

Hacia el desarrollo de infraestructuras eficientes y sostenibles en América Latina

Anexo 1
Guía práctica para incorporar
la digitalización en los proyectos
del sector de la energía eléctrica

Hacia el desarrollo de infraestructuras eficientes y sostenibles en América Latina

Anexo 1
Guía práctica para incorporar la digitalización en los proyectos del sector de la energía eléctrica

Título:

Hacia el desarrollo de infraestructuras eficientes y sostenibles en América Latina:

Anexo 1. Guía práctica para incorporar la digitalización en los proyectos del sector de la energía eléctrica

Editor: CAF

Antonio Silveira, Gerente de Infraestructura Física y Transformación Digital

Sandra Conde, Directora de Energía y Transporte

Claudia Flores, Directora (e) de Transformación Digital

Coordinación del estudio:

Mauricio Agudelo, Coordinador de la Agenda Digital y del Observatorio CAF para el Ecosistema Digital (director del estudio)

Eduardo Chomali (director del estudio), Jesús Suniaga, (coordinación editorial y revisión del estudio),

Alejandro Forero, Emily Carrera y Mary Simoes

Revisión sectorial:

Fernando Branger y Frank Vanoy

Autores:

Julián Gómez Pineda (Tachyon Consultores)

Oswaldo Bejarano (Tachyon Consultores)

Pablo Roda (Económica Consultores)

Francisco Perdomo (Económica Consultores)

Revisión y edición de contenidos: Ana Gerez

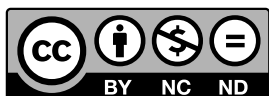
Diseño gráfico: Estudio Bilder / Buenos Aires

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial de CAF.

La versión digital de este libro se encuentra en: scioteca.caf.com

Copyright © 2022 Corporación Andina de Fomento. Esta obra está licenciada bajo la Licencia Creative Commons Atribución-No-Comercial-SinDerivar 4.0 Internacional.

Para ver una copia de esta licencia, visita <http://creativecommons.org/by-nc-nd/4.0/>.



8

Introducción

9

Importancia de incorporar la digitalización de infraestructuras en la articulación y ejecución de un proyecto del sector eléctrico

30

Formulación y evaluación técnico-económica de proyectos de digitalización en energía eléctrica paso a paso

63

Incentivos y barreras de la digitalización del sector

Cuadros

- 10 Cuadro A.11 — Sistemas de recolección de datos de redes inteligentes
- 14 Cuadro A.12 — Tecnología, nuevos negocios y servicios que promoverán la digitalización del sector de energía eléctrica
- 20 Cuadro A.13 — Resumen de los principales hallazgos de las experiencias internacionales analizadas
- 39 Cuadro A.14 — Equipos o aplicaciones requeridas para la implementación de componentes de digitalización en proyectos de infraestructura del sector eléctrico
- 41 Cuadro A.15 — Funcionalidades de los equipos o aplicaciones requeridos para la implementación de componentes de digitalización en los proyectos de infraestructura del sector eléctrico
- 44 Cuadro A.16 — Determinantes de los costos (CAPEX y OPEX) para la digitalización de los proyectos de infraestructura del sector eléctrico
- 53 Cuadro A.17 — Ejemplo numérico del cálculo de beneficios por desplazamiento de inversiones inducidos por el aplanamiento del perfil horario de consumo
- 55 Cuadro A.18 — Estructura conceptual del flujo financiero del proyecto de digitalización de la red eléctrica
- 59 Cuadro A.19 — Estructura conceptual del flujo del proyecto de digitalización de la red eléctrica para la evaluación beneficio-costo
- 65 Cuadro A.110 — Aspectos regulatorios asociados a la digitalización del sector de energía

Figuras

- 11 **Figura A.1 1 — Mejora del diseño y la planeación de las redes eléctricas mediante la digitalización y el desarrollo de redes inteligentes**
- 13 **Figura A.1 2 — Generación de valor a partir de la digitalización de la infraestructura eléctrica**
- 15 **Figura A.1 3 — Componentes de la digitalización del sector de la energía**
- 30 **Figura A.1 4 — Estructura de la guía para formular y evaluar paso a paso proyectos de digitalización de las redes eléctricas**
- 36 **Figura A.1 5 — Esquemas y tecnologías digitales aplicados a infraestructuras y activos del sector de la energía eléctrica**
- 38 **Figura A.1 6 — Metodología propuesta para la incorporación de componentes de digitalización en los proyectos de infraestructura del sector eléctrico**
- 43 **Figura A.1 7 — Estimación de los costos incrementales asociados con la incorporación de componentes de digitalización en las infraestructuras del sector eléctrico**
- 47 **Figura A.1 8 — Esquema metodológico para la medición de beneficios por despliegue de medidores inteligentes**
- 48 **Figura A.1 9 — Esquema metodológico para la medición de las mejoras en el recaudo atribuibles al proyecto**
- 48 **Figura A.1 10 — Esquema metodológico para los beneficios por reducción de pérdidas técnicas**
- 49 **Figura A.1 11 — Esquema metodológico para la medición de los beneficios atribuibles a la reducción de las interrupciones en el servicio por problemas técnicos de la red eléctrica**
- 50 **Figura A.1 12 — Esquema metodológico para la medición del ahorro en el costo de la energía y las emisiones de CO₂ por introducir DER en el sistema**
- 52 **Figura A.1 13 — Esquema metodológico para la medición del ahorro en el costo de la energía por aplanar la curva horaria de consumo**
- 57 **Figura A.1 14 — Paso de precios de mercado a precios de eficiencia**
- 61 **Figura A.1 15 — Análisis de priorización de componentes**

Introducción

Esta guía metodológica forma parte de un conjunto de documentos que explican la importancia de incorporar la digitalización en las infraestructuras de los sectores de la energía eléctrica, la movilidad y la logística. En ellos, se presentan los resultados de un estudio en profundidad sobre este tema y los activos físicos en los tres sectores mencionados. El conjunto, formado por un documento principal y tres complementarios, presentados como anexos (uno por cada sector), describe cómo formular y evaluar proyectos de digitalización.

La presente guía está focalizada en el sector de la energía eléctrica y puede ser consultada de manera autónoma o en combinación con los documentos que la acompañan¹. Su propósito es identificar las oportunidades y establecer los costos y beneficios de la transformación de las tradicionales redes eléctricas en redes inteligentes (*smart grids*). Como se mostrará, las oportunidades clave corresponden a la implementación de la infraestructura de medición avanzada, conocida también como infraestructura de medición inteligente (*advanced metering infrastructure* o AMI, por sus siglas en inglés) y la automatización de la red de distribución (*advance distribution automatization* o ADA). Estas, a su vez, permitirán y promoverán el desarrollo de otras tecnologías, como los recursos de energía distribuidos (*distributed energy resources* o DER).

El documento está estructurado en dos secciones, incluida esta introducción. La primera sección explica las razones subyacentes de incorporar la digitalización de infraestructuras en la articulación y ejecución de proyectos del sector eléctrico, describe las tendencias en materia de digitalización de infraestructuras y cómo estas inciden en la transformación de la cadena de valor del sector. Para ello, presenta como ejemplo seis casos internacionales, que abarcan diversos tipos de aplicaciones, desde la implementación de recursos de energía distribuidos hasta una aplicación específica de uso de inteligencia artificial (IA), pasando por diversas iniciativas de implementación de medidores inteligentes. Luego expone tres casos típicos de digitalización en el sector eléctrico que se abordan en esta guía: infraestructura de medición inteligente, automatización de la red de distribución y recursos de energía distribuida. En cada uno de estos tipos de proyectos pueden o no incluirse

aplicaciones avanzadas de tecnologías de la denominada Cuarta Revolución Industrial. Finalmente, analiza once tipos distintos de beneficios incrementales que puede traer consigo la digitalización del sector eléctrico.

La segunda sección presenta, paso a paso, cómo utilizar esta guía metodológica para la formulación y evaluación técnico-económica de proyectos de digitalización de energía eléctrica. La guía ayuda a resolver en forma práctica la formulación de los objetivos del proyecto, la descripción del promotor y su entorno, así como del propio proyecto (demanda, alternativas, diseño técnico, costos, cronograma, componentes de digitalización, etc.). Además, presenta los insumos para la cuantificación de los beneficios y costos, lo que lleva a la construcción del flujo financiero, el cálculo de indicadores y los análisis de sensibilidad.

Para concluir, se identifican brevemente los incentivos de los proyectos de digitalización del sector eléctrico y las posibles barreras para su desarrollo, considerando las diferencias institucionales entre los países de la región y la diversidad de estructuras de mercado. Esto permite anticipar riesgos y orientar la exploración de oportunidades.

¹ Las abreviaciones y referencias bibliográficas de este anexo pueden consultarse en el documento principal, titulado "Hacia el desarrollo de infraestructuras eficientes y sostenibles en América Latina: oportunidades y beneficios de la digitalización para los sectores de la energía eléctrica, la movilidad y la logística", disponible en la Scioteca de CAF.

Importancia de incorporar la digitalización de infraestructuras en la articulación y ejecución de un proyecto del sector eléctrico

La importancia de la digitalización en el sector de la energía

Tradicionalmente, la cadena de valor del sector eléctrico ha estado compuesta por cuatro grandes eslabones asociados con las actividades involucradas en la prestación del servicio de energía: i) la generación de electricidad, que se produce en grandes plantas generadoras, tales como las hidroeléctricas y termoeléctricas; ii) el transporte de electricidad, que se realiza a través de líneas de transmisión; iii) la distribución a los usuarios finales, que son segmentados en residenciales, comerciales o industriales; y iv) la comercialización de energía eléctrica, por la que se realizan las transacciones de compra y venta de energía en el mercado mayorista para atender los requerimientos en este ámbito de los usuarios finales. Bajo esta concepción, las tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC) se han utilizado principalmente como una herramienta de apoyo para la administración y operación de las redes eléctricas (AIE, 2017).

La digitalización de los sensores y la incorporación de medidores inteligentes en las redes eléctricas, lograda gracias al desarrollo tecnológico, han permitido la recopilación de datos sobre el uso que se da a la energía y las condiciones de operación de las redes eléctricas (ver Cuadro A.11).

Cuadro A.11 — Sistemas de recolección de datos de redes inteligentes

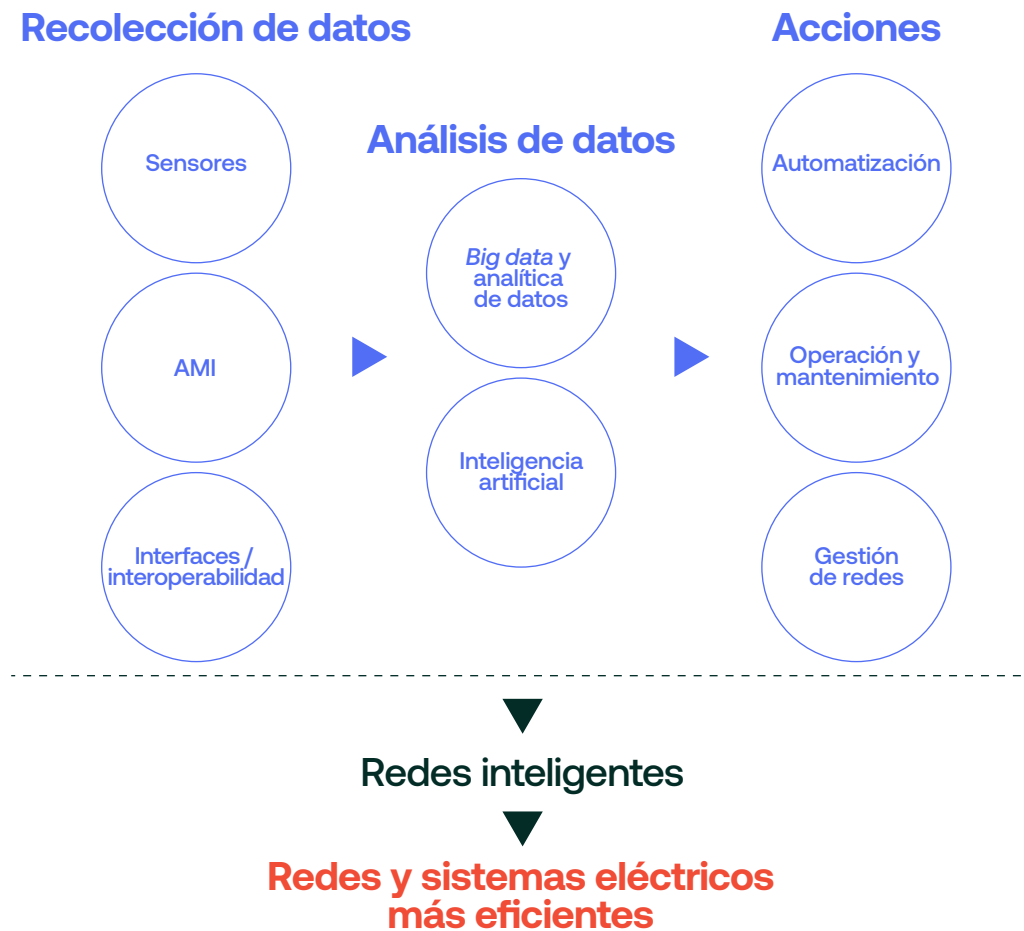
Dispositivo inteligente	Tecnología	Aplicación
Infraestructura de medición inteligente (AMI)	<ul style="list-style-type: none"> - Integración de medidores inteligentes - Sistemas de gestión de datos y redes de comunicación que proporcionan comunicación bidireccional entre los clientes y las empresas prestadoras de servicios públicos 	<ul style="list-style-type: none"> - Lectura y operación remota - Ahorro de los costos de operación - Menores desplazamientos del personal operativo - Monitoreo de los flujos de energía en las redes - Configuración remota del medidor - Tarifas dinámicas - Monitoreo de la calidad de la energía - Control local - Reducción de pérdidas no técnicas - Tarificación horaria según requerimientos de la demanda de energía - Facilitación de la integración de los DER - Promoción de nuevos actores y formas de negocio - Aplanamiento de las curvas de demanda de energía
Automatización de la red de distribución (ADA)	<ul style="list-style-type: none"> - Unidades terminales remotas (UTR): dispositivo controlado por microprocesadores que transmite datos de telemetría - Sistema de supervisión, control y adquisición de datos (<i>supervisory control and data acquisition</i> o SCADA), que permite la gestión automática y manual - Dispositivos electrónicos inteligentes que realizan el monitoreo y registro de cambios de estado en la subestación y los alimentadores 	<ul style="list-style-type: none"> - Recopilación de información sobre el estado operativo del sistema - Sistema de monitoreo, procesamiento de eventos y alarmas - Detección y localización de fallas - Operación remota de los elementos de la red eléctrica (telemando) - Autorrecuperación de la red - Reconfiguración automática de la red de acuerdo con los flujos de energía, los requerimientos de la demanda y el estado de la topología de la red - Combinación de diferentes funciones de protección de relé con medición, grabación y monitoreo
Unidad medidora de fase (<i>phasor measurement unit</i> o PMU)	<ul style="list-style-type: none"> - Mediciones en tiempo real (entre 30 y 60 muestras/segundo) de múltiples puntos remotos con sincronización por medio de una fuente de tiempo común 	<ul style="list-style-type: none"> - Medición de la onda eléctrica
Sistemas de monitoreo de área amplia	<ul style="list-style-type: none"> - Servidor de aplicaciones para manejar la información reportada por las PMU 	<ul style="list-style-type: none"> - Estabilidad dinámica de la red eléctrica

Fuente: Elaborado a partir de Zhang et al. (2018)

Esta información, que es procesada mediante aplicaciones o algoritmos de *big data*, analítica de datos e inteligencia artificial, es utilizada para mejorar tanto la gestión como la operación y el mantenimiento de los sistemas eléctricos (ver la Figura A.11). Lo anterior pone de relieve la importancia de las TIC en la gestión, operación y mantenimiento de dichos sistemas, dando lugar a un nuevo concepto, el de redes inteligentes. Estas tienen como objetivos lograr

una disponibilidad constante de energía, garantizar la sostenibilidad energética y la protección ambiental y prevenir las fallas de gran escala del sistema eléctrico, así como optimizar los gastos operativos (OPEX) de producción, transmisión y distribución de energía y disminuir los gastos de inversión (CAPEX) del sistema (Diamantoulakis, Kapinas y Karagiannidis, 2015).

Figura A.11 — Mejora del diseño y la planeación de las redes eléctricas mediante la digitalización y el desarrollo de redes inteligentes

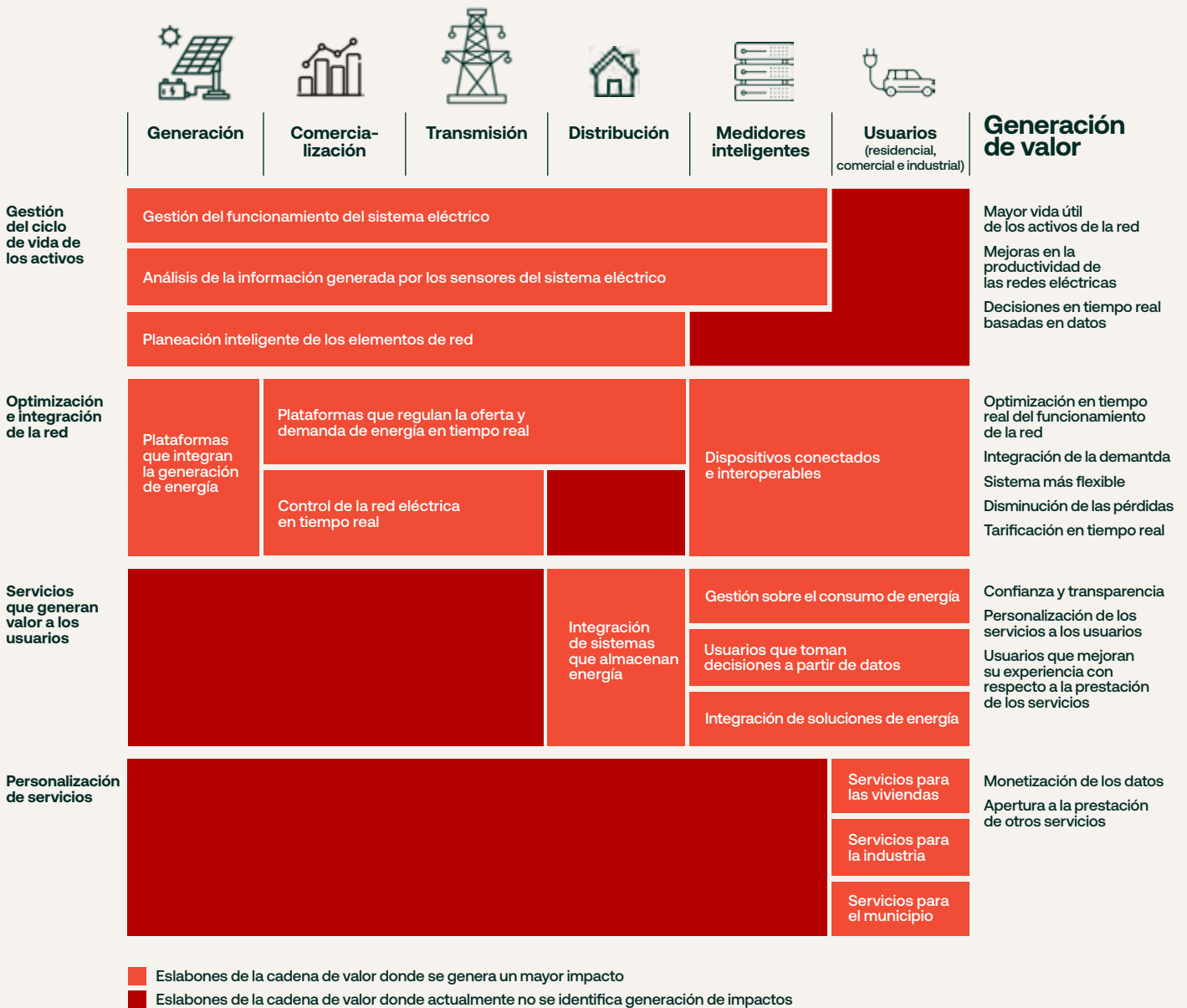


Esos cambios también han transformado la cadena de valor del sector al permitir el surgimiento de nuevos modelos de negocio y la consecuente incorporación de nuevos actores.

El Foro Económico Mundial (WEF, 2016a) ha identificado principalmente cuatro aspectos de esta transformación (ver la Figura A.1 2):

- **Gestión del ciclo de vida de los activos.** La digitalización de las redes eléctricas ha permitido recopilar información en tiempo real sobre el funcionamiento del sistema eléctrico —reduciendo los tiempos de respuesta frente a la ocurrencia y detección de fallas—, analizar su estabilidad, la ocurrencia de transientes y la detección de pérdidas no técnicas, entre otros. Este conocimiento ha propiciado mejoras en la gestión, operación y mantenimiento de las redes, el aumento de la vida útil de los activos y mejoras en la productividad y la eficiencia operativa de la infraestructura de generación, transmisión y distribución utilizada para la prestación del servicio de energía eléctrica.
- **Optimización e integración de la red.** Los datos recopilados a partir de la digitalización de los diferentes elementos de la red eléctrica también han sido útiles para la planeación y diseño de las propias redes. Esto ha allanado el camino para el despliegue de recursos energéticos distribuidos, tales como sistemas de generación eléctrica de pequeña escala y elementos de almacenamiento de excedentes energéticos que suministran energía eléctrica al sistema cuando este lo requiere, mejorando su estabilidad.
- **Servicios integrados que generan valor a los usuarios.** Los datos generados pueden utilizarse para identificar hábitos de consumo de los usuarios, elaborar perfiles de carga e identificar los DER, entre otros aspectos. De esta forma, permiten a las empresas prestadoras de servicios eléctricos empaquetar productos y servicios de generación y gestión de la energía eléctrica, dando la posibilidad de establecer tarifas horarias diferenciadas. Además, ayudan a gestionar los consumos y pagos de los clientes e incorporar al sistema la energía generada por los usuarios, promoviendo un uso más eficiente de la misma.
- **Personalización de los servicios.** La digitalización de las redes eléctricas también permite la personalización de los servicios prestados por los operadores. Estos se pueden adaptar y ajustar a las necesidades y requerimientos de los clientes. Por ejemplo, pueden controlar el encendido y apagado de los aparatos (bombillas, aires acondicionados, etc.) dependiendo de la ubicación de los clientes, haciendo que la electricidad deje de ser un elemento accesorio para convertirse en una experiencia para los usuarios.

Figura A.12 — Generación de valor a partir de la digitalización de la infraestructura eléctrica



Fuente: Elaborado a partir de WEF (2016a).

Tendencias de digitalización en el sector de la energía eléctrica

La transformación de las tradicionales redes eléctricas en redes inteligentes (*smart grids*) está impulsada principalmente por la implementación de tecnologías AMI y ADA. Estas, a su vez, permiten y promueven el desarrollo de otras tecnologías, como los vehículos eléctricos (VE), además de los DER, mencionados anteriormente (BID, 2016; Zhang, et al., 2018).

Como se muestra en el Cuadro A.1 2, esas tecnologías no solo transforman la cadena de valor del sector, dado que facilitan el surgimiento de nuevos modelos de negocio y la consecuente incorporación de nuevos actores. También cambian el esquema a través del cual se presta tradicionalmente el servicio de energía eléctrica. Así, se pasa de sistemas centralizados de generación, caracterizados por grandes plantas productoras de energía, tales como

hidroeléctricas o termoeléctricas, a sistemas de generación distribuida, que permiten la desagregación de las redes y la creación de microrredes a través de las cuales se suministra electricidad a un grupo específico de usuarios utilizando inversores de generación distribuida (*inverter interfaced distributed generators* o IIDG). Esos avances reducen, así mismo, la distancia entre las unidades generadoras y las cargas de consumo de electricidad, lo que ayuda a mejorar la confiabilidad del suministro de electricidad y reducir las pérdidas de transmisión de energía. Igualmente, promueven cambios en los hábitos de consumo de los usuarios del servicio eléctrico, lo que posibilita el aplanamiento de la curva de demanda de energía, disminuyendo las inversiones que se realizan en el parque de generación de electricidad (Zhang et al., 2018; WEF, 2016a).

