en América Latina y el Caribe”* convierte desafíos como la pandemia en una oportunidad para robustecer el aprendizaje entre pares que decanta del intercambio de buenas prácticas y lecciones aprendidas en materia de preparación, prevención y gestión del riesgo en la región. Asimismo, la acción colectiva de los países no solo se traduce en la producción de una caja de herramientas de aplicación abierta para todos aquellos países que deseen utilizarla, sino que impacta en la adopción de estándares comunes y de calidad en los países involucrados.

La renovación del compromiso del Banco con apoyar una integración regional efectiva en ALC a través de inversiones simultáneas en el *software* (políticas y marcos regulatorios) y *hardware* (infraestructura) de la integración, pone de relevancia la cooperación entre los países como una piedra angular de la integración que permite evidenciar sus beneficios. Es por tanto un mandato y aspiración del Banco de continuar desempeñándose como un socio estratégico para la cooperación entre sus países miembros prestatarios mediante la transferencia de conocimiento, tecnología y la generación colectiva de soluciones en temas de desarrollo.

Pablo García

Jefe de la Unidad de Integración Regional
Sector de Integración y Comercio
Banco Interamericano de Desarrollo

El sector de energía fue clave para mitigar los impactos de la crisis generada por la pandemia del COVID-19. El sector, no solo proporcionó el suministro eléctrico a los hospitales y casas, si no que permitió el funcionamiento de los servicios de comunicaciones y tecnología que facilitaron continuar con las actividades del día a día, cumpliendo con las medidas de distanciamiento social. No obstante, la pandemia puso en riesgo la operación y sostenibilidad de los servicios de energía en la región, dado que se presentaron alteraciones en la demanda, se dificultaron las actividades de operación y mantenimiento de los sistemas, y se aumentó el impago de las facturas, con la consecuente caída en los ingresos, que puso en riesgo la sostenibilidad financiera de las empresas operadoras.

Los diferentes actores del sector – hacedores de política, reguladores, proveedores de servicios y usuarios propusieron y llevaron a cabo acciones para asegurar el acceso continuo al servicio de energía por parte de la población. El Bien Público Regional (BPR) **“De la crisis COVID-19 a la Resiliencia: Caja de Herramientas para Actores del Sector de Agua, Saneamiento y Energía en América Latina y el Caribe (ALC)”**, partió como una oportunidad para sistematizar las buenas prácticas y las lecciones aprendidas, consolidar el aprendizaje entre pares, y mejorar la capacidad de preparación, prevención, gestión del riesgo y, en definitiva, incrementar la capacidad de respuesta sectorial de los países participantes frente a los desastres de manera más eficiente y efectiva. Es así como el BPR permitió consolidar las acciones tomadas de siete países de ALC, Bolivia, Chile, Costa Rica, Ecuador, Guyana, Honduras, y Panamá en la Caja de Herramientas “La energía: de la crisis del Covid 19 a la resiliencia”, disponible en el HUB de energía.

La resiliencia en el sector energético refiere a la capacidad del sistema para soportar y recuperarse rápidamente de perturbaciones o interrupciones, como desastres naturales, ataques cibernéticos, interrupciones en el suministro de combustible o fallas de equipos, mientras mantiene la entrega de servicios energéticos esenciales para clientes. El BPR permitió adelantar estudios para mejorar la resiliencia en los países beneficiarios para enfrentar futuros eventos catastróficos, enfocándose en el uso de nuevas tecnologías para diversificar la matriz energética, a través de las energías renovables no convencionales y el almacenamiento, la digitalización de actividades de comercialización para facilitar las actividades comerciales y la definición de planes de respuesta a riesgos y emergencias.

Marcelino Madrigal

Jefe de la División de Energía
Sector de Infraestructura y Energía
Banco Interamericano de Desarrollo



Resumen Ejecutivo

La irrupción de la pandemia con el COVID-19 y las medidas de confinamiento asociadas supusieron un importante desafío para la economía global y en particular para los sectores asociados a la provisión de servicios públicos, dejando en evidencia que los mismos no contaban con niveles de resiliencia suficientes para sobrellevar un shock de una magnitud imprevista e inédita.



Las restricciones a la movilidad y la suspensión de la jornada laboral presencial (junto con el inicio del teletrabajo) imposibilitaron desde la toma de lecturas físicas de medidores y que los clientes se acercaran a las oficinas a realizar trámites y a pagar sus facturas, hasta que las cuadrillas hicieran inspecciones periódicas y que se ejecutaran cortes y reconexiones, entre otras actividades centrales para la normal provisión del servicio eléctrico. La reducción de ingresos y los mayores costos asociados a estos factores implicaron una reducción de las inversiones y un daño reputacional al sector.

El estudio de las experiencias del sector energético en los siete países beneficiarios del Bien Público Regional (BPR) denominado “De la crisis COVID-19 a la Resiliencia: Caja de Herramientas para Actores del Sector de Agua, Saneamiento y Energía en América Latina y el Caribe”, indica que las medidas tomadas por los gobiernos frente al shock que supuso la pandemia pueden agruparse en tres categorías:

- 1) las asociadas a mitigar el impacto del shock a los consumidores, entre las que se cuentan la suspensión de corte por falta de pago o el ajuste a la modalidad de pago;**
- 2) las vinculadas a mitigar el impacto sobre empresas distribuidoras para mejorar sus cuentas; y**
- 3) las orientadas a fomentar el uso de energías renovables para reducir la dependencia de las energías convencionales.**

El principal objetivo del BID en el sector de energía es ayudar a ampliar de manera diversificada y segura el acceso de los países de América Latina y el Caribe (ALC) a energía eficiente, sostenible, confiable y asequible, contribuyendo al mismo tiempo a reducir la pobreza, promover una mejor calidad de vida, fomentar la competitividad e impulsar el desarrollo y el crecimiento económico. Asegurar estos objetivos requiere fomentar la resiliencia de los servicios en la región.

Este documento resume una serie de propuestas que surgen como resultado de las experiencias en 7 casos de estudio en la región (Bolivia, Chile, Costa Rica Ecuador, Guyana, Honduras y Panamá) vinculadas a la respuesta del sector eléctrico ante el shock del COVID-19 tendientes a consolidar una provisión de servicios públicos más resiliente y con mayor capacidad de reacción frente a imprevistos en tres líneas principales:

a) la planeación para identificar y gestionar los riesgos potenciales que podrían afectar la prestación de estos servicios; este aspecto va desde identificar infraestructura crítica a mejorar protocolos de comunicación;

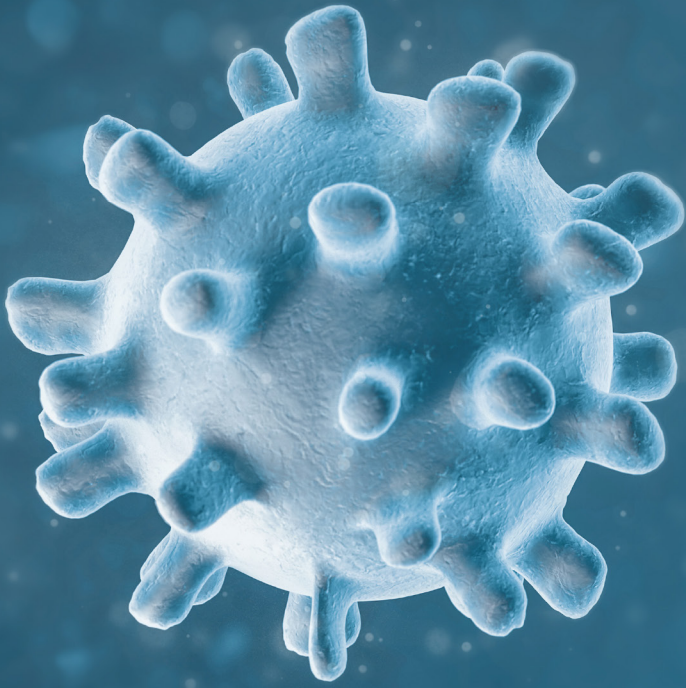
b) la digitalización de los servicios para sostener operaciones y gestiones comerciales como la atención al cliente, la facturación, la recaudación y el control de pérdidas y

c) las mejoras en las capacidades de los sistemas de energía eléctrica en la región, teniendo en cuenta cuestiones ligadas a la generación nuevas fuentes de energías, así como también a incorporación tecnologías que permitan mejorar la prestación del servicio.

En primer lugar, se destaca el rol de la **planificación de riesgos** entendiéndolos como eventos con probabilidad de afectar los objetivos de una organización. Anticiparse a los riesgos, identificar y analizar los shocks que podrían afectar la prestación del servicio permite prepararse para enfrentarlos, generando un suministro eléctrico más confiable frente a situaciones adversas. Es importante tener una estrategia explícita de manejo de riesgo que asigne responsables, promueva la coordinación entre los agentes involucrados y monitoree las situaciones de crisis.

En segundo lugar, una mayor **digitalización de los servicios** puede contribuir a sostener operaciones y gestiones comerciales frente a nuevas restricciones a la movilidad, no sólo asociadas a una pandemia sino también frente a catástrofes naturales/otros shocks. Simplificar la interacción con los clientes proporcionaría un importante avance en este aspecto: habilitar plataformas para realizar trámites como firma de contratos, reclamos y solicitudes; establecer nuevas formas de interacción virtual con los usuarios, reducir los requisitos para realizar trámites considerando tiempos mínimos de respuesta. También es fundamental contar con mecanismos eficaces para que los clientes realicen los pagos mensuales de sus facturas a tiempo. Los medidores digitales tienen la ventaja de tener menor margen de error, de habilitar desconexiones fácilmente (incentivando el pago), de permitir reconexiones significativamente más rápidas y de evitar manipulaciones. Si bien su costo-efectividad debe ser evaluada en cada caso, se pueden promover avances menos onerosos como permitir que la toma de lecturas sea realizada por los propios usuarios subiendo una foto.

Finalmente, las **mejoras en las capacidades de los sistemas de energía eléctrica en la región** apuntan a tener mayor diversificación de fuentes, un compromiso con el medio ambiente, mayor estabilidad en la distribución, así como también nuevas tecnologías para atenuar shocks imprevistos y aumentar la resiliencia. En este sentido, los casos analizados muestran los potenciales que ciertas regiones pueden tener en la generación de nuevas fuentes de renovables para así recomendar su uso, en tanto que la incorporación de nuevas tecnologías (como por ejemplo aquellas vinculadas al almacenamiento de energía eléctrica, en continuo desarrollo) puede ser una opción favorable, considerándose cuestiones no estrictamente económicas, sino técnicas y sociales.



Introducción

La pandemia del COVID-19, declarada por la Organización Mundial de la Salud en marzo de 2020, tuvo un impacto sin precedentes a nivel mundial en diversos ámbitos. Desde el punto de vista social, la pandemia provocó una crisis sanitaria que afectó a millones de personas y llevó a la implementación de medidas de confinamiento y distanciamiento social para contener su propagación. Estas medidas tuvieron un impacto significativo en la vida de las personas, alterando sus patrones de comportamiento regulares y afectando su bienestar. El impacto no fue simétrico, sino que golpeó desproporcionadamente a las poblaciones más vulnerables.



En términos económicos, la pandemia provocó una recesión global que paralizó numerosas actividades económicas generando un aumento del desempleo y una reducción en la producción y el consumo. En ALC en particular, el PIB cayó un 7,4% en 2020, más de tres veces la caída durante la Gran Recesión de 2009, y más del doble de la caída durante la Crisis de Deuda de 1983. Esta disminución del PIB fue significativamente mayor que la experimentada por otras economías emergentes o por la mayoría de las economías de alto ingreso (FMI, 2021).

Esta situación motivó la implementación de medidas de estímulo económico por parte de los gobiernos de todo el mundo. En ALC, como en otras regiones en desarrollo, el impacto negativo se potenció por el limitado espacio fiscal de los países para encarar políticas contracíclicas.

