



Economía de las pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe

Editado por:

Rigoberto Ariel Yépez García

Raúl Jiménez Mori





Economía de las pérdidas de electricidad

en América Latina
y el Caribe

Editado por:

Rigoberto Ariel Yépez García

Raúl Jiménez Mori

Catalogación en la fuente proporcionada por la Biblioteca Felipe Herrera del Banco Interamericano de Desarrollo

Economía de las pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe / editores, Rigoberto Ariel Yépez-García, Raúl Jiménez Mori..

p. cm.

Incluye referencias bibliográficas.

978-1-59782-547-4 (Digital)

1. Electric power consumption-Latin America. 2. Electric power consumption-Caribbean Area. 3. Electric utilities-Latin America. 4. Electric utilities-Caribbean Area. 5. Energy-Latin America-Finance. 6. Energy-Caribbean Area-Finance. I. Yépez-García, Rigoberto Ariel, editor. II. Jiménez Mori, Raúl, editor. III. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. IV. BID Invest. V. Serie.

HD9685.A2 O83 2024

IDB-BK-252

Copyright © 2024 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



.Puntoaparte
Editores

Contenido

- Lista de figuras y cuadros
Página 5
- Lista de recuadros
Página 8
- Prólogo
Página 9
- Agradecimientos
Página 10
- Autores
Página 11
- **Capítulo 1**
Resumen ejecutivo: principales hallazgos y consideraciones de política
Página 12
- **Capítulo 2**
Conceptualización de los flujos de energía perdida
Página 28
- **Capítulo 3**
¿Cuál es la magnitud del problema?
Página 41
- **Capítulo 4**
Detrás de la escena: ¿Qué elementos subyacen a las pérdidas eléctricas?
Página 65
- **Capítulo 5**
Experiencias de reducción y control de pérdidas eléctricas
Página 87
- **Capítulo 6**
Digitalización y el sector privado
Página 114
- **Capítulo 7**
Costos y beneficios de reducir las pérdidas de electricidad
Página 139
- **Capítulo 8**
¿Hay una demanda social por conexiones irregulares?
Página 160
- **Capítulo 9**
Percepción y tolerancia del consumo irregular de energía
Página 177
- **Capítulo 10**
Conclusiones
Página 192
- Referencias
Página 195
- Anexos
Página 205

Prólogo

América Latina y el Caribe (ALC) enfrentan desafíos persistentes para consolidar mercados de infraestructura energética eficientes, asequibles y sostenibles. Uno de los desafíos más notables es la prevalencia de las pérdidas eléctricas. Estas pérdidas no solo amplían las deficiencias en la operación y confiabilidad del servicio, sino que también erosionan los ingresos de las empresas distribuidoras de electricidad y, en algunos casos, de los gobiernos. A su vez, las pérdidas eléctricas afectan negativamente la capacidad para mantener y expandir una infraestructura adecuada, lo que perjudica la calidad del servicio eléctrico. Las consecuencias de estas deficiencias afectan particularmente a los grupos más vulnerables y limitan la productividad de las economías, pues estas no ofrecen servicios de calidad.

Los altos niveles de pérdidas eléctricas en el sector han dado lugar a notables costos sociales, ambientales y económicos en varios países. Abordar eficazmente la problemática que da lugar a estos costos implica realizar una evaluación detallada de las pérdidas, determinar sus causas y formular recomendaciones de políticas adecuadas al contexto específico de ALC. Este diagnóstico es más relevante aún en el actual entorno económico, con elevados

costos de materias primas, creciente inflación y proyecciones de crecimiento económico moderadas.

El presente libro ofrece una perspectiva actualizada sobre el funcionamiento de los mercados de electricidad, con un foco especial en el problema de las pérdidas de electricidad. Los autores destacan la naturaleza del problema, las causas y el impacto operativo y financiero. Además, presentan soluciones para reducir las pérdidas eléctricas y mitigar su impacto en la sociedad. El libro subraya que no hay soluciones estándar para abordar el desafío y se requiere, por tanto, reconocer las causas subyacentes, que en muchos casos pueden estar relacionadas con la interferencia política en la gestión de las empresas eléctricas.

Los estudios de caso presentados evidencian que fortalecer los marcos regulatorios, promover los incentivos adecuados, implementar nuevas tecnologías en las redes eléctricas y mejorar la gestión y la gobernanza de las empresas eléctricas en la región contribuyen a controlar y reducir las pérdidas. Además, estas acciones facilitan la mejora de la calidad del servicio y disminuyen las emisiones de gases de efecto invernadero. Es fundamental que estas medidas se implementen con una perspectiva a

futuro y con consideraciones para el corto y el mediano plazo. Para lograrlo, es imprescindible contar con el compromiso de todos los actores incluyendo el respaldo de consumidores, empresas, reguladores y gobiernos.

Capitalizar los beneficios de minimizar las pérdidas eléctricas es esencial para aliviar las limitaciones financieras actuales en el sector. Esto incrementará la capacidad financiera de las empresas, facilitando futuras inversiones y cerrando las brechas de financiamiento para cumplir los Objetivos de Desarrollo Sostenible asociados a la infraestructura. La región requiere invertir más y mejor en infraestructura para así mejorar la cantidad y la calidad de los servicios eléctricos.

Esperamos que este producto de conocimiento ayude a una mejor comprensión sobre las causas de las pérdidas eléctricas en la región y las medidas de política para superarlas, lo que contribuirá a la provisión de servicios eléctricos eficientes, asequibles y sostenibles.

Ana María Ibáñez

Vicepresidenta de Sectores y Conocimiento
Banco Interamericano de Desarrollo

Agradecimientos

Esta publicación fue elaborada conjuntamente por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y por la División de Efectividad en el Desarrollo de BID Invest, bajo el liderazgo de Rigoberto Ariel Yépez García y Raúl Jiménez Mori.

El libro incluye aportes de colegas dentro y fuera del Grupo BID. Los principales autores de estos capítulos son: Santiago López Cariboni (Capítulo 9), Johanna Gomez Velasquez, Elizabeth Layton Herrera y David Matías (capítulo 6). Un reconocimiento especial corresponde a David Matías, quien también colaboró en la preparación del Capítulo 5 y brindó un excelente apoyo durante todo el proceso de revisión y conclusión del presente manuscrito.

Este libro, que forma parte de la agenda de investigación de grupo BID en el área de infraestructura, no habría sido posible sin el continuo apoyo del Grupo a la generación de conocimiento. En este sentido, la presente publicación continúa y expande una línea de análisis desarrollada por el Banco para superar el problema de pérdidas eléctricas en la región. Entre los trabajos previos relevantes figuran los de colegas como: Tomás

Serebrisky, Arturo Alarcon, Lenin Balza, Jesús Tejeda, Augusto Bonzi, y Rafael Crochemore Ney.

Agradecemos el apoyo recibido de Marcelino Madrigal, Jefe de la División de Energía. Varios colegas hicieron importantes contribuciones o comentarios en diversas etapas de la elaboración de este volumen. Estamos especialmente agradecidos con Fernando Cubillos, Jennifer Doherty-Bigara, Alberto Elizalde, David López Soto, Diego Margot, Alejandra Planas, Edwin Malagon, Hilen Meirovich, Malaika Masson, José Irigoyen, Ebony Anietia, Ricardo Sierra, Virginia Snyder. También agradecemos los comentarios de Arie Cartagena de la empresa ENSA en Panamá y al Equipo de la empresa Air-e en Colombia, quienes brindaron comentarios a los respectivos estudios de caso en el Capítulo 5. Se reconoce el aporte de Rony González y David Amésquita en la operación con la empresa Air-e. Expresamos nuestro agradecimiento por los excelentes comentarios y consejos de Diego Margot al Capítulo 7. El Comité de Estudios del Departamento de Investigación del BID y Tomás Serebrisky proporcionaron valiosa orientación y comentarios críticos durante la estructuración y revisión del contenido de esta publicación. También se agradece especialmente la guía de

Patricia Yanez, Rodolfo Stucchi y Norah Sullivan durante el proceso de coordinación de esta publicación.

David Matías jugó un rol central en la coordinación de la producción de este volumen. Patricia Ardila hizo un excelente trabajo en la edición de la primera versión del texto en español. Ediciones posteriores y pruebas de lectura fueron realizados por los editores y David Matías. Puntoaparte Editores se encargó de la diagramación del volumen y de la ilustración de la portada.

El proceso de publicación ha recibido el apoyo de diferentes equipos del Grupo, en particular de Montserrat Urquiola, Anamaria Nunez Zelaya, Alejandra Haro, y Alessandro Macri.

A pesar de los valiosos aportes de las numerosas personas que han contribuido a este volumen, los editores y los autores asumen toda la responsabilidad por cualquier error en la información o el análisis. Las opiniones expresadas en esta publicación pertenecen a los editores del proyecto y a los autores de los capítulos correspondientes y no necesariamente reflejan las opiniones del Grupo BID ni de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representan.

Autores

Rigoberto Ariel Yépez García, ciudadano mexicano, es Asesor Principal de Economía en la Vicepresidencia de Sectores y Conocimiento (VPS) del Banco Interamericano de Desarrollo. Tiene un Doctorado en Economía de la Universidad de Chicago.

Johanna Gomez Velasquez (Capítulo 6), ciudadana colombiana, es oficial líder de inversiones – Infraestructura & Energía, de BID Invest.

Elizabeth Layton Herrera (Capítulo 6), ciudadana colombiana, es oficial de inversiones – Infraestructura & Energía, de BID Invest.

Raul Jimenez Mori, ciudadano peruano, es oficial de efectividad para el desarrollo de BID Invest. Tiene un Doctorado en Economía de la Universidad Roma Tor Vergata.

Santiago López Cariboni (Capítulo 9), ciudadano uruguayo, es Profesor del Departamento de Economía de la Universidad de la República, Uruguay. Tiene un Doctorado en Ciencia Política de la Universidad de Essex.

David Matías (Capítulos 5 y 6), ciudadano mexicano, es economista de la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo. Tiene una Maestría en Economía en el Colegio de México.

Capítulo 1

Resumen ejecutivo: principales hallazgos y consideraciones de política

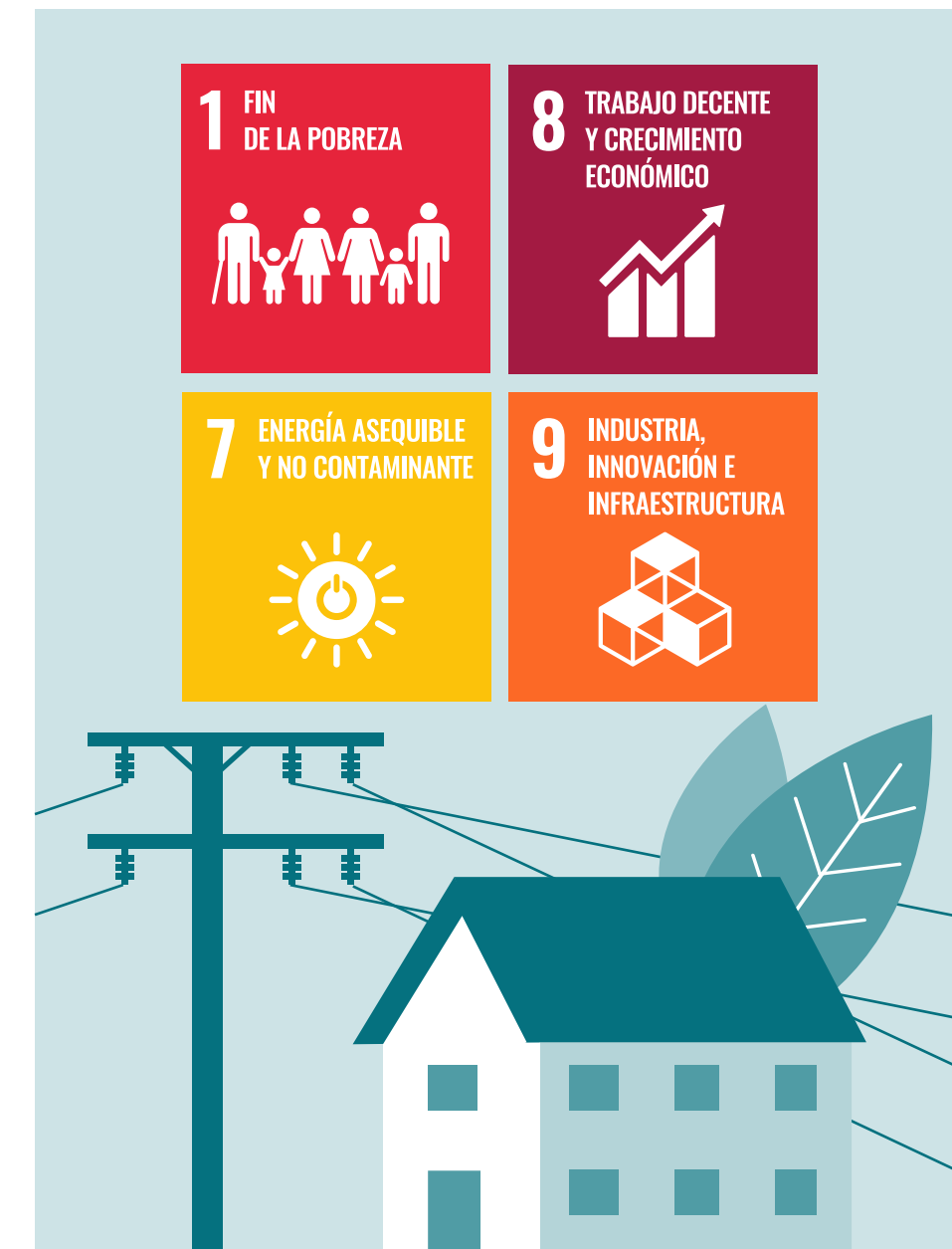
- Introducción
Página 13
- Principales hallazgos
Página 15
- Consideraciones de política
Página 21

Reducir y controlar las pérdidas eléctricas es indispensable para alcanzar mercados eléctricos sostenibles, tanto desde el punto de vista económico como ambiental. Dada la complejidad del problema de pérdidas, así como sus externalidades negativas; intervenciones orientadas a reducir dicho problema son transversales a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y necesarias para una transición energética exitosa. Específicamente, en la medida en que se facilita el acceso a servicios básicos de calidad a grupos vulnerables y promueve el ahorro de energía, la reducción de pérdidas se encuentra en consonancia con la ODS 1, “Fin de la Pobreza”, y con la ODS 7 “Energía limpia y asequible”. Dado que estas intervenciones buscan mejorar y ampliar la infraestructura, y elevar la calidad de los servicios, ellas también contribuyen a la ODS 9, “Industria, Innovación e Infraestructura”. Además, tanto las inversiones implícitas en estas intervenciones como las mejoras esperadas en los servicios eléctricos contribuirían a la ODS 8 “Trabajo Decente y Crecimiento Económico.”

Esta publicación busca ofrecer una visión integral sobre la problemática de las pérdidas eléctricas en la región de ALC y las implicaciones políticas correspondientes. Entre las principales preguntas que respon-

de el texto se encuentran: ¿Cuál es la magnitud del problema? ¿Qué factores influyen en los niveles de pérdidas eléctricas? ¿Qué mecanismos han sido implementados con éxito para reducir las pérdidas eléctricas en transmisión y distribución? ¿Qué factores han sido relevantes en la implementación y desempeño de dichos mecanismos? ¿Cuáles han sido los efectos correspondientes asociados con los niveles de pérdidas eléctricas? Para dar respuesta a estas preguntas, se analiza evidencia a nivel macro y microeconómico, lo que muestra experiencias específicas sobre los desafíos más importantes y sobre las principales avenidas para superar el problema de pérdidas de electricidad en la región.

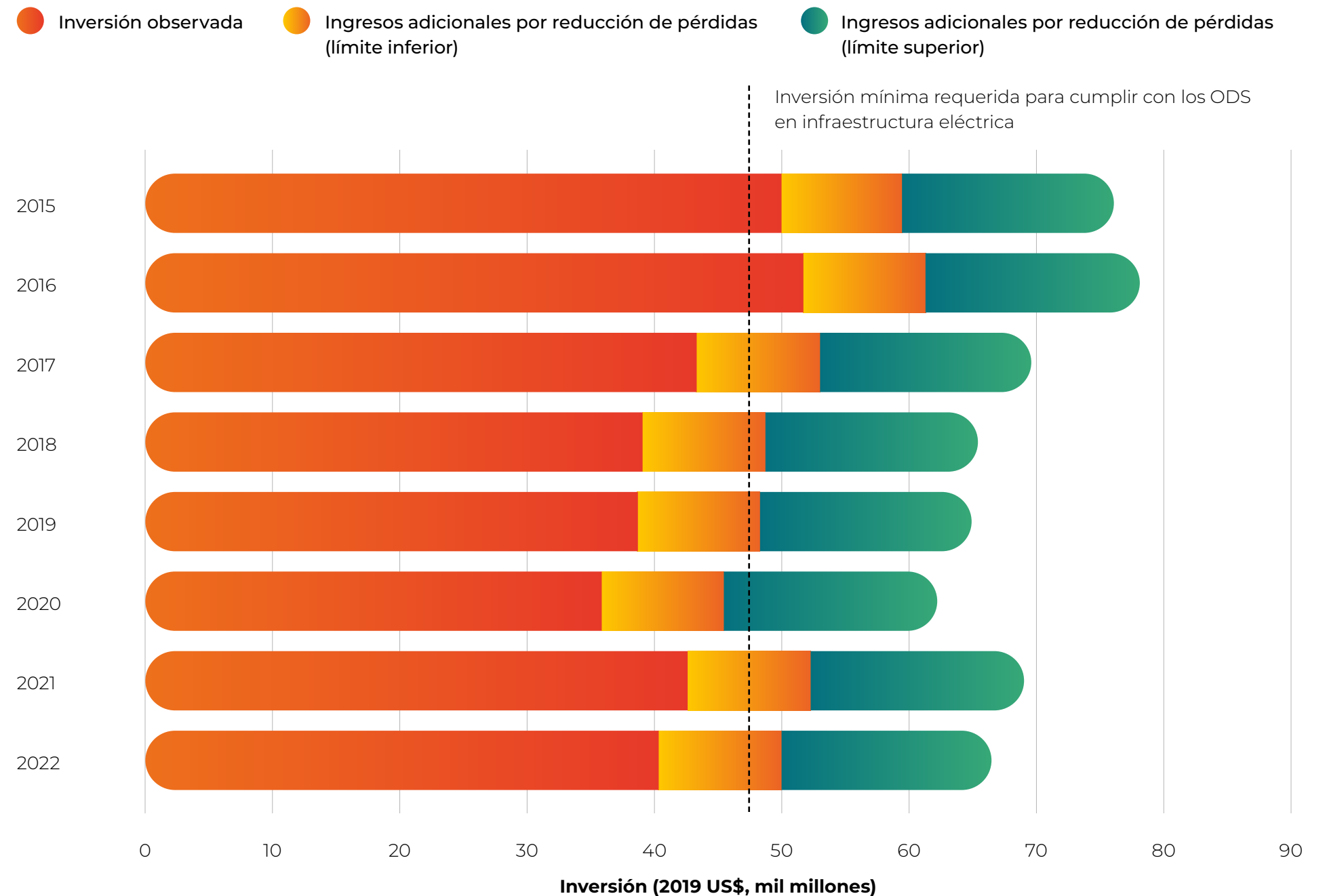
El presente volumen es la continuación de una serie de esfuerzos del Grupo del Banco Interamericano de Desarrollo en busca de mercados eléctricos más eficientes, equitativos y sostenibles. El contenido se nutre de la experiencia del Grupo en el apoyo a programas y proyectos de reducción de pérdidas en la región en las esferas público y privadas, así como en la agenda asociada de conocimiento en el sector infraestructura. Esperamos que este nuevo producto contribuya a robustecer el diseño e implementación de políticas de reducción de pérdidas.



Hallazgo 2. El costo anual derivado de las pérdidas eléctricas para las empresas distribuidoras fluctúa entre US \$9.6 y US \$16.6 mil millones anuales, lo que equivale al 0.19% y 0.33% del PIB de la región respectivamente.

A fin de dimensionar el costo de oportunidad de estos recursos, se observa que su impacto financiero es comparable con los programas sociales de mayor alcance en la región. Por ejemplo, las pérdidas en Brasil son más de dos tercios del presupuesto destinado al programa “Bolsa Familia”, mientras que las pérdidas en México son comparables al presupuesto del programa “Jóvenes Construyendo el Futuro”. El desempeño financiero del sistema eléctrico depende directamente de su capacidad para generar ingresos que cubran los costos de suministrar electricidad. Sin embargo, con el costo monetario de estas pérdidas energéticas, algunos países enfrentan una situación insostenible desde el punto de vista de eficiencia económica y administración óptima de recursos. En este sentido, la persistencia del problema atenta directamente contra la capacidad de solventar la brecha de infraestructura. Considerando que la región necesita invertir, al menos, US \$48 mil millones por año (0.8% del PIB) para lograr el acceso universal a la electricidad y para avanzar en la descarbonización de su matriz energética en el transcurso de la siguiente década, recuperar estos recursos perdidos podría ayudar a cerrar la brecha de inversión en infraestructura (véase Figura 1.2).

Figura 1.2 Inversión observada y necesidades de inversión del sector eléctrico en ALC, 2015-2022



Fuente: Elaborado por los autores con base en AIE (2022), Cavallo, Powell y Serebrisky (2020), Brichetti *et al.*, (2021), base de datos de INFRALATAM, base de datos del PPI del Banco Mundial y estimaciones propias.

Hallazgo 3. El costo ambiental de las pérdidas eléctricas es significativo, el cual se origina tanto en ineficiencias de orden técnico como en sobreconsumo causado por la energía no facturada.

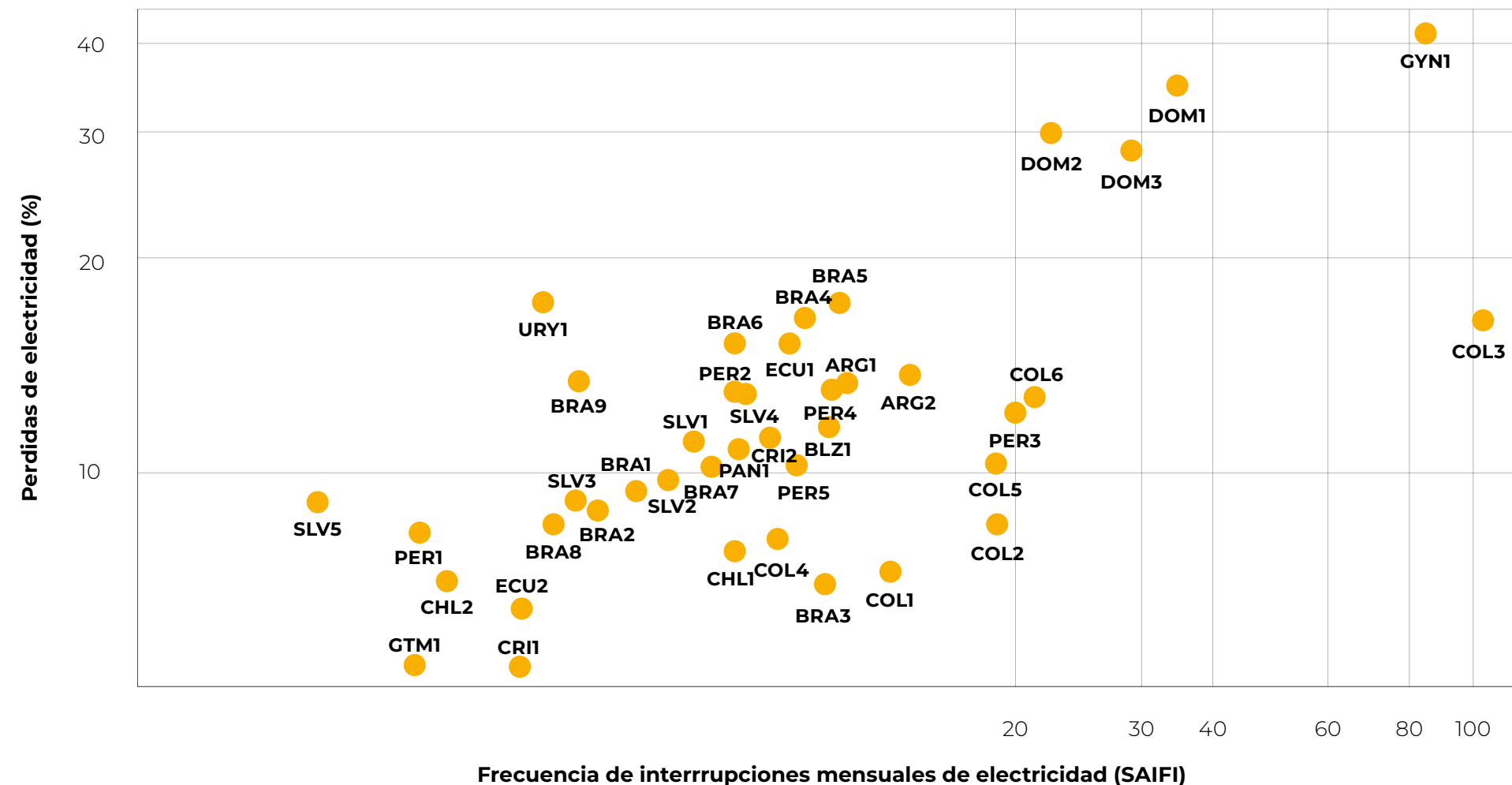
La tolerancia a las pérdidas de energía es incompatible con la transición energética, ya que desalienta las medidas de conservación y eficiencia energética. Dichas pérdidas resultan en la generación de gases de efecto invernadero (GEI) por dos mecanismos principales: por un lado, a través de ineficiencias técnicas durante la transmisión y distribución de la energía; por otro lado, mediante el consumo ineficiente de los usuarios, que en muchas ocasiones no se mide ni se factura de manera adecuada. Cuando las pérdidas son originadas por ineficiencia técnica, estas tienden a requerir el uso de capacidad instalada en el margen –usualmente con mayor huella de carbono– para compensar los excesos de demanda de energía. Se estima que las pérdidas eléctricas ocasionan entre 5-6 millones toneladas de CO₂ por año, volumen de emisiones que se traduce en

un costo social de US \$320 millones anuales. En otros términos, dichas emisiones son equivalentes a las emisiones anuales de 1.3 millones de vehículos de pasajeros a gasolina o a 661 millones de galones de gasolina consumidos al año. Esta magnitud de emisiones neutralizó todas las emisiones GEI evitadas por la energía solar en 2019 a nivel regional. En tal sentido, las medidas de control y reducción de las pérdidas eléctricas se configuran como un aspecto esencial en la estrategia contra el cambio climático.

Hallazgo 4. Mayores niveles de pérdidas se encuentran asociados con menores niveles de calidad del servicio eléctrico, lo que afecta principalmente a las poblaciones más vulnerables y sus emprendimientos.

Altos niveles de pérdidas se asocian con menores niveles de fiabilidad del suministro eléctrico. Al afectar la sostenibilidad financiera y la capacidad de inversión de las empresas, los niveles excesivos de pérdidas impactan negativamente la calidad de la infraestructura

de distribución y, por ende, de los servicios entregados (véase Figura 1.3). Esta disminución en la calidad del servicio puede originarse de un mayor número de interrupciones, las cuales resultan en programas de racionamiento que las empresas eléctricas implementan con el fin de preservar la integridad del sistema eléctrico frente a excesos de demanda o como estrategia de mitigación de reducción de pérdidas financieras. Además, la calidad puede verse afectada por el hecho de que, al tratarse de una infraestructura con deficiencias de inversión, se vuelve más vulnerable a eventos climáticos. Independientemente de los mecanismos a través de los cuales las pérdidas derivan en una disminución de la calidad del servicio, estas afectan en mayor medida a las poblaciones más vulnerables, las cuales habitan áreas con menor dotación de infraestructura y tienen menos recursos para compensar las deficiencias de los servicios recibidos. Los bajos niveles de calidad representan una restricción importante para un insumo productivo esencial, lo que conlleva efectos negativos sistémicos que debilitan la competitividad de la economía.

Figura 1.3 Pérdidas de electricidad y calidad de servicio en América Latina

Fuente: Jiménez (2021).

Nota: La figura contempla 41 empresas de distribución de electricidad en 15 países de América Latina. Abreviaturas: DOM: República Dominicana, NIC: Nicaragua, GYN, Guyana, COL: Colombia, PER: Perú, ARG: Argentina, BRA: Brasil, ECU: Ecuador, CRI: Costa Rica, CHL: Chile, GTM: Guatemala, SLV: Salvador, PAN: Panamá. La información corresponde al año 2015 y fue recopilada de fuentes públicas disponibles (páginas web de servicios públicos, reguladores, ministerios). Los ejes están en escala logarítmica. El eje Y, “Pérdidas de electricidad (%)”, representa la parte de la electricidad por la que la empresa de servicios públicos no cobra, lo cual conlleva pérdidas financieras directas. En el eje X, SAIFI significa “Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema”.

Hallazgo 5. Un aspecto subyacente a la persistencia de altos niveles de pérdidas es que los servicios públicos estarían envueltos en un contexto de sensibilidad política.

Resulta esencial destacar que la persistencia de niveles elevados de pérdidas en el sector eléctrico refleja desafíos complejos a nivel político e institucional, que comprometen el funcionamiento de los mercados eléctricos. La tolerancia a la persistencia de pérdidas puede estar asociada a contextos de bajos ingresos, altas tasas de informalidad, una institucionalidad débil y ausencia de políticas sociales progresivas. Es decir, en situaciones donde existe una falta de coordinación institucional para la prestación efectiva de servicios básicos e instrumentos de protección social, es más probable que se permita o tolere la existencia de pérdidas como una forma de transferencias informales. A su vez, este tipo de contextos puede permitir su aprovechamiento político, pues se observa que la problemática tiende a aumentar en períodos electorales y de crisis económica. El reconocimiento de estos elementos es un elemento de base para superar el problema de pérdidas.

Hallazgo 6. La tolerancia a las pérdidas eléctricas es ineficaz en la promoción de la equidad en el acceso a servicios eléctricos de calidad.

La permisividad al robo de energía o su uso como mecanismo informal de subsidio representan un medio poco transparente y altamente discrecional para atender las necesidades energéticas de la sociedad. La persistencia de las pérdidas ha impedido que se logren metas fundamentales, como el suministro de servicios de calidad, y la sostenibilidad financiera y ambiental de los sistemas eléctricos. En efecto, este tipo de práctica genera una repercusión no equitativa en la sociedad, ya que una porción de estas pérdidas es transferida a todos los usuarios a través de precios de electricidad más altos y detrimento en la calidad del servicio. En suma, la permisibilidad de las pérdidas eléctricas como método para ofrecer servicios eléctricos a grupos vulnerables resulta ser una estrategia costosa e ineficiente. Alternativas como las tarifas

sociales han demostrado ser más efectivas para garantizar la asequibilidad de la electricidad, particularmente para las poblaciones más vulnerables.

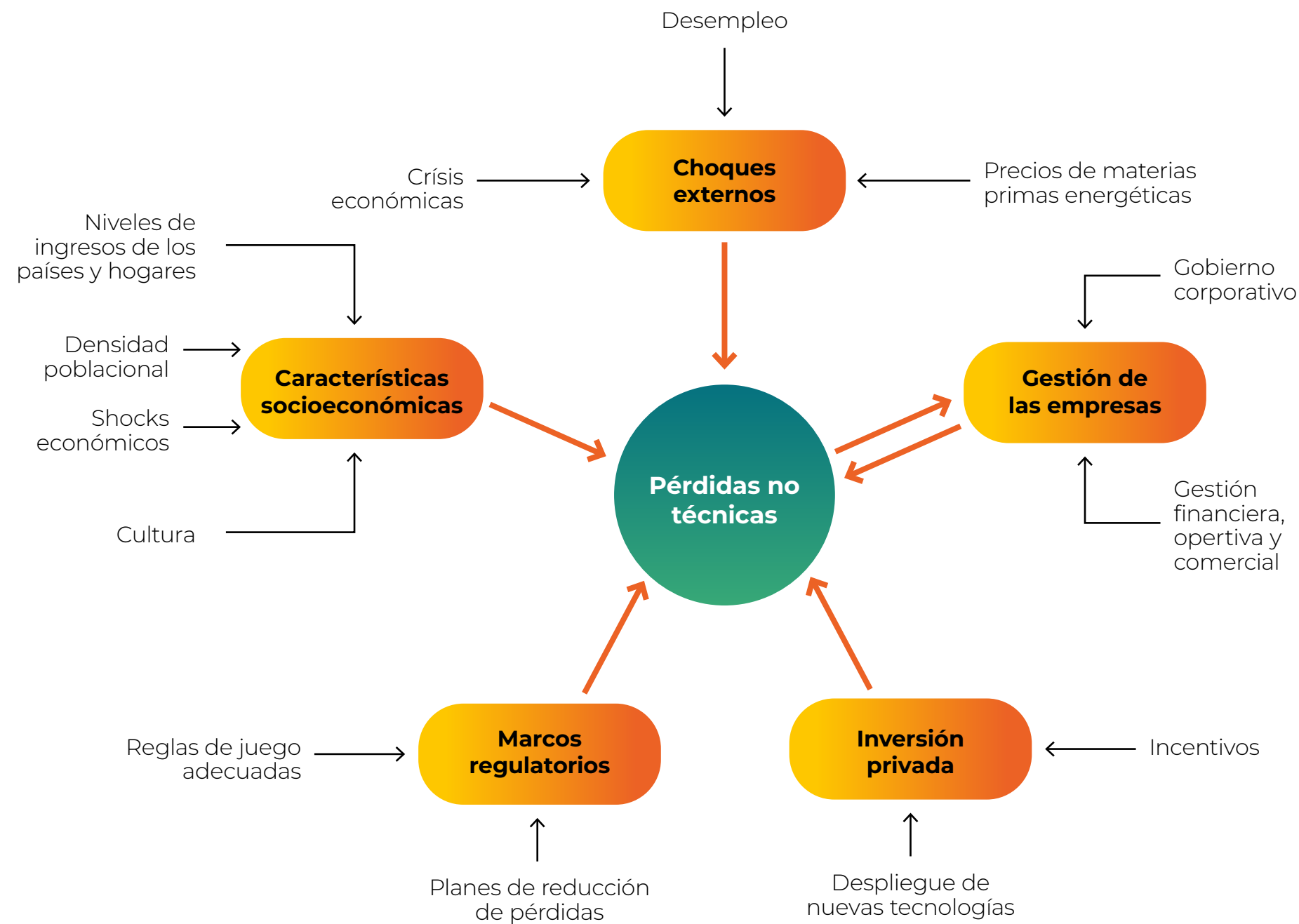
Hallazgo 7. Altos niveles de pérdidas se asocian también a factores que incluyen las características socioeconómicas de la población, los shocks económicos, la gestión de las empresas y la calidad institucional de los mercados eléctricos.

Como otras medidas de desempeño operacional, se destaca que las pérdidas también responden a diversos factores dentro y fuera del marco de acción de las empresas eléctricas (véase Figura 1.4), en gran medida vía shocks al ingreso que afectan la capacidad de los usuarios para pagar la factura eléctrica. Así, se observa que las pérdidas están estrechamente ligadas al ciclo económico; es decir, tienden a incrementarse en

períodos de alto desempleo y bajos ingresos. Los problemas de pérdidas eléctricas son más persistentes en áreas de bajos ingresos, aunque hay excepciones, ya que existen zonas de altos ingresos con pérdidas eléctricas significativas.

Otro aspecto vinculado es la infraestructura precaria y las conexiones eléctricas irregulares comúnmente encontradas en asentamientos urbanos donde los problemas como la ausencia de títulos de propiedad pueden obstaculizar la regularización de dichas conexiones. De igual modo, la debilidad del marco institucional puede afectar el desempeño del mercado eléctrico, especialmente cuando los mecanismos de formación de precios no son transparentes ni siguen reglas predeterminadas para la recuperación de costos. Este tipo de marco institucional deficiente puede impactar negativamente la gestión de las empresas eléctricas y desincentivar sus objetivos de eficiencia operativa y comercial.

Figura 1.4 Factores que determinan los niveles de pérdidas eléctricas

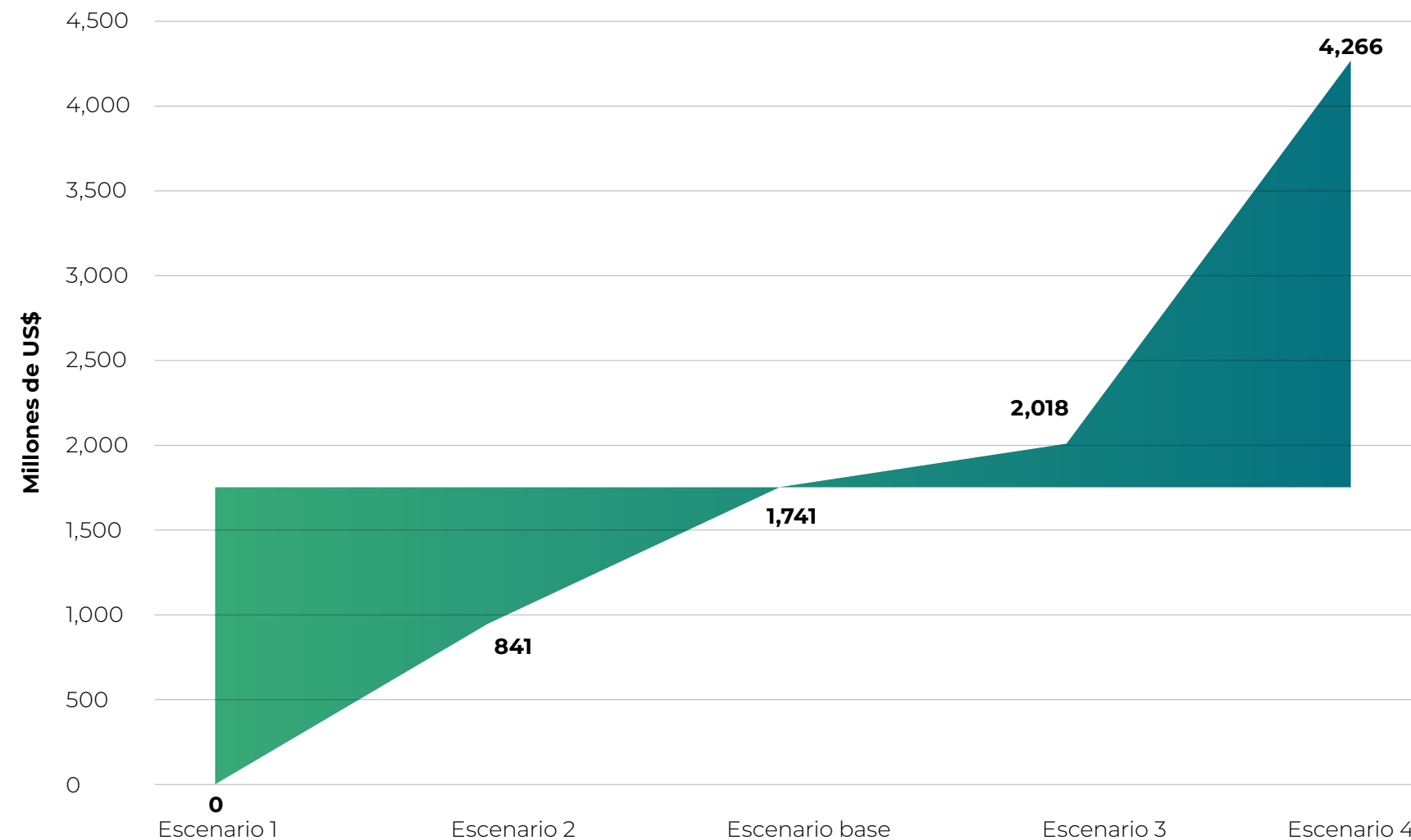


Fuente: Elaboración propia.

Hallazgo 8. Una política efectiva de reducción de pérdidas tendría beneficios netos sustanciales para todos los actores de los mercados eléctricos.

La implementación de una estrategia regional dirigida a reducir las pérdidas hasta un nivel del 10% en un horizonte temporal de dos décadas implicaría inversiones del orden de US \$8,500 millones, con una tasa económica de retorno del 18% (véase Figura 1.5). Esta estrategia representaría beneficios económicos aproximados de US \$1,700 millones en valor presente (a precios del 2021), permitiría recuperar 1,900 TWh y evitaría la generación de 113,000 kilotoneladas de emisiones de CO₂. Por otro lado, el costo de la inacción es demasiado grande. Sin una política para reducir las pérdidas eléctricas, se estima que se perderían cerca de 8,000 TWh en las próximas dos décadas, de los cuales alrededor de 3,300 TWh representarían pérdidas que exceden el 10%.

Sin embargo, condiciones adversas, como costos elevados de financiamiento, plazos inadecuados y la capacidad de la empresa implementadora para rentabilizar esta política, pueden afectar negativamente su beneficio socioeconómico neto. Además, la sostenibilidad y eficacia de estas políticas pueden verse amenazadas por factores como la alineación de incentivos, crisis económicas y políticas y la estabilidad en contextos políticos y sociales. En la sección siguiente, se discutirán algunas consideraciones de política que pueden ser relevantes para mejorar la efectividad de las políticas orientadas a la reducción y control de pérdidas eléctricas.

Figura 1.5 Beneficios netos de la política de reducción de pérdidas

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los escenarios representados consideran variaciones en la demanda eléctrica y la efectividad de la política. El Escenario 1 se basa en un nivel objetivo de pérdidas del 12.5%; el Escenario 2 tiene un nivel de pérdidas del 11%; el caso base busca una meta de pérdidas del 10%; el Escenario 3 refleja un aumento del 10% en la demanda de energía utilizando las metas del escenario base; y el Escenario 4 busca reducir las pérdidas al 7%. Cabe destacar que todos los escenarios se descuentan a una tasa del 12%, pero si se aplicara una tasa del 5%, los beneficios serían mayores.

1.3 Consideraciones de política

La reducción y el control del problema de las pérdidas eléctricas no se limitan, simplemente, a invertir en infraestructura, sino que también implican entender sus múltiples causas. Este conocimiento es fundamental para diseñar estrategias efectivas. Aunque no es posible identificar un conjunto de acciones que sean generalizables para todos los contextos, sí podemos discernir ciertos elementos que pueden ayudar a identificar áreas de intervención para el diseño de políticas efectivas. A continuación, se destacan algunos de esos elementos, los cuales son complementarios e interrelacionados, y cuya implementación conjunta puede generar sinergias significativas.

Consideración de política 1: No existen medidas universales para reducir las pérdidas, más bien, las medidas responden a las condiciones particulares de cada contexto.

La región es heterogénea y presenta diferentes realidades, lo que complica la universalización de políticas de reducción de pérdidas. Las experiencias revisadas sugieren que los programas de reducción de pérdidas no siguen una receta única, más bien, están condicionados por diversos marcos institucionales, restricciones financieras de las empresas y variadas circunstancias operativas propias de cada país.

Esto implica que, para ser efectivas, las políticas de reducción de pérdidas necesitan partir de un entendimiento profundo de sus causas y tipología, y buscar medidas con metas factibles que respondan a las realidades sociales, económicas y políticas. A su vez, entender la composición y características de los usuarios sujetos a la política de reducción de pérdidas es fundamental para delinear sus potenciales beneficios. De igual modo, resulta primordial el establecimiento de metas y planes realistas con plazos adecuados considerando factores como la capacidad de inversión, el financiamiento disponible y el entorno económico. Aunque el diagnóstico de la situación pueda ser una tarea compleja y prolongada, debe considerarse el primer paso hacia la construcción de un consenso y el reconocimiento de los factores subyacentes que explican la problemática de las pérdidas eléctricas.

Consideración de política 2: Las metas de reducción de pérdidas necesitan ser desplegadas a largo plazo y requieren respaldo político.

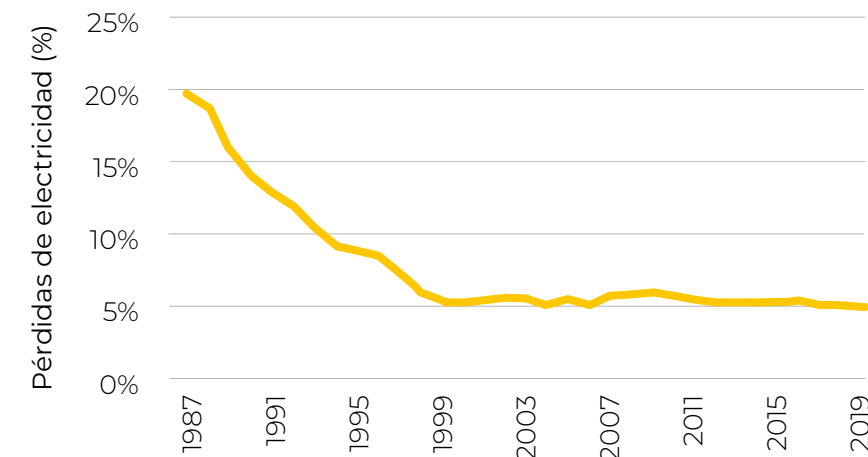
Asegurar el compromiso político con metas adecuadas tiene un papel central en alcanzar consistencia intertemporal en las medidas necesarias. Por ejemplo, el adecuamiento y *enforcement* de marcos regulatorios y el respaldo a la búsqueda de inversiones necesarias de beneficiados de la estabilidad política en niveles superiores. Dicha consistencia en el apoyo político también será percibida por la población tras facilitar el despliegue de acciones en el terreno por parte de los implementadores de los programas de reducción de pérdidas. El soporte político puede también hacerse operativo mediante el establecimiento de mecanismos de transparencia y rendición de cuentas en términos de soporte efectivo por

las esferas de gobierno y en términos de la realización de metas por los implementadores.

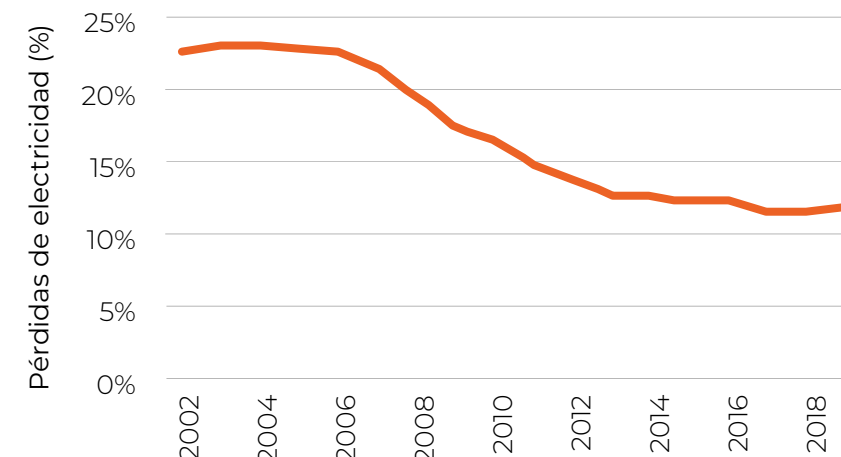
Además, esta voluntad política requiere ser perdurable y consistente al paso del tiempo. Las iniciativas exitosas que se han revisado comparten un elemento común: se han implementado en el transcurso de extensos periodos y han trascendido varios ciclos gubernamentales (véase, por ejemplo, Figura 1.6). Esto permite establecer una cultura de responsabilidad en el pago del servicio con los años, lo que disuade la percepción del acceso gratuito a los servicios públicos como una estrategia política. Además, la implementación de programas a largo plazo proporciona la oportunidad de observar, aprender y mejorar continuamente estos programas a medida que se desarrollan. Asimismo, la consistencia política requiere independencia, fortaleza y transparencia de los organismos de supervisión y de las empresas que operan en el sistema eléctrico.

Figura 1.6 Tendencias de pérdidas en el sector distribución en países que han implementado medidas de reducción

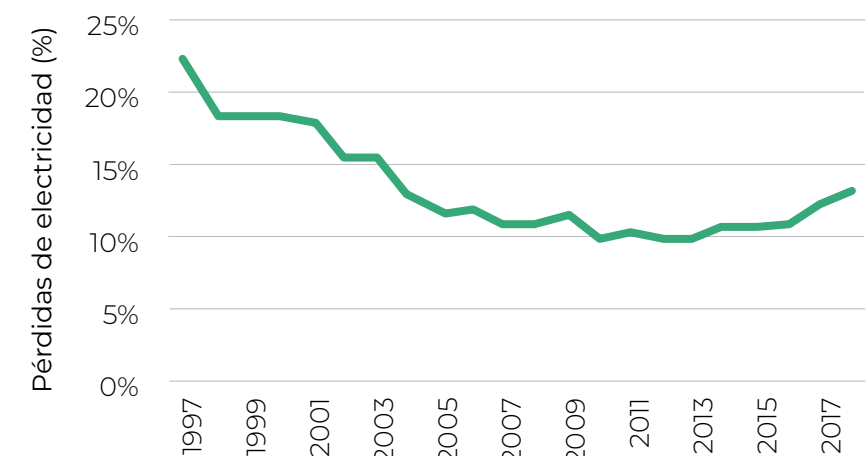
A. Chile



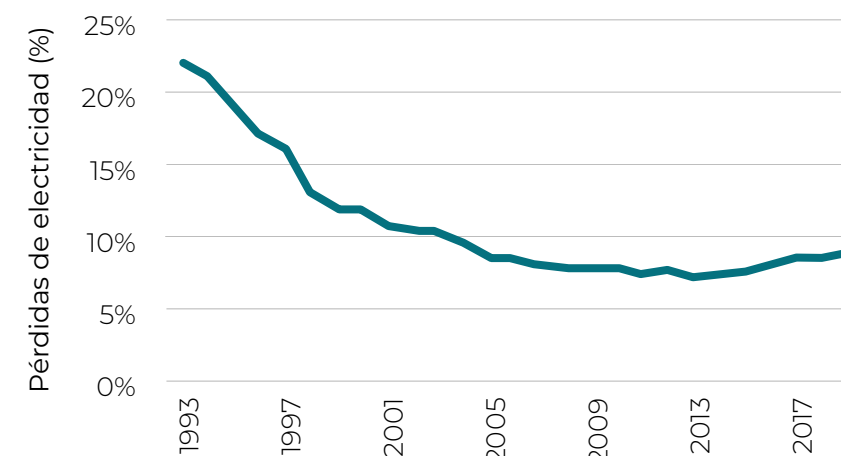
B. Ecuador



C. Panamá



D. Perú



Fuente: Elaboración propia con base en información colectada por el Departamento de Infraestructura del BID.

Nota: El panel A presenta los niveles de pérdidas divulgados por Enel en sus reportes anuales. El panel B muestra las cifras de pérdidas en el sector de distribución en Ecuador, tomando como referencia los informes anuales de ARCERNNR. El panel C revela los niveles de pérdidas en distribución reportados por Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) de Panamá en sus informes anuales. Finalmente, el panel D ilustra las pérdidas en la distribución reportadas por Osinergmin en sus reportes anuales.

Consideración de política 3: Existe una demanda social por la regularización de servicios eléctricos que implica mejoras en su calidad y hay una disposición a pagar por ellos.

La reducción y control de pérdidas y las mejoras en la calidad del servicio eléctrico son metas complementarias que pueden integrarse. Las mejoras significativas en la calidad del servicio podrían potenciar la aceptación de los programas orientados a la reducción de pérdidas. Un servicio eléctrico de alta calidad crea incentivos para que los usuarios estén dispuestos a pagar tarifas más elevadas o a ser sujetos de regularización del servicio. La evidencia indica que los usuarios considerarían aceptable un precio más alto de la electricidad si se garantiza una mejora notable en la calidad del servicio. Por tanto, la inclusión de las pérdidas en los esquemas tarifarios debe ir de la mano con estrategias destinadas a incrementar la calidad del servicio. Una estrategia que priorice la mejora en la calidad del servicio, como la reducción de pérdidas, podría resultar en una solución costo-eficiente y de gran impacto en el sector eléctrico.

Consideración de política 4: Los marcos regulatorios tienen un rol central en establecer los incentivos que conduzcan y fomenten la implementación de medidas de reducción y control de pérdidas.

Un elemento imprescindible de las estrategias de reducción y control de pérdidas son los marcos regulatorios transparentes, consistentes temporalmente, que permitan establecer incentivos para que las empresas implementen estos programas.

Ellos pueden dotar de espacios de acción a las empresas eléctricas, garantizando su autonomía e independencia, con el fin de que prioricen sus negocios y asuman la responsabilidad de las consecuencias (por ejemplo, de no alcanzar metas de reducción de pérdidas) con una clara rendición de cuentas. Asimismo, los marcos regulatorios pueden establecer mecanismos transparentes y predefinidos para una remuneración proporcional al capital destinado a las empresas con mejores indicadores de eficiencia. En este sentido, el alineamiento de incentivos es crucial para lograr que las empresas alcancen y mantengan metas de reducción de pérdidas a largo plazo. Así, es indispensable establecer mecanismos de formación de precios que permitan recuperar costos y tener un sistema de tarifas basadas en el desempeño de las empresas eléctricas. Desde luego, los objetivos establecidos a las empresas deben estar en consonancia con sus capacidades y ser respaldados por mecanismos de ejecución apropiados.

A su vez, es esencial que los marcos regulatorios del sector eléctrico estén en sintonía y sean respaldados por los marcos jurídicos correspondientes. Por ejemplo, a través de la implementación de medidas que posibiliten sanciones para luchar contra el robo de energía, tales como leyes que penalizan el impago o el uso ilícito de servicios públicos.

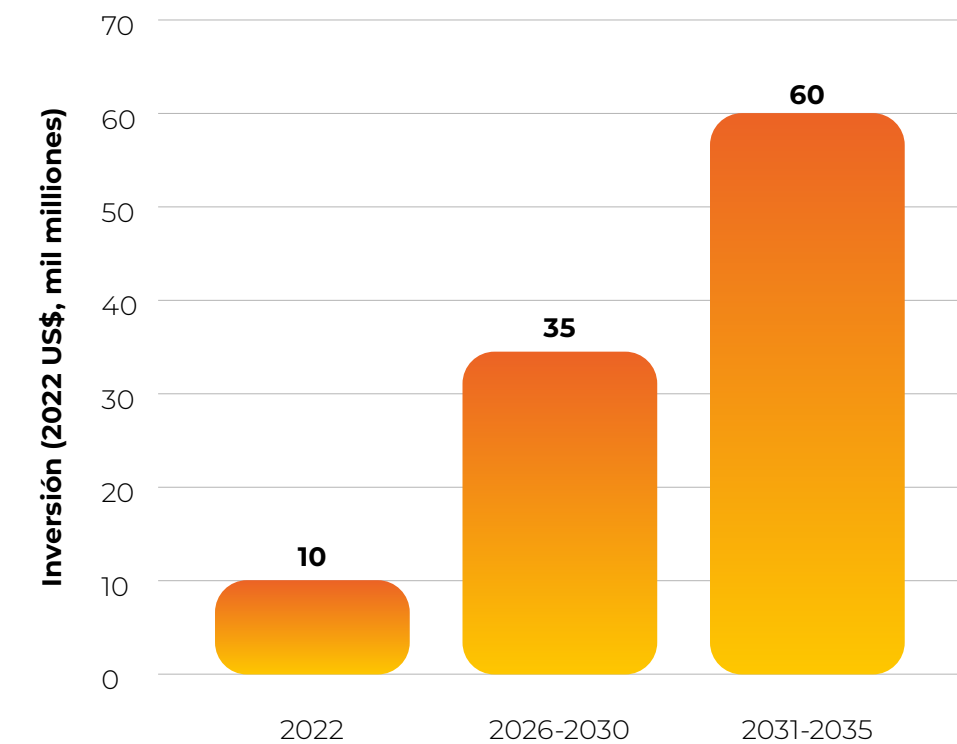
Consideración de política 5: La inversión en infraestructura representa una prioridad

inaplazable para reducir las pérdidas eléctricas en la región.

Resulta evidente que existe una brecha de inversión en la infraestructura eléctrica, una situación que obstaculiza la modernización del sistema eléctrico y perpetúa sus ineficiencias y deficiencias de calidad. Se estima que será necesario multiplicar entre 3 y 6 veces la inversión en redes eléctricas y almacenamiento para lograr las metas de cero emisiones (véase Figura 1.7). Solo la inversión necesaria para atender el problema de pérdidas es sustancial, en el orden de los US\$8-9 mil millones. Sin embargo, llevar a cabo dichas inversiones para controlar las pérdidas es rentable desde el punto de vista socioeconómico y ambiental, e indispensable desde el punto de vista financiero, para el sistema eléctrico. Estas inversiones pueden ser consideradas dentro de los planes de modernización hacia un sistema eléctrico más resiliente.

Las condiciones de financiamiento son importantes para facilitar el despliegue de las inversiones a fin de reducir las pérdidas al ritmo necesario. Por ejemplo, los costos de financiamiento deben ser consistentes con los ingresos por la energía recuperada por el programa, y los plazos necesitan ser suficientemente largos y contar con periodos de gracia adecuados a los tiempos en que se espera que dicha recuperación tenga lugar.

Figura 1.7 Inversión en redes eléctricas y sistemas de almacenamiento en América Latina y el Caribe en el contexto del escenario de emisiones netas cero



Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2023).

Nota: El Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (NZE) es un escenario propuesto por la Agencia Internacional de Energía que ilustra las acciones necesarias para que el sector energético global alcance cero emisiones netas de CO₂ para el año 2050. Este escenario también se propone minimizar las emisiones de metano provenientes del sector energético y establece acciones concretas relacionadas con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas vinculados a la energía.

Por otra parte, es crucial subrayar que la reducción de las pérdidas de energía puede posponer la necesidad de inversiones en capacidad de generación, lo que alivia la presión sobre la necesidad de nuevas inversiones para satisfacer una demanda de energía excesiva.

Consideración de política 6: La participación privada tendrá un papel fundamental en la transición hacia sistemas eléctricos más eficientes.

Dada la histórica subinversión y la limitada capacidad fiscal en la región, la participación privada será una piedra angular para solventar la inversión necesaria a fin de reducir y controlar los niveles de pérdidas eléctricas en la región. La participación privada tiene un papel central para atraer y desplegar inversión que permita modernizar el sistema eléctrico, así como sostener planes de inversión plurianuales para controlar los niveles de pérdidas. Se proyecta que el sector privado deberá proporcionar casi el 73% del capital requerido consistente a un escenario cero emisiones hacia 2050. Es importante destacar que estos procesos de inversión

plurianuales requieren la presencia de actores con solidez financiera y liquidez en los mercados de energía, ya que implican compromisos de inversión sustanciales en períodos prolongados.

Consideración de política 7: Es fundamental implementar un sistema de evaluación y monitoreo para seguir la eficacia y eficiencia de las metas de reducción de pérdidas como parte integral de los programas a largo plazo.

El sistema de evaluación y monitoreo ayuda a identificar debilidades en el diseño o implementación de las acciones de reducción de pérdidas. La persistencia de las pérdidas eléctricas en la región se debe, en gran medida, a la complejidad intersectorial e institucional, lo que dificulta la implementación de medidas efectivas. Por lo tanto, es crucial establecer una unidad para coordinar los programas de reducción de pérdidas. Esta unidad debería tener la responsabilidad de evaluar y supervisar los resultados de las estrategias implementadas para reducir las pérdidas eléctricas con el objetivo de mejorar conti-

nuamente dichas estrategias basándose en los resultados obtenidos.

Consideración de política 8: La digitalización del sector eléctrico es un aliado estratégico en las iniciativas para la reducción de pérdidas.

La digitalización está cambiando el sector de distribución eléctrica, lo que ha permitido una mayor precisión en la medición del consumo y optimización en la gestión de energía. Las herramientas tecnológicas avanzadas, como los medidores AMI, subestaciones inteligentes, sensores y sistemas de control digitales, facilitan la recopilación y gestión en tiempo real de datos de consumo eléctrico. Estas tecnologías, al permitir análisis detallados y la detección de anomalías, ayudan a identificar áreas de intervención para gestionar pérdidas y mejoran la eficiencia del sistema en su conjunto.

La modernización de la infraestructura, a su vez, necesita ser complementada con software y plataformas de análisis y gestión de información.

Un ejemplo claro de esto es el proyecto “Energizados”, que aplica técnicas de aprendizaje automático para detectar anomalías en el consumo. Este ha demostrado ser notablemente más eficaz en la identificación de conexiones ilegales a la red en comparación con los enfoques convencionales. Los avances tecnológicos también se pueden amoldar a las necesidades de poblaciones específicas, como es el caso de la creciente penetración de los medidores prepago, los cuales permiten desplegar modelos de pay-as-you-go que gestionan la capacidad de consumo de los hogares de forma costo-efectiva para las empresas eléctricas (véase, por ejemplo, Figura 1.8).

Los marcos y metas regulatorias pueden impulsar la transformación digital del sector eléctrico a la vez que atenúan los riesgos asociados con las inversiones. De forma complementaria, la inversión privada juega un papel crítico en solventar la magnitud de las inversiones necesarias para la modernización del sector energético, especialmente en contextos de limitados recursos públicos.

Consideración de política 9: Las políticas de reducción de pérdidas se beneficiarían de incorporar consideraciones contracíclicas.

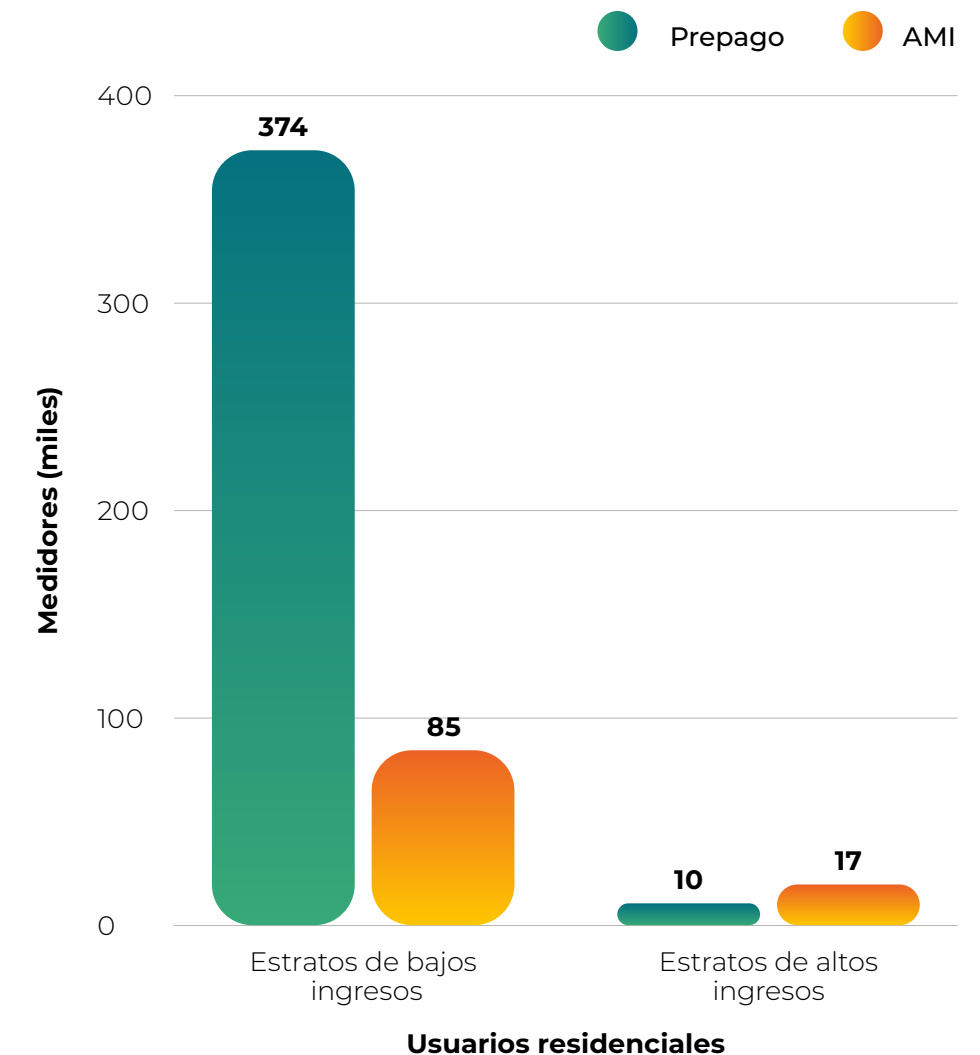
La experiencia acumulada tras diversos choques externos, entre ellos las crisis económicas, ha evidenciado que estos

pueden exacerbar el problema de las pérdidas eléctricas en América Latina y el Caribe. Esta relación se manifiesta a través de la disminución en la capacidad de pago de los usuarios y el aumento de los precios de electricidad. En consecuencia, los incentivos para evadir el pago de la electricidad aumentan. En este contexto, las estrategias de reducción de pérdidas deben considerar los escenarios de contracción económica, donde es probable que las pérdidas tienden a incrementarse. La anticipación de estos eventos mediante un diseño proactivo de planes de contingencia ayudará a mitigar sus efectos. Por lo tanto, es necesario establecer mecanismos de protección para los consumidores más vulnerables, como tarifas sociales o subsidios temporales, que puedan evitar la morosidad y garantizar un acceso equitativo y sostenible a los servicios eléctricos.

Consideración de política 10. Las políticas de reducción de pérdidas pueden formar parte de las estrategias nacionales contra el cambio climático.

Las medidas de reducción y control de pérdidas son compatibles con las estrategias de mitigación y adaptación al cambio climático. Dado que la huella de carbono de las pérdidas eléctricas es significativa, las medidas que se tomen para su reducción y control constituyen acciones de mitigación del cambio climático.

Figura 1.8 Distribución de medidores AMI y prepago por sector en Colombia, 2021



Fuente: Elaboración propia con datos de superservicios (2022).

Nota: Estratos de bajos ingresos incluye los estratos 1, 2 y 3. Mientras que los estratos de altos ingresos incluyen estratos 4, 5 y 6.

Las emisiones evitadas pueden incluirse como parte de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés). Asimismo, dado que las políticas de reducción de pérdidas típicamente implican mejora de redes eléctricas, ellas también pueden incluir inversiones en adaptación orientadas a hacer más resiliente la provisión del servicio. En efecto, medidas de adaptación contra una mayor frecuencia y severidad de eventos, como olas de calor, tormentas, huracanes y otros eventos catastróficos, buscan preservar la continuidad del servicio, lo que reduce la vulnerabilidad de la infraestructura mientras se logran mayores niveles de eficiencia en su funcionamiento.

Consideración de política 11: Reducir las pérdidas requiere un enfoque holístico en su diseño y ejecución, e implica la coordinación intersectorial y programas de sensibilización social.

El diseño de programas de reducción de pérdidas necesita abordar aspectos que van más allá de aquellos relativos al despliegue técnico de la infraestructura. Por ejemplo, es importante considerar elementos como el estatus de los títulos de propiedad de los usuarios, su situación económica, la idoneidad de las propiedades, las áreas geográficas adecuadas para realizar las conexiones, entre otros aspectos relevantes. Ello requiere coordinación intersectorial de los participantes del sector eléctrico y ministerios, cuya colaboración pueden agilizarse a partir de la identificación de puntos focales y soporte político. También, a fin de facilitar la aceptación de estas políticas, la comunicación con la población objetivo resulta un factor determinante. Esta debe enfocarse en resaltar los beneficios económicos, ambientales, financieros y sectoriales que se derivan de su implementación. La comunicación efectiva de estos beneficios a los usuarios finales, a los actores clave tanto en el gobierno como en el sistema eléctrico

puede reforzar el consenso y el apoyo político-social a estos programas.

Consideración de política 12. Buenas prácticas de gestión de empresas eléctricas son clave en las estrategias de reducción de pérdidas.

Es relevante que un adecuado entorno institucional –que garantice la autonomía de las empresas y establezca incentivos adecuados– sea complementado con un gobierno corporativo con altos estándares, el cual facilite que dicha empresa aplique los incentivos regulatorios. Las políticas y prácticas que rigen la conducción de la empresa eléctrica constituyen la contraparte de los marcos regulatorios, y pueden jugar un rol clave en la asimilación e implementación de políticas de reducción de pérdidas. Estos marcos de gobierno corporativo pueden proveer, por ejemplo, prácticas de supervisión del desempeño, que son vitales para su sostenibilidad operativa.

Capítulo 2

Conceptualización de los flujos de energía perdida

- Taxonomía de las pérdidas eléctricas
Página 29
- Causas y consecuencias de las pérdidas eléctricas
Página 33
- Factores institucionales
Página 39
- Conclusiones
Página 40

Una adecuada delimitación del problema resulta indispensable para empezar a diseñar medidas adecuadas que contribuyan a su solución. En este sentido, este capítulo presenta un mapeo conceptual de las denominadas pérdidas de energía en los sistemas eléctricos. Comienza con la presentación de definiciones y clasificaciones generales, y luego introduce una discusión sobre algunas de sus principales causas y efectos potenciales. Como se apreciará, el problema de las pérdidas de energía se extiende más allá del territorio estrictamente técnico de los sistemas eléctricos. Dicho mapeo ayuda a apreciar la complejidad del problema y, al menos en parte, permitirá establecer los principios fundamentales que permitirán visualizar las pérdidas eléctricas desde una perspectiva integral en los capítulos posteriores.

2.1 Taxonomía de las pérdidas eléctricas¹

Las pérdidas de energía ocurren a lo largo de la cadena del sistema eléctrico y representan una medida clave de

la eficiencia en su gestión operativa, comercial y financiera. En términos generales, las pérdidas resultan de la diferencia entre la electricidad disponible para consumo final y la energía efectivamente facturada a los usuarios finales. A su vez, las pérdidas de energía pueden dividirse entre técnicas y no técnicas. Típicamente, por ejemplo, las pérdidas en la transmisión de electricidad son de tipo técnico y ellas representan una medida de eficiencia *técnica* del sistema, mientras que aquellas relacionadas con factores no técnicos reflejan elementos de eficiencia *comercial* de las empresas de suministro eléctrico.

Las definiciones y el monitoreo de las pérdidas pueden variar por país. En la Figura 2.1 se presenta un diagrama simplificado del sistema eléctrico. Aunque en este libro no se discuten las pérdidas registradas durante la transformación de la energía, es importante destacar el subsector de generación. En dicha etapa, se consideran *insumos* los diversos tipos de combustibles utilizados para la generación de electricidad. A nivel agregado, las pérdidas durante la transformación² representan alrededor de dos tercios del insumo total (AIE, 2012). El nivel de eficiencia varía en función del tamaño de la planta, su antigüedad y su factor de carga. Además, la eficiencia depende en gran medida de las tecnologías que conforman la matriz de generación eléctrica de cada país. Por ejemplo, la generación hidroeléctrica pierde alrededor de una octava parte de su

insumo total, mientras que la generación térmica de gas con ciclo combinado pierde alrededor del 54%.

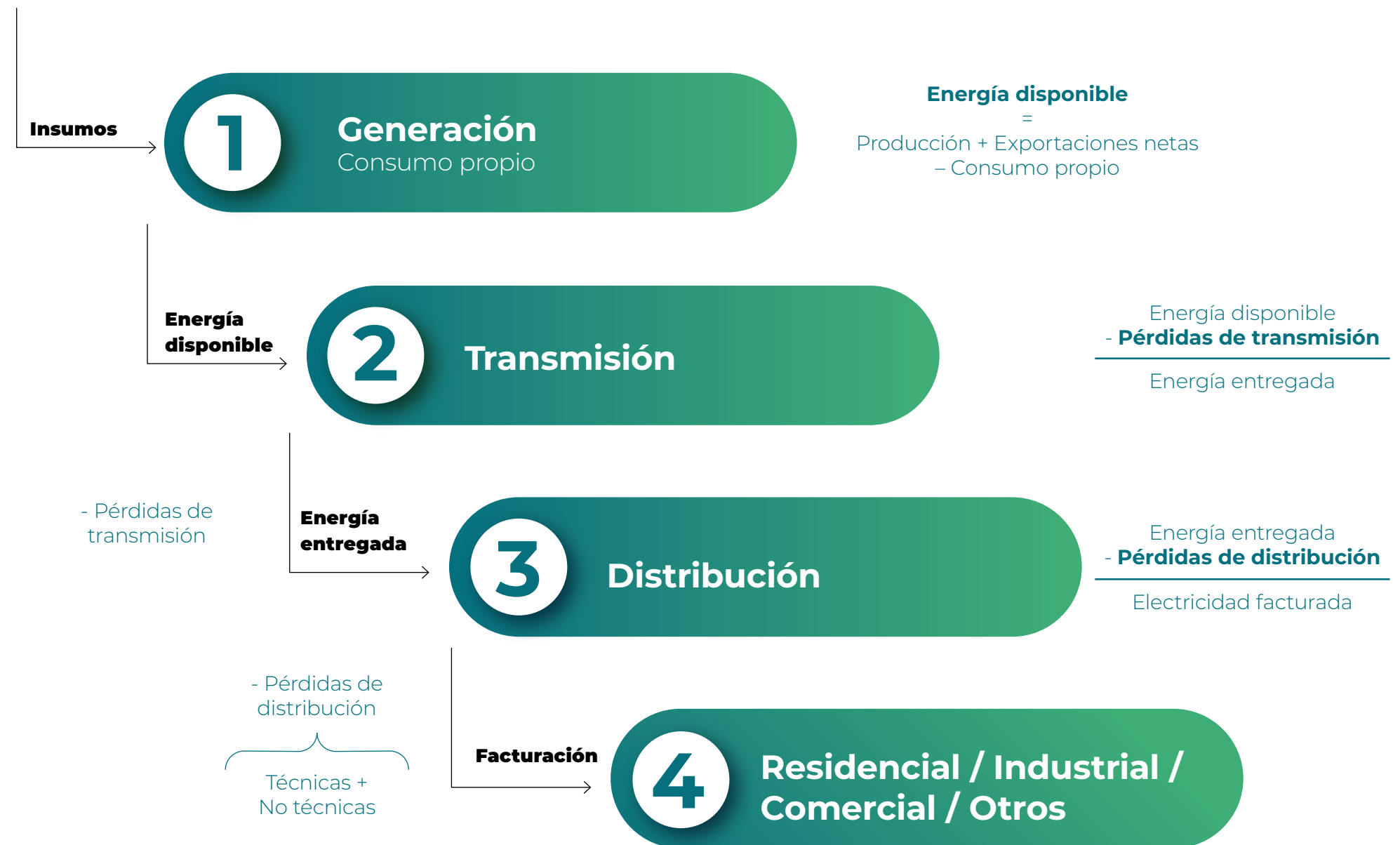
Una vez generada, la electricidad ingresa a los sistemas de transmisión, que se componen generalmente de redes de alta y media tensión (por ejemplo, aquellas mayores a los 100 KV). Las pérdidas de electricidad en la transmisión responden principalmente a factores técnicos, eventos climatológicos y condiciones geográficas. En el caso de la distribución de la electricidad hacia los usuarios finales, las pérdidas además se encuentran sujetas a factores de tipo no técnico. Esto se debe a que, junto al transporte de energía, la distribución y/o la comercialización incluyen varias actividades como son la conexión, medición y el cobro por el servicio. En la siguiente sección se presenta una clasificación completa de las pérdidas de electricidad.