Cuadro A.1 2 — Tecnología, nuevos negocios y servicios que promoverán la digitalización del sector de energía eléctrica

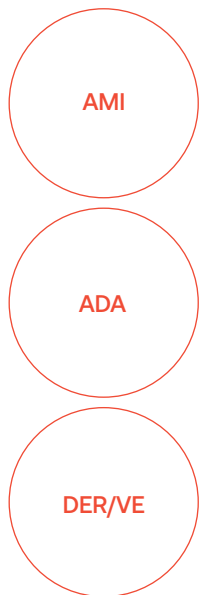
Tecnología	Nuevos negocios o servicios	Impacto esperado
Infraestructura de medición inteligente (AMI)	<ul style="list-style-type: none"> – Lectura y control del consumo de energía eléctrica – Tarifas dinámicas – Alertas al usuario sobre el precio de la energía – Análisis de datos e información generada – Conexión y desconexión remota de los circuitos 	<ul style="list-style-type: none"> – Uso eficiente de la energía – Aplanamiento de la curva de demanda de energía – Reducción del consumo pico de energía – Reducción de los costos de operación y mantenimiento – Definición del marco regulatorio para su implementación – Facilidad de acceso a las redes de telecomunicaciones
Automatización de la red de distribución (ADA)	<ul style="list-style-type: none"> – Conexión y desconexión remota de los circuitos – Telecontrol de los elementos del sistema eléctrico – Reconfiguración automática de la red – Análisis de datos e información generada 	<ul style="list-style-type: none"> – Aumento de la vida útil de los activos – Disminución de los costos de inversión (CAPEX) – Mejoramiento de la confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico – Facilidad de acceso a las redes de telecomunicaciones
Recursos de energía distribuidos (DER) o vehículos inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> – Generación en las redes de distribución – Comercialización de los excedentes de energía generada por los usuarios – Generadores virtuales de energía 	<ul style="list-style-type: none"> – Reducción de la huella de carbono – Definición del marco regulatorio para su implementación y para la comercialización de los excedentes de energía

Estas tecnologías, dependiendo del alcance y el nivel de sofisticación del proyecto, requieren que el sector eléctrico utilice técnicas avanzadas para procesar y analizar la información recopilada, como el *big data*, la analítica de datos, la inteligencia artificial y la computación en la nube. Además, necesitan incorporar datos de otras fuentes, como los contenidos en los sistemas de información geográfica y meteorológicos, a partir de los cuales se pueden obtener resultados para evaluar el

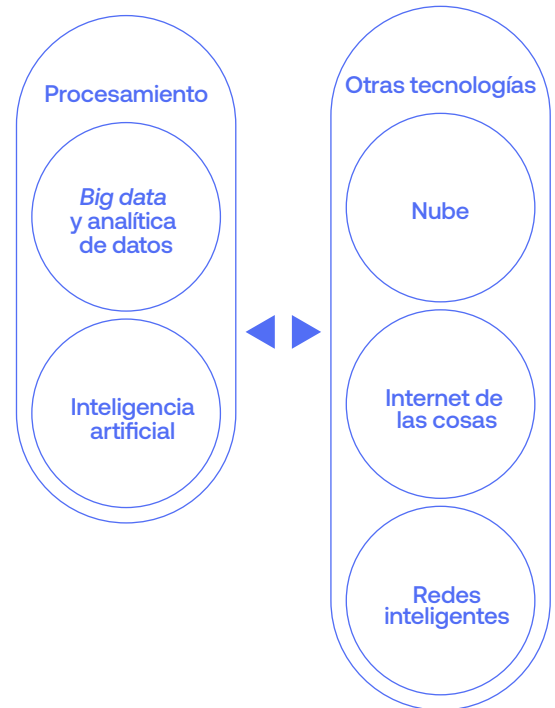
desempeño de las redes eléctricas y la toma de decisiones en tiempo real. De esa forma, los administradores de las redes pueden mejorar su gestión, operación y mantenimiento, así como la calidad del servicio de electricidad prestado a los usuarios, entre otros elementos. Igualmente, facilitan la implementación y despliegue de redes inteligentes y la introducción del internet de las cosas (IdC), que permitirá ofrecer servicios personalizados a los usuarios del servicio.

Figura A.13 — Componentes de la digitalización del sector de la energía

Digitalización del sector de la energía



Tecnologías 4.0



Casos típicos de digitalización de la infraestructura en el sector eléctrico

Las oportunidades de digitalización más notorias se concentran en tres grandes categorías: infraestructura de medición avanzada (AMI), automatización avanzada de la red de distribución (ADA) y recursos de energía distribuidos

(DER). Sin embargo, pueden darse otros casos que no están contemplados en esta sección² y un proyecto puede combinar dos o más componentes de estas tres grandes categorías.

Infraestructura de medición avanzada

La AMI permite a los usuarios realizar la lectura y operación remota del consumo de energía, lo cual se traduce en ahorros en los costos de operación al disminuir los desplazamientos del personal operativo. Además, suministra a los operadores

los datos necesarios para determinar las condiciones de consumo de las redes e información sobre los flujos de energía. Esta tecnología también posibilita el establecimiento de tarifas horarias y consultas en tiempo real sobre los

² Pueden existir otros tipos de aplicaciones, por ejemplo, la implementación de redes e infraestructuras de tecnologías de la información (TI) para la gestión y el control de las comunicaciones y el flujo de datos generados por los elementos de control automatizados de la red y los medidores inteligentes; y la aplicación de algoritmos de IA para la predicción y optimización del consumo de energía eléctrica.

precios y el consumo de energía por parte de los usuarios, lo que contribuye tanto al aplanamiento de la curva de demanda de energía como a la reducción de los consumos pico. Adicionalmente, facilita a los operadores de las redes eléctricas la gestión activa de las cargas mediante la conexión o desconexión de circuitos.

Automatización avanzada de la red de distribución

A través de la tecnología de ADA, se recopilan datos sobre el estado operativo del sistema. Estos datos sirven tanto para detectar y localizar fallas como para generar alarmas, además de realizar operaciones de telemando o telecontrol sobre las redes eléctricas.

Adicionalmente, la incorporación de técnicas avanzadas de procesamiento y análisis de datos, tales como el *big data*,

Recursos distribuidos de energía

La principal funcionalidad de los DER consiste en incorporar a las redes de baja tensión los excedentes de energía eléctrica producida por los sistemas de generación instalados en forma descentralizada, tales como los de fuentes fotovoltaicas o eólicas. Los vehículos eléctricos pueden proporcionar esta misma funcionalidad. Además de ser consumidores naturales de energía, los vehículos pueden utilizarse como fuentes de suministro de electricidad dado que permiten la generación de potencia eléctrica a partir de la energía almacenada en sus baterías.

El desarrollo de los DER y de los VE trae efectos positivos en el medio ambiente puesto que reduce las emisiones de gas carbónico (CO₂), haciendo un uso más extensivo de fuentes de energía renovable. Además, modifica los hábitos de consumo de los usuarios, aplanando las curvas de demanda de energía,

Aplicaciones de la Cuarta Revolución Industrial

La implementación de estas opciones tecnológicas (AMI, ADA, DER y VE) requiere no solo de técnicas avanzadas de análisis de *big data*, analítica de datos e inteligencia artificial, sino también mejoras en la capacidad de procesamiento de los datos recopilados por los sistemas de medición y gestión desplegados en las redes inteligentes. Sólo con esas herramientas se pueden implementar funcionalidades que permitan, por ejemplo, entender los hábitos de consumo de los usuarios del servicio, aplicar funcionalidades de

La implementación y el despliegue de los AMI precisa la revisión del marco regulatorio con el fin de estandarizar las funcionalidades y requerimientos técnicos de los medidores, establecer responsabilidades con respecto a su instalación y definir la gobernanza sobre el uso y manejo de los datos recopilados.

la analítica de datos y la inteligencia artificial, facilitan la incorporación de funcionalidades de reconfiguración automática de la red de acuerdo con los flujos de energía y el estado de la topología. También permiten la autorrecuperación automática de fallas (*self-healing*), lo que ayuda a extender la vida útil de los activos, reducir los costos de inversión (CAPEX) de la red y mejorar tanto la resiliencia de la infraestructura como la confiabilidad de la prestación del servicio de energía.

y disminuye la huella de carbono generada por los vehículos que funcionan con combustibles fósiles.

El desarrollo de las redes inteligentes permite la creación de nuevos modelos de negocio, los cuales conllevan la aparición de nuevos actores que se benefician de las oportunidades ofrecidas por la implementación de estas tecnologías. Específicamente, la generación de energía a través de fuentes renovables o de VE promueve la aparición de agregadores, los cuales se encargan de reunir varios sistemas de generación para comercializar la energía producida a través de estas dos fuentes y sacar provecho de las economías de escala. Así, por ejemplo, intervienen en la comercialización de baterías para los VE en los modelos de negocio entre los vehículos y la red y, a la inversa, de la red a los vehículos (V2G y G2V, por sus respectivas siglas en inglés).

autorrecuperación de las fallas que se presenten en las redes y solucionar diferentes problemáticas. Entre ellas están las asociadas con la intermitencia de la generación de las fuentes de energía renovables como consecuencia de su dependencia con la variabilidad meteorológica, la entrada y salida de los flujos de energía desde el lado de los usuarios y la dificultad de detección de fallas en las microrredes (Zhang et al., 2018).

Es importante subrayar que la incorporación de estas técnicas de análisis está condicionada a la implementación de las tecnologías AMI, ADA, DER o VE dentro de las redes eléctricas. De estas últimas depende la generación de los datos que

deberán ser analizados para mejorar la eficiencia del sector eléctrico y la prestación de servicios personalizados a los usuarios mediante la adopción del IdC.

Aplicaciones prácticas de la digitalización del sector de la energía eléctrica

En algunos países se han adelantado procesos relacionados con la digitalización del sector de la energía. Dichos procesos estaban encaminados a solucionar diferentes problemáticas relacionadas con el uso eficiente de los recursos energéticos, la optimización de la prestación de los servicios de electricidad

y la reducción de la huella de carbono. A continuación, se presentan, a manera de ejemplo, algunas experiencias relevantes sobre la incorporación de elementos de digitalización en la infraestructura de este sector.

Implementación de recursos de energía distribuidos en California (Estados Unidos)

En el estado de California, se ha desarrollado un ambicioso proyecto para desplegar recursos de energía distribuidos con el fin hacer frente a la crisis energética que se presentó en el año 2000. Esa crisis se produjo en parte por manipulaciones en el mercado, en donde las empresas generadoras disminuyeron la oferta de capacidad energética, lo que ocasionó grandes apagones y aumentos en los precios del gas y de la energía de hasta el 800 % (DOE, 2016a).

Para hacer frente a esta situación, dentro de las medidas adoptadas, se implementaron en 2014 políticas orientadas a promover el uso de energías ambientalmente responsables y la generación distribuida de energía (DOE, 2016a), bajo un esquema en el que los usuarios son a la vez consumidores y proveedores de energía (Paulos, 2018).

La incorporación de estas fuentes de generación o DER también impulsó la de otros componentes de digitalización, entre ellos:

- Medidores inteligentes, que cuantifican cada hora el consumo de energía del usuario y lo transmite en tiempo real a las compañías eléctricas y al cliente. Los medidores inteligentes evitan las visitas periódicas para realizar la lectura del consumo y permiten la facturación por tiempo de uso (*time of use* o ToU) (Paulos, 2018).
- Inversores inteligentes, que, además de convertir la corriente directa en corriente alterna, pueden conectarse a la red bajo diferentes niveles de voltaje y frecuencia y ayudar a mantener la calidad y confiabilidad de la potencia,

contrarrestando las desviaciones de voltaje en la red. Adicionalmente, posibilitan tomar datos para monitorear y ajustar la operación de los inversores.

- Sistemas de comunicación y control de recursos de energía distribuidos (*distributed energy resource management systems* o DERMS), que permiten conectar, monitorear y controlar los dispositivos DER de la red, lo cual facilita su agregación para ofrecer capacidad y energía al mercado y competir con las plantas tradicionales.

Como resultado de este proyecto, más de 800.000 usuarios instalaron paneles solares y se logró una alta penetración de los medidores inteligentes (el 82 % de los dispositivos residenciales), permitiendo la incorporación de fuentes de generación de energía eléctrica renovable que disminuyeron los niveles de gas carbónico (CO₂). En mayo de 2020, la capacidad generada por los paneles solares ascendía a 8.500 MW (DOE, 2016a; California Distributed Generation Statistics, 2020b). A través de este proyecto, los usuarios han tenido ahorros recurrentes sobre los consumos de energía, que se han trasladado a la recuperación de los costos de instalación de las fuentes de generación de energía limpias (Paulos, 2018). Adicionalmente, la digitalización de otros activos de la infraestructura, como los medidores e inversores, han permitido reforzar el monitoreo y control de la prestación del servicio, facilitando una gestión más eficiente de la red, aumentando los niveles de calidad y la confiabilidad percibidos por los usuarios.

Establecimiento de la infraestructura de datos y comunicaciones en el Programa de Implementación de Medidores Inteligentes del Reino Unido

Con el fin de modernizar las redes eléctricas, en Reino Unido se desarrolló una iniciativa encaminada a desplegar medidores inteligentes. Los objetivos eran:

- Proporcionar a los usuarios información en tiempo real para que tomaran decisiones orientadas a reducir el consumo de energía y entender el costo asociado con este parámetro.
- Brindar información precisa y actualizada a los comercializadores de energía para realizar la facturación del servicio y mejorar la atención al usuario.
- Suministrar a los operadores información que optimizara la gestión de la red.
- Facilitar el uso de los datos de consumo de energía a otros actores interesados en ofrecer servicios con valor agregado (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2018).

Uso de inteligencia artificial en la gestión de energía de edificios comerciales

Como resultado de la digitalización de las redes eléctricas, en el Reino Unido también se han llevado a cabo iniciativas privadas que desarrollan algoritmos de inteligencia artificial para predecir y optimizar el consumo energético de los edificios. Su finalidad es reducir las emisiones de CO₂ y el consumo de energías fósiles. Estos análisis se realizan combinando los datos generados por los sistemas de gestión de la energía para edificios tradicionales (*building energy managment systems* o BEMS) con datos sobre el clima, el flujo de personas, los obtenidos de medidores inteligentes y el mercado energético, entre otros (AIE, 2019). El tratamiento de dichos datos a través de modelos de aprendizaje automático (*machine learning*) ofrece análisis descriptivos y predicciones

Iniciativas sectoriales de redes inteligentes en Colombia

El proyecto “Colombia Inteligente” constituye un buen ejemplo de cómo enfrentar el reto que supone la transformación del sector de energía por la incorporación de las TIC en los procesos de operación y mantenimiento. Este caso también muestra cómo solucionar otras problemáticas asociadas con la dependencia del parque de generación de ciertos eventos

Para realizar la gobernanza de la información generada, se creó la compañía Data Communications Company (DCC), encargada de administrar la infraestructura informática y de comunicaciones que gestiona y controla los flujos de información proporcionada por estos medidores. Bajo una arquitectura centralizada, la DCC cumple su cometido atendiendo los lineamientos de la Política de Acceso y Privacidad del Programa de Implementación de Medidores Inteligentes (SMIP, por sus siglas en inglés) y del Código de Energía Inteligente (*smart energy code* o SEC) (Secretaría del Estado, 2013). Esta compañía se encarga además de facilitar el cambio de comercializador de energía, promoviendo la competencia.

Como resultado de este proyecto se instalaron aproximadamente 21 millones de medidores inteligentes, se definió un esquema de gobernanza para salvaguardar la información de los usuarios y proteger su privacidad y se establecieron tarifas diferenciadas por franjas horarias.

dinámicas con 24 horas de anticipación, tanto del consumo y costo de la energía como de los niveles de confort de las personas en el edificio.

Gracias a estas iniciativas, se han podido realizar análisis descriptivos y predicciones que han mejorado la planeación de la oferta energética y reducido la huella de carbono en las instalaciones donde se ha implementado esta solución. Se estima que la reducción de costos y la generación de ingresos alcanza hasta un 10 % de los costos anuales de la energía y que la reducción de las emisiones de CO₂ es de hasta el 40 % (AIE, 2019).

climáticos (como el fenómeno de El Niño) y la continuidad de la prestación de los servicios a los usuarios de la energía eléctrica. El proyecto se creó en 2010 por iniciativa de las empresas del sector eléctrico, las entidades que coordinan la operación de las redes eléctricas y centros de investigación. Su objetivo fue coordinar la búsqueda de soluciones

tecnológicas aplicables en toda la cadena de valor para la prestación de los servicios de energía eléctrica (Colombia Inteligente, 2016).

Como resultado de esta iniciativa, “Colombia Inteligente” ha desarrollado una serie de documentos sobre el avance de la incorporación de las TIC en las redes eléctricas, la experiencia de las iniciativas desarrolladas en Colombia y recomendaciones para habilitar y acelerar la integración o adaptación de las tecnologías al sector eléctrico colombiano.

Dentro de los impactos que ha tenido la implementación de las redes inteligentes en Colombia, se identificaron los siguientes (MinMinas et al., 2016):

- Reducción prevista del 25 % de las pérdidas técnicas de energía y del 8 % de las no técnicas.
- Aplanamiento de la curva de demanda. Se espera que la relación entre el consumo en horas valle y pico mejore un 66 % con la implementación de los AMI.

Modernización del sector eléctrico en Chile

En Chile, como parte de la iniciativa para modernizar el sector eléctrico, se elaboró la Agenda Energética y los documentos “Hoja de ruta energética 2018-2022” y la “Hoja de ruta 2050: hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile”.

Como resultado de estas iniciativas, se realizó un amplio despliegue de medidores inteligentes y se adoptó la norma de ciberseguridad de protección de infraestructura crítica (Critical Infrastructure Protection o CIP) de la North American Electric Reliability Corporation (NERC).

Iniciativas sectoriales de redes inteligentes en Uruguay

En Uruguay se está llevando a cabo una iniciativa orientada a aumentar la eficiencia energética del país mediante la implementación de una red inteligente y la expansión del parque de fuentes alternativas de energía, aplicando una estrategia de consumo basado en un sistema de demanda-respuesta.

Como resultado, se han instalado 252.000 medidores inteligentes, que han permitido la implementación de franjas tarifarias horarias para los usuarios residenciales (UTE, 2020c). Adicionalmente, con el fin de lograr un mayor impacto, se han desarrollado programas de capacitación para que los

- Reducción de los costos de comercialización al evitar el desplazamiento del personal a los puntos de medición.
- Mejoras en la continuidad del suministro, pasando de un indicador de duración promedio de interrupción del servicio (*system average interruption duration index* o SAIDI) de 29,47 horas al año a 10 horas al año.
- Disminución de las emisiones de CO₂, manteniéndolas en los niveles actuales.
- Aumento de la independencia energética frente a fenómenos naturales y mejora del 36,7 % en el factor de potencia, al integrar fuentes de generación distribuida.
- Aumento en dos años de la vida útil de los elementos que conforman las redes eléctricas.

La experiencia de Chile también deja una importante lección aprendida y es la necesidad de contar con un marco normativo que articule el despliegue e implementación de los medidores inteligentes. Esto es esencial para que los diferentes actores e interesados que participan en los diferentes eslabones de la cadena de valor del sector eléctrico tengan claridad sobre las condiciones que se deben cumplir, evitando reprocesos que incrementarían los costos, tanto para las empresas como para los usuarios del servicio de energía eléctrica.

usuarios entiendan los beneficios de la digitalización y el funcionamiento de los esquemas tarifarios por franjas horarias.

Por último, es importante notar que se han realizado acuerdos con el operador público que presta los servicios de telecomunicaciones (ANTEL), para que permita la transmisión de los datos generados por los diferentes elementos digitales incorporados a las redes eléctricas, incluidos aquellos procedentes de los medidores inteligentes.

Resumen de los principales hallazgos de las experiencias internacionales

Las experiencias presentadas en el apartado anterior han proporcionado un conjunto de hallazgos, en cuanto a sus impactos y las barreras encontradas, que se presentan sucintamente en el Cuadro A.1 3.

Cuadro A.1 3 — Resumen de los principales hallazgos de las experiencias internacionales analizadas

Experiencia	Problema	Solución	Impacto	Barreras	Eslabón de la cadena de valor
Estados Unidos Implementación de recursos de energía distribuidos (DER) en el estado de California	Crisis energética en el año 2000 por problemas de suministro eléctrico	Liberalización del mercado energético y despliegue de sistemas de recursos de energía distribuidos	<ul style="list-style-type: none"> – Más de 800.000 usuarios con paneles solares – Penetración del 82 % de medidores inteligentes en el sector residencial – Implementación mayor de fuentes de energía renovable, disminuyendo los niveles de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> – Monetización de la energía generada por los DER – Aumento de los riesgos operativos relacionados con la planeación de la capacidad de la red de transmisión y distribución por la incorporación de recursos distribuidos de generación eléctrica en las redes 	<ul style="list-style-type: none"> – Generación – Comercialización de la energía
Reino Unido Establecimiento de infraestructura de datos y comunicaciones en el Programa de Implementación de Medidores Inteligentes	No se contaba con la infraestructura informática y de comunicaciones necesaria para la implementación de la medición inteligente del consumo de energía	Constitución de la Data Communications Company, con una arquitectura centralizada para la gestión de la información del sistema, que es la encargada de controlar el flujo de datos generado por los medidores inteligentes hacia los diferentes actores del sistema	<ul style="list-style-type: none"> – Definición del esquema de gobernanza de datos con el fin de salvaguardar la información de los usuarios y proteger su privacidad – Instalación de aproximadamente 21 millones de medidores inteligentes – En junio de 2020, se cursaron más de 161 millones de mensajes en la red – Definición de franjas horarias tarifarias 	<ul style="list-style-type: none"> – Posibles sobrecostos en la instalación de medidores inteligentes – Dificultades técnicas de comunicación entre los medidores y los monitores instalados en las dependencias de los usuarios por posibles interferencias radioeléctricas – Definición del esquema a través del cual se recuperarán los costos asociados con la implementación de los medidores inteligentes 	<ul style="list-style-type: none"> – Distribución – Comercialización de la energía
Reino Unido Uso de inteligencia artificial en la gestión de la energía en edificios comerciales	Disminuir las emisiones de CO ₂ y el consumo de energía creando condiciones ambientales que mejoren el bienestar y confort de los ciudadanos	Desarrollo de algoritmos de IA para predecir y optimizar el consumo energético de un edificio	<ul style="list-style-type: none"> – Implementación de IA como herramienta para mejorar la predicción y optimización del consumo energético – Aprovechamiento y optimización del uso de paneles solares en edificios comerciales – Análisis descriptivos y predicciones dinámicas del consumo y costo de la energía – Posibilidad de generar ingresos por la venta de excedentes de energía producida por los DER – Reducción de la huella de carbono 	<ul style="list-style-type: none"> – Dificultad para despertar el interés en adoptar este tipo de soluciones – Revisión de la regulación para permitir la venta de energía a baja escala y revisión de las tarifas de acceso para participar como proveedor en el mercado – Susceptibilidad a ciberataques, requiriendo mejorar la seguridad informática 	<ul style="list-style-type: none"> – Distribución – Comercialización de la energía

(continúa)

Experiencia	Problema	Solución	Impacto	Barreras	Eslabón de la cadena de valor
Colombia Iniciativas sectoriales de redes inteligentes	Afrontar la transformación del sector eléctrico como consecuencia de la incorporación de las TIC en la cadena de valor del sector	Desarrollo del proyecto “Colombia Inteligente” para coordinar la búsqueda de soluciones tecnológicas en la cadena de valor del sector	<ul style="list-style-type: none"> – Reducción estimada del 25 % de las pérdidas técnicas y del 8 % de las no técnicas – Mejoras en la continuidad del suministro – Se prevé una disminución de las emisiones de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> – Definición de aspectos regulatorios, en particular sobre la operación y gobernanza de los datos generados por los AMI – Definición del esquema a través del cual se recuperarán los costos asociados con la implementación de los medidores inteligentes – Interoperabilidad de los sistemas y requisitos de ciberseguridad que deben reforzarse 	<ul style="list-style-type: none"> – Generación – Transmisión – Distribución – Comercialización de la energía
Chile Modernización del sector eléctrico	Diseño e implementación de la estrategia para modernizar el sector eléctrico en Chile	<ul style="list-style-type: none"> – Elaboración de la Agenda Energética y los documentos “Ruta energética 2018-2022” y “Hoja de ruta 2050: hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile” – Definición del marco normativo 	<ul style="list-style-type: none"> – Se realizó un amplio despliegue de medidores inteligentes – Adopción de la norma para la protección de infraestructura crítica de la North American Electric Reliability Corporation para garantizar la seguridad informática 	<ul style="list-style-type: none"> – Definición de aspectos regulatorios, en particular sobre la operación y gobernanza de los datos generados por los AMI – Definición del esquema a través del cual se recuperarán los costos asociados con la implementación de los medidores inteligentes – Definición de los estándares técnicos que deben cumplir los medidores inteligentes 	<ul style="list-style-type: none"> – Distribución – Comercialización de la energía
Uruguay Iniciativas sectoriales de redes inteligentes	Aumentar la eficiencia energética del país	Implementar una red inteligente y aumentar el parque de fuentes alternativas de energía mediante una estrategia de consumo basado en un sistema de demanda-respuesta	<ul style="list-style-type: none"> – Instalación de 252.000 medidores inteligentes – Utilización de las redes de comunicación del operador público ANTEL – Definición de planes para impulsar la generación de energía mediante fuentes eólicas – Programas de capacitación para niños y familias utilizados en el programa nacional “Una computadora por cada niño” – Mejoras en la facturación y definición de franjas tarifarias para usuarios residenciales 	<ul style="list-style-type: none"> – Para lograr los beneficios esperados, los usuarios deben comprender los patrones de consumo eléctrico y el sistema de respuesta a la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> – Generación – Distribución – Comercialización de la energía

Beneficios incrementales del componente de digitalización

Los principales beneficios generados por la digitalización de las redes eléctricas, así como su método de evaluación se describen a continuación.