El sector energético no estuvo exento de esta dinámica, sino que tuvo que enfrentar problemáticas específicas asociadas a sus características propias. Por el lado de la demanda, a medida que las disposiciones de confinamiento y distanciamiento social se implementaron en todo el mundo, el cierre de empresas y la retracción de la producción industrial redujeron la demanda de energía de las industrias al tiempo que la demanda residencial aumentó, ya que más personas comenzaron a trabajar desde sus hogares y a pasar más tiempo en el hogar. Un documento reciente de la División de Energía del BID (Sánchez Úbeda et al, 2021) indica que en promedio la reducción mensual máxima en la demanda eléctrica entre los países analizados de la región fue de un 15%, con impactos semanales máximos de entre el 8% y el 34% sobre un año habitual modelado. En los momentos más críticos de la pandemia durante el mes de abril de 2020 países como Perú redujeron su consumo en un tercio de lo habitual. Por el lado de la oferta, la capacidad de producción de energía y la infraestructura eléctrica existente demostraron estar solo parcialmente preparadas para manejar este cambio en el patrón de consumo. Además, la pandemia afectó la cadena de suministro de energía al provocar retrasos en la construcción de nuevas plantas de energía y la instalación de nueva infraestructura eléctrica. También hubo una reducción en la capacidad de mantenimiento y reparación de la infraestructura existente, lo que a su vez aumentó el riesgo de interrupciones en el suministro de energía.

Como punto positivo a destacar, la pandemia aceleró la transición hacia fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, en tanto la producción de este tipo de energía se presentó como una opción más viable a fin de reducir la dependencia del petróleo. Este proceso fue acompañado por medidas de estímulo por parte de los gobiernos, lo que llevó a un aumento en la capacidad de producción de energía renovable a nivel global.

En el sector de energía, el BID busca ampliar de manera diversificada y segura el acceso de los países de ALC a energía eficiente, sostenible, confiable y asequible, contribuyendo al mismo tiempo a reducir la pobreza, promover una mejor calidad de vida, fomentar la competitividad e impulsar el desarrollo y el crecimiento económico. En esta línea, este shock sin precedentes brindó valiosas lecciones que es importante identificar y organizar con el objetivo de construir un set de herramientas que ayude a enfrentar futuros eventos disruptivos y desarrollar sistemas energéticos más resilientes. Los sistemas eléctricos resilientes se refieren a aquellos sistemas de energía eléctrica que están diseñados y gestionados para tolerar, absorber, adaptarse y recuperarse de manera rápida y eficaz frente a potenciales trastornos, como fallos en el sistema, desastres naturales, ataques cibernéticos, o cambios en la demanda. Estos sistemas son capaces de continuar proporcionando servicios eléctricos a pesar de los desafíos adversos, minimizando las interrupciones para los consumidores y la infraestructura crítica. La resiliencia en un sistema eléctrico se logra a través de una combinación de diseño robusto, operaciones adaptativas, redundancia, y planes de respuesta rápida a emergencias. Además, la resiliencia también puede verse mejorada mediante la diversificación de las fuentes de energía y la descentralización de la generación de electricidad, por ejemplo, a través de las energías renovables y soluciones de generación descentralizadas.

En esta línea, en búsqueda de las lecciones que las respuestas a la crisis del COVID-19 otorgaron para mejorar la resiliencia del sector eléctrico en ALC, el BID ha dispuesto la tarea de recopilar información sobre la experiencia del sector energético en siete países: Bolivia, Chile, Costa Rica Ecuador, Guyana, Honduras y Panamá, que fueron beneficiarios de la iniciativa de BPR denominada “De la crisis COVID-19 a la Resiliencia: Caja de Herramientas para Actores del Sector de Agua, Saneamiento y Energía en ALC”. El documento tiene como propósito documentar las acciones tomadas bajo estas extraordinarias circunstancias para comprender como la región puede prepararse de mejor manera a futuros shocks.

El presente documento se estructura de la siguiente forma: en el capítulo 2, se analizan las experiencias de los países de beneficiarios frente al shock que supuso la pandemia, identificando y clasificando las principales medidas implementadas en pos de mitigar el impacto de la misma. El capítulo 3 analiza los canales centrales de impacto de la pandemia y resume las principales recomendaciones de política en materia de planeación, digitalización y avances tecnológicos del sistema eléctrico a fin de aumentar la resiliencia del sector de cara a un potencial nuevo evento disruptivo. Finalmente, el capítulo 4 resume las principales conclusiones alcanzadas.





La crisis del COVID-19 en el sector eléctrico en ALC: políticas públicas para sostener el servicio durante la pandemia

Uno de los mayores desafíos durante la pandemia del COVID-19 para los gobiernos y para los actores públicos y privados del sector energético fue garantizar el acceso a la energía. Esta tarea resultó especialmente compleja debido al impacto de la crisis sanitaria en las propias empresas del sector y a la difícil situación económica de las familias y las empresas, que amenazaron la cadena de pagos y, por lo tanto, la estabilidad financiera de las compañías energéticas y la sostenibilidad del sistema en su conjunto. A continuación, se clasifican las medidas tomadas por los distintos gobiernos según se hayan destinado a mitigar el impacto en consumidores, en empresas o a impulsar la transición energética.

La información presentada en las subsecciones siguientes fue recopilada utilizando la caja de herramientas para enfrentar futuros eventos disruptivos y desarrollar sistemas energéticos más resilientes disponible en el Hub de Energía del BID: <https://hubenergia.org/es/indicators/la-energia-de-la-tesis-del-covid19-laresiliencia>. En esta plataforma se encuentran datos claves que nos permiten tener una imagen del impacto de la pandemia sobre el sector energético regional y las principales medidas implementadas para mitigarlo. Este trabajo realizado conjuntamente entre el BID y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y con el apoyo de los representantes de los 7 países, recopiló y estructuró la información más relevante en relación a los consumidores de energía y a las propias empresas energéticas, así como las consecuencias de este particular contexto sobre el proceso de transición energética. La actividad se realizó utilizando únicamente datos abiertos oficiales y públicamente disponibles.



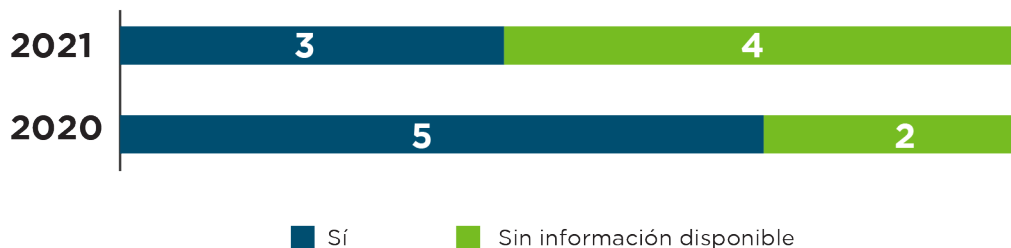
Acciones para mitigar impacto en consumidores

La crisis económica causada por la pandemia del COVID-19 hizo que muchos consumidores, tanto PyMes como residenciales, no dispusieran de los recursos necesarios para cubrir sus facturas energéticas. Para evitar los cortes de energía y la ruptura de la cadena de pagos, muchos países tomaron medidas para paliar temporalmente la situación entre las que se encontraron: suspensión de corte de energía por falta de pago, ajustes en el mecanismo de pago y/o reducción del precio de la energía.

En 2020, el año más estricto en términos de confinamiento; al menos cinco países, Chile, Bolivia, Panamá, Costa Rica y Honduras, optaron por restringir a las empresas distribuidoras de energía cortar el suministro en caso de falta de pago o retraso, no disponiendo de información para los otros dos de los siete países analizados de ALC,. Hacia 2021, en la medida en que la crisis se atenuó, la cantidad de países que mantuvieron este tipo de medidas se redujo a tres, Chile, Panamá y Ecuador.

Gráfico 1. Suspensión de cortes de energía por falta de pago

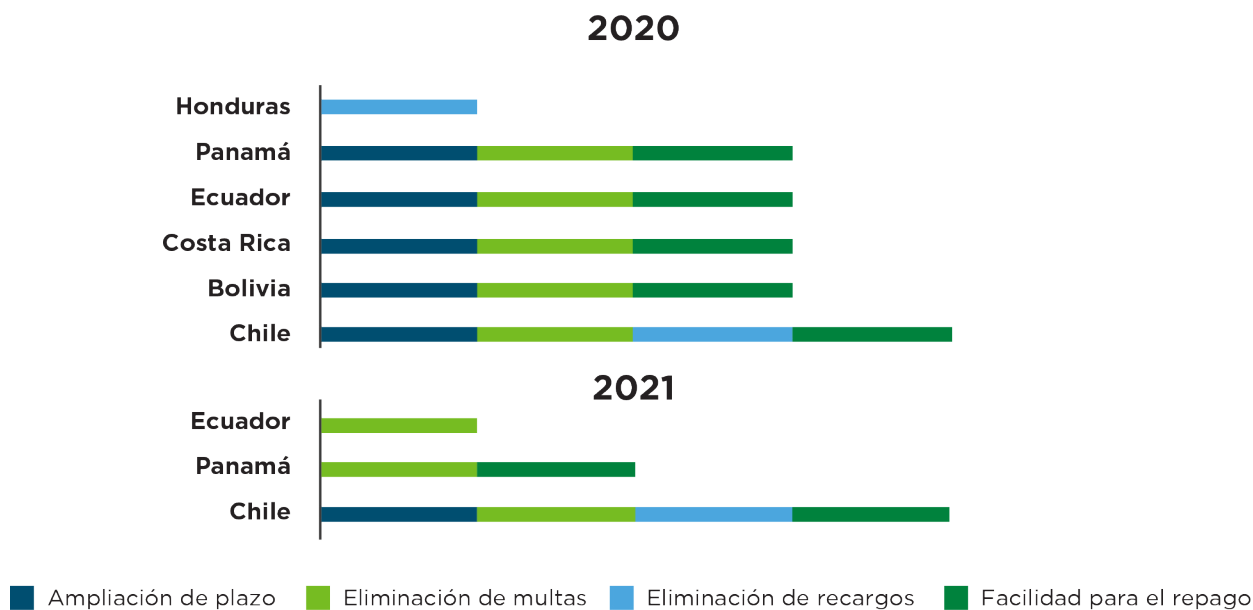
¿Se suspendieron los cortes de servicio en caso de impago?



Fuente: <https://hubenergia.org/es/indicators/la-energia-de-la-tesis-del-covid-19-la-resiliencia>

Además, ante los retrasos en el pago de facturas, todos los países, excepto Guyana, para el que no se dispone de información pública, implementaron medidas de ajuste de los mecanismos de pago durante 2020. Entre estos se contaron la ampliación de plazos, la eliminación de multas y la implementación de otras facilidades de repago en Chile, Bolivia, Costa Rica, Ecuador, Panamá; así como también la eliminación de recargos en Chile y Honduras. Hacia 2021 sólo 3 de los 6 países continuaron con este tipo de medidas Chile, Panamá y Ecuador, destacándose Chile por mantener todas.

Gráfico 2. Medidas de ajuste de los mecanismos de pago

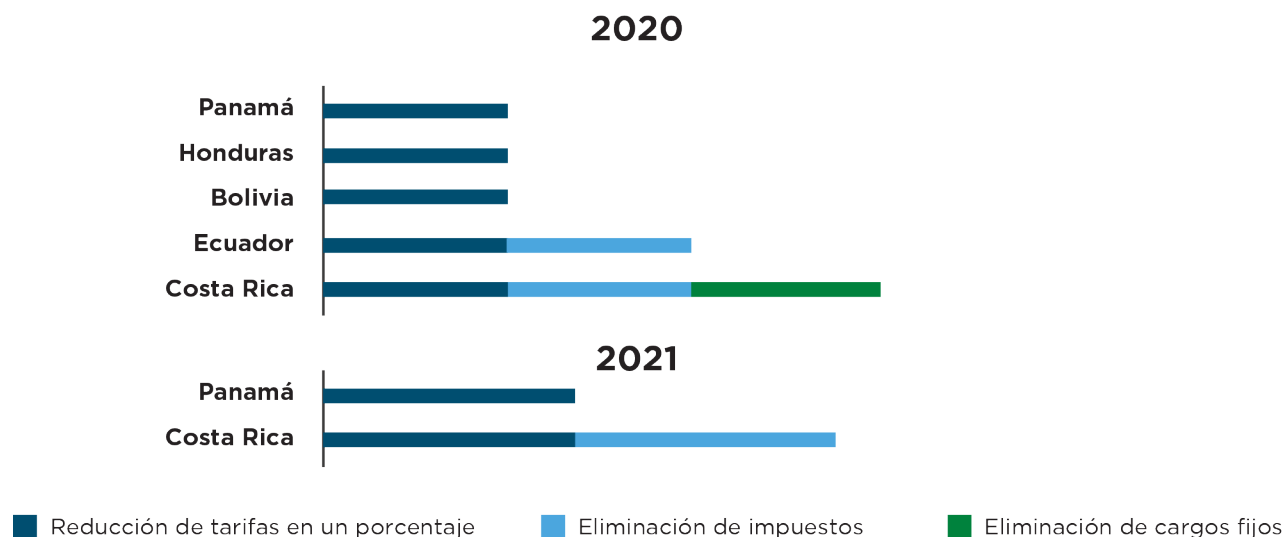


Fuente: <https://hubenergia.org/es/indicators/la-energia-de-la-tesis-del-covid-19-la-resiliencia>

Por último, en relación con la reducción del precio de la energía en 2020, 5 países: Costa Rica, Ecuador, Bolivia, Honduras y Panamá tomaron medidas al. Todos redujeron las tarifas y algunos también eliminaron impuestos, como Costa Rica y Ecuador, o cargos fijos como Costa Rica. En 2021 sólo 2 de los 7 países mantuvieron este tipo de medidas, Costa Rica y Panamá.