-
1. Esta sección se basa en el capítulo 1 de Jiménez *et al.* (2014).
 2. Esto incluye el autoconsumo de electricidad, es decir, la energía utilizada para la operación y mantenimiento de plantas de generación de energía.

Es importante tener en cuenta que la medición de pérdidas de forma totalmente diferenciada en cada subsector del sistema eléctrico —generación, transmisión y distribución— no siempre es posible. Incluso en los casos en que las actividades de transmisión están claramente delegadas a empresas específicas con unidades de negocio independientes, los subsectores de generación y/o distribución también pueden participar en la transmisión de electricidad. Tales son los casos de Chile y Perú, donde los reportes sobre transmisión eléctrica incluyen líneas eléctricas que son propiedad de los subsectores de generación y distribución. Por otro lado, la definición de líneas de transmisión varía entre países. Por ello es difícil realizar comparaciones de pérdidas entre sistemas que emplean definiciones distintas. Por ejemplo, en su clasificación de transmisión, Bolivia, Paraguay y Nicaragua incluyen líneas de voltaje inferiores a 110 KV, las cuales están sujetas a mayores pérdidas técnicas que las líneas de mayor voltaje.

Las pérdidas de electricidad en la transmisión responden principalmente a factores técnicos, eventos climatológicos y condiciones geográficas.

Figura 2.1 Pérdidas en el flujo del sistema eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

Clasificación de las pérdidas eléctricas³

Como se anticipó, en los sistemas de energía eléctrica se registran dos categorías generales de pérdidas: las técnicas y las no técnicas.

Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas son aquellas que ocurren en las líneas de transmisión y distribución, y que a su vez se pueden dividir en fijas y variables:

1 Pérdidas técnicas fijas: Son aquellas causadas por deficiencias físicas como la histéresis, las que ocurren en el núcleo de los transformadores y las que resultan del efecto corona en las líneas de transmisión. El efecto corona en líneas de transmisión es un fenómeno donde el campo eléctrico intenso ioniza el aire alrededor de un conductor, generando un halo luminoso y pérdida de energía. Aparece en conductores de alta tensión y puede reducir la eficiencia de la transmisión eléctrica. Las pérdidas técnicas fijas son proporcionales al voltaje y son independientes del flujo de electricidad. Dado que el voltaje varía relati-

vamente poco con respecto a su valor nominal, estas pérdidas son tratadas como una constante que depende principalmente de la calidad de la línea. Aunque depende en gran medida del contexto, este tipo de pérdidas puede oscilar entre el 20 y el 40% del total de las pérdidas técnicas.

2 Pérdidas técnicas variables: Son aquellas causadas por el flujo de corriente en las líneas, cables y transformadores de la red. Se trata de pérdidas relacionadas con la transmisión de energía y son proporcionales a la resistencia de los conductores y a la electricidad que transportan.

Los medidores de electricidad son otra fuente de pérdidas. Al igual que cualquier otro componente de la infraestructura de un sistema de suministro eléctrico, los medidores se encuentran sujetos a un mal funcionamiento y a ineficiencias. Por ejemplo, en Gran Bretaña estas pérdidas representan un 3% del total de pérdidas técnicas (Ofgem, 2009).

De las definiciones arriba expuestas surgen dos implicaciones importantes. En primer lugar, dado que el principal componente de las pérdidas técnicas variables es el flujo de corriente, aquellas dependen de los niveles

de carga. Es decir, las pérdidas aumentan con la carga y varían de modo estacional, por lo que la gestión de demanda desempeña un papel importante para su control. En segundo lugar, tanto la distancia desde el punto de generación como las características demográficas del mercado final determinan parcialmente los niveles de pérdidas y el costo del suministro. Así, se esperaría que las zonas rurales con baja densidad poblacional registren un nivel de pérdidas mayor que zonas urbanas. Lo que refleja una disyuntiva entre los costos de pérdidas técnicas y los costos de gastos de capital de invertir en mayor infraestructura de distribución y transmisión en zonas con baja densidad.

Las pérdidas técnicas tienen una asociación negativa con los índices de urbanización y densidad de población.

3. Véase también Ofgem (2003, 2009) y Antmann (2009).

Eficiencia

Las pérdidas técnicas son, entonces, inherentes a la transmisión de electricidad, por lo cual están estrechamente relacionadas con las características de la infraestructura de los sistemas de energía. Por ello, las reducciones en este tipo de pérdidas se consideran ganancias de *eficiencia* energética en las actividades de transmisión y distribución.⁴ Si bien, dichas ganancias de eficiencia están en gran medida vinculadas a la calidad de la infraestructura de la red de transporte de energía, cabe notar que las inversiones complementarias en la digitalización juegan en la actualidad un rol central para alcanzar niveles de eficiencia óptimos.

Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas corresponden a aquella electricidad entregada pero no pagada por los usuarios, situación que se traduce directamente en pérdidas financieras para el proveedor de energía. Este tipo de pérdidas es causado por factores externos a los sistemas eléctricos y está relacionado con la gestión de las empresas de energía. Según el tipo de fuente, estas pérdidas pueden ser atribuidas a:

- 1 **Robo:** Se refiere a la energía apropiada de forma irregular por usuarios a través de conexiones informales a la red.
- 2 **Fraude:** Surge de modificaciones a los equipos de medición por parte de los usuarios o en contubernio con los operadores, a fin de registrar niveles de consumo eléctrico inferiores a los reales.
- 3 **Electricidad no contabilizada:** Principalmente debido a la medición inadecuada o no medición. En algunos casos, puede incluso incluir la electricidad para el alumbrado público y las señales de tráfico (Ofgem, 2009). En la región se presentan casos en los que se proporciona servicio de electricidad a zonas de bajos ingresos o asentamientos informales sin medición del consumo a nivel de hogar.⁵
- 4 **Problemas de gestión:** Son aquellos que se originan, por ejemplo, en errores de la contabilidad y en el mantenimiento deficiente del registro de clientes.

Desde la perspectiva de una empresa eléctrica, las pérdidas no técnicas se denominan frecuentemente pérdidas comerciales, dado que la adecuada medición y facturación de la electricidad es parte integral de la gestión co-

mercial (Antmann, 2009). Cabe señalar igualmente que las fuentes de pérdidas mencionadas evidencian un cierto grado de imposibilidad de las empresas para medir la electricidad suministrada a usuarios finales. Es decir, las empresas pierden ingresos por el consumo de electricidad que no pueden atribuir o identificar. Sin embargo, existen casos en los que el no pago (electricidad facturada pero no pagada) también se registra como pérdida. Esto quiere decir que, si bien el consumo se mide y se factura correctamente, se le puede considerar como pérdida debido a la baja capacidad de cobro de la empresa.

-
4. Véase Bentancur *et al.* (2010) para un análisis detallado de la experiencia de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay en las mejoras de los niveles de tensión de las líneas de distribución.
 5. En cambio, países como México y Costa Rica tienen esquemas tarifarios que incluyen cargos mínimos bajo los cuales se factura por el equivalente de 25 a 30 kilovatios/hora, incluso si el consumo de los hogares es cero. Dado que bajo este esquema se pueden generar cargos por electricidad no suministrada, ello representa el caso opuesto al de pérdidas no técnicas.

Niveles de pérdidas: Dados los elementos mencionados, el nivel esperado de pérdidas eléctricas en sistemas de transmisión y distribución dependerá de factores interrelacionados dentro de la estructura del sistema (voltaje de la línea eléctrica, cargas, clima, densidad del área de atención, etc.). A modo de referencia se suele usar los niveles observados en los países desarrollados de altos ingresos, donde las pérdidas son en mayor medida de tipo técnico y donde existen sistemas de infraestructura y monitoreo adecuados que permiten minimizarlas. Sin embargo, incluso en dichos países las pérdidas pueden fluctuar de manera significativa. Por ejemplo, durante las últimas tres décadas, el promedio de pérdidas en los países de altos ingresos de la OCDE ha fluctuado de 8% a 6% (véase el capítulo 4). Consistentemente, la Administración de Información Energética (EIA) de los Estados Unidos de Norteamérica estima que las pérdidas promediaron alrededor del 5% en los entre 2017 y 2021. Los niveles antes mencionados proveen un rango indicativo (5%-8%) de los niveles de pérdidas de electricidad que podrían esperarse en niveles relativamente saludables. La siguiente sección discute factores que podrían explicar dichos niveles y/o desviaciones del mismo.

2.2 Causas y consecuencias de las pérdidas eléctricas

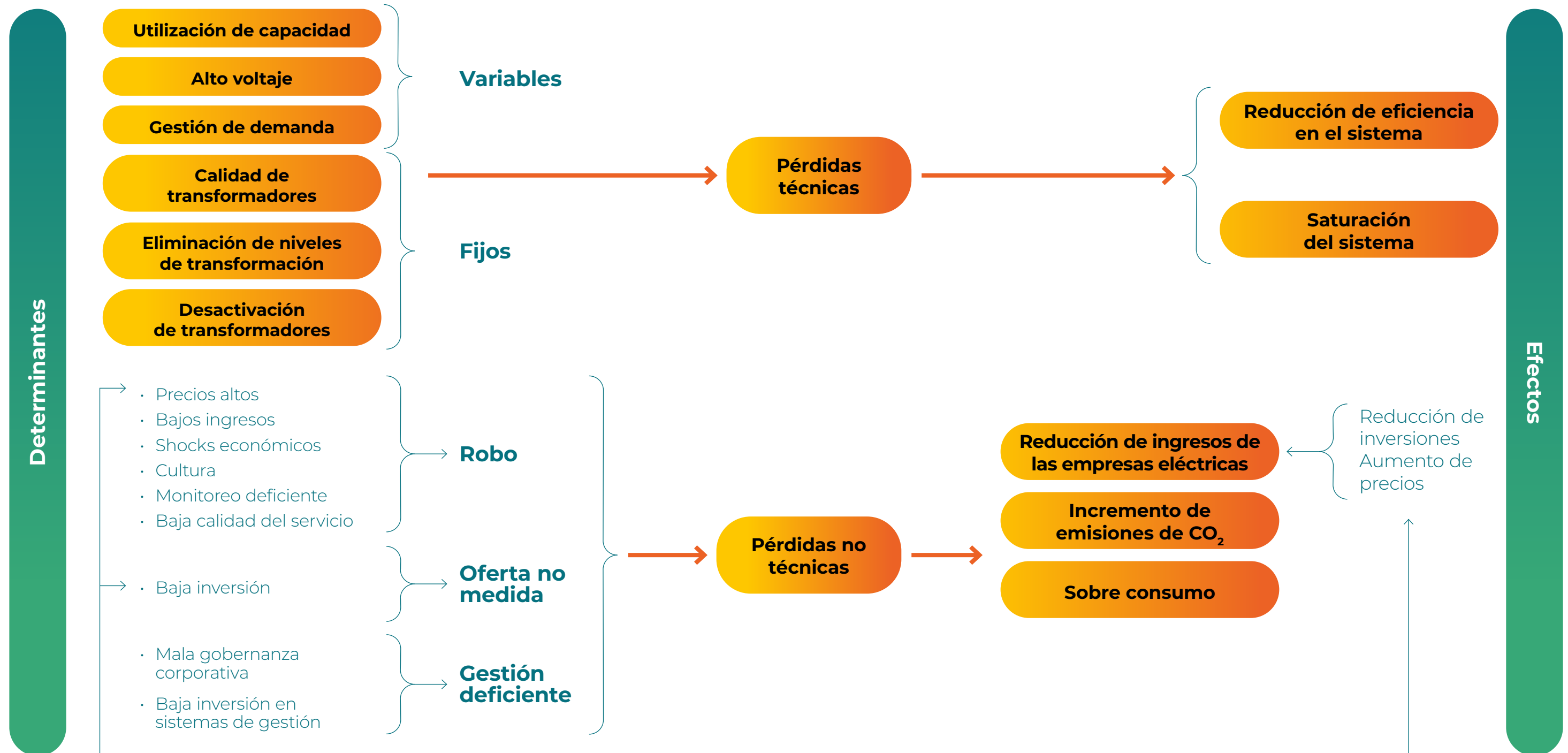
En esta sección se presenta una cadena lógica entre las causas de las pérdidas de electricidad y sus consecuencias. La Figura 2.2 ilustra una clasificación de las causas y efectos potenciales de los dos tipos de pérdidas eléctricas. Aunque el esquema descrito es directo y simple, la experiencia ha mostrado que, en la práctica, ocurren dos problemas en el momento de generar un diagnóstico sobre el problema de las pérdidas de electricidad; no es sencillo identificar claramente la fuente de las pérdidas, ni dimensionar su contribución relativa a la magnitud del problema. Tales limitantes dificultan el diseño de medidas articuladas y efectivas para mitigar el problema.

De la Figura 2.2 también se desprenden tres elementos importantes:

- 1 Los determinantes listados se encuentran estrechamente vinculados.
- 2 Las medidas de reducción requieren un enfoque integral que aborde las distintas causas de manera transversal.
- 3 Altos niveles de pérdidas pueden derivar en ciclos contraproducentes que eleven el costo de los servicios eléctricos y reduzcan la inversión.

Durante las últimas tres décadas, el promedio de pérdidas en los países de altos ingresos de la OCDE ha fluctuado de 8% a 6%.

Figura 2.2 Causas y efectos de las pérdidas de electricidad



Fuente: Elaboración propia.

Causas de las pérdidas técnicas

Con excepción de la gestión de la demanda, y en línea con lo descrito en la sección previa, una parte relevante de los factores que explican las pérdidas técnicas están estrechamente relacionados con la infraestructura física del sistema eléctrico. Ello a su vez representa una restricción frente a los niveles de eficiencia que puede alcanzar el sistema. Es decir, aun cuando se apliquen estrategias óptimas de gestión de la demanda, la capacidad para hacer frente a los picos de demanda y carga está limitada por la capacidad de generación, así como por la capacidad de las líneas de transmisión y distribución. Por estas razones es importante dirigir la atención –y la inversión— a factores que generan mejoras en la infraestructura del sistema de modo integral.

Causas de las pérdidas no técnicas

Como se mencionó previamente, las fuentes principales de las pérdidas no técnicas son el robo, el fraude, el consumo no medido y los problemas de gestión (consumo medido, pero no facturado). Estos factores están

relacionados entre sí, pero son de naturaleza distinta. El robo puede surgir de la combinación de un aumento en los precios y un bajo nivel de ingresos de los usuarios. Los problemas de asequibilidad del servicio eléctrico pueden ser permanentes o temporales como resultado de crisis económicas, por lo que es pertinente analizar los factores macroeconómicos.

Ahora bien, una percepción latente a algunos sistemas es que el robo también podría ocurrir como consecuencia de factores culturales. Tal es el caso de algunos segmentos de clientes que no están acostumbrados a pagar por los servicios públicos. Aquellas prácticas que conducen a suministrar estos servicios sin costo contribuyen a la formación de este tipo de situaciones. En la medida en que estas prácticas perduran en el tiempo, se generan un hábito y la percepción de que dichos servicios deben ser “gratuitos”, todo lo cual crea un problema de sostenibilidad financiera para las empresas del sector.

Las conexiones irregulares y/o el *tampering* de medidores pueden surgir como una respuesta a la baja ca-

lidad del servicio o a las dificultades en ejercer control que enfrentan los prestadores de servicios públicos. La percepción de la calidad y la correspondiente satisfacción del cliente, constituyen un tema de creciente preocupación en los mercados eléctricos. Es difícil ejercer control sobre el hurto de energía y esperar aceptación por parte de los usuarios cuando la calidad del servicio es baja. Desde la perspectiva del usuario final, el que los servicios sean de baja calidad puede desalentar la firma y cumplimiento de contratos con las empresas eléctricas. Por esa razón, aquellas que no alcanzan niveles mínimos de calidad del servicio se encuentran en una posición de escaso capital político, o de poca credibilidad institucional, para realizar acciones correctivas. Sin embargo, los planes de control de robo de energía pueden, por si solos, ser intensificados en zonas o áreas de atención que enfrentan agudas problemáticas sociales y de seguridad.

La **insuficiencia de infraestructura** adecuada para medir y facturar el consumo de los usuarios también explica las pérdidas eléctricas no técnicas y, debido a **restricciones** de inversión, constituye un problema latente en la región.

Es difícil ejercer control sobre el hurto de energía y esperar aceptación por parte de los usuarios cuando la calidad del servicio es baja.

En República Dominicana y Brasil, por ejemplo, se han identificado porcentajes significativos de usuarios irregulares cuyas conexiones han sido realizadas por los propios hogares y/o forman parte de redes que requieren mejoras y modernización. En cierta medida, esta situación se explica por el crecimiento desordenado de las ciudades latinoamericanas, las cuales habrían sobrepasado las capacidades de inversión de las empresas del sector. Esta situación ha devenido en la persistencia de un suministro deficiente de energía y en la presencia de amplios grupos de usuarios que no pagan por los servicios.

La informalidad en el acceso a servicios eléctricos se encuentra estrechamente relacionada con la existencia de asentamientos irregulares, lo cual plantea desafíos serios para las empresas eléctricas, a saber:

- 1 La coordinación intersectorial necesaria para facilitar el reconocimiento legal de los asentamientos informales (titulación de propiedades), de modo que se puedan extender adecuadamente las redes de transmisión y distribución.
- 2 La implementación de reformas tarifarias y de contratación que faciliten el acceso de usuarios hoy informales.
- 3 El uso intensivo de avances tecnológicos como son, por ejemplo, los medidores prepago.

Por otro lado, cabe notar que el consumo irregular de electricidad no solo se vincula a las zonas vulnerables y a los asentamientos informales. Por ejemplo, se estima que el 50% del valor de las pérdidas de electricidad (aproximadamente US\$40 millones) en el año 2010 en Uru-

guay se originaron en áreas no pobres (López Cariboni, 2019). De forma similar, en los departamentos de Atlántico, La Guajira y Magdalena en Colombia, se ha identificado pérdidas de electricidad sustanciales en segmentos no vulnerables. Aunque no se cuenta con una disgregación exacta del valor de las pérdidas por segmento se ha reportado que solo en dichos departamentos, el valor de las pérdidas durante el año 2021 se ha encontrado entre los US\$150-200 millones (El Tiempo, 2022).

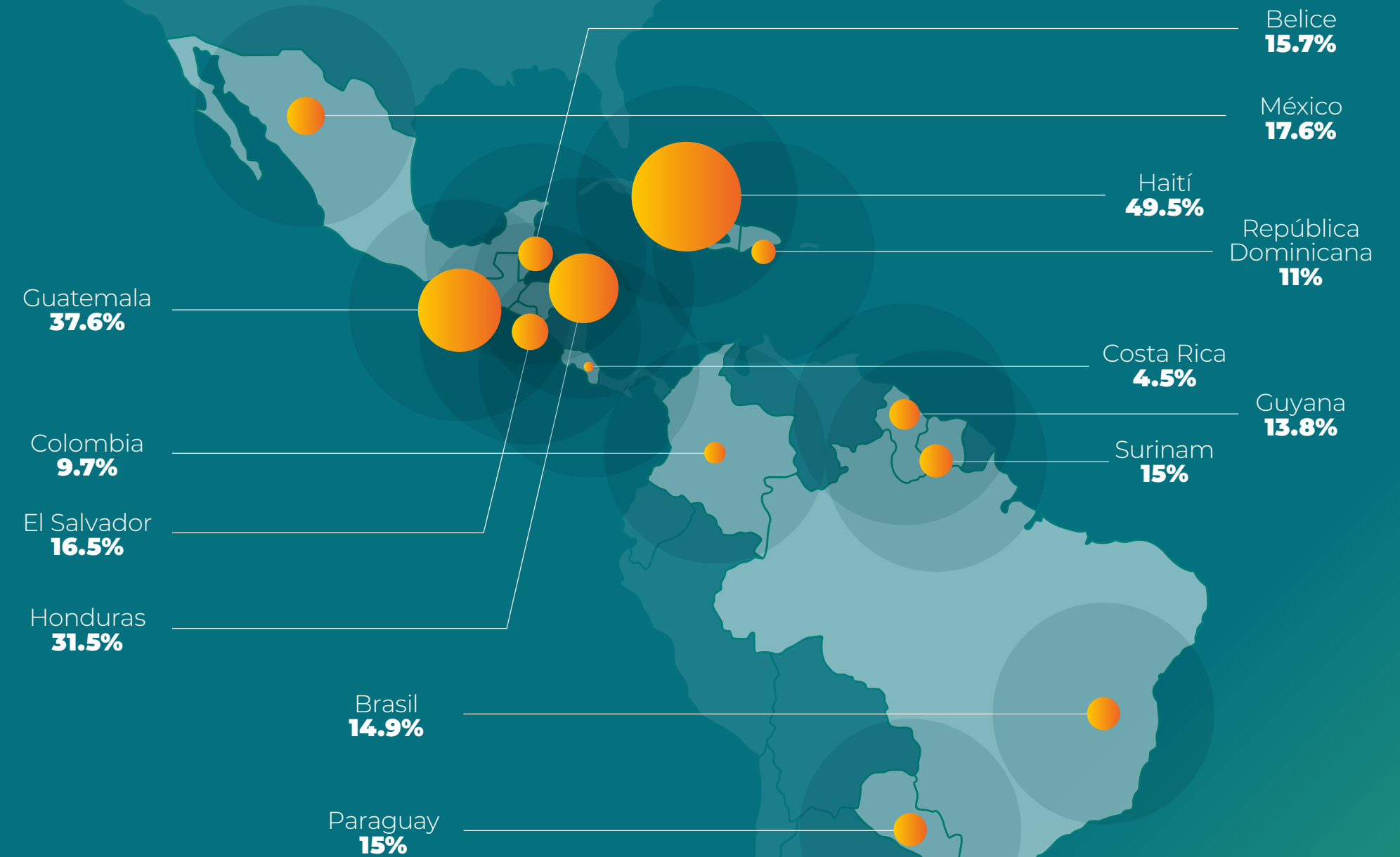
Las razones detrás de las pérdidas de energía originadas en segmentos no vulnerables de los usuarios pueden asociarse con la capacidad de control de las empresas eléctricas. Sin embargo, existen también explicaciones con raíces en la literatura economía política que pueden ayudar a comprender esta problemática. Dicha literatura observa que en la medida que la tolerancia frente al robo de electricidad representa una situación extendida, tales actos pueden también tener lugar en otros grupos sociales, no necesariamente de menores recursos.

Recuadro 2.1

Conexiones y asentamientos informales

En los países en desarrollo existen segmentos de la población que dependen del acceso irregular a la energía. Si bien medir la cobertura es metodológicamente difícil, una variable sustituta utilizada es la población que vive en zonas marginales o en asentamientos irregulares (Butera *et al.*, 2016). De acuerdo con los Indicadores de Desarrollo Mundial del Banco Mundial, en 2020 alrededor de 18% de la población de América Latina vivía en barrios marginales. Sin embargo, se aprecia una marcada heterogeneidad entre países. Por ejemplo, se estima que la población en áreas marginales en Colombia es del orden del 9.7%, Guatemala 37.7%, Costa Rica 9.7%, Haití 48.9%, México 17.6%, Paraguay 15% y República Dominicana cerca de 11%.

Figura 2.1.1 Proporción de la población urbana que vive en barrios marginales, 2018



Fuente: Elaboración propia con base en los Indicadores de Desarrollo Mundial del Banco Mundial.

Nota: La figura muestra el porcentaje de la población urbana que vive en tugurios en 2018. El dato referente a Brasil corresponde al año 2016.

Efectos de las pérdidas

Existen diversos mecanismos de oferta y demanda mediante los cuales el incremento de pérdidas de electricidad influye en la eficiencia del sistema eléctrico. En el primer caso, a fin de cubrir la existencia de pérdidas de energía en transmisión y distribución, el sistema puede requerir mayor capacidad de generación. Por ello, por ejemplo, las medidas de reducción de las pérdidas técnicas pueden conllevar ganancias en la eficiencia del sistema eléctrico. Dichas medidas pueden reducir la necesidad de expandir la generación de electricidad, produciendo a su vez beneficios ambientales, entre otros. Por el lado de la demanda, las pérdidas no técnicas implican un consumo no facturado, potencialmente conllevando un consumo excesivo de electricidad.

Independientemente de si se trata de pérdidas de carácter técnico o no técnico, estas incrementan la demanda de energía que debe ser satisfecha por el sistema eléctrico. En efecto, las pérdidas técnicas y las pérdidas comerciales pueden producir una demanda importan-

te de energía que debe ser o bien suministrada por el sistema de generación o mediante importaciones. En el capítulo 3 se analizan estas pérdidas, que no solamente son muy significativas, sino que además representan en su esencia una sobreutilización de los recursos energéticos que genera costos adicionales a toda la cadena de suministro eléctrico.

Desde el punto de vista medioambiental, las acciones encaminadas hacia la reducción y control de las pérdidas eléctricas constituyen medidas de mitigación contra el cambio climático. En consonancia con lo expresado anteriormente, y como bien lo señalan Surana y Jordaan (2019), las pérdidas de electricidad contribuyen a la generación compensatoria de electricidad, es decir, una generación de electricidad adicional destinada a satisfacer la ineficiencia del mercado eléctrico. La dimensión de la huella de carbono de las pérdidas dependerá de las tecnologías que componen el parque de generación en cada país.

La reducción de las pérdidas de electricidad implicaría también un aumento en los ingresos derivado de una mayor

facturación. Ello puede contribuir a fortalecer la capacidad financiera de los servicios públicos para hacer inversiones y mejorar la sostenibilidad del sistema. La carga financiera de las pérdidas de electricidad no solo afecta la capacidad de inversión de las empresas de servicios públicos y la calidad de los servicios que suministran. También suele ocasionar transferencias fiscales de los gobiernos hacia las empresas de electricidad, con lo cual se sacrifican recursos que podrían destinarse a otras áreas prioritarias para la población.

Cabe resaltar los diferentes efectos que pueden tener las pérdidas técnicas y no técnicas. Dado que los determinantes de una y otra son en esencia distintos, los efectos de reducciones en los niveles de las pérdidas pueden a su vez agruparse o clasificarse en forma diferenciada. Estas consideraciones son relevantes a efectos de definir planes para su reducción, gestión y control. Si bien en las de índole técnica van a incidir, por ejemplo, la geografía y los patrones de demanda de las áreas de atención, en lo fundamental se encuentran estrechamente relacionadas con la eficiencia del sistema de transporte de energía. Aquí las mejoras en la infraestructura se traducen principalmente en ahorros netos de energía.

En cambio, en las de carácter no técnico existe una fuerte influencia de la organización o institucionalidad de los mercados eléctricos, así como de factores exógenos, tales como las crisis económicas. Por lo tanto, generalmente, las reducciones en los niveles de pérdidas energéticas conllevan una normalización parcial del consumo de energía que anteriormente no se registraba en la facturación.

A pesar de lo anterior, existe ciertamente una complementariedad entre las medidas orientadas a reducir las pérdidas técnicas y no técnicas. Es así como las redes de transporte eléctrico, los transformadores y los macromedidores en buen estado constituyen una infraestructura de base para controlar y gestionar también las pérdidas no técnicas potenciales.

Las pérdidas no técnicas implican un consumo no facturado y potencialmente excesivo.

2.3 Factores institucionales

Subyacentes a los determinantes comentados en este capítulo, se encuentran los marcos institucionales que gobiernan los mercados eléctricos. Los marcos regulatorios y los esquemas de gobierno corporativo son fundamentales para emitir las señales adecuadas y reducir las pérdidas de electricidad. Con respecto a la dimensión regulatoria, los sistemas transparentes de precios e incentivos han mostrado ser útiles para promover su control por parte de las empresas eléctricas. Tanto en la transmisión como en la distribución, en países como Chile, Colombia, Costa Rica y Perú existen esquemas de precios que recompensan o sancionan el alto o bajo desempeño respectivamente, con base en metas preestablecidas. Asimismo, se han implementado políticas de precios de este tipo en grandes áreas

metropolitanas de El Salvador, Guatemala, Panamá y Uruguay. Por ejemplo, bajo estos regímenes el regulador permite que las empresas incluyan los costos de las pérdidas en las tarifas eléctricas hasta un máximo del 7%. Si las pérdidas sobrepasan este nivel, las empresas deben absorber los costos, con la consecuente reducción directa de sus ingresos. Estas experiencias serán discutidas en el **capítulo 5**.

La independencia en la gobernanza de las empresas eléctricas es esencial para establecer los incentivos necesarios que promuevan el control de pérdidas y mejoran la solidez operativa del sistema. Con el respaldo de un marco institucional y normativo adecuado, las empresas eléctricas públicas y privadas han logrado reducir sus niveles de pérdidas en países como Costa Rica y Trinidad y Tobago (sistemas de carácter público), y Chile y Perú (donde predomina la iniciativa privada). Sin embargo, aún se observan niveles de pérdidas relativamente elevados en los países con mayor participación pública, lo cual señala la necesidad de fortalecer los esquemas de gestión de las empresas de servicios públicos. Véase el **capítulo 4**.

2.4 Conclusiones

El capítulo ha demarcado el objeto de discusión del presente libro, presentando un conjunto de definiciones con las que se trabaja en los capítulos posteriores. A partir de ello, se ha ofrecido una mirada cualitativa al problema de las pérdidas de energía, estableciendo un conjunto de interrelaciones entre sus determinantes y consecuencias. Uno de los mensajes clave de este capítulo es que, en muchos casos, tanto los determinantes como las consecuencias del problema de las pérdidas de energía quedan fuera del ámbito estrictamente técnico del sistema eléctrico.

Ciertamente, el nivel de pérdidas de energía constituye una medida central de desempeño de las empresas eléctricas y del sistema como un todo. El mismo directamente refleja una medida clave de la gestión operativa, comercial y financiera del sistema eléctrico. Aunque sus determinantes y consecuencias puedan caer fuera

del alcance de las medidas técnicas adoptadas por las empresas del sector, estas medidas son indispensables para controlar y reducir dichas pérdidas. Por ejemplo, las inversiones en la expansión, modernización y mantenimiento de la infraestructura de gestión, transmisión y distribución son elementos ineludibles.

Sin embargo, la efectividad de las inversiones puede verse mermada por una gran variedad de factores incluyendo las características socioeconómicas de las áreas donde se suministra el servicio eléctrico, por el entorno institucional, e incluso por shocks económicos. En tal sentido, el diagnóstico y el diseño de medidas para atender la problemática de pérdidas eléctricas demanda una visión multisectorial coordinada. Una dimensión clave en la construcción de esta visión son los marcos regulatorios e institucionales que buscan incrementar la transparencia e independencia de las empresas eléctricas.

El nivel de interrelación entre los determinantes de las pérdidas en cada contexto, además de la complejidad intrínseca de los sistemas eléctricos; llama a que las estrategias para su reducción necesiten ser desarrolladas atendiendo las características y particularidades de cada realidad. Un

paso inicial en el desarrollo de tales estrategias será contar con información cuantitativa suficientemente detallada sobre el tipo de pérdidas (técnicas, no técnicas).

En suma, el mapa de los determinantes y consecuencias de la problemática de pérdidas eléctricas subraya no solo aquellos factores intrínsecos a los sistemas eléctricos, sino principalmente la multidimensionalidad de los determinantes subyacentes a ellos. Más importante, de dicho mapa también se deriva que reducir y controlar los niveles de pérdidas es una tarea ineludible para lograr un sistema eléctrico sostenible en el ámbito financiero y ambiental.

La gestión de pérdidas eléctricas requiere de un enfoque multisectorial y de estrategias personalizadas, sustentadas en un análisis cuantitativo detallado.

Capítulo 3

¿Cuál es la magnitud del problema?

- Una perspectiva global
Página 44
- Pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe
Página 48
- Implicaciones para la región
Página 53
- Conclusiones
Página 64



Quizás una de las restricciones más notables para entender el problema de las pérdidas de energía en la región se relaciona con las limitaciones de información comparable entre países. La consecuencia es que si algo no puede ser medido, entonces no puede ser mejorado. Por ello, en este capítulo se ha realizado un esfuerzo para compilar y armonizar datos de distintas fuentes a fin de dimensionar el problema de las pérdidas de electricidad, con especial atención a la posición relativa de América Latina y el Caribe (ALC) con respecto al resto del mundo. A partir de entender la magnitud del problema, el presente capítulo también ofrece una discusión sobre sus implicancias o consecuencias en términos financieros, ambientales y de calidad del servicio.

El análisis en las siguientes páginas señala que el problema de pérdidas eléctricas en la región es de suma relevancia, es decir, refleja una de las deficiencias más pro-

nunciadas en el sector de energía latinoamericano. En la medida que las pérdidas de energía constituyen una medida central del desempeño de la industria eléctrica, los resultados mostrados aquí indican enormes oportunidades para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de las empresas eléctricas.

A fin de brindar una mirada homogénea entre regiones y países, **el enfoque de medición** sigue el trazado presentado en el capítulo 2. En este sentido, *la electricidad disponible* se refiere a la energía que ingresa a las redes del sistema eléctrico para uso de los usuarios finales, incluyendo generación bruta, importaciones netas y producciones aisladas, mientras que los usuarios finales incluyen los usuarios residenciales, industriales, comerciales, y otros clientes (véase el Recuadro 3.1). Cabe indicar que, en este capítulo, los niveles de pérdidas son aquellos a nivel de sistema eléctrico en cada país. Es decir, salvo indicación de lo contrario, los

niveles de pérdidas no se refieren a aquellos observados a nivel de empresa eléctrica.

Pese a las restricciones en la homogeneidad de datos entre países, este análisis consolida la información con el objetivo de cuantificar la magnitud del problema de las pérdidas eléctricas y determinar sus impactos financieros, ambientales y en términos de calidad del servicio.

Recuadro 3.1

Enfoque para la medición de pérdidas de electricidad

Lo ideal sería analizar las pérdidas de electricidad de acuerdo con su clasificación (técnicas o no técnicas) en cada una de las fases de la cadena del sistema eléctrico y por tipo de usuario. Ello permitiría realizar un seguimiento de sus principales causas y de su materialidad. Sin embargo, dada la heterogeneidad en los sistemas de electricidad, así como los desafíos en medir las pérdidas no técnicas en distribución, se dificulta la recopilación de información comparable entre países.

En este contexto, el principal desafío para obtener un panorama general sobre pérdidas de electricidad es la disponibilidad y confiabilidad de la información en cada país de la región. En tal sentido, las estimaciones de las pérdidas a nivel agregado de país que se presentan en este libro se construyen a partir de informaciones oficiales. La base de datos analizada incluye información de organismos reguladores, ministerios y de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Cuando no se dispone de información de las fuentes previamente consultadas, se recurre a los datos proporcionados por la Agencia Internacional de Energía (AIE). Esta fuente también ofrece la ventaja de facilitar la comparación con países fuera de nuestra región de estudio. Las estimaciones propias se utilizan como última opción y se basan en información de balances oficiales, empresas de electricidad representativas y de la AIE. Entre las agencias consultadas en el caso de información sobre los precios de la electricidad figuran la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Con el fin de proporcionar datos comparables, las pérdidas se calcularon según el Cuadro 3.1.1.

La muestra final usada en los capítulos 3 y 4 para el período 1990-2019 está conformada por 140 países, entre los cuales figuran 26 de la región; estos se encuentran clasificados según su nivel de ingresos de acuerdo con la Clasificación de Países del Banco Mundial (del 2021).

Con el fin de evitar años anómalos, las razones se calcularon como promedios de cinco años. De la misma manera, y para evitar una sobrerrepresentación de las economías de mayor tamaño, los promedios a nivel de región o grupo de países por niveles de ingreso se calcularon como promedio de las ratios a nivel de país.

Cuadro 3.1.1 Indicadores de pérdidas de electricidad

PT	Pérdidas en transmisión	=	$\frac{\text{Pérdidas en transmisión}}{\text{Energía disponible}}$	=	$\frac{\text{Energía disponible} - \text{Entregado}}{\text{Energía disponible}}$
PD	Pérdidas en distribución	=	$\frac{\text{Pérdidas en distribución}}{\text{Energía disponible}}$	=	$\frac{\text{Entregado} - \text{Facturado}}{\text{Energía disponible}}$
P	Pérdidas totales de electricidad	=	PT + PD	=	$\frac{\text{Energía disponible} - \text{Facturado}}{\text{Energía disponible}}$
PTD	Pérdidas técnicas en distribución	=	$\frac{\text{Pérdidas técnicas}}{\text{Energía disponible}}$		
PNTD	Pérdidas técnicas en distribución	=	$\frac{\text{Pérdidas no técnicas en distribución}}{\text{Energía disponible}}$		

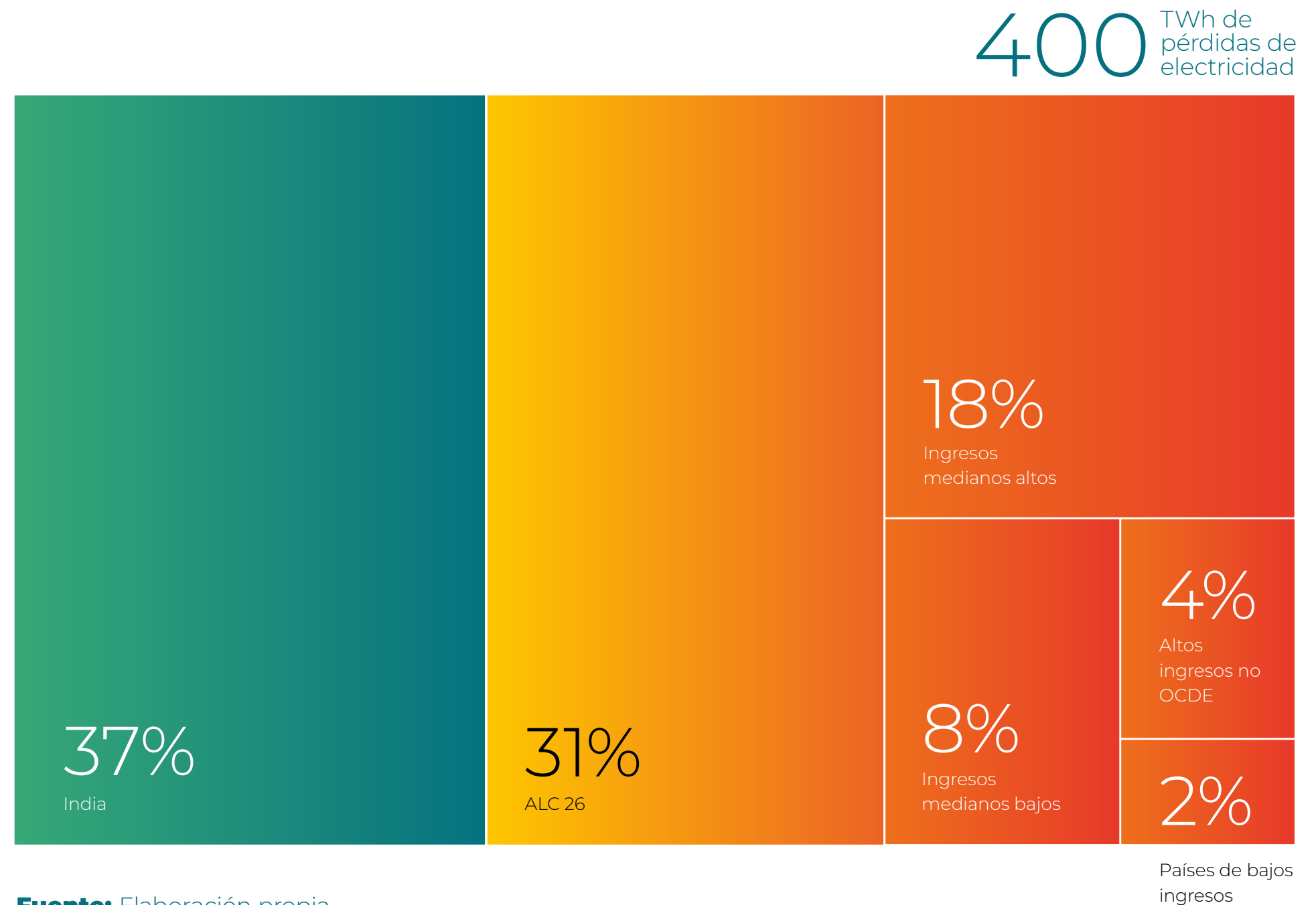
Fuente: Elaboración propia.

3.1 Una perspectiva global

Las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución son un problema global que está presente, en mayor o menor medida, en todas las regiones del mundo. Se estima que el mundo pierde anualmente aproximadamente 400 TWh de energía. Ello equivale al consumo de electricidad de México y Chile en el año 2019 (véase la Figura 3.1). La Figura 3.1 muestra como esa cantidad de energía se distribuye por región geográfica. Es destacable que, a pesar de que la generación de electricidad en las regiones de altos ingresos es notablemente mayor, las pérdidas de energía son menores. En términos de cantidad de energía perdida, la región de América Latina y el Caribe (ALC) solo es superada por la India.

La magnitud del problema dependerá de aquellos niveles que se consideren económicamente factibles de ser recuperados. Los cálculos presentados en este capítulo, y en capítulos posteriores, usan un nivel de referencia holgado del orden del 10% —por sobre el cual se consideran pérdidas no eficientes—.

Figura 3.1 Distribución de las pérdidas eléctricas de los países según el nivel de ingresos, 2019



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Las pérdidas eléctricas presentadas en la figura son aquellas que exceden el 10% del total de la energía disponible. Los países de altos ingresos de la OCDE pierden menos de 1%.

Cabe señalar que existe una gran heterogeneidad dentro de las regiones y de los mismos países. En los países en desarrollo, las pérdidas no técnicas pueden variar de entre el 10% y el 40% de la generación total.

Para niveles de eficiencia mayores, de entre 6% y 5%, la electricidad perdida puede llegar a ser cerca de cuatro veces más grande. Por ejemplo, usando datos del 2016, Surana y Jordaan (2019) estiman pérdidas de electricidad globales del orden de 1,729 TWh/año.

Independientemente de los niveles de eficiencia considerados para estimar las pérdidas necesarias a recuperar, la Figura 3.1 enfatiza la considerable magnitud

del problema, así como cuales son las regiones y países donde se deben concentrar las acciones de política. En dicha figura llama la atención que tanto la India como ALC concentran cada una, aproximadamente, un tercio de la energía perdida a nivel global. Teniendo en cuenta las inmensas diferencias poblacionales entre ambos, América Latina y el Caribe ciertamente se destaca como una región que merece especial atención.

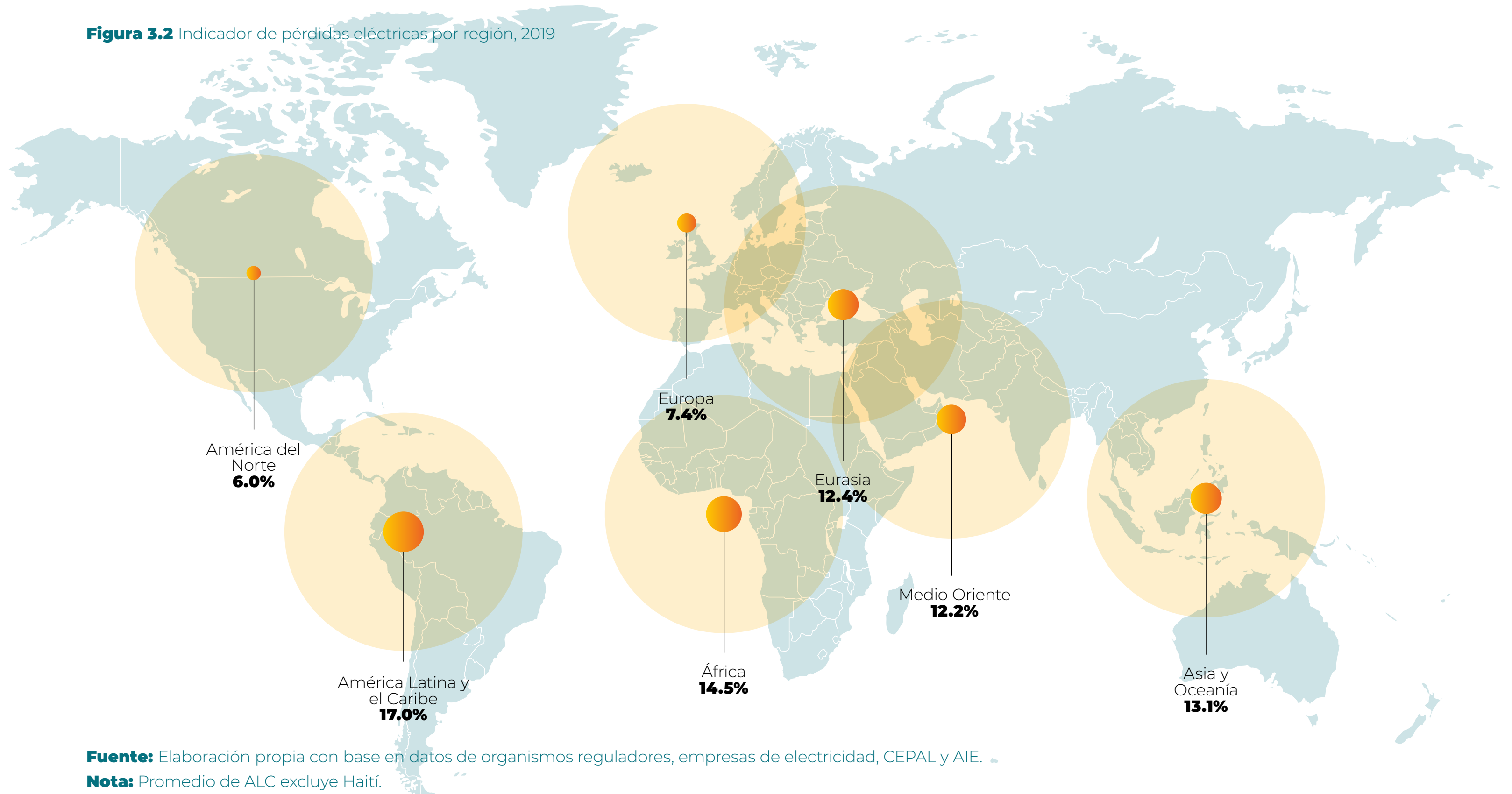
Cabe señalar que existe una gran heterogeneidad dentro de las regiones y de los mismos países. En los países en desarrollo, las pérdidas no técnicas pueden variar de entre el 10% y el 40% de la generación total (Smith, 2004). Incluso en Estados Unidos (EEUU) y Europa se pueden encontrar estados y empresas eléctricas con pérdidas que superan de los niveles de eficiencia. Por ejemplo, en EEUU hay estados donde las pérdidas se ubican entre el 8% y 13.3% (Wirfs-Brock, 2015). En Europa, un grupo de países (por ejemplo, Kosovo, Montenegro, Macedonia del Norte y Serbia) presentaron niveles de pérdidas superiores al 12% en 2018 (CEER, 2020).

La Figura 3.2 muestra el promedio del indicador de pérdidas como porcentaje de energía disponible en

cada país. Los indicadores confirman la brecha existente entre la región de ALC y el resto de las regiones en el mundo. Mientras que el promedio de pérdidas de electricidad en América del Norte se calculaba en alrededor del 6%, las pérdidas promedio para América Latina y el Caribe ascendían a 17%. Por tanto, América Latina y el Caribe (ALC) se posicionaba como la región con el mayor promedio de pérdidas eléctricas, seguida de África con un 15%, Eurasia con un 12%, y Asia junto a Oceanía y Medio Oriente con un 13% y 12% respectivamente.

Quizá el indicador más alarmante no tiene tanto que ver con los niveles observados en los años recientes, sino a las tendencias observadas durante las últimas tres décadas (véase la Figura 3.3). Mientras que los niveles de pérdidas han presentado una tendencia notable decreciente en los países de ingresos medios altos y altos, y en los países de altos ingresos de la OCDE; ellas no presentan signos de mejora igualmente pronunciados en los países de ALC y de ingresos bajos. En particular, en ALC durante las últimas tres décadas, el indicador de pérdidas eléctricas se ha encontrado sobre o alrededor del 17%.

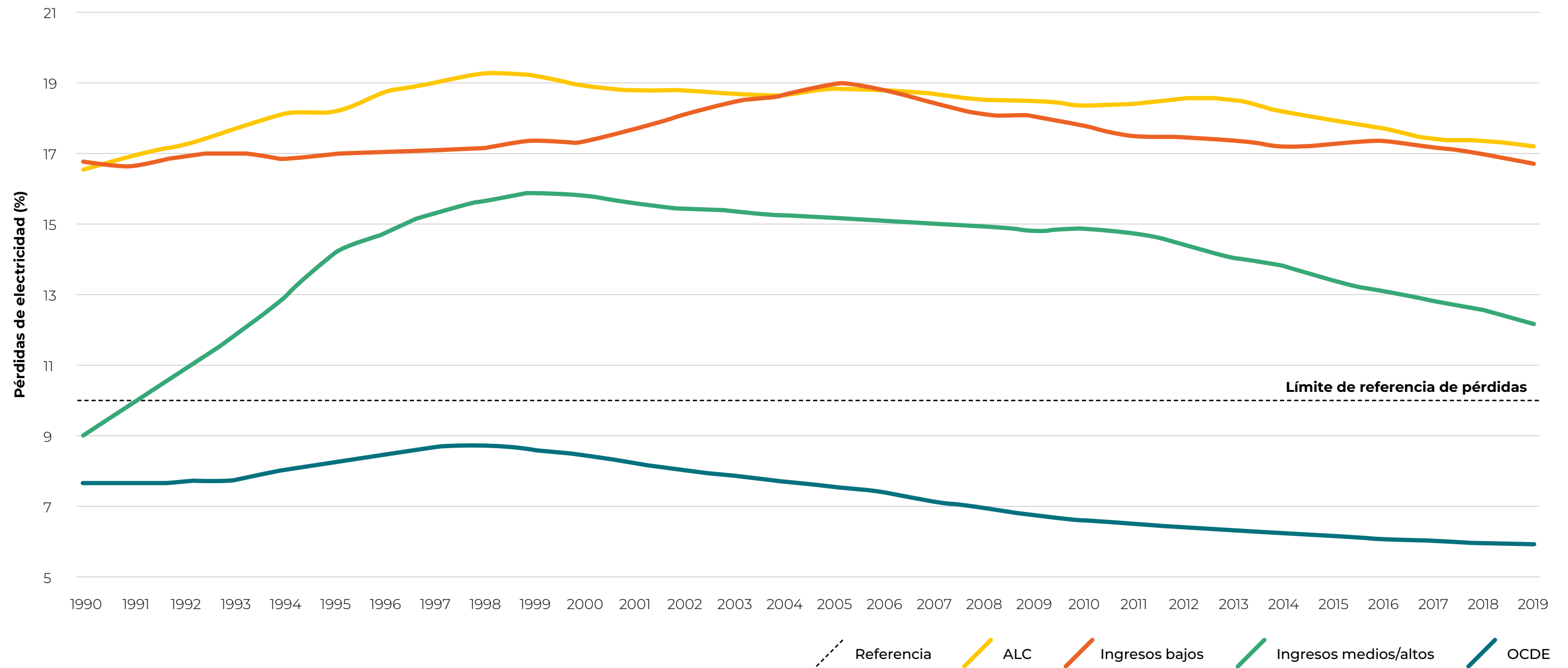
Figura 3.2 Indicador de pérdidas eléctricas por región, 2019



Fuente: Elaboración propia con base en datos de organismos reguladores, empresas de electricidad, CEPAL y AIE.

Nota: Promedio de ALC excluye Haití.

Figura 3.3 Evolución de las pérdidas eléctricas, 1990-2019



Fuente: Elaborado por los autores con base en datos de la Agencia Internacional de Energía.

Nota: La figura muestra el promedio móvil de 5 años del porcentaje de pérdidas. Bajo ingreso incluye a los países de ingreso medio y bajo. La clasificación por nivel de ingreso sigue la clasificación del Banco Mundial 2021. Las agrupaciones de países por nivel de ingreso excluyen a los países de ALC y de la OECD.

3.2 Pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe

La magnitud del problema

Esta sección ofrece una mirada más detallada sobre las diferencias intrarregionales con base en 26 países de ALC. En la Figura 3.4 se registran las pérdidas anuales de electricidad como porcentaje del total de energía eléctrica disponible. Se observa una variación significativa entre ellos: de 5% en el caso de Chile a 60% en Haití. La mayoría de los países muestran pérdidas por encima

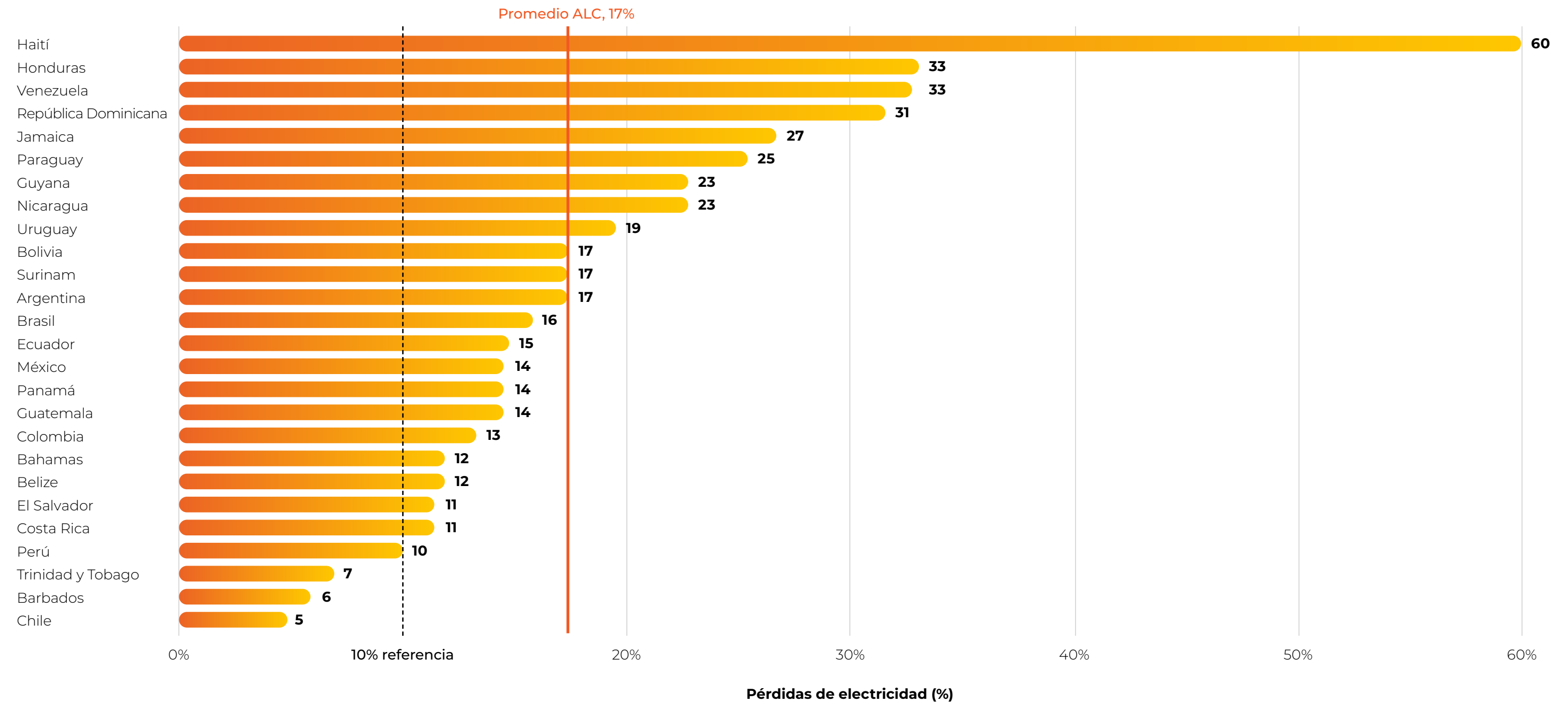
de la referencia dada por el nivel aceptable de pérdidas (10%, línea verde).⁶ Aun así, tres de los 26 países no presentarían niveles de pérdidas elevados. El país con un nivel de pérdidas cercano al nivel de referencia de eficiencia es Perú.

Estas cifras sugieren que las medidas orientadas a reducir las pérdidas de electricidad tendrían efectos económicos positivos en la industria eléctrica de ALC. Sin embargo, no siempre es factible reducir los niveles de pérdidas más allá de un mínimo. Esto quiere decir que, incluso cuando reducir las pérdidas al cero por ciento es deseable y tecnológicamente posible, generalmente no es económicamente viable. En ese contexto, resulta evidente que la región no está cerca de disminuir los niveles de pérdidas a un nivel mínimo deseable, como sucede en algunos países de altos ingresos.

Las pérdidas de electricidad son un problema importante en todas las subregiones de ALC, donde su tasa promedio por subregión oscila entre el 15.2% y 18.1%. La Figura 3.5 muestra a los países más y menos afec-

tados por subregión. En términos equivalentes, Venezuela perdió cerca de 31 TWh, el valor más alto de la subregión andina equivalente a dos tercios de la producción neta de la electricidad generada a partir de combustibles fósiles en dicho país. Honduras, que se encuentra en la cima de la lista de países de América Central, registra pérdidas equivalentes al total de su generación hidroeléctrica. Las pérdidas en Jamaica y Paraguay superan el 25%, una cifra igualmente preocupante en el contexto de las regiones del Caribe y el Cono Sur respectivamente.

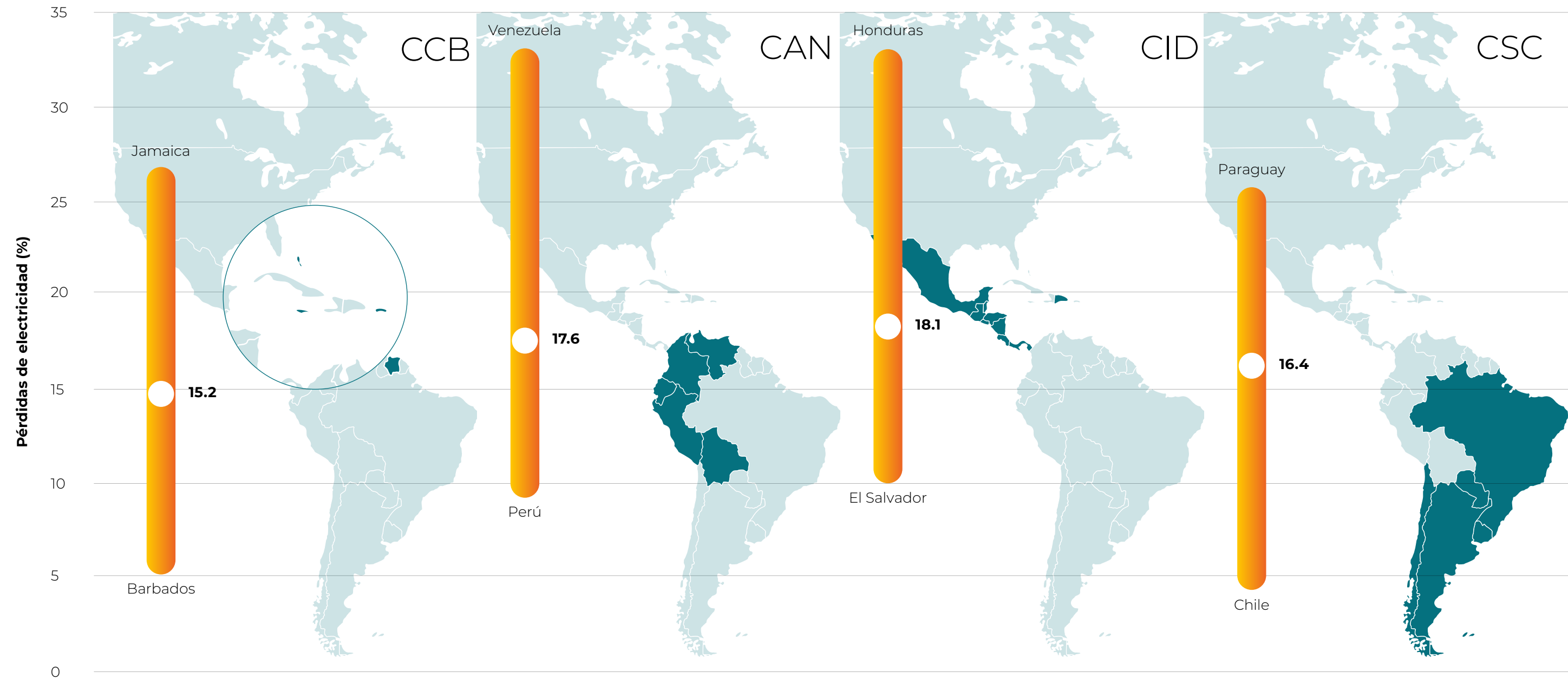
6. Para una comparación de las pérdidas eléctricas entre los 10 mayores productores de electricidad durante 2016 (China, Estados Unidos, India, Rusia, Japón, Canadá, Alemania, Brasil, Corea y Francia), véase IEA *et al.* (2019).

Figura 3.4 Pérdidas eléctricas por país

Fuente: Elaboración propia con base en datos de organismos reguladores, empresas de electricidad, CEPAL y AIE.

Nota: La figura muestra las pérdidas eléctricas como porcentaje de la energía disponible. Promedio de la información disponible de los últimos cinco años: 2015-2019. El promedio de ALC no incluye Haití.

Figura 3.5 Pérdidas por subregión de América Latina y el Caribe



Fuente: Elaborado propia con base en datos de organismos reguladores, empresas de electricidad, CEPAL y EIA.

Nota: La figura muestra las pérdidas eléctricas como porcentaje de la energía disponible. Promedio de la información disponible de los últimos cinco años: 2015-2019. Países del Caribe (CCB), Cono Sur (CSC), Grupo Andino (CAN), América Central, México, Panamá y República Dominicana (CID). Haití no está incluido y se utilizó el último año disponible en el caso de Bahamas.

¿Cómo han evolucionado las pérdidas en los países de ALC?

La Figura 3.6 muestra la evolución reciente de las pérdidas eléctricas por país. En particular, el gráfico muestra el indicador de pérdidas anuales de electricidad y su variación a lo largo de los últimos cinco años, tomando en cuenta los datos disponibles.

Los países situados en el cuadrante superior izquierdo han reducido sus niveles de pérdidas, aunque mayoritariamente siguen siendo altos. En particular, y a pesar de los esfuerzos realizados, aquellos países con niveles de pérdidas elevados en dicho cuadrante (por ejemplo, aquellos con niveles por encima del promedio de ALC, 17%) han tendido a presentar mejoras relativamente modestas. De este grupo hace parte un conjunto heterogéneo de países, como Nicaragua, la República Dominicana y Jamaica.⁷

Los países en el cuadrante superior derecho enfrentan a la situación más difícil, pues también presentan niveles altos de pérdidas y ellas han experimentado incrementos en años recientes. Un aspecto preocupante es que prácticamente la mitad de los países bajo análisis han presentado algún incremento en sus niveles de pérdidas en años recientes. Países en este grupo incluyen Guyana,

Bolivia, Uruguay y Argentina.⁸ Nótese que esta tendencia es aquella observada antes de la pandemia COVID-19 (antes del año 2020). Durante la pandemia, los países han tendido a experimentar mayores desafíos en términos de controlar sus niveles de pérdidas eléctricas, y en los más de los casos ellas se han incrementado. El capítulo siguiente comentará sobre la tendencia observada durante este periodo.

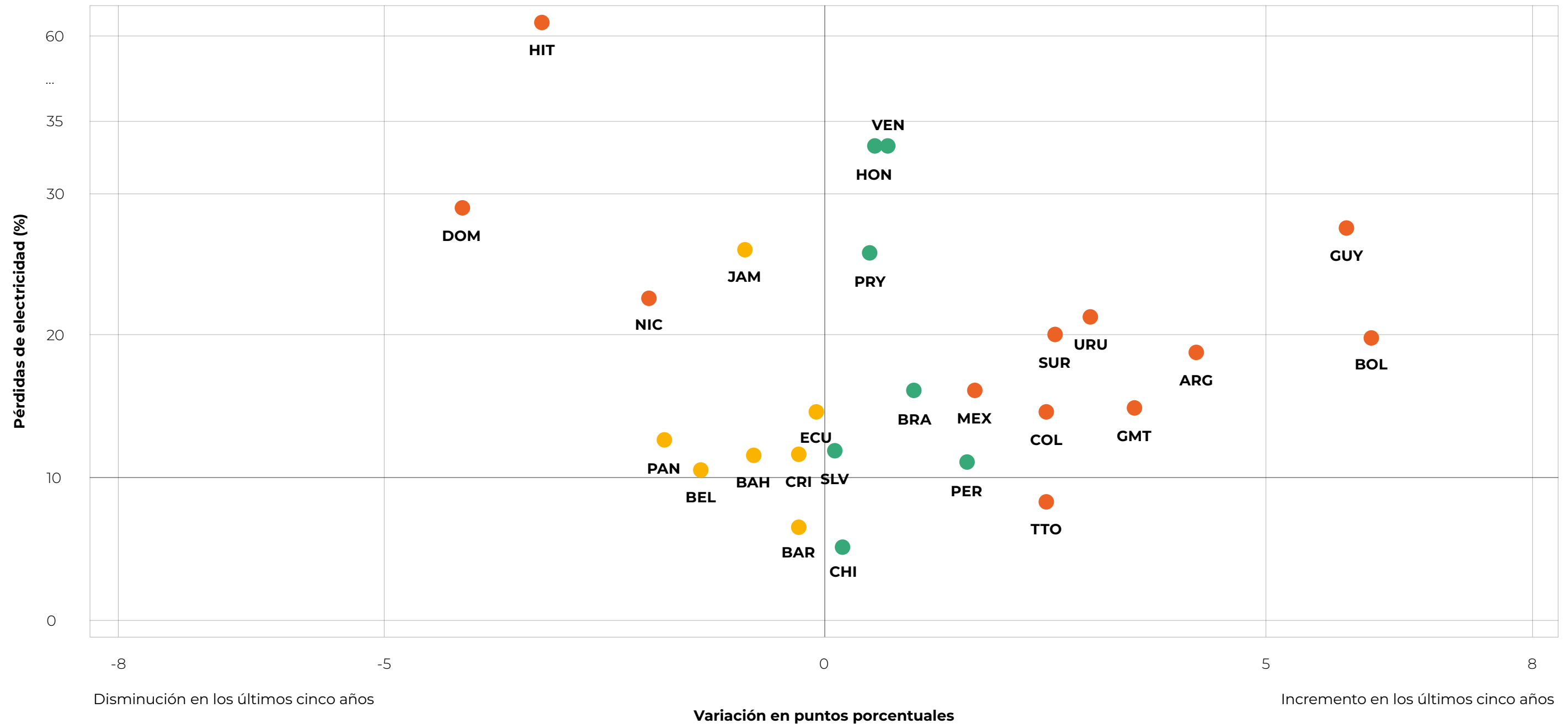
Incluso en aquellos países donde las pérdidas son relativamente bajas, existen empresas distribuidoras que se enfrentan a retos considerables, debido a las condiciones socioeconómicas o geográficas de las zonas que atienden. Por ejemplo, las empresas en El Salvador y Perú que prestan el servicio en zonas rurales con baja densidad poblacional registran índices de pérdidas marcadamente superiores al promedio del país. Sin embargo, cabe recalcar que las pérdidas de electricidad pueden concentrarse igualmente en zonas de alta densidad, como en el caso de México y Uruguay.

7. En este contexto, cabe mencionar los esfuerzos recientes registrados en República Dominicana, donde el BID (proyecto DR-T1179) y otras fuentes de financiamiento internacional comprometieron cerca de US\$400 millones para fortalecer el programa de lucha contra las pérdidas de electricidad. Dicho programa se concentró

principalmente en zonas urbanas y se realizó a través de mejoras en las subestaciones y redes de transmisión y distribución. En los últimos cinco años, este país ha reducido sus pérdidas en alrededor de seis puntos porcentuales. Un esfuerzo similar, con mejoras significativas en el período de análisis, se registra en Nicaragua. Este país ha reducido su índice de pérdidas en seis puntos porcentuales durante el periodo 2014-2019. Recientemente en Jamaica, el BID (a través del proyecto JA-T1206) colabora con el gobierno para identificar oportunidades potenciales para descarbonizar y brindar soporte técnico para el sector eléctrico, incluyendo la reducción de pérdidas. En este país, las pérdidas representan alrededor del 28%, de las cuales 20% son pérdidas no técnicas, y dado que las pérdidas están indexadas en las tarifas, estas ocasionan altos precios en la electricidad y afectan la competitividad de los sectores productivos.

8. En estos países, el BID apoya proyectos para disminuir las pérdidas técnicas. En el caso de Guyana, el BID (proyecto GY-L1066) ha financiado US\$21,160 millones para la implementación de estrategias destinadas a mejorar la eficiencia y eficacia energética, mediante la reducción de pérdidas técnicas y la mejora de la calidad del servicio a los consumidores en Guyana. En Argentina, el BID (AR-T1267) brinda apoyo técnico y financiero para fortalecer la resiliencia y fiabilidad del sistema eléctrico con el objeto de reducir las pérdidas técnica y los GEI.

Figura 3.6 Cambios recientes de las pérdidas de electricidad en los países de América Latina y el Caribe, 2019



Fuente: Elaborado por los autores con base en datos de organismos reguladores, empresas de electricidad, CEPAL y EIA.

Nota: La figura presenta el ratio de pérdidas del país en 2019 y su variación durante los últimos cinco años (eje x). Cuando la información no se encontró disponible se utilizó el dato del año más cercano.

¿Dónde ocurren las pérdidas de electricidad?

La Figura 3.7 muestra la distribución de las pérdidas de acuerdo con el lugar en donde ocurren. En ALC la mayor parte de la electricidad se pierde en el sistema de distribución, debido muy probablemente a factores no técnicos. A partir de la información disponible, las pérdidas en distribución explican alrededor del 80% del total registrado en los 15 países de ALC. De acuerdo con informes técnicos,⁹ se atribuye que las pérdidas técnicas en la distribución se concentran principalmente en zonas rurales, lo cual representa un desafío para las empresas que prestan servicios en áreas de baja densidad poblacional.

Por otro lado, las pérdidas de transmisión son relativamente bajas y oscilan entre el 1.9% y el 3.5%. Las excepciones son Perú y Paraguay donde representan alrededor del 5%. En el caso de este último país, se han destacado como desafíos a los altos niveles de pérdidas técnicas y no técnicas, la insuficiencia de infraestructura, así como la necesidad de actualizar y modernizar los sistemas eléctricos, entre otros. Lo que es más, se ha destacado que estas limitantes han venido afectando negativamente la calidad del servicio ofrecido a la población, los cuales son más frecuentes y severos con el aumento de la demanda y durante las horas pico.¹⁰

Cabe mencionar que los patrones antes comentados en ALC son similares a aquellos observados en otras regiones. Esto es, los sistemas eléctricos de otras regiones también registran niveles relativamente bajos de pérdidas en transmisión versus las que se presentan en la distribución. Por ejemplo, en Europa las pérdidas en la transmisión oscilaron entre alrededor del 0.5% y poco menos del 3% en 2018 (CEER, 2020). En marcado contraste, las pérdidas en la distribución oscilan entre el 2% y el 10% para la mayor parte de países europeos.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que los subsectores de transmisión entre países no son directamente comparables. Al intentar comparar subsectores entre distintas naciones, debemos considerar que sus definiciones pueden variar de manera significativa. Por ejemplo, la red de transmisión en algunos países puede incluir líneas desde los 130KV, mientras que en otros puede incluir sólo líneas de voltaje superior a los 230 KV.