Reducción en los cortes de suministro

Las redes inteligentes cuentan con equipos que permiten monitorear y regular los parámetros de la corriente y la condición de los equipos (IRENA, 2015)³. De esta forma, las redes pueden suavizar picos de voltaje que afectan la vida útil de los elementos de red y, en casos extremos, derivar en cortes del suministro. Por otra parte, con el monitoreo remoto de las condiciones de operación de los elementos de red, es posible anticipar fallas y optimizar las rutinas de mantenimiento preventivo. De esta forma, la red opera bajo condiciones más estables y es menos probable que los equipos presenten daños que se traduzcan en interrupciones del servicio.

Un corte de energía eléctrica genera perjuicios diferentes para cada agente involucrado. Para el operador de la red, el corte del servicio representa menores ingresos por la reducción de ventas en el intervalo de tiempo en que se suspende el servicio. Desde la perspectiva del operador, el beneficio se puede estimar simplemente como la energía que se deja de facturar, valorada al precio promedio del kWh.

Esta aproximación subestima, sin embargo, el valor económico de los cortes de suministro de electricidad. Para usuarios industriales, por ejemplo, el costo de un corte de energía se valora como el sacrificio en utilidad asociado con los bienes que dejaron de producir durante la interrupción del servicio, el deterioro de productos que requieren energía para su conservación y eventuales costos asociados con el incumplimiento de contratos. Si el industrial tiene un generador de respaldo, el valor económico de la interrupción se mide como el diferencial entre la tarifa que ofrece el operador de la red y el costo marginal de la generación con la planta de respaldo.

La interrupción del servicio en establecimientos comerciales o de servicios genera costos económicos similares. Las pérdidas

económicas por una caída del sistema eléctrico se asocian con la reducción en la atención de clientes y el deterioro de la mercancía que requiere refrigeración. Estos costos pueden alcanzar valores extremos en algunos segmentos, como, por ejemplo, el sector hospitalario.

En el caso de los usuarios residenciales, el costo está relacionado con la desutilidad que estos experimentan por no poder llevar a cabo las actividades que requieren electricidad: cocinar, ver la televisión, leer, lavar la ropa, etc. La desutilidad depende de la duración del corte de suministro. Cuando la interrupción dura pocos minutos, estas actividades se posponen sin causar mayores problemas. Fallas prolongadas pueden imponer sacrificios importantes en la utilidad de los usuarios.

En algunos países las autoridades regulatorias o de planeación del sector han contratado estudios para medir el costo económico de una falla en el suministro eléctrico (precio sombra del racionamiento eléctrico)⁴. En general, estos estudios aplican métodos de valoración contingente que buscan, a partir de encuestas, determinar cuánto estaría dispuesto a pagar cada tipo de usuario por evitar que le corten la electricidad. Alternativamente, la pregunta se puede plantear en términos de cuál es la compensación que exigirían por ser expuesto a un corte del servicio. Estas encuestas normalmente incluyen variables de control. En el caso de usuarios industriales o comerciales, se pregunta si cuentan con generadores de respaldo y, en caso afirmativo, auscultan por el costo de generación con su propia planta. En el caso de usuarios residenciales, se plantean preguntas de disponibilidad a pagar o de ser compensado, en las que el entrevistado responde sí o no a un precio citado ante eventuales cortes de diferente duración. Con los resultados se estiman funciones probabilísticas de aceptación.

³ En el estudio de IRENA, por ejemplo, se asume que los inversores basados en voltaje y potencia reactiva (volt-VAR) reducen en un 10 % las fallas de los equipos.

⁴ Este parámetro es esencial para estructurar la evaluación de alternativas en los proyectos de inversión para la expansión y el refuerzo de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Para la evaluación de los beneficios por costos evitados de racionamiento, se debe contar, además, con una estimación del número y la duración de las fallas en la situación actual y en la situación con proyecto⁵. El diferencial en la energía

entregada, valorado al precio sombra del racionamiento de energía, equivale al beneficio económico de la red inteligente en esta dimensión de análisis.

Reducción de las pérdidas técnicas

Las redes inteligentes tienen la capacidad de monitorear en tiempo real las condiciones del flujo de energía y el comportamiento de los equipos, lo que permite localizar los sectores o elementos de la red con debilidades, donde se generan las pérdidas de energía. Así, las redes inteligentes son más resilientes que las tradicionales porque permiten anticipar los problemas y reaccionar ante eventos como las subidas de voltaje.

Las pérdidas técnicas de energía constituyen un derroche de recursos económicos. Para cuantificar el beneficio económico, se requiere estimar cuál es el nivel de pérdidas técnicas en las situaciones con y sin proyecto. El flujo de energía ahorrado por el proyecto se valora al precio del kWh a nivel mayorista. De esta forma, se está valorando el costo evitado al costo marginal de los recursos involucrados en la generación: diésel, gas natural o agua almacenada⁷.

Cuando, además de la digitalización de la red, el proyecto contempla la instalación de fuentes de generación descentralizada, las pérdidas técnicas se reducen porque una proporción de la generación se acerca a los puntos de consumo. Las pérdidas técnicas son función directa de la distancia recorrida por la electricidad. A menor recorrido, menores pérdidas técnicas⁶.

Alternativamente, se podría valorar la reducción de pérdidas utilizando el precio al usuario final como estimación del costo de oportunidad de los recursos. Con esta aproximación metodológica, no obstante, se corre el riesgo de sobreestimar los beneficios del proyecto en la medida en que los costos fijos asociados con las redes de transporte y distribución, que están incluidos en la tarifa al usuario final, no se evitan con la reducción de las pérdidas de energía.

Reducción de pérdidas negras

La digitalización facilita el control del recaudo y reduce las llamadas pérdidas negras. La instalación de los AMI facilita la adopción de mecanismos digitales de prepago del servicio. El usuario puede, vía celular o internet, pagar anticipadamente el consumo. La información del saldo de cada usuario se almacena en una base de datos que interactúa con el medidor. Si el usuario cuenta con un saldo positivo, el medidor permite que fluya la energía; en caso contrario, interrumpe el servicio. Con un medidor tradicional, el corte y reconexión del servicio exige la visita en campo de un operario de la empresa de distribución⁸. Con el AMI, el corte y reconexión se realizan de forma automática y remota,

lo que reduce sustancialmente los costos del servicio y da mayor viabilidad al esquema de prepago.

Los problemas de cartera asociados con la falta de pago en ciertos sectores del mercado pueden llegar a comprometer la sostenibilidad financiera de las empresas de distribución. La iliquidez e insolvencia de los operadores de la red se pueden transmitir aguas arriba, a la etapa de generación, cuando los distribuidores son incapaces de honrar sus contratos de compra de energía en el mercado mayorista. El desarrollo de un sistema eléctrico financieramente sostenible requiere que la cartera sea sana en todos los segmentos del mercado.

5 En el estudio realizado por IRENA (2015) se presenta una estimación del cálculo de beneficios por reducción de fallas atribuible a la puesta en operación de una red inteligente, con los siguientes parámetros: reducción en fallas sostenidas (*outages*): 1%; promedio de VOLL (disponibilidad a ser compensado ante cortes): USD 3/kWh; carga media por usuario: 1 kw; número total de cortes (*system average interruption frequency index* o SAIFI): 10 al año; duración de los cortes (SAIDI): 2 horas por corte.

6 En el estudio de IRENA (2015) se considera que, si se instalan fuentes distribuidas de energía reactiva, los inversores fotovoltaicos podrían reducir las pérdidas un 5%.

7 Por otra parte, la reducción de pérdidas técnicas desplaza a la izquierda la curva agregada de demanda de energía a nivel mayorista y, por lo tanto, permite replantear el plan de expansión en generación. Un efecto de este tipo se trata más adelante cuando se hace referencia a la generación embebida. Para considerar este efecto, se debe utilizar el costo incremental de largo plazo y no el costo marginal de corto plazo.

8 Los esquemas de prepago de los servicios públicos se utilizan desde hace más de 100 años. En el Reino Unido, para ciertos segmentos, el gas natural se suministraba a través de un medidor que solo permitía la circulación del gas si se introducía una moneda. Estos esquemas han mostrado su eficacia para mantener bajos los índices de morosidad, pero son ineficientes porque exigen altos costos de operación.

La digitalización de la red puede contribuir de manera determinante a lograr este objetivo.

Desde el punto de vista económico, se podría considerar que el no pago por el suministro de energía simplemente constituye un subsidio de las empresas a los usuarios y, por lo tanto, una transferencia entre agentes, que no se traduce en el uso de recursos económicos. Esta interpretación desconoce que la captura de recursos públicos para cubrir un mayor volumen de subsidios tiene un costo económico. En efecto, el sistema tributario impone distorsiones en los precios de los bienes y los factores que alejan el equilibrio de la actividad económica de su máximo potencial. Los economistas han logrado capturar este efecto a través de un parámetro que mide el costo marginal de los fondos públicos (CMFP)^{9,10}.

Reducción de los costos de operación

La digitalización reduce los costos de operación (OPEX) en las etapas de facturación y recaudo. Los AMI permiten leer los consumos de manera remota y automática, así como desconectar y reconectar el servicio a distancia. Con el despliegue de esta tecnología, las empresas de distribución de energía evitan una fracción importante de los costos del área comercial, porque pueden reducir la planta de personal o la contratación con terceros para las actividades de lectura, corte y reconexión. Los costos de lectura de medidores son elevados, especialmente en áreas urbanas poco densas o rurales, debido al tiempo requerido y los gastos de desplazamiento del personal a cargo de esta actividad. La digitalización de las lecturas, a su vez, facilita los procesos de facturación y reduce los errores asociados con este proceso.

Los beneficios económicos se miden como la reducción en los costos del área comercial de las empresas inducidos por el proyecto de digitalización de la red. El ahorro se puede

Siguiendo esta aproximación metodológica, los beneficios asociados con la disminución de cartera morosa en las empresas distribuidoras asociado con la digitalización y la facilitación de esquemas de prepago se estimaría como el diferencial en el recaudo entre las situaciones con y sin proyecto, valorada al costo marginal de los fondos públicos.

Bajo el enfoque de la empresa, el beneficio es mayor y se estima como la totalidad de la reducción de cartera en mora atribuible al proyecto, valorada al precio por kWh promedio para los usuarios finales en el segmento de mercado donde se aplicó la medida.

afectar por el precio sombra o precio de eficiencia de la mano de obra para considerar que el costo de oportunidad del trabajo puede ser inferior al salario, particularmente en economías caracterizadas por niveles elevados de desempleo persistente.

A los beneficios estimados se debe restar el costo por el pago del espectro o de otro medio que permita la conectividad de la red de medidores. En general este costo es muy bajo con relación al beneficio en áreas densas y se eleva considerablemente en áreas rurales o zonas urbanas de baja densidad. En la etapa de estructuración de los proyectos que involucren el despliegue de medición inteligente, se debe definir el alcance geográfico del proyecto, de forma que la relación entre el beneficio y el costo marginal sea positiva para todos los usuarios.

9 El costo marginal de los fondos públicos (CMFP) se estima en el contexto de un modelo de equilibrio general. En particular se modela cuál es el producto interno bruto (PIB) alcanzado por la economía bajo diferentes configuraciones de tasas impositivas. De esta forma, se puede estimar el sacrificio en términos del valor agregado que genera una unidad monetaria adicional de recaudo cuando se simula un aumento en la tarifa de determinado impuesto.

10 En el documento principal, titulado "Hacia el desarrollo de infraestructura eficientes y sostenibles en América Latina: oportunidades y beneficios de la digitalización para los sectores de la energía eléctrica, la movilidad y la logística" se reportan algunas mediciones del CMFP en distintos países y para distintos tipos de impuestos (Cuadro 3.9).

Reducción en la necesidad de compra de energía reactiva para el control automático de la generación (CAG)

Según la definición de XM (2017), el operador del mercado eléctrico de Colombia, el control automático de la generación (CAG) hace referencia al:

“sistema de control que permite ajustar de forma automática la potencia de salida de múltiples recursos de generación para llevar la frecuencia y los intercambios a su valor de referencia y las plantas de generación a su valor económico programado, garantizando el balance continuo entre la carga y la generación”.

Algunos equipos de las redes inteligentes, como los convertidores en fuentes no convencionales, tienen capacidad de aportar energía reactiva al sistema, con lo cual se reducen las compras del distribuidor de este tipo de energía para responder a las necesidades para el CAG. Este objetivo también se cumple con nueva capacidad de almacenamiento en la red, que puede provenir de baterías instaladas por los usuarios, para mejorar el balance entre la autogeneración y el consumo, o de los vehículos conectados a la red en fase de carga¹¹.

Para asegurar que el sistema cuente con la capacidad de ajustar la oferta de energía a la demanda en cualquier momento es necesario designar algunos recursos de generación para que permanezcan en reserva. Cuando se

presenta un aumento súbito en la demanda o la salida de alguna de las plantas que está generando, automáticamente se acude a los recursos de reserva para balancear oferta y demanda. De esta forma, el valor económico del CAG iguala el costo de oportunidad de mantener en reserva recursos que podrían estar generando energía en forma permanente. Cuando el precio de la energía se establece libremente en el mercado, el precio del CAG se desprende de un proceso de subasta en el que las plantas con la flexibilidad necesaria para ofrecer este respaldo ofertan un precio por marginarse del despacho ordinario. El CAG se asigna por mérito hasta suplir las necesidades técnicas establecidas por el operador del sistema. En sistemas donde el precio viene determinado por los costos, este parámetro también se forma administrativamente en función del costo de las plantas de reserva.

Para estimar el beneficio, es necesario contar con una estimación de la reducción en las compras de CAG inducidas por el despliegue de la red inteligente. Es importante considerar que la intermitencia en la generación de fuentes no convencionales eleva los requerimientos de CAG. El ahorro en compras de energía reactiva se valora al precio del CAG establecido por el sistema.

Reducción del precio mayorista de la energía

La digitalización de las redes eléctricas y la promoción de la generación descentralizada pueden presionar a la baja el precio de la energía eléctrica. En mercados donde el precio mayorista de la energía se determina administrativamente en función de los costos de generación, la entrada de fuentes renovables embebidas en la red puede desplazar recursos de despacho centralizado de costos elevados. La nueva composición de la matriz de generación se traduce en una reducción del costo promedio y, en consecuencia, del precio de la energía eléctrica. En sistemas donde el precio se determina libremente por las fuerzas del mercado, la entrada de recursos descentralizados se puede modelar como un desplazamiento a la derecha de la función de la oferta, lo que se traduce en un precio de equilibrio menor.

En la evaluación de los proyectos de digitalización, es importante determinar si la entrada de generación con fuentes no convencionales se atribuye al proyecto o, alternativamente, se trata de un proceso que se habría dado en el sistema independientemente de la digitalización. En el primer caso es correcto incluir en la evaluación económica el beneficio asociado con el efecto de las fuentes renovables sobre el precio mayorista de la energía. También se debe considerar el costo de estas fuentes. Es importante mencionar que la intermitencia e irregularidad en los aportes de energía de estas fuentes imponen un reto al operador, que, entre otras cosas, y como se mencionó, requiere una mayor capacidad de reserva para regular el sistema. En este sentido las redes inteligentes facilitan la transición hacia fuentes amigables con el ambiente.

¹¹ Ver IRENA (2015). La capacidad de superar eventos de frecuencia y voltaje puede reducir las necesidades de CAG hasta en un 5 %. Los cortes de potencia de alta frecuencia en eólica y fotovoltaica y la inercia de las turbinas pueden reducir el costo de CAG otro 5 %. Este beneficio se inicia en 0 y se escala hasta un 10 % en la vida del proyecto.

El efecto de la digitalización sobre los precios de la energía también puede provenir del cambio en el perfil horario del consumo agregado de energía eléctrica. En efecto, los medidores inteligentes pueden determinar los consumos en intervalos de tiempo reducidos, como, por ejemplo, cada hora. Si se adecúa la plataforma transaccional del mercado para establecer los equilibrios de precios en intervalos menores de tiempo y se permite que esta señal se trasmite a los usuarios, los medidores inteligentes pueden tener un efecto muy positivo sobre el perfil de la demanda y, en consecuencia, sobre los precios mayoristas. Estos equipos están concebidos para consultar permanentemente el precio de la energía en el mercado mayorista y tomar decisiones para aplazar el consumo de energía de electrodomésticos cuando los precios son elevados e iniciar las rutinas en horas de baja demanda cuando el precio en el mercado es menor. Esta función, asociada con el internet de las cosas, se utiliza para actividades como lavar la ropa o la vajilla, manejar la calefacción o el aire acondicionado y programar la carga de los vehículos eléctricos. La función es útil para usuarios residenciales y en inmuebles comerciales o de oficinas con afluencia de público.

La digitalización de las redes de energía, desde esta perspectiva, introduce eficiencia en el mercado. Actualmente, los operadores del mercado estiman los precios mayoristas considerando una función de demanda perfectamente inelástica, que no reacciona ante los cambios de precio. Las redes inteligentes permiten que la demanda sea reactiva a la señal de los precios, lo que redundaría en la eficiencia y equilibrios del mercado con precios menores. Cuando se aplanan el perfil de consumo, se reduce la demanda en las horas de demanda pico, en las cuales el sistema debe recurrir a plantas de generación caracterizadas por altos costos marginales. Las redes inteligentes, el internet de las cosas y

Reducción de los costos de congestión y las restricciones de transporte

Al incorporar a la red de distribución la energía generada con fuentes eólica y solar, se reduce la distancia entre los puntos de producción y de consumo. En consecuencia, se reduce la cantidad de kWh/km transportados en la red y, con ello, el factor uso/capacidad del sistema de transmisión. Este efecto puede ser despreciable en términos económicos para redes que cuentan con holgura en su dimensionamiento, pero puede adquirir magnitudes importantes si la generación descentralizada se localiza en sectores del sistema que operan en condiciones de congestión.

En sistemas nodales, el precio de la energía difiere en cada localidad en función de las restricciones particulares de la red de transporte. El diferencial de precios entre una localidad y otra

una resolución de precios en intervalos más cortos de tiempo presionan a la baja el precio de la energía a nivel mayorista, lo que redundaría en precios más bajos para el usuario final.

La valoración de los beneficios de la digitalización de las redes por menores precios mayoristas asociados con la suavización en los patrones horarios de consumo y la incorporación de generación descentralizada es compleja. Esto se debe al gran número de factores que determinan el precio de la energía en un mercado eléctrico. Idealmente, se deben simular, en los modelos con que cuente el operador, los equilibrios de precios en la situación con y sin proyecto. La línea de base se establece con los recursos de generación y el perfil de demanda observado. En la situación con proyecto se incluyen en el modelo las nuevas fuentes renovables, con las estimaciones de generación para un período determinado (año) en función de los modelos estadísticos de radiación solar y viento y una curva más plana de consumo horario, de acuerdo con las previsiones de penetración de la medición inteligente y su conexión con el internet de las cosas. La diferencia en los precios de equilibrio que arrojan las simulaciones con y sin proyecto, multiplicada por la energía entregada por el sistema, $(P_0 - P_1) \cdot Q$, equivale al beneficio del proyecto.

En ausencia de modelo, se puede analizar el impacto de la oferta en los equilibrios históricos. Se trata de determinar qué recursos, con qué costos y con qué intensidad de uso se desplazan por la entrada de las fuentes no convencionales y por el aplanamiento del perfil horario de consumo. Para ello, se debe construir la función de costo marginal y reemplazar las plantas menos eficientes con los recursos cuya entrada es estimulada por el proyecto. En estos ejercicios se deben considerar eventuales costos incrementales por mayores exigencias en energía de respaldo.

refleja, precisamente, el valor económico de la congestión en la red. En este tipo de sistemas, para estimar el beneficio, se deben simular los equilibrios con y sin proyecto en cada nodo, considerando las nuevas fuentes de generación. La reducción en el precio de cada nodo, agregado por la energía en el mismo, constituye una estimación del beneficio obtenido por esta causa.

En mercados uninodales, donde el precio mayorista es el mismo para todo el sistema, se calculan los costos de las restricciones de la red de transmisión como la diferencia entre los costos óptimos del despacho (con los recursos de costo mínimo) y el costo del despacho real, que considera las restricciones de la red para distribuir geográficamente toda la energía del despacho óptimo. En efecto, para atender

las restricciones de transporte es necesario apagar plantas de menor costo marginal y despachar plantas que, aunque tienen mayores costos de generación, están localizadas en el área congestionada. Una simulación de los costos de las restricciones en la situación con y sin proyecto representa una buena estimación de los beneficios del proyecto de

Ahorros percibidos por los usuarios en sus facturas

Como se explicó, la posibilidad de desplazar el consumo a horas de bajo precio reduce el precio de la energía en el mercado mayorista porque disminuye la exigencia de acudir a recursos costosos en las horas de mayor demanda. La caída en el precio, por su parte, permite capturar el efecto de la digitalización en el mercado en su conjunto.

Es conveniente, además, analizar el impacto desde una perspectiva microeconómica para evaluar el efecto sobre los presupuestos de los usuarios. En efecto, si el esquema comercial permite liquidar los consumos con una periodicidad horaria y los usuarios cuentan con un medidor inteligente e internet de las cosas, es posible simular la reducción en las facturas por el desplazamiento de consumos a los horarios de precios bajos. La estimación del ahorro para el usuario permite entender la fuerza del incentivo para que este cambie de hábitos y valorar la relación micro entre el costo de los equipos y el ahorro en la factura a fin de determinar el período de retorno de la inversión (*pay back*) en cada domicilio. El ahorro va a ser proporcional a la participación de los equipos cuyo consumo sea postergable dentro del consumo total del hogar. El ahorro se incrementa considerablemente si el usuario destina parte de la energía para cargar su vehículo eléctrico. Desde esta perspectiva, la digitalización estimula la demanda por movilidad eléctrica (precios menores en horarios de bajo consumo) y a la inversa, la movilidad eléctrica incentiva la digitalización (más rápida amortización del costo de los equipos digitales). Esta estimación, sin embargo, no se debe sumar al efecto a nivel de mercado porque se estaría incurriendo en una doble contabilización del mismo beneficio económico.

A nivel micro también se puede estimar la reducción esperada en la factura de electricidad que disfrutaría un usuario que instale un equipo de generación descentralizada (por ejemplo, un panel solar). La generación propia permite reducir la demanda de la red, con lo cual también disminuirá el monto promedio de la factura mensual del usuario. La relación entre el valor presente de este ahorro y el costo de los equipos

digitalización por reducciones en los costos de transmisión. En la práctica, este esfuerzo solo amerita si la localización de la generación promovida por el proyecto de digitalización se encuentra en un sector congestionado de la red de transporte, donde el uso es cercano a su capacidad.

entrega, nuevamente, un indicador de la viabilidad de considerar la autogeneración a un nivel microeconómico.

Un análisis para determinar el potencial desplazamiento del consumo se debe basar en encuestas de hogares dirigidas específicamente a descomponer el consumo de energía eléctrica observado entre los diferentes usos dentro del hogar o del negocio. Con las frecuencias y duración del uso de los equipos y su capacidad (kW) es posible estimar la energía potencialmente desplazada. Por otra parte, un análisis del precio de cierre en bolsa cada hora o los costos medios de generación horaria en los mercados administrados arroja una estimación entre el precio promedio, que es la señal que actualmente recibe el usuario, y el precio en horas de baja demanda, que es el que aplicaría para los consumos desplazados. De esta forma es posible construir un indicador del incentivo económico por migrar hacia la medición inteligente y el internet de las cosas.

En principio, el impacto de la generación propia sobre la factura es de fácil estimación y basta con descontar de la factura actual el consumo alimentado con su propia generación. En la práctica el ejercicio es más complejo. En primer lugar, se requiere una estimación de la generación en función de los índices de radiación por m² en el área y la eficiencia del panel. Es necesario, además, analizar el patrón horario de consumo para determinar qué porcentaje de la demanda puede ser abastecida con autogeneración para aquellas instalaciones que no cuentan con capacidad de almacenamiento. Finalmente, es preciso conocer el mecanismo regulatorio que rige sobre el precio de venta de los excedentes del usuario cuando su generación excede el consumo. Como se discute más adelante, existen varias alternativas regulatorias para fijar este precio. Se insiste en que este cálculo es útil, incluso necesario, para evaluar la rentabilidad y el período de retorno de la generación limpia desde la perspectiva del usuario, pero no se debe sumar a los beneficios agregados porque se trataría de una doble contabilización del mismo beneficio¹².