Estos datos dan cuenta de una rápida internalización de la problemática por parte de los países de la región, donde las medidas, que intentaron atenuar el impacto de la pandemia, fueron casi generalizadas.

Gráfico 3. Medidas para reducir los precios de la energía



Fuente: <https://hubenergia.org/es/indicators/la-energia-de-la-tesis-del-covid-19-la-resiliencia>

Acciones para mitigar impacto en empresas

El impacto en los consumidores, tanto pequeños como grandes, se trasladó rápidamente hacia los distribuidores, que vieron afectada negativamente su situación económica-financiera por la reducción o cese de pagos de muchos de sus clientes.

Según se muestra en el Cuadro 1, con excepción de Costa Rica, en todos los países analizados se registró un incremento de las cuentas por cobrar en el año 2020 respecto del promedio prepandemia 2017-2019, a precios constantes de 2017, con incrementos de más del 50% como son los casos de Guyana, Honduras y Bolivia. Por su parte, en el Cuadro 2, se observa que los ingresos totales de las empresas, a precios constantes de 2017, mostraron una caída promedio de casi 5% para el mismo período, donde Panamá sobresale con una contracción de más del 10%. Se exceptúa Guyana que creció un 6,7%.

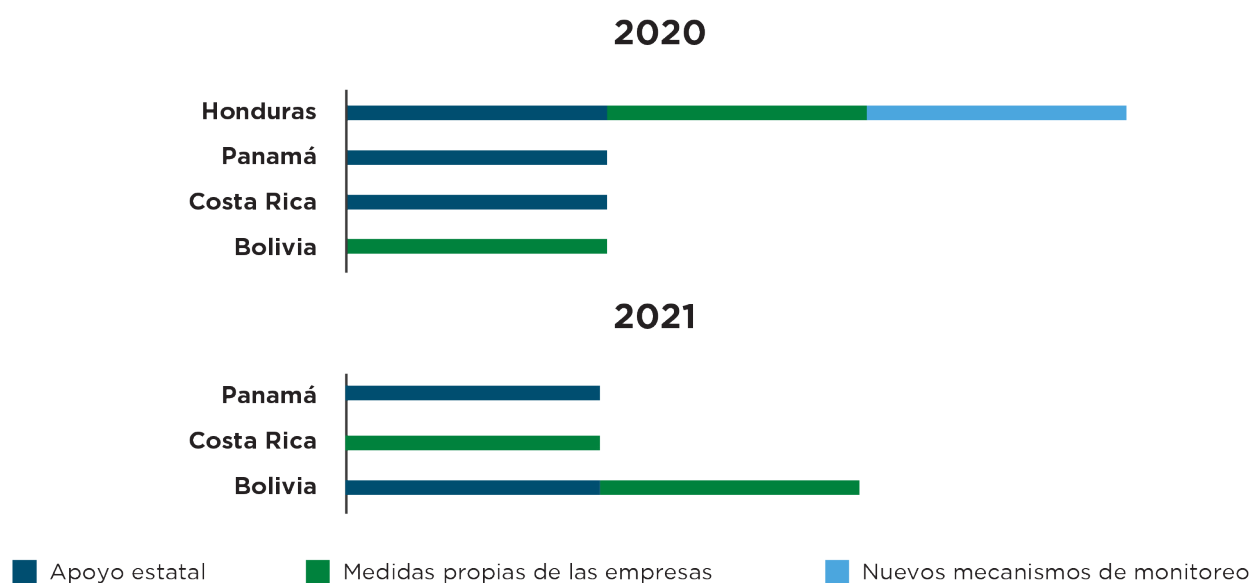
Cuadro 1 y 2. Variación de las cuentas por cobrar e ingresos totales del agregado de empresas relevadas (a precios constantes de 2017)

Cuentas por cobrar		Ingresos totales	
2020 vs promedio 2017 - 2019		2020 vs promedio 2017 - 2019	
Países	Variación	Países	Variación
Guyana	75,0%	Panamá	-11,1%
Honduras	65,0%	Ecuador	-6,5%
Bolivia	59,7%	Chike	-5,2%
Ecuador	48,5%	Honduras	-4,8%
Panamá	18,6%	Costa Rica	-0,8%
Chile	2,5%	Bolivia	-0,5%
Costa Rica	-5,1%	Guyana	6,7%

Fuente: <https://hubenergia.org/es/indicators/la-energia-de-la-crisis-del-covid-19-la-resiliencia>

En este contexto, en 4 de los 7 países se implementaron medidas para sostener las cuentas de las distribuidoras de energía tales como: apoyo estatal para recomponer el equilibrio en Honduras, Costa Rica y Panamá, acciones propias de las empresas para recomponer el equilibrio en Honduras y Bolivia y nuevos mecanismos de monitoreo en Honduras. Hacia 2021, 3 de esos países, Bolivia, Costa Rica y Panamá, mantuvieron este tipo de medidas, continuando con el apoyo estatal y otras medidas propias de las empresas. Ver Gráfico 4.

Gráfico 4. Tipos de medidas para mitigar impacto en distribuidoras



Fuente: <https://hubenergia.org/es/indicators/la-energia-de-la-crisis-del-covid-19-la-resiliencia>

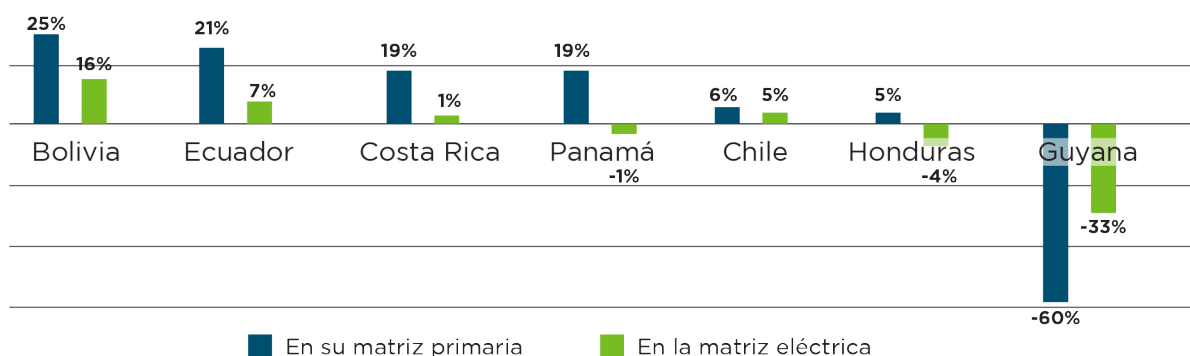
Impacto de la transición energética

Un aspecto positivo de la pandemia fue el impulso que significó para la transición energética. En post de reducir la dependencia de energías convencionales se propició la participación de fuentes renovables en la matriz eléctrica y primaria, aumentando su capacidad de generación.

El índice de renovabilidad, que refleja para un país el porcentaje de fuentes renovables en la matriz global de energía primaria o en su matriz eléctrica, tuvo un incremento sustantivo en 2020 respecto los años previos, 2017-2019, en todos los países relevados, con excepción de Guyana que mostró una caída en ambos indicadores.

Los países restantes mostraron un alza promedio de la participación de energías renovables en su matriz primaria del 16%, destacándose en términos relativos Bolivia y Ecuador; valor que se ubica en 4% cuando se refleja en su matriz eléctrica. con Bolivia y Ecuador con los mayores aumentos relativos, y donde Honduras y Panamá marcó un retroceso, ver Gráfico 5.

Gráfico 5. Cambios en la participación de las energías renovables: 2020 vs promedio 2017-2019

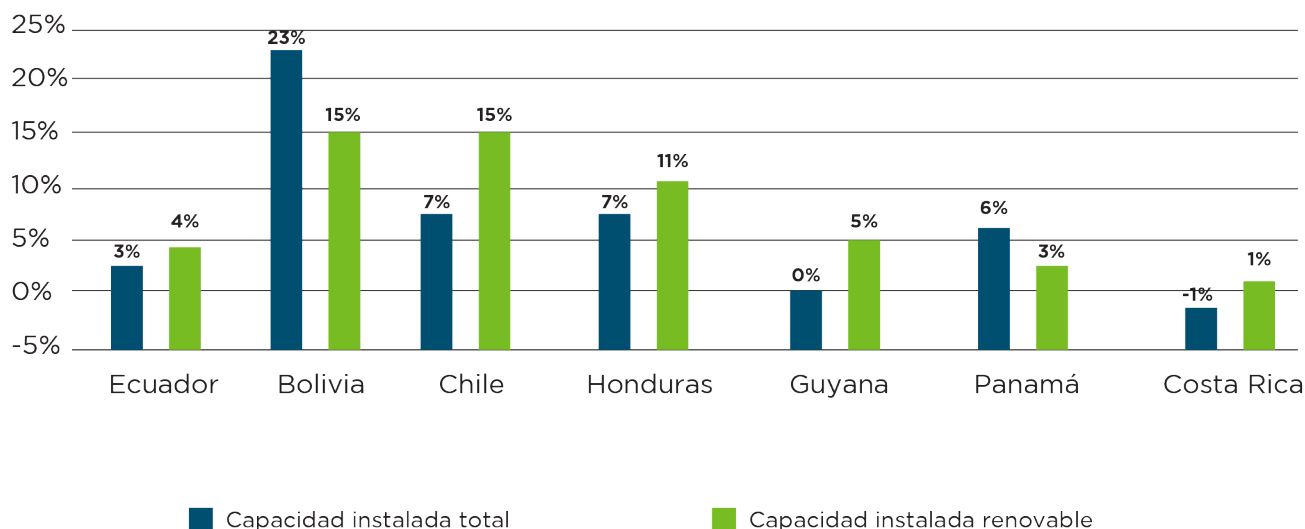


Fuente: <https://hubenergia.org/es/indicators/la-energia-de-la-tesis-del-covid-19-la-resiliencia>

En este contexto, la capacidad instalada de generación eléctrica total y renovable, que permite identificar el ritmo de avance en la transición energética evolucionó en el mismo sentido, según se observa en el Gráfico 6.

Con excepción de Costa Rica, que tiene una de las matrices eléctricas más renovables a nivel global y por lo tanto permaneció invariante, todos los países mostraron un incremento de la capacidad instalada de fuentes renovables. Asimismo, con la excepción de Bolivia y Panamá, el incremento de la capacidad instalada renovable fue superior al de la capacidad instalada total.

Gráfico 6. Cambios en la capacidad instalada de energía eléctrica: 2020 vs promedio 2017-2019 en MW



Fuente: <https://hubenergia.org/es/indicators/la-energia-de-la-tesis-del-covid-19-la-resiliencia>

Finalmente, otro indicador relevante mostrado, referido al número de contratos de generación renovable firmados cada año, también da cuenta del ritmo de avance de la transición energética. La evolución de Chile, único reportado públicamente, durante los últimos años permite identificar posibles cambios inducidos por la pandemia, en donde se pasó de 69 contratos en 2019 a 82 en el comienzo de la pandemia (+19%) y luego se mantuvo creciente hacia 2021 (+6%).