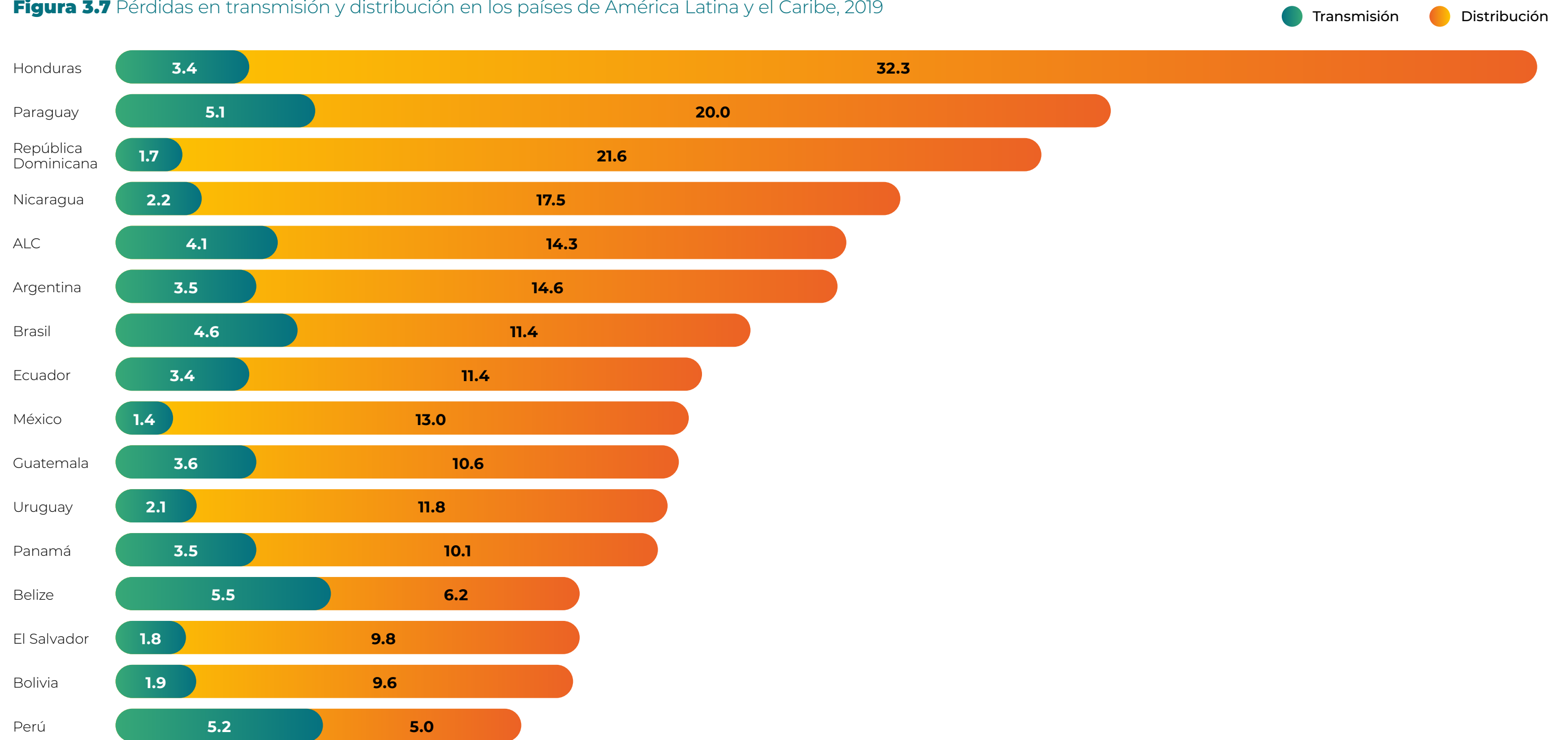
3.3 Implicaciones para la región

La energía perdida en los sistemas de transmisión y distribución representan a su vez costos financieros, am-

bientales y de calidad del servicio que deben ser enfrentados por las empresas eléctricas, por los gobiernos y por los usuarios finales. La presente sección provee una aproximación a dichos costos a fin de empezar a visibilizar la otra cara de la moneda. Sin embargo, de cierta manera, los costos de las pérdidas eléctricas pueden ir más allá de aquellos explorados aquí.

9. Por ejemplo, en su programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional para el periodo 2022-2036, la Secretaría de Energía de México estima un incremento en la eficiencia operativa de las redes de distribución en zonas rurales que es tres veces mayor en comparación con las zonas urbanas, logrado mediante la reducción de las pérdidas técnicas. En el reporte de ANEEL (2021), señala que las regiones con mayores índices de pérdidas técnicas en Brasil son la norte, seguida de la noreste y centro oeste, regiones con las menores densidades de población.
10. Ver, por ejemplo, el Plan Estratégico Institucional de ANDE, 2021-2026. Sobre los desafíos que enfrenta Paraguay, en colaboración con otras fuentes de financiamiento internacional, el BID se encuentra apoyando el Programa Multifase de Transmisión de Energía para mejorar las líneas de transmisión y subestaciones, incluyendo la instalación de la primera línea de alta tensión de 500 KV.

Figura 3.7 Pérdidas en transmisión y distribución en los países de América Latina y el Caribe, 2019



Fuente: Elaborado por los autores con base en información de organismos reguladores y empresas eléctricas.

Nota: La figura muestra las pérdidas eléctricas como porcentaje de la energía disponible. La estimación de Brasil se basa en una muestra de las empresas eléctricas de distribución.

Por ejemplo, al tratarse de energía no facturada, las pérdidas pueden desalentar prácticas de conservación de energía o adopción de artículos de mayor eficiencia energética por parte de los usuarios que no pagan el servicio, conllevando a mayores demandas de energía. A su vez, dicha demanda adicional puede requerir mayores inversiones en generación y transmisión, representando costos que deben ser, en última instancia, trasladados a la sociedad. Más aún, condiciones de altas pérdidas pueden en casos extremos incluso desalentar las inversiones en el sector eléctrico. Entonces, esta sección ofrece una aproximación parcial y conservadora del costo social de las pérdidas eléctricas.

¿Cuáles son los costos financieros de las pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe?

La asociación más evidente es que las pérdidas de electricidad representan pérdidas financieras. Aunque los niveles de estas pérdidas dependerán de múltiples factores, los cálculos realizados en este estudio indican que incluso en bajo los supuestos más conservadores, ellas son de una magnitud sumamente relevante. Efectivamente, las estimaciones efectuadas indican que los cos-

tos de las pérdidas de electricidad en ALC oscilaron entre US\$9.6 y US\$16.6 billones anualmente, equivalente a entre un 0.19% y 0.33% del PIB de la región, aproximadamente. Desde luego, estos porcentajes a nivel regional varían significativamente entre países en función de sus niveles de pérdidas observados y de las características de sus matrices de generación eléctrica. La Figura 3.8 muestra dichas magnitudes como porcentaje del PIB en cada país. Allí se observa que el costo de las pérdidas puede fluctuar desde 0.03% (Costa Rica) hasta 1.8% (Honduras).

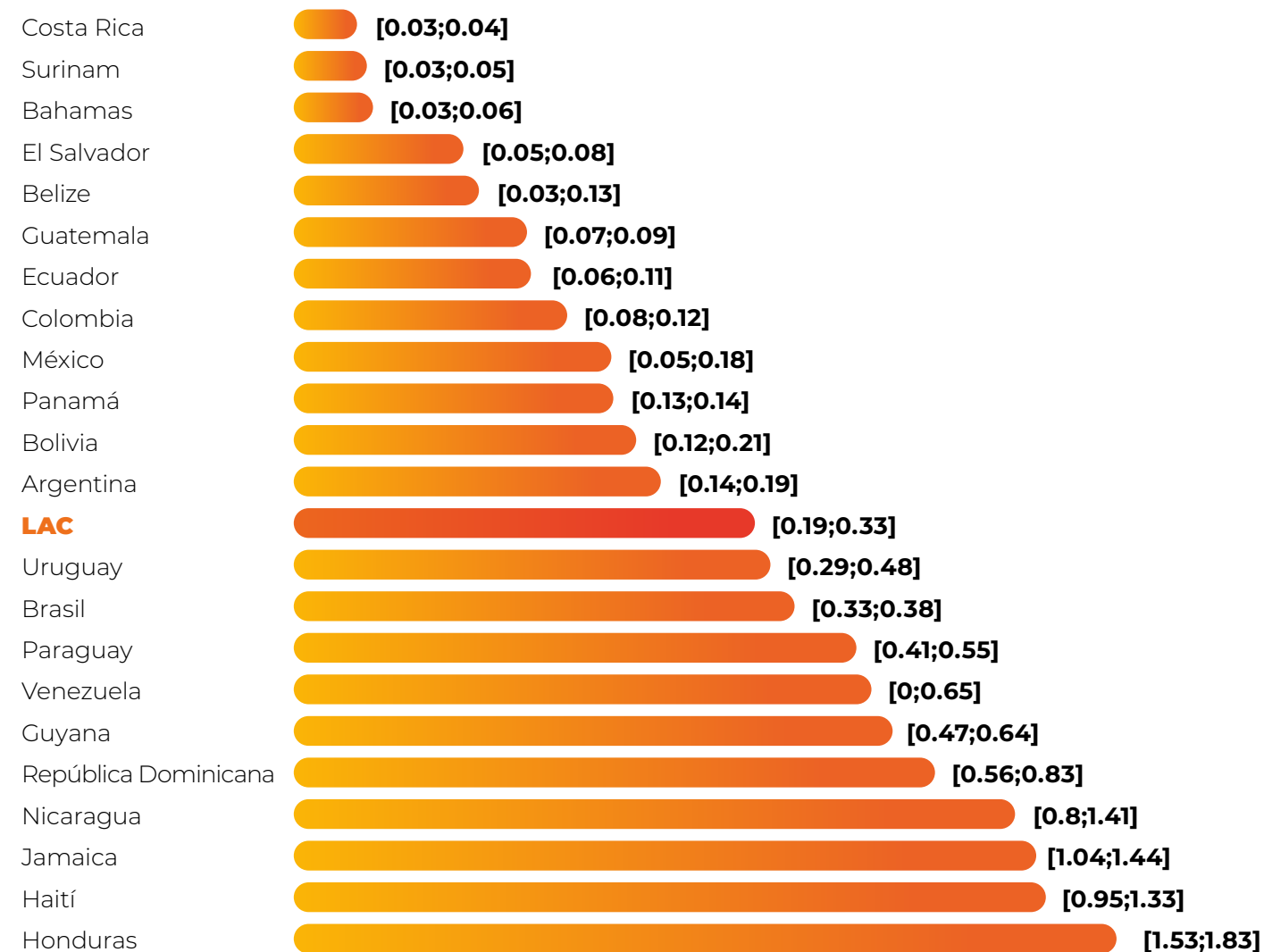
Por un lado, estas cifras permiten aproximar, en términos generales, los ingresos que las empresas eléctricas están dejando de percibir por los servicios prestados, lo cual afecta negativamente su sostenibilidad financiera. Por otro lado, dichas pérdidas también representan un costo de oportunidad considerable para la sociedad. Por ejemplo, las pérdidas financieras anuales son comparables a los gastos de los mayores programas sociales en la región. Por ejemplo, en Brasil, las pérdidas representan un costo mínimo estimado de 0.3% del PIB, equivalente a más de dos tercios del presupuesto destinado al programa Bolsa Familia.¹¹ Del mismo modo, las pérdidas de electricidad en México representan entre el 0.05% y el 0.18% de su PIB, comparable al presupuesto del programa Jóvenes Construyendo el Futuro (que representó en 2021 alrededor del 0.08% del PIB).¹²

De cualquier forma, el costo monetario directo que impone la situación actual constituye una situación insostenible si la región espera superar los desafíos que hoy enfrenta para cubrir sus necesidades de inversión en infraestructura. Esta situación es aún más alarmante debido a que en los últimos años se ha observado una reducción en los niveles de inversión en el sector eléctrico, ampliando por tanto la brecha de inversión latente en el sector. Durante el periodo comprendido entre 2016 y 2021, y dependiendo de los escenarios de necesidades de inversión que se tomen como referencia, la brecha de inversión anual (la inversión no cubierta) en el sector eléctrico puede fluctuar entre US\$10-US\$78 billones. Ello implica que independientemente del nivel de necesidades de inversión que se estime, reducir los niveles de pérdidas de energía contribuiría a reducir la brecha de inversión (véase el Recuadro 3.2).

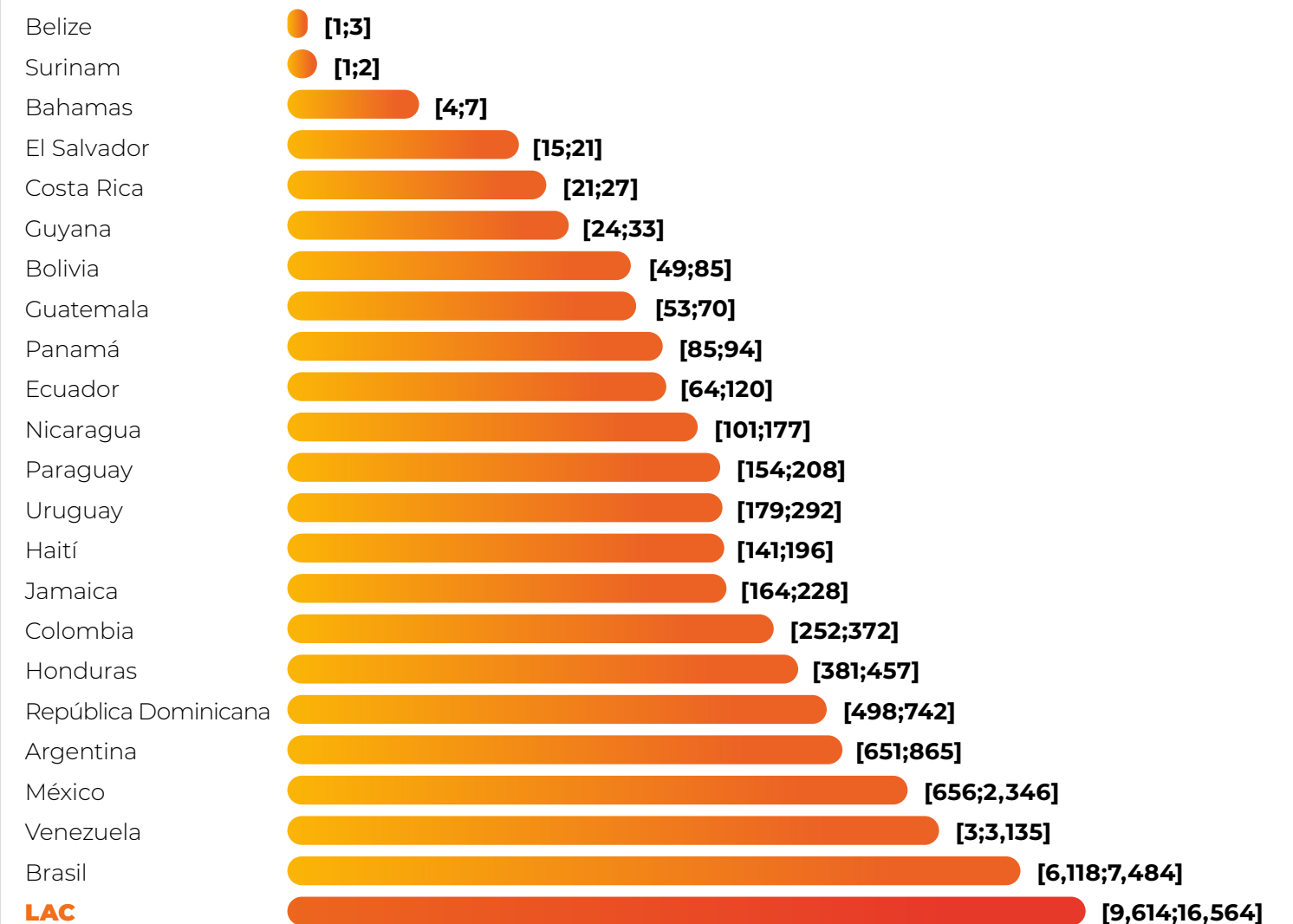
-
11. El Programa Bolsa Familia (PBF) es un Programa de Transferencias Monetarias Condicionadas que tiene como objetivo apoyar a familias en situación de pobreza o extrema pobreza.
 12. El programa Jóvenes Construyendo el Futuro tiene por objetivo vincular a jóvenes con mercado laboral a través de capacitaciones y apoyos económicos.

Figura 3.8 Costo financiero de las pérdidas de electricidad en los países de América Latina y el Caribe

Panel A. Como porcentaje del PIB



Panel B. En millones de US\$



Fuente: Elaborado por los autores con base en información de organismos reguladores y empresas de electricidad, CEPAL y AIE. Los datos del PIB por país se obtuvieron de la base de datos Indicadores de Desarrollo del Banco Mundial.

Nota: La figura provee el rango estimado de pérdidas eléctricas en términos monetarios. El límite inferior y superior de dicho rango provienen, respectivamente, de los mínimos y máximos de los precios de electricidad para el usuario final de las categorías industrial, residencial y comercial. La figura se encuentra en escala logarítmica ordenada por la media del costo estimado. Dichos costos se han calculado solo para países que presentan pérdidas superiores al 10%. Los cálculos se basan en el promedio de pérdidas durante los últimos 5 años con información disponible previos al 2019 (incluido).

Recuadro 3.2

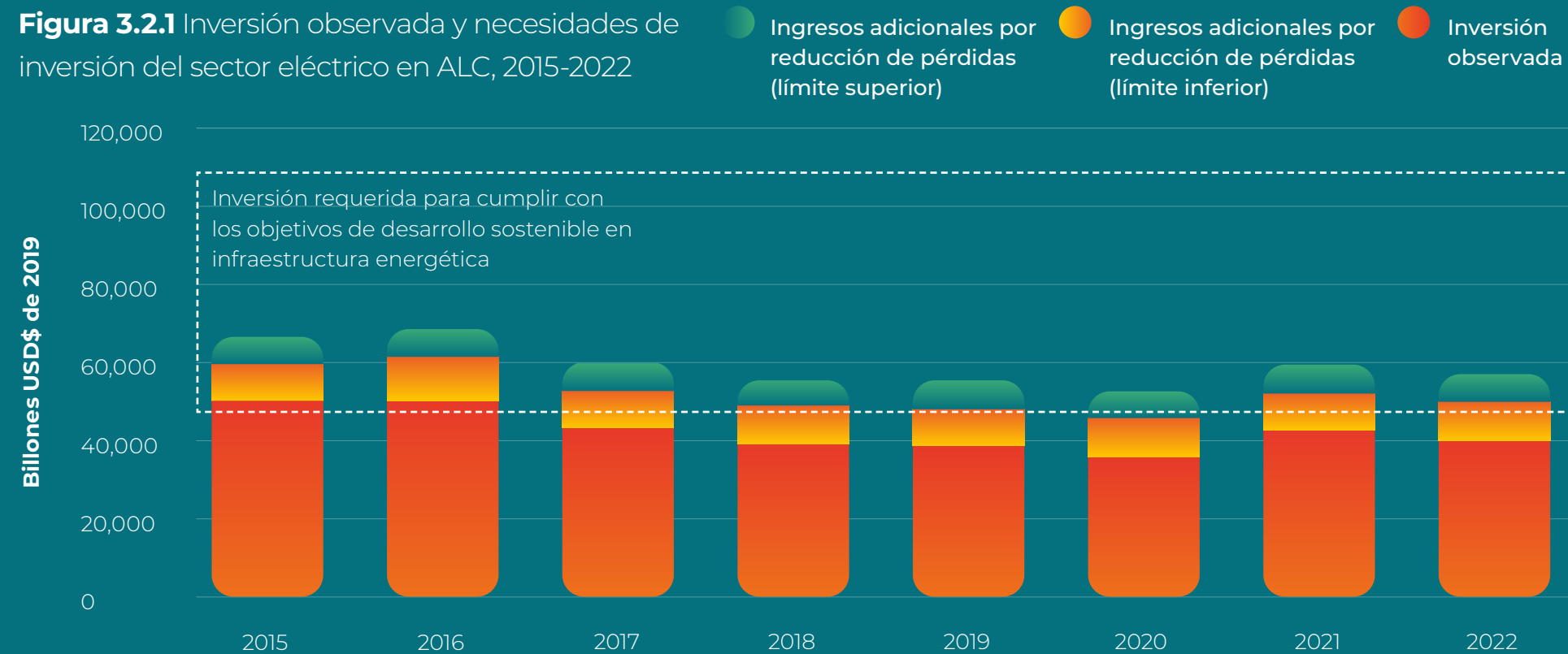
Necesidades de inversión en el sector eléctrico

Los países de la región se encuentran en un complejo reto para cerrar la brecha de inversión en infraestructura. En la última década, la inversión en infraestructura, —como porcentaje del PBI— ha tenido una tendencia decreciente (Cavallo, Powell y Serebrisky, 2020). En años recientes (2021 y 2022) la inversión en el sector eléctrico se ha recuperado

solo parcialmente, siendo que sus niveles todavía son menores en aproximadamente un 15% a aquellos observados a mediados de la década pasada. El problema es aún mayor en la inversión en infraestructura de distribución y transmisión eléctrica, la cual se ha reducido cerca de un 40% de 2015 a 2021. AIE (2022) sugiere que la caída en las inversiones está ampliamente relacionada con una situación financiera deteriorada de muchas empresas eléctricas, altos niveles de pérdidas eléctricas y la limitada capacidad fiscal de los gobiernos. Por lo que existe un amplio costo de oportunidad de las empresas para incrementar su sostenibilidad financiera mediante la reducción de pérdidas. La situación descrita resulta particularmente alarmante en una región caracterizada por una subinversión sistemática en infraestructura. Con base en estimaciones efectuadas por por

Brichetti, *et al.*, (2021), Cavallo, Powell y Serebrisky (2020) y Rozenberg, Julie, and Marianne Fay (2019), así como estimaciones de las inversiones realizadas en el sector de electricidad, se puede aproximar un rango indicativo de la evolución de la brecha de inversión en el sector. Es decir, aquellas necesidades de inversión pendientes para el sector eléctrico de ALC. La Figura 3.2.1 muestra la evolución de las inversiones en el sector eléctrico y las inversiones requeridas para cumplir con los objetivos de desarrollo sostenible en infraestructura energética (como se indica en el área con la línea punteada). La figura resalta que la brecha de inversión del sector ha crecido en los últimos años. Tal como se observa en la gráfica, disminuir los niveles de pérdidas puede aportar significativamente a la reducción de la brecha de inversión, independientemente del escenario considerado.

Figura 3.2.1 Inversión observada y necesidades de inversión del sector eléctrico en ALC, 2015-2022



Fuente: Elaborado por los autores con base en AIE (2022), Cavallo, Powell y Serebrisky (2020), Rozenberg, Julie, y Marianne Fay, eds. (2019), Brichetti, *et al.*, (2021) base de datos de INFRALATAM, base de datos del PPI del Banco Mundial y estimaciones propias.

Nota: Las estimaciones de inversión en el sector eléctrico fueron obtenidas del World Energy Investment 2022, INFRALATAM y PPI Database. La necesidad de inversión en este sector se establece en un rango: el límite inferior corresponde a las estimaciones presentadas por Brichetti, *et al.*, (2021), mientras que el límite superior se basa en el escenario preferido identificado por Rozenberg, Julie, y Marianne Fay, eds. (2019).

Es importante tomar estas estimaciones con cautela pues los costos financieros de las pérdidas de electricidad son altamente sensibles a los precios a los que son valoradas. Bajo el enfoque de los ingresos que las empresas eléctricas dejan de recibir por niveles de pérdidas sobre el 10%; este análisis valora dichos “excedentes” a los precios promedio vigentes del servicio eléctrico (sobre el periodo de referencia, véase el Recuadro 3.3). En tal sentido, precios al cliente final que se encuentren por debajo de los costos de recuperación de brindar el servicio, pueden subestimar los costos financieros de las pérdidas eléctricas.

Los datos recopilados de 13 países entre 2011 y 2021 indican una estimación de costos asociados a las pérdidas que oscila entre US\$9,400 y US\$12,000.

Sin embargo, aun considerando los distintos periodos y métodos de valuación, los rangos aquí estimados se encuentran en consonancia con aquellos cálculos reportados por las empresas de electricidad y otros organismos. Cabe enfatizar que, si bien los costos de las pérdidas eléctricas no son típicamente reportados de forma oficial, sí se han presentado situaciones en que ellos han sido reportados por medios oficiales o periodísticos. El Anexo 1 compila un conjunto de declaraciones para 13 países entre los años 2011 y 2021 y los presenta en dólares del 2019. El monto que se desprende de dicha compilación se encuentra en el rango de US\$9,400-US\$12,000, coincidente con las estimaciones presentadas en este capítulo.

Por ejemplo, de acuerdo con informes de la empresa eléctrica de Uruguay (UTE), se estima que en el país las pérdidas no técnicas representaron alrededor de US\$177 millones en 2013 y US\$200 millones en 2021 (dólares del 2019). En Honduras, en 2012, la CEPAL estima que una disminución de las pérdidas técnicas y no técnicas a un nivel del 12% representaría ingresos anuales adicionales de US\$135 millones,¹³ mientras que

otras fuentes indican costos del orden de los US\$507 millones (a dólares del 2019).

Si bien los valores reportados en los medios no necesariamente constituyen medidas homogéneas comparables entre países,¹⁴ sí confirman que el costo de las pérdidas eléctricas para América Latina y el Caribe es sumamente relevante en términos financieros tanto para las empresas eléctricas, como para la sociedad.

13. Esta referencia proviene de la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la CEPAL. Las pérdidas de electricidad fueron valoradas a US\$10 por MWh. En cambio, las valoraciones presentadas en este estudio toman promedios (al año 2012) de los precios residenciales, industriales y comerciales de US\$14.5, US\$20.7 y US\$23.9 por MWh respectivamente.

14. En efecto, las declaraciones son heterogéneas en términos del tipo de pérdidas reportadas, las cuales podrían ser de índole técnica, no técnica u originarse explícitamente en el robo.

Recuadro 3.3

Enfoque para estimar el valor financiero de las pérdidas de electricidad

Para estimar los costos financieros se asignaron valores a las pérdidas tomando como base los precios de la electricidad residencial, industrial y comercial de cada país. Se emplearon los precios mínimo, promedio y máximo de cada país para calcular el rango de costos presentados. Estos valores se estimaron a partir de los GWh perdidos por encima del 10% de la producción total disponible para el mercado interno. Aunque este método representa una simplificación,

permite estimar la magnitud de las pérdidas financieras generadas, principalmente en la distribución. Es posible que valoraciones más precisas tengan en consideración los factores de pérdidas específicas de cada país y distingan entre pérdidas técnicas y no técnicas en cada una de las fases del flujo del sistema eléctrico. Entre los métodos alternativos para asignar valor económico a las pérdidas eléctricas existen diversos enfoques:

- 1 Los valores de las pérdidas pueden basarse en los costos de generación y transporte de la electricidad. Esto quiere decir que aquellas podrían ser valoradas en relación con los costos marginales de generación y transporte, teniendo en cuenta la tecnología utilizada para la producción.
- 2 También podrían valorarse utilizando los precios de los mercados de intercambio de energía. Una ventaja de este enfoque es que los precios reflejarían el valor económico de la energía, incluyendo las preferencias de los agentes y el balance entre oferta y demanda.

- 3 El costo de las pérdidas podría estar basado en los precios al consumidor final (método aquí utilizado). Dependiendo del tipo de pérdidas, los precios podrían tener en cuenta los márgenes del proveedor. En particular, en el caso de pérdidas técnicas en el subsector de distribución, los precios podrían basarse en el margen neto del proveedor.¹⁵

15. El costo de las pérdidas puede variar significativamente si se las valúa a costos marginales de generación durante periodos de alto consumo. En particular, el costo de las pérdidas es relativamente mayor en aquellos países donde la matriz de generación depende en gran medida de los combustibles fósiles. Además de los costos de generación, las pérdidas producen costos de transmisión adicionales relacionados con el grado de eficiencia del sistema de transmisión.

Más que dinero: Impacto ambiental

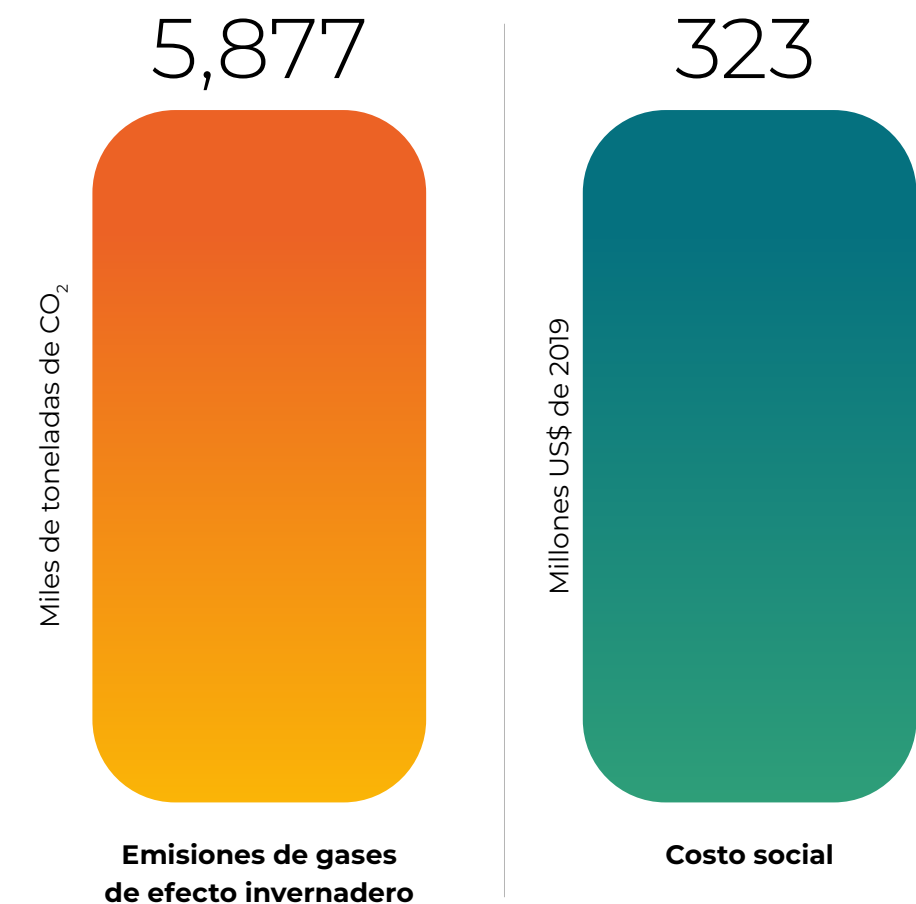
En el capítulo previo se indicó que, en términos generales, el tamaño de la huella de carbono que dejen las pérdidas eléctricas dependerá de la composición de la matriz de generación de los países. Sin embargo, existen además dos modalidades a través de las cuales las pérdidas eléctricas generan emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Por un lado, las ineficiencias técnicas que implican las pérdidas de energía durante su transporte, y por el otro, el consumo ineficiente de energía de los usuarios cuando este no se encuentra medido y facturado. De este modo, bajo un escenario de corrección de pérdidas, por ejemplo, hacia un nivel del 10% de la energía disponible, los ahorros de energía que se podrían esperar resultarían de una mayor eficiencia de la infraestructura, así como un mayor grado de conservación de energía por parte de los usuarios (cuyo consumo pasa a ser medido y facturado).

Bajo estas consideraciones, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que se pueden asociar a la situación de pérdidas eléctricas descrita en las secciones previas es del orden de las 5,877 mil toneladas de CO₂ por año.¹⁶ Esta magnitud de emisiones contaminantes es equivalente a 1.27 millones de vehículos de pasajeros a gasolina conducidos durante un año o a 661 millones de galones de gasolina consumidos por año. Visto de otro modo, tal nivel de emisiones anuales es aquel evitado por aproximadamente 8GW de plantas solares (PV) o por

1,598 turbinas de viento operando durante un año. En términos monetarios, el costo social de este exceso de emisiones representaría más de US\$320 millones anuales. De forma conservadora, este monto representa solo aquellas externalidades asociadas a los mayores niveles de emisiones que se podrían atribuir a los bajos niveles de eficiencia y bajos incentivos en el ahorro de energía de la situación actual. Dicho monto no se encuentra incluido en las pérdidas financieras antes comentadas.

La huella de carbono de las pérdidas eléctricas es entonces significativa, por lo que las medidas que se tomen para su control y reducción constituyen acciones de mitigación del cambio climático. En línea con lo comentado al inicio del capítulo, cabe destacar que las emisiones asociadas a las pérdidas de electricidad constituyen un problema de escala global, que por lo general se pasa por alto. Esta omisión ha sido recientemente enfatizada por los análisis elaborados por dos académicas (Surana y Jordaan, 2019), y por la Agencia Internacional de Energía. Ellas han llamado la atención sobre el costo ambiental de las mismas, estimando que las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución a nivel global explican aproximadamente una gigatonelada de dióxido de carbono. Sus estimaciones sugieren que las medidas de reducción de dichas pérdidas podrían conducir a evitar emisiones en rango de los 400 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono por año. El Recuadro 3.4 comenta sobre las medidas de reducción de pérdidas como medida de mitigación de cambio climático.

Figura 3.9 Costo ambiental anual de las pérdidas eléctricas en ALC



Fuente: Elaborado por los autores con base en datos de organismos reguladores, empresas de electricidad, CEPAL y EIA.

Nota: La figura aproxima las emisiones GEI derivadas de las pérdidas de energía, así como su costo social. Las estimaciones se encuentran basadas sobre los supuestos del capítulo 7.

16. La metodología de esta estimación se encuentra en el capítulo 7.

Recuadro 3.4

Reducción de pérdidas eléctricas como medida de mitigación del cambio climático

En dos análisis recientes realizados por Surana y Jordaan (2019) y por la Agencia Internacional de Energía (2020), se ha estimado la magnitud de emisiones asociadas a las pérdidas eléctricas en los sistemas de transmisión y distribución globales. Estos análisis destacan la oportunidad que existe de actuar en el frente de las pérdidas eléctricas para mitigar los efectos del cambio climático.

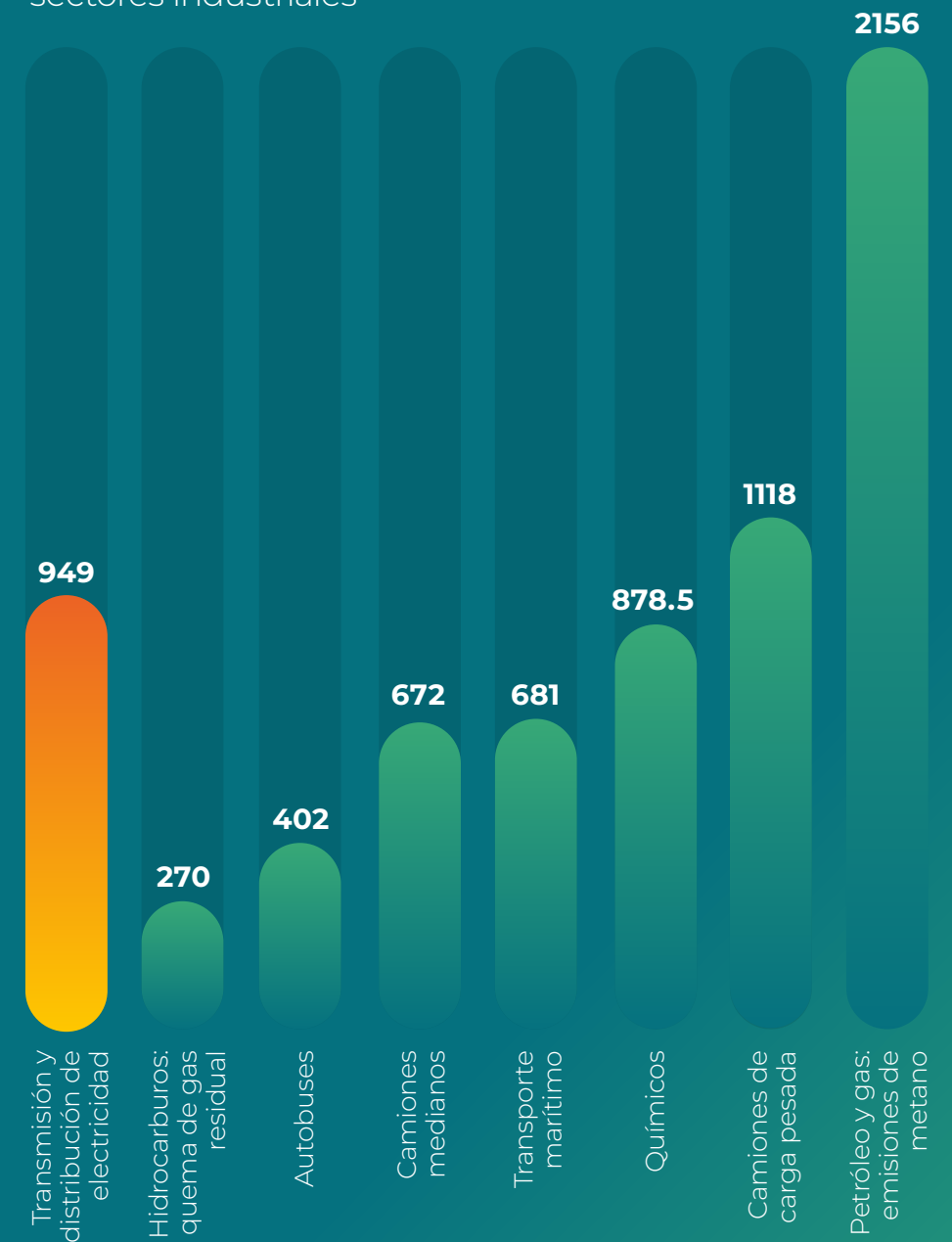
En el primer estudio, las profesoras Surana y Jordaan (2019) abordan las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en el mundo. Allí establecen que aquellas se encuentran asociadas con emisiones de 949 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono por año. Las autoras también estiman que la adopción

de medidas dirigidas a reducir tales pérdidas conduciría a evitar emisiones en un rango de 411 a 544 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono anuales. En el segundo estudio reciente, realizado por AIE (2020), también se analizan las pérdidas de los sistemas de transmisión y distribución a nivel global y se encuentra una magnitud muy similar a la detectada por Surana y Jordaan (2019) en términos de emisiones causadas por la energía perdida en el año 2018. En AIE (2020) se estima que disminuir las pérdidas globales para lograr niveles eficientes de alrededor del 5% (versus su nivel actual) conduciría a reducir sus emisiones asociadas en más de 400 Mt CO₂.

Surana y Jordaan (2019) muestran la magnitud de las emisiones anuales originadas en la pérdida de energía en la transmisión y la distribución a nivel mundial, comparadas con las de otros sectores. En la Figura 3.4.1 se observa que las emisiones originadas en las pérdidas de electricidad superan a las de otros sectores como la industria química, el transporte marítimo y la quema de gas residual del sector de hidrocarburos, entre otros.

Las autoras también señalan que son muy pocos los países que incluyen las pérdidas de transmisión y distribución en sus compromisos nacionales encaminados a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), como parte del Acuerdo de París de 2015. Únicamente 32 países mencionan la eficiencia de la red, mientras que 110 aluden a alguna forma de energía renovable.

Figura 3.4.1 Comparación de emisiones de CO₂ originadas en las pérdidas de electricidad y en otros sectores industriales



Fuente: The Conversation, CC-BY-ND con datos de Surana y Jordaan (2019).

Aunque las emisiones de CO₂ del sector eléctrico en América Latina y el Caribe (LAC) son relativamente bajas en comparación con otras regiones del mundo, reducir las pérdidas de electricidad podría ser clave para que los países de la región cumplan con sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (CDN). Además, minimizar estas pérdidas puede ayudar a reducir la relación positiva entre el crecimiento económico y las emisiones de carbono, un paso crucial hacia el desarrollo sostenible. Según Balza *et al.* (2024), la mayoría de las regiones de ingresos medios y altos han desvinculado el crecimiento económico y las emisiones de carbono durante las últimas cinco décadas. Esto sugiere que una vez que se alcanza un cierto nivel de ingresos, estos países pueden experimentar crecimiento y al mismo tiempo reducir sus emisiones de carbono. Sin embargo, en LAC, existe una relación lineal entre estas variables, con un aumento de las emisiones a medida que el PIB per cápita se incrementa. Implementar una variedad de políticas, incluidas estrategias para reducir las pérdidas de electricidad en la región, podría acelerar la transición para desvincular el crecimiento económico de las emisiones.

Más que dinero: Afectaciones a la calidad del servicio eléctrico

La calidad del servicio también se encuentra estrechamente relacionada con el nivel de pérdidas eléctricas, particularmente las de carácter comercial. En la Figura 3.10 se muestra una relación positiva entre la magnitud de las pérdidas y los niveles de calidad de los servicios eléctricos en un grupo de 41 empresas eléctricas de 15 países de América Latina y el Caribe. Esta asociación positiva entre ambas variables puede tener varias explicaciones. Por ejemplo, la existencia de pérdidas eléctricas puede reflejar deficiencias en la red de energía que, además de pérdidas, genera deficiencias en la continuidad del servicio. también, dichas deficiencias pueden surgir por la saturación del sistema eléctrico debido al sobreconsumo derivado del consumo no medido. El punto de fondo es que la asociación entre altos niveles de pérdidas y bajos niveles de calidad del servicio aparece como una preocupante regularidad empírica.

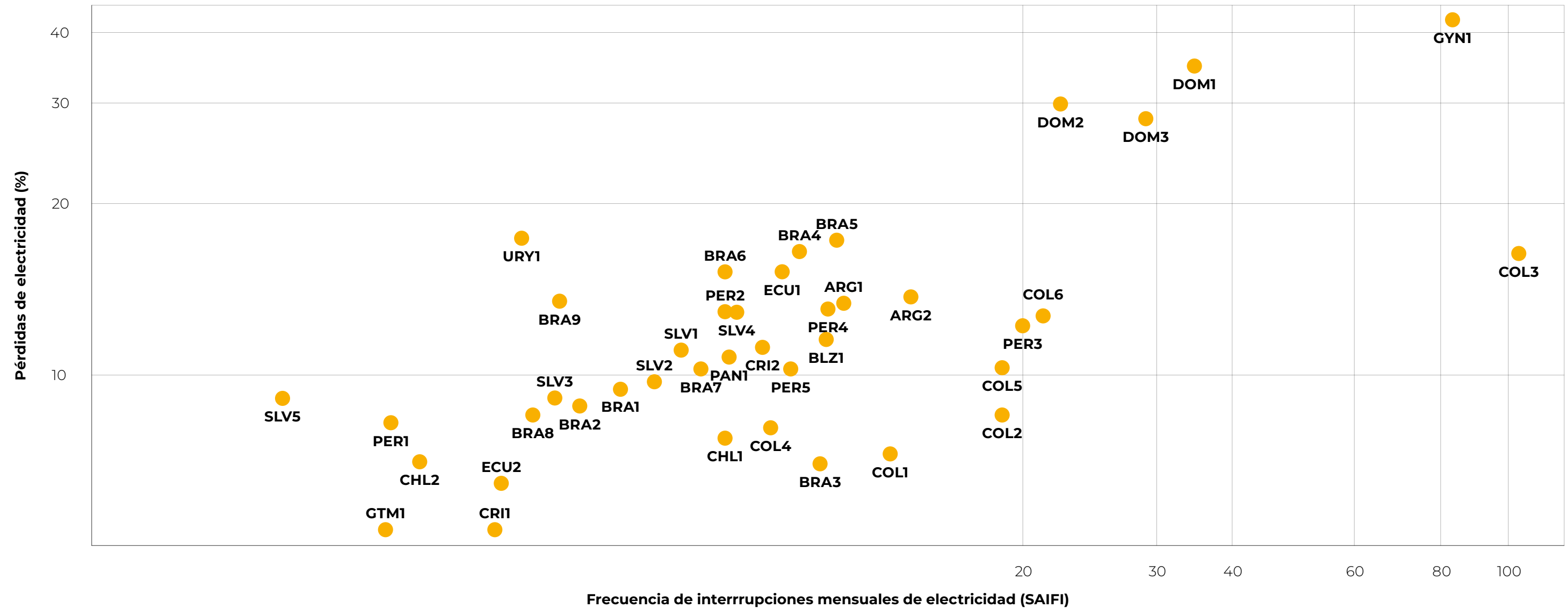
Efectivamente, dicha asociación significa que las pérdidas eléctricas no solo perjudican a las empresas que no cobran la electricidad que suministran, y al medioambiente por el exceso de emisiones derivado de la gene-

ración de electricidad compensatoria, sino que además afectan adversamente al usuario vía una menor calidad de los servicios de abastecimiento de electricidad.

Más aun, se trata potencialmente de un círculo vicioso, pues en la medida en que el problema de pérdidas es mayor, se podría esperar un deterioro de la sostenibilidad financiera y de la capacidad de inversión de las empresas, debilitando aún más su capacidad de controlar ambas variables. En este sentido, se puede argumentar un grado de complementariedad entre las inversiones dirigidas a reducir las pérdidas y mejorar los niveles de calidad del servicio, lo cual elevaría tanto su atractivo financiero como social.

Las inversiones dirigidas a reducir las pérdidas y mejorar la calidad del servicio pueden generar una complementariedad que aumente su atractivo financiero y social.

Figura 3.10 Pérdidas de electricidad y calidad de servicio en América Latina



Fuente: Jiménez (2021).

Nota: La figura contempla 41 empresas de distribución de electricidad en 15 países de América Latina. Abreviaturas: DOM: República Dominicana, NIC: Nicaragua, GYN, Guyana, COL: Colombia, PER: Perú, ARG: Argentina, BRA: Brasil, ECU: Ecuador, CRI: Costa Rica, CHL: Chile, GTM: Guatemala, SLV: Salvador, PAN: Panamá. La información corresponde al año 2015 y fue recopilada de fuentes públicas disponibles (páginas web de servicios públicos, reguladores, ministerios). Los ejes están en escala logarítmica. El eje Y, “Pérdidas de electricidad (%)”, representa la parte de la electricidad por la que la empresa de servicios públicos no cobra, lo cual conlleva pérdidas financieras directas. En el eje X, SAIFI significa “Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema”.

3.4 Conclusiones

La magnitud y tendencias mostradas en el presente capítulo sugieren una situación alarmante. Las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución (por encima del 10%) son del orden de los 120TWh por año en la región, equivalentes a la generación solar y eólica en el año 2019. En términos relativos, las pérdidas se encuentran en torno al 17% de la energía disponible, representando altos costos ambientales y financieros que deben ser afrontados de forma cotidiana por toda la sociedad. Anualmente, las pérdidas equivalen a emisiones de entre 5 y 6 millones toneladas de CO₂ y a un costo financiero que se encuentra alrededor de los US\$14 billones de dólares o el 0.27% del PBI en la región. En un contexto donde la región lucha por superar sus deficiencias en materia de infraestructura sostenible, las últimas décadas se han visto marcadas por la pérdida constante de recursos, lo que representa un riesgo significativo para la sostenibilidad del sistema energético.

En efecto, la situación actual afecta de forma directa e indirecta a los distintos actores de los mercados eléctricos y de la sociedad. Por un lado, pone en riesgo la sostenibilidad financiera de las empresas de electricidad, ya que reduce su capacidad de realizar inversiones y mejorar la infraestructura general del sistema. Por ejemplo, los menores ingresos asociados con la energía no facturada afectan negativamente los esfuerzos por alcanzar mejores estándares de calidad del servicio o las metas de acceso universal a servicios adecuados de energía moderna. Por otro lado, los usuarios no solo se podrían ver afectados por la degradación en la calidad de los servicios, sino también por el incremento el costo del servicio que emergería de la necesidad de solventar las pérdidas de energía por la vía de incrementos en los precios de electricidad. Incluso si las pérdidas fuesen cubiertas por el estado vía subsidios, o por las propias empresas eléctricas, ellas representarían un alto costo de oportunidad para la sociedad, pues tales recursos podrían ser usados en inversiones de mayor rentabilidad social (educación o salud) o económica (energías renovables).

Aunque la caracterización del problema de pérdidas se encuentra limitada por la disponibilidad de infor-

mación agregada comparable, se puede argumentar que en gran medida las pérdidas eléctricas en la región tienen carácter no técnico. Este tipo de pérdidas implica una complejidad mayor en su abordaje, el cual puede exceder el marco de acción o control de las empresas de electricidad. En tal sentido, la necesidad de enfocarse en las pérdidas comerciales bajo una estrategia comprehensiva emerge como un aspecto ineludible en el diseño de medidas de reducción y control.

Quizás uno de los elementos más preocupantes del panorama mostrado es que los niveles de pérdidas no han presentado una mejora sistemática importante en las últimas décadas. El bajo, o nulo, grado de reducción sugiere la exigencia de implementar medidas más agresivas. Esta exigencia es aún más urgente teniendo en cuenta la brecha de inversión latente en el sector de energía latinoamericano. Si la situación actual continúa, ella representa un escenario poco atractivo para atraer las inversiones necesarias en el sector. El mantenimiento del statu quo supone una seria limitación para progresar en la agenda de energía sostenible y la transición energética.

Capítulo 4

Detrás de la escena: ¿Qué elementos subyacen a las pérdidas eléctricas?

- Factores que influyen en las pérdidas eléctricas
Página 66
- Contribución relativa
Página 83
- Conclusiones
Página 86

En el capítulo anterior se mostró que las pérdidas eléctricas en la región han mostrado niveles persistentemente altos durante las últimas décadas y que ellas se pueden agrupar tanto por pérdidas de orden técnico como no técnicas. Este capítulo tiene como objetivo profundizar en la comprensión de los elementos fundamentales que subyacen a los niveles mencionados, así como analizar las causas de su persistencia a lo largo del tiempo.

La experiencia internacional muestra que existen una serie de elementos que pueden caracterizar el comportamiento de las pérdidas de energía. Quizás uno de los aspectos más llamativos es que ellos que pueden incluir factores que van más allá del margen de acción de las empresas eléctricas (como la calidad de su gestión o su capacidad de inversión). Por ejemplo, situaciones de severo estrés económico pueden afectar la capacidad de los hogares de pagar por servicios eléctricos, lo cual conlleva a un incremento en los niveles de pérdidas no técnicas.

Este factor, junto con otros elementos externos, determinan el ambiente de negocios en los mercados eléctricos y pueden influenciar de forma significativa su desempeño. Este capítulo analiza un conjunto de elementos en el contexto de la región de América Latina y el Caribe (ALC). Específicamente, se abordan los siguientes: ingreso, densidad poblacional, crisis económicas y precios de insumos para la generación de energía. También se abordan aspectos interrelacionados que subyacen a la gestión de las empresas, tales como el gobierno corporativo, participación privada y marcos regulatorios.

El análisis de estos factores sugiere que pueden contribuir efectivamente a comprender la situación presente en la región. Además, el mensaje implícito es que en casos de elevadas pérdidas de energía, existe una problemática más compleja en juego. Por lo tanto, se requiere una estrategia integral y bien fundamentada para abordar estos desafíos de manera efectiva.

4.1 Factores que influyen en las pérdidas eléctricas

Ingreso

La estrecha relación entre el nivel de ingreso y las de pérdidas de energía representa un hecho empírico estilizado. Se pueden mencionar dos canales en como esta relación funciona. Primero, se puede asociar el nivel de ingreso de un mercado (o un país) con el nivel de desarrollo de un

país, con su disponibilidad de infraestructura y capacidad de inversión, así como con su fortaleza institucional.

El segundo canal, a nivel micro, se relaciona con el nivel de ingresos de la base de usuarios. Este aspecto puede ser indicativo de su grado de vulnerabilidad económica, así como del tipo de conexión eléctrica que utilizan (por ejemplo, cuanto mayor sean los ingresos, menores serán los incentivos para conectarse ilegalmente a la red o para evitar el pago por los servicios de electricidad recibidos). Ambos canales se encuentran también vinculados, y se espera que, a niveles de ingreso mayores, los niveles de pérdidas sean menores ya sea porque las empresas cuentan con infraestructura adecuada y/o porque los hogares se encuentran en mejores condiciones económicas para acceder al servicio de electricidad.

La Figura 4.1 muestra la distribución de los niveles de pérdidas frente a los niveles de PIB per cápita a nivel global. Como se puede observar, la relación inversa entre ingresos y pérdidas se encuentran presente tanto para la muestra global de países (en amarillo, con la

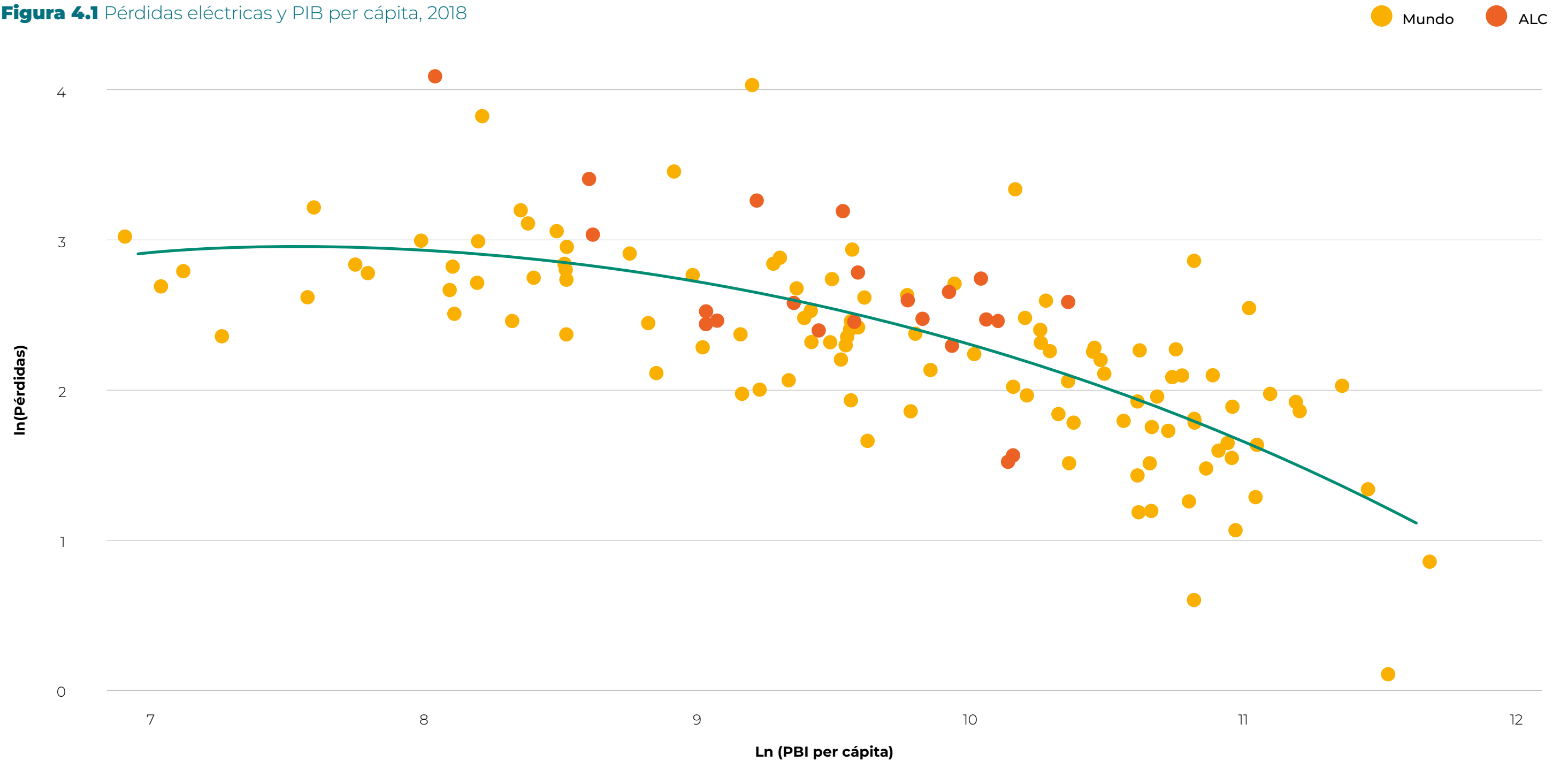
excepción de los países de ALC), como para los países de ALC (naranja). En general, también se puede apreciar una elevada heterogeneidad, es decir, para el mínimo nivel de ingreso se observan países donde las pérdidas pueden ser elevadas o relativamente bajas. Las siguientes secciones discutirán algunos otros factores que pueden explicar, al menos en parte, esta heterogeneidad. Sin embargo, la relación inversa entre ingreso y las pérdidas es consistente en una serie de casos de estudio (ver por ejemplo, Yurtseven (2015), y Gaur, V. y Gupta (2016)). Por otro lado, ciertamente existen casos en los cuales sectores de altos ingresos y/o firmas son fuente de pérdidas comerciales, y ellas pueden ser cuantiosas,¹⁷ no obstante, en términos agregado el patrón antes señalado emerge aún en presencia de tales situaciones.

En la Figura 4.1 se puede observar que gran cantidad de los países de ALC se sitúan sobre la línea de tendencia. Esta ubicación sugiere que estos países exhiben un rendimiento inferior al promedio global (en la muestra). Ello es consistente con el análisis presentado en el capí-

tulo 3 y sugiere que, además del nivel de ingreso, existirían otro(s) factor(es) relevantes que están influenciando los niveles de pérdidas observados en esta región en particular. En marcado contraste, pero consistente con la relación discutida, Trinidad y Tobago y Chile, con los ingresos más altos en la región, estos también muestran el indicador de pérdidas más bajo.

A nivel micro también es posible verificar que las pérdidas de electricidad se concentran en los grupos más vulnerables. Por ejemplo, con base en las encuestas de hogares a nivel nacional de México se puede identificar que la mayor parte de los hogares potenciales donde ocurren pérdidas de carácter no técnico son en aquellos grupos de ingresos más bajos (ver Recuadro 4.1).

17. Ver, por ejemplo, referencia al caso en Colombia en la sección 2.2

Figura 4.1 Pérdidas eléctricas y PIB per cápita, 2018

Fuente: Elaborado por los autores, utilizando como referencia los datos de 2018 provistos por el Banco Mundial (Indicadores de Desarrollo Mundial) y la Agencia Internacional de Energía (AIE).

Recuadro 4.1

Pérdidas de electricidad e ingresos de los hogares

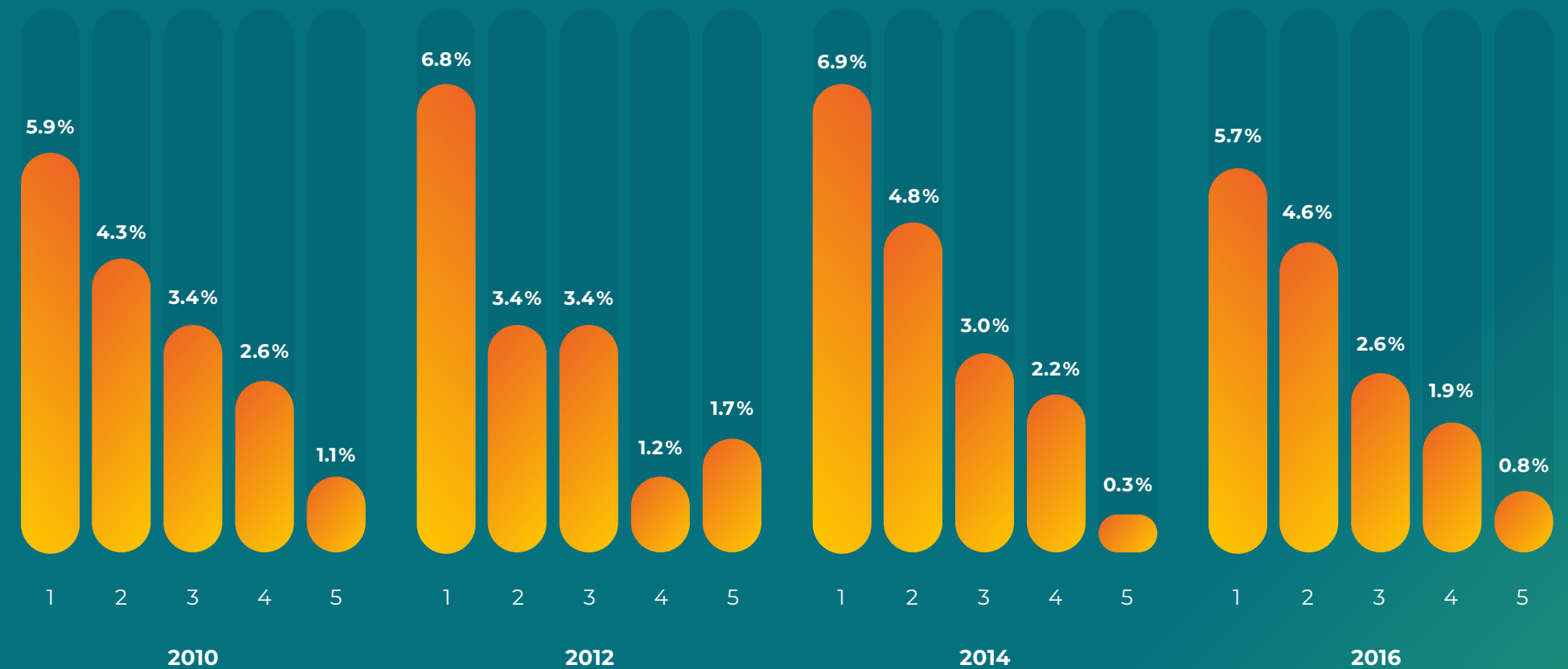
La relación entre ingreso de los usuarios y pérdidas de electricidad debería emerger de forma más clara en el sector residencial. En tal sentido, este apartado se centra en identificar las áreas donde se localiza la mayoría de los usuarios residenciales que dan lugar a pérdidas comerciales. Con base en las encuestas de hogares a nivel nacional de México se pueden identificar hogares potenciales donde ocurren pérdidas de carácter comercial o no técnico. Se identifican aproximadamente al analizar la posesión del medidor eléctrico y el auto-reporte del pago por el servicio eléctrico. Dichas encuestas también permiten agrupar dichos hogares con en sus respectivos quintiles de ingresos monetarios.

La Figura 4.1.1 muestra el porcentaje de hogares donde ocurrirían pérdidas no técnicas por quintil de ingreso entre 2010 y 2016. Como se puede apreciar, la mayor incidencia ocurre en los grupos de menos ingresos. Al igual

que en la revisión con datos agregados a nivel de país, se trata de un patrón marcado y persistente en los datos, el cual se ha documentado en otros estudios de caso (véase, por ejemplo, Yurtseven, 2015). Específicamente, la figura muestra que en el quintil de menores ingresos (1), el porcentaje de usuarios que sería fuente de pérdidas

comerciales es del orden del 6%-7%. Este porcentaje decrece de forma gradual a medida que nos movemos a la derecha de la distribución de ingresos. Resulta interesante observar que incluso los grupos con ingresos más altos pueden ser, potencialmente, una fuente de pérdidas eléctricas.

Figura 4.1.1 Pérdidas no técnicas de electricidad en el sector residencial de México por quintil de ingreso, 2010-2016



Fuente: Elaborado con base en encuestas de ingreso-gasto de los hogares de México para los años 2010-2016.

Nota: La figura ilustra el porcentaje de hogares distribuidos por quintiles (1-5) de ingreso per cápita del hogar. El quintil 1 representa aquel con los ingresos más bajos, mientras que el quintil 5 corresponde al grupo con ingresos más altos.

Recuadro 4.2

Precios internacionales del petróleo

Cuando la generación proviene principalmente de sistemas térmicos, los precios de la electricidad se vuelven muy sensibles a la variación de los precios internacionales del petróleo. Los picos de estos últimos podrían afectar sustancialmente la disposición de los usuarios finales a pagar, y esa electricidad no pagada aquí también se considera como una pérdida de electricidad y no como de índole comercial-financiera. Esta situación ha ocurrido en el caso de países importadores de petróleo como Argentina, Chile, Jamaica, República Dominicana y Nicaragua. Allí los aumentos en las pérdidas eléctricas durante los años 1973, 1979, 2002 y 2008 se atribuyen a los altos precios internacionales del petróleo. Esos periodos coinciden efectivamente con niveles de precios reales del petróleo que se encuentran por encima de la tendencia general (ver Figura 4.2.1).

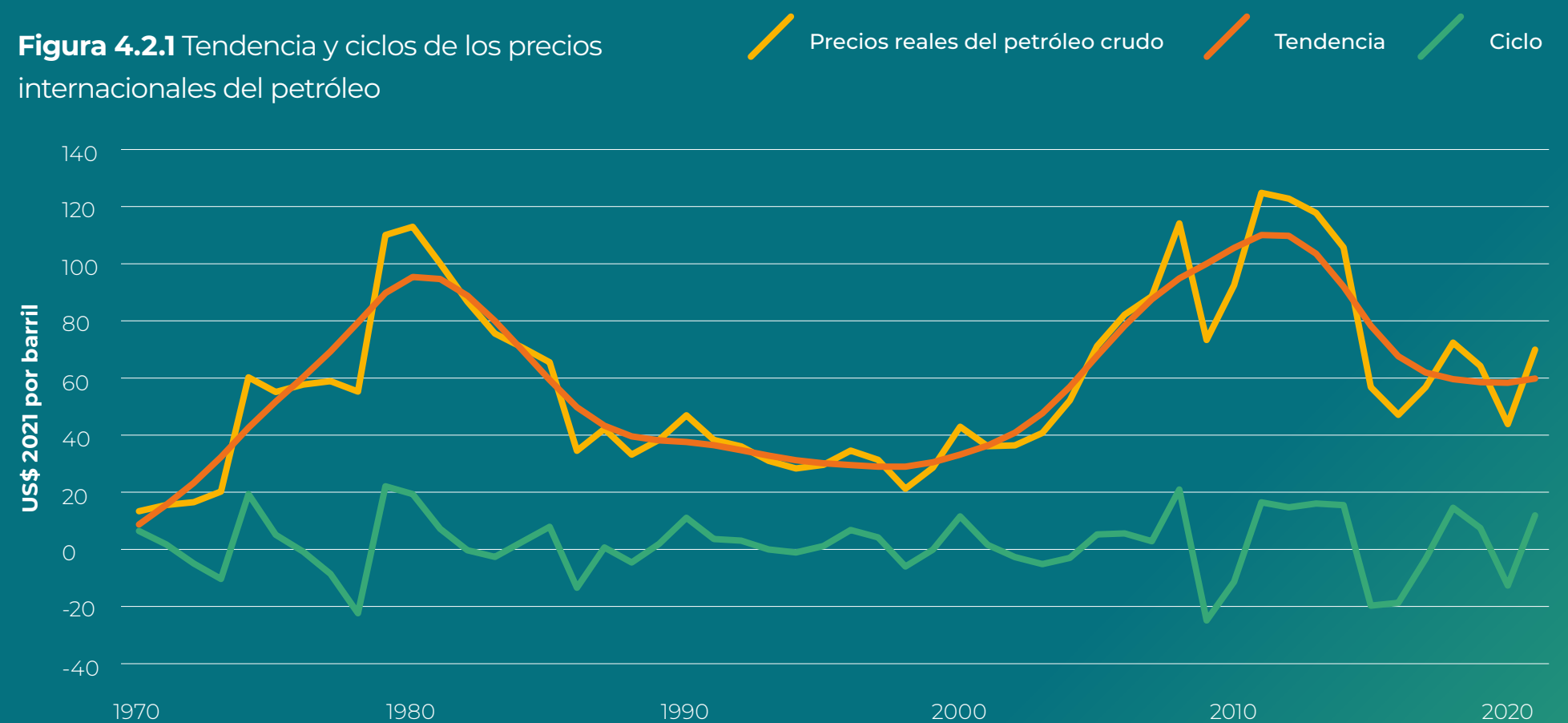
Los altos precios del petróleo no solo afectan los costos de generación y en consecuencia las tarifas eléctricas. También influyen en el costo total de la canasta ener-

gética de los usuarios residenciales e industriales, en la medida en que crean incentivos para reducir el consumo o dejar de pagar las facturas.

Un factor relacionado es la ocurrencia de eventos climatológicos como sequías en aquellos países donde la generación de energía hidroeléctrica es significativa. Durante estos periodos, los sistemas tienden a aumentar el uso de combustibles fósiles (a menudo más caros e inestables), con el fin de compensar cualquier desequili-

brio en el balance energético. Las experiencias en Brasil y Uruguay muestran el impacto del fenómeno de El Niño ocurrido en los años 1983 y 1997-1998, como resultado del cual se redujo la disponibilidad de energía hidroeléctrica y se incrementó el uso de combustibles fósiles. Eventualmente, una parte considerable de estos costos adicionales, originados por el incremento en los costos de generación, se trasladó a las facturas de los usuarios finales. Como consecuencia, esto provocó un aumento en las pérdidas no técnicas.

Figura 4.2.1 Tendencia y ciclos de los precios internacionales del petróleo



Fuente: Estimaciones propias con base en datos provenientes de Statistical Review of World Energy June 2022.

Crisis económicas

Un factor estrechamente relacionado con el ingreso de usuarios es la presencia de crisis económicas a nivel nacional e internacional. Estas situaciones ayudan a explicar la variabilidad en las tendencias de las pérdidas eléctricas por país. Dada la heterogeneidad en la distribución del ingreso que se refleja en los patrones de consumo de los hogares, las disminuciones en los ingresos resultantes de crisis económicas podrían tener consecuencias asimétricas y de múltiples dimensiones. En un contexto de menores ingresos, agravado por los crecientes costos de la energía —un fenómeno común en tiempos de crisis— podría conducir a las poblaciones ya en situación de vulnerabilidad hacia la pobreza energética. Esta situación, a su vez, podría agravar su vulnerabilidad económica hasta alcanzar niveles de pobreza extrema. En tales circunstancias, uno de los posibles mecanismos de adaptación para estos hogares sería la morosidad en el pago de las facturas eléctricas. Conjuntamente, se produce un incremento en las co-

nexiones ilegales y/o en la manipulación de medidores, con el objetivo de reducir sus facturas eléctricas.

Estos mecanismos podrían ayudar a explicar el crecimiento en las pérdidas eléctricas experimentado por países como Argentina, Ecuador, México y Perú durante sus correspondientes crisis económicas. Específicamente, en Argentina durante el lapso 1999-2003, en Ecuador en 1999-2000, en México en 1980 y en Perú a lo largo del periodo 1990-1995. En esos periodos, estos países sufrieron una alta inflación, desempleo elevado, importantes reducciones de sus ingresos reales y ajustes económicos drásticos. Estos episodios ilustran cómo los desequilibrios económicos pueden ejercer una influencia considerable en la administración del sector eléctrico.

En los casos de Argentina y Ecuador, el incumplimiento en el pago de facturas fue considerado explícitamente como una pérdida de electricidad. Específicamente, en Argentina, durante la crisis de 1999 a 2003, el gobierno estableció que los servicios públicos no podían ser suspendidos debido a la falta de pago. Adicionalmente,

a partir del año 2002, se determinó que la electricidad no facturada se contabilizaría como una pérdida, lo que provocó un incremento en las pérdidas eléctricas. En el caso de Ecuador, durante el período 2002-2010, algunas empresas públicas experimentaron una elevada tasa de impagos. No obstante, el gobierno optó por no interrumpir los servicios y en su lugar, contabilizó dicha morosidad como pérdidas de electricidad.

Un factor que se relaciona directamente con las pérdidas de electricidad es la disminución en la capacidad de los usuarios para pagar por este servicio.

Recuadro 4.3

Pérdidas de electricidad y crisis económicas en Uruguay

La relación entre las pérdidas eléctricas no técnicas y las variables de desempeño macroeconómico y social ha sido objeto de estudio en la literatura empírica. Como se ha visto en este capítulo, las crisis económicas se encuentran correlacionadas con los incrementos en los niveles de pérdidas; incluso las propias empresas eléctricas atribuyen a dichos shocks los incrementos en pérdidas no técnicas. Tal dinámica aparece ilustrada, por ejemplo, en un estudio sobre las pérdidas no técnicas en la ciudad de Montevideo, Uruguay, cuya evolución se encuentra negativamente correlacionada con el nivel de desempleo. La Figura 4.3.1 muestra de qué manera las pérdidas no técnicas de electricidad en el sector residencial reaccionan a los aumentos del desempleo luego de la fuerte crisis económica que atravesó el país, especialmente entre los años 2001 y 2003.