12 Ver Sierra Delgado et al. (2020).

Desplazamiento de las inversiones en generación

El plan de expansión de los sistemas eléctricos se estructura con base en un balance entre la capacidad y la demanda pronosticada para el futuro. Como los proyectos de generación tienen un ciclo de maduración, es necesario tomar decisiones de inversión actualmente para asegurar los equilibrios en un horizonte de mediano plazo (el horizonte depende de la tecnología de generación). La entrada de fuentes no convencionales descentralizadas en la red aumenta la capacidad del sistema y con ello desplaza hacia el futuro la necesidad de ingresar recursos adicionales en el parque de generación. Desde esta perspectiva, cada MWh generado por energías limpias, evitaría un MWh con plantas convencionales. Es importante recordar que las fuentes limpias son intermitentes, con lo cual es probable que se requiera, en algún grado, aumentar la capacidad de reserva y de CAG del sistema para asegurar el suministro en eventos de baja generación con las fuentes renovables.

La segunda vía por la cual la digitalización puede desplazar inversiones en generación es el aplanamiento del perfil horario de consumo, que operaría con redes digitales y señales

Desplazamiento de las inversiones en distribución y transporte y reducción en los costos de mantenimiento

La generación embebida, como se ha mencionado, acorta las distancias entre las fuentes de generación y los puntos de consumo y, por lo tanto, reduce los flujos de energía eléctrica en las redes de distribución y transporte. La planeación de las redes, por su parte, busca entregar la capacidad necesaria para que la energía fluya sin restricciones entre los nodos de generación y los de consumo bajo un despacho ideal. Por lo anterior, cuando se digitaliza la red y se introduce generación embebida, es posible que sea necesario revisar los planes de expansión de la red eléctrica, desplazando al futuro inversiones que se consideraban prioritarias bajo la configuración geográfica del parque de generación antes del proyecto¹³.

Por otra parte, las redes inteligentes permiten monitorear remotamente las condiciones de los flujos de energía y el estado de los elementos de la red, lo que se traduce en una red más resiliente. El mayor conocimiento del estado de la red deriva en rutinas de mantenimiento preventivo mejor focalizadas y en ahorros en su mantenimiento futuro (Alaqeel y Suryanarayanan, 2019).

horarias de precio. La capacidad de generación se dimensiona con base en la demanda máxima. El parque de generación tiene que tener capacidad para atender la demanda bajo la máxima exigencia en horas de alto consumo. Es precisamente por esta razón que, si se logra aplanar el perfil horario de la demanda, se reduce la presión por expandir el sistema.

El desplazamiento de las inversiones en generación reduce el costo incremental de la energía eléctrica de largo plazo. Este parámetro se estima como la relación entre el incremento en el costo total del servicio y el incremento en la capacidad de generación inducida por el proyecto óptimo en el plan de expansión. Medido de esta forma, la digitalización de la red impacta no solo el costo marginal (y el precio) en el corto plazo, sino que tiene un efecto positivo y persistente en un horizonte de largo plazo. En el cálculo de este beneficio no se debe ignorar el posible aumento en la capacidad de reserva requerida por el sistema para asegurar los balances y la estabilidad ante un aumento en la participación de recursos intermitentes que no se despachan en forma centralizada.

El beneficio asociado con el desplazamiento al futuro de las inversiones en expansión y el refuerzo de los sistemas de transmisión y distribución se estima con una metodología similar a la descrita para el caso de la generación. Con la información de planeación disponible del sistema, se trata de calcular el costo incremental de largo plazo de los servicios de transporte y distribución en las situaciones con y sin proyecto. La diferencia en este parámetro constituye el beneficio económico de mediano y largo plazo.

En cuanto al beneficio relacionado con la reducción de los costos de operación y mantenimiento de las redes de transmisión y distribución, el estructurador del proyecto debe estimar los requerimientos de mantenimiento de estas redes en las condiciones actuales (reporte de la empresa) y con dicho proyecto. El flujo de los ahorros por este concepto puede corregirse con el precio sombra de la mano de obra calificada y no calificada, según corresponda, en aquellos países donde se han estimado estos parámetros.

¹³ Por ejemplo, en el estudio de IRENA (2015) se considera el siguiente beneficio: el despliegue de inversores en fotovoltaica con control de voltaje-VAR evita la compra de bancos de capacitores (condensadores) con conmutación mecánica, que constituyen la fuente convencional de control del voltaje.

Reducción de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI)

Como se ha expuesto, las redes inteligentes de energía facilitan la entrada al sistema de recursos de generación descentralizados porque cuentan con equipos que permiten balancear la corriente proveniente de fuentes renovables, como la energía eólica y solar. Estas se caracterizan por patrones estocásticos de generación (no despachados centralmente) y un nivel elevado de intermitencia (IRENA, 2015). La entrada de estas fuentes desplaza otras, algunas de ellas basadas en combustibles fósiles, como el diésel, el carbón o el gas natural, que emiten CO₂ a la atmósfera, uno de los principales gases con efecto invernadero. En la evaluación del proyecto de digitalización de la red es importante considerar si la entrada de las energías limpias se debe a la realización del proyecto o si, por el contrario, estos recursos se habrían incorporado en el sistema aún con la red eléctrica tradicional.

A partir de la matriz de energía eléctrica de cada país y la generación esperada de fuentes no convencionales inducida por el proyecto, se estima la emisión de CO₂ evitada¹⁴. El beneficio económico se puede obtener multiplicando el volumen de emisiones evitadas (t CO₂/año) por el costo económico asociado con la externalidad de emisiones de GEI (USD/t CO₂). Este último parámetro se puede tomar de los precios que fijó el mercado por la emisión de carbono a la atmósfera (Protocolo de Kioto) o por la valoración adoptada por cada país en los compromisos adquiridos en el marco del Acuerdo de París de 2015 (COP21¹⁵).

Es importante mencionar que, si se imputan al proyecto de digitalización los beneficios económicos y ambientales asociados con un aumento en la generación con fuentes limpias de energía, también se deben incluir en la evaluación los costos de capital (CAPEX) y de operación y mantenimiento (OPEX) de estas plantas.

¹⁴ Lo anterior requiere conocer el combustible de cada planta, su eficiencia energética (*heat rate*) y los niveles anuales de generación. Con estos parámetros y las emisiones estándares de CO₂ en la quema de cada combustible, es posible estimar los niveles de emisión.

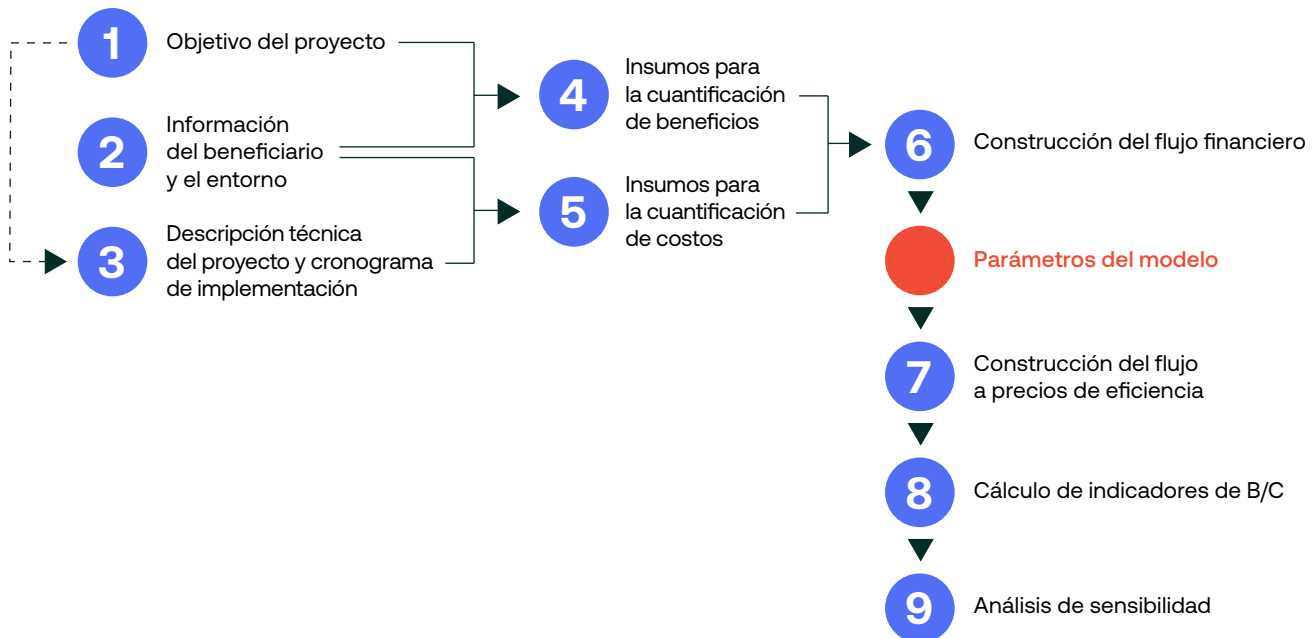
¹⁵ Conferencia 21 de las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)

Formulación y evaluación técnico-económica de proyectos de digitalización en energía eléctrica paso a paso

En esta sección de la Guía se describen las distintas etapas que se deben cubrir para formular y evaluar los proyectos de digitalización de las redes eléctricas. Como se ilustra en la Figura A.1 4, los primeros pasos están dirigidos a definir el objetivo, los actores involucrados y el entorno del proyecto. En función de los objetivos, en el tercer paso se selecciona la alternativa tecnológica apropiada y se dimensionan los equipos a partir de la proyección de demanda. En los pasos 4 y 5 se compila la información necesaria para estimar los beneficios y costos del proyecto. En el paso 6 se construye el

flujo financiero, el cual se traduce a precios de eficiencia en el paso 7, para considerar el valor económico de los beneficios generados y los recursos invertidos. En el paso 8 se estiman los indicadores beneficio-costos (B/C), que permiten determinar la conveniencia de llevar a cabo el proyecto de digitalización desde una perspectiva económica. Finalmente, en la última etapa se sugiere la metodología para llevar a cabo un análisis de sensibilidad que determine qué tan robustos son los resultados a los diferentes supuestos sobre los cuales se estructura el ejercicio de evaluación.

Figura A.1 4 — Estructura de la guía para formular y evaluar paso a paso proyectos de digitalización de las redes eléctricas



Objetivo del proyecto

El primer paso consiste en establecer los objetivos del proyecto. El formulador se debe preguntar cuáles son las necesidades específicas del sistema que busca resolver con el proyecto de digitalización de las redes eléctricas. Este puede estar dirigido a alcanzar uno o varios de los siguientes objetivos:

- Reducir gastos operativos del área comercial con el despliegue de medidores inteligentes (OPEX de lectura, facturación, cortes y reconexiones).
- Reducir pérdidas no técnicas con la implementación de esquemas comerciales de prepago como parte del proyecto de medición inteligente para mejorar los índices de cartera morosa.
- Mejorar el índice de pérdidas técnicas.
- Reducir los índices de energía no entregada por fallas en el sistema.
- Estimular la reacción de la demanda ante la señal de precios para aplanar el perfil horario de la demanda (tarifas dinámicas), desplazar inversiones y reducir el costo de generación.
- Facultar técnica y comercialmente la introducción de DER en la red de distribución para la reducción del costo de generación y de las emisiones de GEI.

- Estimular la reacción de la demanda ante la señal de precios para aplanar el perfil horario de la demanda (tarifas dinámicas).

Los objetivos del proyecto se deben enmarcar en las políticas y programas de largo plazo trazadas a nivel nacional, regional o local para el sector. Los objetivos deben ser claros en términos del impacto sobre los indicadores más relevantes. Idealmente, el impacto sobre estos indicadores debe ser cuantificable.

Las siguientes preguntas pueden ayudar a definir y precisar los objetivos del proyecto

- ¿Cuál es o cuáles son los problemas que busca resolver el proyecto? Pueden ser, por ejemplo, costos operativos elevados en el área comercial, altos índices de cartera morosa, limitaciones técnicas de la red para recibir generación embebida y liquidar las ventas al sistema, función de demanda inelástica a tarifas y costos marginales de generación o necesidad de reposición de medidores.
- ¿Se han analizado escenarios con diferentes alternativas para solucionar los problemas detectados? Por ejemplo, se puede contemplar no hacer nada, reponer los medidores con equipos tradicionales, implementar una red inteligente de distribución o reponer con medidores inteligentes.
- ¿Cuál ha sido el resultado de estos análisis?

Descripción del promotor del proyecto y su entorno

Se debe enmarcar el proyecto en su entorno, lo que implica describir en su formulación el contexto económico, social e institucional en el que se desenvuelve¹⁶. El contexto macro permitirá soportar las proyecciones de demanda que alimentan la evaluación del proyecto. El entorno institucional ayudará a identificar a los actores involucrados en el éxito del proyecto y las debilidades y fortalezas de los responsables de su planeación, diseño, ejecución, operación y seguimiento. El entorno se puede describir con los siguientes elementos:

- Variables socioeconómicas del país, región o ciudad donde se lleva a cabo el proyecto (crecimiento histórico y esperado del PIB, población, tasa de inflación, de interés y de cambio, grado de urbanización, etc.). Los indicadores se pueden tomar de agencias especializadas en el monitoreo y proyección de la economía.

¹⁶ Esta sección está basada en la guía de evaluación de proyectos de la Unión Europea (Comisión Europea, 2014).

- Aspectos políticos, normativos e institucionales que determinan el entorno en que se desarrollará el proyecto¹⁷. En particular se deben responder las siguientes preguntas:
 - ¿Existe alguna ley o norma sobre las características técnicas y funcionalidades de las redes y los medidores inteligentes?
 - ¿Existe alguna ley o norma sobre la administración o gobernanza de los datos generados por los medidores inteligentes?
 - ¿Existe alguna ley o norma relacionada con la protección de datos personales?
 - ¿Existe alguna ley o norma relacionada con el arrendamiento de redes de terceros para la prestación de servicios de telecomunicaciones?
- Otros indicadores del entorno, como consideraciones ambientales o técnicas que incidan en el desarrollo del proyecto.
- Actitud de la población general y los usuarios ante el servicio y sus posibles soluciones. En particular es conveniente contar con un indicador que mida la actitud de los usuarios hacia la instalación de los AMI y el esquema de financiación de los equipos.

De igual forma, se debe describir al responsable del proyecto en cada una de sus etapas (planeación, estructuración, diseño, ejecución y operación). Se debe especificar si se trata de una empresa pública, una empresa privada, una asociación pública-privada (APP, por iniciativa pública o privada) o una secretaría de la administración pública del nivel nacional, regional o local. La descripción debe incluir cuál es el nivel de integración vertical de la empresa, entendido como los eslabones de la cadena de valor donde participa (generación, transmisión, distribución y comercialización). Es importante saber si la empresa tiene exclusividad en la prestación del servicio de energía eléctrica en el área de cobertura o enfrenta competencia. En este último caso, se deben reportar las cuotas de participación en el mercado de las firmas prestadoras del servicio en cada eslabón de la cadena de valor.

Desde el punto de vista financiero y de asignación de riesgos, se debe especificar si se trata de una operación soberana, en la cual el repago de la deuda con la banca multilateral está garantizado por el gobierno nacional, o no soberana, en cuyo caso el respaldo de la deuda recae sobre el flujo de caja esperado del proyecto.

También hay que establecer si el proyecto cuenta con fuentes de pago propias y qué porcentaje de los ingresos se espera emplear para el cumplimiento de las obligaciones financieras. Se deben especificar, además, las fuentes para cubrir los recursos faltantes, como, por ejemplo, presupuestos de la entidad prestadora del servicio o las agencias del ámbito local, regional o nacional.

Es necesario igualmente describir las principales variables operativas, tarifarias y financieras del operador responsable del proyecto:

- Número de usuarios por categoría (residencial, comercial, industrial e institucional).
- Consumo de energía por tipo de usuario (kWh/año).
- Perfil horario del consumo en días hábiles y en días festivos (MWh de consumo promedio anual en cada una de las 24 horas de día).
- Área de cobertura del servicio (mapa detallando el área en km², los usuarios y el consumo en kWh/año en cada subregión o área de prestación del servicio).
- Vector tarifario: cargos fijos (USD/mes) y variables (USD/kWh) por tipo de usuario o rango de consumo.
- Estados financieros (con mayor detalle en gastos del área comercial).
- Organigrama y planta de la empresa (con mayor detalle en el área comercial).
- Caracterización de la función de la oferta: listado de las principales plantas de generación de energía eléctrica, especificando para cada planta:
 - las fuentes de generación: hidroeléctrica, termoeléctrica (gas natural, carbón, diésel, biomasa), eólica, fotovoltaica, nuclear, otras;
 - la capacidad de generación de cada planta (MW);
 - el costo marginal de generación (USD/MWh);
 - el factor de utilización promedio (MWh/año).
- Porcentaje de energía eléctrica generada en el país que es exportada (precio de exportación USD/kWh promedio).
- Porcentaje de energía eléctrica consumida en el país que es importada (precio de importación USD/kWh promedio).

¹⁷ Ver "Incentivos y barreras de la digitalización" en la sección final de esta guía.

En caso de que la empresa haya acumulado alguna experiencia con la instalación y operación de medidores inteligentes o la digitalización de algunos eslabones de la red eléctrica, conviene incluir información del número, costo unitario y funcionalidad de los equipos instalados. Es valioso para la evaluación identificar los factores de éxito o fracaso en las experiencias anteriores de despliegue de redes o medición inteligente.

El organismo responsable del proyecto debe ser descrito en cuanto a su capacidad técnica, financiera y administrativa para completar a satisfacción todas las actividades previstas. Eventuales vacíos o debilidades de la empresa para acometer alguno de los hitos del proyecto deben ser cubiertos por firmas especializadas bajo procesos de subcontratación.

Descripción del proyecto

En este paso se establecen con claridad los elementos físicos y actividades que componen el proyecto, el cual debe constituir una unidad autocontenida, con la capacidad de suministrar los bienes y servicios planteados en los objetivos¹⁸.

En la identificación del proyecto se deben definir el área geográfica de cobertura, los beneficiarios y los responsables de cada una de las etapas en el ciclo del proyecto.

Proyección de la demanda

Es preciso describir la demanda (usuarios y consumo unitario) actual del servicio a partir de estadísticas en las bases oficiales o aquellas gestionadas directamente por el responsable del proyecto.

consideran las proyecciones del entorno macroeconómico y parámetros robustos de elasticidades precios e ingreso. Las proyecciones de la demanda se deben presentar para los escenarios con y sin proyecto, si se considera que este afecta los niveles de consumo.

La proyección de la demanda (usuarios y consumo unitario) se basa en modelos estimativos comúnmente aceptados, que

Análisis de alternativas

Un proyecto específico es el resultado de un proceso de decisión múltiple en el cual se descarta la opción de no hacer nada, pero también la de no emprender proyectos alternativos. Conviene formular y comparar, con base en ejercicios simplificados de prefactibilidad, diferentes alternativas de formulación del proyecto para alcanzar los objetivos planteados. La comparación de opciones se basa en variables cuantitativas o en métodos multicriterio que involucran, entre otras, variables de carácter cualitativo definidas en aspectos estratégicos, tecnológicos y geográficos. En la formulación de alternativas es necesario conformar el escenario de “no hacer nada”, que servirá como contrafactual para comparar los costos y beneficios entre la situación con y sin proyecto. El escenario de línea de base contiene los costos en que normalmente incurre el prestador del servicio para mantener los índices de calidad y evitar un deterioro de los activos.

Idealmente, los proyectos deben concebirse como la solución a un problema específico (por ejemplo, pérdidas elevadas, baja eficiencia, cuello de botella, baja competitividad, aislamiento, baja confiabilidad, etc.). Es decir, es necesario definir cuál es el problema que se quiere resolver antes de determinar la forma de resolverlo. Una vez definido el problema, se deben identificar posibles estrategias alternativas para solucionarlo. Cada alternativa constituye, entonces, un proyecto a evaluar. Si se sigue este procedimiento, no solo se asegura que los recursos se orienten a resolver problemas cuya solución es prioritaria, sino que, además, se cerciora de que la solución planteada corresponde a la alternativa más eficiente desde el punto de vista económico.

El valor agregado de los ejercicios de B/C no se limita al cálculo de los indicadores de evaluación. En el ejercicio también se

¹⁸ El análisis beneficio-costo requiere que el proyecto pueda proporcionar los productos esperados sin depender de la realización de otras acciones. En otras palabras, proyectos complementarios requeridos para lograr los objetivos del proyecto se deberían englobar en un solo proyecto para su evaluación.

exploran las alternativas para lograr los objetivos planteados, se valoran diferentes dimensiones para los equipos, se estudia la generación de beneficios y su forma de valorarlos, se investiga la oferta de equipos alternativos y los costos asociados. Estos esfuerzos, organizados alrededor de una evaluación B/C, sin duda contribuyen a la especificación del proyecto y permiten sustentar, sobre bases objetivas, las decisiones sobre la conveniencia de seguir adelante con la iniciativa de inversión.

La digitalización puede constituir una opción más intensiva en capital para alcanzar las metas de eficiencia. Es conveniente plantear el proyecto alternativo que busca alcanzar estos objetivos a partir de las tecnologías tradicionales, de forma que se cuente con un contrafactual que permita trazar la línea de base del suministro del servicio en un esquema de mantenimiento del *status quo*.

Diseños técnicos, costos y cronograma de implementación

Este paso considera:

- La localización del proyecto. Esta supone la definición precisa de su ubicación (mapa), la disponibilidad de predios e inmuebles o la descripción de los procesos contractuales administrativos para su adquisición.
- El diseño técnico. Se debe contar con una descripción de los activos que componen el proyecto (equipos, obra civil), la tecnología adoptada, los estándares y sus

En general, si se sobrestiman los costos en ausencia del proyecto, se estarán imputando a este beneficios excesivos. Es importante que la línea de base refleje la situación sin proyecto, que no necesariamente corresponde a un escenario de inactividad por el responsable de la infraestructura.

Idealmente, se debe estructurar un proyecto con las tecnologías tradicionales y considerar una opción alterna con los componentes de digitalización. De esta forma, la conveniencia de la digitalización se puede analizar como el cambio incremental de beneficios y costos inducidos por estos componentes. En este caso, la evaluación económica se centrará en la comparación de los beneficios y costos incrementales que impone la digitalización al proyecto de infraestructura.

especificaciones, los indicadores del nivel de producción y el alcance del proyecto.

- El plan de producción. Conlleva una descripción de la capacidad de la infraestructura y el factor de utilización esperado para cada año en el horizonte de análisis del proyecto.
- El cronograma de ejecución. Este debe aparecer desagregado en las principales actividades de ejecución.

Insumos para la cuantificación de costos

En este paso se determinan los insumos para la estimación de los costos de incorporación de las componentes de digitalización del proyecto (CAPEX y OPEX), considerando

una arquitectura de capas e indicando la metodología empleada (cotizaciones, información del estructurador del proyecto, etc.).

Incorporación de los componentes de digitalización

Para describir la incorporación de los elementos de digitalización en los proyectos de infraestructura del sector de la energía eléctrica, la presente guía sigue una arquitectura compuesta por cinco capas, como se presenta en la Figura A.1.5.

Los proyectos tradicionales del sector energético involucran principalmente elementos de la capa de energía, de la capa

de control y, en menor medida, elementos de la capa de conectividad. Esos elementos son utilizados primordialmente para la prestación de los servicios de voz o datos, requeridos para apoyar algunos procesos administrativos y operativos que se llevan a cabo para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica. Sin embargo, tanto la evolución tecnológica como la relevancia que han adquirido las TIC han llevado a la

integración de componentes de digitalización en los proyectos de infraestructura de este sector, los cuales permiten un mejor entendimiento del entorno y, en particular, del funcionamiento de las redes y del comportamiento de los usuarios de los servicios. Entre esos componentes están sensores y dispositivos de monitoreo y control, que generan una gran cantidad de datos y requieren el empleo de equipos de cómputo (*hardware*) que faciliten el almacenamiento y procesamiento de la información recopilada a través de aplicaciones. También necesitan *software*, algoritmos de *big data*, analítica de datos e inteligencia artificial que faciliten su análisis para la toma de decisiones, de forma que ayuden a mejorar la eficiencia de la gestión y operación de las infraestructuras del sector energético.

Capa de energía

Está conformada por los eslabones tradicionales de la cadena de valor de la prestación de los servicios de energía: i) la generación de electricidad; ii) el transporte de electricidad a través de las líneas de transmisión; iii) la distribución a los clientes finales por medio de las redes de distribución; y iv) los consumidores de energía eléctrica.

Capa de control

Comprende los elementos a través de los cuales se controlan o miden los parámetros de operación y funcionamiento de la red eléctrica (voltaje, frecuencia, potencia reactiva del sistema, etc.).