De la crisis del COVID-19 a la resiliencia en el sector eléctrico en ALC

La crisis originada por el impacto de la pandemia del COVID-19 puso de manifiesto que el sector energético no estaba preparado para lidiar con un shock inédito por sus implicancias, sino que presentaba numerosos aspectos vulnerables. Sin embargo, la crisis atravesada fue sólo un ejemplo de los numerosos shocks imprevistos que pueden tener que enfrentar los servicios eléctricos en un futuro próximo, entre los que podrían contarse aquellos vinculados al cambio climático, shocks sobre los precios de los commodities, entre otros eventos disruptivos.

Las experiencias del sector de energía en los 7 países que participan del “BPR: De la crisis del COVID-19 a la resiliencia: Caja de herramientas para actores del sector agua, saneamiento y energía en ALC” muestra al menos tres áreas en las cuales medidas concretas pueden contribuir a aumentar la resiliencia de los servicios eléctricos de la región: (a) la planeación de riesgos (b) la digitalización de los servicios; (c) mejoras en las capacidades de los sistemas de energía eléctrica, asociadas tanto a mejoras tecnológicas como al impulso a energías renovables. A continuación, se repasarán algunas de las principales lecciones en este sentido a fin de elaborar un set de potenciales mejoras que permitan amortiguar el impacto que potenciales futuros shocks pueden tener sobre el servicio eléctrico en la región.

3.1.

La planeación de riesgos como elemento clave para garantizar la continuidad de los servicios

La pandemia demostró que shocks inesperados pueden ser disruptivos para los servicios, con impactos tanto sobre la demanda como sobre las condiciones en las que los servicios eléctricos son provistos.

La planeación de riesgos consiste en identificar, analizar y gestionar los riesgos potenciales que podrían afectar la prestación de estos servicios. Ello incluye identificar amenazas como desastres naturales, fallos en la infraestructura tecnológica, interrupciones del suministro, entre otros. Al anticiparse a los riesgos potenciales, los prestadores y otras instituciones vinculadas a la prestación de los servicios eléctricos pueden desarrollar estrategias y medidas preventivas para minimizar su impacto. Esto implica elaborar de planes de contingencia, asignar responsabilidades con claridad, implementar sistemas de alerta temprana y realizar simulacros de emergencia. Una planificación robusta a distintos escenarios de riesgo es fundamental para evitar interrupciones y fomentar la resiliencia de los servicios ante shocks.



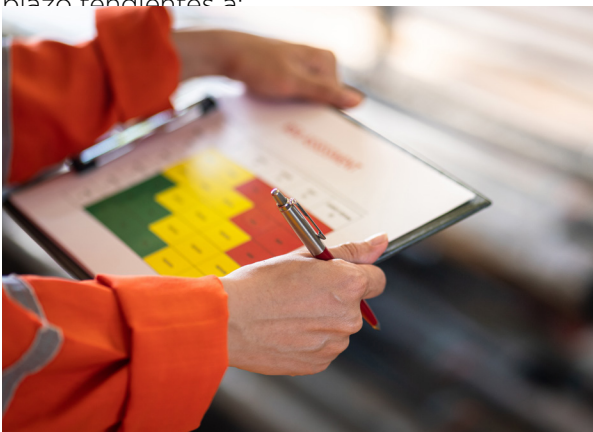
El caso de Chile: “Apoyo para la actualización de protocolos de comunicación de emergencias para combustibles y electricidad”



Chile es un país particularmente vulnerable a sufrir desastres naturales debido a su actividad tectónica constante, su exposición costera y su susceptibilidad a eventos climáticos. La pandemia puso de manifiesto que la preparación que existía para manejar un shock semejante era limitada y efectivamente existía una necesidad de mejorar los protocolos de emergencia y planes integrados de Gestión de Riesgo de Desastres (GRD) en particular en los que respecta a la provisión de combustibles y de energía eléctrica.

En este sentido, desarrollar una propuesta de mejora de los protocolos requirió desarrollar un diagnóstico detallado de las normativas y del marco institucional existente. Estas tareas fueron desarrolladas de forma exhaustiva. En primer lugar, se revisó la ley madre (Ley N° 21.364) que crea el Sistema Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (SINAPRED) y el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (SENAPRED) al tiempo que promueve la transformación del sistema desde uno de emergencia a uno preventivo. La misma conforma un comité nacional y regional en el que participan diferentes ministerios que actúan de forma descentralizada en las distintas fases del ciclo de la GRD (mitigación, preparación, respuesta, y recuperación).

El marco normativo estudiado destaca la Política Nacional para la Reducción del Riesgo de Desastre (PNRRD) desarrollada por SENAPRED. Bajo la perspectiva integral de la GRD, las propuestas de reforma buscan orientar las acciones y decisiones políticas mediante metas a corto, mediano, y largo plazo tendientes a:



- Fortalecer la gobernanza nacional de la GRD, alineándose con referentes internacionales.
- Fomentar la prevención mediante mejoras en el acceso a la información.
- Invertir en la reducción del riesgo a través de una planificación integral centrada en minimizar impactos.
- Fortalecer los diferentes entes que se interrelacionan en un escenario de emergencia para lograr respuestas eficaces.
- Fortalecer las áreas de investigación y de alerta temprana relacionadas a la GRD.
- Planificar una recuperación sostenible que apunte a evitar la generación de nuevos riesgos de desastres.

Asimismo, dentro de la PNRRD, se encuentra definido el Plan Estratégico Nacional 2020-2030, en donde se establecen las acciones estratégicas, metas y actores claves para cumplir las metas que se establecen en el plan. Concomitantemente, Chile cuenta con un Plan Nacional de Emergencia específico para el sector energético que establece las acciones de respuesta en sus diferentes fases operativas, ante situaciones de emergencia con el fin de velar por la continuidad del suministro energético nacional, a través de la coordinación público-privada en base a los protocolos vigentes del sector. Algunas de las situaciones de emergencia previstas son: (1) eventos que afecten el suministro de combustibles líquidos, gas licuado de petróleo, gas natural licuado y gas de red, (2) eventos que afecten el suministro de electricidad y (3) situaciones de emergencia que puedan afectar a la gobernanza del sector energético (Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles).

Establecidos los marcos normativos e institucionales que regulan la GRD en Chile, una siguiente etapa de las tareas conducentes a sugerir mejoras fue el estudio de las experiencias internacionales en los mercados energéticos del Reino Unido, Japón, Filipinas, India y Australia durante la pandemia, haciendo foco en las estrategias de suministro energético, la adecuación de las operaciones y tarifaria, así como la adaptación de los marcos normativos e institucionales. Esta tarea fue realizada no solo mediante la revisión documental de planes y protocolos, si no que fue complementado con entrevistas realizadas a distintos actores con responsabilidades sobre la gestión de la emergencia energética asociada a la crisis del COVID-19.

En base al análisis del marco legislativo nacional, de las diferentes experiencias internacionales revisadas y del testeado de protocolos junto al Ministerio de Energía, fueron definidas una serie de recomendaciones a los planes y protocolos que procuran asegurar el suministro energético a los usuarios finales en casos de crisis. Entre las medidas propuestas se destacan:

- **Contar con un plan de GRD con el objetivo de dar continuidad al servicio promoviendo una coordinación constante entre los agentes involucrados y un adecuado monitoreo en situaciones de crisis.**
- **Evaluar la capacidad de respuesta de la autoridad competente según la situación a la que se enfrente y pedir la colaboración de instituciones asociadas.**
- **Definir umbrales de eventos potenciales que promuevan el aviso preventivo de las compañías a la autoridad competente ante situaciones que podrían afectar el correcto suministro energético.**
- **Incorporar formalmente en los protocolos todos los canales de comunicación utilizados (por ejemplo, WhatsApp u otros servicios de mensajería)**
- **Garantizar que todas las partes involucradas estén al tanto de las principales amenazas que enfrentan y con quien comunicarse definiendo roles claros para cada funcionario de manera que cada quien sepa qué hacer en caso de crisis. El Ministerio de Energía (u autoridad competente semejante) debe cumplir el rol de coordinador para dar una respuesta eficaz.**
- **Incorporar instancias de coordinación público-privada para fortalecer una mayor gobernanza del sector. Incluir al sector privado en la divulgación y el testeo del plan de emergencias.**
- **Actualización fichas de protocolos que identifiquen: las posibles afectaciones a otros servicios básicos que pudieran verse comprometidos (por ejemplo, escuelas públicas, medios de transporte públicos u hospitales), la capacidad de respuesta de la compañía ante la crisis para así saber si la compañía es capaz de responder con sus propios recursos o si requerirá apoyo externo, y la coordinación que se esté llevando con otras instituciones.**

- **Estipular estrategias y planes de inversión en GRD que fortalezcan la gobernanza a través de la implementación de mejoras en infraestructura, profesionales, equipamiento, entre otros.**
- **Establecer mecanismos de detección oportuna y permanente de la infraestructura crítica, con un registro georreferenciado. Con esa base de datos actualizada, se podrán definir planes que incentiven o favorezcan la inversión constante del sector privado en infraestructura crítica disponible en caso de emergencias, aumentando así la resiliencia de la matriz energética nacional.**
- **Considerar planes de inversión público y privado que indiquen métodos para mantener el suministro energético futuro, en base a las actualizaciones que se hagan de la matriz energética nacional, considerando por ejemplo la transición hacia energías renovables.**
- **Considerar la territorialidad de cada zona geográfica del país. En tanto en Chile las amenazas son diferentes en distintas partes del país, es importante promover la descentralización de los planes. Para ello, el plan debería otorgar autonomía a las entidades regionales correspondientes según su realidad y necesidades para garantizar su eficacia.**
- **Establecer con fechas predefinidas jornadas de capacitación del plan y realizar testeos periódicos del plan definido.**
- **Realizar un análisis postcrisis que recoja las lecciones aprendidas cuantificando las pérdidas y la infraestructura dañada el fin de recuperar prontamente aquellos elementos dañados más críticos para el sistema energético.**

La puesta en práctica de estas propuestas permitiría dar una mejor respuesta frente a un eventual nuevo shock, minimizando su impacto en el servicio de electricidad.

El caso de Guyana: “Guyana Power and Light Incorporated (GPL) – Enterprise Risk Management Policy & Framework”

GPL en la actualidad es el principal proveedor de electricidad en Guyana, con un área de franquicia que abarca los tres condados de Demerara, Berbice y Essequibo. El sistema de distribución de voltaje de GPL proporciona energía eléctrica en 120/220 voltios y en ciclos de 60 Hz. La compañía emplea a más de 1.200 trabajadores en todo el país y provee servicios eléctricos a casi 220.000 clientes residenciales, comerciales e industriales.

La empresa, originalmente llamada Guyana Electricity Corporation, era propiedad total del gobierno de Guyana hasta 1999. Posteriormente, se formó una asociación de capital con la Corporación de Desarrollo de la Commonwealth del Reino Unido y la Junta Internacional de Suministro de Electricidad de Irlanda, repartiendo su propiedad en partes iguales entre el estado nacional y las compañías. Sin embargo, esta asociación no fue exitosa por lo que se disolvió en 2003, y GPL volvió a ser propiedad totalmente estatal.



Con un compromiso inquebrantable hacia la mejora continua, GPL se enfoca en elevar la calidad del suministro eléctrico en Guyana, pese a las complejidades en su operación. Su trayectoria refleja un legado de adaptación y crecimiento, desde la época en que la electricidad en Guyana era suministrada por una serie de entidades privadas y comunitarias, hasta la nacionalización de la energía tras la independencia en 1966, y su evolución posterior hacia la moderna GPL.

La organización trabaja incansablemente para minimizar las interrupciones del servicio y potenciar la eficiencia de la red eléctrica. GPL alberga una visión progresista, con la intención de incorporar tecnologías de vanguardia y adoptar prácticas sostenibles. Con este enfoque, GPL está equipada para enfrentar con determinación los desafíos que plantea la demanda creciente de energía, garantizando así la sostenibilidad de sus operaciones y el bienestar de sus clientes.