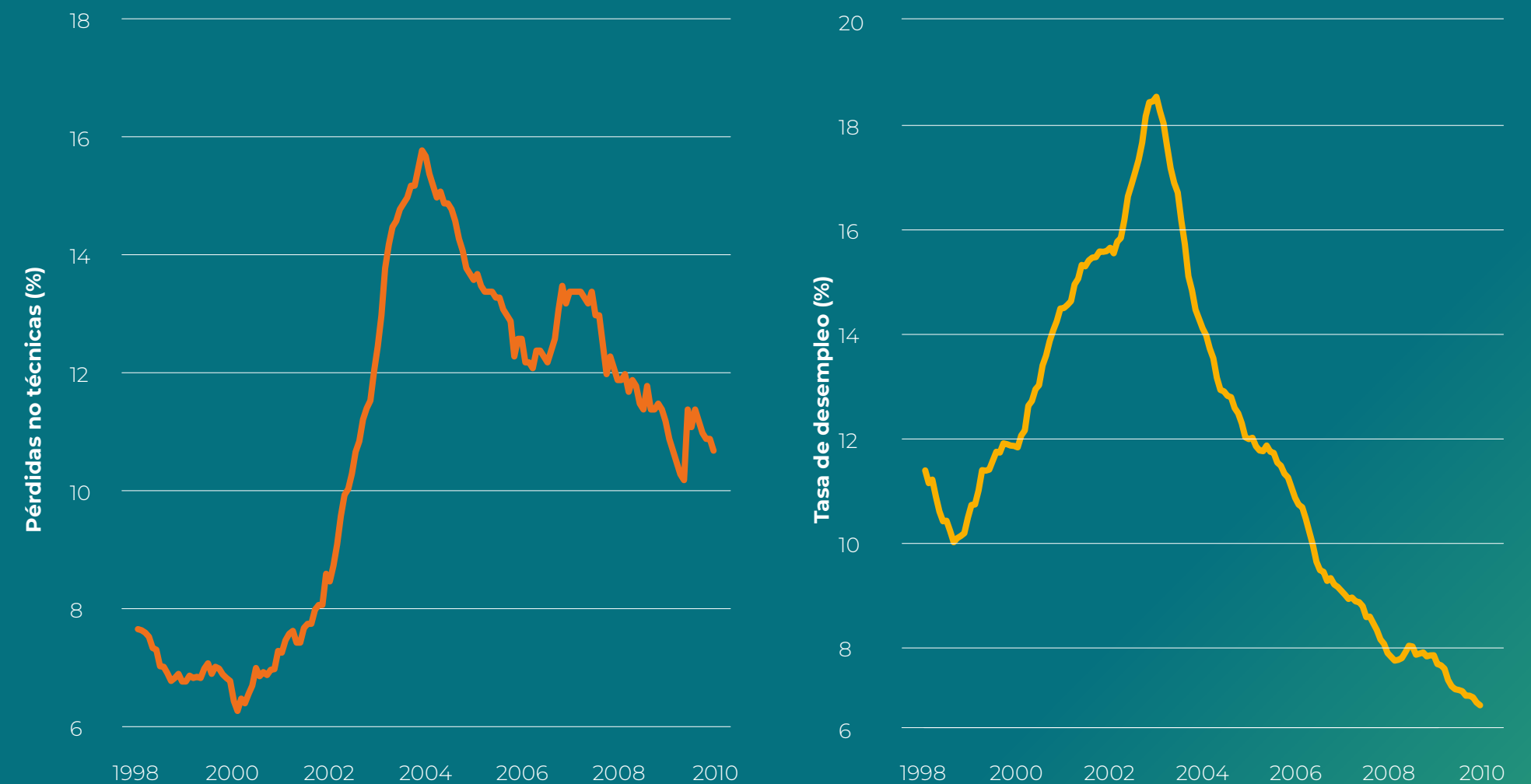
La otra implicación alarmante de la Figura 4.3.1 es que, incluso cuando el desempleo se normaliza y alcanza ni-

veles aún más bajos que los observados en el periodo previo a la crisis, los niveles de pérdidas se revierten solo parcialmente después de una década.

No obstante, los mecanismos subyacentes que dan origen a esta asociación resultan ser elusivos. De un lado se tie-

ne que los shocks económicos perjudican la economía de los hogares, lo cual puede forzarlos a efectuar conexiones irregulares o a alterar los medidores. El otro canal, complementario al anterior, es que dichas acciones son permitidas por las empresas eléctricas y por el Estado como medida contracíclica. En los capítulos 8 y 9 se abordará este tema.

Figura 4.3.1 Evolución de pérdidas no técnicas y desempleo en Montevideo, Uruguay



Fuente: Adaptado de López Cariboni (2019).

Densidad poblacional

Un factor subyacente a las condiciones económicas de la base de usuarios es la geografía del área de servicio y la distribución poblacional. Una alta densidad poblacional generalmente se asocia con menores costos de despliegue de redes y programas de monitoreo, control y reducción de pérdidas. Por esta razón, las áreas con un alto grado de desarrollo urbano suelen ser más atractivas en términos de rentabilidad para las empresas de servicios públicos.

La Figura 4.2 (A) presenta la relación entre las pérdidas de transmisión y distribución, y la densidad de población. Si bien la línea de tendencia tiene una pendiente negativa, la marcada varianza de la muestra dificulta establecer dicha relación claramente entre una y otra variable. Por ejemplo, Costa Rica tiene una densidad poblacional alta entre los países examinados y al mismo tiempo una de las tasas de pérdidas más bajas en la región. No obstante, en Nicaragua, con una densidad poblacional que duplica la de Chile, presenta niveles de

pérdidas superiores al 20%, cuatro veces el nivel de pérdidas del país austral.

Al observar únicamente los países de ALC (puntos naranjas), la relación entre las pérdidas eléctricas y la densidad poblacional resulta aún más dispersa y, de hecho, contraintuitiva en términos de lo que se esperaría desde el punto de vista técnico (una asociación negativa). En efecto, como resultado de los relativamente elevados niveles de pérdidas y densidades poblacionales en Venezuela, Nicaragua, Honduras y Haití, dicha asociación es difusa, subrayando, nuevamente, la particularidad de los desafíos en la región.

La hipótesis central sobre por qué esta situación ocurre tiene que ver con desarrollo/crecimiento de los centros urbanos en la región. Específicamente, en décadas anteriores, se ha observado un crecimiento urbano que, en muchos casos, ha sobrepasado las capacidades de inversión en infraestructura. Durante este proceso, los hogares con ingresos más bajos han tendido a concentrarse en asentamientos caracterizados por la presencia de infraestructura precaria y conexiones eléctricas irregulares.

Es decir, aunque estas áreas cuenten con alta densidad poblacional, están dotadas de infraestructura deficiente. Este fenómeno puede exacerbar las pérdidas eléctricas no técnicas y generar desafíos adicionales en la gestión y distribución de la energía eléctrica en dichas zonas.

La persistencia de esta situación de precariedad de la infraestructura en distintas áreas de las ciudades de ALC representa un desafío visible de orden multisectorial que va más allá de problemas de asequibilidad del servicio eléctrico. Por ejemplo, muchas de estas áreas sufren de ausencia de títulos de propiedad de los inmuebles, lo cual tiende a dificultar la normalización de las conexiones en estas poblaciones.

La Figura 4.2 (B) muestra la relación entre los niveles de pérdidas y los porcentajes de la población de cada país viviendo en áreas clasificadas como tugurios (de acuerdo con la clasificación del Banco Mundial). En ella se verifica como las condiciones de calidad de infraestructura de nuestras ciudades pueden explicar, parcialmente, los altos niveles de pérdidas a pesar de los relativamente altos niveles de densidad poblacional.

Participación privada

La atracción de la participación privada ha sido un elemento central en los procesos de reforma de varios mercados eléctricos en la región. Los actores privados han representado una fuente indispensable de recursos de inversión, así como un canal de transferencia tecnológica y de buenas prácticas de gestión en las empresas eléctricas. La inyección de capital privado permite, por ejemplo, mejorar y ampliar las líneas de transmisión y distribución, lo cual contribuye a reducir tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas. A nivel de distribución y comercialización, la presencia de actores privados refuerza los incentivos para mejorar el monitoreo, lo que a su vez promueve la conexión legal de los usuarios nuevos.

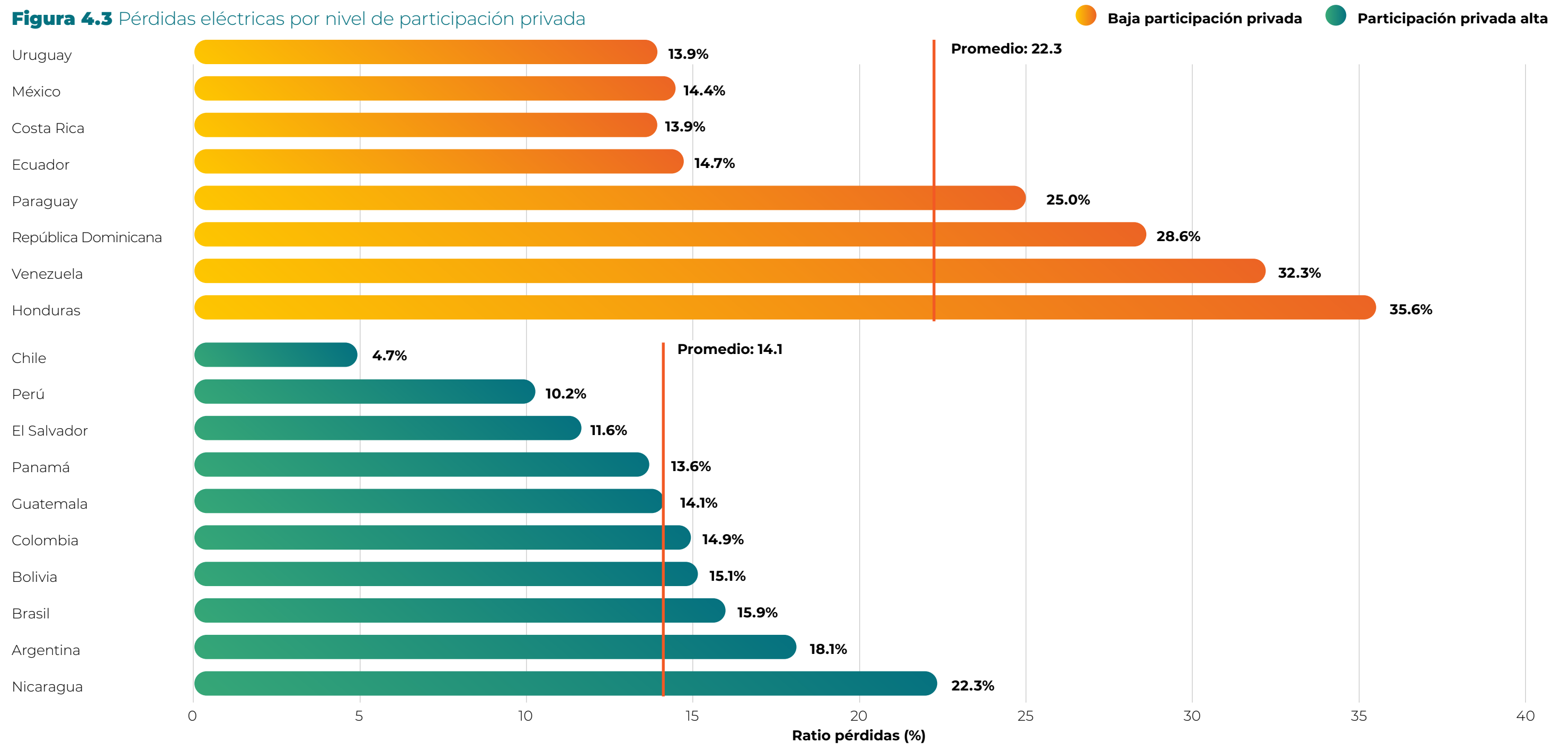
Tal como se abordará posteriormente, la regulación y supervisión adecuadas han representado un pilar fundamental para lograr impactos positivos en los usuarios del sistema eléctrico. El respaldo del sector público es una condición indispensable para crear un entorno estable y transparente que facilite el despliegue de inversiones privadas en el ámbito energético.

La historia de estos procesos de reforma muestra algunos casos donde los procesos de participación privada han derivado en mejoras sistemáticas y sustanciales en los niveles de pérdidas eléctricas. Por ejemplo, se observa que, en diferentes puntos en el tiempo, países como Argentina (1997), Chile (1987), Panamá (1998) y Perú (1995) registraron reducciones significativas en sus pérdidas de electricidad después de sus respectivos periodos de privatización. Estos son ejemplos de participación privada intensiva que involucró a su vez cambios en la gobernanza en los sectores de distribución y comercialización.¹⁸

En la Figura 4.3 se muestran las pérdidas eléctricas promedio en los últimos cinco años, por grupo de países y por grado de inversión privada en los sectores de transmisión y distribución de electricidad. Con respecto a esto último, se les agrupa en dos categorías: bajo o nulo y alto. Si bien se observa un nivel de heterogeneidad relevante entre los países, aquellos con mayor inversión privada en el sector eléctrico tienden a exhibir niveles promedio de pérdidas más bajos, alrededor del 14%. Por otro lado, en los países con una participación privada limitada o inexistente, las pérdidas eléctricas alcanzan aproximadamente el 22%.

La participación privada en el sector contribuye a cerrar las brechas de inversión, lo que resulta en una optimización de la infraestructura eléctrica y una reducción de las pérdidas.

18. En el caso de Chile, la Ley de Portabilidad Eléctrica establece la división de funciones de distribución y comercialización, así como la figura de un gestor de información que permite separarlas.

Figura 4.3 Pérdidas eléctricas por nivel de participación privada

Fuente: Elaborado por los autores con base en datos de AIE y fuentes públicas oficiales.

Nota: Las pérdidas de electricidad son el promedio móvil de 5 años. La participación privada corresponde al año 2015, extraída de Balza, Jimenez, Macedo y Mercado (2020). En Nicaragua, las empresas de distribución fueron absorbidas por el Estado en el año 2020.

Marcos regulatorios

Independientemente de la estructura de propiedad de las empresas eléctricas, los marcos institucionales y regulatorios adecuados son indispensables para alcanzar mejores niveles de eficiencia en la gestión del servicio eléctrico. La estabilidad y transparencia en dichos marcos es una de las señales más importantes que pueden enviar los gobiernos a los agentes del sector: consumidores, operadores, inversores e inversionistas.

Las implicaciones para reducir las pérdidas eléctricas son directas. Por un lado, sin reglas de juego adecuadas, resultará extremadamente difícil financiar e implementar las inversiones necesarias para mejorar la infraestructura de transmisión y distribución que permita reducir y controlar las pérdidas. Por ejemplo, el riesgo regulatorio no solo puede desalentar la entrada de inversores y operadores en el sector, sino también encarecer el costo de financiamiento.

Por otro lado, la regulación proporciona marcos que incentivan a las empresas del sector a priorizar la reducción de pérdidas y además se facilite la adopción de nuevas tecnologías. Por ejemplo, una de las medidas

efectivas adoptadas en la región son los incentivos que promueven una formación transparente y predeterminada de las tarifas de la electricidad. Estos mecanismos establecen solo parcialmente la recuperación de pérdidas vía ajuste de tarifas, facilitando de ese modo que las empresas actúen para reducir dichas pérdidas eléctricas.¹⁹ En contraste, en ausencia de mecanismos bien definidos y transparente, se puede dar lugar a distorsiones de precios con altos impactos regresivos y conducir a un bajo desempeño de las empresas. La experiencia muestra que esta herramienta, tradicionalmente asociada con los mercados privatizados, puede operar perfectamente en mercados con participación del Estado (por ejemplo, en los casos de Perú y Chile). Particularmente en sistemas con alta participación pública, los incentivos vía tarifas pueden constituir una estrategia con cero impactos fiscales para reducir las pérdidas eléctricas.

La regulación también permite el despliegue de tecnologías que pueden facilitar el monitoreo y control de pérdidas. Típicamente, la regulación establece metas y/o directrices que favorecen la adopción tecnológica como la implementación de sistemas inteligentes de medición del consumo de electricidad para combatir las pérdidas. Por ejemplo, el marco regulatorio que opera en la Unión Europea²⁰ busca que haya una cobertura

del 80% de consumidores con medidores inteligentes. A medida que se expande su cobertura, se espera que mejore significativamente la precisión de las mediciones de consumo y disminuya la proporción de usuarios que roba electricidad.

19. En términos generales, varios países han implementado sistemas basados en la definición de metas para reducir pérdidas, los cuales incentivan el rendimiento sobresaliente de los operadores del sector eléctrico y penalizan el desempeño insatisfactorio. Para dar validez a estos esquemas, las autoridades regulatorias acuerdan un límite máximo de pérdidas que pueden ser cubiertas por medio de los precios que paga el consumidor final. Se han impuesto este tipo de mecanismos para que los operadores del sistema (distribución) hagan una gestión adecuada y eviten tener que cubrir aquellas pérdidas que sobrepasen ese límite máximo preestablecido por el regulador.

20. Directiva del Parlamento Europeo 2009/72 del 13 de julio de 2009 sobre las reglas comunes del mercado europeo interno de electricidad (2003/54/EC).

Gestión de empresas eléctricas

Las empresas pueden contar con distintas experiencias y prácticas de gestión que le permitan enfrentar el problema de pérdidas con diferente grado de efectividad y eficiencia. Aunque se trata de un elemento difícil de caracterizar y se encuentra vinculado a la estructura de propiedad y al marco institucional, esta subsección intenta describir de forma muy general algunos elementos de la gestión de las empresas que pueden ser relevantes para abordar las pérdidas que enfrentan. Es decir, la estructura de gobierno de las empresas puede facilitar su capacidad interna de abordar con el problema de pérdidas.

Gobierno corporativo

Un gobierno corporativo apropiado permite la toma de decisiones estratégicas, monitorear e incentivar un desempeño eficiente a nivel operativo. Las prácticas de un buen gobierno corporativo se caracterizan por facilitar que la empresa (o sus directivos) pueda tomar decisio-

nes con independencia, por ejemplo, de sus accionistas mayoritarios. En contraposición, debilidades de autonomía en la gestión pueden llevar a resultados operativos y financieros que no son los óptimos. Es decir, a nivel del gobierno corporativo de las empresas eléctricas, es importante que estas tengan espacio de acción para implementar sus prioridades de negocios, implementen las estrategias evalúen los resultados y en caso de no lograr resultados adecuados, poder cambiar la estrategia de negocio. En este sentido, las buenas prácticas de gobierno corporativo constituyen un elemento clave para la sostenibilidad operativa del sector.

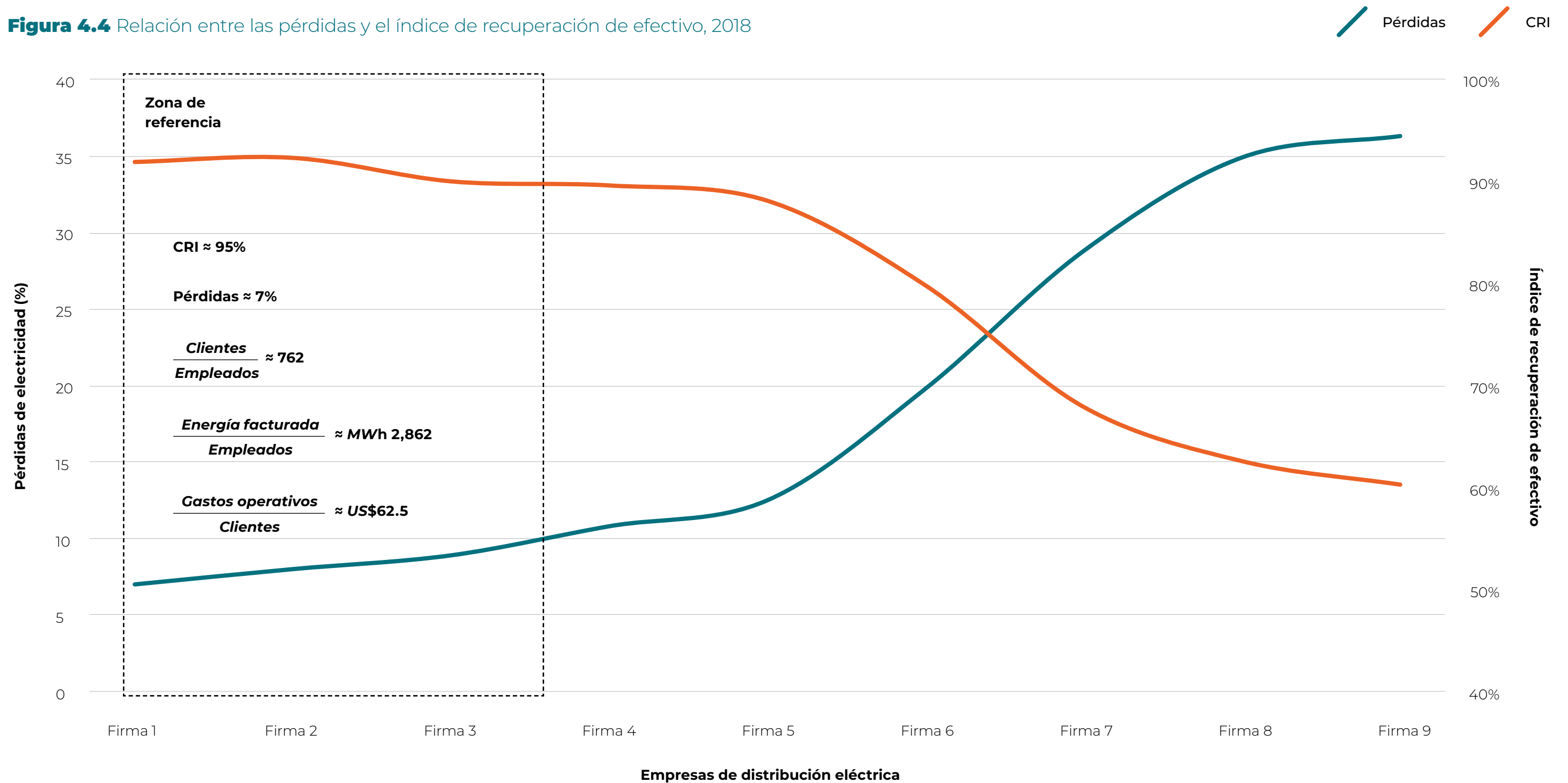
Gestión financiera, operativa y comercial

Las partes integrales de la estructura de gestión generalmente se especializan en áreas financieras, operativas y comerciales, en términos generales. Una de las funciones más relevantes de estas áreas es el monitoreo a nivel corporativo de la salud de la empresa desde la perspectiva de negocio. Este proceso implica la formulación de metas en consonancia con objetivos a largo plazo, así como su seguimiento periódico a través de indicadores financieros y operativos que posibiliten la evaluación de

la puesta en marcha y la eficacia de acciones orientadas a optimizar el desempeño de la empresa, incluidas las medidas para disminuir las pérdidas eléctricas.

No resulta sencillo establecer medidas comprobables entre empresas sobre la efectividad de sus políticas y esquemas internos de control, ya que estos responden a los contextos específicos en los que operan. Asimismo, como se mencionó previamente, existen factores exógenos a la empresa que, independientemente de la calidad de la gestión de las empresas, pueden derivar en altos niveles de pérdidas y de incobrabilidad. Sin embargo, ellas (las prácticas de gestión) juegan un rol en la (capacidad de) gestión del problema. Esta asociación es evidente en la Figura 4.4, la cual muestra cómo se comporta el índice de recuperación de efectivo (curva naranja) frente a las pérdidas eléctricas totales (curva azul), para una muestra de nueve empresas. Como se puede apreciar, una empresa que presenta altos niveles de incobrabilidad también exhibe altos niveles de pérdidas eléctricas. Esta situación tiene un impacto directo en los ingresos de la empresa distribuidora y efecto inverso en el índice de recuperación de efectivo.

Figura 4.4 Relación entre las pérdidas y el índice de recuperación de efectivo, 2018



Fuente: Elaboración propia basada en datos del año 2018, recopilados por el Departamento de Infraestructura del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Las empresas de distribución que logran minimizar las pérdidas de electricidad obtienen mayores ingresos por unidad generada, resultando en tasas de retorno sobre activos más altas y rendimientos brutos superiores.

El nivel de pérdidas también está asociado con los indicadores de rentabilidad financiera y la confiabilidad del servicio de las empresas de distribución. A partir de una muestra pequeña de 22 entidades de distribución de electricidad que operan en 11 países de la región se hizo una revisión de la relación entre las pérdidas a nivel

de empresa y los indicadores de rentabilidad financiera (ROA y EBITDA)²¹ y confiabilidad (SAIDI y SAIFI).²²

La Figura 4.5 muestra la relación inversa entre las pérdidas eléctricas y los indicadores de rentabilidad. Las empresas de distribución cuyas pérdidas de electricidad son inferiores muestran mayores ingresos por unidad generada; en consecuencia, sus tasas de retorno sobre activos son mejores y sus rendimientos brutos mayores.

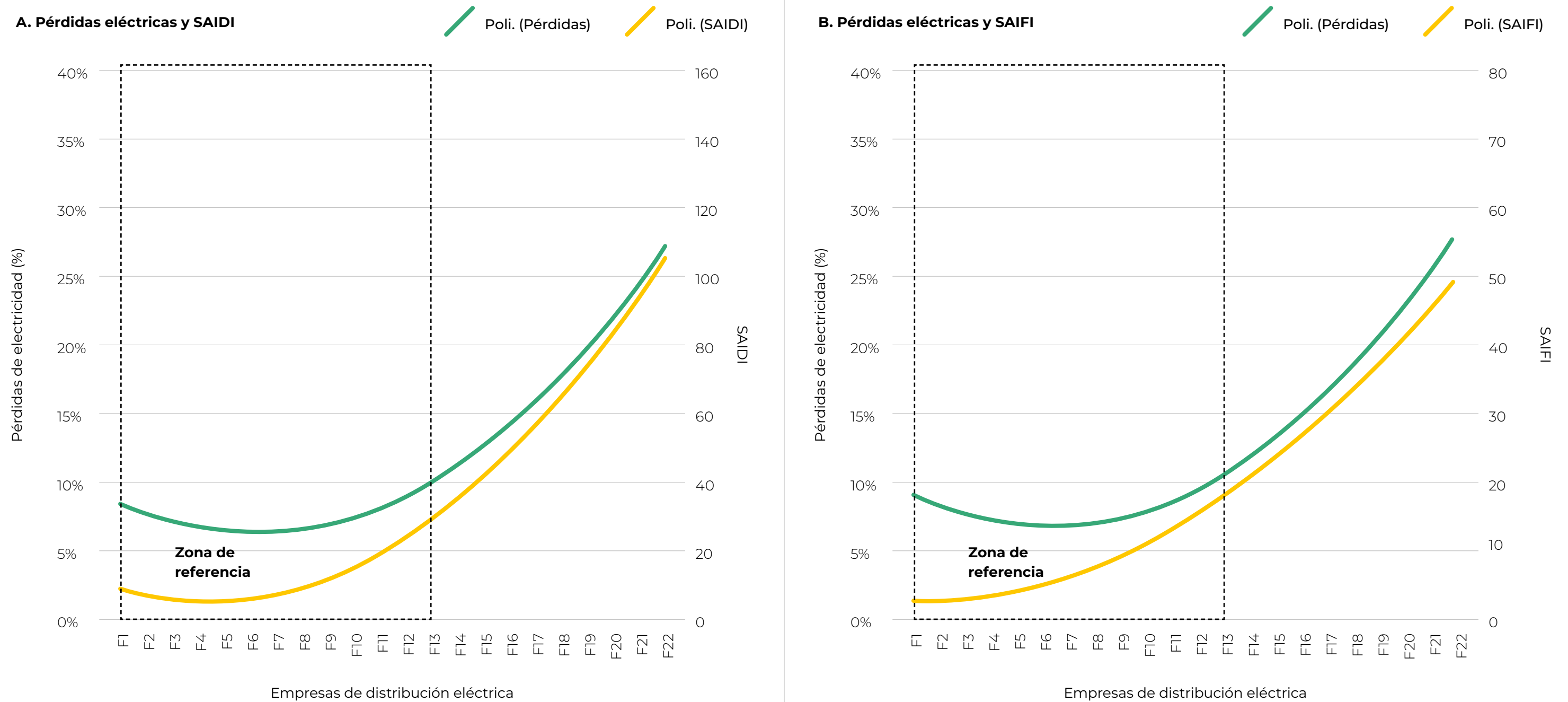
A medida que aumenta el nivel de pérdidas de electricidad, también se observa un deterioro en los indicadores de confiabilidad del sistema eléctrico. La Figura 4.6 muestra la relación positiva entre un polinomio que aproxima el nivel de pérdidas y los niveles de SAIDI y SAIFI respectivamente. La relación es proporcional e indica que las empresas de distribución con peores indicadores de confiabilidad son también aquellas con los mayores niveles de pérdidas. Esta relación se puede explicar por el hecho de que las empresas eléctricas que incurren en menores pérdidas disponen de mayores ingresos para invertir en infraestructura y en prácticas operativas que les permitan incrementar la confiabilidad del servicio.

Los patrones descritos anteriormente sugieren entonces que las empresas con niveles de pérdidas eléctricas por debajo de 10% (como una referencia general) muestran un desempeño adecuado en los indicadores de eficiencia operativa, calidad del servicio otorgado y rentabilidad. Las “áreas de referencia” indicadas en los gráficos sugieren los rangos para dichos indicadores son consistentes con niveles de pérdidas considerados no excesivamente elevadas en este documento.

21. El Retorno sobre los activos (ROA) es una medida para medir la rentabilidad de la empresa en relación con sus activos totales. Las ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA) permite evaluar el desempeño de una empresa independientemente de su forma de financiamiento.

22. El SAIDI (System Average Interruption Duration Index) mide la duración promedio de las interrupciones en el suministro eléctrico que sufre un usuario. Por su parte, el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) refleja la cantidad de veces que el usuario se ve afectado por una interrupción.

Figura 4.6 Relación entre pérdidas y calidad del servicio eléctrico, 2018



Fuente: Elaboración propia con base en datos correspondientes al año 2018, recolectados por el Departamento de Infraestructura del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Nota: Las líneas mostradas representan líneas de tendencia polinómica de Orden 2.

4.2 Contribución relativa

¿Cómo los factores antes descritos contribuyen a explicar la variabilidad observada en las pérdidas eléctricas en los países en las últimas décadas? Esta pregunta es sumamente difícil de abordar y esta subsección ofrece una aproximación parcial a las relaciones que se pueden establecer. Ello principalmente porque los factores descritos anteriormente se encuentran estrechamente vinculados y su impacto específico es difícil de aislar.²³ Por ejemplo, la calidad de gestión de las empresas estará estrechamente asociada a la fortaleza histórica del marco institucional del país y potencialmente también a la estructura de propiedad.

En particular, la región ha experimentado una variedad de cambios complejos durante las últimas 5 dé-

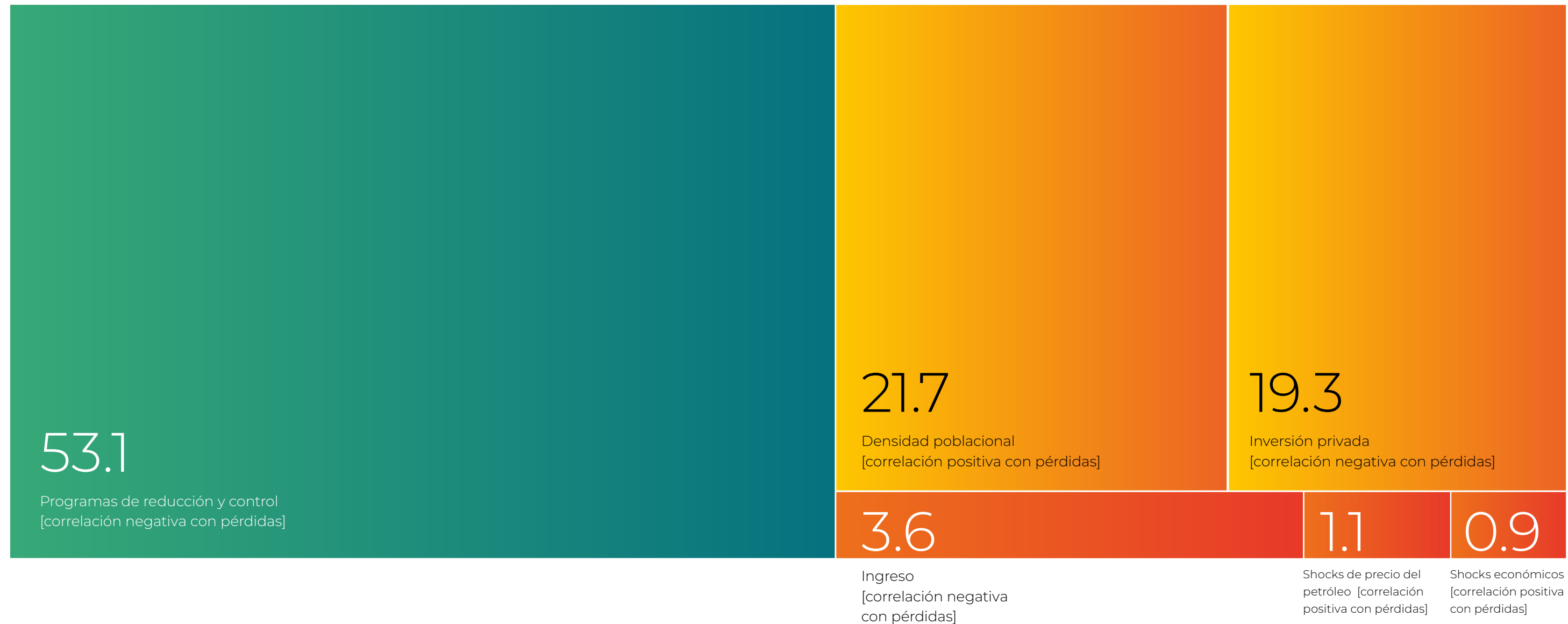
cadass, lo que hace que sea difícil armonizarlos para su análisis cuantitativo. Sin embargo, se pueden distinguir tendencias que permiten tener una apreciación, al menos parcialmente, de su influencia en los niveles y evaluación de pérdidas. Entre ellas se han destacado los procesos de reforma de los sistemas eléctricos, el crecimiento notable de sus centros urbanos o densidad poblacional, los cambios en sus niveles de ingresos, y los shocks económicos.

La Figura 4.7 muestra la contribución relativa de dichos factores sobre la varianza observada en las pérdidas eléctricas durante las últimas cuatro décadas. Aunque esta figura representa sólo una mirada parcial tanto en términos del número de factores que han afectado a los niveles de pérdidas como de sus interrelaciones, es interesante notar que programas y medidas específicamente orientadas a reducir las pérdidas han jugado un rol central. Cabe señalar que es esperable que dichas medidas capturen buena parte de la variación observada, ya que típicamente se implementan en escenarios de altos niveles de pérdidas. Sin embargo, es

importante destacar que estos resultados podrían estar sobreestimados por dos razones. En primer lugar, es posible que los programas usados en este ejercicio mayormente incluyan aquellos programas que fueron exitosos y por tanto ampliamente difundidos. Por otro lado, algunos de estos programas implican el apoyo directo a las empresas de servicios públicos a nivel de la distribución para mayor inversión como para mejorar sus prácticas. Por lo tanto, estos programas podrían estar capturando medidas complementarias a nivel de las empresas eléctrica que no se recogen explícitamente en el modelo subyacente.

23. La disponibilidad de análisis cuantitativos que pueden delimitar con claridad el impacto de las políticas y medidas de reducción de pérdidas es notoriamente limitada. Este hecho subraya un vacío relevante en la literatura económica contemporánea, presentando una valiosa oportunidad para futuras investigaciones en este campo.

Figura 4.7 Contribución relativa de los factores clave en la variabilidad registrada en las pérdidas eléctricas



Fuente: Elaborado por los autores.

Nota: Se realizó un análisis econométrico mediante un modelo de regresión con datos de panel, con el objetivo de cuantificar las correlaciones ajustadas entre las pérdidas eléctricas y cada uno de los factores exógenos previamente definidos. Este ejercicio incluye datos de 22 países de ALC entre 1971 y 2010. La figura presenta la proporción de la varianza que es explicada por los regresores (pérdidas en función de densidad poblacional, ingreso, inversión privada, shock de precios del petróleo, shocks económicos y programas de reducción de pérdidas) para 18 países de ALC. El conjunto de datos fue construido con información de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el Fondo Monetario Internacional (FMI), las Tablas Penn y los Indicadores de Desarrollo del Banco Mundial.

La densidad poblacional se presenta como un elemento que capta una gran parte de la variabilidad en las pérdidas. Como se ha mencionado previamente, en el caso de países en desarrollo y específicamente en la región de ALC, se observa que los mayores crecimientos de densidad poblacional han explicado en mayor medida variaciones positivas en los niveles de pérdidas. Esto se debe en gran medida al período analizado (1971-2016), en el cual la mayoría de las ciudades latinoamericanas experimentaron un crecimiento desproporcionado en comparación con sus capacidades de planificación e inversión. En los años más recientes la densidad poblacional parece haberse estabilizado por lo que es probable que en el futuro juegue un rol menos importante en la explicación de las variaciones en los niveles de pérdidas.

La inversión privada también ha jugado un rol notable en la reducción de pérdidas. Sin embargo, por sí misma ella tendría solo un alcance limitado. Una exitosa participación privada requiere de un marco institucional fuerte y transparente que establezca incentivos consistentes en el tiempo, el cual es difícil de separar en este análisis y debe atribuírsele parte de esta contribución. Bajo esta condición indispensable (marco regulatorio

apropiado), los canales por los cuales la participación privada ha jugado un rol favorable son diversos. Por un lado, su presencia sugiere la movilización de nuevas inversiones fundamentales para mejorar y expandir la infraestructura. Por otro lado, la participación privada puede favorecer la innovación tanto en términos de gestión como de mayor utilización de nuevas tecnologías para la gestión de pérdidas.

Factores altamente correlacionados, como el ingreso per cápita y los shocks económicos y de precios del petróleo, parecen desempeñar un papel menos importante. En el caso del ingreso, se hace notar que el análisis de la Figura 4.7 se basa en un grupo de 18 países de ALC, por lo cual las variaciones en el ingreso son menos pronunciadas que en si se tomase una muestra más grande países a nivel global (y por tanto con mayor diversidad en términos de ingresos). No obstante, si se observa que en las décadas bajo análisis los países han presentado variaciones relevantes en el ingreso y que ellas se han encontrado asociadas con reducciones en los niveles de pérdidas. Se pueden distinguir dos canales por los cuales mayores niveles de ingreso conllevarían menos niveles de pérdidas; (i) mayor capacidad

de pago de los consumidores y (ii) mayor capacidad de inversión (ver sección previa). Independientemente de esta correlación negativa, una pregunta latente para los responsables de la política es si los niveles de pérdidas no han respondido adecuadamente (es decir, no han disminuido) a pesar del crecimiento económico observado en las últimas décadas. Ciertamente, aunque el crecimiento económico puede ser beneficioso para reducir el problema de pérdidas, puede no ser suficiente y es necesario identificar las barreras que limitan el progreso en esta materia.

Por su parte, los shocks a los precios del petróleo y económicos que principalmente afectan los precios de la energía o los ingresos de la población restringiendo la asequibilidad del servicio, pueden (y han) tenidos efectos no menores en varios contextos. Dado el carácter transitorio de estos acontecimientos, sus efectos tienden a reducirse en el largo plazo. Sin embargo, aunque estos shocks pueden tener carácter transitorio las consecuencias pueden ser sistémicas o más prolongadas. Un elemento que preocupa a los hacedores de política es como desacoplar la ocurrencia de tales shocks de cambios permanentes en el desempeño del sistema eléctrico.

4.3 Conclusiones

La meta de reducir los niveles de pérdidas eléctricas en la región ha sido difícil de alcanzar durante las últimas décadas. Con el propósito de aportar a un entendimiento integral de su complejidad, en este capítulo se proporcionó una visión agregada de varios factores que han influido en la evolución de las pérdidas a nivel nacional. Estos factores abarcan desde variables macroeconómicas hasta aspectos relacionados con la gestión de las empresas. A pesar de que el análisis de estos factores es parcial, el mensaje principal es que están estrechamente interconectados y ejercen un impacto considerable en los niveles de pérdidas.

Como resultado de la revisión expuesta en este capítulo, se ha observado que las pérdidas eléctricas exhiben una relación procíclica con respecto a los ciclos económicos. Es decir, los riesgos de índole macroeconómica, regulatoria y externa pueden manifestarse mediante aumentos en las pérdidas energéticas. Adicionalmente, se ha detectado una correlación positiva entre los niveles de pérdidas y las áreas vulnerables de la población. Por consiguiente, es factible interpretar que los altos niveles de pérdidas eléctricas también reflejan las disparidades de desarrollo existentes en la región.

Existen oportunidades para mitigar estos riesgos. Por ejemplo, durante periodos de crecimiento económico positivo y de ganancias extraordinarias, se pueden establecer fondos de reserva para financiar acciones que atenúen el impacto de shocks económicos. En periodos de dificultades económicas, las respuestas de los gobiernos pueden coordinarse de forma oportuna a fin de asegurar acceso a servicios de infraestructura de calidad, al mismo tiempo que se mitigan posibles repercusiones negativas para las empresas del sector. La condición fundamental para facilitar un funcionamiento adecuado del sector eléctrico radica en su solidez y estabilidad institucional. Apoyándose en estas bases, las empresas del sector pueden planificar más allá de los ciclos económicos y lograr resultados consistentes en la reducción y control de pérdidas eléctricas a lo largo del tiempo. En ausencia de una institucionalidad sólida, shocks transitorios pueden exacerbar el problema de las pérdidas en el largo plazo.

Una implicación de la prociclicidad de las pérdidas eléctricas es que periodos de bonanzas económica y bajos precios de energía pueden ser aprovechados para implementar programas de reducción de pérdidas. Estos programas deben dirigirse a beneficiar a las poblaciones objetivo y, de manera paralela, es necesario coordinar la inversión en programas sociales para facilitar la implementación de dichas iniciativas. De forma complementaria, una adecuada comunicación de los beneficios de estos programas

(como mejoras de calidad, aspectos ambientales positivos, y mayor seguridad en áreas públicas) puede favorecer el soporte a este tipo de políticas y programas.

El análisis realizado sugiere que los programas específicos a reducir las pérdidas pueden ser altamente efectivos cuando se integran en planes y políticas más amplias. Estos programas exitosos suelen estar vinculados a medidas institucionales (ej. independencia de gestión de las empresas, esquemas transparentes y consistentes de formación de tarifas que incentiven una adecuada gestión). Además, es fundamental que se lleven a cabo esfuerzos considerables de inversión en el largo plazo.

En el marco de estructuras institucionales sólidas, la experiencia de las últimas décadas demuestra que la participación privada puede desempeñar un papel clave en la atracción de inversiones y la promoción de la innovación. En efecto, los sistemas eléctricos con mayor participación privada tienden a presentar mayores niveles de eficiencia y, en promedio, menores niveles de pérdidas eléctricas. Por lo tanto, estos beneficios significativos deben ser considerados, especialmente en un contexto de elevada presión fiscal y brechas sustanciales en las inversiones en infraestructura. Cabe enfatizar, nuevamente, que este patrón no es automático y que el desempeño del sector siempre va a depender del entorno institucional en el que se encuentre.

Capítulo 5

Experiencias de reducción y control de pérdidas eléctricas²⁴

- Áreas comunes
Página 88
- Estudios de casos
Página 100
- Conclusiones
Página 112

24. Capítulo elaborado conjuntamente por Raul Jimenez, Rigoberto Ariel Yopez-Garcia y David Matías.

El presente capítulo aborda la siguiente pregunta: ¿Qué características distinguen las experiencias efectivas de reducción de pérdidas? Para ello la revisión de casos se ha concentrado en la región de América Latina y el Caribe (ALC). Para garantizar la robustez del análisis, hemos decidido no discriminar en cuanto al periodo de tiempo considerado. Ello con la expectativa de distinguir prácticas comunes (independiente del tiempo) que sean más familiares y aplicables a nuestras realidades. Esta revisión encuentra que –aun en medio de la gravedad del problema de pérdidas en la región– se cuenta con un número de experiencias que muestran planes y acciones concretas que han resultado exitosas.

A nivel muy general, se pueden distinguir algunas pautas que han habilitado dichas medidas como la clara identificación y apreciación de su balance costo-beneficio favorable, la voluntad y consistencia política para su implementación, entre otras. A nivel más granular, dada la diversidad de los contextos en nuestros países, así como de las diferentes restricciones a las que se encuentran sujetas las empresas del sector; no es fácil identificar medidas/acciones específicas que puedan ser generalizables entre empresas en diferentes países. A ese nivel, los programas de reducción de pérdidas necesitan ser cuidadosamente diseñados e implementados a la medida del cliente.

El presente capítulo aborda prácticas comunes que se pueden apreciar en las distintas experiencias que han logrado algún nivel sostenido de reducción de pérdidas. No obstante, cabe enfatizar la vasta diversidad de experiencias a nivel regional y que este capítulo solo captura algunas de ellas.

La siguiente sección presenta una síntesis de algunos de los factores comunes que caracterizan las experiencias efectivas, mientras que las secciones subsiguientes exploran dichas experiencias y la creciente utilización de innovaciones tecnológicas para abordar de manera costo eficiente el problema de pérdidas eléctricas.

5.1 Áreas comunes

Las empresas del sector se encuentran sujetas a distintos marcos institucionales, restricciones de financiamiento (y de fondeo), así como a diferentes particularidades de sus áreas de atención. Estos factores, entre otros, delinean las acciones o medidas que pueden implementarse, la intensidad con que pueden ser eje-

cutadas y su respectiva eficacia. Por ello, no es sencillo o posible identificar un conjunto de acciones concretas que puedan ser generalizables entre empresas diferentes, sin embargo si es posible caracterizar algunas de las experiencias en la región y encontrar algunas áreas en común. En esta sección se intenta sintetizar primero las características más generales de estas experiencias, para luego mencionar algunas prácticas comunes entre ellas. A nivel más general, las siguientes son algunas de características complementarias e interrelacionadas cuya aplicación conjunta puede generar sinergias importantes:

- 1 Apoyo y consistencia política.** La consistencia temporal y transparencia institucional aparece como un aspecto central en las experiencias de reducción de pérdidas. El soporte político es central para dar efecto a reformas necesarias, así como garantizar un flujo de inversión suficiente. Dicho soporte necesita ser institucionalizado mediante regulación transparente que haga efectivo el compromiso con un mercado eléctrico eficiente y sostenible. Es necesario enfatizar que consistencia no significa rigidez, y que las metas de política y marcos regulatorios/supervisión pueden (y deben) adaptarse a los desafíos del mercado y del contexto.

Esto es particularmente importante en el sector de energía que ha experimentado notables cambios tecnológicos en la última década y que puede ser significativamente influenciado por eventos externos (por ejemplo, cambio climático, crisis económicas, pandemias). A su vez, es necesario que el gobierno y la empresa eléctrica estén alineados y comprometidos con la reforma, así como con sus costos asociados, metas y plazos de cumplimiento.

2 Alineamiento de incentivos. La estructuración de un sistema de incentivos que permita a las empresas efectivamente alcanzar metas de reducción de pérdidas, y sostenerlas en el largo plazo; es un desafío que engrana desde la esfera regulatoria a la gestión de las empresas. La sostenibilidad financiera de las empresas debe limpiarse de interferencias externas y para ello es necesario establecer adecuados mecanismos de formación de precios que permitan recuperar costos. Por ejemplo, estas condiciones serán esenciales para establecer un sistema de tarifas basadas en el desempeño de las empresas eléctricas. A su vez, las metas a nivel nacional deben ser razonables con las capacidades del sector y consistentes con metas a nivel de empresa bajo adecuados mecanismos de *enforcement*.

3 Estrategia de largo plazo. El establecimiento de metas, planes (incluyendo evaluación) de reformas regulatorias y procesos de inversión requiere del establecimiento de plazos creíbles. Estos plazos necesitan reflejar las capacidades de inversión, de financiamiento y de implementación de dichas inversiones, así como el crecimiento esperado (y necesario) de dichas capacidades.

4 Análisis costo-beneficio. Con incentivos bien establecidos y visión de largo plazo, es útil que la definición de metas, asignación (identificación) de (necesidades) inversiones, y priorización de medidas y proyectos a ser efectuados respondan a una lógica de evaluación costo-beneficio, y proceder con aquellas inversiones que retornen mayores utilidades financieras y sociales. Dicho análisis debería evaluar los potenciales beneficios netos sociales y sistémicos de los programas de reducción de pérdidas. Por ejemplo, el hecho que ellos se encuentran asociados a mejoras en la calidad del servicio, menor dependencia en subsidios para cubrir brechas financieras de energía no cobrada, mayores eficiencias en el transporte y consumo de energía, entre otros.

5 Perspectiva holística. Como en todo proyecto de infraestructura existen numerosos riesgos de implementación. Una forma de afrontarlos es mediante

una perspectiva holística en el diseño como ejecución de los programas de reducción de pérdidas, los cuales pueden incluir desde coordinación intersectorial hasta programas de sensibilización social en las áreas de intervención.

6 Incorporación de nuevas tecnologías. La integración de nuevas tecnologías es una condición necesaria para el sector eléctrico, pero además ofrece nuevas oportunidades para reducir y controlar los niveles de pérdidas de manera costo-efectiva (por ejemplo, uso de medidores pre-pago, o el uso de inteligencia artificial para detectar potenciales situaciones de hurto o ineficiencias técnicas).

7 Rendición de cuentas. Es necesario contar con una adecuada distribución de responsabilidades de los diferentes compromisos necesarios en un programa de reducción de pérdidas. A su vez los organismos o autoridades a cargo de dichas responsabilidades necesitan tener capacidad de ejecución.

8 Monitoreo de efectividad y eficiencia. La implementación de un sistema de evaluación y monitoreo sobre la efectividad y eficiencia en la consecución de las metas de reducción de pérdidas debería constituir parte orgánica de los programas de largo plazo.

Estos sistemas de monitoreo y evaluación, además, pueden cumplir un rol central en la asignación de responsabilidades entre los distintos actores, así como en alertar sobre potenciales debilidades de diseño o implementación y emplazar mejoras de forma oportuna.

9 Comunicación de los beneficios. Es esencial que se comuniquen los beneficios de la reducción de pérdidas, no solo los de índole económica y financiera, sino también los sociales, ambientales y sectoriales. Por ejemplo, los programas de reducción de pérdidas no solo supondrán mejoras en la salud financiera de las empresas, sino que también favorecerá la calidad del servicio y al mismo tiempo genera ahorros fiscales y de energía. La comunicación de estos beneficios a los clientes finales, a los actores relevantes en el gobierno y en el sistema eléctrico puede fortalecer el consenso y el soporte político-social a dichos programas.

Como se mostró en el capítulo 3 y 4, las pérdidas eléctricas no se han reducido en forma continua en la región y siguen siendo un problema generalizado. Una explicación probable es que la prevalencia del problema se debe en gran medida a la existencia de una marcada complejidad

intersectorial e institucional que dificulta la implementación de medidas efectivas encaminadas a reducir y controlar las pérdidas eléctricas de forma sostenida.

En tal sentido, los aspectos antes mencionados son sumamente complicados de implementar y, particularmente en aquellos países que se enfrentan a pérdidas pronunciadas, pueden necesitar de una unidad especialmente asignada a coordinar los programas/políticas de reducción de pérdidas de energía. El verdadero desafío se encuentra en los detalles, y en ese sentido, *los elementos de gestión para una diseño e implementación exitosos son indispensables*. Uno de los elementos de base es solidificar el soporte político y armonización institucional que involucre varios sectores (finanzas, presidencia, energía, entre otros), así como también garantizar un flujo sostenible de inversiones por un periodo prolongado.

Por otro lado, dado que las empresas eléctricas que incurren en pérdidas elevadas generalmente carecen o tienen un acceso limitado a financiamiento de mercado, se evidencia una oportunidad para el financiamiento del desarrollo. En este contexto, bancos multilaterales de desarrollo (BMD) pueden cumplir un papel importante, no solo en su calidad de fuente de finan-

ciamiento de largo plazo, sino también catalizador de objetivos compartidos entre sectores y como difusor de buenas prácticas.

Con el objeto de ofrecer algunos ejemplos más específicos, el Cuadro 5.1 presenta un conjunto de medidas generales implementadas en diferentes programas de reducción de pérdidas. Muchas de las medidas transversales mencionadas buscan asignar responsabilidades a los actores correspondientes y crear los incentivos para que el sistema sea autosostenible. Este tipo de medidas pueden ser consideradas como la base para que las mejoras y expansión en la infraestructura física se traduzca en mejoras de eficiencia, mejoras de calidad del servicio y reducción de pérdidas.

A su vez, es importante destacar que la implementación de un determinado tipo de medida transversal es mucho más heterogénea –en su aplicación– que las arriba mencionadas, debido a la diversidad de los contextos de las áreas de atención de las empresas y de los entornos institucionales. Es importante que los implementadores tengan flexibilidad y grados de libertad para diseñar e implementar las políticas/programas de reducción de pérdidas en el marco de los principios de transparencia y redición de cuentas.

Cuadro 5.1 Medidas generales en programas de reducción de pérdidas

Áreas	Medidas
1 Apoyo político, alineación con el gobierno y campañas de sensibilización	<p>Fortalecer el papel de las autoridades gubernamentales para abordar el problema de las pérdidas de electricidad.</p> <p>Establecer mecanismos de reporte desde las empresas públicas hacia las autoridades competentes en distintos niveles de gobierno.</p> <p>Establecer un marco de política que sea regulado por un ente independiente (Colombia).</p> <p>Programas sociales y de marketing para promover entre los usuarios la toma de conciencia sobre el valor de la electricidad.</p>
2 Crear asociaciones con autoridades locales (policía y poder judicial) y realizar campañas para la toma de conciencia	<p>Establecer penas claras para el robo de energía y un proceso administrativo y/o jurídico que establezca las sanciones (Uruguay).</p> <p>Sistema de denuncias (Chile: denuncias de robo de energía en línea).</p> <p>Campañas de sensibilización sobre el robo de energía.</p>
3 Marcos jurídicos y regulatorios	<p>Conferir independencia y/o autonomía al regulador.</p> <p>Conferir independencia y/o autonomía de gobernanza a la empresa eléctrica.</p> <p>Eliminar gradualmente las transferencias fiscales a las empresas eléctricas.</p> <p>Establecer normativas de regulación de pérdidas eléctricas.</p> <p>Expedir leyes para procesos coactivos y penales por falta de pago o por aprovechamiento ilícito de servicios públicos.</p> <p>Crear incentivos fiscales y remuneración proporcional al capital para las empresas con mejores indicadores de eficiencia.</p>
4 Inversiones prioritarias en tecnología para el monitoreo de pérdidas	<p>Aumentar el despliegue de herramientas tecnológicas como la medición AMI (Automated Metering Infrastructure), así como de sistemas de supervisión y manejo de bases de datos (República Dominicana: inició con los segmentos prioritarios, i.e., usuarios con consumo superior a 400kWh).</p> <p>Utilizar herramientas de inteligencia de negocios y plataformas de análisis de datos para el control de pérdidas (Brasil: Proyecto Antirrobo de la empresa Ampla).</p>
5 Participación social y consideraciones de equidad	<p>Diseñar un mecanismo de diálogo con la comunidad que cuente con el apoyo de organizaciones no gubernamentales (ONG).</p> <p>Fijar tarifas especiales para usuarios de bajos recursos en las que se recuperen los costos de producción.</p> <p>Identificar los incentivos principales para lograr la regularización de clientes.</p> <p>Considerar un sistema de prepago (Colombia: Programa de Electricidad Prepago).</p> <p>Implementar programas de normalización de deuda de usuarios.</p>
6 Gestión comercial y gobierno Corporativo de la Empresa	<p>Elaborar planes de largo plazo con metas de corto y mediano plazo.</p> <p>Implementar sistemas de información comercial y priorizar la medición de datos.</p> <p>Hacer una gestión integral de medición, facturación, cobro, desconexión/reconexión e inspección de medidores.</p> <p>Mejorar el servicio al usuario final.</p> <p>Ampliar el punto de atención a los clientes.</p> <p>Comunicar medidas punitivas para desalentar el robo de energía.</p> <p>Supervisar continuamente <i>in situ</i> para monitorear conexiones irregulares, medidores dañados o manipulados y estado de las redes.</p>
7 Supervisión	<p>Crear un organismo independiente de control (regulador).</p> <p>Elaborar un plan de largo plazo de reducción de pérdidas que vincule a todos los actores del sector.</p> <p>Supervisar la implementación del plan de reducción (a cargo del regulador).</p> <p>Crear indicadores de control de pérdidas, esquemas de supervisión y multas.</p> <p>Establecer una unidad independiente dedicada a la gestión y monitoreo de las pérdidas de las empresas de distribución.</p>

Fuente: Elaboración propia.

Áreas de inversión

Los programas de inversión se encuentran típicamente relacionados con el reforzamiento de la infraestructura, y tienen por objeto general construir y/o mejorar redes para que sean menos vulnerables al robo y/o para que transporten energía de forma más eficiente.

También es importante distinguir entre las medidas para atender las pérdidas en transmisión de las que se aplican a las pérdidas en distribución. A diferencia de estas últimas, las que ocurren en la transmisión son principalmente técnicas y ellas pueden ser incluso más difíciles de reducir (sobre todo cuando ellas ya se encuentran cerca a niveles saludables de eficiencia). Las pérdidas en las redes de transmisión son, en términos relativos, menores que las de distribución debido a que aquellas suelen presentarse en redes de voltajes más altos, las cuales son menos susceptibles a pérdidas técnicas y al robo. Por otro lado, las líneas de transmisión tienden a contar con mecanismos de (macro) medición establecidos que facilitan su control. En tal sentido, las pérdidas técnicas podrían reducirse em-

pleando transformadores más eficientes u operando voltajes más altos en las redes de distribución, entre otras opciones. El uso de una mayor tensión en la red de distribución explica parcialmente que, en los países donde esta práctica es habitual, las pérdidas tiendan a ser relativamente bajas.

En la siguiente sección se analizan las medidas adoptadas en Chile, Ecuador, México, Paraguay y Uruguay que han contribuido sustancialmente a lograr el objetivo de reducción de pérdidas en los últimos 20 años. Adicionalmente, la división de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo ha realizado un esfuerzo²⁵ paralelo para producir una caja de herramientas (*Power Utility Toolkit*) para el mejor desempeño de las empresas del subsector de distribución de la región. Esta resulta de gran utilidad para tales empresas, pues recopila las buenas prácticas de un conjunto heterogéneo de empresas de distribución en 17 países de ALC.

La experiencia internacional muestra que las empresas de distribución más favorables emplean un *enfoque holístico* para reducir las pérdidas. En el Cuadro 5.2

se describen las medidas que han funcionado en los países de la región y que se han traducido en mejores prácticas para optimizar el desempeño de las empresas mediante el uso de tal enfoque. Aunque ya se ha mencionado, cabe subrayar que un factor común subyacente durante la preparación del Cuadro 5.2. ha sido que al despliegue de los procesos de inversión le ha sido siempre favorable el alineación y compromiso político de largo plazo. Lo anterior es esencial dado que, como se advirtió en el capítulo 4, la reducción sustancial de las pérdidas no ocurre en el corto plazo (menos de cinco años). Entonces, es necesario que se valide y endorse políticamente un entorno institucional adecuado que permita un proceso consistente de inversión y la ejecución de medidas de control y reducción de pérdidas bajo expectativas/metás realistas.

25. Para más información sobre el conjunto de empresas de distribución analizadas y sobre las buenas prácticas que se decantaron a partir de dicho análisis, véase Bonzi Teixeira *et al.* (2021a).

Cuadro 5.2 Experiencias seleccionadas en la reducción de pérdidas

Áreas	Medidas
1 Pérdidas técnicas	Construcción de nuevas redes troncales.
	Instalación de medidores, controladores de circuitos y totalizadores en ramales primarios.
	Instalación de medidores (antirrobo) y de cajas de protección.
	Instalación de equipos inteligentes de medición.
	Reordenamiento de la red de media tensión y mejora de áreas existentes.
	Creación de nuevas redes.
	Normalización de clientes (extensión de redes de subtransmisión y distribución).
2 Pérdidas no técnicas	Clasificación del robo de electricidad como delito (ej. Brasil).
	Soluciones de pago: La mitad se destina a borrar la deuda anterior y la otra mitad a pagar el consumo actual de electricidad para que no crezca la deuda.
	Extensión de redes de distribución y normalización del servicio.
	Medición simultánea en subestaciones. Proveen líneas de referencia a las lecturas individuales por usuario.
3 Prácticas generales de control y seguimiento	Bases de datos georreferenciadas.
	Sistemas (programas informáticos) de gestión. Hoy en día la recolección, control y análisis del flujo de datos se han vuelto esenciales para el diseño de estrategias comerciales exitosas. ²⁶

Fuente: Elaboración propia.

26. Esto no solo permite analizar e implementar medidas oportunas para superar deficiencias, sino también detectar oportunidades de negocio para las empresas eléctricas.

Los incentivos importan

Tarifas basadas en desempeño

Uno de los ejemplos de medidas regulatorias que han arrojado resultados visiblemente positivos en términos de alcanzar metas de reducción de pérdidas en plazos pre-establecidos son el establecimiento de tarifas basadas en desempeño. Los **incentivos vía la formación de tarifas de electricidad** han contribuido a generar una distribución de responsabilidades conduciendo a un mejor desempeño de los actores en los mercados eléctricos. Dicho mecanismo consiste en que el regulador establece un sistema de fijación de precios mediante el cual la empresa de distribución y/o transmisión eléctrica solo puede cargar al usuario final un porcentaje de las pérdidas eléctricas. Bajo este esquema, la empresa debe asumir el costo diferencial de las pérdidas que se produzcan en la distribución, lo cual las motiva a adoptar medidas para su reducción a fin de alcanzar un balance financiero positivo.

Aquí el objetivo es incentivar directamente a las empresas para que limiten o reduzcan el volumen de pérdidas de energía, cargándoles el costo de la energía adicional

que necesitan para cubrirlas. Los incentivos necesitan contar con objetivos y plazos adecuados, pues de lo contrario podrían ocasionar dificultades para la sostenibilidad de las empresas eléctricas. Por ejemplo, en la definición de las metas y los plazos para alcanzarlas es apropiado entender cómo se componen las pérdidas del sistema (diferenciar entre pérdidas técnicas y no técnicas) y los grados de severidad de sus componentes. Asimismo, se debería tener en cuenta la condición financiera de la empresa y las características socioeconómicas de su área de concesión. Como se mencionó, las pérdidas técnicas y no técnicas típicamente requieren distinto tratamiento y pueden implicar diferentes magnitudes de inversión. La situación financiera de la empresa eléctrica y la rentabilidad del área de cobertura son entonces determinantes para fijar metas y plazos realistas. Estas diferentes peculiaridades a considerar se verán reflejadas, por ejemplo, en los planes de tarifas multianuales.

A continuación, se presentan algunos casos de países que han implementado este tipo de incentivos, específicamente Colombia, Panamá y Perú. En general, los precios de la electricidad en estos países se conforman a partir de los siguientes componentes:

- 1 Costos asociados al usuario, independientemente de su demanda de potencia y energía.
- 2 Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía.
- 3 Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada.

A grandes rasgos se puede decir que el regulador calcula los precios de referencia sobre la base de una empresa con una operación eficiente. Desde luego, los estándares de eficiencia dependen de muchos factores, entre ellos la conformación de la matriz energética del país, de sus tecnologías de generación, de la geografía del sistema de transmisión y distribución, y de consideraciones contextuales del país o del área de servicio, entre otros. Bajo este esquema de formación de precios, la existencia de menores niveles de pérdidas eléctricas (reconocidas o estándares) se puede traducir en menores tarifas de electricidad. Adicionalmente, la existencia de niveles de pérdidas que sobrepasan los márgenes permitidos por la regulación (para su reconocimiento en las tarifas) afectará negativamente los ingresos netos de las empresas de electricidad.

Como se aprecia en la Figura 5.1, la implementación de las reformas tarifarias (que incorpora el reconocimiento de las pérdidas en la formación de tarifas basadas en desempeño) coincide con el inicio de una tendencia decreciente en los niveles de pérdidas eléctricas en los tres países. Estos resultados habrían tenido efectos positivos en la sostenibilidad financiera de las empresas, en la eficiencia del sistema, en el bienestar de los hogares a través de mejoras en la calidad del servicio y, potencialmente por una reducción generalizada en las tarifas eléctricas.

Cabe mencionar que las mejoras vía precios a los usuarios finales no siempre son factibles. En particular, en países en desarrollo con necesidades significativas de inversión, las tarifas deben también incorporar la amortización de dichas inversiones. Esta situación puede conducir a neutralizar los potenciales ahorros que se hubieran podido obtener a través de la reducción de pérdidas. Por otro lado, mientras que las tarifas se encuentran sujetas a regulación, estas también tienen espacio de ser re-balanceadas entre sus diferentes com-

ponentes. En otras palabras, los ahorros derivados de la disminución de pérdidas pueden ser canalizados hacia el financiamiento de otros componentes en el proceso de proporcionar los servicios de electricidad.

Sin embargo, existe evidencia de que este beneficio se puede materializar de modo importante. Por ejemplo, la agencia reguladora de Perú realizó una evaluación de impacto regulatorio de la reforma tarifaria aquí comentada encontrando un impacto positivo en el presupuesto familiar por concepto de menores tarifas de electricidad (debido a la reducción de pérdidas) en el orden de US\$252 millones (a valores del 2015). En el Recuadro 5.1 se resume dicho estudio de caso.

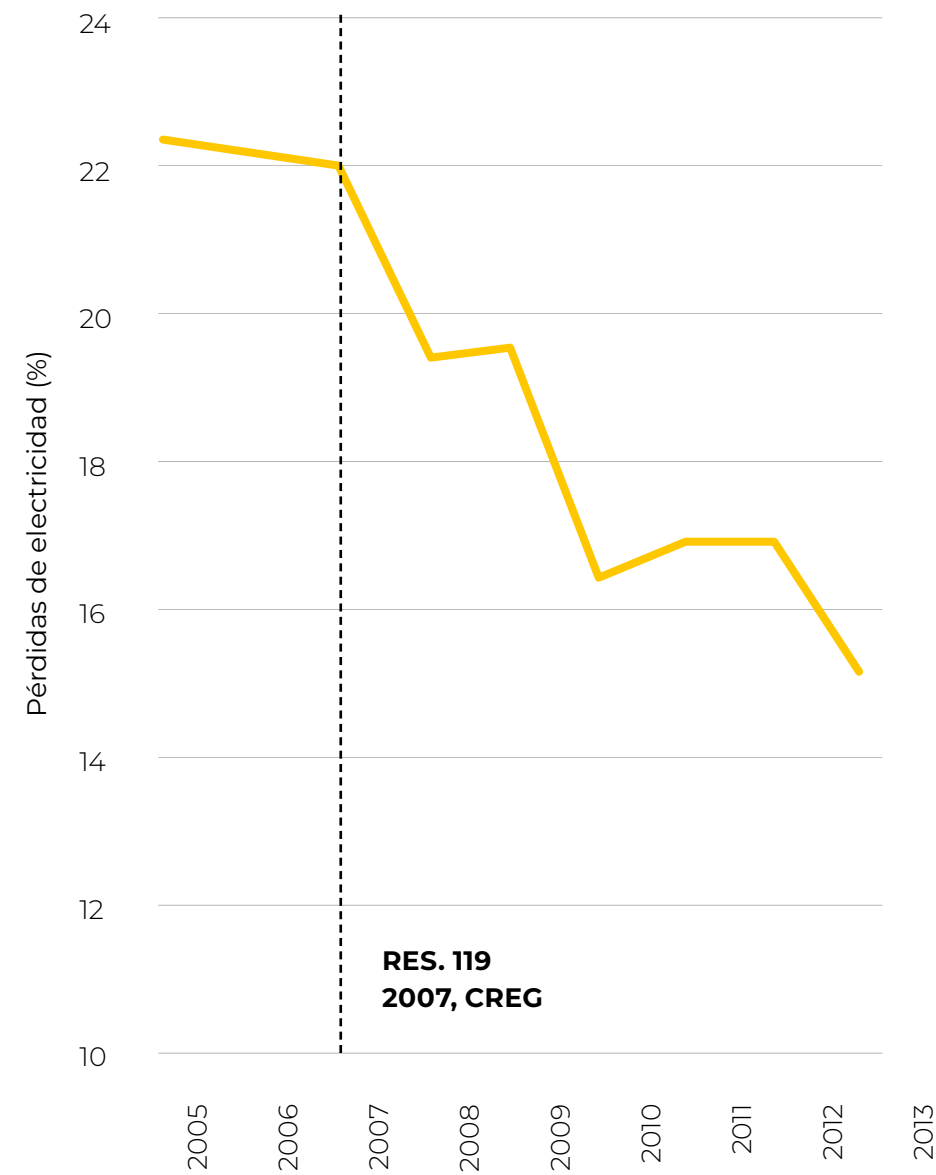
Esta breve descripción de los elementos comunes no solo llama la atención sobre la necesidad de profundizar en las lecciones aprendidas en los países de la región. Adicionalmente, y en vista de los resultados positivos derivados de la regulación basada en incentivos, señala la necesidad de aprender de las experiencias de otras partes del mundo. En el Anexo 2 se discute el uso del enfo-

que de incentivos para controlar y reducir las pérdidas eléctricas en varios países de Europa. Esto ha dado lugar a una gama de experiencias, por ejemplo, en cuanto al tratamiento regulatorio de las pérdidas en distribución y en transmisión. Si bien dicha variedad responde a las particularidades de cada contexto, las experiencias de estos países pueden ser útiles para informar el proceso de mejora continua de los marcos regulatorios en ALC.

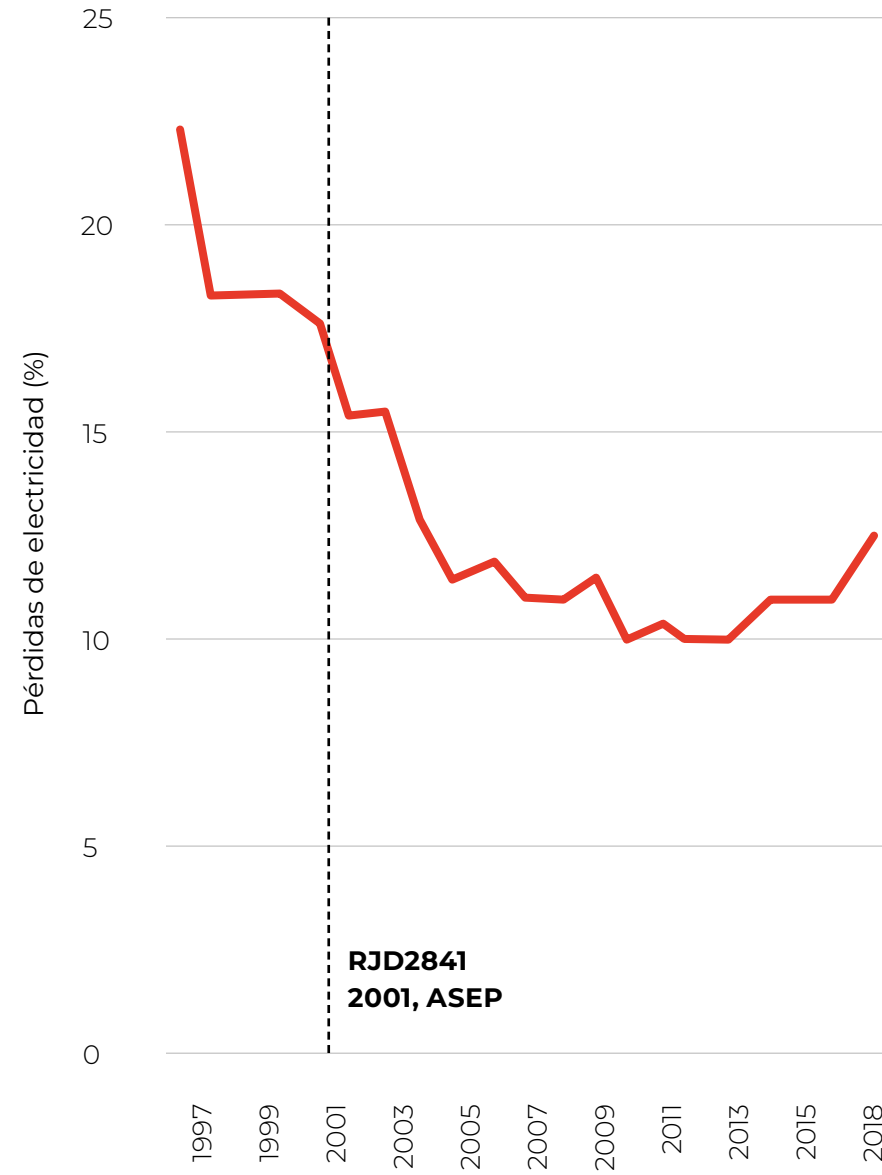
Los beneficios económicos derivados de la disminución de pérdidas eléctricas representan una fuente de capital que puede ser reinvertida en otras áreas críticas del proceso de provisión de servicios eléctricos.

Figura 5.1 Reformas tarifarias y evolución de pérdidas eléctricas en la distribución

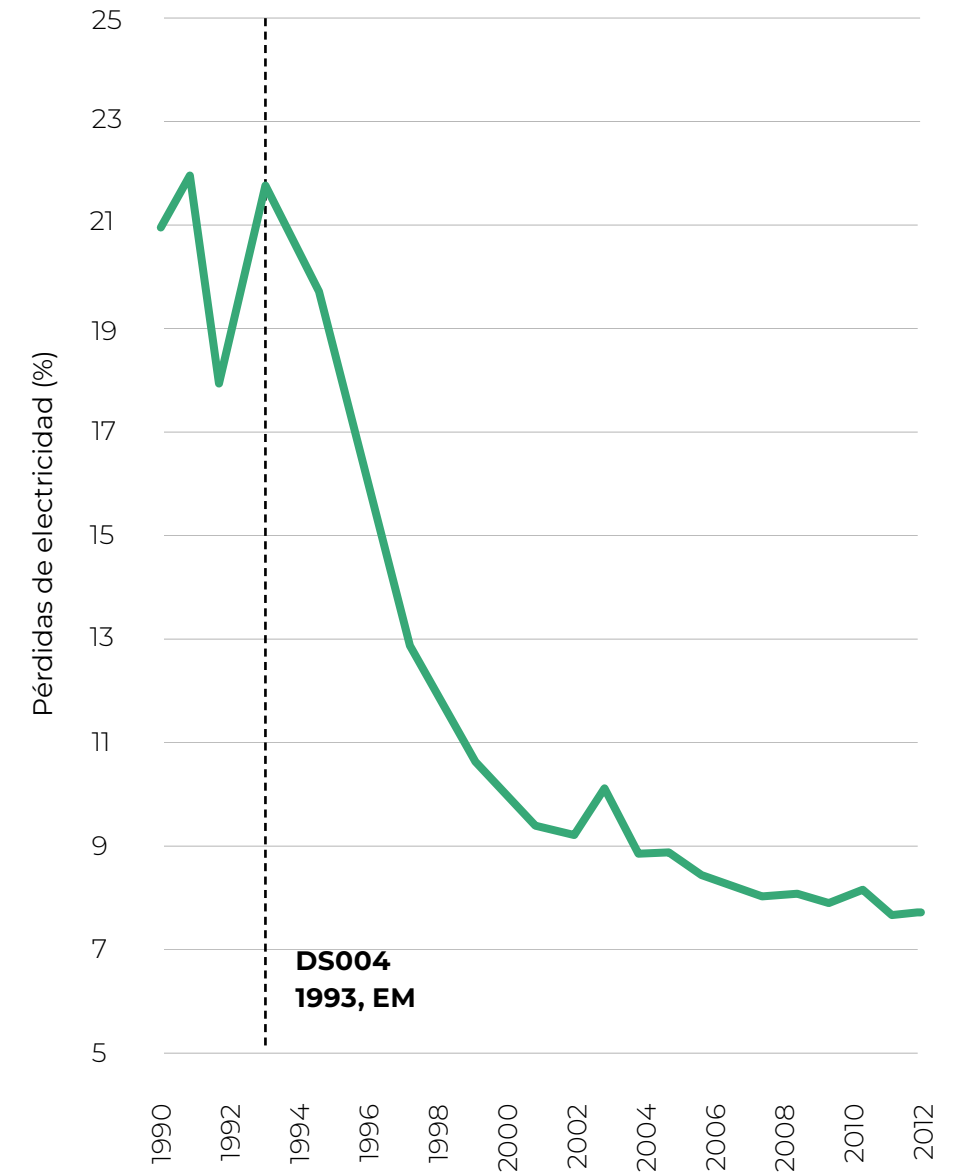
A. Colombia



B. Panamá



C. Perú



Fuente: Elaboración de los autores con base en datos de AIE, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia, Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) de Panamá, Ministerio de Energía y Minas del Perú (EM) y Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú.