En esta capa se encuentran los primeros elementos que incorporan dispositivos de digitalización, tales como los medidores inteligentes, las unidades medidoras de fase (PMU), los sistemas de monitoreo de área amplia, las unidades terminales remotas y los dispositivos electrónicos inteligentes. A continuación, se describen estos componentes:

- Sistemas de comunicación y control de recursos de energía distribuida (DERMS, por sus siglas en inglés). Estos sistemas permiten tanto el control y la gestión automática de entrada o salida de recursos distribuidos de energía (fuentes generadoras en las redes de distribución) como la integración de los elementos que controlan las redes eléctricas (transformadores, seccionadores, interruptores, sistemas capacitivos, etc.) con los sistemas de gestión de las redes de distribución.
- Medidores inteligentes, que permiten: i) la medición unidireccional o bidireccional (en caso de implementación de DER) de la energía eléctrica; ii) el intercambio unidireccional de información, desde el usuario hacia el prestador del servicio para la lectura del consumo de energía eléctrica y, en casos bidireccionales, del prestador al consumidor para enviar información tarifaria; iii) la tarificación diferenciada por franjas

horarias; iv) la conexión o desconexión del suministro de energía; y v) la detección y notificación de interrupciones de servicio.

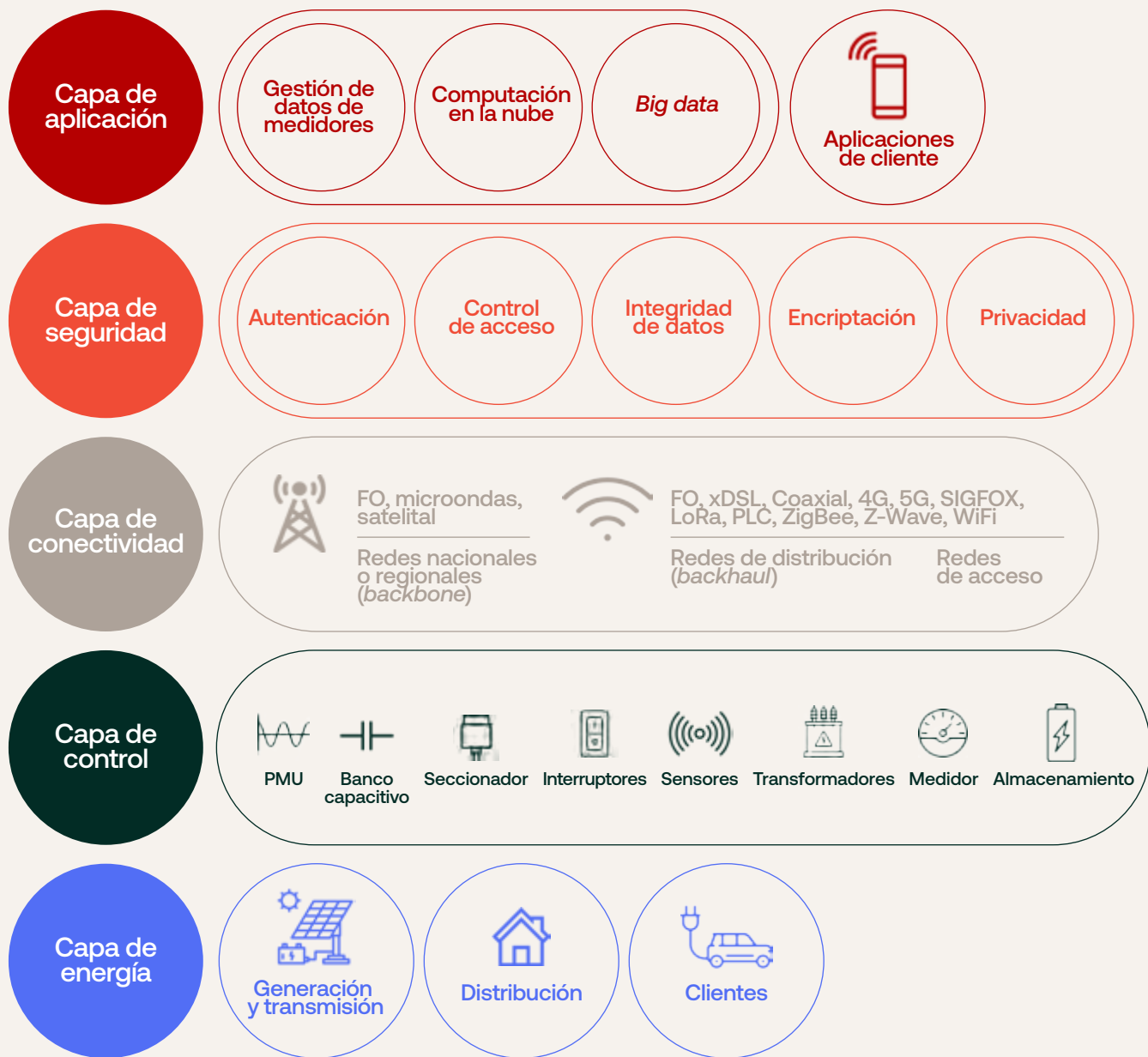
- Unidades terminales remotas (UTR), a través de las cuales se controlan elementos de los sistemas de distribución de las redes eléctricas y se transmiten datos de telemetría sobre la operación y funcionamiento de estas redes.
- Dispositivos electrónicos inteligentes (*intelligent electronic devices* o IED), que permiten gestionar los elementos de la capa de control de los sistemas de distribución de las redes eléctricas (transformadores, seccionadores, interruptores, sistemas capacitivos, etc.), al brindar comunicación bidireccional con sistemas SCADA y otros IED, y facilitar el ajuste automático para la operación eficiente de la red eléctrica.
- Control de la supervisión y adquisición de datos (SCADA), donde se realiza el control y supervisión remota de la operación y el funcionamiento de las redes eléctricas.
- Unidades de medición de fase (PMU), que permiten la medición de la amplitud y fase del voltaje y la corriente eléctrica, la detección de transientes en las redes de transmisión de energía eléctrica y el control de los relés de protección.
- Cámaras de monitoreo que sirven para vigilar los activos críticos de los sistemas eléctricos, controlar el acceso a zonas restringidas e incorporar funcionalidades de reconocimiento facial para garantizar la seguridad.

Capa de conectividad

La capa de conectividad involucra las redes y protocolos de comunicaciones a través de los cuales se transportan las señales desde los dispositivos de medición y control de la capa de control hasta los centros de operación de las redes eléctricas y viceversa. Los operadores de redes eléctricas utilizan tanto redes propias como de terceros para incorporar las funcionalidades relacionadas con esta capa.

En el caso de utilizar redes propias, los operadores de la red eléctrica despliegan redes de telecomunicaciones de forma paralela a la infraestructura a través de la cual prestan los servicios de energía eléctrica. Dichas redes están conformadas por elementos como estaciones base, fibra óptica, enlaces microondas, enlaces satelitales y otros equipos de comunicaciones. Por su parte, el uso de redes de terceros se tipifica cuando los prestadores de los servicios de energía eléctrica contratan servicios de telecomunicaciones de voz o datos o cuando arriendan infraestructura para la instalación o despliegue de equipos de comunicación propios.

Figura A.15 — Esquemas y tecnologías digitales aplicados a infraestructuras y activos del sector de la energía eléctrica



Fuente: Elaborado a partir de CEN et al. (2014), NIST (2014) y Kuzlu et al. (2014).

Existen diferentes modelos conceptuales para describir las arquitecturas de comunicación utilizadas por las redes inteligentes cuando se incorporan componentes de digitalización. Entre esos modelos, se destacan las propuestas de CEN-CENELC-ETSI (2014), NIST (2014) y Kuzlu et al. (2014). De acuerdo con estas propuestas, existen principalmente cinco tipos de arquitectura que soportan las redes inteligentes en los diferentes eslabones de la cadena de valor de la prestación del servicio eléctrico: i) redes de área amplia (*wide area network* o WAN), que se caracterizan por brindar conectividad a las actividades de generación y transmisión, tener coberturas a nivel nacional o regional (*backbone*) y utilizar tecnologías que operan en fibra óptica, enlaces de microondas o conexiones satelitales; ii) redes de distribución de cercanías y que conectan multitud de dispositivos en un área geográfica determinada (conocidas en inglés como *neighborhood area network* o NAN, y *field area network* o FAN), las cuales soportan la conectividad requerida por los elementos de medición y control de la red de distribución de electricidad; y iii) redes de acceso en el hogar (*home area network* o HAN), los edificios (*building area network* o BAN) o zonas industriales (*industrial area network* o IAN), utilizadas para proveer conectividad a los clientes finales y correspondientes principalmente a tecnologías alámbricas (fibra óptica, xDSL y cable coaxial), inalámbricas (como las redes en malla Zigbee, LoRa, SigFox, Z-wave, wifi) o celulares (2G, 3G, 4G, 5G o WiMAX).

Por último, es importante notar que la incorporación de componentes de digitalización en las infraestructuras del sector eléctrico podría también contribuir al cierre de la brecha digital. Esto es posible porque permite que usuarios de los servicios de energía eléctrica que no cuentan con cobertura de servicios de telecomunicaciones se beneficien de la ampliación de la cobertura o capacidad de las redes de comunicaciones requeridas para transmitir los datos de los componentes digitales de las redes eléctricas. De esta forma, se facilita a los usuarios el acceso a los servicios de voz o datos o se introducen mejoras en la calidad del servicio. Dicho acceso puede lograrse, bien mediante la compartición de las infraestructuras desplegadas por los operadores de las redes eléctricas con las prestadoras de servicios de telecomunicaciones, bien mediante la prestación de servicios de voz y datos directamente por las empresas de distribución de energía, previa adopción o cumplimiento de normas que regulen estos aspectos.

Metodología propuesta para la incorporación de componentes de digitalización

La metodología propuesta para la incorporación de componentes de digitalización en los proyectos de infraestructura del sector eléctrico se describe a continuación y se presenta de forma gráfica en la Figura A.1 6.

Capa de seguridad

La capa de seguridad incluye los elementos de equipos (*hardware*) y programas (*software*) que garantizan la integridad, confidencialidad y disponibilidad de los datos y la información recopilada por las redes inteligentes.

Comprende, entre otras, las funcionalidades de:

- Autenticación y control del acceso de los usuarios a zonas restringidas.
- Garantía de la integridad, confidencialidad y disponibilidad de los datos y la información recopilada por los dispositivos de la capa de control.
- Prevención de ataques que amenacen la seguridad e integridad de los sistemas informáticos utilizados para gestionar la prestación del servicio eléctrico a los usuarios.

Cualquier proyecto de infraestructura eléctrica que incorpore componentes de digitalización debe incluir dentro de su estructuración y desarrollo elementos de esta capa.

Capa de aplicación

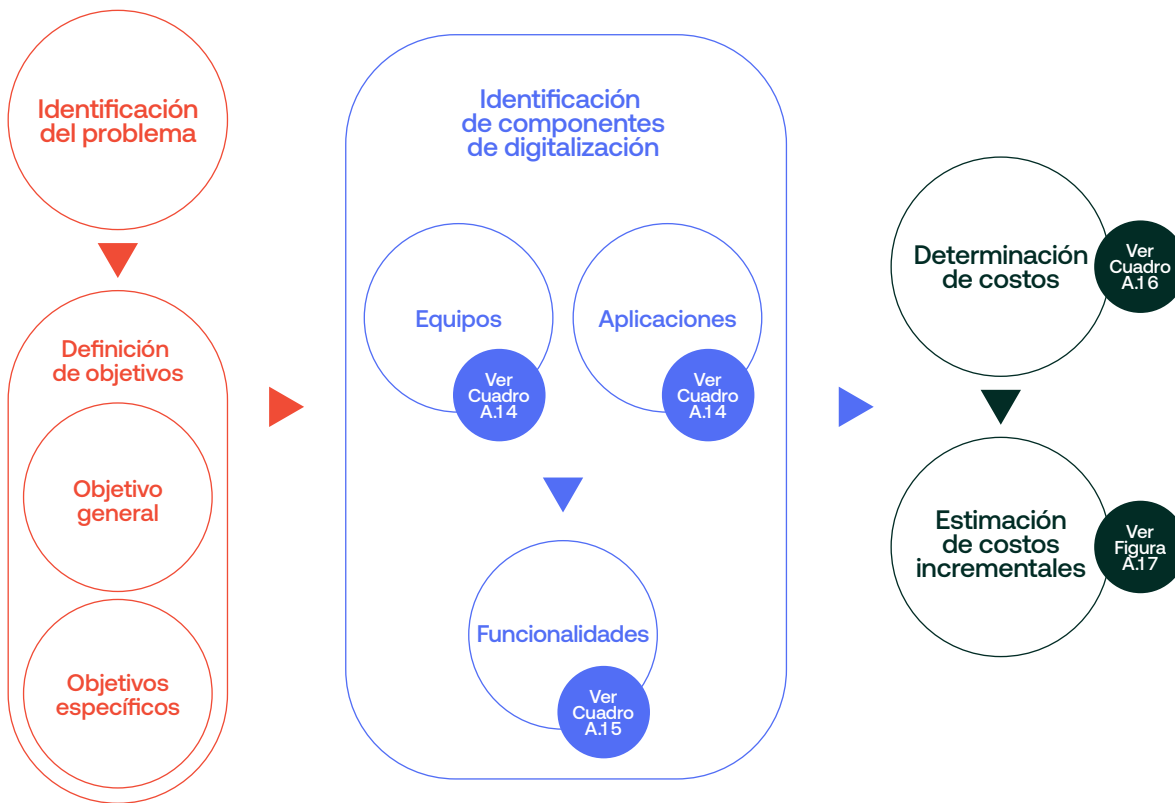
Esta capa hace referencia a los elementos de *hardware* y *software* que posibilitan tanto el almacenamiento y procesamiento de los datos recopilados como la gestión y control de los dispositivos electrónicos de la capa de control.

En la capa de aplicación se encuentran los proyectos que involucran la implementación de algoritmos de *big data* y analítica de datos e inteligencia artificial para una o varias de las funciones siguientes:

- Predicción y optimización del consumo de energía eléctrica.
- Solución automática de fallas (*self-healing*).
- Implementación de tarifas dinámicas que se aplicarían sobre franjas horarias.

En primer lugar, se deben definir tanto la problemática que se busca resolver como el objetivo general y los objetivos específicos que se pretenden alcanzar con el desarrollo e implementación del proyecto.

Figura A.16 — Metodología propuesta para la incorporación de componentes de digitalización en los proyectos de infraestructura del sector eléctrico



A partir de estas definiciones, en las etapas de estructuración y diseño del proyecto, se deben identificar los componentes de digitalización que contribuirán a solucionar las problemáticas y lograr los objetivos propuestos. Dentro de los componentes de digitalización que se pueden incorporar a los diferentes tipos de proyectos, se encuentran los siguientes:

- 1 Instalación de medidores avanzados de lectura automática (AMR) o de medición inteligente (AMI). En el caso de los AMR, incorpora la funcionalidad de medición remota y en el caso de los AMI, esa misma función y la de tarificación dinámica por franjas horarias.
- 2 Despliegue de los DER en las redes de distribución, los cuales podrían incluir el uso tanto de medidores para la lectura del consumo de energía eléctrica como de inversores inteligentes, que permiten la transformación de corriente directa en alterna.
- 3 Automatización de la red de distribución (ADA), consistente en la automatización de los elementos de control de las redes de transmisión y distribución.

- 4 Implementación de redes e infraestructuras de tecnología de la información (TI) para la gestión y el control de las comunicaciones y el flujo de la información generada por los elementos de control automatizados de la red y los medidores inteligentes.
- 5 Aplicación de algoritmos de inteligencia artificial para la predicción y optimización del consumo de energía eléctrica.

Una vez identificados los componentes de digitalización que se incorporarán en los proyectos de infraestructura del sector eléctrico, se deben establecer los equipos o aplicaciones requeridas para implementar sus funcionalidades.

En el Cuadro A.1 4 se presentan, para cada componente de digitalización, los equipos y aplicaciones que pueden ser requeridos de acuerdo con las funcionalidades que se desean incorporar. En consecuencia, es importante notar que cada proyecto necesitará especificaciones y diseños técnicos detallados para definir los equipos y aplicaciones que permitirán la implementación de dichas funcionalidades.

Cuadro A.1 4 — Equipos o aplicaciones requeridas para la implementación de componentes de digitalización en proyectos de infraestructura del sector eléctrico

Equipo o aplicación	Medidores inteligentes	Recursos de energía distribuidos	Configuración automática	Red e infraestructura de TI para la gestión y control del flujo de información	Inteligencia artificial para la predicción y optimización del consumo de energía
Capa de energía					
Fuentes de generación eólica	✓	✓		✓	✓
Fuentes de generación solar	✓	✓		✓	✓
Inversores inteligentes	✓	✓		✓	✓
Vehículos eléctricos	✓	✓		✓	✓
Capa de control					
Red de distribución					
Medidores inteligentes (AMR o AMI) y concentradores	✓	✓		✓	✓
Sistemas de comunicación y control de recursos de energía distribuida (DERMS)	✓	✓		✓	✓
Unidades terminales remotas (UTR)			✓	✓	✓
Dispositivos electrónicos Inteligentes (IED)			✓	✓	✓
Control de supervisión y adquisición de datos (SCADA)			✓	✓	✓
Red de transmisión					
Unidades de medición de fase (PMU)			✓	✓	
Seguridad					
Cámaras de monitoreo				✓	✓
Capa de conectividad					
Redes propias					
Estaciones base	T	T	T	T	T
Fibra óptica	T	T	T	T	T
Enlaces microondas	T	T	T	T	T
Enlaces satelitales	T	T	T	T	T
Otros equipos de comunicaciones	T	T	T	T	T
Redes de terceros					
Contratación de servicios de telecomunicaciones (voz o datos, canales dedicados u otros)	T	T	T	T	T
Arrendamiento de infraestructura	T	T	T	T	T
Capa de seguridad					
Equipos de control y acceso de los usuarios	✓			✓	✓
Equipos de cómputo o computación en la nube (servidores, sistemas de almacenamiento)	P	P	P	P	P

(continúa)

Equipo o aplicación	Medidores inteligentes	Recursos de energía distribuidos	Configuración automática	Red e infraestructura de TI para la gestión y control del flujo de información	Inteligencia artificial para la predicción y optimización del consumo de energía
Aplicaciones de ciberseguridad	P	P	P	P	P
Capa de aplicación					
Sistemas de información asociados con sistemas automáticos de medida					
Equipos de cómputo o computación en la nube (servidores, sistemas de almacenamiento)	P	P	P	P	
<i>Software</i> y aplicaciones para el procesamiento de datos	P	P	P	P	
Big data y analítica de datos					
Equipos de cómputo o computación en la nube (servidores, sistemas de almacenamiento)	P				P
<i>Software</i> y aplicaciones para el procesamiento de datos	P				P
Inteligencia artificial					
Equipos de cómputo o computación en la nube (servidores, sistemas de almacenamiento)	P				P
<i>Software</i> y aplicaciones para el procesamiento de datos	P				P

Notas: En el cuadro se utilizan los siguientes símbolos:

✓ El equipo o la aplicación pueden ser utilizados para implementar el componente de digitalización.

T Se requiere de una red de telecomunicaciones para transportar la información generada por los dispositivos de la capa de control o de la capa de seguridad hasta los centros de procesamiento donde se encuentran; i) los sistemas de información asociados con sistemas automáticos de medida y generación distribuida, ii) *big data* y analítica de datos; e iii) inteligencia artificial. Esta red puede ser propia (desplegada por el operador de la red eléctrica), de terceros o una combinación de ambas.

P Indica que el equipo o la aplicación se requiere para el procesamiento de la información generada por los dispositivos de la capa de control o de la capa de seguridad.

Las funcionalidades de los equipos o aplicaciones de los componentes de digitalización de los proyectos de infraestructura del sector eléctrico listados en el Cuadro A.1 4 se describen en el Cuadro A.1 5.

Cuadro A.1 5 — Funcionalidades de los equipos o aplicaciones requeridos para la implementación de componentes de digitalización en los proyectos de infraestructura del sector eléctrico

Equipo o aplicación	Funcionalidades en la red
Capa de energía	
Fuentes de generación eólica	– Generación de energía eléctrica a partir de la transformación de la energía cinética del viento.
Fuentes de generación solar	– Generación de energía eléctrica a partir de la radiación electromagnética del Sol.
Inversores inteligentes	– Transformación de la corriente directa en corriente alterna. – Control automático de entrada o salida de fuentes generadoras de energía distribuida.
Vehículos eléctricos	– Almacenamiento de energía eléctrica.
Capa de control	
Red de distribución	
Sistemas de comunicación y control de recursos de energía distribuida (DERMS)	– Control y gestión automática de entrada o salida de fuentes generadoras de energía distribuida. – Integración con sistemas de gestión de redes de distribución.
Medidores inteligentes (AMR o AMI) y concentradores	– Intercambio unidireccional de información desde el usuario hacia el prestador del servicio para la lectura del consumo de energía eléctrica (AMR) y, en los casos bidireccionales, esa misma función e información tarifaria del prestador al usuario (AMI). – Medición unidireccional (AMR) o bidireccional (AMI) (en el caso de implementación de DER) de energía eléctrica. – Tarificación diferenciada por franjas horarias. – Implementación de esquemas de prepago de consumo de energía eléctrica. – Conexión o desconexión del suministro de energía. – Detección y notificación de interrupciones de servicio.
Unidades terminales remotas (UTR)	– Control de los elementos de las redes eléctricas. – Transmisión de datos de telemetría de las redes eléctricas.
Dispositivos electrónicos Inteligentes (IED)	– Gestión de elementos de la capa de control de las redes eléctricas. – Comunicación bidireccional con sistemas SCADA y otros IED. – Ajuste automático para la operación eficiente de la red eléctrica.
Control de supervisión y adquisición de datos (SCADA)	– Control y supervisión remota de la operación y funcionamiento de las redes eléctricas.
Red de transmisión	
Unidades de medición de fase (PMU)	– Medición de la amplitud y fase del voltaje y la corriente eléctrica. – Detección de transientes en las redes de transmisión de energía eléctrica. – Control de relés de protección.
Seguridad	
Cámaras de monitoreo	– Monitoreo y vigilancia de activos críticos de los sistemas eléctricos. – Prevención del acceso a zonas restringidas. – Reconocimiento facial.

(continúa)

Equipo o aplicación

Funcionalidades en la red

Capa de conectividad

Redes propias

Estaciones base	– Tecnologías y redes de comunicaciones a través de las cuales se transportan las señales desde los dispositivos de medición y control hasta los centros de operación de las redes eléctricas y viceversa.
Fibra óptica	
Enlaces microondas	
Enlaces satelitales	
Otros equipos de comunicaciones	

Redes de terceros

Contratación de servicios de telecomunicaciones (voz o datos, canales dedicados u otros)	– Servicios contratados de telecomunicaciones para transportar las señales desde los dispositivos de medición y control hasta los centros de operación de las redes eléctricas y viceversa.
Arrendamiento de infraestructura	– Arrendamiento de infraestructura de terceros para la instalación o despliegue de equipos que transportan las señales desde los dispositivos de medición y control hasta los centros de operación de las redes eléctricas y viceversa.

Capa de seguridad

Equipos de control y acceso de los usuarios	– Equipos electrónicos que permiten el acceso a zonas restringidas según el tipo de usuario.
Equipos de cómputo o computación en la nube (servidores, sistemas de almacenamiento)	Equipos de cómputo y aplicaciones para: – Garantizar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de los datos y la información recopilada por las redes inteligentes. Comprende entre otras las funcionalidades de autenticación y control de acceso de los usuarios, integridad de los datos, encriptación y privacidad de la información.
Aplicaciones de ciberseguridad	– Prevenir ataques que amenacen la seguridad e integridad de los sistemas informáticos utilizados para gestionar la prestación del servicio eléctrico a los usuarios.

Capa de aplicación

Equipos de cómputo o computación en la nube (servidores, sistemas de almacenamiento)	– Dispositivos de procesamiento y almacenamiento, así como <i>software</i> y aplicaciones que permiten tanto analizar la información recopilada como administrar y controlar los elementos de los sistemas automáticos de medida o generación distribuida.
<i>Software</i> y aplicaciones para el procesamiento de datos	– Equipos de cómputo y aplicaciones que utilizan técnicas de procesamiento avanzadas de <i>big data</i> y analítica de datos para analizar la información recopilada de los diferentes elementos de la capa de control de las redes inteligentes y facilitar los procesos de toma de decisiones. – Equipos de cómputo y aplicaciones que utilizan técnicas de procesamiento avanzadas de inteligencia artificial para analizar la información recopilada, controlar los diferentes elementos de la capa de control de las redes inteligentes y facilitar los procesos de toma de decisiones.

Por último, la incorporación de los componentes digitales dentro de las infraestructuras del sector eléctrico acarrea unos costos incrementales de inversión (CAPEX) y de operación. Los primeros están asociados a la instalación y puesta en servicio de los equipos y aplicaciones, mientras que los segundos resultan de la operación, mantenimiento o las actualizaciones requeridas para su buen desempeño, como se presenta de forma esquemática en la Figura A.1 7.