Con este propósito, GPL con el apoyo del BID procedió a crear un nuevo marco institucional para la gestión de riesgo empresarial (ERM por sus siglas en inglés) que incluye la aplicación sistemática de políticas y procedimientos para identificar, analizar, evaluar, tratar y comunicar los riesgos en la prestación de los servicios. La utilización de este marco es central para incrementar la resiliencia de los servicios, mejorando la planificación de las acciones ante diversos shocks operativos, comerciales o reputacionales.

En particular, en el ERM recientemente creado se analizan los protocolos bajo los cuales GPL toma medidas en áreas de estrategia, de reputación, operacionales, financieras, de salud y seguridad, de medio ambiente y de cumplimiento de las normas, evaluando su desempeño.

El marco de gestión de riesgo de la empresa se enfoca en cuatro pilares:

1

Estrategia de riesgo.

Constituido por el apetito por el riesgo y la tolerancia al mismo (cuánto riesgo está dispuesta la empresa a soportar) y el método para evaluarlo. Cuanto más alta sea la calificación de un riesgo, más rápido querrá la empresa que se actúe sobre el riesgo. En ocasiones, se recomendará la aceptación de los riesgos, ya que puede ser la mejor respuesta.

2

Infraestructura de riesgo.

Cubre la estructura de gobierno (supervisión a nivel de directorio en la empresa) que se requiere para supervisar la gestión de riesgo en toda la empresa, así como la estructura operativa (nivel de gestión) que se requiere para integrar el ERM en la planificación estratégica. Implica asegurar que tanto las funciones y responsabilidades de la gestión de riesgos como las tecnologías destinadas a apoyar el proceso ERM estén claramente definidas. Puede entenderse como un esquema de tres líneas de defensa: la primera línea es la gerencia que debe identificar, evaluar y monitorear los riesgos; la segunda línea, son los oficiales que trabajan con la primera línea para monitorear si éstos están manejando el negocio dentro del apetito de riesgo establecido; y la tercera línea son los auditores internos, quienes aseguran de forma independiente que se están siguiendo las políticas y procedimientos de gestión de riesgos. Es fundamental que estas líneas sean sólidas para garantizar la ejecución de las responsabilidades diarias de gestión de riesgos en toda la compañía.

3

Análisis de riesgo.

Incluye la identificación, la evaluación, la respuesta y el monitoreo del riesgo. Los riesgos se identifican a nivel estratégico (iniciativas estratégicas para lograr objetivos estratégicos), así como a nivel departamental y de proceso comercial dentro de la empresa. Además, los riesgos se clasifican en una de las 6 categorías de riesgos a los que está expuesta la compañía:

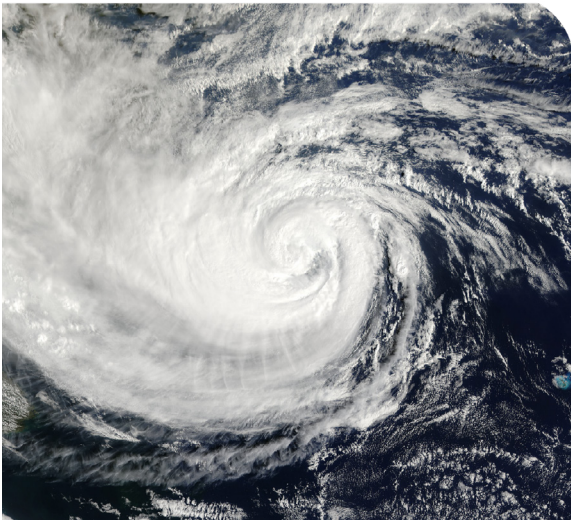
1. Estratégico; 2. Financiero; 3. Operativo; 4. Cumplimiento; 5. Reputacional; 6. Salud, Seguridad y Medio Ambiente. Luego, se evaluarán los riesgos para priorizarlos según su importancia. La empresa evaluará los riesgos por la probabilidad de que ocurran en los siguientes meses y el impacto de los riesgos si ocurrieran en este marco de tiempo. Al menos debiera realizarse una evaluación cualitativa del impacto del riesgo en la empresa.

4

Cultura del riesgo,

entendida como las actitudes y comportamientos frente al riesgo que serán necesarios para garantizar el logro de los requisitos de la política de gestión de riesgos. Se define la “propiedad” del riesgo estableciendo que los directores ejecutivos y jefes de departamento junto con los miembros de su equipo son los propietarios finales de los riesgos asumidos y por ende son responsables de los éxitos o fracasos de las decisiones y acciones que tienen lugar en la empresa. Se alienta a los miembros del personal de toda la Compañía a informar a su respectivo supervisor sobre cualquier elemento que consideren que representa un riesgo. Habrá un sistema de gobierno que requerirá que la información de riesgo sea discutida en los niveles más altos. Cuando sea factible, la empresa integrará las responsabilidades de riesgo de cada miembro del personal en sus sistemas de gestión del desempeño. Así, las personas serán recompensadas o penalizadas en función de la medida en que cumplan con sus responsabilidades en la gestión de riesgo.

El caso de Honduras: “Evaluación de la Vulnerabilidad y Efectos Asociados al Suministro de Energía Eléctrica”



Honduras está ubicado en una posición geográfica que sitúa al país en la ruta de tormentas tropicales y huracanes¹. El impacto de éstos en los últimos años ha incluido daños en los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía, principalmente en el noreste y sureste del país. A esta complejidad física resultante de la localización del país se agrega el componente de cambio climático, que muy posiblemente se acentuarán en un futuro próximo.

En este contexto, se realizó un análisis respecto a la vulnerabilidad y al riesgo asociados al suministro de energía eléctrica y su aprovechamiento, con la finalidad de proponer lineamientos y medidas de adaptación para una futura estrategia de gestión de riesgo climático.

El riesgo se definió como el producto de la vulnerabilidad (predisposición a que un elemento pueda verse afectado adversamente), de su exposición a la amenaza en el tiempo y de la probabilidad de que ocurra. Este puede provenir de los impactos potenciales del cambio climático (interacciones dinámicas entre las amenazas asociadas con el clima, y la vulnerabilidad del sistema humano o ecológico expuesto a dichas amenazas), así como de las respuestas humanas (posibilidad de que dichas respuestas no logren los objetivos previstos, o de posibles compensaciones o efectos secundarios negativos sobre otros objetivos sociales).

¹ En particular, la temporada de huracanes del Atlántico de 2020 fue la más activa de la historia y la quinta consecutiva en superar el promedio de actividad.

Una vez hecho el análisis de vulnerabilidad y riesgo se aborda la planificación de acciones para prevenir, corregir y mitigar las condiciones que les dan lugar, teniendo en consideración los recursos, las limitaciones y las potencialidades político-institucionales para ello. En este sentido, se procedió a diseñar 10 lineamientos generales de acción preliminares, para exponerlos a revisión y evaluación de un grupo de especialistas:

- 1 **Crear un sistema de gestión de conocimientos e información del subsector eléctrico: para fortalecer el proceso de planificación, acceder rápidamente a información para tomar decisiones, integrar datos y facilitar acceso, actualizar y ofrecer datos confiables.**
- 2 **Articulación del marco institucional para el desarrollo sostenible y resiliente de la energía eléctrica: permitir una estrategia y acción común de todos los actores frente a los desafíos, que maximicen las sinergias y estén alineadas con las políticas y planes del Estado.**
- 3 **Riesgo de desastres e infraestructura crítica: es fundamental identificar las infraestructuras del sistema eléctrico nacional que están en riesgo e incorporarlas en planes.**
- 4 **Modernización y reacondicionamiento de la infraestructura existente: fortalecimiento y adaptación de la infraestructura del subsector, especialmente en zonas de alto riesgo.**
- 5 **Expansión de la infraestructura resiliente al cambio climático: aún es necesario incluir en los planes de expansión los riesgos de desastres y revisar la cartera de proyectos.**
- 6 **Instrumentos de gestión para el desarrollo sostenible y resiliente del subsector: lo relativo a la adaptación climática y al riesgo de desastres ha sido escasamente abordado. Se necesita legislación, planes y mecanismos alineados con sus requerimientos en materia de resiliencia climática.**
- 7 **Instrumentos financieros para el desarrollo sostenible y resiliente del subsector: se requiere que sean flexibles y que se adapten a las necesidades financieras del subsector.**
- 8 **Integración de las acciones de energía flexible a la estrategia de adaptación de cambio climático: más generación de energía con potencia firme, reducción de pérdidas, incorporación de redes inteligentes, generación distribuida, fuentes renovables y almacenamiento.**
- 9 **Capacitación en gestión sostenible, gestión de riesgos, desarrollo resiliente y adaptación al cambio climático: la capacitación representa la posibilidad de formación continua, sistemática y formal, en temas transversales para el desarrollo sostenible y resiliente del subsector.**
- 10 **Investigación, el desarrollo y la innovación: para la adaptación del subsector al riesgo de desastres.**

Finalmente, además priorizar los lineamientos generales de acción, se identificó un condicionante común en todos: la capacidad técnica, financiera y tecnológica del subsector eléctrico para ponerlos en marcha. De este modo, se incluyeron, adicionalmente, acciones tendientes a subsanar esta debilidad específica evitando que obstaculice el cumplimiento de los otros objetivos.

3.2.

La digitalización de los servicios como vía para incrementar la resiliencia operativa

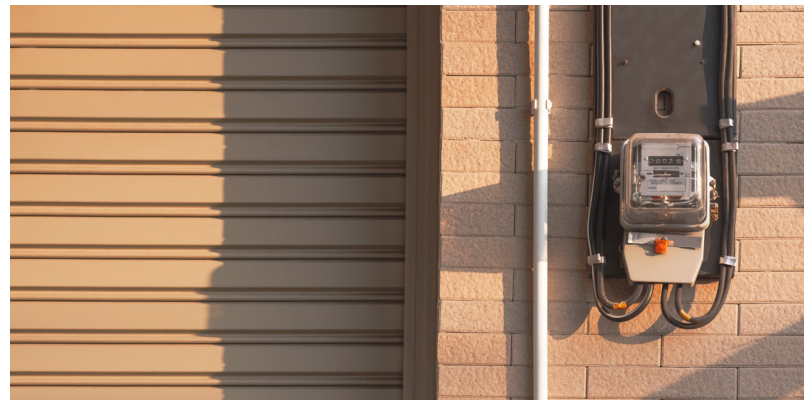
Como fue señalado en el DIA2020 (Cavallo et al, 2020), la digitalización de los servicios energéticos puede jugar un rol transformador en la manera en que los mismos son prestados, con beneficios que van desde una mejor gestión de la demanda hasta reducciones de costos significativas asociadas a una mejor gestión operativa y comercial.

Las disrupciones a la movilidad asociadas al COVID-19 mostraron que, en los países donde la digitalización de los servicios tenía suficiente alcance, la misma permitió sostener operaciones (lecturas remotas de medidores, por ejemplo) y gestiones comerciales (atender reclamos, sostener la cobranza mediante facturas y pagos digitales) que hubiesen sido imposibles de realizar físicamente.

La implementación de una agenda de digitalización en los servicios eléctricos es esencial para aumentar su resiliencia ante eventos imprevistos. Esta transformación digital permitiría la recopilación y análisis de datos en tiempo real, lo que podría mejorar la detección temprana de fallos y permitir una respuesta más rápida a las interrupciones del servicio. Además, una red eléctrica digitalizada puede adaptarse mejor a las fluctuaciones de demanda y suministro, mejorando la eficiencia general del sistema. Este avance también puede habilitar el uso de energías renovables, micro-redes y sistemas de almacenamiento de energía, todos cruciales para la creación de un sistema eléctrico más flexible y resiliente. En resumen, una agenda de digitalización representa un camino sólido para aumentar la resiliencia de los servicios eléctricos, aportando ventajas significativas en términos de operaciones eficientes, confiabilidad del servicio y sostenibilidad ambiental.

El caso de Ecuador: “Estudio para Modernizar y Automatizar la Gestión Comercial de las Empresas Eléctricas de Distribución del Ecuador”

Procesos de gestión comercial adecuados pueden contribuir a mejorar la calidad de los servicios y aumentar la resiliencia de los servicios ante disrupciones (como, por ejemplo, en la movilidad por catástrofes naturales). La gestión comercial involucra varios procesos que incluyen la atención al cliente, la emisión de la factura (que requiere de una toma previa de lectura del medidor de cada cliente y de un proceso de validación de dichas lecturas) y el cobro de la misma.