Recuadro 5.1

Evaluación *ex post* del impacto de la regulación de pérdidas de energía en Perú

A inicios de la década de 1990, Perú reportaba niveles de pérdidas cercanos al 20%. Como parte del proceso de reforma del sector eléctrico, durante dicho periodo se logró reducirlas a un 7%-8% (2015-2019). En el año 2017, el organismo regulador hizo un análisis del impacto de la regulación en la reducción de pérdidas y tarifas eléctricas. El estudio mostró que se logró una disminución en los costos asociados para las empresas

del sector, lo cual a su vez redujo las tarifas eléctricas, mejorando, de esta forma, el bienestar de los hogares.

En la Figura 5.1.1 se resume la implementación del esquema de incentivos y sus efectos en los niveles de pérdidas. La regulación estableció el concepto de pérdidas estándar, lo cual comprende un nivel de pérdidas técnicas y otro de pérdidas comerciales, así como su incorporación a las tarifas. Las pérdidas técnicas se determinaron de modo tal que garantizaran un mínimo nivel de calidad, mientras que las comerciales no debían superar el 50% de las técnicas. Reconociendo la problemática del sector, a inicios de la década de los años noventa se decidió que durante los primeros años de la implementación de la regulación se admitiera en la tarifa un porcentaje adicional de pérdidas, el cual iría disminuyendo hasta desaparecer.

Como se puede apreciar en la Figura 5.1.1, el porcentaje de pérdidas reales de energía en la distribución a nivel nacional paso del 21.9% en el año 1993 a 7.6% en 2015. El porcentaje total de pérdidas incorporadas a las tarifas

es igual a la suma de las pérdidas estándar (barra naranja) y las pérdidas reconocidas (barra verde). Desde el 2005 solo se incluyen las pérdidas estándar dentro de las tarifas de distribución. Además, este porcentaje de pérdidas estándar ha ido disminuyendo, lo cual ha favorecido la reducción de las tarifas de electricidad.

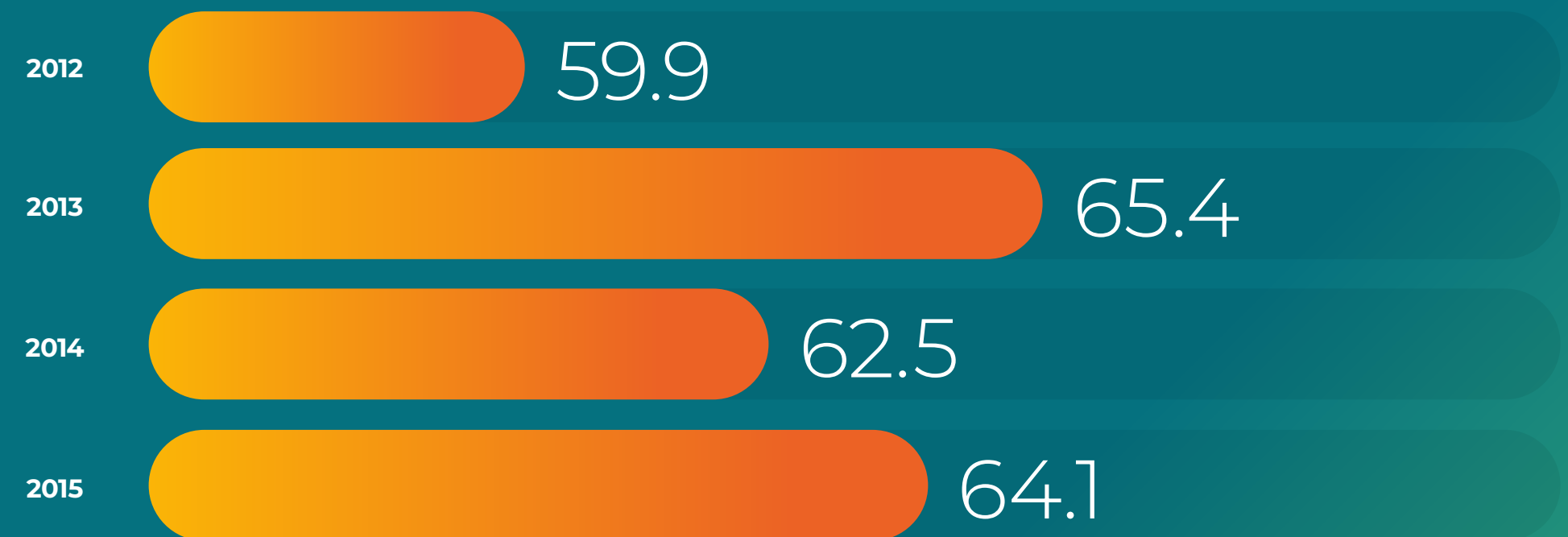
La evaluación *ex post* de esta regulación de pérdidas eléctricas se concentró en su impacto en el bienestar de los usuarios residenciales por la vía de la reducción tarifaria, producto a su vez de disminuir las pérdidas que pueden ser reconocidas en las tarifas. El estudio calculó una tarifa contrafactual que asumía que el porcentaje de pérdidas incorporadas en ella se mantenía constante en el nivel correspondiente al año 2001. En la Figura 5.1.2 se muestran las tarifas de electricidad que pagaron los usuarios residenciales en cada escenario para 2015. Por ejemplo, la tarifa para los usuarios de la región de Lima en el escenario real fue de aproximadamente de S/. 0.51 por kWh, mientras que en el escenario contrafactual fue de S/. 0.55 por kWh, con lo cual se generaba un ahorro estimado de S/. 0.04 por kWh consumido.

La disminución de pérdidas en el sector eléctrico puede ser atribuida a las reformas institucionales emprendidas a principios de los 90, incluyendo esquemas regulatorios basados en incentivos. Este marco regulatorio ha propiciado la eficiencia en costos de las empresas, dando lugar a tarifas eléctricas más asequibles y contribuyendo a mejorar el bienestar económico de los hogares.

Para cuantificar los beneficios de las menores pérdidas se compara el bienestar de los consumidores en la situación vigente (escenario real) con el de una situación donde las pérdidas consideradas en la tarifa no han disminuido (escenario contrafactual). El estudio del ente regulador utilizó como medida de bienestar la variación equivalente, que se interpreta como la cantidad de dinero que los consumidores están dispuestos a pagar para

que el regulador mantenga la política de reducción de pérdidas. Como se muestra en la Figura 5.1.3, entre 2012 y 2015 el esquema regulatorio por incentivos permitió que las pérdidas de energía disminuyeran, lo cual generó un impacto positivo en el presupuesto familiar por concepto de menores tarifas de electricidad. El beneficio total estimado, a valores de 2015, alcanzó los US\$252 millones.

Figura 5.1.3 Impacto económico de reducción de pérdidas de energía, 2012-2015 (Millones de US\$ de 2015)



Fuente: Adaptado de Vásquez *et al.* (2017).

5.2 Estudios de casos

La elección de los casos de estudio se realizó con base en un equilibrio entre la accesibilidad de la información y los resultados sobresalientes en la disminución de pérdidas. La disponibilidad de datos representa un obstáculo considerable en la documentación de experiencias. Adicionalmente, se debe señalar que las disminuciones significativas y persistentes en las pérdidas parecen ser más la excepción que la norma en la región. Con estos factores en consideración, se procedió a identificar aquellas experiencias que exhibieran reducciones consistentes en los niveles de pérdidas eléctricas. Posteriormente, se realizó un análisis de aquellas que registraron una caída *significativa* en sus niveles de pérdidas en distribución, siempre y cuando dicha reducción estuviera relacionada con alguna de las medidas previamente mencionadas.

Esta subsección presenta las experiencias de Chile, Ecuador, México y Paraguay. El objetivo es reportar las medidas específicas implementadas por las empresas eléctricas para reducir pérdidas eléctricas. Las tendencias decrecientes en las pérdidas como resultado de las medidas implementadas se muestran en la Figura 5.2. Cabe señalar que las acciones de gestión corporativa identificadas se encuentran estrechamente interrelacionadas y que pueden no reflejar la totalidad de medidas adoptadas; esto puede suceder principalmente en aquellas áreas en que, a primera vista, no se encuentran directamente vinculadas con el objetivo de reducción de pérdidas.

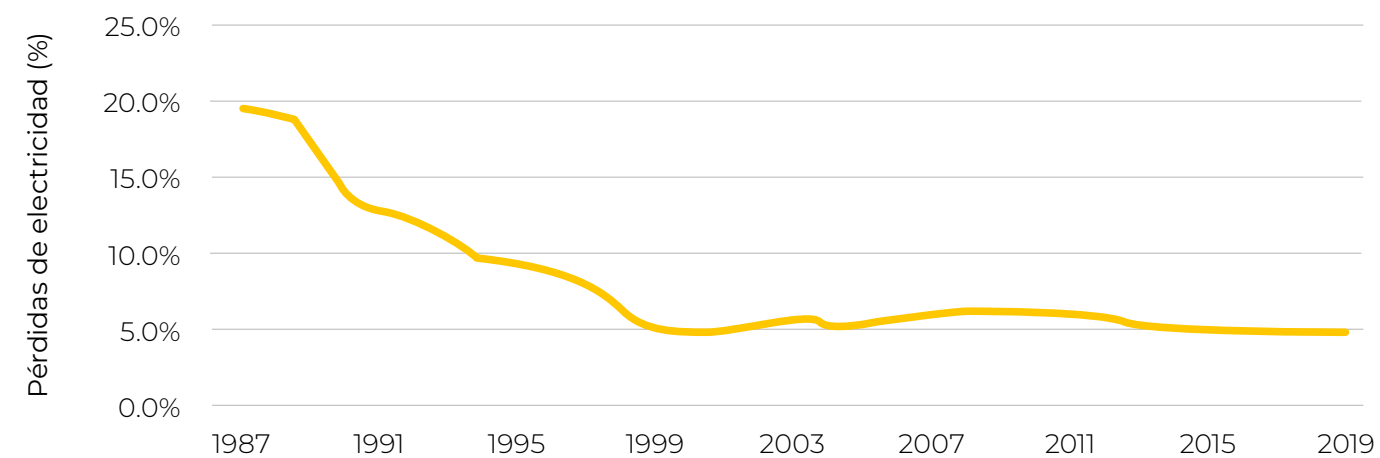
El Recuadro 5.2 presenta un caso particular en el que, a pesar de que la empresa distribuidora de electricidad logró reducir las pérdidas a lo largo de una década, estas volvieron a los altos niveles iniciales debido a factores externos. Además, se analizan las múltiples

estrategias que la empresa ha estado implementando para gestionar las pérdidas no técnicas. Este caso ilustra cómo la interrelación de diversos factores requiere una solución que sea a la vez integral y coordinada, implicando la participación de varios sectores.

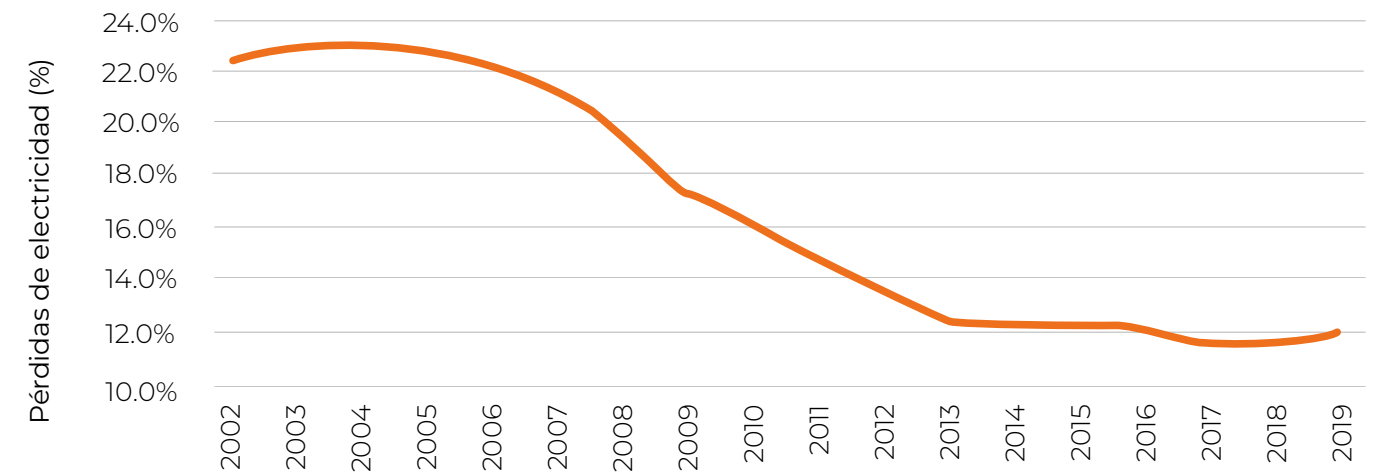
La reducción efectiva de pérdidas eléctricas exige la implementación de una estrategia intersectorial colaborativa, integrando a los diversos actores en un marco regulatorio, alineada con objetivos predefinidos.

Figura 5.2 Tendencias de pérdidas en el sector distribución en países que han implementado medidas de reducción

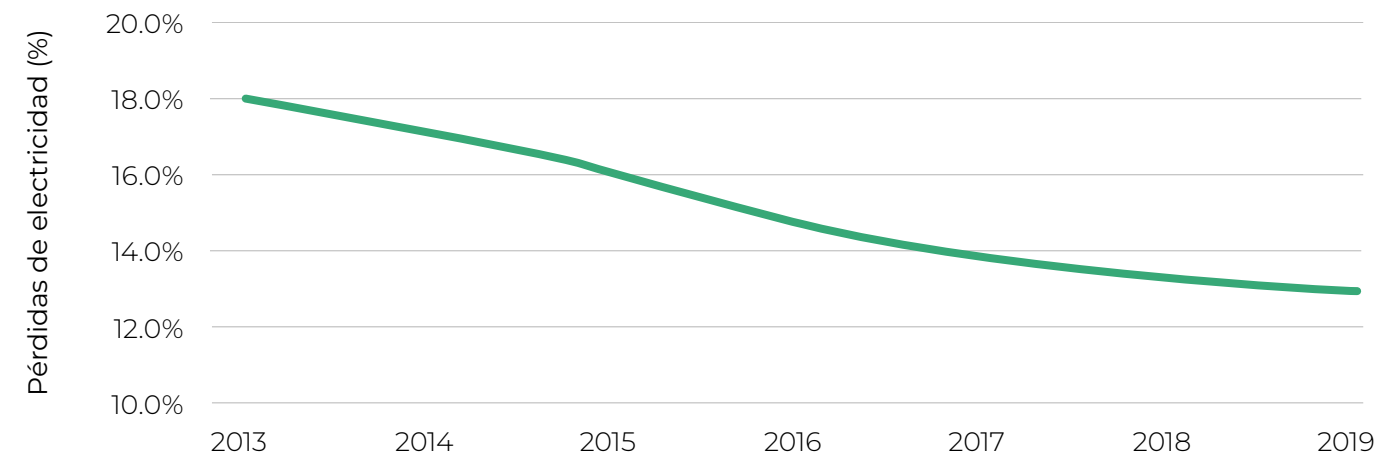
A. Chile



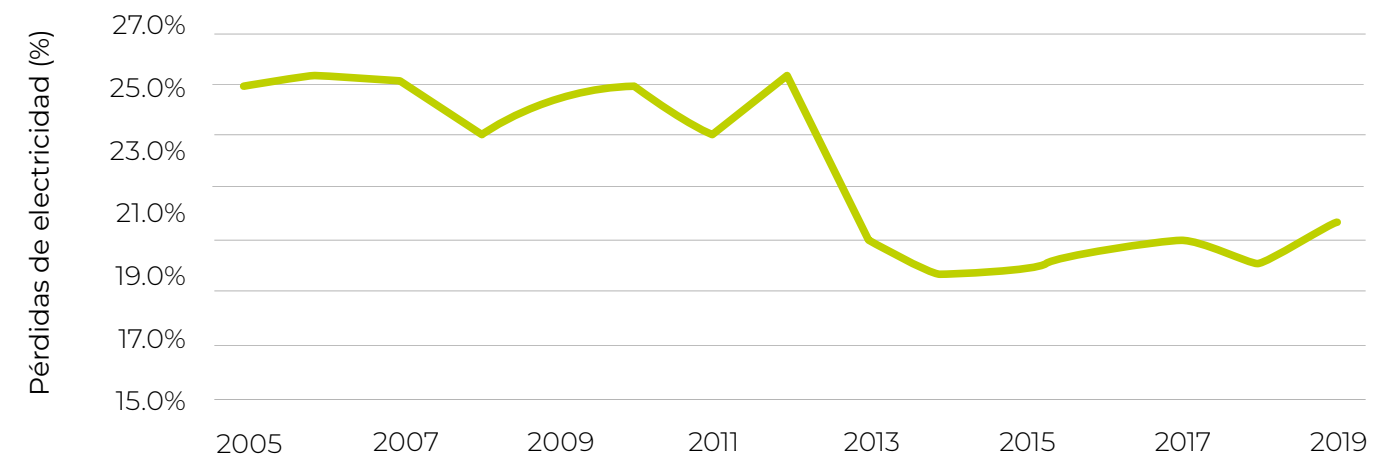
B. Ecuador



C. México



D. Paraguay



Fuente: Elaboración propia con base en información colectada por el Departamento de Infraestructura del BID.

Nota: El panel A presenta los niveles de pérdidas divulgados por Chilectra en sus reportes anuales. El panel B, por otro lado, exhibe las cifras de pérdidas en el sector de distribución en Ecuador, tomando como referencia los informes anuales de ARCERNNR. El panel C revela los niveles de pérdidas reportados por CFE Distribución en sus informes anuales, usando como indicador la energía recibida a niveles de media tensión. Finalmente, el panel D ilustra las pérdidas en la distribución reportadas por ANDE.

Medidas aplicadas en Chilectra y subsidiarias, Chile²⁷

Chilectra²⁸ constituye un caso representativo de la importancia de los plazos de reducción de pérdidas eléctricas, y de la necesidad de implementar medidas continuas para mantenerlas bajo control. En 1983 la empresa registraba niveles de pérdidas cercanos al 22.6%. Hacia fines de 2016 fluctuaban en torno al 5%. A lo largo de tres décadas ('80-'20), la empresa ha mantenido la continuidad de sus acciones orientadas a reducir las pérdidas no técnicas y a mejorar la eficiencia técnica de su sistema de distribución.

El primer paso consistió en elaborar, en 1983, un diagnóstico exhaustivo sobre la severidad y causas del problema. Allí se logró identificar el *robo* masivo de energía como la principal causa de las pérdidas. Se verificó la existencia de más de 210,000 conexiones ilegales, que en promedio se apropiaban de 210 kWh/mes, y se identificaron sus modalidades más recurrentes: conexiones ilegales directas a redes de baja tensión (50%); conexiones ilegales

a domicilios (40%); y manipulación de medidores (10%). Asimismo, un aspecto interesante de este análisis es que se determinó que la propagación del robo de energía se encontraba asociado un componente de contagio social. Con base en ello, entre 1984 y 2004 la empresa implementó las siguientes medidas:

Medidas técnicas

Estas consistieron en modificar el diseño de las redes de BT, lo cual comprendió desde el reemplazo total de las redes tradicionales por redes antirrobo (Sistema de Distribución Aérea Económica o DAE²⁹ y Sistema de Distribución Aérea Concéntrica o DAC),³⁰ hasta su readecuación periódica en respuesta a la evolución cambiante de las formas de hurto. Aunque el sistema DAC es posterior al DAE, durante el tiempo en que se desarrollaron ambos en simultánea se utilizaron las soluciones tipo DAE para aquellos los clientes que contaban mayoritariamente con empalmes monofásicos, mientras que las de tipo DAC se privilegiaron en zonas donde los empalmes existentes eran trifásicos y se detectaba un potencial de crecimiento en el consumo por el cambio en los hábitos. Hoy en día el sistema DAE ya no se utiliza. El reemplazo de las redes tradicionales se mate-

rializó en aquellas áreas en donde se detectaba una mayor presencia de conexiones irregulares, lo cual provocó un incremento de pérdidas económicas por concepto de retiro anticipado de activos. Se efectuaron planes masivos de cambios de acometida tradicional (fase y neutro) por acometida en cable concéntrico, además de las mencionadas readecuaciones de los accesorios de los sistemas antirrobo ya instalados.

27. Con base en Valenzuela y Montana (2005) y en informes anuales de la empresa.

28. El 4 de octubre de 2016, los accionistas decidieron cambiar el nombre de Chilectra a Enel Distribución Chile.

29. Sirviendo los consumos principalmente mediante transformadores de baja capacidad monofásicos (5, 10 y 15 KVA). Este sistema, además de eliminar puntos vulnerables en la distribución en baja tensión, tiene una reducida cantidad de clientes (12) conectados a un transformador.

30. Consiste en utilizar cable preensamblado de aluminio y transformadores convencionales de distribución como red de baja tensión.

Medidas comerciales

Estas se adoptaron para dar facilidades de pago a los clientes de bajos ingresos, quienes representan las poblaciones más propensas al establecimiento de conexiones irregulares. Para ello se implementaron programas de regularización de usuarios (que inicialmente no contaban con conexiones formales y no se encontraban registrados adecuadamente como clientes de la empresa), facilidades de pago para deudas atrasadas e implementación de oficinas satélites y puestos de cobranza (móviles y fijos).

Medidas punitivas

Se concentraron en el uso de instrumentos legales para sancionar el hurto. En tal sentido, cabe destacar que el robo de energía eléctrica está tipificado en la ley como delito y conlleva penas de cárcel y multas. La implementación del proceso de detención de perpetradores de robos, y la presentación de querellas y retiro masivo de arranques fraudulentos con la poste-

rior divulgación de condenas en medios de publicidad radiales y escritos, contribuyeron a que la comunidad se involucrara en el objetivo de reducir el hurto. Se implementó una línea telefónica y un formulario en línea en los que se puede denunciar el hurto de energía.

En años recientes, la empresa ha seguido implementando medidas de reducción de pérdidas:

- 1 Automatización de redes: A 2015 contaba con 700 equipos de telecontrol en la red de media tensión, manejados de manera remota. En 2021, la empresa alcanzó 2,634 equipos de telecontrol manejados desde el Centro de Operación de la Red.
- 2 Redes inteligentes: Entre 2017 al 2020, la empresa ha estado planeando la migración hacia redes inteligentes. Recientemente, la empresa implementó el proyecto “Grid Futurability”, que facilitará la identificación y priorización de la expansión y modernización de las redes en los años venideros, la cual

busca optimizar el uso de las instalaciones actuales, fomentar redes de distribución resilientes, inclusivas y sostenibles, e integrar las redes inteligentes en ellas.

- 3 En la red de alta tensión destaca el uso de la termografía en gabinetes y paneles de control, la cual permite detectar anomalías antes de que se conviertan en fallas.
- 4 Ampliación de la capacidad de transformación e interconexión
- 5 Inauguración de nuevas oficinas comerciales.
- 6 Mejora de la página web y aplicaciones móviles, todo lo cual mejoró los procesos de autoservicio y consulta.
- 7 Instalación de medidores inteligentes. En 2021, la empresa contaba con más de 348,230 medidores inteligentes instalados.

Sistema de distribución eléctrica en Ecuador³¹

En el caso del sistema de distribución eléctrica de Ecuador, las acciones dirigidas a reducir las pérdidas de electricidad se llevaron a cabo en el marco de un plan nacional con un amplio soporte del organismo regulador (Consejo Nacional de Energía Eléctrica, CONELEC) y del gobierno central. Entre las acciones principales que propiciaron la tendencia a la baja de las pérdidas eléctricas sobresalen tres:

Adecuación de la legislación y reglamentos específicos del sector

1 En marzo de 1999 se publicó la Regulación N°3/99, la cual fijó el porcentaje anual admisible de pérdidas no técnicas en las tarifas. Allí se determinó que para el año 2002 el límite a reconocer por este concepto sería del 2%. Esta meta luego se difirió para el año 2005.³² Aunque esta ambiciosa meta no se pudo alcanzar, la disposición sí motivó la creación de áreas específicas dedicadas al control de pérdi-

das eléctricas en las empresas de distribución. En la actualidad, de acuerdo con el Plan Maestro de Electrificación de 2021 se ha establecido la meta de reducción de pérdidas a 8.92% para el año 2027.

- 2** En agosto de 2006 se aprobó la reforma a la Ley del Sector Eléctrico para combatir el robo de electricidad. En septiembre de 2006 se aprobaron reformas bajo la Ley No. 2006-55, que destinaba recursos financieros a los proyectos de inversión dirigidos a reducir las pérdidas eléctricas y a mejorar la infraestructura eléctrica, y establecía la posibilidad de penalizar el robo de energía.
- 3** En noviembre de ese mismo año se aprobó el Nuevo Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (Decreto Ejecutivo No. 2066). Allí, a través del “Artículo 12 – Criterios”, se instruía al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) —en su calidad de ente responsable de la elaboración del Plan Maestro de Electrificación (PME)—, a que procediera con la adopción de políticas específicas para el uso racional de la energía eléctrica; ello con el fin de optimizar la utilización eficiente de la

energía y la disminución de las pérdidas en todas las fases.

Asignación de partidas presupuestarias en programas específicos

El Gobierno de Ecuador destinó de US\$256 millones al Plan de Reducción de Pérdidas (PlanREP) para el período 2007-2014. Durante 2006 a 2014, el MEER consiguió una reducción de alrededor del 10% en las pérdidas eléctricas, disminuyendo del 22.2% en 2006 al 12.4% en 2014. Estos avances representan actualmente una recuperación de energía equivalente a 200 millones de dólares al año. Según el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2013-2022, la inversión necesaria para el PlanREP en el periodo de 2013-2022 se estima en US\$365 millones.

31. Este apartado se basa en el análisis detallado de Tejeda *et al.* (2017).

32. Cabe indicar que, según las empresas de distribución, no lograron hacer las inversiones necesarias para cumplir con el estándar establecido para las pérdidas no técnicas (Ramos y Neira, 2003).

Designación de entes de planificación y control

En noviembre de 2006, mediante la resolución No. 260/06 el CONELEC aprobó y puso en marcha el PlanREP a ser ejecutado por las empresas eléctricas distribuidoras (EED) de forma obligatoria en un plazo de cinco años. El PlanREP incluye la planificación anual de las actividades a implementar —postuladas y valorizadas por cada una de las EED— con el fin de reducir las pérdidas eléctricas en sus respectivas zonas de concesión. Estas actividades no son diferentes a las observadas en otros países de la región.³³

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) de Ecuador es el responsable de elaborar y publicar el PME con el apoyo de las instituciones del sector. El PME 2006-2015 planteaba una reducción progresiva de las pérdidas nacionales hasta alcanzar 11.4%, en promedio al final del periodo. A diciembre de 2014, el valor oficial registrado alcanzaba 12.4% y hacia diciembre de 2018 se alcanzó un valor de 11.40% (MEER, 2020).

La empresa eléctrica de Guayaquil, una de las distribuidoras más destacadas por su gestión de pérdidas, imple-

mentó medidas específicas a nivel de empresa eléctrica que explican una notable reducción a partir de 2004. En 2006 inició la sustitución de medidores obsoletos por electrónicos. Posteriormente se contrataron empresas auxiliares para apoyar la reducción del robo de electricidad, se mejoraron y ampliaron las redes de distribución, y en 2010 se adoptaron varias medidas para castigar judicialmente el robo de la electricidad. En 2012 se aplicó la normatividad que obligaba a colocar los medidores en la fachada externa y se fijaron metas de reducción de pérdidas por áreas de negocio. En 2014 se ejecutaron procesos legales por el robo de energía con dictámenes sobre las multas respectivas. En su conjunto, estas medidas apoyaron continuamente la reducción de las pérdidas. Buena parte del éxito del programa se debió al seguimiento continuo del desempeño asociado a las pérdidas y a la adopción de medidas punitivas contra el robo, así como a la realización de inversiones encaminadas a digitalizar la medición y facturación del consumo eléctrico.

33. Entre las empresas que lograron recortar las pérdidas técnicas y no técnicas en varios países de la región con el tipo de medidas que se registra en el Cuadro 5.2 figuran Codensa (ahora Enel) en Colombia, Edelnor en Perú, Chilectra en Chile y Edesur en Argentina.

La eficacia del programa ecuatoriano de reducción de pérdidas eléctricas radica en un seguimiento riguroso de las causas subyacentes a las pérdidas, medidas contra el hurto de energía, y una inversión estratégica en la digitalización de la medición y facturación. Estos elementos combinados han impulsado una infraestructura eléctrica más sostenible y eficiente.

Comisión Federal de Electricidad (CFE), México

CFE Distribución, de propiedad pública, es la única empresa de distribución eléctrica en México. Sus pérdidas eléctricas durante 2017 fueron equivalentes a 13.97%, de las cuales alrededor de 60% se le vinculan con pérdidas no técnicas. De acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico (PRODESEN) del país, las pérdidas no técnicas en este año fueron equivalentes a una disminución de ingresos de US\$1.6 mil millones. En el año 2020, las pérdidas totales alcanzaron el 13.84%, lo cual supuso un incremento respecto al 13.07% registrado en 2019. Este aumento se atribuyó de manera directa a la crisis generada por la COVID-19, tal y como se expuso en el capítulo anterior. Sin embargo, en el 2021 se observó una disminución de las pérdidas totales, llegando a un 13.78%. Esto significó una ligera mejora en comparación con los resultados obtenidos durante el 2020.³⁴

La CFE ha realizado esfuerzos dirigidos a alcanzar una meta de disminución de las pérdidas eléctricas en 1% cada año. A través del PRODESEN, la Secretaria

de Energía (SENER) fija anualmente los objetivos de reducción de pérdidas para los próximos años. Por ejemplo, en el año 2018 se fijó metas para disminuir el porcentaje de pérdidas a un 8% en 2024³⁵ y contempló inversiones por US\$7.2 mil millones de dólares en el periodo de 2018-2032 destinadas a mejorar, modernizar y actualizar la infraestructura de distribución. También se buscaba incorporar la tecnología necesaria para el funcionamiento de una red eléctrica inteligente. Cabe señalar que gran parte de esta inversión se destinaría a atender las pérdidas técnicas. Además, en el PRODESEN se señalan las partidas presupuestarias para reducir las pérdidas no técnicas incluyendo escalamiento de la medición AMI, reemplazo de medidores obsoleto, regularización de colonias populares, instalación de acometidas y medidores, donde se especifica una asignación presupuestal de US\$4.4 mil millones en 2018-2032.

La reducción de las pérdidas observada en la última década se puede atribuir a las estrategias implementadas para disminuir el consumo irregular de energía eléctrica, así como a las inversiones en proyectos de modernización y optimización de las redes generales de distribución (RGD). Las medidas principales³⁶ que

la CFE ha venido implementado para reducir las pérdidas no técnicas son:

- 1 Aseguramiento de la medición: revisión a los sistemas de medición de campo para localizar anomalías en el servicio. En el año 2017, la CFE llevó a cabo un total de 3.2 millones de inspecciones, durante las cuales se identificaron 507,397 anomalías. Avanzando hacia el 2021, la cifra de revisiones se duplicó, alcanzando los 6.4 millones. Estas inspecciones en 2021 permitieron la detección de 8,936 GWh de energía perdida, de los cuales se logró recuperar y facturar 2,369 GWh.

34. Informe Anual 2021 y PRODESEN 2018-2032.

35. De acuerdo al PRODESEN 2022-2036, las pérdidas se espera que representen alrededor de 11.2%. Cabe mencionar que muchos de los beneficios planeados en 2018 fueron afectados por los efectos socioeconómicos de la emergencia sanitaria y crisis económica generada por el COVID-19.

36. A modo de ejemplo se muestran los resultados de estas medidas de acuerdo con el Informe Anual de CFE de 2017 y 2021.

- 2 Modernización de la medición: remplazo de medidores obsoletos y dañados por medidores de última generación incluyendo medidores electrónicos básicos, de autogestión, escalado y de infraestructura avanzada de medición (AMI). En 2017, CFE efectuó una modernización integral que incluyó la actualización de dos millones de medidores. Progresando al 2021, la empresa reemplazo 1.8 millones de medidores obsoletos.
- 3 Fortalecimiento del proceso comercial: incremento de las ventas vía una correcta facturación al usuario. Durante el año 2017, se atendieron 645,000 solicitudes de servicio y se resolvieron 348,000 irregularidades. En 2021, esta estrategia logró incrementar las ventas en 11,613 GWh.
- 4 Regularización de asentamientos y usuarios: regularizar el suministro de energía eléctrica en asentamientos conectados de forma ilegal. En 2017 se logró regularizar e incorporar a las redes de distribución 28,932 nuevos usuarios. Más recientemente, esta estrategia logró regularizar e integrar a la red de distribución a 249 mil usuarios en 2020 y 309 mil en 2021.

Administración Nacional de Electricidad (ANDE), Paraguay

En 2006, las pérdidas totales eléctricas en Paraguay eran cercanas al 33% (en comparación con el promedio de 15%

para Argentina y Brasil). De estas pérdidas, se estima que el 8% eran en transmisión y el 25% en distribución. Del total, un tercio correspondía a pérdidas no técnicas, causadas principalmente por medidores rotos o por falta de medidores, conexiones clandestinas, fraude, y deficiencias en los registros de propiedad y de clientes.

A mediados de 2004, la empresa eléctrica creó una oficina especial para gestionar el problema de las pérdidas. En el año 2006, la ANDE preparó un plan de recuperación de pérdidas de energía cuyo objetivo era lograr una reducción mínima de cinco puntos porcentuales durante los siguientes tres años.³⁷ Se requeriría un gran esfuerzo de inversión para reemplazar equipos obsoletos o cuya capacidad operativa fuera insuficiente. Las pérdidas no técnicas se abordaron no solo a través de acciones de ANDE, sino también con el apoyo del gobierno en el marco de diversas iniciativas, como el Plan Nacional de Eficiencia Energética de la República del Paraguay (2011) y la Política Energética Nacional (2016). Estos documentos establecen pautas y metas estratégicas, así como herramientas para el uso eficiente de los recursos energéticos. Ambos programas buscan garantizar la seguridad energética mediante criterios de autosuficiencia y eficiencia, minimizando costos y asumiendo responsabilidad socioambiental, para acompañar el desarrollo productivo del país.

Inicialmente, el programa de reducción de pérdidas logra avances graduales tanto por la complejidad social que las enmarca, como por el desfase en la infraestruc-

tura de transmisión. Las pérdidas totales pasaron del 33% en 2006 al 31% en 2012.

Se estima que, del total de pérdidas reportadas en este último año, aproximadamente la mitad correspondía a robo o a conexiones ilegales y la otra mitad a sobrecargas en las redes de transmisión, lo que a su vez obedece a la existencia de infraestructura obsoleta en áreas urbanas con patrones de expansión acelerada y desordenada. Durante este periodo, dicho retraso de inversión se tradujo en un elevado costo para ANDE, estimado en cerca de US\$180 millones anuales por concepto de pérdidas eléctricas solo en áreas urbanas.

Un aspecto notable de la experiencia de ANDE es la consistencia de las acciones implementadas para enfrentar el problema de las pérdidas y el enfoque holístico para abordarlo. En efecto, las medidas adoptadas por la ANDE forman parte de su Plan maestro de generación, transmisión y distribución; de sus metas de confiabilidad y calidad en el suministro del servicio eléctrico; de sus metas de eficiencia; de su estructuración tarifaria y, más recientemente, de su Plan Maestro de Tecnología de la Información y Comunicación. El mensaje general que deja esta coordinación interna de políticas de la empresa es que las distintas medidas son complementarias y sinérgicas en términos de acciones y metas.

37. Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo.

Otra lección de la experiencia de ANDE es que el problema de las pérdidas eléctricas es complejo: no solo se relaciona con aspectos técnicos de la coordinación del sistema eléctrico nacional o con las necesidades de inversión en nueva infraestructura, sino que además existe una complejidad social inherente al hurto de energía. Por ello las metas en materia de pérdidas fueron planteadas para un periodo suficientemente prolongado, pues esto permitiría solventar las necesidades sustanciales de inversión y emplear programas sociales adecuadamente focalizados para apoyar a los grupos vulnerables de la población.

Aunque los niveles de pérdidas alcanzados se han encontrado encima de las metas planteada, si se han observado reducciones graduales, particularmente desde inicios de la década pasada (del 2012 en adelante). En 2019 se logró un nivel de pérdidas del 25.1%, del cual el 5.1% eran en transmisión y 20% en distribución. La dificultad para sostener los niveles de inversión y su implementación explica parcialmente porque no se han logrado mayores reducciones. Por ejemplo, las inversiones realizadas durante 2014 ascendieron a US\$226 millones, muy por debajo de los US\$769 millones que se habían considerado.

Cabe mencionar que, paralelamente y pese a las dificultades, la ANDE ha avanzado consistentemente en sus objetivos de mejorar los servicios eléctricos que suministra. Además de la reducción gradual en las pérdidas eléctricas, la frecuencia de las interrupciones se ha reducido de un 32.38% en 2016 a un 22.81% en 2020.

Entre las principales acciones que la empresa ha realizado figuran las siguientes:

- 1 Mejora de las redes y subestaciones de transmisión y distribución.
- 2 Regularización del servicio en los barrios vulnerables.
- 3 Actualización de registros del alumbrado público.
- 4 Despliegue de nuevas tecnologías como la infraestructura de medición avanzada (AMI) y la lectura automática de contadores (AMR).
- 5 Inversión en sistemas de información georreferenciados de los usuarios y de los activos instalados en la red.

Un elemento subyacente de vital importancia en la estrategia de reducción de pérdidas es que la empresa busca mejorar la calidad del servicio eléctrico y la atención al cliente como parte de su estrategia de socialización de los beneficios de la formalización de las conexiones. La ANDE continúa invirtiendo en sistemas de información y de comunicación que faciliten y agilicen la interacción con los usuarios, entre ellos un centro de atención virtual y servicios en línea de gestión de expedientes y pagos.

Complementariamente, desde principios de 2010, la ANDE ha implementado el programa Tarifa Social cuyo

objetivo es mejorar la asequibilidad entre las familias de menores ingresos. Este programa beneficia a hogares en situación de pobreza y pobreza extrema cuyo consumo mensual sea inferior a 300 kWh; esto mediante subsidios que van desde el 25% al 75% sobre la tarifa residencial monofásica. Desde su lanzamiento, la cobertura de este programa se ha ampliado hasta alcanzar a poco más de 240 mil familias en 2020.³⁸

La estrategia de ANDE se enmarca en un ambicioso plan de migración digital y fortalecimiento de su capital humano. Por ejemplo, la empresa está llevando a cabo la transformación digital de todos los procedimientos en su administración, con el objetivo de mejorar la eficiencia en la gestión de los recursos de la entidad. En lo correspondiente a la gestión de los activos del sistema eléctrico, la empresa ha implementado el sistema SCADA e-terra, cuyas características y tecnología brindan en tiempo real la información que se requiere para operar el sistema. Esto permite la supervisión en línea de las subestaciones, así como la integración con módulos de estudio eléctrico de transmisión y distribución, y el intercambio de información con la red corporativa.

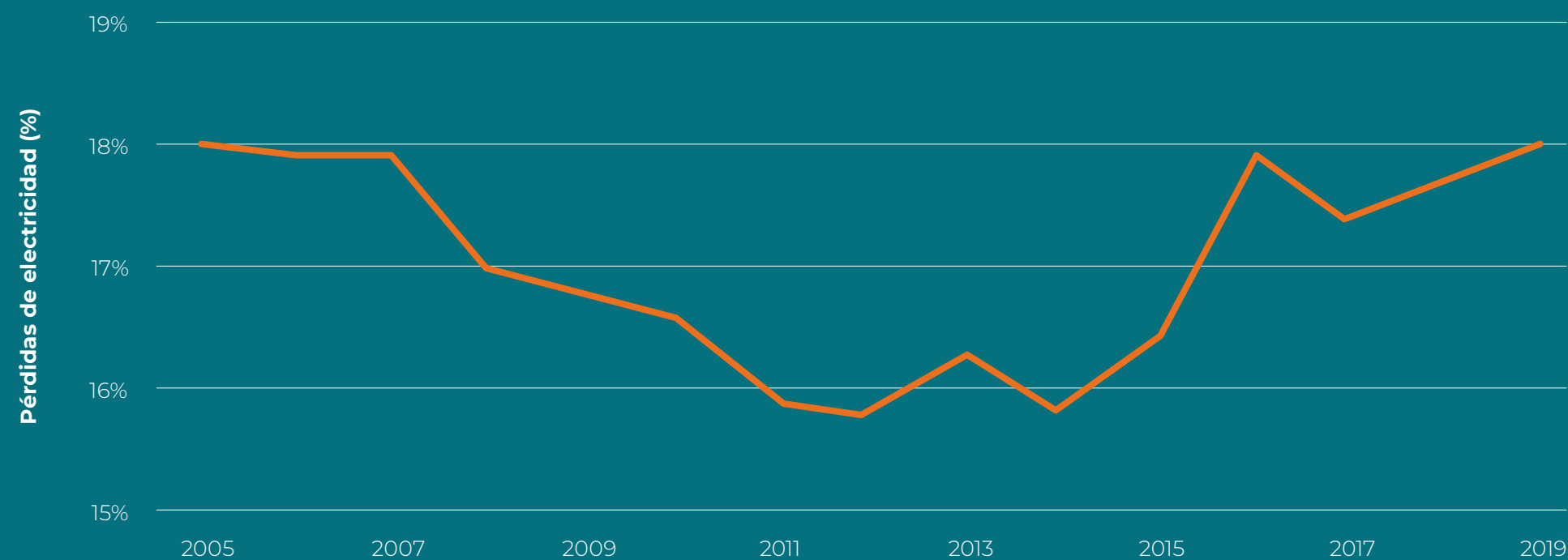
38. Lo que representa aproximadamente al 50% de las familias en situación de pobreza en el país.

Recuadro 5.2

Desafíos en la reducción sostenida de pérdidas en Uruguay: un problema multidimensional

Desde 2005, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)³⁹ ha seguido planes específicos establecidos para detectar y corregir situaciones irregulares, además de implementar acciones de mejoramiento de las infraestructuras de conexión (como las acometidas y los puntos de medida). Estas medidas facilitaron mantener una tendencia de reducción en las pérdidas durante el periodo 2005-2010, pese a las fluctuaciones puntuales que se presentaron. A través de la implementación estratégica de estas

Figura 5.2.1 Evolución de pérdidas eléctricas en las redes de distribución en Uruguay



Fuente: Elaboración propia con base en las memorias anuales de UTE.

Nota: En la figura se observa los valores de pérdidas correspondientes a diciembre de cada año.

medidas, se consiguió una disminución significativa en las pérdidas, que se contrajo desde un 18% en 2005 hasta alcanzar un 15.8% en 2014. Sin embargo, a partir de 2015, factores tales como un débil crecimiento económico, un incremento del desempleo y la variabilidad climática provocaron un incremento en este indicador. Esta tendencia ascendente evidencia la intrincada naturaleza del problema y destaca la dificultad no solo en mantener niveles bajos de pérdidas sino en evitar su incremento. Tal panorama sugiere que el enfoque

para abordar este problema debería ser multisectorial, pues no puede ser gestionado eficientemente desde una única perspectiva.

39. Estudio de caso basado en varias memorias anuales.

Por otro lado, es crucial examinar las estrategias que la UTE ha desplegado y que han jugado un papel significativo en la gestión de las pérdidas eléctricas. Dentro de las pérdidas no técnicas, la UTE distingue entre conexiones clandestinas (hurto) e intervención de medidores (estafa); ambas modalidades se encuentran tipificadas como delitos en el Código Penal.

Las líneas de actividad de la UTE se agrupan en dos bloques.

Detección y corrección del uso irregular de energía

Apoyándose en diversos sistemas, la UTE identifica situaciones irregulares, las investiga, elabora un acta y notifica al cliente. Las *inspecciones* se efectúan en aquellos suministros para los cuales se detecta, mediante distintas técnicas, un desvío a la baja de los consumos mensuales. Asimismo, se realizan inspecciones a partir de denuncias de terceros. Dependiendo del tipo de cliente, esto desencadena un proceso al inte-

rior de UTE para el tratamiento de dicha irregularidad, el cual se surte tres etapas:

- 1 **Proceso operativo:** Concluye con la regularización del puesto de medida y puede incluir el corte del servicio.
- 2 **Proceso económico:** Concluye en la reliquidación por la energía no facturada con los recargos correspondientes.
- 3 **Proceso penal:** Concluye con la presentación de la denuncia penal y/o policial por parte de la UTE.

A través de su Programa de Inclusión Social, la UTE ha creado condiciones de acceso y sostenibilidad del servicio eléctrico para los hogares en situación de vulnerabilidad socioeconómica. En el marco de las condiciones sanitarias particulares que vivió el país durante 2020 por la pandemia se realizaron 5,987 conexiones en este segmento de la población (UTE, 2020).

Con respecto a las *medidas correctivas*, la empresa lleva a cabo adecuaciones del puesto de medida y en las instalaciones. Paralelamente, de forma regular se lleva

un registro de la vida útil de los medidores y se sustituyen los obsoletos.

Como medida preventiva, la UTE ofreció el programa “Oportunidades para la regularización”. Entre el 2005 y 2010, la institución implementó un mecanismo mediante el cual, aquellos clientes que comunicaran a sus dependencias situaciones anómalas en sus instalaciones de medida y control serían beneficiados con la corrección de estas. Se estableció que no habría consecuencia alguna para el cliente, siempre y cuando se mantuviera en situación regular por un periodo no inferior a un año. En el caso de clientes con deuda, el programa incluyó la posibilidad de financiarlos hasta en 36 cuotas con un 0.9% de interés mensual.

Facilitar el acceso a la energía eléctrica

La UTE reconoce que una de las causas del robo de energía es la falta del servicio y las limitaciones económicas de los usuarios. Por ello se formularon políticas de acceso en zonas de bajos recursos, las cuales ofrecieron las siguientes ventajas:

- 1 Conexión eléctrica gratuita a la red de UTE.
- 2 Asesoramiento para la instalación interior.
- 3 Financiamiento en cuotas y sin intereses del interruptor diferencial y de la puesta a tierra, dos elementos básicos para la seguridad de la instalación interior.
- 4 Descuentos comerciales a la tarifa residencial. La UTE se apoya en el criterio de la autoridad responsable en la materia, a saber, el Ministerio de Desarrollo Social (MIDES). Este define, mediante indicadores socioeconómicos, quiénes son candidatos para recibir estos descuentos comerciales.

Además de las dos áreas de acción mencionadas anteriormente, la UTE se apoya en tres instrumentos adicionales: la implementación de una tarifa social (tarifas reducidas para grupos vulnerables), la supervisión y seguimiento en el marco de su planificación estratégica, y una comunicación eficaz tanto al público en general como a grupos específicos de interés.

Desde el 2012 la empresa se encuentra implementando gradualmente la instalación de medidores inteligentes. Según la memoria anual de la UTE, el año 2020 finalizó con 900,000 medidores adquiridos, de los cuales 418,000 ya fueron desplegados, para una tasa de conexión superior al 99%. Con esta tecnología se desarrollarán las capacidades de lectura automática y remota de la medida, con lo cual se podrá informar al cliente acerca de sus consumos diarios por múltiples canales, así como conducir una gestión global y eficiente de todo el proceso de facturación, incluyendo la desconexión/reconexión y el ajuste de la potencia contratada. Las señales de las alarmas y la detección de eventos provenientes de los medidores inteligentes, junto con el análisis de datos de consumo horario, ayudarán a la UTE a identificar y evitar pérdidas no técnicas

Desde el 2013, la empresa se encuentra migrando su Sistema Informático Comercial. El programa, implementado en 2015, se apoya en un Sistema Integrado de Operaciones (SIO) que permite encontrar elementos de la red sin alimentar, así como evaluar las pérdidas técnicas y no técnicas en las instalaciones de baja tensión.

Aunque UTE ha logrado resultados favorables en su estrategia de reducción de pérdidas eléctricas, factores externos a la empresa han contribuido a un incremento de las mismas. El desafío presente de la compañía es mitigar las causas del incremento de las pérdidas no técnicas mediante la promoción de una mayor asequibilidad de la energía eléctrica.

5.3 Conclusiones

El diseño de políticas y regulaciones destinadas a la reducción de pérdidas eléctricas en los países de América Latina y el Caribe pueden beneficiarse del análisis de las experiencias de países vecinos. Teniendo en cuenta la alta heterogeneidad existente en las circunstancias locales, dichas experiencias pueden aportar valiosos elementos para el diseño y planificación de políticas más efectivas. Las experiencias discutidas en este capítulo abordan algunas de las experiencias en la región identificando algunos patrones comunes, pero también reconociendo que no existen recetas únicas en cuanto al diseño y la implementación de políticas de reducción de pérdidas eléctricas.

Efectivamente, en países de ALC como Chile, Ecuador, México, y Paraguay, se ha logrado reducir los niveles de pérdidas mediante estrategias exitosas que han implicado medidas tanto a nivel del marco institucional

del sector eléctrico, como a nivel de las empresas que operan en el sector. Entre los elementos comunes se puede mencionar que dichas estrategias se basaron en claro soporte institucional, un diagnóstico de la situación que prevalecía en el sector, un incremento de recursos para el fortalecimiento y actualización de la infraestructura eléctrica, la creación de entes enfocados a la planificación y control del sistema eléctrico, medidas comerciales focalizadas en incrementar la capacidad de pago de los usuarios, y medidas punitivas para los infractores.

Quizás el rasgo más distintivo tiene que ver con los esfuerzos de reducción de pérdidas mediante políticas de orden institucional y regulatorio. De forma general, dichas políticas han tendido a promover una mejor distribución de responsabilidades entre los diferentes actores de mercado y a la creación de incentivos. En la región, la implementación de incentivos de precios parece haber constituido una medida efectiva para incentivar a las empresas a reducir sus niveles de pérdidas.

Claramente, la implementación de las políticas ha sido, y será, diferente en función de las particularidades de cada contexto. Sin embargo, es esencial que estas reformas se diseñen e implementen en condiciones de rendición de cuentas, comunicación de los beneficios y, principalmente consistencia política. La predictibilidad o estabilidad de los marcos regulatorios representa un elemento subyacente indispensable para impulsar programas de inversión de largo plazo por parte de las empresas eléctricas. En caso contrario, las reformas podrían tener un impacto reducido o de naturaleza temporal.

La construcción de una credibilidad institucional no es una tarea sencilla. Se trata de un proceso a largo plazo, y puede socavarse en breves periodos de tiempo. Esto resulta evidente en el sector de infraestructura básica, dadas las grandes vulnerabilidades sociales y económicas a que se encuentran expuestos nuestros países. Simultáneamente, debe reconocerse que sin tal solidez institucional, los niveles de eficiencia y calidad de los sistemas eléctricos de la región se verán disminuidos, perjudicando a las poblaciones más vulnerables.

En línea con lo anterior, un enfoque multisectorial parece fortalecer la institucionalidad de las medidas orientadas a abordar la problemática de las pérdidas de electricidad. Por un lado, se tiene el objetivo de mejorar la infraestructura eléctrica, así como su desempeño operacional. Por el otro lado, se requiere atender a las causas que tienen los ciudadanos para conectarse de manera irregular a la red (o alterar conexiones). Por ejemplo, las campañas de catastro (y de registro de títulos de propiedad), así como las campañas sociales tienden a ser parte orgánica de los programas de reducción de pérdidas ejecutados por las empresas eléctricas. De hecho, estos se complementan con programas sociales gubernamentales establecidos a nivel nacional para atender a las necesidades energéticas de las poblaciones más vulnerables. Estos esfuerzos, entonces, involucran no sólo a las empresas eléctricas bajo una visión amplia (técnica y social) de la problemática, sino que requieren un alto nivel de coordinación con otros sectores (como las entidades nacionales de planificación territorial y de desarrollo social).

Con respecto a la operacionalización por parte de las empresas eléctricas en sus respectivas áreas de atención, se pueden apreciar también algunos factores comunes. El primer factor, y el más evidente, es que se propone la implementación de estrategias de largo plazo con planes de inversión orientados tanto a mejorar y expandir la infraestructura física como a invertir en capital humano. No hay soluciones sencillas, el controlar y reducir los niveles de pérdidas implicará largos procesos de inversión de las empresas eléctricas y, además, puede significar un proceso de *“learning-by-doing”* para su personal. Este último elemento es perfectamente válido dado que el problema de pérdidas envuelve una complejidad social y dichas inversiones llevan consigo un proceso de modernización imprescindible para el sector. En contrapeso, los beneficios de estas inversiones pueden empezar a captarse incluso desde el corto plazo, en la forma de mejores niveles de cobranza, mayores niveles de productividad y rentabilidad.

Un segundo aspecto que merece ser destacado es la adaptabilidad de las estrategias de reducción de pérdidas a la disponibilidad de nuevas tecnologías. En el contexto actual, resulta casi inconcebible plantear un programa de mitigación de pérdidas que no contemple un proceso integral de digitalización del sistema. La creciente digitalización de los sistemas eléctricos facilita un monitoreo y control más eficiente y efectivo de los flujos de energía. La digitalización facilita entregar además otros beneficios al cliente, tales como brindar mejor información sobre consumo, y servir puntos de generación distribuida. También, innovaciones en el sector, como medidores pre-pago, permiten entregar al cliente mayor control sobre su consumo y periodicidad de pago. En general, las innovaciones tecnológicas en el sector ofrecen mayor flexibilidad para atacar las fuentes de pérdidas eléctricas.

Capítulo 6

Digitalización y el sector privado⁴⁰

- Modernización de los sistemas eléctricos
Página 115
- Rol del sector privado
Página 121
- Estudios de casos
Página 126
- Conclusiones
Página 138

40. Capítulo elaborado por Johanna Gomez Velasquez, Elizabeth Layton Herrera y David Matías.

Es ampliamente reconocido que el sector de energía ha experimentado notables cambios tecnológicos en la última década. En línea con esta tendencia global, la experiencia de sector eléctrico ha mostrado que la aparición de las nuevas tecnologías presenta oportunidades para enfrentar problemas como el de las pérdidas de electricidad de una manera costo-eficiente. Existe, sin embargo, mucho espacio por avanzar en términos de digitalización, así como en la intensificación de su uso para reducir y controlar los niveles de pérdidas. Los requerimientos de inversión a ese fin constituyen un desafío no menor. En particular, el actual contexto de elevadas tasas de interés, expectativas de bajo crecimiento económico y fuertes restricciones fiscales, pueden disminuir el apetito y la capacidad de inversión necesarias para modernizar nuestros sistemas eléctricos. Frente a este contexto, el presente capítulo se enfoca en discutir el rol y potencial del sector privado como impulsor de la modernización tecnológica en el sector eléctrico latinoamericano.

Cabe remarcar que el proceso de modernización de los sistemas eléctricos es transversal a los regímenes de propiedad de sus empresas, y que por lo tanto los procesos de digitalización no se encuentran particularmente emparentados con alguno de ellos. Sin embargo, considerando las crecientes necesidades de inversión que se anticipan en el sector eléctrico, es indudable que la participación privada deberá jugar un papel central en la aceleración de la modernización de la infraestructura. En tal sentido, el presente capítulo parte de introducir una contextualización de los desafíos presentes en la adopción y expansión tecnológica dentro del ámbito eléctrico. También se comenta sobre las principales tecnologías adoptadas y sus beneficios potenciales con respecto a los programas de reducción y control de pérdidas, para luego discutir sobre las oportunidades que ofrece la participación privada en los procesos de modernización del sector eléctrico y de reducción de pérdidas de energía. Finalmente, se describen casos prácticos de empresas privadas que, a través de la digitalización, han establecido estrategias de reducción de pérdidas.

6.1 Modernización de los sistemas eléctricos

La modernización del sector de distribución incrementa la eficiencia operacional de las empresas eléctricas resultando en una significativa disminución de las pérdidas. Sin embargo, llevar a cabo dicha modernización implica enfrentar múltiples desafíos. La incorporación de tecnologías es un proceso que se desarrolla paulatinamente y presenta complejidades, requiriendo inversiones significativas. Asimismo, la presencia de un marco regulatorio e institucional apropiado es indispensable para garantizar su implementación efectiva.

La adopción tecnológica forma parte de un proceso natural de reemplazo de redes y sistemas que se van quedando obsoletos ante las nuevas realidades y necesidades de los usuarios. Por lo tanto, es esperable que los procesos de adopción tecnológica se realicen de manera gradual, equilibrando los períodos de vida útil de los activos, el desarrollo de nuevas tecnologías y la capacidad de adoptarlas. Este proceso, más allá de ser gradual, debe ser constante, asegurando una evolución continua en función de las exigencias del mercado y los avances tecnológicos.

La modernización, si bien es un proceso a largo plazo, puede resultar compleja en su implementación. Esta no solo implica la inversión en el despliegue de nuevo equipamiento, sino también la actualización de software y la capacitación del talento humano para extraer el máximo beneficio. Por ejemplo, las tecnologías que han emergido y sido adoptadas crecientemente por las empresas eléctricas se relacionan principalmente con aquellas de gestión de los flujos de energía transportada. Esto implica en gran medida inversiones en activos físicos, como la medición inteligente, pero también inversiones en software para su administración (AIE, 2017; Wolak y Hardman, 2021). Es decir, la utilidad del despliegue de activos físicos de última generación dependerá de la capacidad de la empresa para gestionar la infor-

mación que dichos activos generen, lo que representa un activo intangible de creciente valor en la industria.

Por ello, al abordar la planificación de la modernización de los sistemas eléctricos, la magnitud y velocidad de las inversiones constituyen temas centrales. Ambos factores, magnitud y velocidad, se encuentran estrechamente vinculados con la capacidad de inversión, de endeudamiento y de ejecución de las empresas eléctricas. Al tratarse de procesos intensivos de formación de capital, con horizontes de largo plazo entre sus procesos de implementación/construcción hasta su operación (y recuperación de la inversión); ellos requieren un perfil de financiamiento —y de inversores— con plazos adecuados y con capacidad de invertir grandes cantidades de manera consistente a las necesidades de la infraestructura.

Entre otros criterios clave que facilitan los procesos de modernización y digitalización incluyen la escalabilidad, solidez (tecnologías con trayectoria comprobada) y la factibilidad de aplicación y uso en los contextos donde operan las empresas eléctricas. Estos criterios pueden reducir el riesgo tecnológico al simplificar la implementación. Sin embargo, es importante destacar que, incluso cuando estos criterios se cumplen adecuadamente, el entorno de mercado y las condiciones regulatorias pueden influir en el impulso a las inversiones.

Todas estas características condicionan fuertemente cómo y en qué medida pueden darse los procesos de modernización. Por ejemplo, como es lógico en un contexto de brechas significativas de inversión, el sub-sector eléctrico latinoamericano se ha caracterizado más por adoptar tecnologías en un estado avanzado de madurez que por apostar a innovaciones en la industria. Asimismo, no es sorprendente que la inversión en investigación y desarrollo (I&D) en las empresas de transmisión y distribución de electricidad de la región ha sido comparativamente baja.⁴¹

41. Por ejemplo, de acuerdo a los datos del Presupuesto de Investigación, Desarrollo e Innovación Energética (“Energy RD&D Budget”) de la Agencia Internacional de Energía (IEA), se observa que durante el período comprendido entre 2015 y 2020, tanto los gobiernos de Chile como México invirtieron en promedio en Investigación, Desarrollo y Demostración (RD&D) en el ámbito energético un 0.02% y 0.09% de su Producto Interno Bruto (PIB) respectivamente. Contrariamente, ciertos países con altos ingresos destinaron más del 0.3% de su PIB a estas mismas áreas. Entre estos, destacan Alemania, Austria, Bélgica, Finlandia, Francia, Estados Unidos y Reino Unido.

Entonces, resulta una tendencia, esencialmente reactiva a los avances tecnológicos, que se ve exacerbada por la necesidad de adaptar estas tecnologías a condiciones locales específicas. Esto genera un cierto retraso en la digitalización del sector. Por lo tanto, es latente la preocupación sobre si el ritmo de adopción tecnológica en el sector eléctrico podrá satisfacer la necesidad de integrar innovaciones, como las destinadas a abordar la problemática de las pérdidas de energía.

Uso de nuevas tecnologías para la reducción y control de las pérdidas

La digitalización en el sector de distribución eléctrica contribuye significativamente a minimizar las pérdidas eléctricas a través de la reducción de costos y la mejora de la eficiencia operativa. Esta mejora se intensifica con nuevas tecnologías que perfeccionan la medición del consumo, optimizan la gestión energética y detectan anomalías con mayor eficacia. Además, de reducir los niveles de pérdidas, la calidad de servicio también se ve beneficiada de la modernización de la infraestructura de transporte de energía. Esto no solo mejora la eficiencia operativa del sistema, sino que también facilita la integración de fuen-

tes de energía distribuida y la adopción de estrategias para gestionar la demanda, como las tarifas basadas en el tiempo de uso (Wolak y Hardman, 2021).

La adopción de tecnologías emergentes, como las destacadas en la Figura 6.1, junto con el uso intensivo de datos, está transformando el sector eléctrico con el desarrollo de redes más inteligentes. Estas innovaciones, más allá de mejorar la gestión del voltaje y la demanda, permiten minimizar las pérdidas eléctricas, tanto técnicas como no técnicas. La combinación de herramientas digitales y dispositivos avanzados asegura una coordinación efectiva y en tiempo real de los activos de distribución y transmisión (Department of Energy, 2022; Levy *et al.*, 2023). Esta optimización resulta en una red eléctrica más resiliente, capaz de responder prontamente a variaciones en la demanda, y más eficaz al identificar y corregir áreas problemáticas, mejorando así la eficiencia del sistema eléctrico.

Entre las tecnologías del lado del consumidor se encuentran los medidores inteligentes como los Medidores Avanzados de Infraestructura (AMI) y los medidores prepagos. Los AMI, en particular, tienen la capacidad de recabar grandes cantidades de datos de los consumidores. Esta recolección masiva de datos genera un flujo constante de información que, correctamente analizada, puede generar

insights valiosos para la gestión de la red. Al integrar estos datos con la información de los sistemas de distribución, se pueden emplear técnicas avanzadas de análisis de datos, identificando anomalías en el consumo energético y detectando áreas de optimización en la distribución. El resultado final de la implementación de estas tecnologías es una mejora integral de la red eléctrica. Se logra una reducción notable de las pérdidas, una mejora en la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, y una mayor eficiencia en la distribución de energía (Alvarez-Alonso *et al.*, 2023).

En el caso de los medidores pre-pago, ellos constituyen un ejemplo de la adaptación de los avances tecnológicos a las características que presentan los usuarios. En su forma más básica, los medidores pre-pago habilitan un modelo de *pay-as-you-go* en el cual, donde el lugar de pagar después de haberse realizado, el consumo se paga antes. Este modelo otorga flexibilidad al usuario en tanto permite le permite elegir su nivel de consumo en función de su disponibilidad presupuestaria. Este esquema de facturación potencialmente fomenta el ahorro y la conciencia en el consumo entre los usuarios (Kambule *et al.*, 2018). Otras ventajas significativas incluyen que el servicio está exento de cargos por desconexiones o reconexiones, garantizando además una reconexión instantánea sin lapsos de espera.

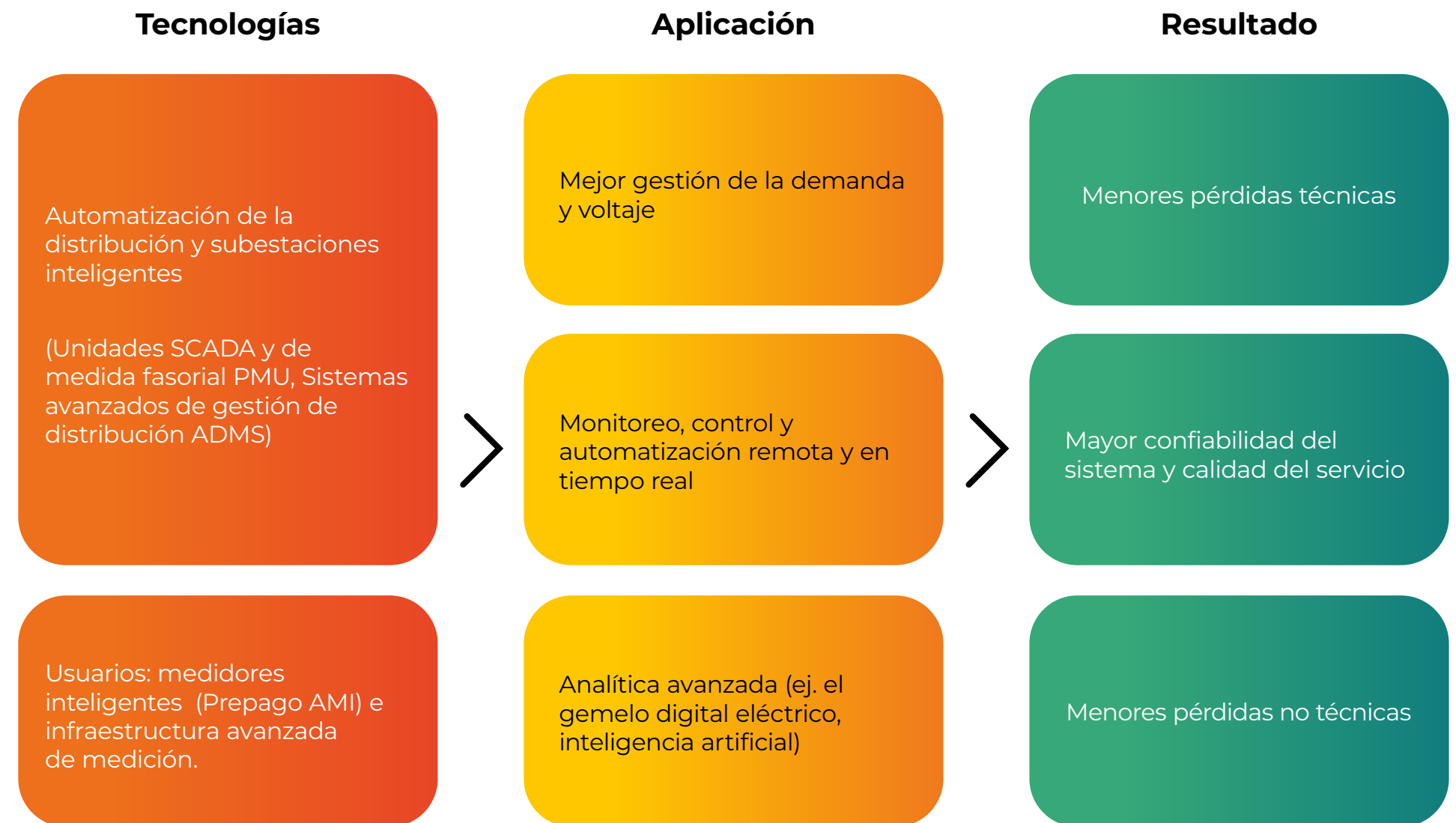
Un beneficio adicional es que no se requiere que el consumidor efectúe depósitos, aligerando así su carga financiera. Por otro lado, también puede generar ahorros para las empresas de servicios públicos, al eliminar la necesidad de lecturas de medidores, la entrega de facturas y la gestión de cobros, los costos de monitoreo se ven considerablemente reducidos.⁴²

El aspecto crítico para la operación de estos sistemas es la capacidad de comunicación entre miles de procesadores, lo que plantea la necesidad de que los sistemas tengan la capacidad de interconectar diferentes protocolos y tecnologías, con altos niveles de fiabilidad. Es decir, la utilidad de la nueva infraestructura dependerá de la capacidad informativa y de conocimiento de análisis de datos. En el Recuadro 6.1 se presenta una herramienta innovadora desarrollada por el Grupo BID para emplear modelos de análisis avanzados con el objetivo de mitigar eficazmente las pérdidas eléctricas.⁴³

42. Cabe mencionar que en el caso de clientes de bajos ingresos, ellos se encuentran sujetos a tarifas eléctricas más bajas.

43. Esta herramienta se encuentra en Code for Development, una iniciativa que proporciona una plataforma para compartir software de código abierto y otros recursos y para conectarse con diversos colaboradores que apoyan la visión de que el software es un bien público del Grupo BID.

Figura 6.1 Ejemplos de innovaciones tecnológicas para reducir las pérdidas eléctricas y mejorar la calidad de servicio



Fuente: Elaboración propia basado en Alvarez-Alonso *et al.*, (2023), IEA (2023a), Department of Energy (2022).

Nota: Para obtener un análisis más exhaustivo de las innovaciones tecnológicas emergentes en el sector eléctrico, se recomienda revisar las siguientes referencias clave: Alvarez-Alonso *et al.*, (2023), el informe de la Agencia Internacional de Energía (2017), y el reporte del Departamento de Energía de los Estados Unidos (2022), que ofrece una visión detallada sobre las innovaciones emergentes en el sector distribución en Estados Unidos.

Recuadro 6.1

Energizados – programa de análisis de datos para minimizar las pérdidas energéticas⁴⁴

El progreso tecnológico ha permitido la utilización de los datos en modelos de análisis más avanzados como el Aprendizaje Automático (*Machine Learning*). Esta herramienta, aplicada en sectores variados para enfrentar desafíos como la detección de fraudes financieros, también ha encontrado relevancia en el sector eléctrico, especialmente en la identificación de robos de energía. A pesar del potencial de estas tecnologías para analizar informa-

ción de medidores y redes inteligentes, en Latinoamérica y el Caribe su adopción aún es inicial. En este contexto, el proyecto “Energizados” busca abordar las pérdidas eléctricas en empresas de la región, donde la adopción de medidores avanzados está emergiendo y los datos, como el consumo diario, todavía son limitados.

Energizados es una solución fundamentada en aprendizaje automático diseñada para detectar y disminuir las pérdidas no técnicas, acortando los tiempos de regularización y potenciando la precisión en la identificación de fraudes. Esta solución, gestada por el Banco Interamericano de Desarrollo, ha demostrado resultados alentadores, indicando que los modelos aplicados podrían ser útiles para los países de la región. La aplicación de algoritmos de aprendizaje automático ha permitido a las empresas optimizar la gestión de sus equipos para resolver los casos de robo de energía, superando las limitaciones del sistema anterior que repetidamente enviaba equipos a las mismas zonas urbanas.

La empresa EEGSA puso a prueba este modelo, utilizando datos históricos de consumo de sus usuarios

para identificar variables predictoras de potencial fraude, y aplicó diversos modelos de Machine Learning. Posteriormente, se llevaron a cabo pruebas de campo para evaluar la tasa de asertividad, es decir, cuántos de los casos identificados como potencialmente fraudulentos por “Energizados” realmente lo eran. De más de 5,300 usuarios analizados, “Energizados” detectó fraude en el 1.52% de los casos. Esta tasa se compara favorablemente con el proceso histórico de detección de fraudes de EEGSA, que es del 1.42%. Además, la detección con “Energizados” resultó en la recuperación de más de 353,000kWh de energía eléctrica y la identificación geográfica de nuevos lugares de fraude. Al traducir este consumo de energía a valores monetarios, y considerando el bajo costo de implementación de “Energizados” la relación costo-beneficio del proyecto fue de 2.88, es decir, se recuperó aproximadamente el triple del costo de implementación.

44. Para obtener un análisis más detallado de la herramienta ‘Energizados’, se recomienda consultar el estudio realizado por Giraldo *et al.*, (2022).

Digitalización y cambio climático

El cambio climático introduce desafíos adicionales en la modernización de la infraestructura, conduciendo a la necesidad de incrementar la resiliencia de las redes eléctricas. El IPCC (2023) señala un incremento en la frecuencia e intensidad de desastres naturales, como olas de calor, intensas lluvias, sequías y ciclones.⁴⁵ Ante este panorama, las redes eléctricas, diseñadas y construidas hace décadas, enfrentan presiones crecientes debido a su inherente vulnerabilidad. Estos sistemas, concebidos para un clima diferente, enfrentarán a lo largo de su vida operativa condiciones meteorológicas más extremas, lo que puede comprometer su capacidad para atender la demanda de energía.