Estos costos incrementales de CAPEX y OPEX se evalúan de acuerdo con los componentes de digitalización y las funcionalidades que se implementen en las infraestructuras del sector eléctrico. Estos se identifican mediante diseños técnicos y trabajos de ingeniería detallados, que permitan determinar los costos y cronogramas de implementación

requeridos para cumplir con los objetivos y las proyecciones de la demanda del proyecto.

Los costos detallados de los equipos o aplicaciones específicos a utilizar en un proyecto dependen de múltiples variables, desde las especificaciones técnicas hasta la selección del fabricante, pasando por factores que influyen los precios, tales como el país donde se implementa y las economías de escala y alcance del proyecto. Considerando lo anterior, en el Cuadro A.1 6 se presentan los principales determinantes del costo de los diferentes equipos o aplicaciones en cada una de las capas de los proyectos en el sector eléctrico.

Figura A.17 — Estimación de los costos incrementales asociados con la incorporación de componentes de digitalización en las infraestructuras del sector eléctrico

CAPEX Σ



OPEX Σ



Costos incrementales

Cuadro A.16 — Determinantes de los costos (CAPEX y OPEX)
para la digitalización de los proyectos de infraestructura del
sector eléctrico

Equipo o aplicación	Determinantes
Capa de energía	
Fuentes de generación eólica	<ul style="list-style-type: none"> – Cantidad estimada de fuentes de generación eólica que serán desplegadas – Capacidad de generación – Capacidad de almacenamiento – Ubicación geográfica de la fuente de generación eólica y costos asociados al transporte, la instalación y la obra civil
Fuentes de generación solar	<ul style="list-style-type: none"> – Cantidad estimada de fuentes de generación solar que serán desplegadas – Capacidad de generación – Capacidad de almacenamiento – Ubicación geográfica de la fuente de generación eólica y costos asociados al transporte, la instalación y la obra civil
Vehículos eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> – Cantidad estimada de vehículos eléctricos – Capacidad de almacenamiento – Cantidad de puntos de carga para vehículos eléctricos – Ubicación geográfica de los puntos de carga y costos asociados a la instalación y la obra civil
Inversores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> – Cantidad de fuentes eólicas, solares o vehículos eléctricos que entrarán al parque de generación eléctrica – Especificaciones técnicas de los inversores inteligentes – Costos de instalación de los equipos
Capa de control	
Red de distribución	
Sistemas de comunicación y control de recursos de energía distribuida (DERMS)	<ul style="list-style-type: none"> – Cantidad de fuentes eólicas, solares o vehículos eléctricos que entrarán al parque de generación eléctrica – Características técnicas de los DERMS – Costo de instalación de los equipos
Medidores Inteligentes (AMR o AMI) y concentradores	<ul style="list-style-type: none"> – Tamaño de la población donde se realizará el proyecto – Características y funcionalidades de los medidores: <ul style="list-style-type: none"> • Medición unidireccional o bidireccional • Funcionalidades de intercambio de información: unidireccional (desde el usuario hacia el prestador del servicio) o bidireccional (desde el usuario hacia el prestador y viceversa) • Facilidades de tarificación por franjas horarias • Conexión o desconexión remota del suministro de energía • Detección y notificación de interrupciones del servicio • Otras – Áreas geográficas cubiertas – Densidad poblacional – Características de las zonas geográficas donde se desplegará la infraestructura (urbanas, suburbanas y rurales) – Penetración estimada de AMI por año – Costos de instalación de los medidores
Unidades terminales remotas (UTR)	<ul style="list-style-type: none"> – Cantidad de elementos de la red de distribución que serán automatizados: <ul style="list-style-type: none"> • Transformadores • Seccionadores • Subestaciones • Otros – Características técnicas de los UTR y los IED – Costos de instalación por equipo
Dispositivos electrónicos Inteligentes (IED)	<ul style="list-style-type: none"> – Características técnicas de los UTR y los IED – Costos de instalación por equipo

(continúa)

Equipo o aplicación

Determinantes

Sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA)

- Número de licencias de uso
- Características de los sistemas SCADA
- Costo de instalación por equipo
- Actualizaciones

Red de transmisión

Unidades de medición de fase (PMU)

- Cantidad de PMU que serán desplegadas
- Características técnicas de las PMU
- Costo de instalación por equipo

Seguridad

Cámaras de monitoreo

- Ubicaciones que requieren control de entrada y salida de personal (activos críticos y zonas de acceso restringidas)
- Cantidad estimada de cámaras requeridas por sitio
- Características técnicas de las cámaras de monitoreo y resolución de la imagen

Capa de conectividad

Redes propias

Estaciones base

- Áreas geográficas que deberán cubrir las redes
- Tecnologías utilizadas

Fibra óptica

- Cantidad de medidores inteligentes (AMI) desplegados por año

Enlaces microondas

- UTR desplegadas por año

Enlaces satelitales

- PMU desplegadas por año
- Número de inversores inteligentes desplegados por año

Otros equipos de comunicaciones

- DERMS desplegados por año
- Otros dispositivos electrónicos Inteligentes desplegados por año
- Otros emplazamientos con dispositivos que requieran transmitir información
- Periodicidad de transmisión de la información
- Volumen de datos generados por los dispositivos desplegados
- Servicios que prestarán a través de las redes desplegadas (voz o datos)
- Tráfico máximo de voz y datos que se cursará por la red
- Ancho de banda requerido para transmitir los servicios de voz o datos
- Bandas de frecuencia de espectro radioeléctrico utilizadas (libres o licenciadas)
- Niveles de calidad y servicios requeridos
- Costos de transporte, instalación y obra civil

Redes de terceros

Contratación de servicios de telecomunicaciones (voz o datos, canales dedicados u otros)

- Áreas geográficas donde se requerirá la prestación de los servicios
- AMI desplegados por año
- UTR desplegadas por año

Arrendamiento de infraestructura

- PMU desplegadas por año
- Inversores inteligentes desplegados por año
- DERMS desplegados por año
- Otros dispositivos electrónicos Inteligentes desplegados por año
- Servicios que se contratarán (voz o datos)
- Volumen de datos generados por los servicios contratados
- Tráfico máximo de voz y datos que se cursará por la red
- Niveles de calidad y servicios requeridos
- Costo mensual por tipo de enlace según el volumen de datos de los servicios contratados
- Cantidad y elementos de infraestructura que se arrendarán (torres, postes, espacios físicos, etc.)
- Tarifas de arrendamiento (torres, espacios físicos, etc.)

(continúa)

Equipo o aplicación

Determinantes

Capa de seguridad

Equipos de control y acceso de los usuarios

- Cantidad de usuarios y tipos de acceso por usuario
- Ubicaciones que requieren control de entrada y salida de personal
- Cantidad estimada de equipos de control y acceso por sitio
- Tecnologías utilizadas para el control y acceso de los usuarios

Equipos de cómputo o computación en la nube (servidores, sistemas de almacenamiento)

- Cantidad de usuarios con permiso de acceso a lugares restringidos y tipos de acceso por usuario
- Cantidad de datos generados y capacidad de almacenamiento de los equipos
- Capacidad de cómputo de los equipos

Aplicaciones de ciberseguridad

- Sistemas y equipos informáticos que requieren redundancia
- Licencias de aplicaciones de ciberseguridad requeridas
- Licencias de aplicaciones para el control de entrada y salida de personal

Capa de aplicación

Equipos de cómputo o computación en la nube (servidores, sistemas de almacenamiento)

- Número de usuarios
- Volumen de información promedio y capacidad de almacenamiento de los equipos
- Capacidad de cómputo de los equipos

Software y aplicaciones para el procesamiento de datos

- Licencias de aplicaciones para el control de dispositivos
- Licencias de las aplicaciones requeridas (sistemas de información asociados con sistemas automáticos de medida y generación distribuida, *big data*, analítica de datos, inteligencia artificial, otras) y esquema de licenciamiento utilizado

Insumos para la cuantificación de beneficios

En este paso se organiza la información y se cuantifican los beneficios que arroja el proyecto de digitalización de la red eléctrica. Para ello, en función de los objetivos del proyecto, se estiman los beneficios descritos a continuación.

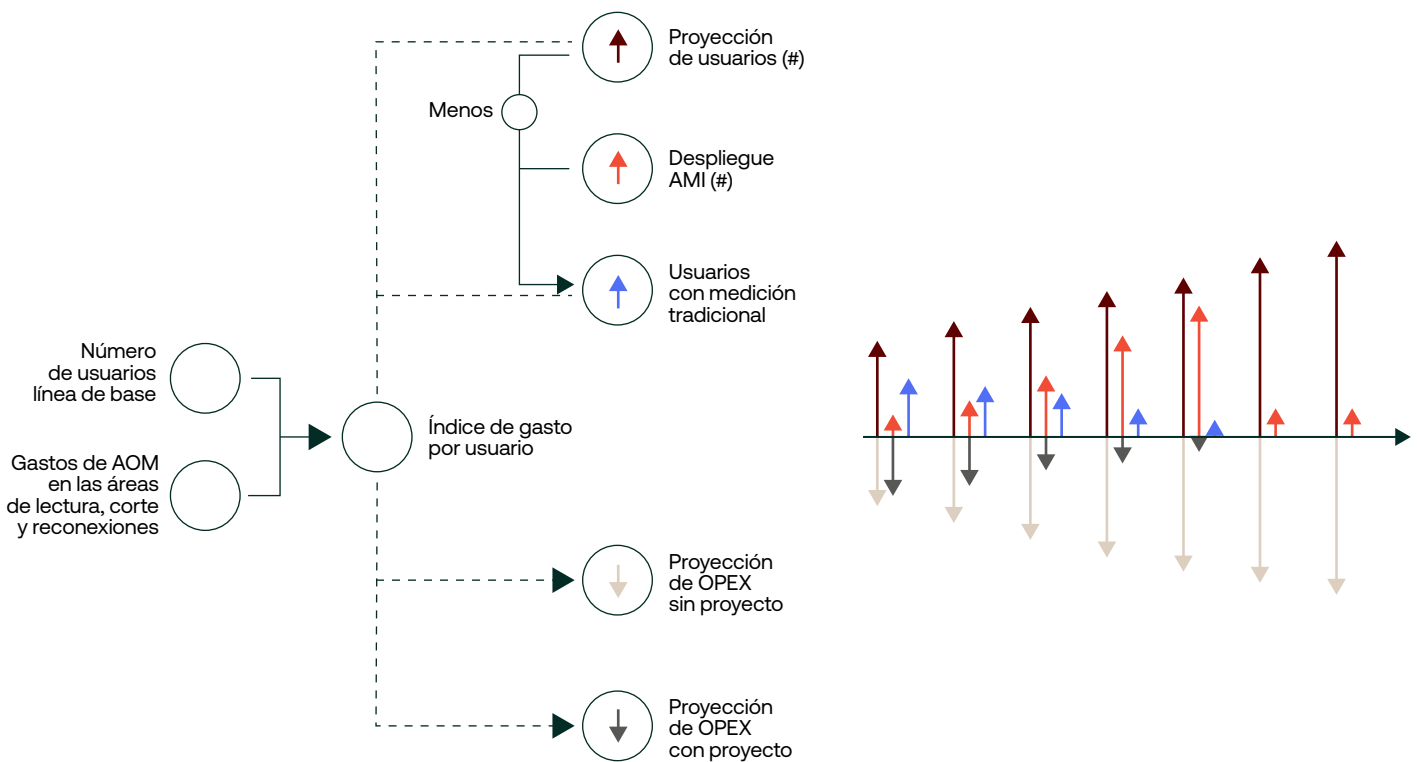
Reducción en los gastos del área comercial

Se deben proyectar los gastos anuales del área de facturación en las situaciones con y sin proyecto. Para ello es necesario estimar los indicadores en la línea de base del personal requerido (operarios por 1.000 usuarios) para las actividades de lectura, cortes y reconexiones y el gasto asociado (USD por 1.000 suscriptores).

La Figura A.1.8 sintetiza el tratamiento metodológico para estimar el OPEX del área comercial en las situaciones con y sin proyecto. A partir del número de usuarios en el año base y los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) en las áreas de lectura, cortes y reconexiones, se estima el índice de gastos comerciales por usuario. Por otra parte, se

proyectan tanto los usuarios de la empresa como los equipos AMI que se instalan cada año en el marco del proyecto. La diferencia en el acumulado de esas dos proyecciones arroja el número de usuarios con medición tradicional correspondiente a cada año. Los gastos en la situación sin proyecto se obtienen de multiplicar los usuarios totales por el índice de gasto. Los gastos en la situación con proyecto se derivan de aplicar este índice a los usuarios con medidor tradicional en cada periodo. El flujo de beneficios económicos se obtiene como la diferencia en los costos estimados entre las situaciones con y sin proyecto.

Figura A.18 — Esquema metodológico para la medición de beneficios por despliegue de medidores inteligentes



Aumento en la eficiencia del recaudo

En primer lugar, se debe establecer la política comercial planteada por la empresa para el uso de los equipos AMI en zonas de difícil recuperación de cartera. En particular, es necesario determinar si se implementarán esquemas comerciales de prepago en los segmentos del mercado con mayores dificultades de recuperación de cartera y fraude (*bypass* del medidor). Si la estrategia comercial de prepago está contemplada en el proyecto, se prosigue con la estimación del beneficio; en caso contrario, los beneficios por mejores índices de cartera no se aplican en la evaluación beneficio-costos. Es posible que existan imprecisiones en la lectura bajo el método tradicional o subreportes que incidan negativamente en la eficiencia comercial. Si este es el caso y el operador cuenta con una estimación de las pérdidas no técnicas asociadas con estas ineficiencias, las mejoras esperadas en el recaudo por la empresa se pueden incluir directamente en el modelo.

La Figura A.19 ilustra la metodología para estimar el incremento en el recaudo de la empresa de distribución generado por el despliegue de AMI con la funcionalidad

prepago. En primer lugar, se estima el índice de eficiencia en el recaudo en la línea de base, calculado como el cociente entre el recaudo y la facturación para el último período con información comercial. Por otra parte, es necesario proyectar la facturación. Para ello se estiman el número de usuarios, los consumos promedio y las tarifas que se aplican a cada grupo de usuarios. Por otra parte, con la información del proyecto, se estima el número de usuarios con medición prepago que se incorporan año a año al servicio y el porcentaje de la energía no pagada cubierta por la base de usuarios que realizan prepago. Con esta información se calcula el índice de eficiencia en el recaudo en la situación con proyecto. A partir de la facturación esperada y los índices de eficiencia respectivos, se calcula el recaudo en las situaciones con y sin proyecto. La diferencia de estas magnitudes corresponde a la reducción de recursos de presupuesto que se deben orientar para subsidiar el servicio. El beneficio económico de reducir el flujo de recursos presupuestarios para sostener financieramente el servicio se valora al costo marginal de los fondos públicos (CMFP).

Figura A.1 9 — Esquema metodológico para la medición de las mejoras en el recaudo atribuibles al proyecto

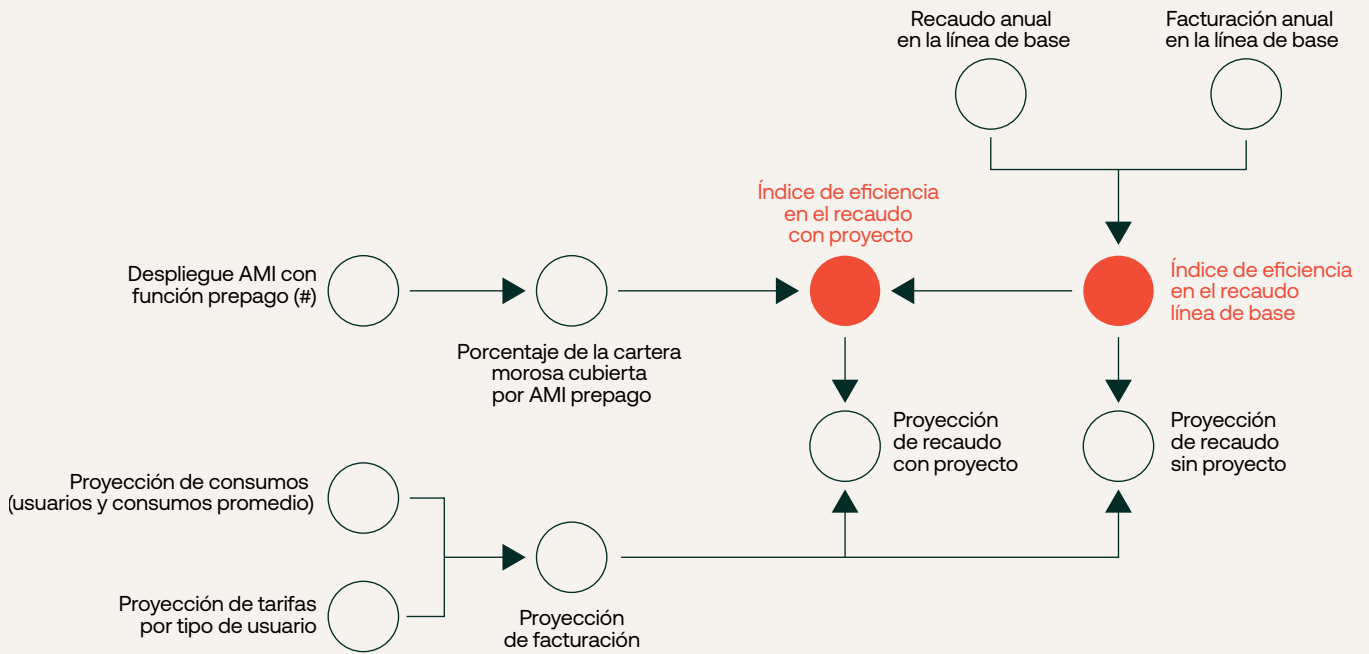


Figura A.1 10 — Esquema metodológico para los beneficios por reducción de pérdidas técnicas



Reducción de pérdidas técnicas

La digitalización permite aumentar la resiliencia de las redes eléctricas y con ello reducir las pérdidas técnicas. En la Figura A.1 10 se ilustra la metodología para cuantificar los beneficios económicos asociados con la disminución de pérdidas. El primer paso es calcular el índice de pérdidas técnicas en la línea de base, que refleja la energía generada no entregada a los usuarios. Con base en información del equipo de ingeniería a cargo del diseño de la red digitalizada, es

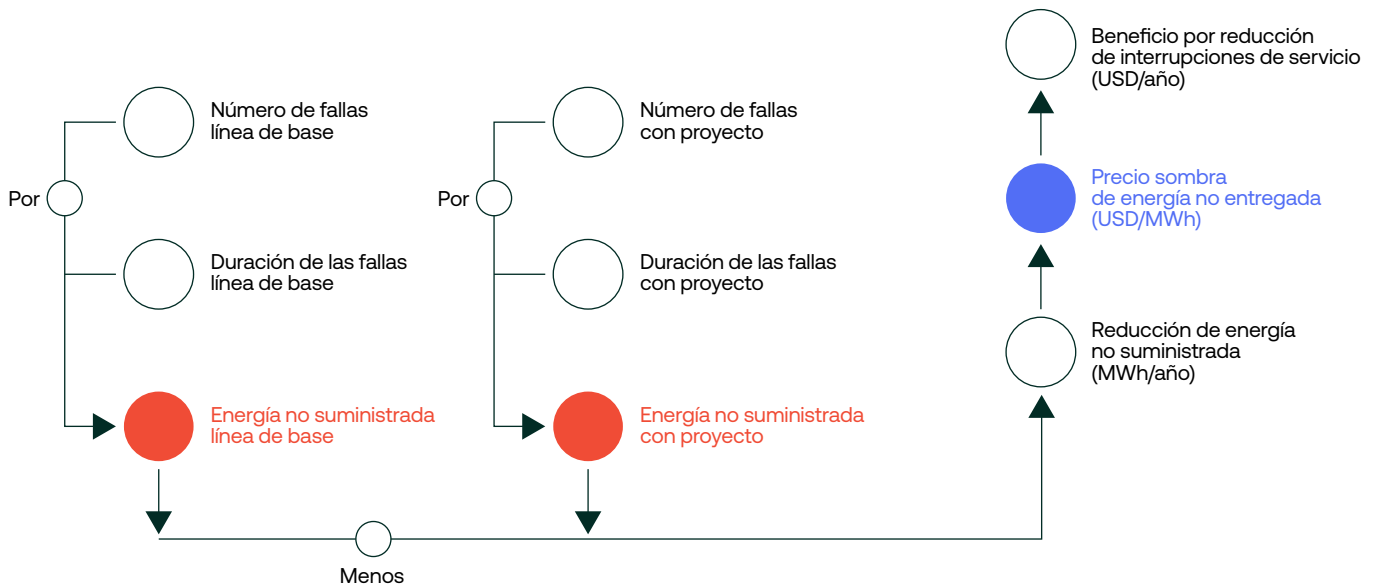
posible contar con una estimación del índice de pérdidas en la situación con proyecto. Puesto que la energía demandada cada año en el horizonte de análisis es la misma, es posible derivar el diferencial de energía generada entre la línea de base y la situación con proyecto, aplicando los respectivos indicadores de pérdidas a la base de facturación proyectada. El ahorro de energía inducido por las menores pérdidas se valora al precio de la energía en el mercado mayorista.

Reducción en los cortes de suministro

La mayor resiliencia de las redes inteligentes se traduce en un menor número de interrupciones del servicio a los usuarios. En la Figura A.1 11 se expone el procedimiento para cuantificar estos beneficios potenciales del proyecto. Las empresas de distribución almacenan los índices del número de fallas en el suministro y su duración, con lo cual es posible calcular la energía no entregada por problemas técnicos en el año base. Los diseños de ingeniería de la red inteligente, por su

parte, proporcionan una estimación de los índices de fallas y la energía no entregada por interrupciones del servicio en la situación con proyecto. La diferencia de energía no entregada atribuible al proyecto se valora al precio sombra estimado de la energía no despachada en cada país asociada con fallas técnicas en la red. Este cálculo se lleva a cabo en cada uno de los años dentro del horizonte de análisis.

Figura A.1 11 — Esquema metodológico para la medición de los beneficios atribuibles a la reducción de las interrupciones en el servicio por problemas técnicos de la red eléctrica



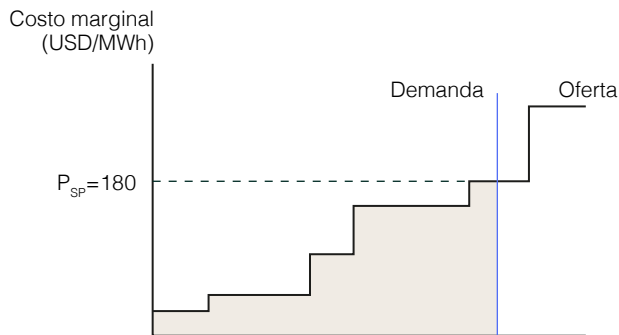
Promoción de la entrada a recursos descentralizados de generación de energía

La promoción de la generación con recursos renovables embebidos en la red (DER) reporta beneficios económicos por la reducción de los GEI y la eventual disminución de los costos de generación asociados con el desplazamiento de recursos de mayores costos marginales en el despacho diario. El primer paso para la consideración de este beneficio es determinar si la presencia de la medición inteligente busca, entre otros objetivos, promover el ingreso de DER. En efecto, con medición inteligente bidireccional, el sistema puede identificar los aportes de energía de cada fuente y remunerarlos con base en la regulación adoptada. No obstante, la penetración de DER exige acciones complementarias, tanto en el plano técnico como en el regulatorio, que pueden no estar contemplados en el proyecto de AMI. Si el proyecto no contempla las bases para la expansión de los DER, estos beneficios no se deben incluir en el análisis. En caso contrario, se procede de la siguiente manera:

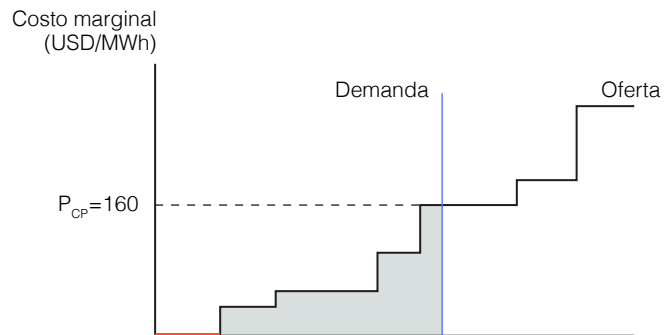
- Se estima el número de DER y el cronograma de entrada en la red.
- Se estima la capacidad (MW) y generación promedio (kWh/día) de cada recurso DER en cada año del horizonte de análisis (esto requiere información de radiación, viento y eficiencia de los equipos).
- Se estima la reducción de los costos de generación:
 - Calculando la energía desplazada para cada recurso por la energía generada en las unidades DER impulsadas por el proyecto.
 - Calculando el ahorro en costos de generación como la energía desplazada en cada planta tradicional (MWh/año) por el respectivo costo de generación (USD/MWh).
 - Agregando el ahorro a toda la energía de fuentes convencionales desplazada por la entrada de los DER.
- Se estiman las reducciones de gases con efecto invernadero:
 - Calculando las emisiones de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ por kWh generado en la línea de base a partir de la matriz actual de generación.
 - Calculando las emisiones de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ por kWh generado en la situación con proyecto, considerando fuentes convencionales desplazadas del despacho de acuerdo con el punto anterior.