En países con escasa penetración de la digitalización como Ecuador, y en Latinoamérica en general², las restricciones a la movilidad pegaron con fuerza: la suspensión de la jornada laboral presencial y el impulso al teletrabajo asociados a la pandemia imposibilitaron la toma de lecturas físicas de medidores; que los clientes se acerquen físicamente a las agencias para realizar trámites de nuevos servicios, reclamos o pagos; que las cuadrillas de las empresas eléctricas de distribución (EEDs) hagan inspecciones periódicas de control de pérdidas no técnicas, que se ejecuten cortes y reconexiones, entre otros.

² Por ejemplo, las tasas de penetración de AMI se encuentran por debajo del 10% en la región (IEA, 2022)

El estrés laboral y los contagios de los trabajadores de las EEDs, así como los reclamos e insatisfacción de los clientes por los bajos niveles de servicio, se habrían reducido de haber contado con lecturas remotas de los medidores y/o con procesos operativos automatizados. Asimismo, con la reducción de la demanda y de la recaudación (muchos clientes se quedaron sin trabajo o no pudieron producir en sus negocios), mantener el flujo de caja, así como la gestión de la cadena de suministro, se convirtió en un gran reto para las EEDs.

El documento identifica 4 áreas en las que debiera hacerse hincapié para permitir a las empresas distribuidoras mantener y mejorar la continuidad del servicio en condiciones de calidad y confiabilidad, asegurando la sostenibilidad financiera del sector eléctrico:

Atención al cliente

Los clientes acuden a las EEDs para presentar solicitudes y/o reclamos asociados a solicitudes de información, para requerir un nuevo servicio, la reubicación o cambio de medidor, la suspensión del servicio, por errores en tomas de lectura, entre otros. Mientras mayor sea el número de clientes atendidos satisfactoriamente, mayor será la recaudación. De ahí que, los procedimientos que recaen dentro de este proceso debieran ser simples y eficientes, considerar tiempos mínimos de respuesta al cliente y el menor número posible de requisitos. Además, el proceso debiera ser totalmente transparente de modo que el cliente pueda observar en cada momento el estado de su trámite a través de alguna aplicación web o móvil. Algunas de las sugerencias concretas vinculadas a la digitalización de los servicios para brindar una mayor satisfacción al usuario que surgen del caso de Ecuador son:

- **Promover el uso del Infraestructura de Medición Avanzada (AMI por sus siglas en inglés), infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica.**
- **Uso de medios electrónicos, como mensajería instantánea por WhatsApp y los portales Web de las instituciones, para la interacción con usuarios, incluyendo la firma de los contratos de suministro vía métodos electrónicos sin la necesidad de que el cliente deba acercarse a realizar la firma manual.**
- **Ofrecer un servicio de reparación urgente frente a cortes o**
- **intermitencias del Servicio Eléctrico e informar anticipadamente las interrupciones programadas que se ejecutarán por medios digitales.**
- **En países con una penetración significativa de la medición inteligente se promueven esquemas de consumo inteligente de electrodomésticos asociado con tecnologías de Internet de las Cosa (IoT por sus siglas en inglés).**

Facturación

Durante la pandemia la toma de lectura debió ser suspendida debiendo aplicarse estimaciones de consumo que no necesariamente fueron precisas debido al cambio de los hábitos de consumo de casi la totalidad de clientes. Para mejorar el proceso de toma de lectura y los reclamos asociados a este proceso, el estudio recomienda:

- **Contar con herramientas tecnológicas que permitan el control de gestión integrado de información de los usuarios y los resultados de los procesos comerciales.**
- **Aumentar el control de las actividades que realiza el contratista que toma lecturas, verificando el cumplimiento de cronogramas, recorrido de rutas, equipamiento, aptitud del personal que trabaja, entre otros, auxiliándose en las tecnologías digitales disponibles.**
- **Tener un procedimiento digital detallado y riguroso que controle el proceso completo en toma de lecturas y entrega de facturas.**
- **Evaluar la calidad de facturación, mediante el número de facturas ajustadas debido a errores en la toma de lectura y en el proceso de facturación y proponer un indicador de porcentaje de error en la facturación.**

Recaudación

Para que los usuarios efectúen el pago por la energía recibida, la empresa distribuidora dispone de centros de recaudación y de personal, entre otros. Sin embargo, la falta de cultura de pago de muchos usuarios ha convertido a la actividad de recaudación en un problema a resolver, que se acentuó durante la pandemia por crecientes retrasos en los pagos (afectados por la imposibilidad de corte dada su condición de necesidad básica). Los inconvenientes generados por una recaudación inferior a los costos que implica la prestación del servicio, pueden desembocar en un desequilibrio para las finanzas de la empresa distribuidor que se traslada a las demás etapas de la cadena del servicio eléctrico.

Durante la pandemia, los mecanismos de recaudación se vieron afectados debido a la imposibilidad de aplicar cortes de suministro y por las restricciones de movilidad (tanto de usuarios como del personal operativo de las EEDs) que dificultaron exigir a los deudores realizar el pago o renegociar las condiciones de pago de la misma.

Para mejorar la recaudación de las distribuidoras se algunas de las recomendaciones destacadas vinculadas a la digitalización de los servicios son las siguientes:

- **Reducir el costo de las transacciones en los puntos externos.**
- **Permitir que el proceso de toma de lecturas se realice con personal de la empresa o los mismos usuarios con solo subir una foto.**
- **Favorecer el uso de medidores digitales en tanto tienen menor margen de error respecto a los analógicos, pueden ser desconectados de la red del inmueble y admiten la calendarización de alarmas, la visualización de parámetros detallados y que las reconexiones se realicen en cuestión de horas, ofrecen más rapidez en caso de avería, y evitan manipulaciones de las lecturas.**
- **Cuando la lectura del consumo se consigue de manera remota, existen concentradores de datos para ayudar en la telegestión de medidores, de manera que es posible la comunicación con el sistema central permitiendo mayor flexibilidad. Los registros ingresan a este sistema, en donde en ciertos casos se analiza la información para evitar posibles inconsistencias en los datos.**

- **Proporcionar diferentes métodos de pago para facilitar a los clientes la cancelación de las facturas de servicio eléctrico.**
- **Promover el envío de recibos digitales de forma rápida y gratuita para que todos los meses se reciba esta información por algún medio electrónico.**

Control de pérdidas no técnicas

Existen múltiples alternativas basadas en la digitalización de las operaciones tendientes a la reducción de pérdidas no técnicas (averías o irregularidades en el suministro de energía eléctrica a los clientes) que consideran temas relacionados con la medición, los sistemas secundarios, y los sistemas de información de las empresas distribuidoras. Algunos ejemplos que fueron destacados en el estudio para Ecuador son los siguientes:

- **Instalación de medidores prepago que permiten a los clientes comprar por adelantado el equivalente de la cantidad de energía a consumir. Los medidores informan a los consumidores cuando se ha consumido la mayor parte de la energía comprada, y así el consumidor puede comprar energía adicional. La experiencia internacional ha demostrado que los medidores prepagos son una buena alternativa para reducir las pérdidas no técnicas por irregularidades comerciales y de facturación (Frost & Sullivan, 2022). Para que esta propuesta sea viable, es necesario que existan varios puntos de recaudación para el sistema prepago en las empresas de distribución.**
- **Instalación de macromedidores que permitan comparar la energía total entregada con la energía facturada. Esta solución permite a la distribuidora detectar y controlar las pérdidas no técnicas. En “Control de pérdidas no técnicas a través de medidores totalizadores”, Acosta y Gámez (2006) reportan una reducción del 8% de las pérdidas no técnicas en Venezuela al implementar un proyecto de medidor totalizador.**
- **Implementación de sistemas AMI, a través de los cuales se crea una red entre los medidores inteligentes y los sistemas de las distribuidoras. Esto permite implementar una lectura remota, desconectar cuentas vencidas, detectar manipulación, notificar cortes y otras funciones avanzadas que incluyen respuestas a la demanda. Utilizada en combinación con la macromedición, la AMI facilita la detección de demanda excesiva y de consumo no medido, lo que facilita la detección remota de robo de energía. Además, los datos proporcionados por AMI se pueden utilizar para perfilar el uso de electricidad analizando las lecturas de los medidores inteligentes para identificar patrones de consumo anormales.**
- **Uso de sistemas de información. A través de sistemas de georreferenciación, la distribuidora puede relacionar geográficamente a cada cliente con su respectivo sistema secundario, transformador de distribución, alimentador y subestación de distribución. A través de sistemas de información del cliente, se maneja el consumo de energía del cliente y la información de facturación. Estos sistemas facilitan el cálculo preciso de balances de energía y el monitoreo y localización de pérdidas del sistema. Además, las distribuidoras están avanzando hacia la implementación de sistemas como el AMI, que recopilan datos que pueden usarse para estimar y localizar pérdidas no técnicas.**
- **En varios países de la región, las empresas de distribución han adoptado canales o portales electrónicos de denuncia de actividades de hurto de energía. Los aplicativos brindan la posibilidad de denunciar estos actos de forma anónima y a través de una interfaz simplificada.**

3.3.

Mejoras en las capacidades de los sistemas de energía eléctrica en la región para aumentar la resiliencia

La pandemia de COVID-19 generó un impacto sin precedentes en los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a escala global, constituyendo un reto colosal para la sostenibilidad del sector. Esta crisis trajo consigo transformaciones radicales en la demanda de energía, no solo en términos del consumo, sino también en su composición y variabilidad. La interrupción de las cadenas de suministro a nivel mundial provocó a su vez retrasos significativos en la construcción de nuevas infraestructuras energéticas y en la adquisición de equipos y componentes esenciales para el mantenimiento y reparación de las redes eléctricas existentes. Adicionalmente, el impacto en la fuerza laboral del sector fue notable, repercutiendo en la eficiencia y capacidad de respuesta a estas nuevas dinámicas. En conjunto, estos desafíos mostraron cabalmente la fragilidad de los sistemas energéticos ante eventos disruptivos a gran escala.



En este contexto, la pandemia destacó la importancia de la resiliencia en los sistemas eléctricos. Los países y las compañías eléctricas se dieron cuenta de la necesidad de mejorar la flexibilidad y la capacidad de recuperación de las redes eléctricas para hacer frente a situaciones de crisis como esta. Un componente crucial para alcanzar este objetivo es incorporar nuevas tecnologías tanto para la generación como para la transmisión, distribución y almacenamiento de energía. En ALC dos áreas de avance particularmente promisorias, de cara a mejorar la resiliencia como la sustentabilidad ambiental de los servicios, son la integración de fuentes de energía renovable y los sistemas de almacenamiento de energía (AE).

Nuevas fuentes de generación para aumentar la resiliencia de los sistemas eléctricos

La adopción de fuentes de energía renovable puede aportar un conjunto diverso y valioso de beneficios a los países de la región. En primer lugar, refuerza la sostenibilidad ambiental, al reducir la huella de carbono regional, combate el cambio climático y promueve la preservación de la biodiversidad y los recursos naturales. Además, contribuye a la diversificación energética, minimizando la dependencia de combustibles fósiles importados y mitigando los riesgos asociados a su volatilidad de precios y disponibilidad. Desde el punto de vista socioeconómico, el crecimiento de las energías renovables propicia también la creación de empleos en múltiples áreas, desde la fabricación de equipos y componentes hasta la investigación y desarrollo tecnológico, fomentando así el desarrollo económico del país. Finalmente, las energías renovables ofrecen una mayor estabilidad de precios y la posibilidad de reducir costos a largo plazo, gracias a sus bajos costos operativos y la previsibilidad de sus costos en comparación con los combustibles fósiles. En suma, la energía renovable representa un camino estratégico hacia un futuro más verde, resiliente y próspero.