Esta situación resalta la importancia de minimizar potenciales daños y garantizar la continuidad del suministro eléctrico. En este contexto, la digitalización emerge no solo como medio para mejorar la calidad del servicio y reducir pérdidas, sino también para for-

talear la resiliencia de las redes eléctricas ante los impactos climáticos.⁴⁶ Mediante la adopción de tecnologías digitales, incluyendo herramientas de simulación y modelado, se optimiza la planificación estratégica, permitiendo a la red resistir mejor los efectos del cambio climático (AIE, 2023a). Asimismo, para garantizar un suministro eléctrico ininterrumpido y confiable, es fundamental gestionar y renovar activos, como reemplazar equipos obsoletos.

Integrar la resiliencia climática en la planificación, operación y mantenimiento de sistemas eléctricos muchas veces coincide con estrategias dirigidas a reducir pérdidas. Es esencial que las empresas eléctricas identifiquen soluciones que sean coste-eficientes y que atiendan múltiples desafíos, como la reducción de pérdidas y la mejora en la calidad del servicio (AIE, 2021). La colaboración entre distintos niveles de gobierno, el sector privado y otras entidades es crucial para desarrollar y seleccionar las mejores estrategias de resiliencia (Department of Energy, 2022). Esta colaboración, complementada con la cooperación internacional y el intercambio de conocimientos,

puede establecer estándares y prácticas comunes, impulsando la innovación y optimizando costos. Este esfuerzo conjunto facilitará la modernización de las redes, preparándolas mejor frente a eventos climáticos extremos.

45. Los eventos climáticos extremos elevan la vulnerabilidad del suministro energético, incrementando las interrupciones y, en consecuencia, obstaculizando el progreso hacia la realización del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7, que busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

46. Dentro del contexto de la industria eléctrica, la resiliencia se conceptualiza como la capacidad de un sistema de energía para resistir interrupciones, manteniendo el flujo de suministro eléctrico a los consumidores. Un sistema demostrará ser resiliente frente al cambio climático si puede recuperarse rápidamente tras sufrir eventos climáticos extremos como huracanes, sequías, olas de calor, inundaciones, entre otros.

6.2 Rol del sector privado

La digitalización del sector eléctrico, sumada a la urgencia de cumplir con los objetivos ambientales, requiere movilizar grandes sumas de recursos, que necesitan ser financiadas tanto por el sector público como por el privado. Dado el panorama de restricciones fiscales en América Latina y el Caribe, es necesario ampliar el financiamiento privado en infraestructura para cerrar las brechas de infraestructura (Powell y Valencia, 2023). Impulsar la inversión del sector privado no solo aliviará la carga fiscal, sino que también contribuirá a subsanar las insuficiencias en inversión en infraestructura que aún prevalecen en la región.

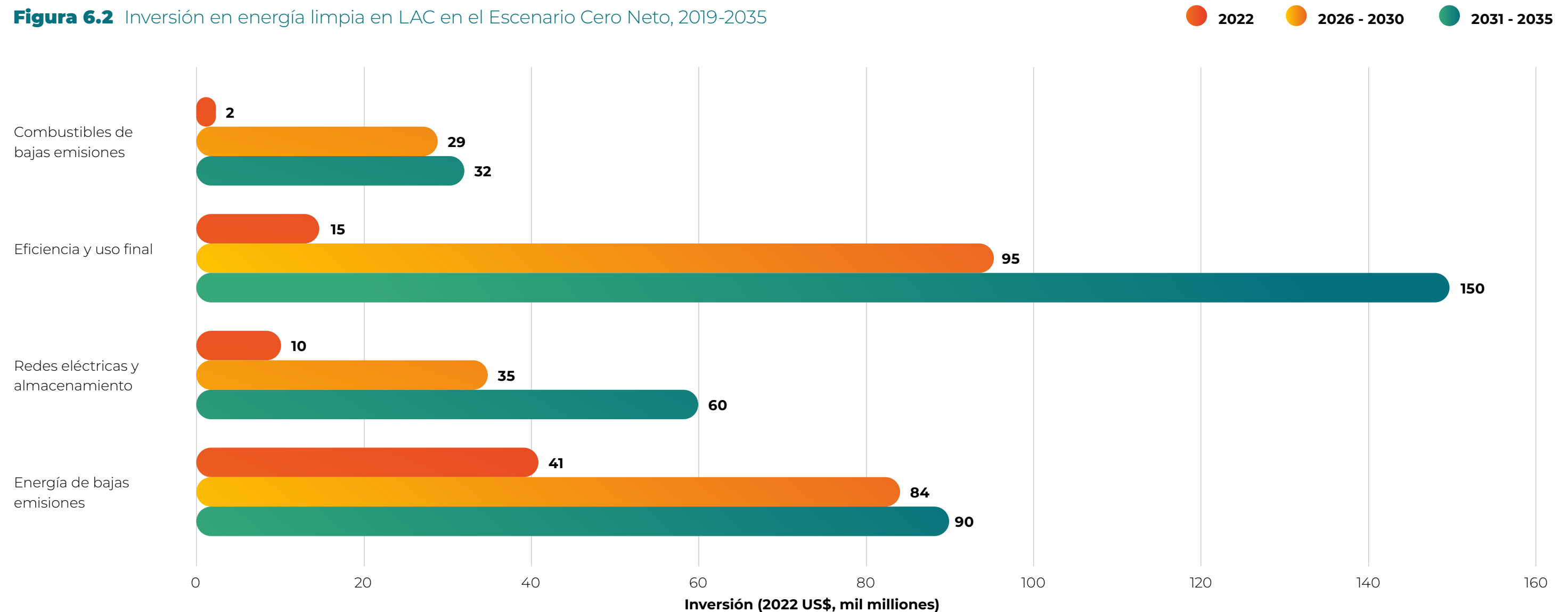
El sector de distribución se distingue por su necesidad intrínseca de grandes inversiones de capital destinadas a la renovación, modernización y expansión de su infraestructura. Por ejemplo, durante el año 2019, más del 50% de los gastos incurridos por las compañías de distribución en Estados Unidos se destinaron hacia estos rubros.⁴⁷ Sin embargo, muchas empresas eléctricas en economías en

desarrollo no cuentan con la capacidad de realizar tales inversiones, ya que se encuentran en situaciones financieras que no son sostenibles a largo plazo. En gran medida, esto se debe a que las tarifas establecidas por el consumo eléctrico rara vez reflejan el coste real de proveer dicho servicio (Foster y Rana, 2019).⁴⁸

En este sentido, la capacidad de las economías en desarrollo de movilizar recursos financieros para modernizar su infraestructura constituirá un factor determinante para construir un sector eléctrico más limpio, moderno y resiliente. Como se mostró en el Capítulo 3, las regiones en desarrollo ostentan los niveles de eficiencia más bajos en el sistema de transporte de energía eléctrica, implicando la necesidad de invertir significativamente en sus infraestructuras. En este sentido, para alinear la satisfacción de las necesidades energéticas crecientes con los objetivos del Acuerdo de París, es esencial aumentar la inversión anual en energía limpia.⁴⁹ En 2022, América Latina y el Caribe invirtió 66 mil millones de dólares en este rubro (véase Figura 6.2), pero para alcanzar la meta de Cero Emisiones Netas en 2050, la inversión debe cuadruplicarse, llegando a 243 mil millones de dólares anuales en la presente década (AIE, 2023b). Esta inversión deberá dirigirse en gran parte a la distribución y almacenamiento de energía (alrededor del 15%) y se estima que deberá aumentar de 3 a 6 veces su valor actual para lograr las metas de cero emisiones.

-
47. Durante el año analizado, las empresas distribuidoras incurrieron en gastos que totalizaron 57,400 millones de dólares (EIA, 2021). De este montante, un considerable monto de \$31,4 mil millones fue específicamente destinado a gastos de capital. Por otra parte, 14,600 millones de dólares se canalizaron hacia las operaciones y mantenimiento (O&M) y 11,500 millones de dólares se asignaron a gastos relacionados con los clientes. Esta cifra engloba áreas como publicidad, procesos de facturación y la atención y servicio al cliente.
48. Foster y Rana (2019) utilizando una muestra de países en desarrollo muestran que las empresas privadas, en comparación con sus contrapartes públicas, logran una mejor recuperación de costos y una mejor eficiencia en la distribución eléctrica. Cabe resaltar que no todas las empresas privadas han tenido un mejor desempeño, siendo el contexto del país un mayor determinante de los resultados de las empresas.
49. Por energía limpia AIE se refiere a una gama de tecnologías eficientes, de baja o nula emisión y la infraestructura necesaria que puede poner a los países en un camino consistente para alcanzar los ODS relacionados con la energía y objetivos de descarbonización a más largo plazo, como emisiones netas cero para 2050.

Figura 6.2 Inversión en energía limpia en LAC en el Escenario Cero Neto, 2019-2035



Fuente: AIE (2023b).

Nota: El Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (NZE) es un escenario propuesto por la Agencia Internacional de Energía que ilustra las acciones necesarias para que el sector energético global alcance cero emisiones netas de CO₂ para el año 2050. Este escenario también se propone minimizar las emisiones de metano provenientes del sector energético y establece acciones concretas relacionadas con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas vinculados a la energía. Energía de bajas emisiones, que incluye energías renovables y nuclear. La inversión en redes eléctricas y almacenamiento es aquella asociada a las inversiones de bajas emisiones. Combustibles de bajas emisiones se refiere principalmente a biocombustibles sostenibles, hidrógeno de bajas emisiones y CCUS e infraestructura relacionada. Eficiencia y uso final se refiere a las mejoras en la eficiencia energética y descarbonización de los sectores de uso final, como el transporte, la industria y los edificios.

La transición hacia una energía limpia a la escala requerida exigirá un fortalecimiento de la inversión tanto pública como privada. Ante el estrés fiscal creciente, la inversión privada es esencial para la adquisición de recursos y modernización tecnológica. De hecho, de acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, se proyecta que alrededor del 70% de los recursos necesarios para que LAC alcance las metas del Escenario Cero Neto deberán provenir del sector privado. Esta proyección subraya la importancia estratégica del sector privado en la intensificación de los esfuerzos dirigidos a modernizar y digitalizar las infraestructuras de las redes eléctricas.

La movilización de recursos financieros, en particular del sector privado, para la modernización del sector eléctrico, demanda una estrategia integral. Esta debe entrelazar reformas políticas, fortalecimiento de marcos institucionales y regulatorios, y la implementación de herramientas para la mitigación de riesgos. Estos mecanismos tienen el desafío dual de atender las crecientes demandas de infraestructura en términos de volumen y calidad, y garantizar, paralelamente, la provisión de servicios a costos competitivos y asequibles para el consumidor (Yépez-García *et al.*, 2022). El papel del sector público se consolida como un facilitador de la inversión privada, impulsando colaboraciones con el sector privado y estableciendo un marco institucional y regulatorio sólido para el sector eléctrico. Por ejemplo, el fortalecimiento y

adecuación de las Asociaciones Público-Privadas (APP) implica una revisión y fortalecimiento de la legislación vigente, la reconfiguración de estructuras institucionales y la creación de unidades especializadas en la gestión de APPs (AIE, 2023b; Yépez-García *et al.*, 2022).

Sobre la base de un marco regulatorio adecuado, las inversiones privadas no solo constituyen un medio efectivo de expandir y acelerar los procesos de modernización de las redes eléctricas, sino que resulta imperativa dada la ineludible necesidad de efectuar nuevas inyecciones de capital en la industria. En este contexto, cabe remarcar que la implementación de estos procesos de inversión se enmarca en planes plurianuales que asumen grandes cantidades de inversión de forma continua durante largos periodos de tiempo. Por ello, es necesario contar con actores con fuerte solvencia y liquidez en los mercados de energía.

En América Latina y el Caribe, la articulación de marcos regulatorios robustos para la modernización del sector eléctrico está posicionándose en algunos países como una prioridad estratégica.⁵⁰ Esta tendencia refleja un reconocimiento de la importancia de adaptarse a las dinámicas globales y tecnológicas del momento. En varios países de la región, estas regulaciones no sólo buscan establecer metas, sino también ofrecer incentivos para acelerar la inversión en nuevos activos energéticos. Por

ejemplo, el Recuadro 6.2 muestra el caso en donde el regulador en Colombia ha establecido metas que han favorecido la penetración de medidores inteligentes y medidores prepago.

50. Por ejemplo, ver el estudio “Análisis y propuesta de mejora al marco regulatorio chileno para la Digitalización del Sector Energía”. En este estudio se desarrolla un plan para la digitalización de redes inteligentes, industria y usuarios en Chile, enfocándose especialmente en las redes de transmisión y distribución eléctrica, abarcando aspectos tecnológicos y regulatorios. En Argentina, el documento “Lineamientos para el desarrollo integral y sostenible del sector eléctrico al corto y mediano plazo” propone actualizar y estandarizar los marcos regulatorios. Esto con el objetivo de integrar tecnologías disruptivas al sector, tales como la electromovilidad, la digitalización y los medidores inteligentes. En Costa Rica, la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes tiene como objetivo desarrollar un sistema de redes eléctricas flexible y moderno. Esta estrategia se centra en emplear innovaciones tecnológicas para incrementar la eficiencia y fomentar la descarbonización, como medidas para enfrentar el cambio climático y promover una transición hacia una economía más sostenible y verde.

Recuadro 6.2

Impulsando la digitalización del sistema eléctrico mediante marcos regulatorios adecuados en Colombia⁵¹

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha implementado políticas para incentivar la instalación de medidores eléctricos. La Comisión ha establecido condiciones⁵² para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como metas para el progreso de la instalación de AMI, incluyendo un objetivo mínimo de 75% usuarios conectados con AMI en el mercado de comercialización en el SIN para el año 2030. Con estas medidas se espera lograr los siguientes beneficios:

- 1 Gestión efectiva de la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.
- 2 Posibilidad de desconexión remota en caso de falta de pago o de conexión ilegal.
- 3 Mejora de la calidad del servicio a través del monitoreo, control de los sistemas de distribución.
- 4 Fomento de la eficiencia en los costos de prestación del servicio de energía.
- 5 Facilitación de esquemas de tarificación horaria y en consecuencia precios de energía menores.

Se observa que a partir de la implementación de la regulación se ha acelerado la digitalización del consumo eléctrico en el país. En el 2018, se contaba con 150 mil medidores, mientras que en el 2021 se ha alcanzado un poco más de 500 mil medidores. A pesar de ello, se considera que el porcentaje es relativamente bajo respecto a la meta establecida hacia 2030, siendo que solo en torno al 3% de usuarios del SIN tienen medidores inteligentes (ver Figura 6.1.1).

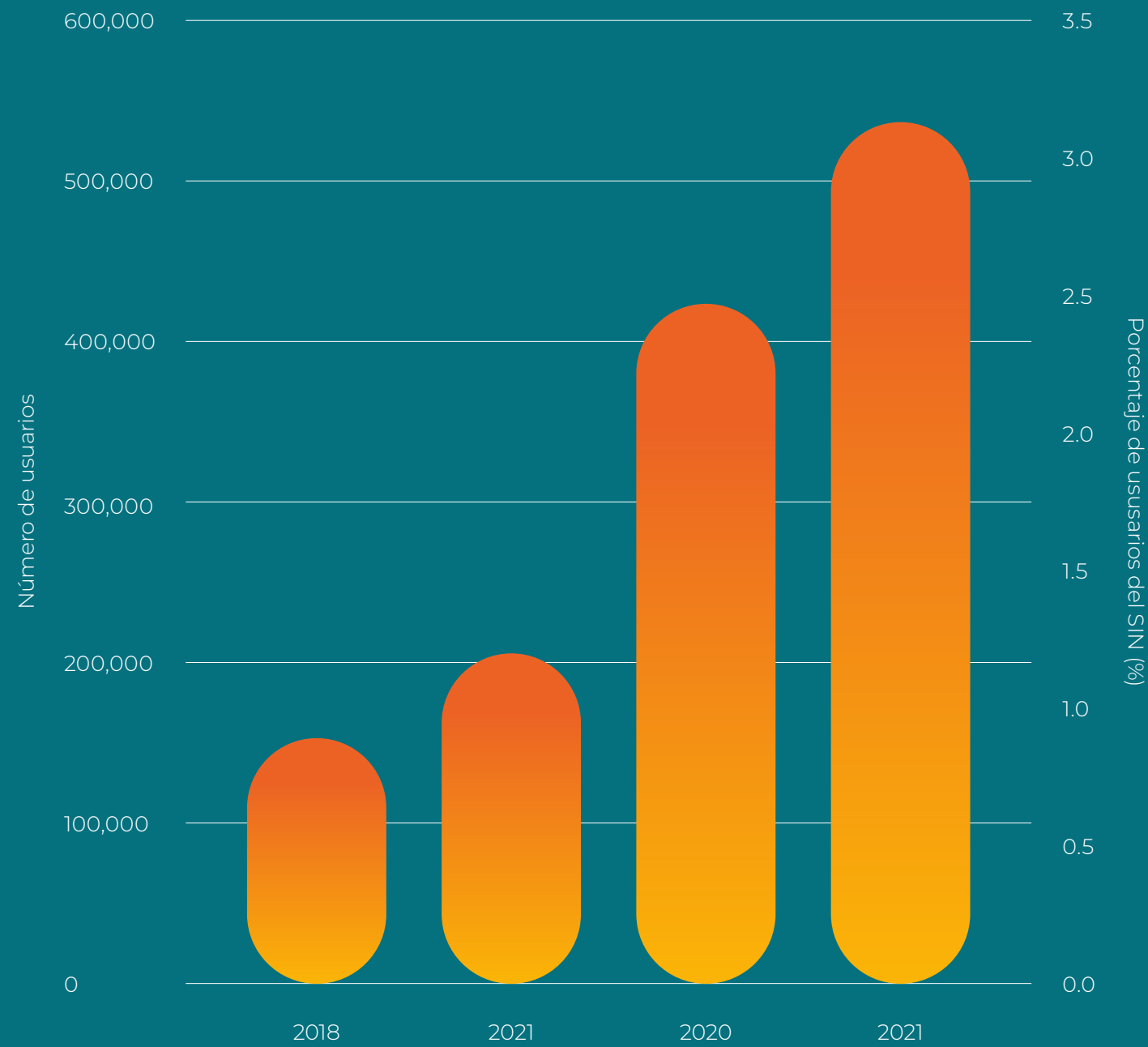
Es interesante también notar que el despliegue de medidores modernos se ha orientado principalmente al sector residencial y a los sectores más vulnerables, lo cual es con-

sistente con la función de reducir y controlar las pérdidas de energía. Efectivamente, en el 2021, el 89% se orientó hacia el sector residencial, mientras que el 11% restante se destinó al sector no residencial, con una concentración notable en el sector comercial. Los proyectos de instalación de medidores modernos han tenido un enfoque estratégico en los estratos socioeconómicos de menor ingreso en Colombia con el fin de superar problemas de medición y monitoreo. La Figura 6.2.2 ilustra que aproximadamente el 75% de los medidores inteligentes se han instalado en los tres primeros estratos socioeconómicos. Asimismo, la medición prepaga se implementa casi exclusivamente en los estratos socioeconómicos de menores ingresos. Esta estrategia resulta especialmente eficaz para reducir las pérdidas energéticas, al minimizar la necesidad de vigilancia en hogares donde la probabilidad de incumplimiento en el pago del servicio eléctrico puede ser más alta.

51. Basado en Superservicios (2022a, 2022b).

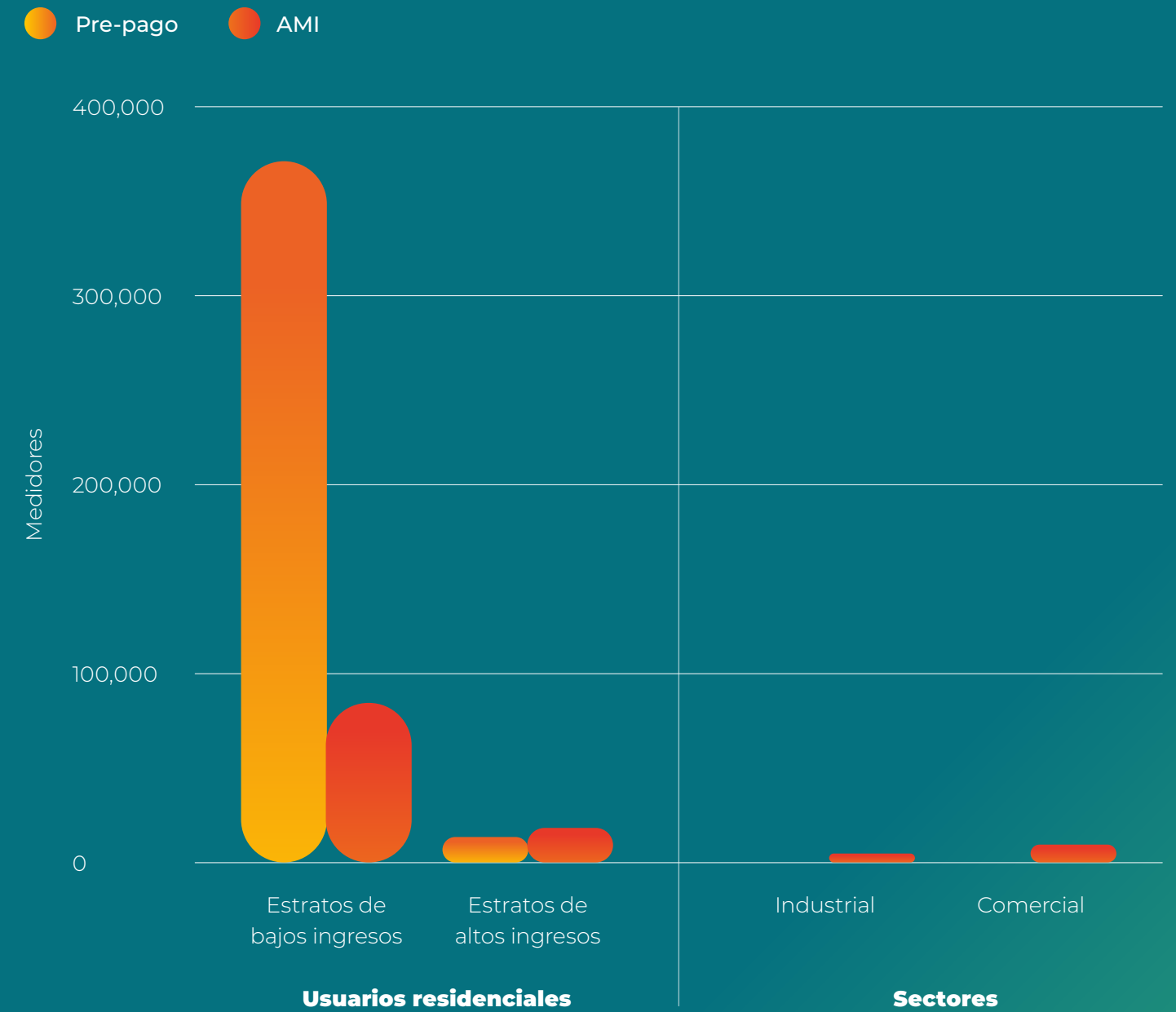
52. Con las regulaciones más recientes - Ley 2099 de 2021, Resolución CREG-175 de 2020, 101-1 de 2022, y Resolución 40072 de 2028, y Ley 2294 de 2023.

Figura 6.1.1 Evolución de la implementación de AMI en Colombia, 2019-2021



Fuente: superservicios (2022a).

Figura 6.1.2 Distribución de medidores AMI y prepago por sector en Colombia, 2021



Fuente: Elaboración propia con datos de superservicios (2022a).

Nota: Estratos de bajos ingresos incluye los estratos 1, 2 y 3. Mientras que los estratos de altos ingresos incluyen estratos 4, 5 y 6.

6.3 Estudios de casos

En la siguiente sección, mostramos una serie de estudios de caso de distintas empresas de distribución de energía privadas en países como Panamá, Colombia, Chile y Argentina. Estas empresas, cada una enmarcada en su contexto y realidad particulares, están impulsando la modernización del sector, sustentadas por los marcos regulatorios en los que operan y en algunos casos apalancándose de incentivos que estimulan la innovación y la eficiencia operativa. Su estrategia fundamental para la reducción de pérdidas se centra en la digitalización del sector, que engloba desde la implementación de infraestructuras avanzadas de medición hasta el empleo de análisis de datos sofisticados para optimizar las operaciones y el mantenimiento de la red. A través de la evaluación de estos estudios de caso, procuraremos mostrar cómo el sector está capitalizando las oportunidades que ofrecen las tecnologías emergentes para transformar la provisión de energía, minimizar las

pérdidas y, en última instancia, proporcionar un servicio energético más eficiente, sostenible y de mayor calidad a los usuarios. Destacamos, en particular, dos casos en los que BID Invest está financiando los procesos de modernización del sistema eléctrico.

ENSA, Panamá⁵³

En Panamá, tres empresas se encargan de la distribución y comercialización de electricidad. De acuerdo con la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) de Panamá, en 2022, las pérdidas totales en el sector de distribución ascendieron a 1,735 GWh, lo que representa el 19.6% de la energía total adquirida por estas empresas. Entre ellas, Elektra Noreste (ENSA) destaca por su volumen de electricidad distribuido, número de clientes y área de servicio. ENSA suministra electricidad a aproximadamente el 42% de la población, lo que equivale a cerca de 2 millones de personas. Su concesión incluye un segmento significativo de la población con ingresos vulnerables. Como ejemplo, cerca de 93,600 clientes se benefi-

ciaron de los subsidios gubernamentales en 2021, implementados para mitigar el impacto económico de la pandemia en las familias más vulnerables. Según información proporcionada por la empresa, el valor monetario de las pérdidas eléctricas, durante 2021 y 2022, ascendieron a alrededor de US\$5 millones mensuales, de los cuales los montos no reconocidos en las tarifas y que por tanto deben ser absorbidos por la empresa son en torno a US\$1.0 millones por mes. Esto representa un costo de oportunidad considerable, ya que la eliminación de estas pérdidas podría incrementar los ingresos que podrían ser destinados a cubrir gastos operativos o a la realización de inversiones en mejoras de la infraestructura.

53. Basados en memorias anuales de la empresa.

En el país, ENSA ha invertido anualmente US\$55 millones en gastos de capital (CAPEX) durante los últimos cuatro años y espera mantener este ritmo de inversión para el periodo 2023-2025. Un desafío significativo para abordar el problema de pérdidas de la empresa reside en asegurar el financiamiento adecuado para la implementación de estrategias y programas para minimizar los costos de este problema. En este contexto, BID Invest proporcionará financiamiento parcial para cubrir las necesidades de inversión de la empresa en los próximos años, con el objetivo de cubrir las brechas de financiamiento para la modernización y expansión de las redes eléctricas.

Las inversiones de capital financiadas por el BID Invest (US\$ 100 millones) constituyen una estrategia para aumentar el acceso a los servicios de electricidad en la red; sostener una adecuada calidad de los servicios eléctricos; y reducir las pérdidas de electricidad. La experiencia de ENSA permite apreciar la constancia necesaria en la implementación de inversiones para mejorar los sistemas eléctricos para controlar los niveles de pérdidas en niveles relativamente saludables, así como la dificultad de alcanzar niveles de eficiencia mayores a

partir de ellos. De este modo, como resultado del plan de inversión interanual, se anticipa una reducción de las pérdidas eléctricas desde un 10.32% en 2022 hasta un 9.97% en 2026 (ver Figura 6.3).

La estrategia diseñada para alcanzar esta reducción y control de pérdidas está orientada a minimizar la vulnerabilidad de la infraestructura ante acciones fraudulentas y a ofrecer a los usuarios ilegales una alternativa de suministro que les sea conveniente. Las siguientes acciones se incluyen en dicha estrategia:

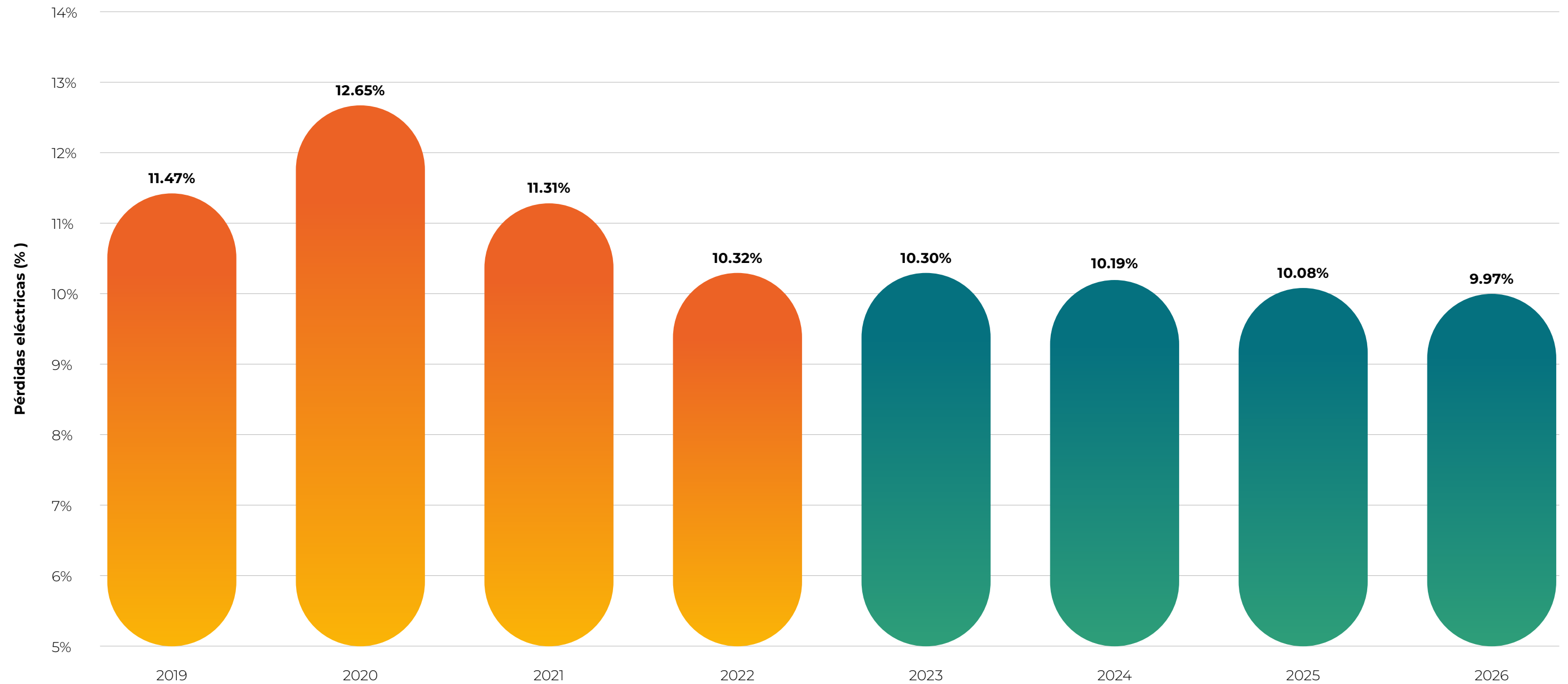
- 1 La expansión y mejoras de las redes de distribución.** Incluye inversiones para ampliar y mejorar conexiones, todo lo cual espera derivar en el sostenimiento de una adecuada calidad del servicio eléctrico para todos los usuarios. Como se discutió en el Capítulo 4, la calidad del servicio eléctrico está estrechamente vinculada a los niveles de pérdidas eléctricas.
- 2 Medidores inteligentes y prepagos.** La empresa espera continuar expandiendo este tipo de tecnología de medición como parte de su plan de mo-

dernización de su red de distribución. La medición inteligente se refiere a equipos con capacidad de comunicación a través del sistema/programa de supervisión, control y adquisición de datos a clientes con demanda superior a 100 kW. En el caso de medidores prepago, la empresa también está haciendo una inversión intensiva en su instalación como parte de su estrategia de reducir pérdidas no técnicas, a la vez de favorecer el uso eficiente de energía y reducir el porcentaje de morosidad. En 2022, la empresa cuenta con 7,757 medidores inteligentes que reportan datos al centro de control y sumó 22,498 clientes al servicio de energía bajo modalidad prepago.

- 3 Mejoras en tecnología e innovación.** La empresa planea digitalizar su red eléctrica para alcanzar una red más eficiente y con mayor control acerca de los pagos de servicios. En la operacionalización de la digitalización del sistema eléctrica se destaca la realización de un mayor número de inspecciones con nuevas técnicas de *machine learning* y la implementación de un nuevo modelo de vecindad lógica.

Figura 6.3 Niveles y proyecciones de pérdidas eléctricas en la distribución de ENSA, 2019-2026.

● Pérdidas eléctricas ● Estimaciones de pérdidas eléctricas



Fuente: Elaboración propia con base a los informes de sostenibilidad de ENSA e información proporcionada por la empresa. El porcentaje de pérdidas tiene en cuenta las ventas grandes clientes.

AIR-E S.A.S. E.S.P., Colombia⁵⁴

Electricaribe (ECA), una empresa colombiana de distribución y comercialización de energía eléctrica se enfrentaba a un escenario en el que no podía asegurar una prestación continua y de alta calidad como prestador del servicio para sus usuarios finales. Esta situación se debía a una serie de factores adversos, incluyendo la debilidad de su infraestructura, interrupciones frecuentes en el servicio y una crisis financiera inminente. Ante esta problemática, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia (SSPD) decidió intervenir e inició un proceso de vinculación de inversionistas para reasignar la operación de los sistemas de Distribución Local, Trasmisión Regional y Comercialización de Energía Eléctrica, atendido por ECA en los departamentos de Atlántico, Bolívar, Córdoba, Cesar, La Guajira, Magdalena y Sucre. Como resultado de este proceso, el mercado de ECA se dividió en dos zonas geográficas: una denominada CaribeSol integrada por los departamentos de Atlántico, La Guajira y Magdalena la otra denominada CaribeMar integrada por los departamentos de Bolívar, Cesar, Córdoba y Sucre.

En Marzo de 2020, en virtud de la implementación de la solución empresarial, se adjudicó al Consorcio ener-

gía de la Costa; integrado por Latín American Capital Corp y Empresa de Energía de Pereira, el mercado de Distribución y Comercialización de CaribeSol para que fuera operado por la empresa Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. hoy AIR-E S.A.S. E.S.P. (AIR-E).

AIR-E inició operaciones el 01 de octubre, garantizando así la continuidad en la prestación del servicio eléctrico en la región del Caribe en los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira en la costa norte de Colombia, brindando servicio a aproximadamente 1.25 millones de usuarios en 2021. Dentro de las estadísticas socio-demográficas de la zona operada por AIR-E, el 73% de sus usuarios pertenecen a los estratos de ingresos más bajos, identificados como estratos 1 a 3 en el sistema de precios de servicios de electricidad del país. Dada la vulnerabilidad económica de estos usuarios, estos reciben subsidios que cubren del 15% al 60% del costo unitario de la electricidad. De estos usuarios, el 94% son clientes residenciales y el 90% se encuentra en zonas urbanas.

Conforme lo dispuesto en el Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1955 de 2019) la SSPD y AIR-E, acordaron suscribir un Programa de Gestión a Largo Plazo (PGLP) con un enfoque particular en las inversiones y la mejora en la prestación del servicio eléctrico, por un término de 5 años contados a partir del 01 de enero de 2021 hasta

el 31 de diciembre de 2025. Este programa tiene entre sus metas principales la reducción de pérdidas, así como la mejora en la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico. Con el fin de cumplir estos objetivos, AIR-E ha programado una serie de inversiones para el periodo 2021-2025,⁵⁵ para así garantizar la prestación de un servicio eficiente, de alta calidad y sostenible a largo plazo. Los principales objetivos del plan quinquenal de inversiones para reducir las pérdidas eléctricas e incrementar la calidad de servicio son los siguientes:

54. El estudio de caso fue elaborado a partir de informes de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia (SSPD), el informe integrado de gestión 2021, los informes de ejecución del plan de inversiones e información proporcionada por la empresa.

55. El monto total de la inversión proyectada por AIR-E es cercano a los COP 2.4 billones, equivalente a aproximadamente 500 millones de dólares americanos (USD). Grupo BID a través de 1.6 BID Invest proporcionará un crédito corporativo por un monto de hasta COP 180.000 millones. Con estos recursos, la compañía podrá llevar a cabo su plan quinquenal de inversiones 2021-2025.

Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas

AIR-E ha realizado un diagnóstico en el que identificó las causas de las pérdidas no técnicas, admitiendo el desafío que supone operar en una región de bajos ingresos con extensos problemas sociales y económicos. Estos factores incentivan las conexiones ilegales, el fraude y las manipulaciones al sistema de medición. De igual manera, varias comunidades de consumidores de electricidad en el Caribe han desarrollado una subcultura de incumplimiento de pagos y fraude. Además, la empresa ha reconocido que un monitoreo ineficaz y niveles insuficientes de inversión en sistemas de gestión pueden agravar esta problemática. Con base a este diagnóstico, AIR-E desarrolló una estrategia de reducción del índice de pérdidas o energía a recuperar, que permite definir y priorizar las inversiones del Plan Integral de Pérdidas para el quinquenio 2021-2025.

Las inversiones realizadas por AIR-E para reducir las pérdidas no técnicas se han enfocado principalmente

en la reposición de equipos obsoletos, aseguramiento de la red y en la integración de mejoras tecnológicas en los sistemas de medición. Estas medidas permiten un monitoreo centralizado y en tiempo real de la red eléctrica. La estrategia de actualización tecnológica apoya los esfuerzos de AIR-E para combatir el fraude y la morosidad en el servicio. La estrategia específica para reducir las pérdidas no técnicas contempla las siguientes actividades:

- 1 Potenciar el control de la medida; gestión especial hacia grandes consumidores orientado a lograr el 100% de estos usuarios teledados durante los primeros años de inversión.
- 2 Introducir avances técnicos y tecnológicos antifraude a la red y a la medición, incluyendo instalación de redes protegidas y *medidores inteligentes de medida avanzada*.
- 3 Potenciar las tecnologías de medición, prepago en barrios de difícil gestión.

- 4 Incorporar sistemas de información que permitan integrar tecnologías de medida con el ciclo de cobro y control energético.
- 5 Normalización de los usuarios sin medición.
- 6 Implementar actuaciones de comunicación, cambio cultural y gestión social junto con estrategias tecnológicas.

AIR-E desarrolló una estrategia de reducción del índice de pérdidas o energía a recuperar, que permite definir y priorizar las inversiones del Plan Integral de Pérdidas para el quinquenio 2021-2025.

El Plan Estratégico de Tecnología de Información (PETI) de AIR-E desempeña un papel crucial en la implementación de innovaciones tecnológicas y modernización de sistemas. Este plan se fundamenta en cinco pilares principales: simplicidad tecnológica, eficiencia en costos, excelencia operativa, gestión de riesgos y transformación digital.

En cuanto a las inversiones para reducir las pérdidas técnicas, se destinan a la modernización y fortalecimiento de la infraestructura de servicio, la renovación y modernización de equipos en subestaciones, la instalación, mejora y reposición de redes nuevas y la renovación de redes de alta y media tensión.

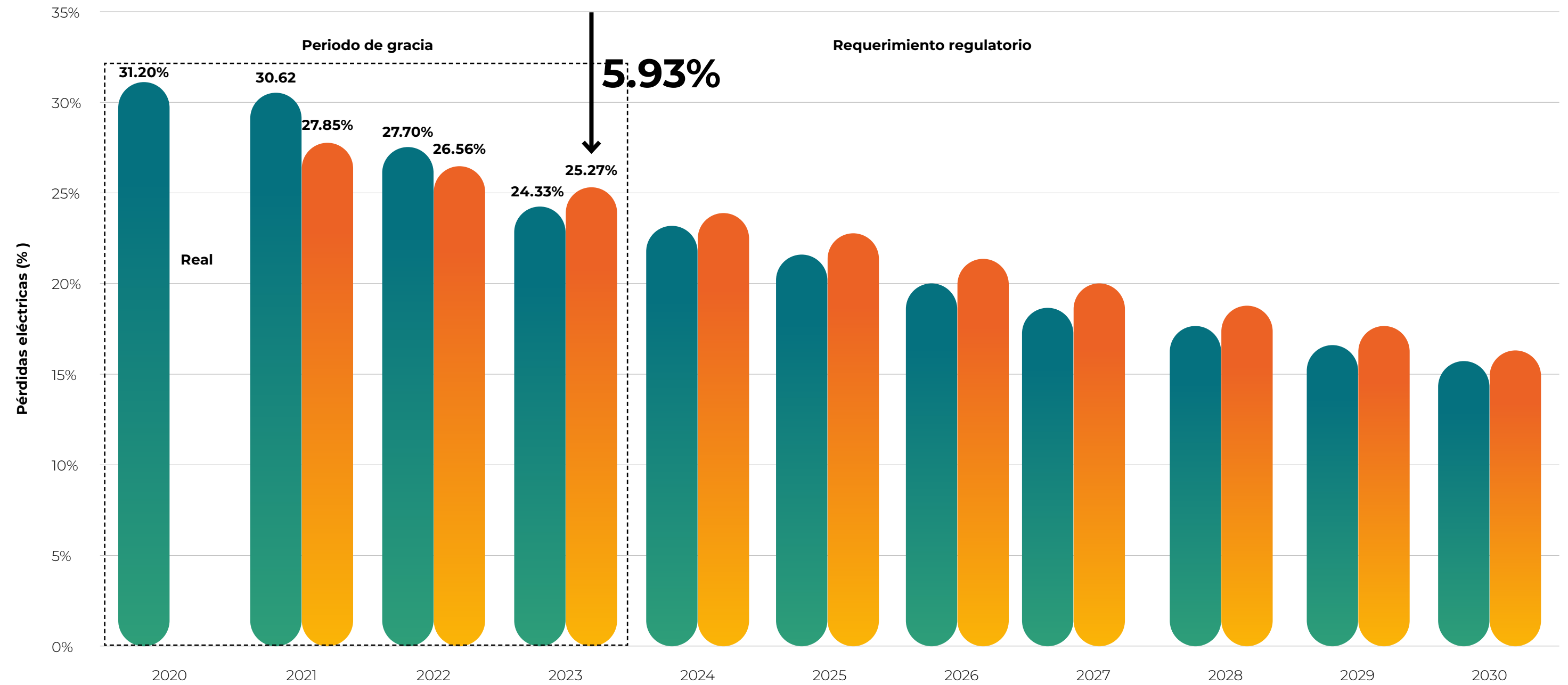
El Plan Estratégico de Tecnología de Información (PETI) de AIR-E desempeña un papel crucial en la implementación de innovaciones tecnológicas y modernización de sistemas. Este plan se fundamenta en cinco pilares principales: simplicidad tecnológica, eficiencia en costos, excelencia operativa, gestión de riesgos y transformación digital. Para alcanzar los objetivos planteados, se han alineado diferentes proyectos con las iniciativas estratégicas definidas en el PETI. Esto se ha llevado a cabo mediante un plan de migración destinado a la modernización de las aplicaciones y la implementación de una infraestructura de vanguardia, alojada en un centro de datos con certificación ICREA IV. Además, se ha respaldado todo este proceso con una efectiva gestión de cambios. En 2021,

como parte de este plan, se implementaron proyectos clave para la renovación de la infraestructura tecnológica y de telecomunicaciones, y la transición de aplicaciones “core” desde el Centro de Servicios Compartidos (CSC) a sistemas propios, garantizando la continuidad operativa. Esto incluyó la entrada en producción de sistemas críticos como el Sistema de Información Comercial (CIS), el Sistema de Control y Análisis de Datos (SCADA), el Sistema de Información Geográfica (GIS) y el Sistema Empresarial de Control de Ingresos (ERP).

La Figura 6.4 compara el plan de reducción de pérdidas definido por el regulador con el objetivo establecido por AIR-E. A finales de 2020, el nivel de pérdidas de AIR-E era del 31%, en contraste con el promedio nacional del 14%. Sin embargo, las acciones anteriormente mencionadas han logrado reducir las pérdidas al 27.8% en 2022, cumpliendo así con el requisito del periodo de gracia fijado por el regulador. Como parte de sus objetivos, AIR-E planea reducir los niveles de pérdidas al 24% en 2025 y hacia 2030 a niveles cercanos a 15%.

Figura 6.4 Plan de Reducción de Pérdidas de AIR-E, 2017-2030

● Plan AIR-E ● Objetivo regulador



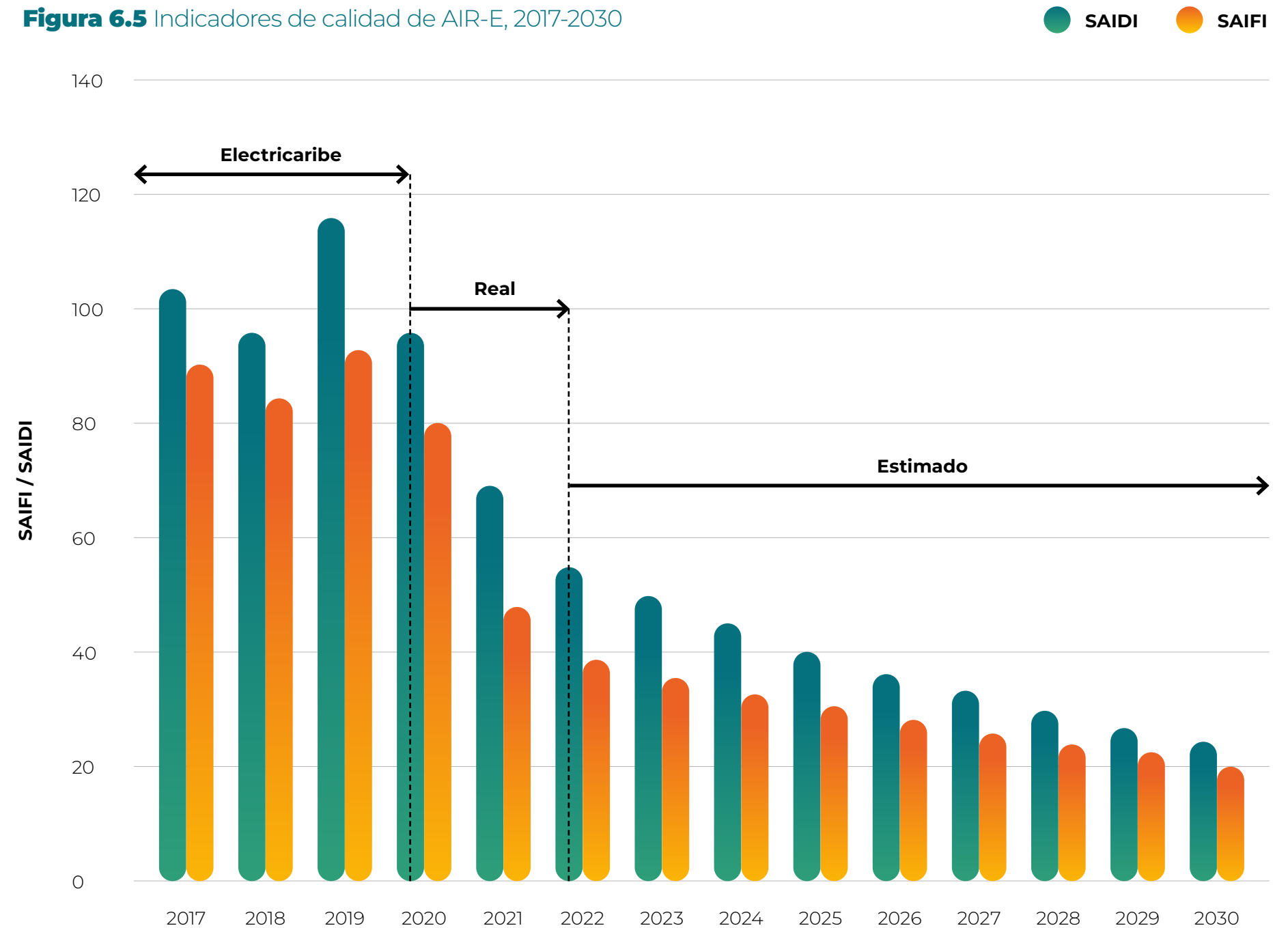
Fuente: Basado en información proporcionado por AIR-E.

Incremento de la calidad de servicio

En 2019, los usuarios dentro del área de cobertura de AIR-E experimentaron un promedio de 93 interrupciones (SAIFI) y de 115 horas promedio de suspensión de servicio (SAIDI) al año, equivalentes a 5 días por año aproximadamente, sin servicio (ver Figura 6.5). Para ese entonces la baja calidad del servicio traía consigo constantes protestas y manifestaciones por parte de los usuarios que conllevaban a alteraciones del orden público. Así mismo en represalia a la mala calidad del servicio los usuarios no cancelaban las facturas y se conectaban de a la red de manera ilegal. Además, esta situación impactaba de manera negativa en la competitividad y en los costos de las empresas.

Para 2022, los indicadores de SAIDI y SAIFI mejoraron notablemente, superando incluso las metas regulatorias establecidas para el 2025, aunque la calidad del servicio aún no se encuentra en los promedios nacionales. Con un resultado de un SAIDI de 51.78 horas y un SAIFI de 34.84 eventos, para fines de diciembre del 2022, AIR-E habría logrado una reducción del 55% y del 62%, respectivamente de los valores de SAIDI y SAIFI del 2019. Estos resultados operativos han sido posibles gracias a la ejecución exitosa del plan de inversión desde 2021. Entre los factores de éxito del plan se encuentra la naturaleza regulada del negocio de distribución, que proporciona estabilidad y predictibilidad al flujo de ingresos de la compañía. Además, el sólido marco regulatorio e institucional de Colombia ha generado incentivos adecuados para la mejora de la infraestructura eléctrica.

Figura 6.5 Indicadores de calidad de AIR-E, 2017-2030



Fuente: Basado en información proporcionado por AIR-E.

Nota: El indicador SAIDI se representa como el promedio de horas durante las cuales el servicio se encuentra interrumpido, mientras que SAIFI hace referencia al promedio anual de interrupciones de servicio.

Enel⁵⁶

Enel se destaca como una excepción en la región, donde muchas empresas carecen de los recursos financieros y capital necesarios para implementar innovaciones aún en desarrollo en el sector de distribución eléctrica. Esta empresa, reconocida como una de las principales entidades del sector a nivel global, opera la gestión de sus redes eléctricas a través de su línea de negocio "Enel Grids". En ALC suministra electricidad a Argentina, Brasil, Colombia, Perú, Costa Rica, Guatemala y Panamá. Esta empresa ha introducido "Grid Futurability", un enfoque global que incorpora una visión estratégica que combina tecnologías para optimizar el uso de las redes eléctricas existentes y construir redes inteligentes totalmente digitales. Dentro de sus proyectos destacados, se encuentra "Grid Blue Sky", un modelo operativo unificado que busca optimizar la distribución de energía, basándose en procesos estandarizados, estructuras organizativas y una plataforma tecnológica cohesiva, todo orientado a mejorar la calidad del servicio ofrecido.

Este modelo incluye el funcionamiento de repositorios para el modelamiento 3D de la Red AT/MT/BT, incluyendo los datos de las inspecciones realizadas en la red (anomalías, nube, puntos, fotografías, videos, etc.). En el

relevamiento de información de líneas aéreas AT/MT/BT, se utilizan drones y equipos terrestres. Para las Subestaciones/Estaciones AT/AT, AT/MT y MT/BT, se emplean escáneres láser terrestres (TLS) a través de cartografía móvil digital integrada. Esta metodología optimiza las inspecciones y verificaciones de las líneas eléctricas y subestaciones, reduciendo las visitas de campo y permitiendo inspecciones virtuales, resultando en beneficios organizativos y de procesos.

Además, incluye la implementación de SWiM, un módulo de Grid Blue Sky, que mejora la gestión del mantenimiento a través de una aplicación web, incorporando un catálogo global de anomalías y actividades. Este módulo prioriza las tareas de atención de la red basándose en la gravedad de los defectos encontrados y en su probabilidad de ocurrencia, de acuerdo con la implementación de una matriz de riesgo asociada a cada defecto detectado en la red.

Asimismo, Enel ha apostado al desarrollo de nuevas herramientas tecnológicas como Quantum Edge para digitalizar las cabinas secundarias, o el Network Digital Twin.

1 El dispositivo Quantum Edge es una herramienta todo-en-uno que permite a los operadores de siste-

mas de distribución manejar con mayor eficiencia la complejidad creciente de los flujos de energía. Gracias a su capacidad computacional descentralizada y plataforma multipropósito, el Quantum Edge se encarga de la medición y monitorización básica y avanzada de la red de BT y MT. Además, permite reducir el número de equipos en la subestación secundaria, gracias a la posibilidad de virtualizar funciones clave de automatización de la red a través de aplicaciones personalizables.

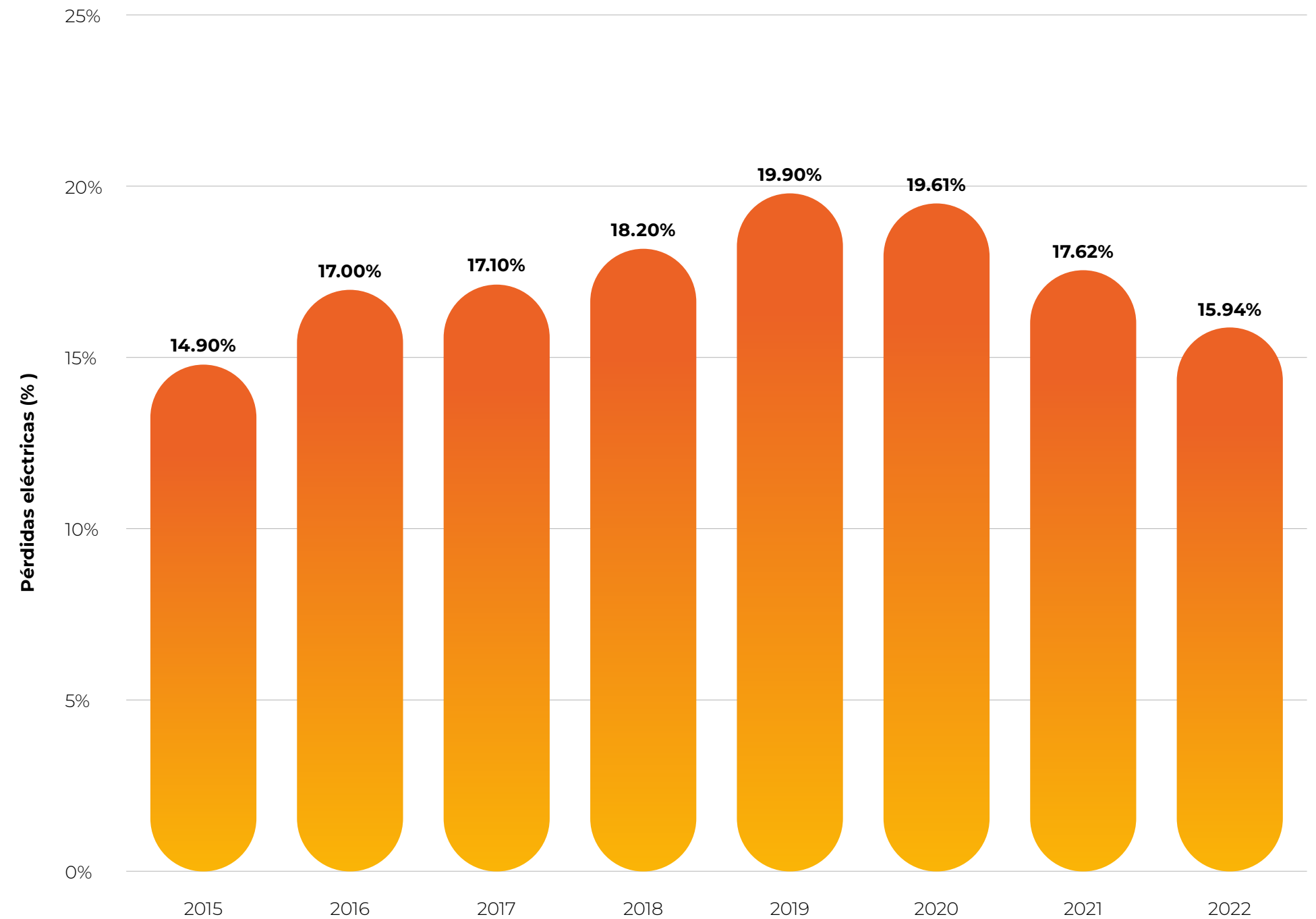
2 El Network Digital Twin replica la infraestructura eléctrica completa mediante un modelo 3D, permitiendo simulaciones y mantenimiento predictivo con algoritmos de aprendizaje automático. Utiliza la IA para procesar datos de sensores instaladas en la red y cámaras instaladas en drones, brindando una visión global del estado de la red para decisiones oportunas de inspección e intervención.

56. Basados en memorias anuales de Enel Chile, Perú y Argentina; así como reportes de sostenibilidad de estas empresas.

Caso Edenor – Argentina⁵⁷

Edenor es uno de los principales proveedores de electricidad de Argentina, ejerciendo su operación predominante en la región metropolitana de Buenos Aires. Una de las problemáticas más críticas de la compañía radica en la gestión de las pérdidas eléctricas. Históricamente, el indicador de pérdidas ha mostrado una tendencia creciente (ver Figura 6.6). En el año 2017, las pérdidas de la empresa alcanzaron un 17.1%, lo cual representó un exceso de aproximadamente 7% en comparación con lo que estaba regulatoriamente permitido incluir en las tarifas. Este porcentaje adicional se traduce en una cantidad cercana a los \$4,000 millones en ingresos no percibidos. Para el año 2019, las pérdidas registraron su pico más alto en la última década, evidenciando así la urgencia de optimizar la gestión en este aspecto. Esta situación ha promovido que la empresa implemente una serie de estrategias orientadas a mitigar este problema. Una de estas medidas incluye la inversión en medidores inteligentes, que permiten un monitoreo más preciso y eficiente del consumo eléctrico.

Figura 6.6 Pérdidas totales de electricidad de EDENOR, 2017-2022



Fuente: Elaboración de los autores con base a las memorias anuales de EDENOR.

57. Basado en memorias anuales de EDENOR de 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022.

Una de las estrategias adoptadas por Edeonor para mitigar el problema de pérdidas eléctricas ha sido identificar y focalizar sus esfuerzos en las regiones con mayor presencia de asentamientos irregulares y altos índices de robo de electricidad. La compañía ha reconocido que el robo de energía en estas zonas representa el principal desafío en la gestión de pérdidas. Entre las acciones más significativas llevadas a cabo por la empresa se encuentra la aceleración de la instalación de los Medidores Integrados de Energía (MIDE), unos dispositivos inteligentes diseñados para mejorar el seguimiento del consumo eléctrico. En 2017, Edeonor puso en marcha un plan que consiste en la instalación de 250,000 medidores MIDE a lo largo de los años siguientes. Durante el año 2017, se instalaron 48,560 MIDE, y se ha programado la instalación del resto de medidores en los años subsiguientes. Al año 2022, se han logrado instalar 237,736 medidores MIDE. Este plan está diseñado con el objetivo de regularizar la situación de clientes clandestinos, clientes inactivos y aquellos con deudas crónicas. Estos medidores prepagos vienen precargados con 150 Kw y proporcionan la posibilidad a personas con ingresos irregulares de recargar su medidor a la tarifa más

baja, conocida como tarifa social, permitiendo al mismo tiempo la autoadministración del consumo de energía.

Además, en el año 2022, se implementaron 314 nuevos concentradores de medidores inteligentes, lo que elevó el total de estos dispositivos en la infraestructura de Edeonor a 686. Estas instalaciones aportan información diaria de aproximadamente 73,000 medidores, facilitando así una mejor orientación de las inspecciones y permitiendo optimizar la eficiencia operativa de la compañía.

Desde 2018, Edeonor ha implementado una innovadora red denominada MULCON (Múltiples Concéntricos) que optimiza las funcionalidades del medidor MIDE, potenciando su resistencia a manipulaciones fraudulentas. Dada la eficacia de este sistema, la compañía ha comenzado a implementarlo en barrios con alta incidencia de fraude.

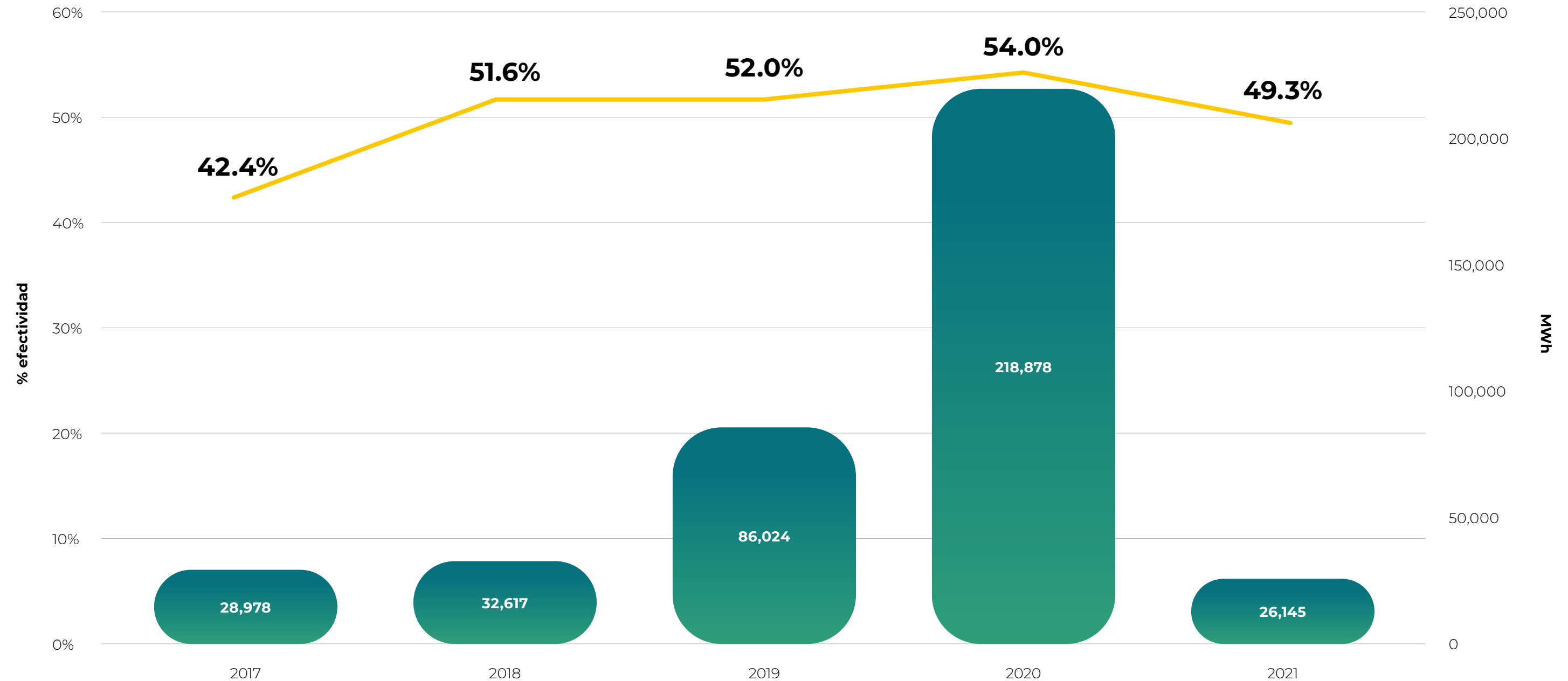
La compañía también ha intensificado el desarrollo de herramientas analíticas y de inteligencia artificial para mejorar la efectividad en la identificación y gestión de inspecciones dirigidas a reducir el hurto de energía. Esta inversión en tecnología ha dado resultados palpables: la

efectividad de las inspecciones realizadas a medidores en tarifa 1 (pequeña demanda) ha incrementado de un 42.4% en 2017 a un 54% en 2020. Simultáneamente, la cantidad de energía no facturada recuperada de clientes con fraudes o anomalías técnicas se ha multiplicado, pasando de 29,000 MWh en 2017 a 218,000 MWh en 2020 (Ver Figura 6.7). En 2021, sin embargo, ciertos cambios regulatorios han impactado la estrategia de recuperación de energía de Edeonor, lo que demuestra que el manejo de las pérdidas energéticas también está sujeto a factores externos y normativos, requiriendo de adaptaciones y actualizaciones constantes en la gestión de la empresa.

Recientemente, Edeonor ha introducido en la Tarifa 2 (correspondiente a demandas medianas) un plan de telegestión que ha conllevado el recambio tecnológico de 1,650 medidores. Este avance significativo permitió que, en 2022, la empresa pudiera supervisar de manera remota un 10.5% de la energía suministrada en la categoría T2. Esta implementación representa un salto cualitativo en la gestión y control del suministro eléctrico, aportando mayor eficiencia y precisión a los procesos de la compañía.

Figura 6.7 Efectividad inspecciones de medidores en tarifa 1, 2017-2021

● Recuperación de energía MWh / Porcentaje de efectividad



Fuente: Elaboración de los autores con base a las memorias anuales de EDENOR.

Nota: La efectividad de las inspecciones de electricidad se refiere a la capacidad y precisión con la que estas revisiones detectan y reportan anomalías o problemas dentro del sistema eléctrico. Se mide mediante el porcentaje de inspecciones que resultan en hallazgos significativos respecto al total de inspecciones realizadas.

Las medidas emprendidas en el terreno, junto con la implementación de innovaciones tecnológicas como el de los medidores MIDE, han permitido revertir la tendencia de crecimiento de las pérdidas de energía que se venía observando en años recientes, incluso en un contexto de incrementos tarifarios. Sin embargo, a pesar de estos avances, el problema de las pérdidas eléctricas persiste, y la reincidencia en el fraude eléctrico se erige como uno de los principales desafíos a superar. El futuro de la gestión de pérdidas en Edenor requerirá, por tanto, estrategias aún más efectivas y adaptativas para abordar esta persistente problemática.

6.4 Conclusiones

En la última década, el sector energético ha sido testigo de una transformación tecnológica sin precedentes, que ha presentado soluciones costo-eficientes a desafíos como las pérdidas de electricidad. Sin embargo, el camino hacia una digitalización total y la utilización optimizada de estas tecnologías para minimizar pérdidas aún tiene un largo recorrido. El proceso de digitalización ha avanzado a un ritmo moderado en LAC, confrontando necesidades de inversión significativas. En

este escenario, el sector privado emerge no sólo como un catalizador, sino también como un socio estratégico indispensable en la modernización del sector eléctrico.

Se estima que América Latina y el Caribe, durante la próxima década, requerirá casi cuatro veces la inversión actual en el sector de distribución y almacenamiento. Ante la creciente tensión fiscal, el aporte del sector privado es esencial para movilizar recursos y adoptar nuevas tecnologías. La Agencia Internacional de Energía indica que cerca del 70% de los fondos requeridos para cumplir con las metas del Escenario Cero Neto en la región se espera que se originen del sector privado. Este dato resalta la relevancia estratégica de la iniciativa privada en la modernización y digitalización de las redes eléctricas. Es importante enfatizar que esta modernización no solo aborda el desafío de las pérdidas eléctricas, sino que también es consistente con los objetivos climáticos globales.

Más allá de la movilización de capital, las condiciones regulatorias y de mercado son cruciales para configurar mecanismos eficientes y transparentes para la recuperación de inversiones, así como fomentar la adopción de nuevas tecnologías. Estas condiciones deben garantizar que la perspectiva de invertir en activos a largo plazo no solo sea atractiva, sino que sus riesgos asociados estén mitigados. Esta configuración es clave para ace-

lerar la adopción de soluciones tecnológicas avanzadas en los sistemas de distribución eléctrica.

Los estudios de caso analizados en la región destacan el compromiso hacia la modernización e innovación, a pesar de los variados contextos en los que operan. Factores clave que facilitan esta transición incluyen la escalabilidad, robustez y pertinencia de las nuevas tecnologías adoptadas por estas empresas. Estas características tecnológicas minimizan los riesgos asociados y simplifican la tarea de implementación. Sin embargo, es esencial que estas iniciativas tecnológicas se complementen con un entorno institucional adecuado, que ofrezca reglas claras y permita la recuperación de las inversiones. Notablemente, algunas de las tecnologías que ya han demostrado ser efectivas y que están ganando popularidad en la región incluyen los medidores inteligentes y sistemas de pago anticipado. Además, la capacidad financiera del sector privado juega un papel crucial en el avance de estas iniciativas. Sin embargo, esta no es una regla absoluta. Existen casos donde la falta de financiamiento ha limitado la capacidad de las empresas para llevar a cabo sus planes de inversión, perpetuando un ciclo de altos niveles de pérdidas y baja calidad de servicio. En este sentido, la participación de la Banca Multilateral de desarrollo como el BID es crucial para ayudar a las empresas de la región a romper este ciclo de subinversión.

Capítulo 7

Costos y beneficios de reducir las pérdidas de electricidad

- Beneficios de reducir las pérdidas no técnicas
Página 141
- ¿Quién paga por las pérdidas eléctricas?
Página 146
- Análisis costo-beneficio de reducción de pérdidas eléctricas a nivel de usuario
Página 147
- ¿Qué trayectoria seguirían las pérdidas en un escenario sin política?
Página 152
- ¿Cuáles son los costos y beneficios de reducir las pérdidas eléctricas?
Página 154
- Entre líneas
Página 157
- Conclusiones
Página 159

En los capítulos previos se discutió la complejidad que caracteriza a las pérdidas de electricidad, así como su magnitud y su persistencia en el tiempo en América Latina y el Caribe. En el capítulo 5 y 6 se abordaron experiencias a nivel de país y de empresas eléctricas donde, pese a las dificultades, se han logrado distintos grados de avances en la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas. En este capítulo se adopta un enfoque de análisis costo-beneficio para establecer cuál podría ser el beneficio neto económico de una política cuya meta sea reducir las pérdidas de electricidad.

La rentabilidad económica —beneficios netos financieros y sociales— constituye un elemento esencial que guía las decisiones de inversión en los sistemas eléctricos. Su cálculo por lo general constituye una condición necesaria cuando se trata de hacer inversiones públicas. En este sentido, se debe tener en cuenta que este enfoque de análisis y el estimado de dicha rentabilidad pueden ser sensibles a las características del área de atención, a las principales razones que subyacen a las pérdidas y al marco regulatorio en que las empresas se desempeñan. Por ejemplo, las pérdidas técnicas y no técnicas pueden tener tratamientos diferenciados que afecten el alcance de los beneficios esperados. De igual

manera, los esquemas en los que se permite que las pérdidas por encima de topes regulatorios se transfieran a las tarifas finales, pueden afectar el comportamiento de la demanda y por ende los beneficios netos de las medidas de control y reducción de pérdidas.

Este capítulo ofrece una revisión analítica de los costos y beneficios asociados con intervenciones de reducción de pérdidas no técnicas, para luego presentar un ejercicio agregado que simula los efectos que podrían esperarse al implementar una política que apunte a alcanzar un nivel de pérdidas *eficientes*. El análisis se basa en regularidades empíricas observadas en los sistemas eléctricos de la región, incluyendo la persistencia de los niveles de pérdidas, sus principales fuentes, así como su costo financiero y ambiental. También se tienen en cuenta las inversiones necesarias y el tiempo de maduración para lograr los impactos esperados.

El capítulo comienza diferenciando el objeto de análisis entre pérdidas técnicas y no técnicas. Aunque en materia de inversión ambas se encuentran estrechamente vinculadas —dado que típicamente la reducción de pérdidas comerciales implica inversiones asociadas en redes de transmisión, subtransmisión y distribución

que reducen también las de índole técnica—, las implicaciones sociales de la reducción de una y otras son distintas. En efecto, se puede decir que las intervenciones orientadas a atenuar las pérdidas técnicas incrementan plenamente la eficiencia del sistema al reducir las mermas de energía que tampoco son consumidas por los usuarios. En cambio, las pérdidas comerciales por lo general implican normalizar situaciones en la que los usuarios consumen energía que no es medida ni tampoco cobrada por las empresas eléctricas.

El análisis se fundamenta en datos provenientes de fuentes oficiales y de experiencias previas de programas de control y reducción de pérdidas, tanto en empresas públicas como privadas, y se nutre de la opinión de expertos para establecer supuestos adecuados y conservadores. Los resultados presentados pueden tomarse de forma indicativa, a modo referencial, sobre el potencial efecto neto agregado de una política de reducción de pérdidas. Sin embargo, los casos específicos pueden presentar divergencias significativas debido a particularidades que tienden a influenciar tanto la efectividad de las medidas de reducción de pérdidas, su control y los beneficios potenciales que se pueden alcanzar.

7.1 Beneficios de reducir las pérdidas no técnicas

Desde el punto de vista de las empresas eléctricas, las pérdidas de electricidad por razones comerciales imponen costos similares a las de carácter técnico. Sin embargo, las inversiones para su control y reducción tienen implicaciones distintas. En el caso de las pérdidas técnicas, las inversiones principalmente se destinan a la mejora o expansión de sistemas de transporte de energía que típicamente implican mejoras de eficiencia en los sistemas eléctricos. Por otro lado, las inversiones específicamente orientadas a controlar las pérdidas comerciales pueden incluir, además, desde programas sociales, campañas de supervisión, hasta programas de inversión en expansión de redes e instalación de medidores para normalizar a

usuarios conectados irregularmente. Todo lo demás constante, y de modo muy simplificado, la reducción de pérdidas técnicas conlleva un ahorro de energía, mientras que la reducción de pérdidas comerciales implicaría una recuperación de recursos. En tal sentido, la reducción de las pérdidas comerciales implicaría una redistribución de los beneficios de la energía entregada.