Figura A.1 12 — Esquema metodológico para la medición del ahorro en el costo de la energía y las emisiones de CO_2 por introducir DER en el sistema

Panel A.
Equilibrio del mercado sin DER



Panel B.
Equilibrio del mercado con DER



Es importante tener presente que, si se incluyen los beneficios por la penetración de los DER, es necesario contabilizar en la evaluación los costos incrementales que supone el despliegue de la generación con fuentes no tradicionales (costo de los equipos de generación no convencionales, como paneles solares, turbinas eólicas, baterías para el almacenamiento y refuerzos en la red de distribución). También hay que considerar los mayores requerimientos de reservas de potencia con plantas convencionales para respaldar la generación intermitente de los DER.

En la Figura A.1 12 se expone el método de valoración de los beneficios económicos que supone introducir DER en el sistema eléctrico. La figura muestra cómo la entrada de esos recursos con costos marginales igual a cero desplaza la función de oferta del sistema a la derecha (segmento rojo del panel de la derecha). De esta forma, ante una misma demanda a determinada hora del día (línea vertical azul), el mercado se equilibra con un precio menor. Como se observa en el ejemplo,

Suavización del perfil horario de consumo

Los AMI permiten transmitir la señal del costo de la energía a los usuarios en cada intervalo de tiempo (tarifas dinámicas). Los usuarios, por su parte, pueden optimizar sus patrones de consumo desplazando el uso de electrodomésticos (o la carga de vehículos eléctricos) desde horarios de costos marginales de generación y tarifas elevadas a horarios de menor demanda y precios. Como resultado, mediante la implementación de un sistema de tarifas dinámicas, es posible aplanar el perfil horario de la demanda, con lo cual, como se discutió en la sección anterior, se desplaza en el tiempo el plan de expansión de generación y se reducen los costos promedio de generación. El primer efecto se debe a que la capacidad instalada de generación se planifica para atender los requerimientos en las horas de máxima demanda del sistema; si se aplanan el consumo, se reduce la demanda máxima y con ello los requerimientos de inversión. El segundo efecto se produce porque los recursos con mayores costos marginales ingresan al sistema para atender los máximos de demanda; si se suaviza el perfil de consumo, se reduce la dependencia de recursos costosos.

Los beneficios asociados con la suavización del perfil horario de la demanda solo se deben considerar en la evaluación si dentro de los objetivos del proyecto está planteada la implementación de tarifas dinámicas. En caso contrario, se omite.

el precio se redujo de 180 USD/MWh a 160 USD/MWh. Desde el punto de vista de los usuarios, el beneficio diario equivale al ahorro en el gasto de energía resultante de la multiplicación de precios y cantidades para todas las horas del día entre las situaciones con y sin proyecto.

El ahorro en costos de variables de generación (combustibles y otros) se mide con el área bajo la curva de demanda. La diferencia entre el área crema en el panel A de la Figura A.1 12 y el área gris en el panel B de la misma figura equivale al ahorro en recursos económicos asociados con la generación de electricidad. La forma de medir la reducción de emisiones es análoga. En este caso, es necesario modificar el eje en la figura con la información de emisiones de cada planta ($t\ CO_{2eq}/MWh$) y reestimar las áreas en las situaciones con y sin proyecto. Conviene recordar que, como en los costos marginales, las emisiones de los DER considerados también son iguales a cero (segmento rojo).

Los **ahorros en costos de generación** se valoran de la siguiente forma:

- Se estima el perfil horario del consumo de los futuros usuarios con AMI en las situaciones con y sin proyecto.
- Se estima el perfil horario agregado de la demanda del sistema en las situaciones con y sin proyecto.
- Se estima el costo de generación agregado para atender la demanda en las situaciones con y sin proyecto (a partir de los recursos de generación necesarios para atender la demanda en cada hora y su respectivo costo de generación).
- Se estima la diferencia en los costos agregados en la situación con y sin proyecto. Esa diferencia representa el ahorro.

La Figura A.1 13 ilustra, en forma simplificada, el ahorro en costos de generación que supone el aplanamiento del perfil de consumo que puede resultar del despliegue de AMI y la implementación de tarifas dinámicas. El panel A representa la línea de base. Dentro de este, la gráfica de la derecha ilustra la potencia máxima consumida en cada bloque horario de 6 horas¹⁹ en la situación sin proyecto; el costo para los usuarios

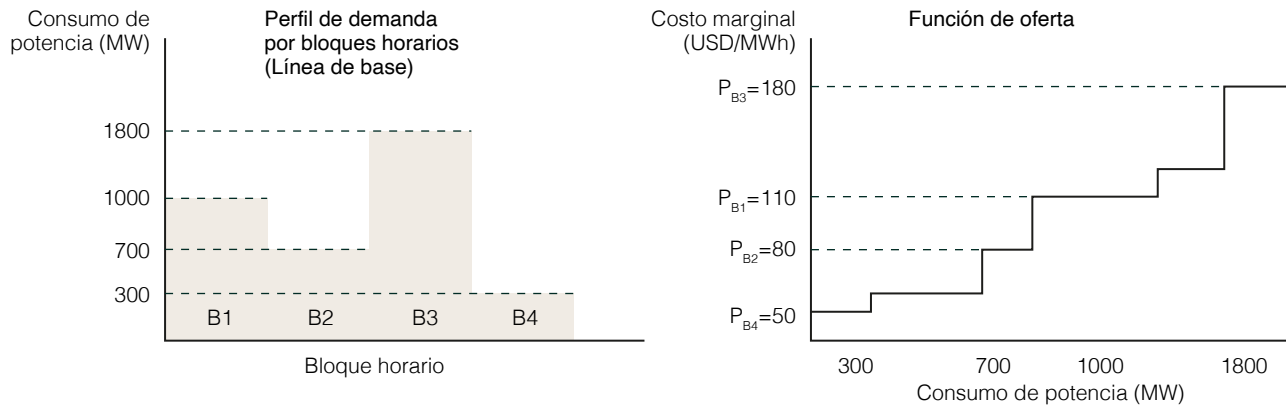
¹⁹ Para simplificar el análisis se asume que el consumo corresponde al máximo de potencia reportado en cada bloque horario. Es decir, se consumen 22.800 MWh, resultado de multiplicar la potencia máxima demandada del bloque por 6 horas en cada bloque.

de consumir este monto de energía, si el precio mayorista se fija en el punto donde la demanda intercepta la oferta, en esta línea de base asciende a USD 3.030.000 diarios, estimado como la suma de los productos del costo marginal y los consumos (potencia multiplicada por 6 horas) para los cuatro bloques horarios. El panel B muestra el resultado si los usuarios desplazan los consumos equivalentes a 300 MW de

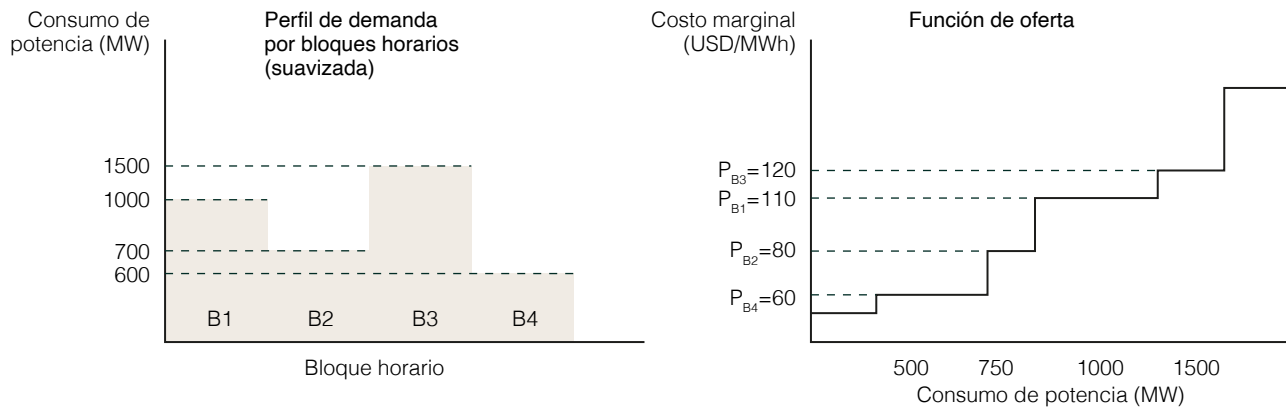
potencia requerida del bloque horario 3 al bloque horario 4, manteniendo invariable el consumo total. En la situación con proyecto, donde algunos consumos del horario pico de la tarde se desplazan a la madrugada, el costo de la energía se estima en USD 2.292.000 diarios, un 24 % inferior a los de la línea de base²⁰.

Figura A.113 — Esquema metodológico para la medición del ahorro en el costo de la energía por aplanar la curva horaria de consumo

Panel A. Línea de base



Panel B. Resultados de la simulación



20. Los cálculos se llevan a cabo desde la perspectiva del usuario en un mercado donde el precio de toda la energía transada se liquida al costo marginal de generación de la planta que despeja el mercado. Una forma alternativa es cuantificar el costo total de generación, que se estima como la suma de las áreas bajo la función de oferta para cada bloque horario.

Los **ahorros por desplazamientos de inversiones** en generación se valoran así:

- Se estima la capacidad de generación necesaria para atender las horas de máxima demanda (MW) en las situaciones con y sin proyecto en el horizonte de proyección, considerando un factor de reserva adecuado.
- Se calculan las inversiones necesarias para asegurar que el parque de generación permita atender la demanda en horas de máxima exigencia en las situaciones con y sin proyecto. Para llevar a cabo este cálculo se puede emplear un indicador del costo promedio de inversión (USD/MW) para cada tipo de fuente y la estructura deseada de composición por fuentes en el plan de expansión.
- Se calcula el valor presente neto (VPN) y el costo anual equivalente (CAE) del costo del plan de inversión en el horizonte de análisis para las situaciones con y sin proyecto.

— La diferencia en el CAE entre las situaciones con y sin proyecto constituye una estimación de los beneficios por aplanar los perfiles horarios de consumo.

El Cuadro A.17 resume el cálculo de un proyecto hipotético que reduce en 300 MW la demanda por capacidad del sistema atribuible al cambio en el perfil del consumo inducido por el proyecto. En él, se asume que los cambios de hábitos se dan paulatinamente para alcanzar la reducción en el cuarto año de ejecución de las inversiones. Ignorando el factor de reserva, se calculan las inversiones en capacidad en MW y en USD para las situaciones con y sin proyecto. Considerando una tasa de descuento del 9 % y un costo promedio de USD 1.200 por kW instalado, se estima que el VPN del plan de expansión en la situación con proyecto es de USD 1.664 millones, USD 321 millones menos que el CAPEX de expansión del parque de generación en la situación sin proyecto. Los beneficios del programa de AMI corresponderían a este diferencial en un solo año o se pueden incluir como el costo anual equivalente (CAE), de USD 50 millones en cada uno de los años dentro del horizonte de evaluación.

Cuadro A.17 — Ejemplo numérico del cálculo de beneficios por desplazamiento de inversiones inducidos por el aplanamiento del perfil horario de consumo

Tasa anual de crecimiento		4%										
Demanda de potencia (MW)		6.000										
Tasa de descuento		9%										
Costo de expansión (USD/KW)		1.200										
Capacidad instalada (MW)		6.000										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demanda de potencia (sin proyecto)	MW	6.000	6.240	6.490	6.749	7.019	7.300	7.592	7.896	8.211	8.540	
Demanda de potencia (con proyecto)	MW	5.900	6.040	6.190	6.449	6.719	7.000	7.292	7.596	7.911	8.240	
Faltan de capacidad (sin proyecto)	MW		240	250	260	270	281	292	304	316	328	
Faltan de capacidad (con proyecto)	MW		40	150	260	270	281	292	304	316	328	
CAPEX (sin proyecto)	USD millones		288	300	312	324	337	350	364	379	394	
CAPEX (con proyecto)	USD millones		48	180	312	324	337	350	364	379	394	
VPN (sin proyecto)	USD millones		1.985									
VPN (con proyecto)	USD millones		1.664									
Diferencia	USD millones		321									
CAE (sin proyecto)			309									
CAE (con proyecto)			259									
Diferencia			50									

Construcción del flujo financiero

En esta etapa se organiza la información de ingresos y costos del proyecto como un flujo de caja financiero esperado del proyecto. A continuación, se describen los aspectos a tener en cuenta.

Horizonte del análisis

El análisis se puede llevar a cabo para un horizonte consistente con la vida útil esperada de los activos. Para proyectos de infraestructura es correcto emplear horizontes de entre 20

y 30 años. En proyectos de tecnología se pueden plantear horizontes más cortos, considerando la obsolescencia de los equipos que conlleva el cambio técnico.

Ingresos

Se debe contar con información de la capacidad de producción del proyecto y su grado de utilización para cada año en el horizonte del análisis. En ocasiones, el proyecto es en sí su producción. Por ejemplo, kilómetros de vía, de gasoducto, kilómetros de redes de transmisión, etc. Esta información la suministra el equipo técnico que realiza los estudios de prefactibilidad o factibilidad.

Se debe contar además con una estimación de los precios o tarifas que se cobrarán por unidad comercializada. Se

recomienda mantener el análisis en precios constantes del año en que se realiza la evaluación para no afectar los resultados con los supuestos de inflación hacia el futuro²¹. La tarifa puede ser cero en proyectos de bienes públicos que no contemplan cargos a los usuarios.

Los ingresos se obtienen como el producto de las unidades transadas por su precio. Para bienes públicos puros, el ingreso esperado puede ser cero.

Egresos

Normalmente, los flujos de caja financieros agregan los gastos operativos en muy pocos rubros. En los ejercicios de evaluación económica es importante desagregar los costos y gastos de forma que se puedan discriminar cada uno de los principales insumos, la mano de obra y los impuestos (IVA).

De igual forma, los gastos de capital del proyecto se deben desagregar entre los principales materiales, el alquiler de equipos, la mano de obra, los terrenos y otros inmuebles, y los impuestos.

Financiación

El análisis financiero exige estimar los requerimientos de deuda del proyecto. Por lo anterior, se debe considerar la relación deuda/patrimonio con que se estructura el proyecto y verificar las necesidades de financiación para cubrir los recursos que puedan faltar. Los intereses causados por este endeudamiento se deben incluir como egresos operativos y los excedentes se deben destinar a amortizar la deuda. El cierre financiero del modelo se logra tras una secuencia de iteraciones, hasta que

se cubran los recursos faltantes en cada período y se amortice la totalidad de la deuda. En proyectos de bienes públicos, se deben incluir como ingresos las transferencias de presupuesto para cubrir el OPEX y CAPEX.

Como resultado del análisis del proyecto, se estima la tasa de retorno del inversionista y el valor presente neto con una tasa de descuento acorde con el nivel de riesgo percibido

21 Si quien estructura el proyecto tiene razones fundadas para estimar variaciones en los precios relativos del producto del proyecto en el futuro, es correcto incluir esta variación en términos constantes.

por los inversionistas. Un signo negativo en el valor presente del flujo de caja financiero no implica que el proyecto no sea conveniente desde la perspectiva económica y social. Cuando el valor presente es menor que cero, el proyecto requiere

subsidios. Para determinar si el proyecto es conveniente en términos de eficiencia económica es necesario construir el flujo de beneficios y costos valorados de acuerdo con su costo de oportunidad, como se indica en el siguiente apartado.

Cuadro A.18 — Estructura conceptual del flujo financiero del proyecto de digitalización de la red eléctrica

Horizonte	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
I. Ingresos										
II. Costos										
Mano de obra operación										
Conectividad										
Intereses										
Impuestos										
Amortizaciones										
CAPEX										
Equipos digitales red eléctrica										
Equipos de computación										
Software										
Mano de obra instalación										
Materiales										
II. Flujo de caja										
Aportes de patrimonio										
Necesidades de deuda										
Indicadores										
VPN										
TIR										
ROE										

Construcción del flujo económico

El siguiente paso consiste en identificar cuáles son los costos y beneficios que genera el proyecto a la economía. Es necesario determinar la dirección y magnitud de los cambios en los excedentes de los consumidores y los productores; las externalidades positivas o negativas del proyecto sobre terceros, y el impacto en las finanzas públicas. De igual forma,

se debe establecer el costo del proyecto en términos de movilización de recursos económicos (bienes y factores).

La metodología general de evaluación de proyectos supone mercados en competencia, donde el precio de los productos iguala el costo marginal y los factores son remunerados por sus respectivas productividades marginales. En la práctica,

no obstante, las economías están expuestas a rigideces, distorsiones, externalidades y fallas de mercado²². Los factores del precio sombra o precios de cuenta se han construido precisamente para corregir los precios de mercado, de forma que reflejen el verdadero costo de oportunidad de los bienes y factores involucrados en el proyecto. En la medida que las economías son cada vez más abiertas y están expuestas a menores intervenciones, los precios y salarios convergen a sus respectivos costos de oportunidad y las correcciones por precios de cuenta dejan de ser indispensables.

En algunos países, las oficinas de planeación actualizan los factores de conversión a precios de cuenta, de manera que los analistas puedan traducir los flujos construidos con precios de mercado a flujos en precios de eficiencia. Cuando no se dispone de estos parámetros, conviene hacer algunos ajustes a los flujos con valores de mercado. Así, por ejemplo, los impuestos no representan un costo económico; se trata de una transferencia de los agentes privados hacia el sector público y no del uso final de los recursos. Los bienes transables se deben valorar a su precio de frontera. Si la economía enfrenta restricciones cambiarias, es necesario ajustar el componente importado de los proyectos de acuerdo con el verdadero costo de oportunidad de las divisas. En condiciones de desempleo, el precio sombra de la mano de obra es inferior al salario de mercado.

Como se describe en la Figura A.1 14, el paso de precios de mercado (flujo financiero) a precios sombra (flujo construido con el costo de oportunidad de los recursos) requiere modificar tanto los ingresos (beneficios) como los egresos (costos).

Los beneficios económicos engloban tanto el producto del proyecto, valorado por la disponibilidad a pagar de los usuarios, como el valor de las externalidades negativas mitigadas por el proyecto²³.

El precio o tarifa del producto ofrecido por el proyecto debe excluir cualquier subsidio o transferencia originada en los presupuestos públicos. En sectores poco expuestos a la competencia, con tarifas reguladas o influenciadas por decisiones del sector público, los cargos que pagan los usuarios pueden no reflejar el valor social del bien o servicio. En estos casos, es necesario estimar directamente la disponibilidad de los usuarios a pagar por una unidad del bien o servicio (o la disposición a aceptar una compensación por ser excluido del consumo). Esta variable se estima a partir de modelos microeconómicos y estadísticos, tales como las preferencias reveladas o preferencias declaradas²⁴. Alternativamente, cuando no se precise considerar la disponibilidad a pagar, es correcto emplear el costo marginal de largo plazo como una estimación del valor económico del producto del proyecto²⁵.

En los beneficios se debe considerar el efecto del proyecto en el medio ambiente, como la reducción de emisiones de GEI o material particulado. La estimación de estos valores es compleja y normalmente quien está a cargo de la evaluación de proyectos acude a estudios internacionales que reporten los resultados de las valoraciones²⁶.

22 Estructuras oligopólicas o monopólicas, donde el precio de mercado supera el costo marginal; servicios subsidiados y de tarifas administrativas, donde el precio es inferior al costo marginal; bienes o servicios, que no tienen precio en el mercado o con los que no se realizan transacciones, como las externalidades ambientales.

23 En la sección anterior se han expuesto los beneficios asociados con los componentes de digitalización y la forma de valorarlos, incluidas las externalidades.

24 La metodología de las preferencias declaradas parte de la aplicación de una encuesta a una muestra representativa de potenciales usuarios. El encuestador define el bien, servicio o atributo y cita un precio (seleccionado aleatoriamente dentro de un rango razonable de valores). Posteriormente pregunta al encuestado si está dispuesto a pagar ese precio por adquirir el bien, el servicio o incluir nuevos atributos. A partir de las respuestas se conforma un vector de 0 (no estaría dispuesto a comprar) y 1 (estaría dispuesto a comprar), que actúa como variable discreta dependiente en el análisis econométrico. La matriz de variables independientes está dada por el precio citado a cada individuo y otras variables de control que lo caractericen, como su edad, sexo, ingreso y nivel de ingreso. La estimación del parámetro medio de disponibilidad a pagar se lleva a cabo con métodos econométricos de variable discreta, como Logit y Probit. Normalmente, el diseño y procesamiento de las encuestas requiere la contratación de firmas especializadas que entiendan y corrijan eventuales sesgos, como la ausencia de una real restricción presupuestal del encuestado a la hora de decidir su respuesta (sesgo hipotético). Estos modelos tienen una amplia aplicación en evaluación de proyectos para parametrizar la función de demanda y el valor subjetivo del tiempo (transporte), valorar los perjuicios de no suministrar el servicio (energía eléctrica) o establecer el costo estadístico de la vida (siniestralidad y contaminación con material particulado).

25 El costo marginal de largo plazo se estima como el costo de producir una unidad adicional en el largo plazo cuando se opera a capacidad plena. Este concepto engloba tanto el OPEX (en condiciones de eficiencia) como el CAPEX, porque asume que, para producir la nueva unidad, es necesario expandir la capacidad instalada.

26 Por ejemplo, la guía de la Unión Europea fija en 40, 25, y 10 euros por t de CO₂e los valores altos, medio y bajo de los gases efecto invernadero. Estos valores se aplican en las evaluaciones de proyectos que soliciten fondos comunitarios.

Figura A.1 14 — Paso de precios de mercado a precios de eficiencia



Fuente: Adaptado de Comisión Europea (2014).

Por el lado de los costos, se da un tratamiento diferencial a los bienes transables y a los no transables²⁷. En el caso de los insumos transables, el costo de oportunidad se aproxima como el precio de referencia en el mercado internacional (precios de frontera). Si se trata de un bien exportable, el costo de oportunidad es el sacrificio en divisas de exportar este bien y, por lo tanto, el precio en el mercado internacional. Si se trata de uno importable, la mayor demanda originada por el proyecto se cubre con un aumento en las importaciones y, nuevamente, el precio de referencia corresponde al precio en los mercados externos. El factor estándar para los distintos tipos de bienes se deriva del peso de los impuestos de comercio exterior en el valor del bien²⁸.

En el caso de los insumos no transables, el precio internacional no constituye una señal del costo de oportunidad del bien. Si se trata de insumos menores, es adecuado utilizar los factores de corrección que estiman las autoridades de planificación en los países. Estos factores, aplicados a los precios de mercado, arrojan el precio sombra o precio de cuenta del bien bajo análisis²⁹. Cuando la realización del proyecto eleva significativamente la demanda de un insumo no transable, es necesario analizar el costo incremental de largo plazo para determinar su costo de oportunidad.

En economías con desempleo, un porcentaje de la mano de obra contratada para ejecutar el proyecto proviene con alguna probabilidad de trabajadores desempleados, cuyo costo de oportunidad puede ser cercano a cero. En este caso es necesario corregir los salarios de mercado para construir los flujos de costos. El cálculo del factor del precio de cuenta de la mano de obra depende de la tasa de desempleo y del esquema de cargas fiscales y subsidios sobre la nómina.

Los impuestos y subsidios no constituyen un costo para la economía. Se trata de transferencias de recursos entre el sector público y privado. Para construir los flujos del proyecto a precios de eficiencia, los precios de los insumos y productos

se deben incluir netos del impuesto al valor agregado (IVA) y otros impuestos directos e indirectos.

En ocasiones, los proyectos pueden reducir las necesidades de transferencias del sector público. Este podría ser el caso de un proyecto que reduzca los costos de suministro de un bien básico. La eventual reducción de subsidios y transferencias desde los presupuestos públicos hacia el servicio inducidos por el proyecto se valoran al costo marginal de los fondos públicos. Cuando un proyecto reduce la presión al fisco, genera eficiencia económica, porque disminuyen las distorsiones que impone el sistema tributario a la economía³⁰.

Una vez construidos los flujos del proyecto en valores económicos (costo de oportunidad) no se deben valorar los posibles efectos indirectos que genere el proyecto en la economía, porque se corre el riesgo de sumar dos veces el mismo beneficio. Por ejemplo, incluir como beneficio el número de empleos creados por el proyecto es un error. Los salarios son un costo y no un beneficio del proyecto. La mano de obra que emplea el proyecto deja de producir en actividades alternativas. Como se mencionó, cuando se corrige el valor de mercado de la nómina por el precio sombra de este factor, ya se está incorporando en el flujo del proyecto el hecho de que parte de los trabajadores atraídos por el proyecto eran desempleados.