Si bien ALC muestra una de las matrices de generación más “verdes” en el mundo, cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible requiere impulsar una transición energética ordenada e inclusiva, incorporando fuentes de generación como la eólica, la solar o la geotermia. Encarar una transición energética ordenada tiene el potencial de impulsar la resiliencia de los servicios eléctricos mediante la reducción de la exposición a los ciclos de los *commodities* energéticos (petróleo y gas, particularmente relevante para los países de Centroamérica y el Caribe). Los impactos de la pandemia y de la invasión de Rusia a Ucrania son ejemplos de cómo eventos disruptivos pueden aumentar la volatilidad de los precios de los insumos esenciales para la generación de energía. Matrices que incluyan crecientemente fuentes de generación alternativas a las térmicas reducen la exposición a la variación de precios de los insumos, protegiendo de dicha volatilidad a las economías de la región como a los bolsillos de los usuarios más vulnerables.

Sin embargo, el aumento de la participación de energías renovables no está libre de desafíos. En primer lugar, la naturaleza intermitente de muchas fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, plantea dificultades en términos de estabilidad y confiabilidad de la red. Esto requiere soluciones de almacenamiento de energía eficientes y asequibles, mecanismos de gestión de la demanda eléctrica que colaboren a aumentar su flexibilidad, y una adecuación de los marcos regulatorios que fomente la implementación de estas soluciones. En segundo lugar, la infraestructura existente puede necesitar actualizaciones significativas o incluso la creación de nuevas redes para acomodar la generación distribuida y el cambio hacia las renovables. Otro desafío es la necesidad de ajustes regulatorios y políticos para incentivar la inversión en renovables y garantizar un campo de juego equitativo. Por último, pero no menos importante, los desafíos económicos y financieros, como los altos costos iniciales y los riesgos percibidos por los inversores, pueden dificultar la transición hacia una mayor participación de las energías renovables en la matriz eléctrica.

El caso de Bolivia: “Levantamiento de Datos para el Inicio del Catastro Solar en Ciudades de Bolivia para Impulsar la Generación Distribuida como Medida de Resiliencia del Servicio de Energía Eléctrica”



Alcanzar una mayor participación de las energías renovables en la matriz eléctrica requiere establecer el potencial de las diversas tecnologías a disposición. Con esta finalidad el BID colaboró en el desarrollo de un catastro solar en las cuatro principales ciudades de Bolivia (La Paz, El Alto, Cochabamba y Santa Cruz), pretendiendo impulsar la generación distribuida como medida de resiliencia del servicio de energía eléctrica.

Los catastros solares son herramientas que permiten conocer el potencial fotovoltaico de una vivienda o edificio, apoyándose en cuatro variables clave: radiación solar, área efectiva del techo, variabilidad climática y la inclinación del techo. El principal beneficio que se obtiene de estos estudios es la mejora en la capacidad para evaluar las fuentes locales de energía renovable disponibles, promoviendo y ampliando así su uso.

En el caso de Bolivia, el estudio permitió la adquisición de información geográfica relevante para:



- Conocer la **cantidad media anual de radiación solar** que llega sobre cada techo.
- Identificar las **zonas donde la energía puede ser explotada.**
- Brindar **información para la toma de decisión en Planificación Urbana** tomando en cuenta los aportes energéticos en las zonas a construir o rehabilitar.
- Brindar **información para comunicar y sensibilizar a los propietarios e inversores** del potencial solar de sus techos para la instalación de paneles fotovoltaicos.
- Planificar esquemas innovadores de implementación de nuevos proyectos que permitan una mayor penetración de la generación distribuida en las principales ciudades de Bolivia, con el objetivo de incentivar el autoconsumo y el desplazamiento de combustibles fósiles.

La elaboración del catastro solar en las principales ciudades de Bolivia (La Paz, El Alto, Cochabamba y Santa Cruz) muestra que estas ciudades tienen un alto potencial para la generación de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos. Los resultados del estudio se basaron en el promedio de irradiación solar anual medido en cada ciudad, que fue de 4,77 kWh/m²/día para Santa Cruz, 5,66 kWh/m²/día para Cochabamba, 6,29 kWh/m²/día para La Paz y 6,52 kWh/m²/día para El Alto.

Teniendo en cuenta la geometría de los techos y sus orientaciones, así como otros supuestos estándares como la eficiencia de los paneles solares utilizados, se estima que el potencial de generación eléctrica solar distribuida en estas ciudades es significativo. Según el estudio, se estima una capacidad de generación de 97.534,30 MWh/año en Santa Cruz de la Sierra, 148.048,43 MWh/año en Cochabamba y 274.736,61 MWh/año en las ciudades de El Alto y La Paz.

Este potencial de generación solar representa una nueva alternativa para Bolivia en términos de diversificación de su matriz energética y mejora de la resiliencia y calidad del sistema eléctrico. Sin embargo, para concretar este potencial, es necesario establecer incentivos adecuados que fomenten la inversión en proyectos de energía solar, tanto desde el sector público como desde el sector privado.

Además, es fundamental adaptar las normativas y marcos regulatorios existentes para garantizar que el proceso de adopción de la energía solar se realice de manera eficiente y maximice los beneficios potenciales. Esto puede implicar la implementación de políticas que fomenten la instalación de sistemas solares en edificios residenciales, comerciales e industriales, así como la simplificación de los procedimientos administrativos y la creación de incentivos fiscales y financieros para promover la inversión en energía solar.

Nuevas tecnologías de almacenamiento como vía para aumentar la resiliencia de los sistemas eléctricos

La utilización de tecnologías de almacenamiento es no sólo esencial para alcanzar niveles de generación con energías renovables interrumpibles más altos, sino que tiene el potencial de disminuir las inversiones necesarias en redes de transmisión y distribución eléctrica, viabilizar sistemas descentralizados y aumentar la resiliencia de servicios críticos (hospitales, bombeo de agua potable, etc) ante disrupciones del servicio eléctrico.

Por su parte, incorporar tecnologías de almacenamiento de manera económicamente viable sigue siendo un desafío. En este sentido los casos de estudio de Costa Rica y Panamá son ejercicios cruciales para una planificación que incorpore el potencial de estas tecnologías y su viabilidad económica-financiera, que redunden en una mayor la resiliencia de servicios fundamentales ante, por ejemplo, eventos climáticos.

En ambos casos señalados fue realizado un esfuerzo en pos del estudio de implementación de sistemas de AE descentralizado, el cual se refiere a la capacidad de almacenar energía en ubicaciones cercanas al punto de consumo o generación, en lugar de almacenarla en grandes instalaciones centralizadas alejadas de los usuarios finales. En vez de depender únicamente de la infraestructura de transmisión de energía para el suministro de electricidad, el almacenamiento descentralizado coloca la capacidad de AE en manos de los consumidores y productores de energía en una escala más local.

En el contexto de las energías renovables, el almacenamiento descentralizado se utiliza para aprovechar al máximo la generación de energía renovable, como la energía solar y eólica, que puede ser intermitente o fluctuar según las condiciones climáticas. Permite almacenar el exceso de energía generada en momentos de baja demanda y utilizarla posteriormente cuando la demanda es alta o cuando no hay generación renovable disponible.

Asimismo, el AE descentralizado se puede lograr a través de diferentes tecnologías, como baterías (que es el caso de ambos estudios a analizar), sistemas de almacenamiento térmico, almacenamiento en supercondensadores, almacenamiento hidráulico o incluso sistemas de almacenamiento químico. Estos sistemas pueden ser instalados en hogares, edificios comerciales, industrias o comunidades locales, lo que les permite gestionar su propia generación y consumo de energía de forma más eficiente y, potencialmente, más económica.



El caso de Costa Rica: “Diseño de un proyecto piloto para mejorar la resiliencia de la red eléctrica de distribución mediante la instalación de sistemas de almacenamiento de energía en Costa Rica”

Los resultados expuestos en la Sección 2 de este informe demuestran que los esfuerzos de Costa Rica por mantener una matriz eléctrica renovable y diversificada, sumados a las políticas adoptadas e implementadas a través de una razonable regulación, lograron mitigar los efectos negativos provocados por la crisis provocada por la pandemia del COVID-19, aun así, con el objetivo de seguir avanzando en la transición hacia fuentes limpias³, acompañada de mejoras en la eficiencia operativa y de precios competitivos en el suministro de electricidad, en Costa Rica fue realizado un diseño piloto para evaluar los beneficios que ofrece la innovación tecnológica y el desarrollo de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés), como es el caso del AE.

En este sentido, el estudio realizado plantea un perfil de proyecto piloto para las empresas distribuidoras con interés en instalar Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías (SAEB) en uno o varios de sus circuitos para mejorar, en su operación y ante choques externos, la resiliencia y la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Los servicios de los sistemas de AE son variados, e incluyen beneficios tanto para la etapa de distribución como para los usuarios finales. En el primer caso se destacan:

- **Descongestión de Componentes Críticos:** para evitar la sobrecarga de equipos por medio de la descarga de energía en periodos punta.
- **Aplazamiento de Inversiones de Red:** cuando aumentos de demanda se presentan en periodos cortos y el sistema tiene la capacidad de mitigar el problema.
- **Arbitraje de Energía a nivel de distribución:** comprar energía barata en periodos nocturno y valle para liberarla después en el periodo punta.
- **Recorte y Desplazamiento de Picos de Demanda:** recortar los picos de demanda con la energía cargada en periodo nocturno y valle.
- **Calidad de Energía:** reducir fluctuaciones de tensión gracias a su tecnología de operación regulando la potencia reactiva de salida en función de la tensión terminal.
- **Combinación con Generación Distribuida:** reducir las fluctuaciones de las energías renovables conectadas a nivel de distribución e incluso para liberar parte de la energía producida en horas punta.
- **Microrredes:** brindar servicios de regulación de tensión y frecuencia, facilitar la integración de los DER en la microrred y asegurar el abastecimiento de la demanda en la microrred.

³ El sector eléctrico en Costa Rica ha logrado un alto nivel de participación de fuentes de energía renovable en la generación de electricidad.

En el caso de los usuarios finales los servicios son:

- **Arbitraje de Energía:** usuarios finales pueden aprovecharse de las diferencias en el costo de los kWh a lo largo del día para obtener ahorros económicos.
- **Recorte y Desplazamiento de Picos de Demanda:** recortar y desplazar picos de forma que su perfil de carga se aplane y el pago por demanda se reduzca.
- **Participación en Programas de Gestión y Respuesta de la Demanda:** acciones consientes y de carácter voluntario para hacer un uso más eficiente de la energía, en tanto que la respuesta consiste en la modificación de la demanda eléctrica de los usuarios finales en periodos cortos de tiempo para favorecer la operación del sistema eléctrico.
- **Maximización del Aprovechamiento de Generación Propia:** con un sistema de AE, el usuario final puede asegurarse de que toda o la mayor cantidad de la energía producida por su generador distribuido es consumida en el sitio, pero en horario de mayor conveniencia.
- **Respaldo ante Interrupciones del Servicio Eléctrico:** sistemas de AE para asegurar de que las cargas críticas no sean afectadas por recortes en el servicio eléctrico.



En función de estos beneficios, en el caso de Costa Rica el análisis financiero del piloto fue llevado a cabo evaluándose seis posibles tamaños de SAEB, con parámetros para la demanda de energía, costo del SAEB y mantenimiento, datos de tarifas vigentes y un horizonte de 20 años. En todos los casos el VPN fue negativo.

Posteriormente, haciendo un análisis de sensibilidad aparecen casos con valuación positiva cuando: a) se simulan escenarios con bajas del precio del kWh del SAEB (2 escenarios viables); b) se simulan incrementos anuales del costo de la electricidad (1 escenario viable).

No obstante, este estudio de caso expresa que es relevante tener en cuenta que el proyecto piloto no debería basarse únicamente desde un punto de vista financiero, ya que el aprendizaje de la tecnología y sus capacidades son de gran importancia para identificar la viabilidad técnica y económica de proyectos de almacenamiento de mayor capacidad en el futuro.

En este marco, si bien un proyecto piloto puede servir para conocer de primera mano los beneficios económicos por los servicios brindados y los costos asociados, también se debe tener en cuenta que estos costos y capacidades de los sistemas de AE están en constante cambio por el descubrimiento de nuevos materiales o los métodos de fabricación y los supuestos de ingresos y egresos no necesariamente se cumplirán.