Entonces, se subraya que las pérdidas comerciales constituyen una parte orgánica de la demanda de energía de los usuarios del sistema (hogares o empresas). Se trata de un consumo de energía que les retorna algún beneficio. También es de resaltar que, en la medida en que dicho consumo se origina en un conjunto de usuarios que no está sujeto a su medición adecuada o que no paga en absoluto por la energía consumida, se pueden producir excesos de demanda que reflejarían un consumo ineficiente de la energía. Ciertamente el efecto en el consumo dependerá de las características de la población donde dicho problema ocurre (véase Recuadro 7.1). Esto significa que dichos usuarios no asumen las tarifas que retribuyen la generación, transporte y distribución de la energía, conllevando pérdidas de bienestar social.

En general, este tipo de pérdidas puede tener los siguientes efectos:

- A Elevan el costo de la prestación de servicios a los clientes.** En los mercados eléctricos, esto puede ocurrir de dos maneras. De un lado, y en la medida en que las tarifas de electricidad reconozcan una parte de las pérdidas eléctricas, dichos costos se pueden transferir a los clientes vía precios, reduciendo su excedente de bienestar. De otro lado, podría presentarse a través de los costos incrementales de la generación de la energía eléctrica necesaria para atender la demanda adicional que representan las pérdidas. Dichos costos adicionales de generación también se deben trasladar a las tarifas, incrementando el costo del servicio a los consumidores finales. Nótese que este efecto no sólo obedecería al costo de generación y de encender plantas de mayor costo por MWh adicional, sino también a los costos de inversión que podrían originarse en satisfacer una demanda sobredimensionada por la presencia de pérdidas de electricidad. El caso alternativo de racionamiento del servicio tiene otro tipo de efectos a discutirse más abajo.

- B Producen pérdidas financieras en el sistema eléctrico.** Las pérdidas no reconocidas por el regulador (vía tarifas) tienen que ser absorbidas por la empresa eléctrica. Ello reduce sus ingresos, lo que a su vez debilita su situación financiera y su capacidad de invertir en el mediano y largo plazo. Incluso cuando las pérdidas financieras de las empresas eléctricas pueden ser cubiertas –parcialmente– por el fisco a través de transferencias del Estado; ellas igualmente representan una pérdida monetaria para la sociedad.
- C Incrementan las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como producto de un sobreconsumo de energía.** Como ya se ha mencionado, es de esperar que el uso no medido y no facturado de energía conduzca a un uso ineficiente del servicio eléctrico. Hasta qué punto un uso ineficiente de energía eléctrica se traducirá en un sobrecosto ambiental dependerá del tamaño de la huella de carbono del parque de generación eléctrica.⁵⁸ Cabe recordar aquí que el impacto ambiental de las pérdidas eléctricas en ALC es sustancial, como se mostró en el capítulo 3.

Un efecto más difícil de cuantificar, pero igualmente relevante tiene que ver con las pérdidas de bienestar

de los usuarios como producto de una reducción de la *calidad en la prestación del servicio eléctrico*. En efecto, una característica de sistemas con altos niveles de pérdidas eléctricas es que los servicios que prestan son de baja calidad, lo cual se manifiesta principalmente en un elevado número de interrupciones eléctricas y en inestabilidades de voltaje. Esta baja calidad del servicio puede originarse en el déficit de inversión en infraestructura y/o en medidas de racionamiento eléctrico⁵⁹ por parte de las empresas eléctricas, a manera de mecanismo de mitigación para reducir los niveles de pérdidas que experimentan. Las empresas también emplean medidas de racionamiento eléctrico con el objetivo central de evitar/minimizar que el sistema se sature y ocurran cortes por fallas del mismo. En general, independientemente, el objetivo del racionamiento, el ajuste que ocurre en este caso no es por precio (como se discutió en el ítem (a)), sino por cantidad. En este contexto el costo es muy elevado, incluyendo la disponibilidad a pagar por la energía no producida, más las pérdidas económicas asociadas a los cortes de energía en bienes y servicios no producidos o desperdiciados. Así, los programas de reducción de pérdidas por lo general conllevan mejoras en la calidad de los servicios suministrados. Esta situación ha sido documentada en países como Ecuador y la Repúbli-

ca Dominicana, donde los programas de reducción de pérdidas comerciales condujeron a la normalización de usuarios y a la mejora de sus servicios eléctricos, lo que a su vez elevó su consumo de electricidad (Jiménez Mori, 2018; Jiménez Mori y Yépez-García, 2020). En la medida que se cuente con información disponible, las mejoras en el bienestar de los usuarios como producto de mejoras en la calidad del servicio pueden ser consideradas —y cuantificadas— como un beneficio de los programas de control y reducción de pérdidas. Entre los impactos en el bienestar de los usuarios figura no sólo la conveniencia de elevar la confiabilidad del servicio, sino incluso efectos positivos indirectos sobre resultados educativos en los niños hasta incrementar la productividad de las empresas y sus niveles de ingreso (ver Recuadro 7.2).

58. Dependiendo de la cantidad de energía que haya que “reponer” y de la tecnología que se utilice para responder en el margen, la huella de carbono atribuidas a la ineficiencia de las pérdidas puede tener una carga de carbono más alta que la matriz promedio.

59. Por ejemplo, los denominados rolling blackouts.

Recuadro 7.1

El contexto importa para entender los beneficios

Entender la composición y características de los usuarios sujetos a la política de reducción de pérdidas es fundamental para delinear sus potenciales beneficios. Por ejemplo, el nivel de ingresos o socioeconómico de los usuarios conectados de forma informal contendrá información sobre su grado de vulnerabilidad, pero también sobre sus probables patrones de consumo de energía. Es probable que hogares vulnerables no sobre-consuman, aun con tarifa 0, ya que se encuentran

restringido en sus tenencias de artefactos eléctricos en el hogar. La situación es distinta en hogares de otros niveles socioeconómicos o firmas establecidas.

Entonces, el análisis de los impactos de una política de reducción de pérdidas conlleva a entender y discutir sus implicaciones distributivas. Incluso en el caso donde un segmento de usuarios pague por las pérdidas originadas en otro segmento de usuarios (irregulares) puede haber consecuencias en el bienestar agregado. Por ejemplo, si los usuarios irregulares son un porcentaje suficientemente grande, y la elasticidad-precio de la demanda de los que pagan es alta, habría un cambio significativo en el consumo de los que pagan. Sin embargo, no es necesariamente equivalente a traspasar ingresos de un grupo a otro, dejando la cantidad agregada consumida constante. Elementos como elasticidad de la demanda de los distintos grupos afectados por la política, sus tamaños relativos y sus usos de la energía, son aspectos a considerar para un mejor entendimiento de los impactos esperados.

Comprender las características de los usuarios afectados por políticas de reducción de pérdidas es fundamental para determinar sus beneficios. El análisis debe considerar las implicaciones distributivas y la elasticidad de la demanda en distintos grupos de usuarios.

Recuadro 7.2

Calidad de los servicios eléctricos y bienestar del usuario

En muchos países en desarrollo, el suministro de electricidad poco confiable es la regla más que la excepción. Allí los servicios públicos de electricidad se encuentran altamente racionados o registran graves problemas de calidad y sus tarifas por lo general se encuentran subsidiadas. Dichas tarifas pueden incluso mantenerse por debajo del costo de suministro del servicio (incluyendo el costo de generación más transmisión y distribución). La consecuencia de esta práctica es un deterioro de la

confiabilidad eléctrica que impone costos e inconvenientes a los consumidores.

Según la literatura especializada, la baja calidad del servicio de electricidad se traduce en pérdidas de ingresos para las empresas debido a la subutilización de la capacidad de producción y a la incomodidad para los hogares que no pueden utilizar los servicios de energía deseados (Steinbuks y Foster, 2010; Alby *et al.*, 2013; Chakravorty *et al.*, 2014; Fisher-Vanden *et al.*, 2015; Allcott *et al.*, 2016; Samad y Zhang, 2016; Falentina y Resosudarmo, 2019; Buenestado, 2020, y Oseni y Pollitt, 2015).

Cuando la electricidad es un insumo esencial para el funcionamiento de una empresa, la evidencia empírica sugiere que un suministro poco confiable puede afectar negativamente su productividad. Allcott *et al.* (2016) analizan el impacto de la escasez de electricidad causada por la estacionalidad de la disponibilidad de energía hidroeléctrica en las grandes empresas manufactureras

de India. Sus hallazgos revelan que allí la escasez de electricidad ha reducido los ingresos de la empresa promedio entre un 5% y un 10%. Grainger y Zhang (2019) hacen lo propio para las empresas manufactureras de Pakistán. Los autores estiman que una hora diaria promedio adicional de cortes de energía inesperados disminuye los ingresos anuales de una empresa en un 10%, y reduce su valor agregado anual en un 20%. Estos efectos resaltan el papel crucial que cumple el acceso a una infraestructura de energía confiable en el crecimiento económico (Andersen y Dalgaard 2013).

El costo de oportunidad de la electricidad no suministrada para las empresas se puede medir a través del valor de la producción perdida por kWh de electricidad no suministrada. Una estimación precisa del costo de oportunidad requiere acceso a las cuentas operativas detalladas de las empresas comerciales afectadas por las interrupciones del servicio (como por ejemplo en Hashemi *et al.*, 2018 para Nepal).

Cuando no se tiene esta información, los valores de la disposición a pagar (WTP, por sus siglas en Inglés) establecidos pueden brindar una aproximación. Al analizar la relación entre la WTP estimada y las características observables de las empresas, se puede entender mejor la toma de decisiones de las empresas cuando se trata de hacer frente a un suministro de electricidad poco confiable.

En el caso de los consumidores residenciales, los impactos en su bienestar pueden inferirse de su disposición a pagar por mejoras en los servicios eléctricos. Ozbaflı y Jenkins (2016) utilizan el método del experimento de elección para evaluar la disposición de los hogares a pagar por un mejor servicio de electricidad en el norte de Chipre. Sus hallazgos muestran que aquellos están dispuestos a pagar primas del 3.6% y el 13.9% de sus facturas de electricidad actuales para el verano y el invierno respectivamente, con tal de obtener un servicio sin interrupciones. Asimismo, Oseni (2017) estima la WTP de una muestra de hogares nigerianos para que se mejore la confiabilidad de la electricidad suministrada por la red. Los hallazgos indican que los hogares están dispuestos a

pagar un monto superior al de sus facturas mensuales por un servicio confiable, y la WTP es significativamente más alta para aquellos hogares que ya han adoptado generadores diésel de emergencia. En el caso de la República Dominicana, Jiménez Mori (2018) muestra que los hogares en todos los niveles de ingreso (informales o clientes) y bajo diferentes condiciones del servicio eléctrico confieren valoraciones elevadas a las mejoras en los servicios. Los usuarios informales muestran una disposición a pagar promedio de alrededor de US\$9, mientras que para los usuarios formales representa el 22% de su factura actual de electricidad (en promedio US\$5).

A su vez, las deficiencias en los servicios eléctricos pueden tener efectos negativos en las variables sociales y económicas de los hogares. En un análisis de evaluaciones de impacto realizadas entre 1980 y mediados de 2019, Jiménez Mori (2020) estudia los efectos de la electrificación en variables de educación, empleo e ingresos. El autor identifica efectos de alrededor del 8% en la matrícula escolar, 17% en el empleo y 24% en los ingresos de los hogares.

La disposición a pagar (WTP) proporciona una perspectiva sobre el valor que consumidores y empresas le dan a un suministro eléctrico confiable. Diversos estudios señalan que los hogares están dispuestos a pagar montos adicionales para garantizar un servicio eléctrico sin interrupciones.

7.2

¿Quién paga por las pérdidas eléctricas?

Es posible esbozar dos esquemas simplificados mediante los cuales las pérdidas pueden ser reconocidas en la estructura tarifaria. En un extremo se podría incorporar la totalidad de pérdidas en las tarifas, en cuyo caso los clientes que pagan de acuerdo con su consumo estarían asumiendo el costo de los usuarios responsables de las pérdidas comerciales. En una situación sin racionamiento, asumiendo patrones de consumo y elasticidades similares, el beneficio económico neto de una política de reducción de pérdidas tendría principalmente consecuencias distributivas. En el Recuadro 7.1 se muestra una situación alternativa.

En el otro extremo, la totalidad de las pérdidas no sería reconocida en las tarifas sino absorbidas por las empre-

sas eléctricas o por el Estado, vía subsidios. Aquí el costo agregado de las pérdidas de energía podría ser considerado como una transferencia de uno de estos actores (la empresa eléctrica y/o el Estado) a los usuarios finales.⁶⁰ En este escenario, las pérdidas directas para la sociedad vendrían dadas principalmente por el costo ambiental de mantener altos niveles de sobreconsumo de energía.

Una situación alternativa sería aquella donde las tarifas no absorban la totalidad de las pérdidas eléctricas, sino que —como es común en los mercados eléctricos latinoamericanos— incorporen únicamente un nivel de pérdidas eficientes. De este modo, en aquellos casos en que los niveles de pérdidas realizados excedan dichos niveles eficientes, la empresa se vería enfrentada a una cantidad de energía suministrada sin retribución (aquellas pérdidas por encima de los niveles de eficiencia). En consecuencia, y a diferencia de los escenarios anteriores, aquí el costo monetario agregado de las pérdidas eléctricas sería absorbido tanto por los clientes (quienes tendrían que cubrir una tarifa más alta), como por las pérdidas financieras de la empresa eléctrica. A su vez, la sociedad se perjudi-

caría por el exceso de consumo y su correspondiente costo ambiental.

En todos los casos, nótese que el racionamiento de energía eléctrica —bien como resultado de deficiencias en la infraestructura o de una estrategia de disminución de las pérdidas financieras— reduciría el costo monetario agregado de las pérdidas de electricidad, aunque también afectaría negativamente el bienestar de los consumidores.

60. Con lo cual se producen distorsiones en los incentivos de inversión de la empresa eléctrica y/o se consumen recursos públicos con altos costos de oportunidad, como aquellos incurridos en inversiones en salud y educación pública. Este último caso emerge cuando lo absorbe el Estado (a través de subsidios o transferencias a la empresa). En dicho caso, el traspaso es de los que no pagan la electricidad a los que pagan los impuestos, que son los que en última instancia absorben el costo del subsidio.

7.3

Análisis costo-beneficio de reducción de pérdidas eléctricas a nivel de usuario

El presente ejercicio se concentra en el caso donde las pérdidas eléctricas no comerciales son traspasadas sólo parcialmente a las tarifas. Para el cálculo del beneficio económico neto no se asume ningún racionamiento eléctrico antes de la política. Bajo este escenario de base se recurre a un modelo simplificado para esquematizar el efecto de reducir las pérdidas eléctricas en el bienestar social y ambiental. Se parte de una situación en la cual un segmento de usuarios, denominados clientes, pagan por los servicios

que reciben, mientras que el otro segmento representa a los usuarios informales que no pagan por su consumo. Estos últimos son los destinatarios de la política.

Primero se parte de un esquema estático que permite examinar de forma cualitativa cuál es el efecto en el bienestar del consumidor, en la empresa eléctrica y en la sociedad. Luego, con base en dicho marco se simula un escenario en el cual se implementa una política efectiva de reducción de pérdidas en los países de ALC.

Esquema cualitativo de beneficios y costos de las pérdidas eléctricas

En la Figura 7.1 se sintetiza el caso estático de un usuario responsable por pérdidas comerciales al que se le regulariza el servicio, es decir, se le instala una conexión y un medidor adecuados para facturar su consumo, eliminando —o reduciendo al mínimo— las pérdidas comerciales. En esta figura, el punto de consumo inicial de aquellos usuarios responsables de las pérdidas comer-

ciales es (P_0, Q_0) , el cual representa una situación con un precio bajo y un consumo alto. A partir de la intervención de normalización del servicio eléctrico recibido por el usuario se lograría recuperar las pérdidas desplazando el consumo al punto (P_1, Q_1) .

Como resultado del programa de reducción de pérdidas: (i) el excedente del consumidor se reduce por un valor igual al área D y (ii) el productor ahorra la totalidad del costo de suministrar el consumo Q_0-Q_1 , equivalente al área $E+D+G$. Dado que el consumidor estaba pagando el área G, el ahorro del productor es $D+E$. Como resultado, el bienestar neto recuperado es el área E ($D+E-D$). Esto constituye el beneficio neto económico para la sociedad de la reducción de pérdidas.

Con base en la discusión de las subsecciones previas, se pueden efectuarse al menos tres observaciones a este análisis, una de orden distributivo y otra sobre las externalidades ambientales. Primero, el mismo no efectúa consideraciones distributivas más allá de analizar un caso en el cual la población sujeta a la intervención estaría sujeta a un precio menor al costo del servicio.

Situaciones en que el costo pueda ser mayor a la tarifa es plausible en tanto los esquemas de bloques tarifarios son ampliamente usados en la región para contribuir a la asequibilidad de los servicios básicos. Entonces, independientemente de la relación entre tarifa y costo del servicio,⁶¹ bajo este esquema la política conlleva a una transferencia del excedente del consumidor para el pago por el servicio. Segundo, el análisis no considera potenciales beneficios ambientales y para el sistema de generación eléctrica que puedan surgir del efecto ahorro de energía. Dichos ahorros pueden ocurrir en escenarios donde los hogares, previamente no-restringidos en su uso de energía, pasan a pagar por su consumo debidamente medido. Dependiendo de la magnitud de los ahorros, ellos pueden significar un alivio importante en términos de emisiones evitadas, así como para el parque de generación (retrasando inversiones en generación, y/o evitando el encendido de plantas de energía de mayor costo marginal). Tercero, el caso analizado no supone racionamiento en el suministro del servicio antes de la ejecución de la política. En presencia de racionamiento, la política típicamente implicaría una mejora en el servicio (medido) que generalmente conlleva ganancias de bienestar a los usuarios.⁶²

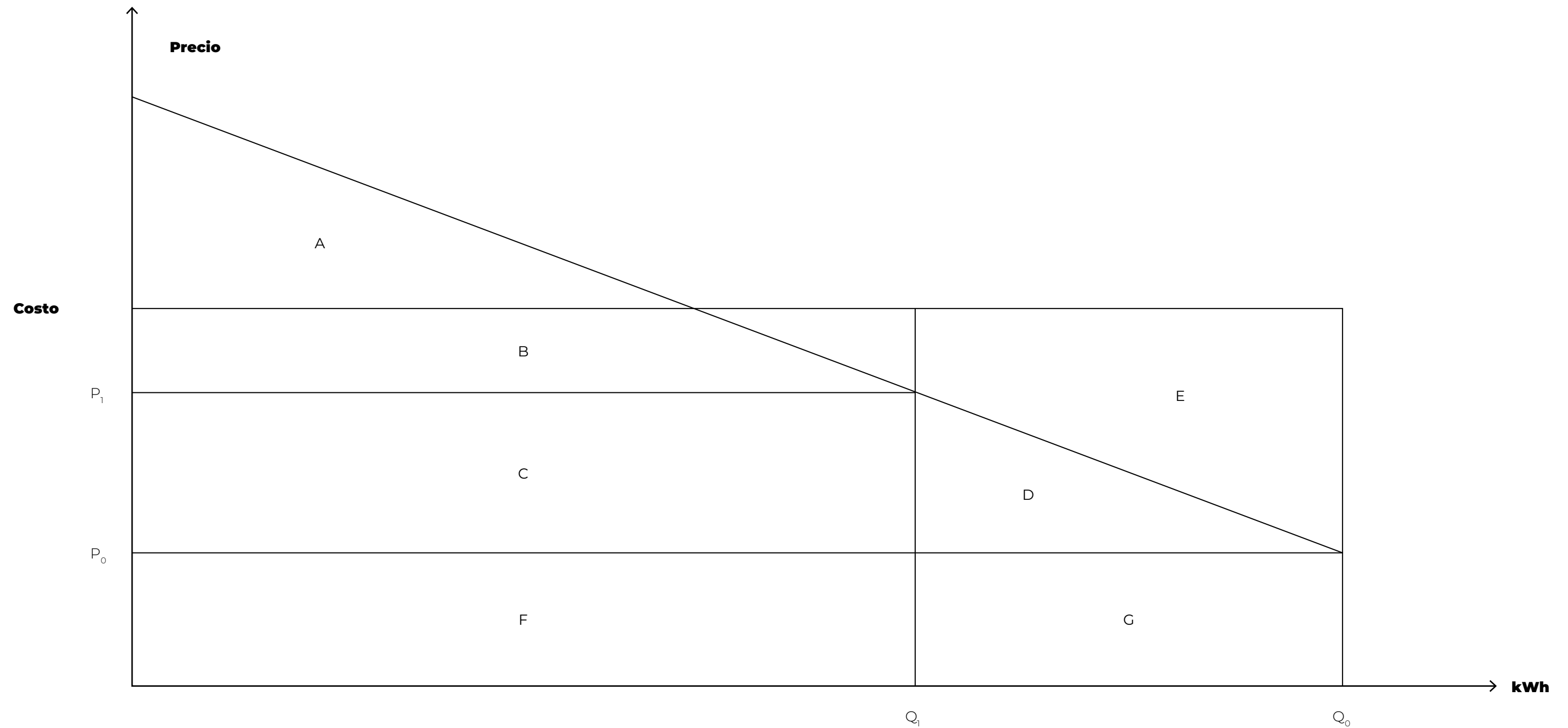
Por otro lado, se puede también identificar que desde el punto de vista financiero para el sistema eléctrico, se ahorra las áreas D+E por menor consumo, mientras que los consumidores pagan ahora el área C que antes no pagaban. Por lo tanto, el beneficio financiero de la reducción de pérdidas está dado por el área C+E+D. Es oportuno destacar que estos beneficios son considerados a nivel de sistema y que las particularidades en la implementación de la política pueden cobrar importancia clave para su efectividad. Un caso probable es aquel donde la empresa de distribución (no de generación) se encuentra a cargo ejecutar las inversiones asociadas al programa de reducción de pérdidas, así como de financiarlas. En dicho caso, independientemente del beneficio económico y financiero favorables a nivel de sistema/sociedad, dicho programa necesita ser rentable para el implementador. Ello porque, si bien (y como se mencionó previamente) el costo de las pérdidas será absorbido por algún actor en la sociedad; en un sistema funcional su peso recaería principalmente en las empresas de servicios públicos, quienes a su vez serán las implementadoras de las inversiones y responsables por su repago. Entonces, una dimensión además relevante en el análisis económico de la política de re-

ducción de pérdidas tiene que ver con los componentes que constituyen la viabilidad financiera para el implementador directo y responsable por el pago de los recursos de inversión. Por ejemplo, del área C se refiere al nuevo ingreso monetario directo que la empresa espera recibir. De particular interés será examinar su composición, magnitud y temporalidad pues del mismo se obtendrían recursos que permitirán efectuar el repago de las inversiones.

61. No existen cambios significativos de orden cualitativo en caso de considerar alternativamente que el costo se encuentre debajo de la tarifa. Los beneficios mencionados se generan incluso cuando el costo de suministro se encuentre por encima de la tarifa P1.

62. Dichas mejoras en la calidad del servicio podrían además implicar aumentos en el consumo de energía que reduzcan los ahorros potenciales esperados. El efecto neto dependerá del contexto bajo análisis, tanto en términos de las características de servicios antes y después de la política como de su población objetivo.

Figura 7.1 Cambios en excedentes por medidas de reducción de pérdidas



Fuente: Elaboración propia.

Independientemente de las especificidades adicionales que se puedan agregar a la Figura 7.1., la misma representa una situación muy latente en la región. Como se mostró en el capítulo 3, de los 26 países de ALC, 23 presentan pérdidas en transmisión y distribución por encima del 10%, un nivel que se puede considerar elevado y que se origina, al menos parcialmente, en factores no técnicos. De hecho, varios países de la región reportan regularmente en los informes anuales de sus empresas eléctricas niveles de pérdidas con diferentes grados de severidad que le atribuyen, en mayor o menor medida, a causas de orden no técnico. Por ejemplo, en su informe del año 2020 la CFE (Comisión Federal de Electricidad de México) señala que la principal causa del incremento del indicador de pérdidas de energía es la existencia de un mayor robo de energía eléctrica, el cual asciende a 1,350 GWh.

En consecuencia, resulta razonable hacer una simulación de política que se oriente a alcanzar niveles de pérdidas eléctricas que puedan ser considerados más cercanos a los estándares de referencia. Se simula entonces un escenario en el cual las pérdidas son causadas por usuarios informales. La política de reducción de pérdidas, en este caso simplificada, toma la forma de regularización de di-

chos usuarios de manera tal que su consumo de electricidad pase a ser facturado de forma gradual.

Un aspecto a ponderar en la construcción de este escenario es que la intervención asumida le estamos denominando *política*. Ello porque, con base en el desempeño de la región en las últimas cinco décadas, es evidente que el tema de las pérdidas eléctricas es sumamente complejo y persistente, y que se requieren planificación y adopción de medidas de mediano y largo plazo para reducirlas. Ello implica la necesidad de forjar un compromiso en las distintas esferas para que los responsables por la formulación de políticas logren objetivos de largo plazo en forma efectiva y eficiente.

Simulación de los efectos de una política de reducción de pérdidas eléctricas

El escenario de referencia se construye sobre supuestos y parámetros que reflejan experiencias pasadas de reducción de pérdidas en los países de la región, así como

en un enfoque conservador respecto de los costos y sus beneficios potenciales. Los principales supuestos de partida se resumen a continuación:

- 1 Se asume un nivel de *pérdidas objetivo del orden de 10%*. Con el fin de tomar en cuenta la diversidad geográfica y de configuraciones de los sistemas eléctricos en la Región, este parámetro (nivel de pérdidas) se calculó como el promedio de los ratios de pérdidas de aquellos países con menores pérdidas en cada subregión (Caribe, Centroamérica, México, Cono Sur y Región Andina).

Ciertamente, los niveles eficientes de pérdidas pueden ser menores. Sin embargo, el valor asumido permite dar cuenta –parcialmente– de la creciente dificultad de abordarlas debido a factores sociales que son exógenos a la gestión de la empresa eléctrica. De este modo, el análisis admite la permanencia de un nivel de pérdidas que puede no ser económicamente factible de reducir cuando se consideran factores como la existencia de áreas geográficas alejadas o socialmente complejas. Véase en el Recuadro 7.2 una breve discusión sobre los niveles de pérdidas eficientes.

- 2 Para países con ratios de pérdidas inferior a la media regional se asumió un horizonte de implementación de la política (de eliminación del exceso de pérdidas) a 10 años. Para países con ratios de pérdidas superiores a la media se asumió un horizonte de 20 años. Si bien el problema de las pérdidas eléctricas ha mostrado una notable persistencia en ALC, existen casos notables tanto de países como de empresas eléctricas que muestran que estos plazos son razonables e incluso relativamente conservadores, como se vio en el capítulo 5. Bajo estos supuestos, el ritmo al que cada país reduzca anualmente su nivel de pérdidas dependerá de la línea de referencia inicial, de la meta de política y del horizonte establecido.
- 3 El costo de la reducción de las pérdidas se basa en un sondeo de proyectos existentes de gran escala y en la opinión de los expertos. Se asumió un costo de US\$32.5 millones por punto porcentual de reducción de pérdidas (en dólares del 2021). Si bien los costos de reducción pueden variar am-

pliamente dependiendo de factores como el número de usuarios a normalizar, la densidad del área donde residen y su proximidad a los sistemas eléctricos, y la infraestructura de base ya establecida, los estimados arriba propuestos se basan en los límites superiores.

Se asumió que la inversión en reducción de pérdidas es implementada en forma progresiva y que alcanza su mayor grado de ejecución en los años 4-6. El perfil de inversión varía entre países con distintos niveles de pérdidas. También se supone que aquellos países con bajos niveles de pérdidas ya han implementado inversiones de base para iniciar fases más focalizadas de control de robo de energía. En cambio, en aquellos países con niveles altos se asume que las inversiones a realizar en etapas de identificación, capacitación de personal e infraestructura de base ocurren en los primeros años, y que luego se aumentan las destinadas a la infraestructura de control.

- 4 La simulación considera una tasa de crecimiento de la demanda eléctrica por país acorde con las tendencias históricas, la prospección económica y las proyecciones de densidad poblacional.⁶³
- 5 Se asume un escenario sin proyecto en el cual las pérdidas eléctricas se mantienen alrededor del promedio de los últimos cinco años.

63. Las tasas de crecimiento de la demanda eléctrica se tomaron del análisis para América Latina y el Caribe de Yépez García *et al.* (2018).

- 6 Las pérdidas eléctricas se valoran a tarifas promedio para usuarios residenciales en términos reales de 2021. Con base en opiniones de expertos se efectúan ajustes conservadores a estas tarifas cuando se trata de contextos con subsidios elevados.
- 7 Se asume que el consumo de energía de los usuarios regularizados exhibe una elasticidad precio del orden del -0.4% ⁶⁴ de modo que, una vez recuperado, el nuevo consumo se verá reducido por el efecto precio. A su vez, dicha reducción es considerada como el efecto de ahorro de energía de la política de reducción de pérdidas. Cabe mencionar que los resultados económicos varían drásticamente dependiendo del supuesto de elasticidad precio. En general, cuanto menor sea, mayor será el beneficio económico. Dado que las estimaciones de elasticidad precio suelen encontrarse en el rango de -0.3 a -0.4 , el parámetro central asumido puede considerarse conservador.
- 8 Los ahorros de energía son transformados a emisiones evitadas de CO_2 con base en el factor de emisión de la red eléctrica de cada país a 2021.⁶⁵
- 9 Las emisiones evitadas de CO_2 se convierten a valores monetarios usando el costo social del carbono propuesto por el Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases de los Estados Unidos.

7.4

¿Qué trayectoria seguirían las pérdidas en un escenario sin política?

En ausencia de una política efectiva de reducción de pérdidas eléctricas, el ejercicio arroja cifras alarmantes para la sostenibilidad y eficiencia futuras del sistema eléctrico. En la Figura 7.2 se agregan las pérdidas en un escenario sin política de reducción de pérdidas en ALC. Dicha figura muestra que en las próximas dos décadas se perderían en torno a 8,000 TWh, de las cuales aproximadamente 3,300 TWh representan pérdidas superiores al 10%; estas últimas se pueden considerar pérdidas no técnicas, económicamente factibles de ser eliminadas. En términos de los ingresos que las empresas eléctricas dejarían de percibir durante las dos décadas que prevé el escenario utilizado, dichas pérdidas representarían cerca de US\$410 mil millones en pérdidas finan-

cieras (a precios de 2021). Para dimensionar este nivel de pérdidas no eficientes ($>10\%$), ello representa aproximadamente cinco veces la generación neta de electricidad de América Latina en 2019, mientras que en términos monetarios resultaría ser mayor que el PIB de Colombia en 2018 (298 mil millones a precios de 2021).

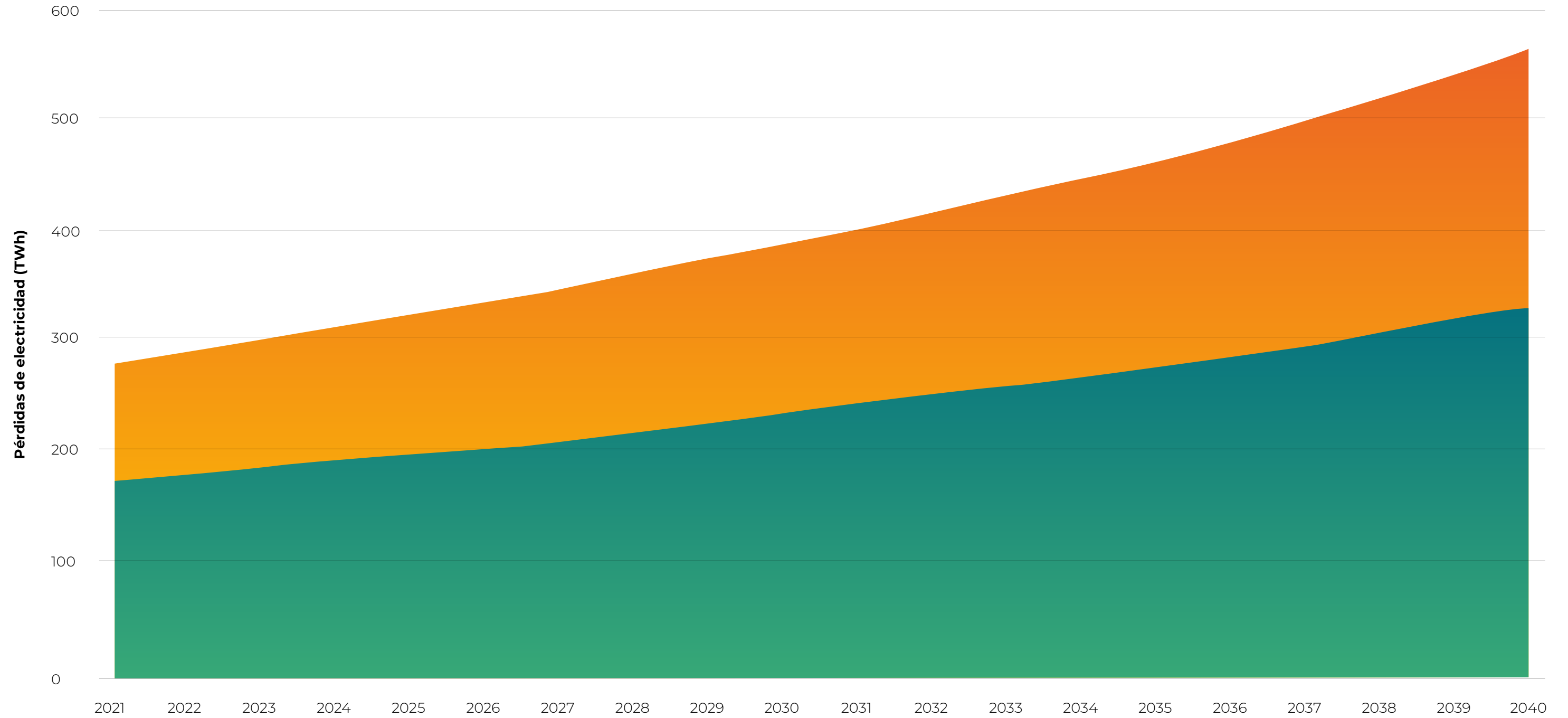
En este contexto, con los niveles de pérdidas observados y con la perspectiva que se deriva del desempeño pasado durante las últimas décadas; la implementación de una política de reducción de estas representa una necesidad no una alternativa. Dicha política emerge como un imperativo para alcanzar un servicio público sostenible y con niveles de calidad apropiados a las crecientes demandas de la población. Sin embargo, uno de los aspectos más relevantes para implementación de un programa de inversiones es que el mismo no solo debe reducir pérdidas, sino además retornar beneficios económicos suficientes.

64. Los estudios que cubren una gran diversidad de sistemas encuentran elasticidades de largo plazo del orden de -0.3 a -0.4 . Véase Dahl (2011).

65. Versión v.3.1 del The IFI Dataset of Default Grid Factors (IFI TWG, 2022).

Figura 7.2 Estimado de la evolución de pérdidas en transmisión y distribución a 2040

● Pérdidas superiores al 10% ● Pérdidas por debajo del 10%



Fuente: Elaboración propia.

7.5

¿Cuáles son los costos y beneficios de reducir las pérdidas eléctricas?

Con base en el ejercicio de simulación antes descrito, la inversión total (acumulada) requerida para que los países de la región converjan hacia niveles de pérdidas eléctricas no mayores del 10%, en el plazo de 20 años se estima en cerca de US\$8,500 millones (a precios de 2021). Esta cifra refleja principalmente el valor total de inversiones que se desplegarían en horizontes de inversión de una década, y en menor medida las inversiones en control de pérdidas.

Esta magnitud de inversión requerida por la política necesita ser superada por sus beneficios esperados a fin de ser económica y socialmente viable. Esto es, los beneficios esperados de este ejercicio (recuperación de ingresos financieros para las empresas eléctricas, ahorro de energía, y ahorro de emisiones) necesitan ser suficientes en magnitud y ocurrir oportunamente para compensar apropiadamente las inversiones. Una medida estándar para capturar el balance costo-beneficio es el valor presente neto de los beneficios netos durante el horizonte de implementación de esta política.

A fin de tener en cuenta el carácter inter temporal de dichos beneficios, ellos son descontados a la tasa promedio ponderada del costo de la inversión (WACC, por sus siglas en Inglés) a fin de obtener el valor presente neto (VPN). De forma equivalente, la tasa económica de retorno (TER) implícita en los flujos de beneficio neto también puede ser comparada con la WACC o con la tasa social de descuento, a fin de comparar su atractivo desde el punto de vista de política pública. Dependiendo de las características de la empresa eléctrica implementadora de la política, dos niveles de referencia para estas tasas pueden ser 5% y 12%.

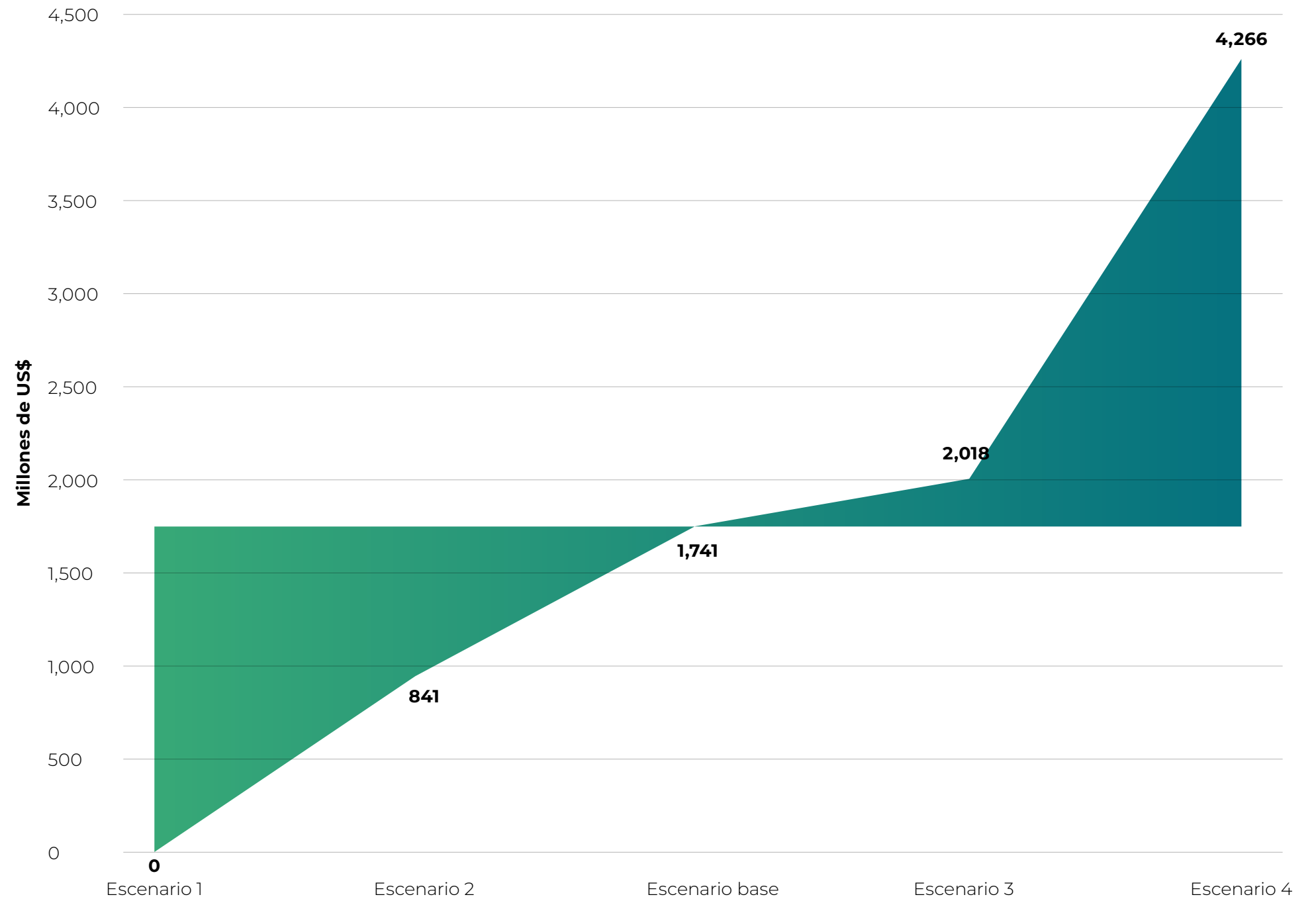
Asimismo, a fin de considerar sendas de crecimiento mayores de la demanda eléctrica y diferentes grados de efectividad de la política se plantean escenarios alternativos. Los valores de estos parámetros, a su vez, responden al interés de identificar puntos de inflexión (o break-even) que puedan ser referencias para tomadores de decisiones. Así, el escenario 1 identifica el nivel de pérdidas del 12.5% que hace que el VPN sea cero. El escenario 2 asume que la política alcanza un nivel de pérdidas del 11% (todavía mayor al proyectado). El escenario considerado caso base asume que se busca alcanzar un nivel de pérdidas del 10% bajo los supuestos descritos en la subsección 7.3. El escenario 3 asume una tasa de crecimiento más alta de la demanda de energía en 10%. El escenario 4 asume que la política alcanza un nivel de pérdidas incluso más bajo del 7% (con el correspondiente mayor nivel de inversiones).⁶⁶ Todos los casos se descuentan bajo una tasa del 12%. Para una tasa menor (5%) los beneficios serían más altos.

66. El escenario base se puede considerar conservador y se espera una mayor electrificación de la economía aun no del todo incorporada en los modelos de proyección más tradicionales.

La Figura 7.3 muestra los resultados. En el caso base se alcanza US\$1.7 mil millones de valor presente de beneficio neto (equivalente a una tasa económica de retorno del 18%). Hacia la izquierda, a medida que la política va perdiendo efectividad (con niveles de pérdidas alcanzadas mayores del 11% y 12%), la rentabilidad económica se contrae, siendo que para niveles de pérdidas de aproximadamente 12%, el valor presente de los beneficios alcanza su punto de inflexión con un valor de cero. Hacia la derecha del caso base, con una tasa de crecimiento más alta de la demanda de electricidad y/o una mayor efectividad de la política; las ganancias son también mayores. Mientras que estos resultados son solo referenciales, y deben ser tomados con cautela, ellos sugieren –de forma consistente con el análisis cualitativo de la subsección 7.3– que la política de reducción de pérdidas puede tener beneficios importantes, pero que desviaciones en términos de la efectividad esperada le afectaría negativamente.

En términos de los componentes de estos beneficios netos, ellos se encuentran muy influenciados por los beneficios financieros que pueden derivarse de la energía recuperada. Sin embargo, ellos dependen de la capacidad de la empresa eléctrica de cargar en los precios del servicio que proveen todos los costos en que incurren, incluido la retribución a los recursos invertidos. Los ahorros de energía son también relevantes en el orden de los 1,900 TWh, que conllevaría cerca de 113,000 kilotoneladas de emisiones evitadas de CO₂.

Figura 7.3 Beneficios netos de la política de reducción de pérdidas



Fuente: Elaboración propia.

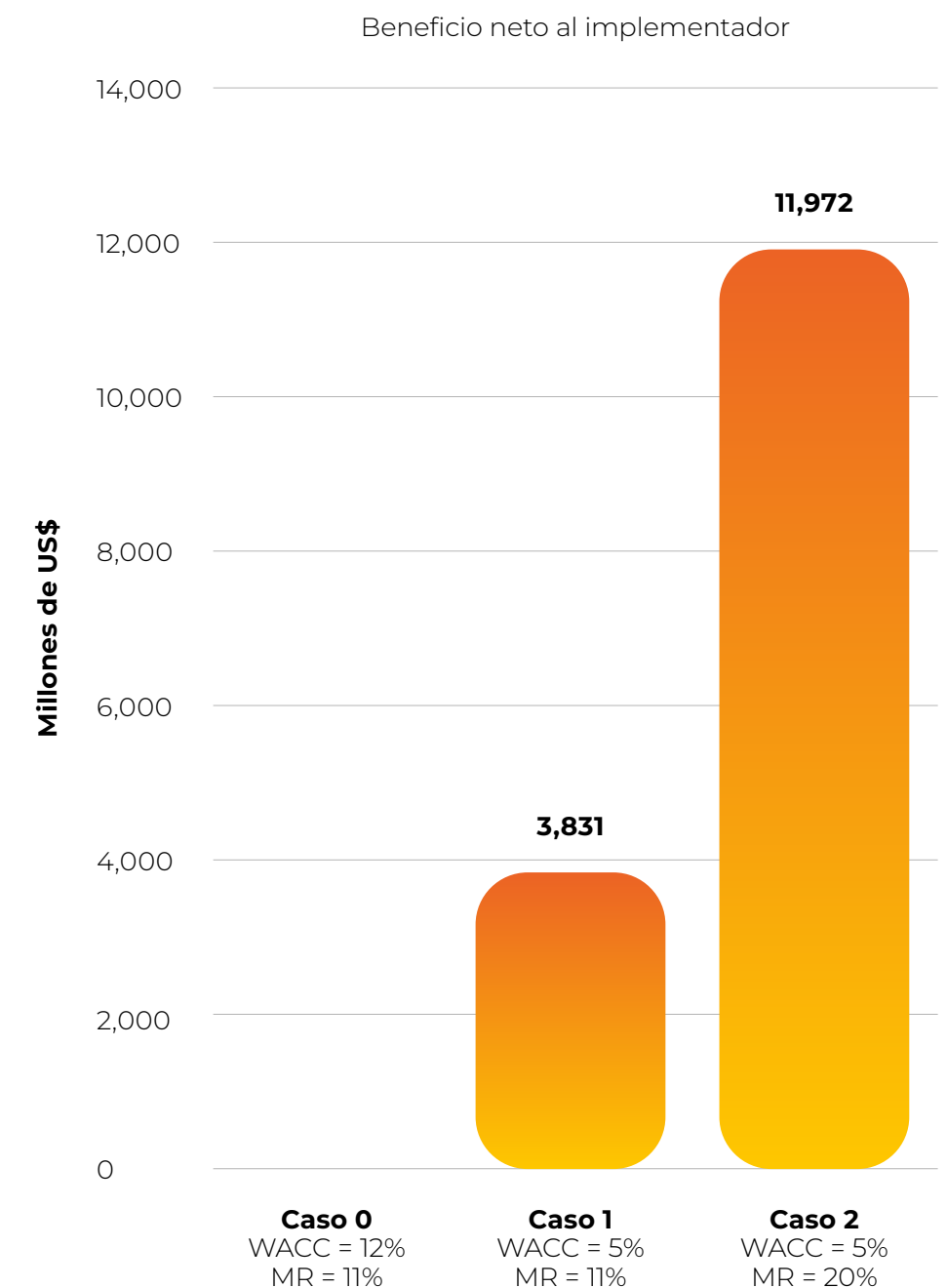
Beneficios al implementador

Como se mencionó previamente, los beneficios netos directos al implementador pueden tomar particular relevancia en contextos donde dicho agente también enfrenta el repago de la inversión. En este caso, es necesario generar directamente flujos financieros que hagan viable la intervención. Los flujos financieros de las implementadoras tienen especificidades que necesitan ser tomadas en cuenta. El presente análisis esboza un ejercicio simplificado a fin de ofrecer una primera aproximación que permita caracterizar algunos elementos que influyen dichos flujos. El presente análisis muestra el caso de base previo para considerar únicamente ingresos financieros netos incrementales que se pueden derivar de la política y que podrían ser canalizados al repago de la inversión. Específicamente, se asume un margen de rentabilidad (MR) efectivo sobre la energía recuperada del orden de 11% y de 20%, este último ampliamente factible en mercados estables con empresas eléctricas eficientes. Dicho MR también puede variar ampliamente entre empresas (ser incluso negativo para operadores en mercados difíciles), y es posible que la implementación de la política lo mejore.

La Figura 7.4 resume los resultados de este ejercicio de simulación bajo diferentes escenarios que resultan de valores alternativos de la WACC y MR. Uno de los mensajes más relevantes de esta figura es que la rentabilidad financiera de la política para el implementador puede verse fuertemente afectada por los valores que tomen dichos parámetros. Así, un MR del 11% y una tasa de descuento (por ejemplo, la WACC) del 12%; conllevan a un nivel de valor presente de los beneficios netos de cero. En cambio, mientras mayor el MR y menor la tasa de descuento de referencia, los beneficios para el implementador se incrementan notablemente. Bajo una tasa de descuento del 5% y MR del 20%, los beneficios netos alcanzarían aproximadamente US\$12 mil millones. Estos valores difieren de los mostrados en la 7.3 porque ellos, en el caso asumido, corresponden en gran parte a la recuperación de energía que antes no se cobraba.

Si bien existen pocos análisis de este tipo a nivel de un portafolio de países, sí se aprecia que las estimaciones presentadas en este capítulo son consistentes con los análisis recientes en lo que respecta a las emisiones potencialmente evitadas de CO₂. Específicamente, teniendo en cuenta que supuestos y fuentes de información difieren, los resultados del enfoque aquí utilizado se encuentran alineados con las estimaciones globales registradas por Surana y Jordaan (2019) y por AIE (2020). Véase el anexo 3.

Figura 7.4 Beneficios netos al implementador de la política de reducción de pérdidas



Fuente: Elaboración propia.

7.6 Entre líneas

Los parámetros usados, y sus valores, tienen una significancia concreta para los implementadores de la política. Los niveles de márgenes de rentabilidad de las empresas eléctricas hablan de su sostenibilidad financiera, y reflejan en cierta medida sus niveles de eficiencia, así como las condiciones institucionales en las cuales opera (ej. grado de distorsiones tarifarias, estabilidad regulatoria). Como se vio, estas condiciones determinarían el beneficio financiero que se podría asociar a la implementación de la política, pero también condicionarían su viabilidad operativa en el largo plazo.

De igual modo, la WACC reflejará los niveles de costos de financiamiento a los cuales la empresa puede acceder a recursos necesarios para desplegar la política. Ciertamente, costos elevados de acceso al crédito pueden restringir su capacidad de implementar el programa de inversiones. Lo que es más, en el marco del tipo de inversiones aquí analizadas, es importante contar con

plazos de financiamiento adecuados que se ajusten al flujo de repago esperado de su implementación. Tanto los costos de financiamiento, como plazos adecuados, pueden ser escasos para empresas que enfrentan problemas agudos de pérdidas eléctricas/financieras.

Por otro lado, un supuesto subyacente central es que la política es efectiva, en el sentido de alcanzar sus objetivos de regularización de usuarios en los tiempos previstos. Como se ha discutido en capítulos previos existen diversos factores que pueden desafiar este supuesto clave, los cuales incluyen, por ejemplo, desde compatibilidad de incentivos (en los mercados) para ejecutar la política hasta crisis económicas y/o políticas que afecten tanto la capacidad de ejecución de las inversiones como su viabilidad en entornos políticos y sociales más inestables.

En suma, los resultados antes presentados no son sencillos de alcanzar en la práctica. Existen fallas persistentes en el funcionamiento de los sistemas eléctricos que han dificultado la reducción de las pérdidas eléctricas a niveles eficientes. Por ejemplo, elementos subyacentes que pueden explicar la persistencia de este problema y

la baja efectividad en resolverlos incluirían la consistencia de políticas a lo largo de varios períodos electorales, la cual ha sido siempre desafiante. Por otro lado, los años recientes han enfrentado a los países de la región a escenarios macroeconómicos y políticos difíciles, y la perspectiva en los años venideros es cauta. Por ello, se puede decir que existe espacio para que las entidades multilaterales jueguen un rol más activo en el diseño, implementación y sostenimiento de este tipo de políticas. Tanto el apoyo técnico y financiero, para la consecución efectiva de las metas de reducción de pérdidas, como su control son igualmente relevantes.

Las dinámicas políticas, económicas y sociales de cada país representan obstáculos significativos en las estrategias orientadas a la reducción de pérdidas.

Recuadro 7.3

Niveles óptimos de pérdidas eléctricas

Los niveles óptimos o eficientes de las pérdidas eléctricas dependerán del contexto y pueden variar entre empresas (en la zona de atención) y entre países. Por eso mismo no son fáciles de estimar, dado que se encuentran sujetos a las especificidades del territorio y a las condiciones socioeconómicas de las áreas de servicio de las empresas eléctricas. A modo de referencia, en un estudio reciente la AIE (2020) usa 5% como nivel eficiente de pérdidas en transmisión y distribución. Otras estimaciones indican que las pérdidas técnicas superan el 9% en sistemas ineficientes o se encuentran por debajo del 6% en sistemas eficientes (Smith, 2004; Antmann, 2009).

Dichos niveles de eficiencia inciden en los cálculos de los costos y beneficios de reducir las pérdidas eléctricas.

Por ejemplo, al fijar como meta de la política niveles de pérdidas eléctricas del 5% incrementarían las necesidades de inversión en un 60% y prácticamente duplicarían el beneficio neto, en comparación con los cálculos presentados previamente. En otras palabras, lograr niveles de pérdidas más bajos se traduciría en mayores niveles de eficiencia, lo que a su vez permitiría elevar el ahorro de energía, evitar un mayor volumen de emisiones de gases contaminantes y producir mayores retornos a las empresas eléctricas.

En este sentido, se puede decir que las estimaciones que aquí se presentan son conservadoras. Sin embargo, es importante notar que los costos incurridos en alcanzar dichos niveles más bajos de pérdidas pueden ser mayores. En términos generales, los programas de reducción de pérdidas sugieren que si se parte de un nivel alto de pérdidas, las inversiones iniciales del programa producen una recuperación mayor. Desde el punto de vista de las empresas eléctricas, esto significa que los programas de reducción de pérdidas pueden presentar rendimientos decrecientes, siendo que alcanzar los niveles eficientes resulta por lo general más costoso.

Si bien las experiencias internacionales sugieren que en el largo plazo los niveles eficientes de pérdidas se encuentran por debajo de los supuestos adoptados en este ejercicio, el balance costo-beneficio puede diferir significativamente a nivel de empresa eléctrica. Las empresas eléctricas que atienden principalmente áreas urbanas podrían definir niveles de pérdidas eficientes relativamente bajos, del orden del 5%. En cambio, las empresas que atienden áreas donde las poblaciones se encuentran dispersas y/o exhiben una mayor complejidad socioeconómica podrían incurrir en niveles de pérdidas eficientes más altos.

Aunque existen heterogeneidades entre los países, y principalmente dentro de cada uno de ellos, los resultados aquí presentados y las experiencias discutidas en el capítulo 5 sugieren que los niveles de pérdidas eléctricas conllevan pérdidas económicas para estos y para la región. Por eso, abordar esta problemática produciría beneficios netos para sus sociedades y para sus sectores eléctricos. Los desafíos inherentes a esta cuestión, debido a las connotaciones sociales y de política de este problema, se discuten en el capítulo 8.

7.7 Conclusiones

A la luz del panorama de pérdidas eléctricas en la región, de los factores que influyen en ellas y de las medidas consideradas para reducirlas, en este capítulo se realizó un ejercicio analítico del beneficio económico neto que tendría implementar una política dirigida a reducirlas. Tanto los usuarios como las empresas eléctricas se beneficiarían de los esfuerzos por la reducción de las pérdidas a niveles prudentes, ya que de esta manera se reduciría la presión sobre los costos de las tarifas eléctricas, reducen las pérdidas financieras y disminuyen la emisión de gases de efecto invernadero.

Mediante un ejercicio de simulación se estimaron los costos y beneficios económicos asociados a un nivel de pérdidas objetivo del orden de 10% en Latina América y el Caribe. En ausencia de dicha política, se estima que en las próximas dos décadas se perderían aproximadamente 8,000 TWh, de los cuales 3,300 TWh representan pérdidas superiores al 10%. El costo de la permisividad a la situación actual es entonces muy significativo. Las pérdidas superiores al 10% equivalen anualmente, en promedio, a aproximadamente toda la generación eólica y solar disponible en el año 2021. En acumulado, esos 3,200TWh son equivalentes a cinco veces la generación eléctrica neta de América Latina en

2019, y el valor monetario es superior al PIB de Colombia en 2018. Dado que dichos niveles de pérdidas son consideradas económicamente factibles de ser eliminadas; la implementación de una política de reducción de estas representa una necesidad no una alternativa.

En un escenario con política de reducción de pérdidas, la inversión requerida para que los países converjan a niveles no mayores al 10% se estima en cerca de US\$8,500 millones de 2021. Dicha política lograría recuperar más de 1,900 TWh debido a la gradualidad de su implementación y del alcance de las metas establecidas. Dicha política alcanzaría un beneficio económico neto positivo en el orden de los US\$1,700 millones (en dólares del año 2021) y ahorros de energía que, en ausencia de la política, habrían generado 113,000 kilotoneladas de emisiones de CO₂.

En tal sentido, no desplegar una política acción a nivel regional para la reducción de pérdidas puede ser un obstáculo para los esfuerzos de mitigación del cambio climático y la sostenibilidad financiera de las empresas. La urgencia es aún mayor en los países con altos niveles de pérdidas, en donde los beneficios económicos de implementar políticas son económicamente mayores, tanto en el ámbito monetario como también en los planos social y ambiental.

Sin embargo, los beneficios potenciales de la política dependen en una medida no menor de varios factores in-

ternos y externos a quien la implementa. Por ejemplo, la capacidad de la empresa eléctrica de acceder a financiamiento bajo condiciones adecuadas al tipo de inversión en cuestión, y de operar bajo condiciones financieramente viables en marcos institucionales predecibles.

Cabe enfatizar, con base en lo observado en décadas recientes, que el aspecto más desafiante para alcanzar beneficios netos positivos está relacionado con la efectividad en la implementación de este tipo de políticas. El despliegue de la infraestructura física no es sencillo, técnica o financieramente, pero existen experiencias y conocimientos que demuestran que puede llevarse a cabo con éxito. Aquí la banca multilateral puede facilitar —estructurar esquemas de financiamiento— que se adecuen al perfil de implementación de la inversión pueden reducir su peso y también el costo de oportunidad de su disponibilidad. Quizás el aspecto más desafiante tiene que ver con los marcos institucionales, con la consistencia regulatoria y el respaldo político, pues ellos pueden ser tanto o más relevantes para lograr metas de reducción y control de pérdidas. Lo que es más, existen factores subyacentes de orden social y político que pueden agregar una complejidad sustancial, parte de los cuales se discutirán en los capítulos restantes. Las estimaciones provistas en este capítulo sugieren que pese al costo y las complejidades que son necesarias de abordar, existirían potenciales beneficios para la sociedad y el ambiente de reducir los niveles actuales de pérdidas de electricidad.

Capítulo 8

¿Hay una demanda social por conexiones irregulares?

- Tolerancia de las pérdidas de energía
Página 162
- Preferencias de los usuarios
Página 168
- Asequibilidad
Página 175
- Conclusiones
Página 176

La persistencia de las altas pérdidas de electricidad evidencia que existen dimensiones adversas al funcionamiento del mercado eléctrico que no se han podido superar. En particular, se observa que parte de la complejidad del problema estaría asociada con el hecho de que una proporción sustancial de las pérdidas eléctricas tiene origen en el ámbito de la distribución, presumiblemente originadas en el robo de energía y concentradas en las áreas de menores ingresos. Asimismo, un aspecto subyacente a esta situación es que los servicios públicos estarían envueltos en un contexto de sensibilidad política. Por ejemplo, existe evidencia que sugiere una correlación positiva entre los niveles de pérdidas eléctricas y de interferencia política en el sector (véanse, por ejemplo, McRae, 2015; Kojima, Bacon y Trimble, 2014). Tal interferencia estaría motivada principalmente por la expectativa de obtener apoyo político bajo el supuesto de que los servicios gratuitos, aunque de mala calidad, son aceptables para la población (Di Bella *et al.*, 2015). En tal sentido, incorporar los factores asociados con las preferencias de los usuarios constituye uno de los mayores desafíos a los que se enfrentan quienes es-

tán a cargo de las intervenciones orientadas a reducir o a controlar las pérdidas. Este desafío también confluye con otro reto ampliamente conocido en la prestación de servicios públicos: encontrar un balance entre dar acceso asequible a servicios eléctricos de calidad y garantizar la sostenibilidad financiera de las empresas del sistema eléctrico.

Entonces, es clave entender cómo las preferencias de los usuarios condicionan las interacciones entre los distintos actores que pueden explicar –parcialmente– la perpetuación del problema de pérdidas. Por ejemplo, las preferencias distributivas de los usuarios, su percepción de los servicios de infraestructura y sus preferencias en torno a la calidad de los mismos, pueden incidir en la manera en que se percibe la interferencia política en el sector eléctrico y en el consumo irregular de energía.

Con el fin de balancear las dimensiones descritas, el presente capítulo busca proporcionar una visión del lado de la demanda que conduzca a encontrar equilibrios que beneficien a todos los actores del mercado. Para lograr

este objetivo, el capítulo presenta una discusión de los factores de política económica que podrían explicar la persistencia de pérdidas. Seguidamente, se exploran las opiniones generales de la población sobre el papel del Estado en la provisión de servicios públicos. Posteriormente, se presentan evidencias sobre las preferencias y actitudes de los usuarios respecto a los servicios de electricidad dentro del contexto de programas de reducción de pérdidas. Específicamente, se busca responder a las siguientes preguntas: ¿Cuál es la percepción de los usuarios sobre el papel del gobierno en la prestación de servicios públicos de infraestructura? ¿Hasta qué punto están dispuestos a pagar por mejoras en el servicio eléctrico? ¿Cuáles son las mejoras del servicio más relevantes para los usuarios? ¿Cuál sería su nivel de satisfacción si pasaran de una situación de acceso informal a una formal? Con ello se espera aportar información a los responsables de la formulación de políticas sobre las percepciones de los usuarios de los servicios públicos de electricidad y de sus preferencias en contextos caracterizados por el robo elevado de energía eléctrica y/o de conexiones informales con servicios de baja calidad.

8.1 Tolerancia de las pérdidas de energía

El papel fundamental que desempeñan los servicios de infraestructura para garantizar una calidad de vida adecuada es un hecho ampliamente aceptado y no está sujeto a discusión. Por ello resulta sorprendente que prevalezca una situación prolongada en la cual estos servicios presentan niveles precarios de calidad que principalmente perjudican a las familias de menores recursos, a los emprendimientos de menor tamaño, así como otros actores en el mercado. Por ejemplo, una situación común es quizás aquella en que la calidad de estos servicios se ve afectada debido a que están fuertemente subsidiados o incluso se proporcionan de forma gratuita. A su vez, esta situación coincide con las dificultades financieras que enfrentan las empresas de infraestructura.⁶⁷ Se trata entonces de una trampa caracterizada por baja calidad y elevados subsidios en el sector de infraestructura.⁶⁸

En la literatura de la economía política, una explicación para que eso ocurra tiene que ver con la posibilidad de obtener réditos políticos de este tipo de equilibrios. En situaciones de marcadas disparidades de ingresos, deficiencias en la provisión de programas sociales y altas tasas de informalidad –lo que incluye el crecimiento desordenado y sin infraestructura adecuada de las ciudades–, se observa que el acceso gratuito a servicios de infraestructura, incluso si son de baja calidad, puede ser aceptado por los hogares vulnerables. En tales circunstancias, las esferas políticas pueden tener incentivos para permitir la expansión de infraestructura básica irregular y de baja calidad, en este caso las redes eléctricas. De hecho, se cuenta con evidencia de que las pérdidas de energía siguen tanto los ciclos económicos como los electorales (ver Golden y Min, 2012, para gobiernos locales en India). Lo que es más se puede argumentar que los bajos niveles de aplicación y cumplimiento de las normas en países en desarrollo emergen de decisiones motivadas políticamente, más que de problemas de capacidad estatal (Brollo, Kauffman y Ferrara, 2014; Casaburi y Troiano, 2015; Ceni, 2014; Loayza y Rigolini, 2011; Feierherd, 2022; Holland, 2015).⁶⁹ En suma, la señalización de la demanda de la población por medidas contra-cíclicas puede ser interpretada por las esferas políticas en favor de expandir transferencias

sociales de orden informal, como el acceso irregular al servicio de electricidad.

67. En el caso de la electricidad, en capítulos previos se ha documentado cómo las pérdidas de energía pueden significar a su vez pérdidas financieras importantes para las compañías eléctricas.

68. Por ejemplo, Mc Rae (2015) usó estos términos para referirse al caso del sector eléctrico en Colombia.

69. En efecto, aunque en sectores distintos al tratado en este libro existe evidencia acerca de que o bien el nivel de tolerancia hacia violaciones de la ley, o bien el grado de cumplimiento de las normas pueden depender de factores políticos. Por ejemplo, las explicaciones políticas sobre la flexibilidad estatal se ha relacionado con cuestiones como el comportamiento de partidos de bases ideológicas que representan a trabajadores formales e informales (Feierherd, 2022); con los efectos del comercio internacional en la informalidad laboral (Ronconi, 2012); con la implementación de la política social y el incumplimiento de las condicionalidades (Díaz Cayeros, Estévez y Magaloni, 2016; Brollo, Jauffman y Ferrara, 2014), y con el conflicto de clases en torno a las ventas ambulantes y la ocupación ilegal (Holland, 2015).

Por otro lado, al lector latinoamericano no le sorprenderá al escuchar que la dotación de infraestructura puede encontrarse sujeta a fines políticos de orden clientelista. Durante las campañas electorales a menudo se escuchan promesas que se hacen a los grupos más vulnerables en cuanto a expandir y garantizar el acceso subsidiado a servicios básicos como la electricidad, el agua y el saneamiento. El problema es que cuando dichas promesas no van acompañadas de planes de infraestructura que permitan garantizar la calidad de los servicios, así como la sostenibilidad financiera de las empresas que los prestan, surgen situaciones que pueden incluso perjudicar a los usuarios finales.⁷⁰

De hecho, ya se ha visto cómo los equilibrios entre baja calidad del servicio y altas pérdidas eléctricas pueden ser de duración prolongada, a tal punto que hoy se les podría interpretar como el resultado de “normas sociales” que gobiernan la percepción acerca de los servicios de infraestructura. En el caso del sector eléctrico, Burgess *et al.* (2020) se refieren específicamente al caso de la norma social de tratar la electricidad como un derecho, y explican la secuencia de cómo dicha norma puede socavar el objetivo de acceso universal a una electricidad confiable:

1 Dado que la electricidad se considera un derecho, los subsidios, el robo y la falta de pago son amplia-

mente tolerados, mientras que las tarifas que no cubren los costos, las cuentas impagas, así como las conexiones ilegales a la red se convierten en un aspecto aceptado del sistema.

- 2** Las empresas de servicios públicos de electricidad pierden dinero con cada unidad de electricidad vendida y en total pierden grandes sumas.
- 3** Las empresas distribuidoras no tienen más remedio que racionar el suministro limitando el acceso y restringiendo los horarios de servicio.
- 4** El suministro de energía ya no se rige por las fuerzas del mercado, dado que el vínculo entre pago y abastecimiento se ha roto: quienes evaden el pago tienden a recibir la misma calidad de suministro que quienes lo pagan en su totalidad.

Las explicaciones relativas a la interferencia política en el sector eléctrico y la percepción de la electricidad como derecho se pueden considerar complementarias. Es aparente que en contextos de debilidad institucional y estrés económico-social conducirían a resultados contraproducentes para la sociedad en su conjunto. La pregunta que surge entonces es cuán persistente puede ser la tolerancia a este tipo de equilibrio precario

en tanto el mismo puede ser caracterizada como una trampa de ineficiencia que perjudica principalmente las personas más vulnerables. Estas trampas de ineficiencia tienden a ser provocadas por la ausencia de políticas sociales progresivas que atiendan a los sectores vulnerables. Esto es, en contextos de desarticulación institucional para la entrega efectiva de servicios básicos e instrumentos de protección social, es más probable que se permita o tolere la presencia de pérdidas a modo de transferencias informales. Se nota que este formato de realizar transferencias informales es a su vez más probable en entornos con débil institucionalidad.

70. La Figura 4.7 muestra la asociación entre baja pérdidas de energía y calidad del servicio eléctrico. Sin embargo, las afectaciones al bienestar de los usuarios pueden ir más allá. Por ejemplo, Jiménez Mori *et al.*, (2016) documentan cómo las familias perciben riesgos elevados asociados a la baja calidad de servicios públicos, específicamente de la inestabilidad del voltaje eléctrico y de la baja calidad del agua por red.

La percepción social de la electricidad como un derecho ha llevado a prácticas insostenibles en el sector eléctrico, como subsidios excesivos y falta de pago, lo que resulta en suministros racionados y empresas eléctricas con menores ingresos.

No obstante, el hecho que las pérdidas se encuentran típicamente asociadas a bajos niveles de calidad contrasta con que actualmente la población está exigiendo mejoras significativas de varios órdenes; no solo en el acceso a infraestructura sino también en su calidad.

Estas exigencias reflejan los niveles de desarrollo por los cuales está atravesando una región donde los ingresos de la ciudadanía han venido aumentando paulatinamente y donde se están integrando nuevas tecnologías a la economía. De allí la expectativa de que la infraestructura de base deje de representar una restricción frente a las oportunidades de crecimiento. Esto es, las demandas sociales necesitan ser bien entendidas y transparentadas a fin establecer direccionamientos que permitan mejorar el bienestar de la población.

¿Cuáles son las prioridades de los usuarios finales?

En este apartado se explora cómo los usuarios finales priorizan la prestación de servicios públicos en relación con otras áreas como por ejemplo el acceso a educación y salud o a vivienda. Esta visión detallada de la importancia relativa que los usuarios asignan al acceso a servicios públicos ofrece una perspectiva y un punto

de partida para la adopción de reformas basadas en sus preferencias.

En la Figura 8.1 se observan las áreas en que la población considera que la ayuda del gobierno se debe concentrar, por rango de ingreso del encuestado. Esta figura se ha construido con información recolectada en 18 países de América Latina entre el tercer trimestre del 2020 y mayo del 2021, y cubre seis áreas sobre las cuales los usuarios expresan su opinión:

- 1 Empleo.
- 2 Acceso a educación y salud.
- 3 Vivienda y alimentos.
- 4 Servicios públicos (energía, y agua y saneamiento).
- 5 Ayudas monetarias.
- 6 Acceso a internet.

Como se puede observar en dicha figura, independientemente del rango de ingresos, los apoyos para encontrar y/o mantener el empleo constituyen la máxima prioridad expresada por los encuestados. Le siguen, por amplio margen, el acceso a educación y salud, vivienda y alimentos.

El acceso a servicios públicos (energía, y agua y saneamiento) se encuentra en el cuarto lugar, siendo mencionado por un 30% de los encuestados.

Por otro lado, nótese que en todos los rangos de ingresos el acceso a infraestructura social y a servicios de infraestructura esenciales (como agua y saneamiento, y electricidad) se considera de mayor prioridad que las ayudas monetarias y el acceso a internet. Estos resultados no son del todo inesperados. Las transferencias directas o apoyos del gobierno vía entrega de efectivo tienen carácter transitorio y son de alcance limitado en términos de cobertura poblacional. Por el contrario, la infraestructura física y social (como las escuelas y el acceso a energía) son de difícil exclusión y pueden considerarse activos permanentes.

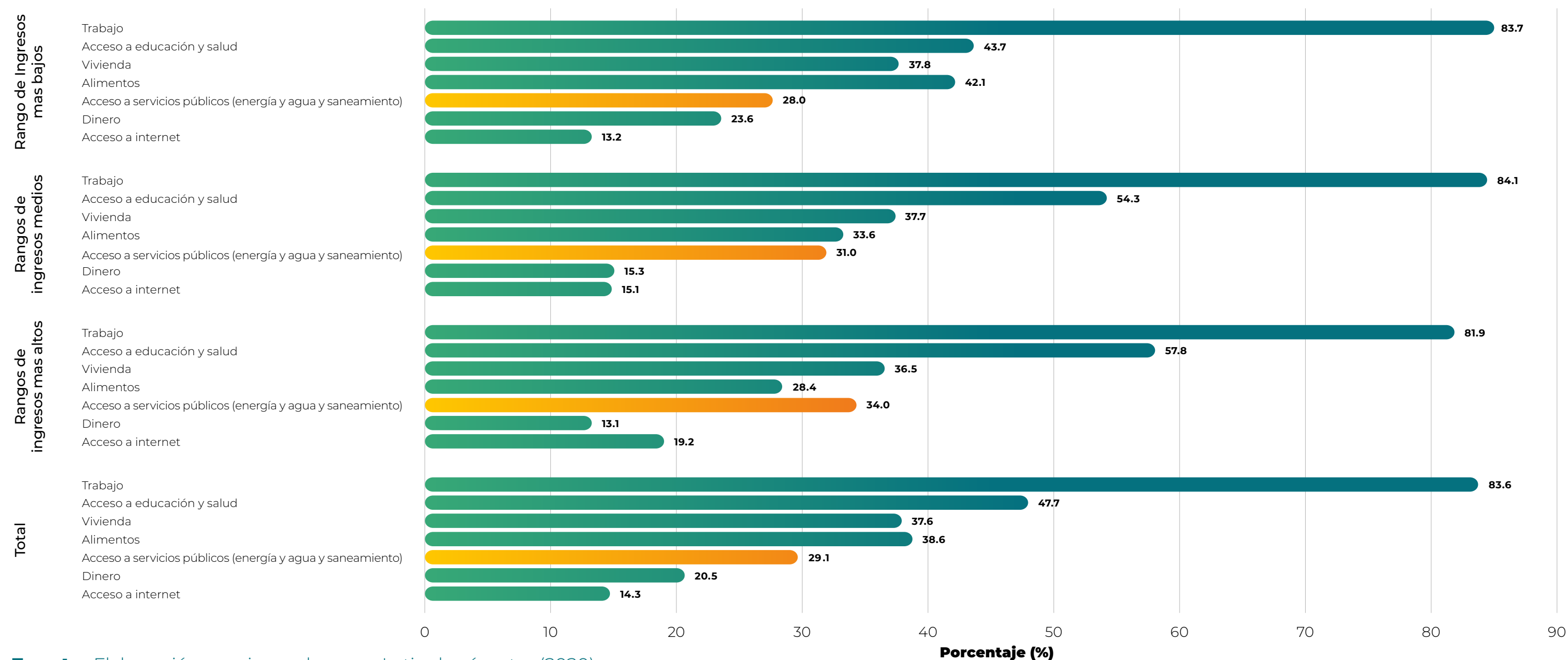
Un resultado que llama la atención es que el acceso a internet se encuentra en los servicios que se consideran menos sujetos a recibir apoyos del gobierno. Ciertamente, un factor que puede explicar este resultado es el hecho de que la mayor parte de la prestación de los servicios de telecomunicaciones se encuentra a cargo del sector privado, lo cual hace que la percepción acerca de estos difiera de la de servicios como la educación o la electricidad donde el Estado ha sido más activo.