Algo similar ocurre con la inclusión de los efectos indirectos que puede tener el proyecto sobre otras ramas de la actividad económica. En efecto, es posible, a partir de los coeficientes de consumo intermedio de la matriz insumo-producto, estimar la mayor demanda y valor agregado generado por la demanda de insumos de otros sectores inducida por el proyecto. El punto es que, si se quisiera incluir los efectos indirectos como un beneficio adicional del proyecto, sería necesario estimar los efectos que se dejaron de dar por no aplicar estos mismos recursos a proyectos alternativos. Tanto de De Rus (2010) como la guía de la UE recomiendan no sumar este

27 Bienes transables son todos aquellos que, por sus características, pueden negociarse en el mercado internacional. En este grupo se encuentran los productos agropecuarios, mineros y manufactureros, entre otros. Los bienes no transables, por su parte, físicamente no se pueden situar en el mercado internacional. Este es el caso de la tierra, los inmuebles y los servicios públicos por redes (energía, agua, saneamiento y telecomunicaciones), entre otros.

28 En el caso de bienes importados, se considera el valor de costo, seguro y flete (CIF, por sus siglas en inglés) sin aranceles ni IVA. En el caso de bienes exportables, el precio de frontera corresponde al valor franco a bordo (FOB, por sus siglas en inglés). El factor del precio de eficiencia para los bienes transables se estima como la relación del valor del comercio internacional del respectivo bien, es decir la suma de las importaciones (M) y las exportaciones (X) dividida por el valor comercial, incluyendo los impuestos aduaneros (TM): $\text{Factor} = (M+X)/(M+X+TM)$.

29 La estimación de estos factores se lleva a cabo con metodologías que utilizan los coeficientes técnicos de la matriz insumo-producto.

30 A pesar de que los impuestos constituyen una transferencia entre agentes y no un costo, es importante tener en cuenta que el sistema impositivo genera distorsiones en la economía que la alejan de su potencial. Estas distorsiones son necesarias para ofrecer a la población bienes públicos, pero es conveniente medirlas. Analizando el sacrificio en generación de valor agregado que impone la elevación de las tasas tributarias en modelos de equilibrio general, se obtiene el CMFP. Este parámetro es útil para, por ejemplo, estimar los beneficios de un proyecto que reduce la necesidad de entregar subsidios. En este caso, el proyecto reduce una transferencia del sector público al privado, lo cual, en principio es neutro. No obstante, al reducir la presión fiscal, disminuyen las distorsiones del sistema tributario sobre la economía, con un impacto positivo en bienestar estimado dado por el CMFP.

tipo de beneficios indirectos adicionales. El flujo del proyecto, corregido con precios de eficiencia, mide el impacto del proyecto en la economía. El Cuadro A.1 9 sugiere la estructura

del flujo del proyecto a precios económicos. Los beneficios y costos que se deben incluir dependen de la tipología específica de cada proyecto de digitalización.

Cuadro A.1 9 — Estructura conceptual del flujo del proyecto de digitalización de la red eléctrica para la evaluación beneficio-costos

Horizonte de análisis	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
I. Beneficios										
Ahorro en OPEX										
Reducción en pérdidas técnicas										
Reducción en pérdidas no técnicas										
Reducción en interrupciones del servicio										
Ahorros en costos de generación										
Reducción de emisiones de GEI										
II. Costos										
OPEX										
Conectividad										
Personal operación										
CAPEX										
Equipos digitales red eléctrica										
Equipos de computación										
Software										
Mano de obra instalación										
Materiales										
Flujo neto del proyecto = I - II										
Indicadores										
VPN										
TIR										
B/C										

Cálculo de los indicadores de beneficio-costos

Para establecer la bondad de un proyecto a partir de las estimaciones de los flujos de beneficios y costos, se utilizan normalmente tres indicadores, que se complementan entre sí: el valor presente, la tasa interna de retorno y la relación beneficio-costos. En algunos contextos, esos indicadores se estiman tomando como referente los flujos en precios de eficiencia para diferenciarlos de los indicadores estimados a partir de los flujos financieros del proyecto. En los flujos económicos, como se discutió anteriormente, los beneficios

incluyen la valoración del servicio por parte de los usuarios (disponibilidad a pagar) y todas las posibles externalidades sobre la economía o el medio ambiente. Los costos, por su parte, se ajustan para corregir las fallas del mercado y otras distorsiones, de forma que reflejen el costo de oportunidad de los recursos invertidos en el proyecto.

El valor presente neto (VPN) se calcula como la suma descontada de los beneficios (B), netos de costos (C), en

cada año (i) en el horizonte de análisis (T). Puesto que los flujos se descuentan con la tasa social (r), que refleja el costo de oportunidad de los recursos públicos, si el VPN es positivo, la ejecución del proyecto es conveniente para la economía. En ese sentido, el VPN es un indicador contundente para determinar la bondad de los proyectos. No obstante, su capacidad para priorizar proyectos dentro de una lista de iniciativas evaluada es limitada porque arroja valores absolutos. Es decir, un proyecto puede generar un VPN mayor que otro porque el volumen de recursos movilizados es más alto y no necesariamente porque sea más rentable en términos económicos y sociales.

$$VPN = \sum_{i=0}^T \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i}$$

Un indicador que no depende del volumen de recursos movilizado por el proyecto y que, por lo tanto, es útil para priorizar proyectos cuando se enfrenta una restricción presupuestaria es la tasa interna de retorno (TIR). La TIR se define como la tasa a la cual el valor presente neto del proyecto es igual a cero. La TIR expresa la rentabilidad económica de los recursos que se destinen al proyecto. Cuando la TIR es superior a la tasa de descuento, el VPN es positivo y, por lo tanto, la ejecución del proyecto es conveniente para la economía. A pesar de su poder como indicador para establecer el orden de prioridad en una lista de proyectos, en el cálculo y aplicación de la TIR es necesario tomar dos precauciones. En primer lugar, la solución matemática de la TIR no siempre es única. El analista puede tomar decisiones erradas si la TIR estimada por el modelo no corresponde a la solución dentro de los rangos relevantes del proyecto³¹. En segundo lugar, la TIR supone que los excedentes que genera el proyecto se reinvierten a esa misma tasa. En muchos proyectos esto no es posible, con lo cual el indicador puede sobrestimar la verdadera rentabilidad del proyecto.

$$\sum_{i=0}^T \frac{B_i - C_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

Finalmente, la relación beneficio-costo (B/C) se calcula como el cociente entre el VPN de los beneficios y el VPN de los costos. Cuando la relación es mayor que 1, el VPN del proyecto es positivo y la TIR supera la tasa de descuento. En estos casos, conviene ejecutar el proyecto. Si los recursos disponibles no son suficientes para financiar todos los proyectos con B/C > 1, se pueden aplicar reglas para priorizar los proyectos hasta agotar los recursos disponibles para inversión

a partir del aporte marginal de cada proyecto en los beneficios por recurso invertido.

$$\frac{B}{C} = \sum_{i=0}^T \frac{B_i / C_i}{(1+r)^i}$$

Además de estos tres indicadores básicos de evaluación, se han construido indicadores para determinar si un proyecto se debe acometer inmediatamente o conviene postergar su entrada en operación. En particular, esta puesta en marcha es conveniente en el año en que los beneficios netos de costos superen la tasa de descuento: (B-OPEX) > r(CAPEX). El primer año en que se cumpla esta desigualdad, conviene iniciar el proyecto (Económica Consultores, 2016).

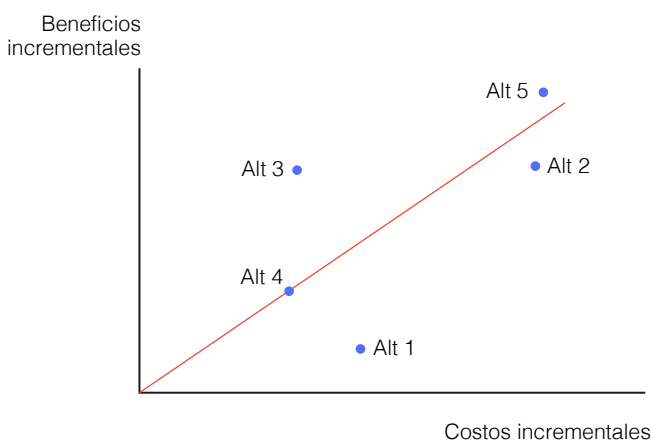
En el caso de la digitalización, es muy probable enfrentar situaciones en las que resulta necesario establecer cuál es la profundidad óptima para la introducción de tecnologías disruptivas 4.0 en los proyectos de despliegue o reposición de infraestructura. En general, la digitalización de redes o servicios se puede desarrollar en etapas, comenzando por aquellos componentes o fases con mayor impacto. El análisis B/C permite priorizar el orden de inclusión de los componentes de digitalización. El primer paso es comparar el aporte incremental, tanto en beneficios como en costos, de cada alternativa de digitalización con relación a la línea de base, la cual refleja el proyecto estructurado con base en las tecnologías tradicionales.

Como se observa en el panel A de la Figura A.1 15, algunas alternativas de digitalización arrojan mayores beneficios incrementales que otras. De igual forma, los costos adicionales que impone al proyecto llevar a cabo cada alternativa varían entre opciones. La línea roja en el gráfico (45 grados) divide el plano en dos. Las alternativas localizadas encima de la línea se caracterizan por generar beneficios incrementales superiores a los costos incrementales (alt. 3 y alt. 5). En principio, si lo permite la restricción presupuestal, es conveniente, desde la perspectiva económica y social, incluir estos componentes de digitalización en el proyecto. Las alternativas de digitalización situadas por debajo de la línea (alt. 1 y alt. 2) demandan recursos superiores a los beneficios incrementales que aportan al proyecto, lo que indica la conveniencia de postergar estas inversiones en el tiempo. En estos casos, la reducción en los costos de la tecnología o incrementos en los beneficios por efectos como un mayor número de usuarios o de su ingreso pueden elevar en el futuro la rentabilidad económica del componente. Finalmente, incluir o excluir la alternativa 4 es indiferente ya que los beneficios incrementales igualan los costos incrementales.

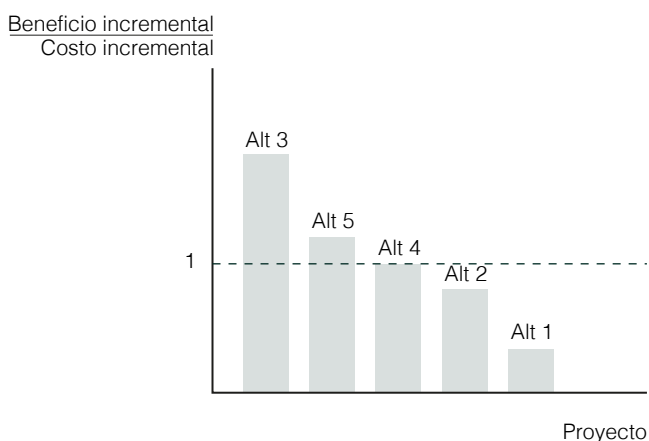
31 En términos matemáticos, la TIR es una raíz de un polinomio de grado T (T corresponde a los periodos contemplados en el horizonte de análisis). El número de raíces reales o imaginarias es igual al grado del polinomio.

Figura A.1 15 — Análisis de priorización de componentes

Panel A



Panel B



Una forma alternativa de llevar a cabo el análisis de priorización de componentes se muestra en el panel B de la figura. En este caso se grafica directamente la relación entre beneficios y costos incrementales. Desde una perspectiva económica, es conveniente implementar todas las alternativas de digitalización con un coeficiente superior a 1 y rechazar las que arrojen valores inferiores. Si el responsable del proyecto enfrenta restricciones presupuestarias, debe considerar la inclusión de componentes en el orden sugerido por el indicador hasta agotar los recursos.

En algunos componentes de digitalización existen relaciones de dependencia entre alternativas. Dos alternativas pueden

ser complementarias, de manera que para desplegar la alternativa 4 de digitalización es necesario haber desplegado la alternativa 2. También se puede dar el caso de alternativas sustitutas. Por ejemplo, si se desplegó la alternativa 4, ya no es posible desplegar la alternativa 2. En caso de interdependencia, el análisis de beneficios y costos incrementales se debe estructurar sobre estrategias de despliegue de los componentes, considerando el carácter complementario o sustitutorio de las opciones evaluadas. Cada estrategia plantea una secuencia viable de despliegue de alternativas para alcanzar los objetivos de digitalización.

Análisis de sensibilidad

La estimación de beneficios y costos se estructura sobre supuestos del comportamiento de variables que no están bajo el control de quien ejecuta el proyecto. El crecimiento demográfico, el comportamiento de la actividad económica, la evolución futura del precio de los factores, como salarios, la tasa de interés o la tasa de cambio, influyen en los resultados del proyecto y no es posible predecirlos con precisión. Por ello, conviene llevar a cabo un análisis de sensibilidad para determinar qué tan robustos son los indicadores del proyecto ante escenarios ácidos de comportamiento de las variables externas.

El análisis de sensibilidad se debe concentrar en aquellas variables con mayor incidencia en el proyecto y considerar que algunas variables externas están correlacionadas entre sí. Se trata de incluir en el flujo de evaluación un cambio en los supuestos y registrar el nuevo resultado. La relación de los cambios porcentuales en el resultado final y el cambio porcentual en el supuesto de modelación es un indicador de la sensibilidad del desempeño del proyecto a cada una de las variables consideradas en el análisis. De igual forma, es posible establecer cuál es el rango de valores de determinada variable en el cual los resultados del proyecto son aceptables. Este ejercicio es útil porque permite crear una noción del riesgo que existe de que el proyecto se aleje de los objetivos

en determinados estados de la economía o el sector. Si es improbable que las variables se salgan del rango, el ejercicio de evaluación se puede considerar robusto para soportar las decisiones y seguir adelante con la inversión. En caso contrario, es necesario llevar a cabo un análisis de riesgo más profundo. El análisis de sensibilidad también se puede conformar analizando el efecto simultáneo de varias variables sobre el desempeño del proyecto. En este caso, se trata de conformar escenarios —optimista, medio y pesimista— y reportar los resultados cuando el modelo simula los indicadores del proyecto con cada uno de ellos.

Es útil y en ocasiones una exigencia estructurar una matriz de riesgos del proyecto. La matriz contiene, en las filas, una lista de los riesgos a los que el proyecto se puede ver expuesto. En las columnas, por su parte, se incluyen las posibles causas de ocurrencia; el impacto de la ocurrencia sobre los resultados del proyecto (proviene del análisis de sensibilidad); los efectos negativos sobre el proyecto; el nivel (rango) de probabilidad de la ocurrencia³² y la severidad del impacto³³; y las medidas para mitigar su ocurrencia o impacto. La combinación de probabilidad y severidad del impacto permiten, a su vez, establecer el nivel de riesgo del proyecto. Es recomendable descartar proyectos con niveles muy elevados de riesgo. La construcción de la matriz de riesgo constituye una forma de incluir en la estructuración medidas orientadas a mitigar o prevenir los riesgos con un alto impacto en el desempeño del proyecto, tanto en la etapa de construcción como en la de operación. En particular, el ejercicio permite asignar los riesgos entre los diferentes agentes involucrados en el proyecto. Como regla general, los riesgos se deben asignar a quien esté en mejores condiciones para gestionarlos.

En proyectos de gran tamaño y para riesgo de alto impacto, conviene llevar a cabo un análisis de riesgo. Se trata de caracterizar la función de distribución subyacente de las variables aleatorias bajo análisis. Con los parámetros de la función, se alimenta un “modelo de Montecarlo”, el cual permite realizar un número grande de simulaciones, en las que la variable adquiere diferentes valores generados aleatoriamente a partir de la función de distribución. En cada simulación, se reportan los resultados de los indicadores del proyecto (VPN, TIR, B/C). Con esta información, es posible construir una función de distribución del desempeño del proyecto y determinar, por ejemplo, cual es la probabilidad de que el VPN del proyecto sea negativo.

32 En la guía de evaluación de la UE (Comisión Europea, 2014) se sugiere catalogar los riesgos por rangos de probabilidad: muy improbable (0-10 % de probabilidad); improbable (10-30 % de probabilidad); tan probable que ocurra como que no ocurra (33-66 % de probabilidad); probable (66-90 % de probabilidad); muy probable (90-100 % de probabilidad).

33 De igual forma, la guía de la UE (Comisión Europea, 2014) clasifica los efectos de la ocurrencia sobre el proyecto en seis categorías, según las cuales la categoría 1 es ningún efecto y la categoría 6 es catastrófico.

Incentivos y barreras de la digitalización del sector

La estructura institucional del sector eléctrico varía considerablemente entre los países de la región. En un extremo prevalecen operadores integrados verticalmente, desde la generación hasta la distribución a los domicilios. En el otro extremo se encuentran mercados desintegrados verticalmente y con libre entrada en las actividades, donde es posible la competencia (en generación y comercialización) y una estricta regulación de la expansión y la tarifa en los segmentos monopólicos (para transmisión y distribución). Independientemente del grado de apertura de los mercados, el suministro del servicio de energía eléctrica requiere un esquema de despacho centralizado para asegurar que en cada instante la energía generada iguale la energía demandada³⁴. Bajo esta configuración, la evolución del sector eléctrico depende, en buena medida, de las reformas regulatorias que promuevan o inhiban la introducción del cambio técnico. La digitalización y la expansión de fuentes de generación descentralizada de menor escala embebida en la red de distribución dependen en gran medida de la estructuración del mercado y de los incentivos regulatorios y económicos existentes para impulsarla.

Los recursos descentralizados de fuentes no convencionales son, por naturaleza, intermitentes y no es posible programar su despacho como se hace con las plantas tradicionales que alimentan la red. Estos recursos aportan electricidad al sistema en función de la radiación y el viento, sin considerar el nivel de la demanda ni las decisiones administrativas. Las tecnologías de las redes inteligentes permiten estabilizar las condiciones de operación de la red en presencia de generación descentralizada, pero exigen algunas condiciones técnicas.

En particular, es necesario asegurarse de que los circuitos en donde se incorporan recursos de energía distribuida (DER) tengan la capacidad para recibirla. En los países donde ya se ha establecido un marco regulatorio para la operación de este tipo de activos de generación, se han adoptado

diferentes medidas para regular su entrada. En general, se obliga al operador de red a publicar información técnica y de demanda de cada circuito, de forma que quien quiera instalar su generador pueda verificar previamente, y sin requerir autorizaciones, si la red tiene la capacidad suficiente para recibir la energía proveniente de los DER. De esta forma, los usuarios puedan estructurar sus proyectos de autogeneración atendiendo los requisitos para la conexión. En la literatura revisada se identificaron dos tipos de restricciones:

- La generación entregada en el punto no puede exceder un porcentaje de la demanda en hora de menor consumo.
- La generación entregada no puede exceder un porcentaje de la carga máxima del circuito.

Otra decisión técnica decisiva para la penetración de las tecnologías digitales es el acceso del sistema eléctrico a redes de comunicaciones. El despliegue de una red inteligente exige la comunicación de millones de equipos en tiempo real. La eficiencia de la digitalización dependerá de la regulación que se aplique a los operadores de la red para asegurar la conectividad de sus equipos (acceso al espectro radioeléctrico, por ejemplo).

También es necesario contemplar los incentivos económicos de los agentes. Para el operador de la red, la introducción de recursos de energía distribuidos puede significar pérdidas económicas. En efecto, la energía generada por sus clientes reduce su facturación y con ello los ingresos destinados a cubrir costos fijos (no evitables) de transmisión y distribución³⁵. Para el usuario, la remuneración de sus excedentes de generación puede viabilizar financieramente el proyecto de autogeneración. Es por esta razón que la regulación que se adopte para remunerar los excedentes de energía entregada por los DER es determinante en la expansión de las redes inteligentes y la generación descentralizada.

34 A gran escala, el almacenamiento de energía eléctrica es costoso y, por lo tanto, es necesario contar con un ente centralizado con la capacidad de aumentar los niveles de generación cuando la demanda crece y reducirlo cuando la demanda baja.

35 La compra de energía, en contraste, es un costo evitable. Si los usuarios demandan menos de la red, el operador adquiere menos energía en el mercado mayorista.

Una revisión de la experiencia internacional muestra que se han adoptado distintos esquemas regulatorios para remunerar los excedentes de energía proveniente de recursos descentralizados. Entre ellos están:

- Contratos a precio fijo. El operador de la red reconoce un precio fijo por kWh recibido del usuario, independientemente de las condiciones del mercado. Este esquema, se asemeja a los contratos bilaterales de compra de energía por grandes usuarios, que buscan mitigar el riesgo asociado con las variaciones de precio en la bolsa de energía.
- Medición neta. Se liquida al usuario con base en la energía calculada como la variación en las lecturas del medidor³⁶. De manera implícita, con este esquema se están reconociendo al usuario los excedentes al precio para el consumidor final. Este esquema incentiva la instalación de DER, pero se trata de una sobrerremuneración porque, como se mencionó, la tarifa al usuario final cubre costos fijos de transmisión y distribución asumidos por el distribuidor y no por el cliente.
- Facturación neta. En este caso el balance no se hace sobre la energía, sino directamente sobre la liquidación de consumos de acuerdo con los precios en el mercado mayorista a la hora en que se inyecten los excedentes a la red.
- Precio de bolsa. Bajo esta metodología los excedentes se pagan al precio mayorista de acuerdo con su nivel horario. Este precio no incluye cargos de distribución y transporte y, por lo tanto, corrige la sobrestimación del esquema de medición neta.
- No pago. En algunos países el distribuidor no reconoce ningún pago por la energía inyectada en la red. Este esquema protege al operador de eventuales pérdidas con la energía inyectada en los esquemas que sobrerremuneran los excedentes, pero puede constituir un freno para la expansión de la generación embebida en la red.

Otro tópico esencial en la regulación para la expansión de redes inteligentes es la determinación de quién debe cubrir los costos de los medidores inteligentes. En algunos países el costo se trasfiere al usuario. Este esquema puede generar conflictos, sobre todo en segmentos de la población de bajos ingresos sin la capacidad para asumir el gasto. Por otra parte, con el despliegue de los AMI, la empresa de distribución puede reducir costos de lectura, facturación y recaudo, que, por vía regulatoria, se deberían reflejar en menores tarifas. En el otro extremo, un esquema que exija a la empresa asumir los costos de los AMI sin un ajuste correspondiente en la tarifa podría ser expropiatorio y comprometer la sostenibilidad financiera del prestador del servicio y la credibilidad regulatoria.

Para explotar completamente los beneficios de la digitalización de las redes eléctricas, es necesario establecer reglas para que las transacciones del mercado mayorista tengan una definición horaria de precios y que los usuarios finales reciban esta señal. Por ejemplo, la rentabilidad privada y el ritmo de penetración de los vehículos eléctricos van a ser mayores si el usuario percibe la señal de precios bajos del mercado en horas nocturnas de menos demanda, cuando su vehículo está cargando. Con la estructura de precios actual, la carga de baterías se liquida al precio promedio, muy por encima del costo marginal de generación del mercado en ese horario.

Otro de los aspectos que se debe tener en cuenta es la definición de aspectos regulatorios, en particular sobre la operación y estandarización de los equipos que se utilizan, así como sobre la gobernanza y privacidad de los datos generados por las redes inteligentes.

Finalmente, es importante tener presente que algunos de los beneficios de las redes eléctricas están constituidos por la reducción de externalidades, como la contaminación y la emisión de GEI. En estos casos, es eficiente en términos económicos crear incentivos que permitan internalizar en los agentes los efectos externos de sus decisiones. Algún nivel de exención tributaria en la compra de estos equipos podría justificarse en el plano de la eficiencia económica.

³⁶ Los medidores inteligentes son bidireccionales y tienen la capacidad de medir la energía que fluye de la red al usuario y la que fluye del DER del usuario a la red. El neto se estima como la energía consumida (KWh) menos la energía generada (KWh).

Cuadro A.110 — Aspectos regulatorios asociados a la digitalización del sector de energía

Regulación técnica

Condiciones técnicas de los circuitos para recibir la energía de fuentes descentralizadas (DER)	La generación no puede exceder en determinado porcentaje la demanda/hora de menor consumo
	La generación entregada no puede exceder determinado porcentaje de la carga máxima del circuito
Condiciones de acceso de las empresas eléctricas a la red de comunicaciones	Acceso directo al espectro
	Alquiler de infraestructura de comunicaciones
	Ofertas de servicios con descuentos

Regulación económica

Remuneración de excedentes de energías provenientes de DER	Contratos a precio fijo
	Medición neta
	Facturación neta
	Precio de bolsa
	No pago
Señal dinámica de precios	Precios varían en definición horaria
Despliegue de los AMI	El medidor lo paga el usuario
	El medidor lo paga la empresa
Protocolos para la digitalización	Gobernanza y privacidad de los datos generados en redes inteligentes