4 Se supone que el precio inicia en 500 USD/kWh y se va reduciendo en pasos de 50 USD/kWh hasta un valor mínimo de 100 USD/kWh. Dos escenarios llegan a ser económicamente viables cuando los precios por kWh están por debajo de 200 USD y 150 USD.
5 A medida que aumenta el incremento anual del costo de electricidad, el VPN tiende a mejorar. Se supone un incremento anual de 3% inicialmente y cuando este asciende más de 12% aparece otro caso viable.

Por su parte, referido a los aspectos técnicos, es necesario comprender y evaluar diferentes modos de operación, limitaciones, mejoras en la operación de red, retorno de los servicios, monitoreo de desempeño y degradación del sistema.

Finalmente, a partir de los resultados de estos pilotos algunas recomendaciones surgen respecto de distintas cuestiones relevantes a la hora de considerar la instalación de un SAEB:

A

Selección del circuito de distribución, el cual va estar influenciado por los niveles de consumo de energía de cada uno, la relación de demanda y mínima, la presencia y excedentes de generación distribuida, y también la existencia cargas críticas.

B

Dimensionamiento y selección de tipo de SAEB, en donde se requiere hacer énfasis en la potencia máxima, la capacidad de almacenamiento, la degradación y la tecnología de baterías, cada uno con diferentes costos y beneficios.

C

Ubicación del SAEB, para minimizar el riesgo de inundaciones y deslizamientos, así como también evitar zonas propensas al paso de huracanes y zonas cercanas a fallas tectónicas activas.

El caso de Panamá: “Consultoría para evaluar la incorporación de almacenamiento descentralizado de energía para el apoyo a la resiliencia y la confiabilidad del sistema eléctrico de Panamá”

El objetivo de la consultoría fue evaluar la incorporación de almacenamiento estacionario descentralizado de energía para el apoyo a la resiliencia y la confiabilidad del sistema de distribución eléctrica de Panamá, motivado por la problemática originada por las interrupciones de servicio ocasionadas a los clientes finales donde, en la mayoría de los casos, su origen proviene de fallas en las redes de distribución.

Los avances tecnológicos en SAEB, permiten que su uso en las redes de distribución contribuya a mejorar la confiabilidad y resiliencia en general de las redes, ya sea evitando que las mismas lleguen a sus límites térmicos (lo cual también contribuye al diferimiento de inversiones en activos de redes), pero también por su aplicación para operar en modo aislado ante eventos en la red de distribución: conocido como Operación en Isla Dinámica (particular foco de esta evaluación).



En el estudio, también se realizó una revisión de las normas legales y regulatorias que rigen el sector eléctrico de Panamá, estableciéndose una propuesta para viabilizar regulatoriamente la incorporación de SAEB a nivel de distribución, que tengan como función mejorar la confiabilidad y la resiliencia en las redes de distribución, como parte de los activos de la empresa distribuidora.

Algunas cuestiones relevantes acerca de la revisión bibliográfica y análisis de experiencias internacionales referido a la implementación de SAEB con baterías, son:

- **Los SAEB contribuyen a hacer ambientalmente sostenible el suministro de electricidad mediante su integración con la generación con fuentes renovables no convencionales en sistemas aislados.**
- **El dimensionamiento del SAEB depende del uso al que se diseña.**
- **El SAEB se utiliza principalmente a nivel mayorista y de distribución.**
- **En términos de confiabilidad los SAEB se utilizan básicamente para diferimiento de inversiones, seguido para la disminución de los tiempos de restauración ante fallas.**
- **Nos hay muchos desarrollos en SAEB, siendo los países líderes en la región Chile, Puerto Rico, Brasil, Surinam y la Guyana Francesa.**

Se realizó un análisis de caso en dos circuitos de empresas distribuidoras de Panamá bajo distintos escenarios para establecer factibilidad técnica, económica y su eventual marco legal y regulatorio, desprendiéndose las siguientes cuestiones:

- **Bajo las premisas analizadas no se justifica técnicamente instalar SAEB para cubrir todo el alimentador, sino por el contrario junto a la carga, o en su defecto a lo sumo junto a un grupo de cargas. Esto se debe a que un SAEB a nivel de alimentador se utiliza muy pocas veces mientras que junto a la carga o junto a un grupo de cargas se utiliza varias veces al año.**
- **Con un costo de la ENS de 1.875 USD/MWh⁶, ningún SAEB resultó atractivo para disminuir los costos por confiabilidad de los alimentadores a causa de las interrupciones, bajo los supuestos analizados. Sin embargo, con el costo de la ENS de 4.155 USD/MWh⁷, la instalación de SAEB junto a la carga podría resultar atractivo en ambos alimentadores.**
- **En ambos alimentadores, la atención de la carga crítica para resiliencia dio valores negativos de la VAN y una relación Costo/Beneficio mayor a 1, esperable por la capacidad de almacenamiento que debe tener el SAEB para ser resilientes. No obstante, la definición o adopción de una carga crítica para considerar la implementación de un SAEB que la vuelva resiliente debe basarse en parámetros y criterios claros del beneficio social esperado con ello (como el ejemplo de estudio donde se busca garantizar la atención de salud en los momentos más críticos).**

6 Valor que rige en Panamá.

7 Valor correspondiente al último estudio público realizado. Este último valor del Costo de la Energía No Suministrada (CENS), es el que debe reflejar de manera más adecuada la necesidad de mantener el suministro de energía⁴, sobre todo a las cargas críticas en condiciones normales y ante eventos extraordinarios cuando se presentan desastres naturales.

- **La implementación de SAEB como actividad independiente requiere de modificaciones legales. No obstante, la legislación y regulación actual en Panamá no limita el uso de tecnología para cumplir con mejoras en la continuidad del servicio eléctrico.**
- **Se requiere que se desarrollen las cuentas regulatorias a fin de determinar los tiempos de vida útil del activo, amortizaciones y equipamiento considerado para este tipo de sistemas.**

El análisis realizado en Panamá solo considero los SAEB como un elemento para aumentar la confiabilidad y resiliencia. No se incluyeron en el análisis otros servicios que los sistemas podrían prestar, como facilitar la incorporación de generación distribuida, o la disminución de los picos de demanda, elementos que podrían incrementar su viabilidad financiera y económica.

Como consideraciones finales se desprende que el uso de sistemas de almacenamiento puede ser costo efectivos en casos específicos, pero haciendo hincapié una vez más (como el caso de Costa Rica) que la evaluación económica no es lo único a tener en cuenta, ya que posibles proyectos considerados con valor actual neto negativo puedan estar generando a futuro un beneficio agregado (sumando cuestiones sociales) positivo, además de que los costos de estas nuevas tecnologías están en continuo desarrollo.



Consideraciones Finales

Durante la enorme crisis atravesada a nivel global debido a la irrupción del COVID-19 se tomaron medidas variopintas para atenuar el impacto del shock y sostener la provisión de los servicios con la mejor calidad posible. Atravesada la urgencia, se hizo evidente la necesidad de aumentar la resiliencia del sector energético para sortear de manera más eficiente los posibles eventos disruptivos que se presenten en el futuro. Los documentos analizados permiten obtener una serie de lineamientos y recomendaciones que avanzan en esta línea.

En primer lugar, se destaca el rol de la **planificación de riesgos** entendiéndolos como eventos con probabilidad de afectar los objetivos de una organización. Anticiparse a los riesgos, identificar y analizar los shocks que podrían afectar la prestación del servicio permite prepararse para enfrentarlos, generando un suministro eléctrico más confiable frente a situaciones adversas. Es importante tener una estrategia explícita de manejo de riesgo que asigne responsables, promueva la coordinación entre los agentes involucrados y monitoree las situaciones de crisis.



En segundo lugar, una mayor **digitalización de los servicios** puede contribuir a sostener operaciones y gestiones comerciales frente a nuevas restricciones a la movilidad, no sólo asociadas a una pandemia sino también frente a catástrofes naturales/otros shocks. Simplificar la interacción con los clientes proporcionaría un importante avance en este aspecto: habilitar plataformas para realizar trámites como firma de contratos, reclamos y solicitudes; establecer nuevas formas de interacción virtual con los usuarios, reducir los requisitos para realizar trámites considerando tiempos mínimos de respuesta. También es fundamental contar con mecanismos eficaces para que los clientes realicen los pagos mensuales de sus facturas a tiempo. Los medidores digitales tienen la ventaja de tener menor margen de error, de habilitar desconexiones fácilmente (incentivando el pago), de permitir reconexiones significativamente más rápidas y de evitar manipulaciones. Si bien su costo-efectividad debe ser evaluada en cada caso, se pueden promover avances menos onerosos como permitir que la toma de lecturas sea realizada por los propios usuarios subiendo una foto.



Finalmente, las **mejoras en las capacidades de los sistemas de energía eléctrica en la región** apuntan a tener mayor diversificación de fuentes, un compromiso con el medio ambiente, mayor estabilidad en la distribución, así como también nuevas tecnologías para atenuar shocks imprevistos y aumentar la resiliencia. En este sentido, los casos analizados muestran los potenciales que ciertas regiones pueden tener en la generación de nuevas fuentes de renovables para así recomendar su uso, en tanto que la incorporación de nuevas tecnologías (en continuo desarrollo y experimentando mejoras significativas en su eficiencia y costos) puede ser una opción favorable, considerándose cuestiones no estrictamente económicas, sino técnicas y sociales.



Referencias

Casos de Estudio

Chile: “Apoyo para la actualización de protocolos de comunicación de emergencias para combustibles y electricidad”. En colaboración con Institut Cerdá. MIMEO.

Guyana: “Guyana Power and Light Incorporated (GPL) – Enterprise Risk Management Policy & Framework”. En colaboración con PWC. MIMEO.

Honduras: “Evaluación de la Vulnerabilidad y Efectos Asociados al Suministro de Energía Eléctrica”. En colaboración con Andes Geosciences Inc. MIMEO.

Ecuador: “Estimación del impacto económico del covid 19 en las empresas eléctricas de distribución del ecuador y hoja de ruta para mejoramiento de procesos comerciales”. En colaboración con el Ministerio de Energía y Recursos naturales No Renovables de Ecuador. MIMEO.

Bolivia: “Levantamiento de Datos para el Inicio del Catastro Solar en Ciudades de Bolivia para Impulsar la Generación Distribuida como Medida de Resiliencia del Servicio de Energía Eléctrica”. En colaboración con Terratec SRL. MIMEO.

Costa Rica: “Diseño de un proyecto piloto para mejorar la resiliencia de la red eléctrica de distribución mediante la instalación de sistemas de almacenamiento de energía en Costa Rica”. En colaboración con Pereira Guzmán, Pérez Mora, Valverde Mora, Vega Garita de la Escuela de Ingeniería Eléctrica – Universidad de Costa Rica. MIMEO.

Panamá: “Consultoría para evaluar la incorporación de almacenamiento descentralizado de energía para el apoyo a la resiliencia y la confiabilidad del sistema eléctrico de Panamá”. En colaboración con Nadia Correa. MIMEO.

Bibliografía

Acosta, R. & Gámez, J. (2006). “Control of non-technical losses through totalizing meters”. 2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America. Caracas, Venezuela.

Cavallo, E., Powell, A., & Serebrisky, T. (2020). “De estructuras a servicios. El camino a una mejor infraestructura en América Latina y el Caribe”. Serie Desarrollo en las Américas. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, DC.

Frost & Sullivan Consulting (2022). “Prepaid energy meters – “Electrifying” Prospects”. Market Insight Report. New York, NY.

International Energy Agency - IEA (2022). “Distributed renewable energy and the digital transformation of energy systems - Challenges and opportunities for Latin America”. Webinar Series. International Energy Agency. Paris, Francia. <https://www.iea.org/events/distributed-renewable-energy-and-the-digital-transformation-of-energy-systems-challenges-and-opportunities-for-latin-america>.

International Monetary Fund - IMF (2021). “World Economic Outlook: Managing Divergent Recoveries”. Washington, DC, April.

Irigoyen, J. & Cardenas, J. (2023). “De la crisis del covid-19 a la resiliencia: Caja de herramientas para actores del sector energía de América Latina y el Caribe” Blog Energía para el Futuro. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, DC.

Sanchez Ubeda, E., Portela Gonzalez, J., Muñoz San Roque, A., Chueca, E., & Hallak, M. (2021). “Impacto del COVID-19 en la demanda de energía eléctrica en Latinoamérica y el Caribe”. Monografía del BID 934. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, DC.