Este patrón de actitudes de los usuarios frente a los distintos servicios de infraestructura-electricidad versus internet también aparece en regiones de ingresos bajos, pero con una estructura de mercado similar.⁷¹

En general se puede decir que los resultados comentados son consistentes con el periodo en el cual se efectuó la encuesta, así como con la naturaleza de los servicios analizados. La preferencia por apoyos a mantener el empleo se puede asociar al hecho de que la encuesta se realizó en el periodo afectado por la pandemia de COVID-19. Por otro lado, el aprovechamiento de servicios como el de Internet depende de la existencia de infraestructura esencial (como energía y transporte).

71. Por ejemplo, según datos reportados por Burgess *et al.* (2020) a partir de la encuesta de hogares del “Bihar Electrification Project” conducidas entre marzo y agosto de 2017, la gran mayoría de los usuarios en Bihar, India, no esperan que se los sancione por pagar tarde una factura (76.3%), por conectarse ilegalmente a la red (73.9%), por cablear un medidor (78.0%) o incluso por sobornar a los funcionarios de la compañía de electricidad para evitar el pago (63.3%). Estas actitudes contrastan marcadamente con la forma en que esos mismos usuarios perciben el pago por bienes privados como son los teléfonos celulares, con los cuales no exhiben exigencias sociales como en el caso anterior. Los autores muestran que los encuestados gastan tres veces más en teléfonos móviles que en electricidad (1.7% versus 0.6% del gasto total). Esta pequeña participación en el gasto de electricidad sugiere que la falta de pago no se debe a la imposibilidad de cubrirlo, sino a una norma social.

Figura 8.1 ¿Cómo cree usted que el gobierno debe ayudar a los más pobres, dándoles...? (% por cada rango de ingreso)



Fuente: Elaboración propia con base en Latinobarómetro (2020).

Nota: La encuesta de Latinobarómetro define 10 rangos de ingreso por cada uno de los países donde residen los encuestados. En la figura aparecen agrupados en tres rangos: el de ingresos más bajos (1-3), el de ingresos medios (4-6) y el de ingresos más altos (7-10). La figura reporta el porcentaje de encuestados que mencionaron alguna de las áreas. Cada usuario podía mencionar más de un área prioritaria de apoyo del gobierno a los más pobres. El total de encuestados excluye a aquellos que no identificaron el rango de ingresos al que pertenecen y que tampoco mencionaron alguna prioridad. Los cálculos se encuentran ponderados por el factor de expansión. La encuesta se realizó entre el tercer trimestre de 2020 y mayo de 2021 en 18 países de América Latina.

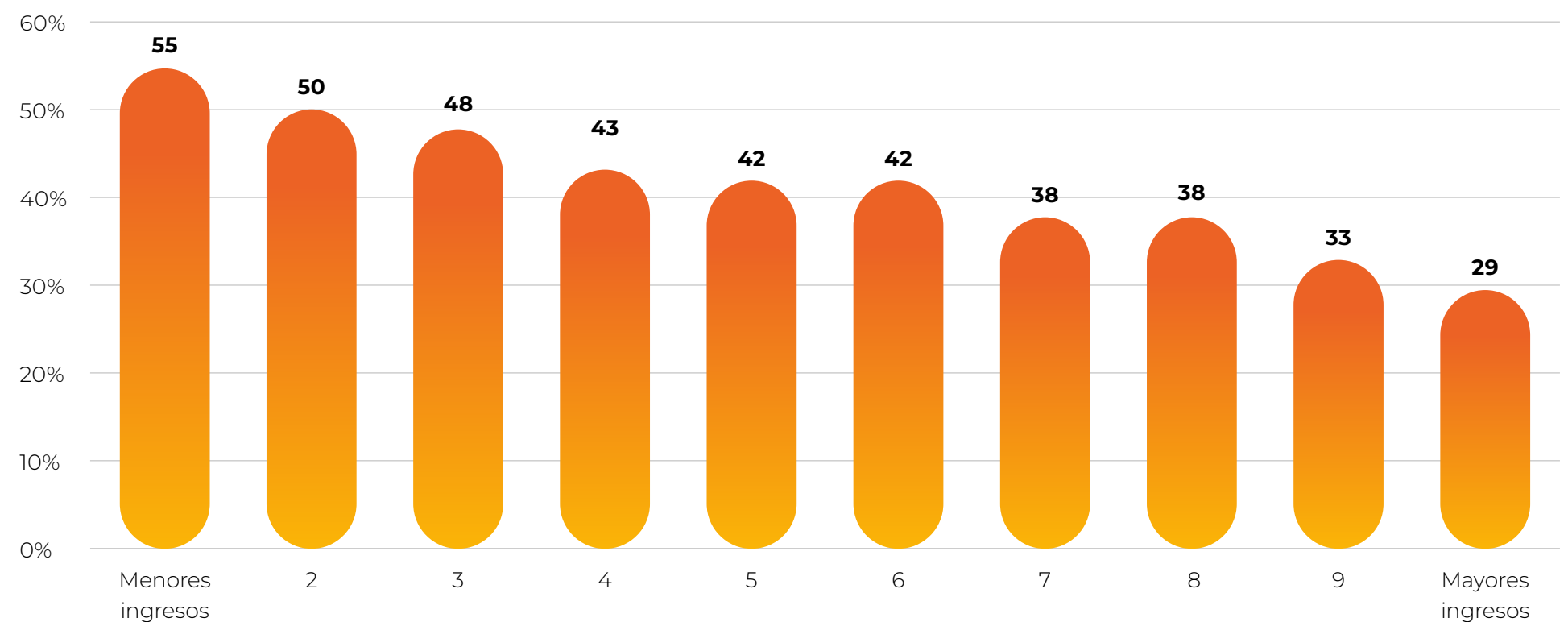
Los resultados que se describen en la Figura 8.1 surgen de la percepción de la población sobre el papel que desempeña el Estado en materia de apoyo social en distintas áreas. Si bien ellos muestran que existe un pedido social de los apoyos que proporciona el gobierno en el área de infraestructura, también parecen indicar que existen demandas que tienen mayor prioridad/urgencia por parte de la población. Lo que es más, dicho ordenamiento de las prioridades parece ser independiente del nivel de ingreso de los encuestados. Estos patrones de respuesta de la población contrastan con uno de los argumentos más utilizados para justificar la entrega de subsidios, así como las interferencias en el sector eléctrico: de que ellos tienen un carácter social y de alto impacto en los grupos más vulnerables.

A su vez, cabe notar que la demanda de asistencia del Estado por la vía de servicios de infraestructura no implica necesariamente una demanda social indiscriminada por servicios de infraestructura gratuitos. Por ejemplo, en la Figura 8.2 se muestra el porcentaje de hogares que están en favor de que el Estado entregue los bienes y servicios antes señalados de manera gratuita a los más pobres (versus con ayuda de subsidio/aporte parcial). Incluso los hogares de menores ingresos (aproximadamente el 45%) no se manifiestan en favor del acceso gratuito a bienes y servicios del Estado. Este porcentaje decrece al 30% entre los encuestados que pertenecen a segmentos de mayores ingresos.

En su conjunto, la evidencia descriptiva indica que, si bien existe una demanda social frente a la función del gobierno en la prestación de servicios de infraestructura, la población tiende a priorizar otras áreas de intervención como son las oportunidades de empleo y el acceso a educación y salud, así como a seguridad alimentaria.

Más aún, no existe un consenso sobre la gratuidad en la prestación de servicios por parte del Estado. Incluso en los grupos de menores ingresos (deciles 1 a 3), un 50% de los encuestados consideró que debía ser gratuita, mientras que el otro 50% afirmó que se debía pagar por ella.

Figura 8.2 Porcentaje de hogares que están en favor del acceso gratuito a bienes y servicios del Estado



Fuente: Elaboración de los autores basado en Encuesta de Latinobarómetro (2020).

Nota: La encuesta de Latinobarómetro define, por cada país, 10 rangos de ingreso en los que se ubican los encuestados. Los cálculos se encuentran ponderados por el factor de expansión. La encuesta se realizó entre el tercer trimestre del 2020 y mayo del 2021 en 18 países de América Latina.

8.2 Preferencias de los usuarios

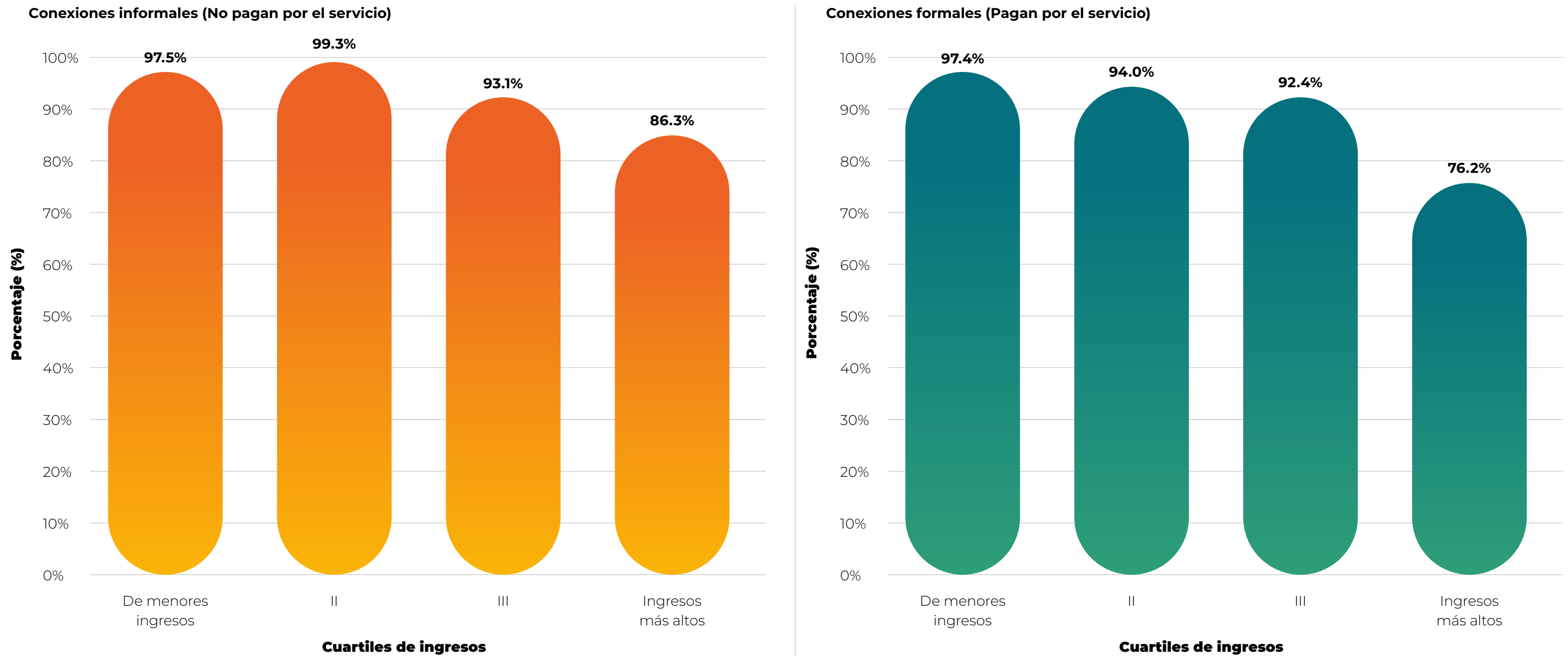
Valor que confieren los usuarios al suministro de mejores servicios eléctricos

En esta sección se discute la disposición a pagar, a ser clientes, y por esa vía, a reducir los niveles de pérdidas eléctricas no técnicas. Un aspecto fundamental sobre la persistencia de la problemática de pérdidas es si los hogares se encuentran dispuestos a pagar por los servicios. La evidencia empírica y circunstancial indica que los hogares confieren un valor significativo a los servicios eléctricos, y que están dispuestos a abandonar las

condiciones de informalidad de sus conexiones y a pagar por estos servicios a cambio de mejoras en el suministro y la fiabilidad del mismo. Esta valoración refleja el carácter esencial de los servicios de infraestructura eléctrica para la vida diaria de las familias, así como para sus emprendimientos. En particular, la literatura especializada sobre ALC y también sobre otras regiones sugiere que los usuarios valoran la continuidad y disponibilidad del servicio, así como su calidad en términos de estabilidad del voltaje (véanse Jiménez Mori *et al.*, 2018; Jiménez Mori *et al.*, 2016; Abdullah y Mariel, 2010; Hensher *et al.*, 2015).

En el caso de la República Dominicana, por ejemplo, Jiménez-Mori (2018) sugiere que la gran mayoría de los hogares que sufren algún tipo de racionamiento o cuyo servicio eléctrico es de baja calidad, estarían dispuestos a pagar por su mejora. Este resultado es consistente entre grupos de consumidores de las empresas eléctricas, es decir, tanto los informales como los registrados

con medidor, en la medida que ambos grupos resultan afectados alguna deficiencia de calidad. En la Figura 8.3 se muestra que ambos grupos, de usuarios informales y de clientes formales, entre el 97% y el 76% hacen valoraciones positivas frente a posibles mejoras en los servicios eléctricos. Lo anterior implica que, tratándose de usuario o cliente, e independientemente de su nivel de ingreso, al menos tres cuartas partes de los hogares estarían dispuestos a pagar más por regularizaciones en el servicio que impliquen una mejora en el mismo. La Figura 8.3 también sugiere que cuanto mayor sea la mejora, más grande será el grupo de usuarios dispuestos a formalizar su situación. En el cuartil de ingresos más altos, solo el 76% de los clientes estaría dispuesto a efectuar pagos adicionales si la calidad del servicio mejorara, frente a un 86% de los usuarios informales. En este aspecto, la diferencia entre clientes formales y usuarios informales se puede atribuir al hecho de que los primeros tienden a recibir un servicio de mejor calidad por el cual pagan y no ven necesario una mejora en la calidad de servicios.

Figura 8.3 ¿Estarían los usuarios dispuestos a pagar más por mejores servicios?

Fuente: Cálculos de los autores basados en datos de Jiménez Mori (2018).

Nota: La disposición a pagar se deriva de propensiones positivas a pagar por mejoras en el servicio. Dichas propensiones fueron estimadas con base en experimentos de decisión diseñados para consumidores informales y formales.

Relevancia de los atributos del servicio eléctrico

De lo anterior se desprende que cuando se consideran medidas dirigidas a mejorar los servicios eléctricos, es necesario tener claridad sobre las preferencias de los usuarios. La literatura indica que estos últimos tienen la capacidad de distinguir los atributos que definen los servicios eléctricos y establecer un orden de preferencias al respecto. Aunque dicho orden podría variar dependiendo del contexto, de las características del servicio eléctrico, de factores como el clima, y de los hábitos de los mismos usuarios, entre otros factores, existe un cierto grado de consenso sobre los principales atributos y su grado de importancia relativa, particularmente en los países en desarrollo. Por ejemplo, en el Anexo 4 se presenta una serie de estudios realizados en países en desarrollo y desarrollados en los cuales se ha identificado un número de atributos del servicio de electricidad.

Para ALC, los casos de la República Dominicana y Paraguay ilustran la existencia de preferencias —y valuaciones— marcadas en materia de atributos directamente relacionados con el suministro de energía: estabilidad del voltaje, y frecuencia y duración de las interrupciones. Los atributos de orden comercial también son mencionados por clientes formales y usuarios informales, aunque en el caso de estos últimos en forma hipotética.

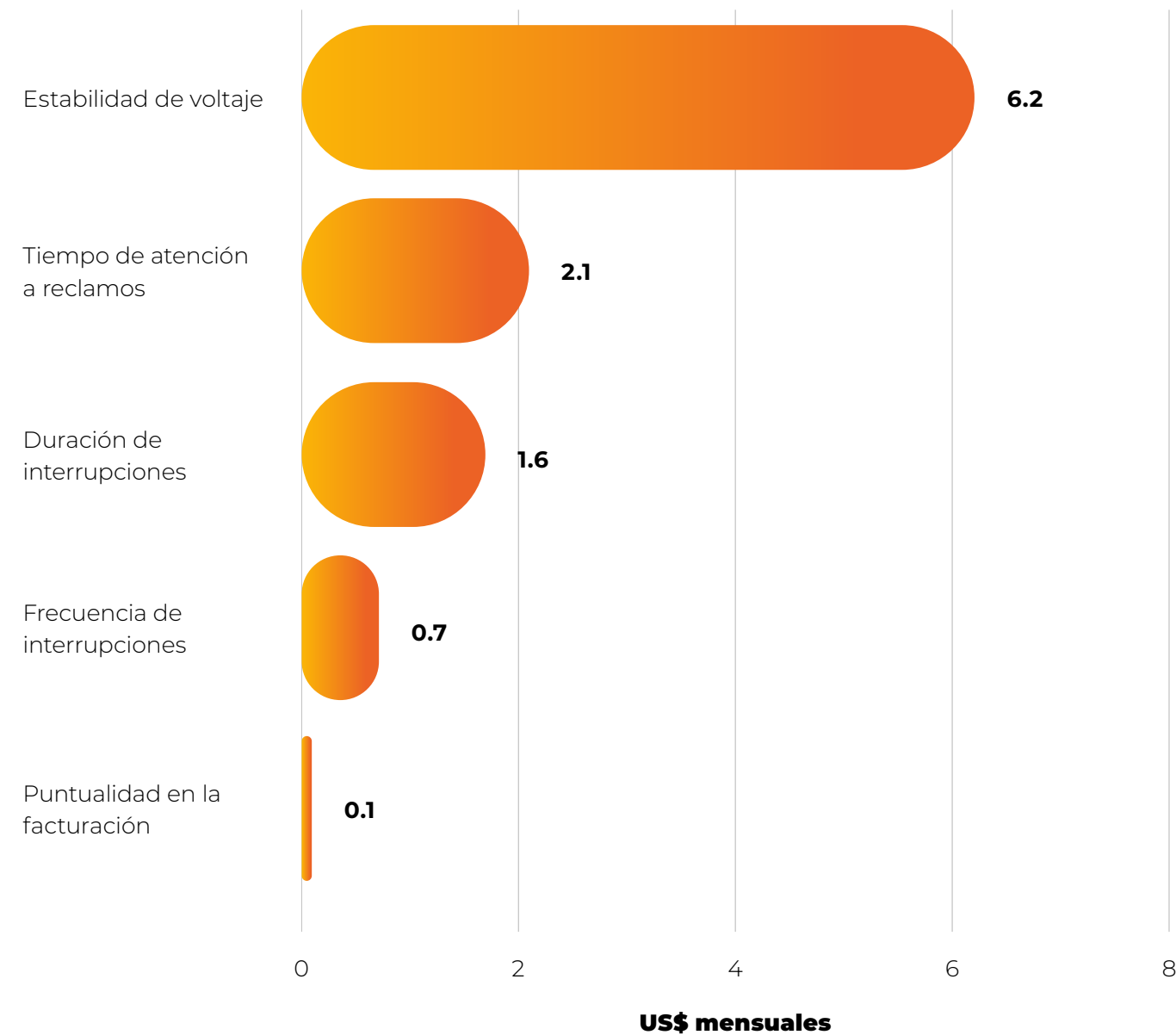
En la Figura 8.4 se observa que, después de los atributos directamente relacionados con el suministro de energía, los de índole comercial mencionados por clientes y usuarios son el tiempo de respuesta a las quejas y la puntualidad en la entrega de las facturas. La evidencia cualitativa sugiere que estos dos atributos inciden en los niveles de confianza de los consumidores para con las empresas de suministro de servicios públicos. Específicamente, la puntualidad en la entrega de facturas por consumo es apreciada como un acto de transparencia por parte de

las compañías (Jiménez Mori *et al.*, 2016). De igual manera, el tiempo de respuesta a las quejas se podría interpretar como una señal del grado de sensibilidad de los consumidores frente al desempeño de las empresas cuando ocurren imprevistos de corto plazo (como pueden ser las fallas de servicio ocasionadas por eventos climáticos). Estos aspectos pueden ser relevantes para sistemas que enfrentan reformas y necesitan construir y/o consolidar apoyo político y de la población hacia las mismas.

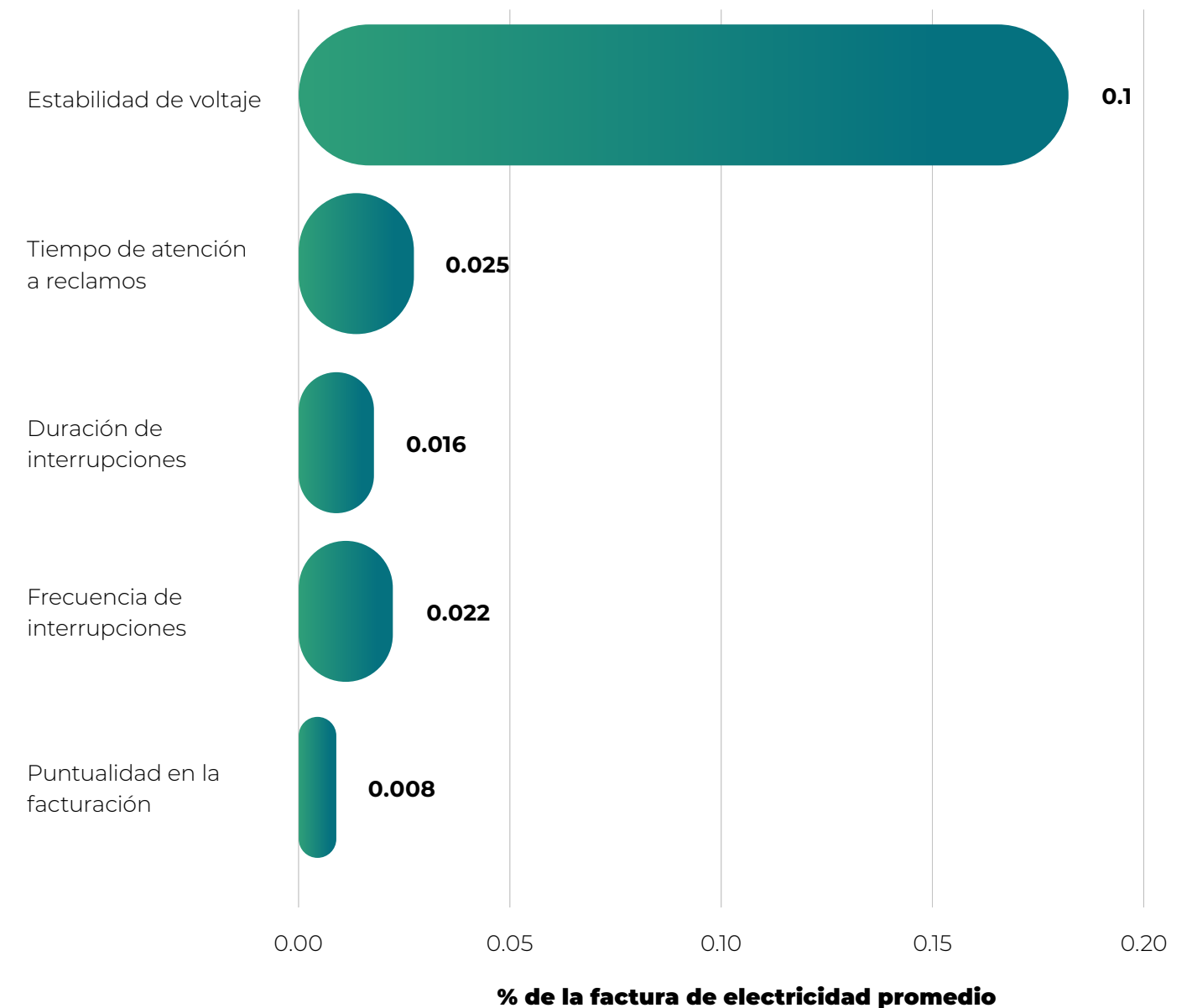
En conjunto, la valoración que los usuarios confieren a las mejoras en los servicios eléctricos, así como su capacidad de distinguir entre los varios atributos que los constituyen, indican que existe un espacio amplio para aprovechar dichas preferencias mediante programas de normalización que reduzcan las pérdidas eléctricas e incrementen la calidad de los servicios. En la siguiente sección se discutirá el efecto que dichos programas podrían tener en la satisfacción de los usuarios finales.

Figura 8.4 Orden de importancia de los atributos de los servicios eléctricos

Informales



Formal



Fuente: Cálculos de los autores basados en datos de Jiménez Mori (2018).

Nota: La disposición a pagar se deriva de propensiones positivas a pagar por mejoras en el servicio. Dichas propensiones fueron suscitadas con base en experimentos de decisión específicamente diseñados para consumidores informales y formales.

Satisfacción del usuario

Desde el punto de vista de la política pública, cabe preguntarse si el resultado neto de incrementar la calidad del servicio y cobrar por ello se traduce en beneficios netos para el usuario.⁷² La evidencia indica que las mejoras en los servicios se traducen en ganancias de bienestar social por la vía de la conveniencia de servicios mejorados. Se han documentado también ganancias que se derivan del aprovechamiento para usos productivos, lo cual se refleja en mejoras en la productividad e ingresos de los usuarios, como se vio en el Recuadro 7.1 en el capítulo anterior. Otro ángulo para evaluar las ganancias sociales de las reformas que reducen las pérdidas comerciales, y que al mismo tiempo mejoran la calidad de los servicios públicos, consiste en observar los niveles de satisfacción de los usuarios que las han experimentado.

Aunque la relación entre calidad del servicio a mayor costo y satisfacción del cliente continúa siendo un área donde la evidencia es relativamente nueva y reducida, existen estudios en los que se sugiere que el efecto neto es un incremento en la satisfacción con los servicios. Específicamente, y de forma consistente con el orden de preferencias registrado en la Figura 8.4 la satisfacción de los usuarios

se encuentra fuertemente influenciada por atributos de calidad del servicio como son la confiabilidad (número de interrupciones en un periodo determinado), la estabilidad del voltaje y la atención a reclamos.

Más aún, la evidencia empírica parece indicar que si bien el costo del servicio incide de manera importante en la satisfacción, los usuarios tienen la capacidad de diferenciar entre las dimensiones de costo del servicio y aquellas relativas a la calidad de abastecimiento y/o las de índole comercial. En efecto, las percepciones de los consumidores acerca de la equidad de precios parecen estar asociadas principalmente con atributos relativos al costo del servicio (precio promedio de la electricidad, subsidios y esquema tarifario), y se separan cognitivamente de aquellas sobre los atributos relativos a su calidad. Este aspecto es también relevante para introducir reformas que conduzcan a reducir de forma sistemática el robo de energía pues en la medida en que el bienestar de los usuarios responda a la mejora en los distintos atributos del servicio eléctrico, se podrá propiciar la aceptabilidad de reformas en el sector.

Por ejemplo, para Ecuador y la República Dominicana, la evidencia sugiere que los programas de reducción de pérdidas vía normalización de conexiones que me-

joran calidad de los servicios conllevan a su vez mejoras en el bienestar y la satisfacción de los hogares. En el caso de Ecuador se encontró que después de las normalizaciones de las conexiones eléctricas, los hogares incrementaron su consumo de electricidad en alrededor del 100%, lo cual sugiere que la condición previa representaba una restricción a sus necesidades y por lo tanto mermaba su bienestar. En el caso de la República Dominicana, la evidencia indica que el efecto marginal positivo en la satisfacción de los usuarios resultante de las mejoras en la calidad del servicio es mayor que los efectos marginales negativos combinados del aumento de precios. Más aún, en este estudio de caso las estimaciones no muestran evidencia de adaptación de actitudes, lo que sugiere que las mejoras en el servicio están asociadas con aquellos incrementos en los niveles de satisfacción del consumidor que perduran.⁷³

72. Si bien la calidad de los servicios ofrecidos debe cumplir con estándares regulatorios, en la práctica pueden existir discrepancias sustanciales entre dichos estándares y la calidad del servicio efectivamente suministrado.

73. Véanse Jiménez Mori (2019, 2021) para los casos de Ecuador y la República Dominicana respectivamente.

Mejoras significativas y consistentes

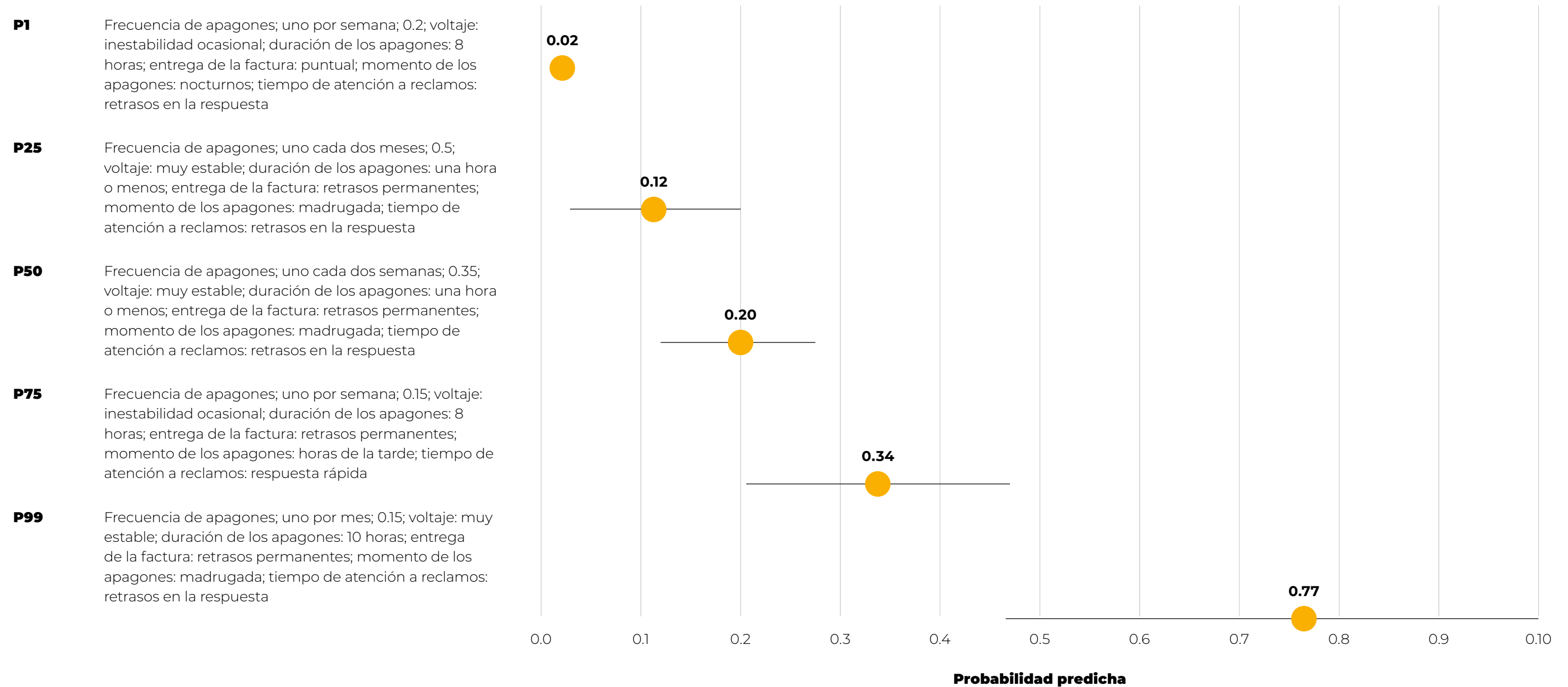
Un aspecto relevante que surge de la evidencia empírica es que las mejoras que exigen los usuarios —por las cuales están dispuestos a pagar y con las cuales su bienestar se incrementa—, necesitan ser sustanciales para ser internalizadas.⁷⁴ En cambio las mejoras marginales pueden traducirse únicamente en propensiones a pagar igualmente marginales y en aumentos transitorios en los niveles de satisfacción. Dicho patrón indica que, para ser efectivas, las políticas o medidas de normalización de usuarios deben asegurar no solo altos niveles de calidad del servicio eléctrico sino también su permanencia en el largo plazo. Esta regularidad parece encontrarse presente tanto en la evidencia empírica como en la cualitativa, y es consistente con la apreciación de que un servicio público que no es confiable resulta de poco valor para los consumidores finales.

La Figura 8.5, por ejemplo, muestra los perfiles del servicio eléctrico que caracterizan las diferentes probabilidades de aceptación de los programas de normalización, con base en un estudio de campo en la República Dominicana (Jimenez Mori, 2018). Si bien es claro que el costo adicional incide negativamente en la aceptabilidad del cambio, la mejora en otros atributos tiende a compensarlo, elevando así la probabilidad de que los usuarios acepten la reforma y se conviertan en clientes. Como se señaló previamente, los atributos que tienen un peso importante en dicha probabilidad son la estabilidad del voltaje y la continuidad del servicio. En particular, en los niveles más altos de aceptabilidad (donde la probabilidad de aceptación de la reforma es del orden del 77%), los hogares declaran encontrarse dispuestos a aceptar dos horas adicionales de interrupciones por mes a cambio de una mayor estabilidad del voltaje.

Otro elemento relevante al diseño de intervenciones efectivas tiene que ver con el nivel de las tarifas o el costo que ya pagan los clientes del servicio, en particular cuando estos son destinatarios de las reformas. Específicamente, los usuarios que ya se encuentran pagando por los servicios eléctricos a un costo relativamente elevado constituyen un segmento que requiere particular atención durante la implementación. Por ejemplo, puede ser relevante efectuar la distinción sobre las razones de su afectación por las reformas que puede ser debido a que antes no estaban cumpliendo con sus obligaciones como usuarios o que la reforma les puede significar un ajuste tarifario con fines redistributivos. En consecuencia, el primer paso consiste en que las empresas eléctricas identifiquen y caractericen con suficiente nivel de detalle su base de usuarios.

74. Véase también Deutschmann *et al.*, (2021).

Figura 8.5 Probabilidad de aceptar la normalización del servicio



Fuente: Cálculos de los autores basados en datos de Jiménez Mori (2018).

Nota: Probabilidad estimada para la combinación de niveles de atributos correspondientes a los percentiles 1, 25, 50, 75 y 99 de la distribución de probabilidad prevista.

8.3

Asequibilidad

Como se indicó en el inicio de este capítulo, medidas en materia de reducción de pérdidas, y en general las del sector de energía, pueden estar influenciadas por criterios que priorizan aspectos de precio, a veces con objetivos populistas. Dichas influencias por lo general se enfocan en la relevancia del costo del servicio para este tipo de reformas, en detrimento de otros atributos de los servicios públicos como son su confiabilidad y continuidad. En tal sentido, parecería existir un sesgo hacia el costo por sobre la calidad de los servicios. Este sesgo ha tenido efectos contraproducentes en la sostenibilidad de oferta y parece haber ignorado la voz de los consumidores finales.

Por otro lado, es necesario subrayar que aun cuando la calidad del servicio eléctrico es valorada por los usuarios, de todas maneras, su precio constituye un elemento central para la aceptabilidad de las reformas. Lo que es más, asegurar asequibilidad del servicio eléctrico a los grupos vulnerables constituye uno de los objetivos centrales de política pública, por lo cual los efectos de las

reformas tienen que evaluar cuidadosamente sus efectos sobre la equidad. Asimismo, cabe tener en cuenta que las preferencias y las valoraciones de las mejoras en materia de calidad del servicio por parte de los consumidores podrán variar significativamente tanto en el mismo segmento como entre sus diferentes tipos (hogares o negocios, por ejemplo). No obstante, es esencial no perder de vista que incluso si la propensión a pagar parece ser notablemente heterogénea, tiende a ser positiva. Es decir, hay una demanda por mejoras en los servicios públicos y una voluntad de pago asociada.

Entonces, a efectos de hacer una separación de responsabilidades que facilite la gestión de las necesidades de sostenibilidad del sistema eléctrico y de sus elementos de equidad, es recomendable que los problemas de asequibilidad se aborden separadamente de los de las pérdidas eléctricas. Esto por cuanto la permisibilidad del robo de electricidad y el racionamiento del servicio eléctrico han mostrado no constituir medidas adecuadas para atender la problemática social subyacente; por el contrario, pueden generar severas pérdidas de bienestar a la sociedad restringiendo su capacidad de consumo de energía y/o generando inconvenientes en la baja calidad del servicio.

A fin de que las reformas conduzcan a mejoras en equidad y sean políticamente viables, será necesario entonces discernir entre los mecanismos adecuados y más efectivos para asegurar que ellas beneficien a todos los usuarios, particularmente a los más vulnerables. Por ejemplo, las tarifas sociales, así como, de forma más general, los programas de transferencias monetarias pueden atender directamente a los grupos de menores recursos, minimizando las distorsiones en el funcionamiento del mercado. En este sentido, puede ser útil en diseñar estrategias que tengan en cuenta la heterogeneidad en las valuaciones en función de las características sociales y económicas de la población destinataria. Ello puede contribuir a implementar programas sociales adecuadamente focalizados que reduzcan los posibles efectos distributivos adversos. Es necesario remarcar que alcanzar precios asequibles del servicio eléctrico requiere de una eficiencia integral en el sector eléctrico, en los cuales es necesario reducir los niveles de pérdidas. De forma complementaria, las políticas de transición energética en el subsector de generación también pueden potencialmente contribuir a este objetivo, mediante la introducción de capacidad de generación más limpia y costo-eficiente.

8.4 Conclusiones

El presente capítulo ha discutido cómo puede existir cierta tolerancia a las pérdidas de energía por motivos políticos y económicos, y como dicha tolerancia contrasta con los incentivos y preferencias de los usuarios que crecientemente demandan mejor calidad del servicio. Contextos de debilidad institucional, con desarticulación y/o ausencia de programas sociales progresivos, tiende a provocar trampas de ineficiencia que ayudan a explicar la persistencia de las pérdidas eléctricas. Sin embargo, la creciente demanda social por servicios de calidad desafía este tipo de situaciones. Un mensaje que emerge entonces es que asegurar la asequibilidad de servicios eléctricos de calidad, su viabilidad financiera, y optimizar los niveles de eficiencia, son objetivos de política complementarios.

En efecto, la tolerancia a las pérdidas eléctricas no solo perjudica a las empresas del sector, sino sobre todo a los consumidores finales y a la economía en su conjunto. Con base en el desempeño de los mercados eléctricos en las pasadas décadas se puede afirmar que es poco probable que la permisividad con las pérdidas constituya un instrumento adecuado para promover la equidad en el acceso

al servicio de electricidad. Como instrumentos de subsidio, ellas no sólo representan un medio poco transparente y altamente discrecional, sino que su persistencia ha impedido igualmente que se logren metas fundamentales como el suministro de servicios de calidad, y la sostenibilidad financiera y ambiental de los sistemas eléctricos. En suma, la permisibilidad de las pérdidas eléctricas resulta ser una estrategia ineficaz y sumamente costosa de facilitar servicios eléctricos a grupos vulnerables.

Parte de la persistencia de esta tolerancia se puede asociar a una disyuntiva entre el incremento de la calidad de servicio eléctrico y la priorización de la asequibilidad. Empero, es probable que la mayor parte de usuarios confieran un alto valor a la calidad del servicio eléctrico y expresen su disposición a convertirse en clientes formales. Si bien el costo del servicio tiene un rol fundamental en la aceptabilidad de las reformas y de las medidas orientadas a reducir el robo de energía, los usuarios también sopesan el deterioro de la infraestructura del sistema eléctrico. Así, la evidencia sugiere que los usuarios podrían preferir un servicio eléctrico de mejor calidad, lo que permitiría ejecutar programas de normalización que reduzcan las pérdidas eléctricas.

En tal sentido se puede argumentar que los objetivos de reducción de pérdidas y de equidad se refuerzan

mutuamente. Las medidas de reducción de pérdidas también tienden a mejorar la calidad de los servicios públicos beneficiando directamente a los usuarios y, al establecer un control adecuado del consumo de estos últimos, se propicia una mejor focalización de los programas sociales específicos en los grupos más vulnerables para atender sus necesidades. Desde luego la prestación de los servicios debe satisfacer estándares mínimos de calidad que sean tangibles a los beneficiarios, así como contar con la capacidad de ejercer el cobro por el servicio a los usuarios (*enforcement*) de manera que los usuarios tengan incentivos para cumplir con sus pagos.

Los problemas de asequibilidad y pobreza energética podrían de modo más efectivo abordarse a través de programas bien diseñados y focalizados en poblaciones vulnerables. Los esquemas de tarifas sociales u otras medidas de la misma índole, aunque no son perfectos, han mostrado mejores resultados en términos de promover asequibilidad a servicios de calidad. Igualmente, se destaca el carácter integral del funcionamiento del sistema eléctrico, en el cual reducción del problema de pérdidas y así como el impulso de un parque de generación más limpio y costo-eficiente representan las principales medidas estructurales para alcanzar precios adecuados de la energía.

Capítulo 9

Percepción y tolerancia del consumo irregular de energía⁷⁵

- La política de las transferencias informales
Página 178
- Dimensión y determinantes de las pérdidas de energía como programas de transferencias informales
Página 181
- Preferencias por la permisividad estatal frente al consumo irregular de energía
Página 182
- Preferencias ideológicas por la redistribución informal
Página 189
- Conclusiones
Página 191

75. Este capítulo fue preparado por Santiago López Cariboni. Universidad de la República, Uruguay. Departamento de Economía.

Un aspecto sobre las pérdidas eléctricas al que se ha dedicado menos atención ha sido el papel que cumplen las normas y preferencias sociales (Never, 2015) y su interrelación con la economía política del acceso irregular a servicios básicos. Un hallazgo reciente muestra que las personas tienen preferencias progresivas por la flexibilidad estatal frente al consumo irregular de energía (Wong *et al.*, 2021; Burgess *et al.*, 2020; López Cariboni, 2017) y que los gobiernos pueden reaccionar a estas preferencias según su orientación ideológica (López Cariboni, 2019). Lo anterior sugiere que los gobiernos se enfrentan a demandas más extendidas por una decisión deliberada de no hacer cumplir la ley cuando los infractores (beneficiarios) son individuos más vulnerables y con menores ingresos. Esta evidencia es consistente con la persistencia de situaciones de robo de energía, en particular vía conexiones informales en grupos de menores recursos (ver capítulos 3 y 4).

En este capítulo se reseña la investigación reciente sobre la demanda social de permisividad o flexibilidad

estatal frente al consumo irregular de energía. Aquí se muestra que las políticas de los gobiernos, así como las de las compañías de distribución, deben estudiar los aspectos del comportamiento que surgen de estructuras de preferencias sociales, las cuales son marcadamente estables entre países y dentro de ellos. Como se indicó en el capítulo previo, esta permisividad puede presentarse en situaciones de baja calidad-alto robo de energía

En primer lugar, se discute la literatura de economía política donde se exploran los incentivos de los gobiernos para ofrecer transferencias informales. Luego se describen las pérdidas de energía y su vínculo con las políticas de permisividad deliberada. Posteriormente se reseñan los resultados de estudios experimentales sobre las preferencias por *enforcement* frente al hurto de energía en distintos países en desarrollo, así como sus fundamentos políticos e ideológicos subyacentes. Por último, se ofrece una serie de conclusiones sobre lo que conlleva este fenómeno en términos de política pública.

9.1 La política de las transferencias informales

En países en desarrollo como los de América Latina y el Caribe, los beneficios del Estado de bienestar no logran proteger al sector informal. La seguridad social ha sido tradicionalmente dirigida al sector formal de la economía, lo que se solidificó desde mediados del siglo XX cuando estos países implementaron estrategias de industrialización basadas en crecimiento endógeno (McGuire, 1999; Huber *et al.*, 2006; Wibbels y Ahlquist, 2011). Una característica típica de la política fiscal en ALC es que carece de la progresividad observada en naciones europeas (Milanovic, 2000).

Una primera razón es que la elegibilidad para la seguridad social está vinculada al empleo formal, lo cual significa que el principal componente del gasto social corresponde a programas sociales de naturaleza contributiva (De Ferranti *et al.*, 2004; Huber *et al.*, 2006; Goñi, López y Servén, 2011). A ello se agrega el hecho de que su costo fiscal está parcialmente socializado a través de impuestos generales al consumo que grava tanto al sector formal como al sector informal de la economía.

Una segunda razón es que, en la región, las transferencias y subsidios benefician a los pobres de manera marginal. Los subsidios a la energía, al transporte y a la educación terciaria, así como los préstamos de vivienda, están mayoritariamente capturados por las clases medias y altas que son consumidoras más intensivas de estos servicios (Bril-Mascarenhas y Post, 2015).⁷⁶ Mientras tanto, las innovaciones recientes en materia de política social como son los programas de transferencias no contributivas solo proporcionan un ingreso mínimo de subsistencia y tienen un impacto limitado en la reducción de la pobreza (Barrientos y Santivañez, 2009; Barrientos y Lloyd-Sherlock, 2002). Ello podría explicar en parte el apoyo relativamente sólido de sectores ne-

tamente subsidiarios de estas políticas como son las clases media y alta (Holland, 2018), así como la exitosa expansión de políticas de bajo costo y beneficios limitados para poblaciones vulnerables como pueden ser los programas transferencias condicionadas y no condicionadas (Cecchini y Madariaga, 2011; Brooks, 2015).

Un efecto político de la estructura “truncada” de los Estados de bienestar en ALC es que el conflicto distributivo se atenúa o desaparece (Holland, 2018). En países donde el Estado de bienestar no cubre a los más pobres, y donde son las clases media y alta las que capturan gran parte de sus beneficios, el ingreso individual deja estar asociado a las preferencias por redistribución, como ocurre en los Estados de bienestar más progresivos (Beramendi y Rehm, 2015). Esto se ha visto como una limitación política para alcanzar una etapa de redistribución más profunda en la región (Holland, 2015). Para los miembros de la clase baja, las pocas expectativas de que la expansión del Estado de bienestar los beneficie se combina con los altos costos incurridos para lograr superar problemas de acción colectiva y canalizar las demandas políticas (Rudra, 2002; Rudra y Haggard, 2005; Segura-Ubierno y Kaufman, 2001; Wibbels, 2006).

Por lo tanto, para estos individuos invertir en recursos políticos y en movilización a través de mecanismos legales que afecten su ingreso de mercado o el ingreso disponible (tales como los impuestos, las transferencias, los servicios y las regulaciones) puede resultar riesgoso. De allí su propensión a encontrar mecanismos alternativos y más inmediatos de satisfacer necesidades básicas como la vivienda y el acceso a servicios.

76. Agréguese a esto que el gasto social puede ser marcadamente inestable. Por ejemplo, si bien es cierto que el gasto educativo es el componente presupuestal más progresivo (Rudra y Haggard, 2005; Albertus y Menaldo, 2014; Ansell, 2010), es también el más vulnerable a las recesiones económicas y representa uno de los componentes más procíclicos de las políticas sociales (Wibbels, 2006).

En países en desarrollo, la seguridad social favorece principalmente al sector formal, dejando al margen a los más vulnerables.

Los individuos más pobres, en especial los que se encuentran en el sector informal, tienen un interés material coherente por la tolerancia hacia la violación de las leyes que protegen la propiedad privada y que ellos son más proclives a no respetar cuando se trata de satisfacer sus necesidades básicas. Según Holland (2015), lo anterior provee una estructura de demanda política de transferencias sociales informales (en inglés denominada *forbearance*). Los mecanismos informales de redistribución pueden resultar un sustituto económicamente comprable a muchas de las acciones legales del Estado y proporcionan fuertes incentivos políticos para los gobiernos. Más aún, los beneficios informales que se proporcionan a través de la inacción estatal ofrecen a los políticos la posibilidad de enviar señales electorales más creíbles acerca de su afini-

dad con los votantes de menos recursos; esto frente a las señales que proporcionan las promesas tradicionales de política social formal y que por su diseño no protegen a estos sectores de la población.

El trabajo Holland (2016) conceptualiza la flexibilidad estatal como un fenómeno de política social informal independiente de la baja capacidad del Estado. Es decir, su énfasis está en la decisión de los políticos de no hacer cumplir la ley —aun cuando tienen la capacidad de hacerlo—, con el fin de proporcionarles transferencias informales. Forteza y Noboa (2019) desarrollan un modelo general que representa la disyuntiva existente que enfrenta un gobierno (bajo un diseño de instituciones de compromiso) cuando existe limitada capacidad del Estado para proveer un seguro social. En este caso, la capacidad del Estado equivale al bajo desarrollo del Estado de bienestar y no a la tecnología para hacer cumplir los derechos de propiedad. Cuando hay una parte del ingreso de las personas que resulta imposible de asegurar, un gobierno benevolente tendría margen como para proporcionar un seguro de manera informal, es decir, *ex-post*, frente a un shock económico negativo. Tal dotación informal ocurre cuando el Estado permite la erosión del cumplimiento de las normas.

En un trabajo relacionado, Holland (2015) argumenta que las violaciones que generan las transferencias progresivas, es decir, aquellas que permiten la abstención de cumplir la ley y que son focalizadas en los individuos de menores ingresos, polarizan a los votantes que no reciben estos beneficios (generalmente los pertenecientes a clases medias y altas). Los datos de una encuesta implementada en Bogotá (Colombia) muestran que el nivel socioeconómico se correlaciona negativamente con la preferencia por 'permisividad' en la ocupación ilegal y en la venta callejera informal. Ese hallazgo también coincide con evidencia de encuestas de opinión pública en diversos países latinoamericanos.

En suma, la respuesta política de permitir la violación de las normas —el acceso irregular a los servicios básicos en el presente caso— estaría sustentada en la estructura de preferencias sociales que generan tales incentivos políticos. En la siguiente sección se presenta evidencia sobre la magnitud de las pérdidas en el sector eléctrico, las características de su cobertura social, y su vínculo con decisiones políticas. Paso seguido se describen las preferencias sociales por permisividad estatal frente al consumo irregular de energía eléctrica, haciendo énfasis en los países de ALC.

9.2 Dimensión y determinantes de las pérdidas de energía como programas de transferencias informales

Como se mostró en los capítulos 3 y 7, las pérdidas de electricidad se traducen en cuantiosas pérdidas financieras para las empresas eléctricas, y también para el medioambiente. Allí se mostró igualmente que tales niveles de pérdidas son además altamente persistentes

en los países de ALC, lo cual sugiere un cierto grado de permisividad para con el consumo irregular de energía.

Al mismo tiempo, dicha permisividad parece estar influenciada por elementos de política económica. Como ya se mencionó en el capítulo 8, Golden y Min (2012) analizan las elecciones locales y encuentran que las pérdidas de electricidad comparten el mismo ciclo que los periodos electorales y las fluctuaciones económicas. Debido a que los formuladores de políticas son conscientes de los beneficios de permitir un acceso irregular del servicio de electricidad, estos permiten incrementar las transferencias informales siendo más permisivos en las conexiones irregulares o desconexiones de servicios en estos periodos. Una dinámica similar puede verse en el caso de Uruguay, donde los ciclos económicos se encuentran positivamente asociados con los niveles de pérdidas no técnicas (véase Capítulo 4 y Recuadro 4.3). Esta lógica de discreción es precisamente la que sugiere el modelo teórico de Forteza y Noboa (2019). Es de esperar entonces que este sea el caso cuando los políticos tienen incentivos para obtener apoyo político

y electoral entre grupos desfavorecidos de la sociedad, típicamente en las democracias en desarrollo.

La evolución de pérdidas de eléctricas documentada en capítulos previos sugiere que se trata de un equilibrio difícil de modificar. Cabría preguntarse entonces cuál es la estructura de preferencias sociales que subyace a este equilibrio. En la siguiente sección se presenta evidencia sobre este punto.

Las pérdidas de electricidad, además de causar daños financieros y ambientales, están influenciadas por dinámicas político-económicas que favorecen el consumo irregular en ciclos electorales.

9.3 Preferencias por la permisividad estatal frente al consumo irregular de energía

La investigación reciente hace énfasis en que el acceso a la electricidad es visto como un derecho (Burgess *et al.*, 2020; Tully, 2006). El acceso gratuito a esta tiene efectos positivos para los usuarios beneficiarios, lo que puede ayudar a explicar por qué algunos grupos tienden a ver el consumo irregular como justificable. De hecho, muchos estudiosos han identificado que asegurar el acceso a la electricidad puede ser visto como bien colectivo (Alesina, Bakir y Easterly, 1999; Chhibber y Nooruddin, 2004; Banerjee, Iyer y Somanathan, 2005; Besley y Ghatak, 2006; Abbott, 2001; Min, 2015). Abbot

(2001: 32) afirma que “la seguridad [del suministro de electricidad] es no rival en términos de bien público. [...] La seguridad del suministro también parece ser no excluyente en el sentido de que es difícil excluir a las personas de los beneficios de disminuir tal riesgo”. Por supuesto, esto solo ocurre hasta un punto determinado, a saber, cuando el hurto de electricidad llegue a provocar sobrecarga de la red y cortes de energía (Lewis, 2015; Jiménez Mori, 2020; Burgess *et al.*, 2020).

Sin embargo, el acceso informal también puede ser objeto de una puja distributiva (Min, 2015). El modelo distributivo de demanda política de transferencias sociales informales (*forbearance*) elaborado por Holland (2015)⁷⁷ supone que los individuos tienen preferencias egoístas para la asignación de sanciones. Si los miembros de la clase media no tienen ningún incentivo para consumir electricidad irregular, solo los pobres se benefician de la débil aplicación de la ley. Por lo tanto, dicho modelo predice que la demanda por el no cumplimiento disminuye a medida que el ingreso aumenta. En este caso, los individuos de menores ingresos prefieren niveles más altos de no cumplimiento que los de ingresos medios y altos. A su vez, los individuos que no se benefician de la transfe-

ncia informal deberían tener preferencias neutras o regresivas por la aplicación de fiscalización y sanciones. En otras palabras, este modelo implica que no existe progresividad en la tolerancia de la clase media por el robo de energía.

La poca evidencia sobre la tolerancia al robo de energía muestra que esta a su vez depende de diferentes factores, entre ellos el nivel socioeconómico del beneficiario y la calidad del servicio que recibe. Wong *et al.* (2021) estudian las percepciones frente al hurto de energía eléctrica en forma de uso de cables ilegales en hogares rurales y urbanos en Uttar Pradesh, India. Los autores llevaron a cabo un experimento de encuesta de perfiles emparejados (*conjoint*) cuyo diseño es similar al propuesto por Hainmueller *et al.* (2014).

77. Este planteamiento, que sigue la línea del modelo propuesto por Meltzer y Richard en 1981, proporciona un marco interpretativo para el comportamiento individual en relación con la distribución de recursos y sanciones.

La aceptabilidad social del hurto de energía está influenciada por los contextos de ingresos y la calidad del suministro eléctrico recibido por los consumidores.

Allí se solicita a los encuestados que comparen dos individuos hipotéticos que cometen hurto de energía pero que se diferencian en características sociales tales como el ingreso, la casta, la religión, la calidad de servicio que reciben y la estrategia de hurto del servicio por parte de familiares, extraños y de ellos mismos. Los principales resultados del estudio muestran que la aceptabilidad social del hurto de energía está influenciada

por los contextos de ingresos y la calidad del suministro eléctrico recibido por los consumidores informales hipotéticos. Específicamente, a medida que los ofensores tienen un mejor servicio (más horas de suministro de energía diaria), la aceptabilidad social del hurto se reduce significativamente. Por otra parte, a medida que aumenta el ingreso de los usuarios informales, asimismo se reduce la aceptabilidad social del robo de energía. Sin embargo, cabe notar que el estudio fue realizado en una zona del mundo donde el consumo informal es la regla y donde buena parte de los entrevistados son a su vez usuarios informales y por tanto beneficiarios de tales transferencias.

Con base en una estrategia de reclutamiento distinta, en el estudio de López Cariboni (2017) se condujo un experimento de encuesta similar en cuatro países latinoamericanos donde los participantes eran en su gran mayoría usuarios regulares de energía. Allí se analiza la demanda de aplicación de sanciones según

las características individuales de personas hipotéticas que consumen energía eléctrica de manera ilegal. El estudio se basa en muestras por conveniencia conformadas mediante anuncios en línea. La investigación se implementó en cuatro países de ALC con muestras de los siguientes tamaños: Argentina (835), Chile (610), Colombia (599) y Uruguay (1,123).

Los ciudadanos pueden tolerar el comportamiento informal por razones diferentes. Las características individuales de los infractores pueden ayudar a determinar esas preferencias. Es decir, si los ciudadanos tienen preferencias claras con respecto a “quién” debería ser beneficiado con la tolerancia estatal frente al comportamiento ilegal, las estimaciones de tales preferencias revelarían las causas de la demanda popular por la tolerancia política frente al consumo irregular de energía eléctrica. En el estudio de López Cariboni (2017) se consideraron perfiles aleatorios de usuarios irregulares que podían asumir las características presentadas en el Cuadro 9.1.

Cuadro 9.1 Perfiles de usuarios irregulares de energía

Dimensiones	Valores de los atributos
1 Sexo	Hombre Mujer
2 Edad	26 37 58
3 Educación	Primaria Secundaria (incompleta) Secundaria (completa)
4 Hijos	Ninguno Dos hijos Cinco hijos
5 Lugar de residencia	Barrio regular Asentamiento irregular Área rural
6 Ingreso mensual	0.5 x Línea de pobreza 1 x Línea de pobreza 1.5 x Línea de pobreza 3 x Línea de pobreza
7 Situación laboral	Empleo formal Asalariado informal Auto-empleo informal 3 semanas en desempleo 9 meses en desempleo
8 Recibe programas sociales del gobierno	Sí, recibe transferencias de ingreso No es beneficiario
9 La empresa de servicio eléctrico de la zona es...	Pública Privada Organización sin fines de lucro

Fuente: Adaptado de López Cariboni (2017).

El diseño asume que la tolerancia pública hacia el consumo irregular de energía puede variar según los ingresos de los usuarios irregulares, su área de residencia, el número de hijos, su nivel de educación, su situación laboral y otros aspectos relativos a los niveles de exclusión social y las perspectivas de movilidad ascendente. El enfoque permite estudiar preferencias que pueden ser multidimensionales y a la vez estimar la contribución de cada atributo sobre el cambio en la demanda por la aplicación de sanciones. En ese sentido, una cuantía de interés es el efecto del componente marginal medio (AMCE por sus siglas en inglés), que representa el efecto marginal del atributo de interés promediado sobre la distribución conjunta de los atributos restantes (Hainmueller et al., 2014). Los valores de los atributos son aleatorizados con base en una asignación uniforme, mientras que el orden de las dimensiones es aleatorizado a nivel de encuestado para evitar sesgos de orden. El Cuadro 9.2 muestra un ejemplo de la tabla que se provee a los entrevistados, quienes fueron instruidos previamente de la siguiente manera:

Imagine que usted es la persona en el gobierno que tiene que decidir sobre cómo actuar en diferentes casos de usuarios que consumen energía eléctrica en forma ilegal, ya sea porque están conectados informalmente a la red o porque han alterado su medidor de consumo eléctrico. A continuación le presentamos diferentes perfiles usuarios irregulares del servicio de energía eléctrica. Para cada par de usuarios, por favor compare e indique cuál es la acción que el gobierno debería seguir y sus opiniones al respecto.

Después de mostrar cada par de perfiles, las preguntas miden la demanda de tolerancia o flexibilidad estatal mediante la siguiente pregunta: “¿Qué medidas tomaría con cada uno de estos dos usuarios irregulares de energía eléctrica?”. Para estimar los resultados, se codifican como tolerancia las opciones “ninguna medida” y “enviar una carta de advertencia”. Las dos opciones restantes, a saber, “cortar la conexión irregular” y “cortar la conexión irregular junto con la aplicación de una sanción económica”, se codifican como asignación de san-

ciones. La pregunta no es forzada, en la medida en que no se solicita a los encuestados que elijan entre perfiles, sino que respondan de manera independiente para cada uno de ellos.

Los resultados para cada país se reportan en la Figura 9.1. Comenzando con los coeficientes para los niveles de ingreso, se representa el efecto promedio de cambiar de “0.5× línea de pobreza” (categoría de referencia) a, por ejemplo, “1× línea de pobreza”, sobre la probabilidad de que se elija un usuario irregular para una acción de permisividad o tolerancia (donde el promedio se define sobre la distribución de los otros atributos y a través de toda la muestra). Nótese que para los cuatro países, el ingreso de los usuarios irregulares esta negativamente relacionado con la demanda de tolerancia estatal. Un cambio en los ingresos de los beneficiarios de las transferencias informales que les permita salir de la pobreza (es decir, de 0.5 a 1, 1.5 y 3 veces la línea de pobreza) reduce fuertemente la probabilidad de que los entrevistados elijan una acción no coercitiva.

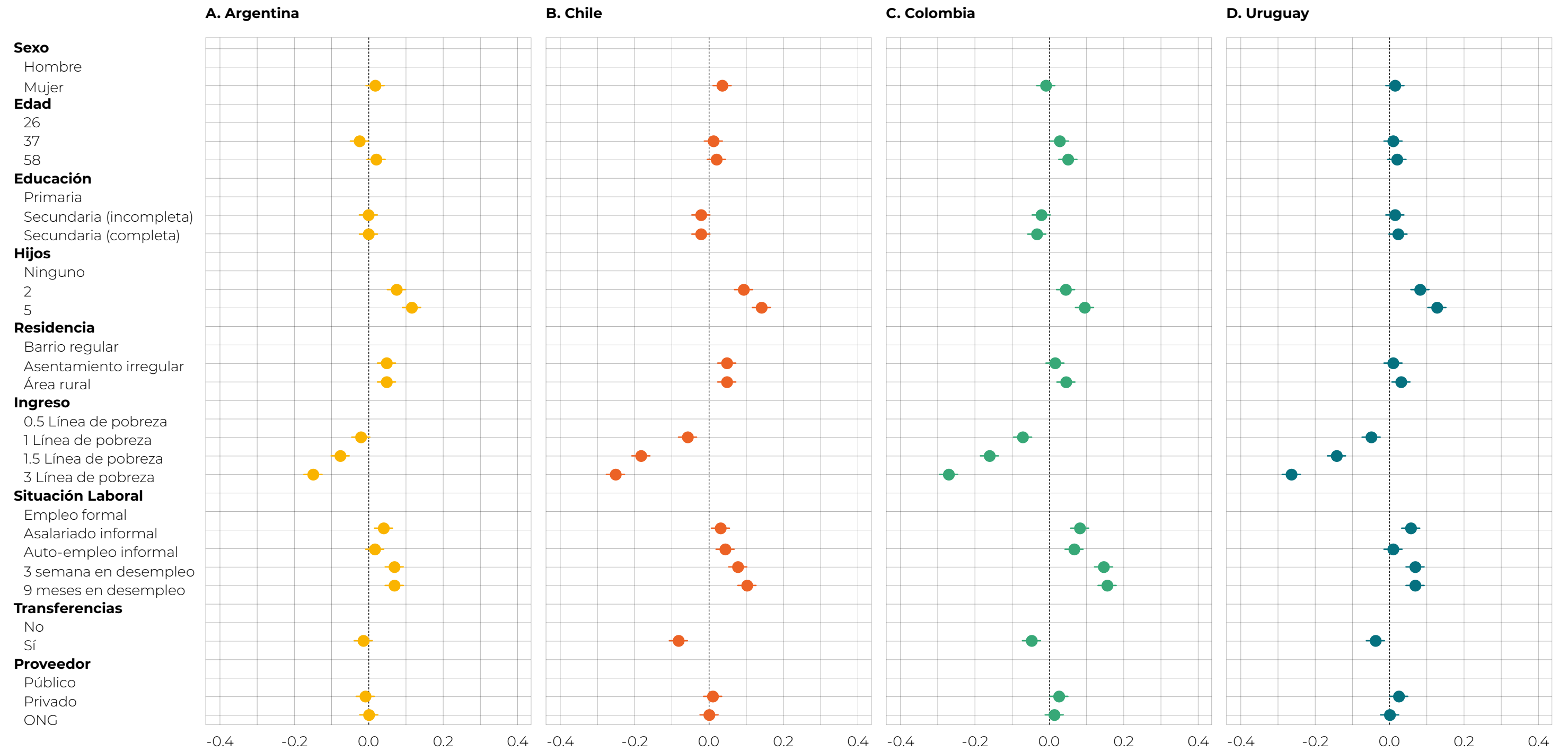
Cuadro 9.2 Comparativo del experimento realizado con base en perfiles emparejados (Argentina)

Escenario 1 de 6

	Usuario irregular 1	Usuario irregular 2
1 Lugar de residencia	Asentamiento informal o barrio marginal	Asentamiento informal o barrio marginal
2 Situación laboral	En desempleo hace más de 11 meses	Trabajo asalariado, sin derechos sociales (su patrón no aporta a la seguridad social)
3 Ingreso mensual (en pesos argentinos)	\$ 1,900 (mil novecientos)	\$ 12,300 (doce mil trescientos)
4 La empresa de servicio eléctrico en la zona es una...	Empresa privada	Empresa privada
5 Sexo	Hombre	Hombre
6 Recibe ayuda de programas sociales del gobierno	No recibe	Sí, recibe transferencias de ingreso
7 Hijos menores a cargo	2 hijos	No tiene
8 Edad	58 años	58 años
9 Nivel educativo	3er. año de Secundaria	Secundaria completa

Fuente: Adaptado de López Cariboni (2017).

Figura 9.1 Efecto de atributos de usuarios irregulares en la asignación de tolerancia estatal



Fuente: Adaptado de López Cariboni (2017).

Una implicación agregada de esta estructura de preferencias es que un aumento relativo en el número de personas de bajos ingresos debe correlacionarse con un mayor apoyo a la flexibilidad estatal para con los sectores no beneficiarios. Ello se corresponde con la evidencia de que las transferencias informales son contracíclicas (López Cariboni, 2019), lo cual sugiere que, en tiempos de crisis, los políticos de democracias en desarrollo responden a tales preferencias. La misma idea se sustenta cuando se analizan los efectos del desempleo y la informalidad laboral en el apoyo a la flexibilidad. Tal como puede notarse en los resultados de la Figura 9.1, los grupos excluidos del mercado de trabajo como son los desempleados y los que trabajan en la informalidad, son significativamente más tolerados que los infractores que tienen un trabajo formal.

Una segunda implicación de estos resultados es que las preferencias pronunciadas por asignar flexibilidad estatal a favor de los más pobres podrían contradecir la lógica de redistribución egoísta del ingreso que predice un conflicto entre clases sociales. Esto quiere decir que las preferencias

progresivas por la focalización de las transferencias informales son inconsistentes con los supuestos que subyacen al modelo distributivo propuesto por Holland (2015). En ese sentido, las preferencias de los grupos no beneficiarios de tales transferencias pueden estar guiadas por otros aspectos como pueden ser las externalidades positivas que implica el acceso universal o la visión del acceso a la energía como una cuestión de derechos (Burgess *et al.*, 2020).

Aun así, es posible que las preocupaciones materiales egoístas puedan subyacer a estas preferencias, pero como resultado de mecanismos distintos. No puede descartarse la posibilidad de que los actores de clase media y alta, al sopesar las opciones, concluyan que las transferencias son una solución menos costosa, en términos distributivos, que las políticas de formalización. En ese sentido, la permisividad estatal implicaría asegurar el acceso a la energía sin asumir el costo sustancial que significan los proyectos de mejoramiento de barrios y las políticas amplias de formalización de vivienda y acceso a servicios.

Otros resultados como los relativos al sexo, la edad, la educación de los usuarios, y el tipo de empresa proveedora del servicio, reflejan efectos más bien reducidos. El número de hijos dependientes, sin embargo, aumenta fuertemente la tolerancia al consumo irregular de energía. Además, los perfiles de usuarios irregulares que viven en zonas de asentamientos irregulares y en áreas rurales (donde a menudo no hay prestación de servicios) tienen más probabilidades de ser elegidos para la asignación de medidas no sancionatorias que los de quienes viven en áreas residenciales. Finalmente, los usuarios irregulares que también son receptores de transferencias sociales son penalizados con más acciones coercitivas. Esto sugiere que los ciudadanos en parte consideran las transferencias informales como sustitutas de la protección social formal. En la medida en que los Estados de bienestar truncados no protejan a los más pobres, las preferencias por la redistribución informal podrían resultar fortalecidas.

9.4 Preferencias ideológicas por la redistribución informal

Con el fin de evaluar los resultados de manera más detallada, en el estudio de López Cariboni (2017) se analizan los efectos heterogéneos a través de dos características relevantes de los entrevistados: ingreso y autoidentificación ideológica. Allí el ingreso es un factor importante, en la medida en que ayuda a evaluar de manera más específica las divisiones de clase frente a la demanda de permisividad estatal. Por otra parte, la literatura relaciona las preferencias por redistribución con la ideología y con las nociones de justicia y merecimiento.

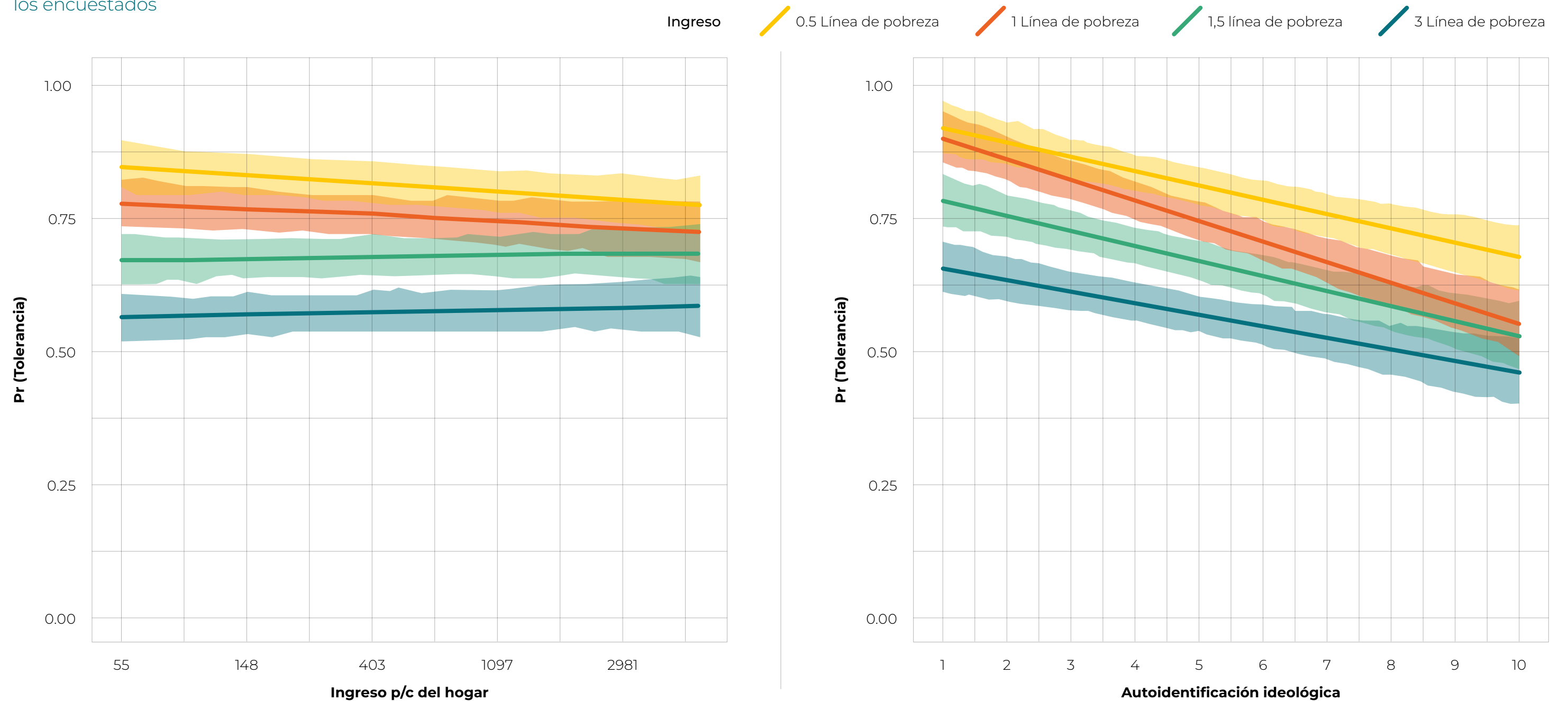
En esta última vertiente de investigación sobre preferencias distributivas se afirma que los individuos apoyan una mayor redistribución cuando creen que la ra-

zón de la pobreza es la injusticia social y no la falta de esfuerzo. Las creencias sobre un “mundo injusto” son consistentes con la idea de que la “suerte” es lo que determina el ingreso. Se cree que estas percepciones son una razón importante para que las personas apoyen el Estado de bienestar y la redistribución fiscal (Alesina, Glaeser y Sacerdote, 2001; Alesina y Giuliano, 2009; Benabou y Tirole, 2006). Esta literatura también proporciona un mecanismo que vincula las creencias colectivas sobre el merecimiento con las ideologías políticas. Los individuos de derecha e izquierda son diferentes en la medida en que tienen diferentes percepciones de la misma realidad. Las personas de derecha tienden a ser más optimistas sobre las ganancias potenciales del esfuerzo, mientras que las de izquierda tienen percepciones más pesimistas. Las primeras creen en un mundo justo y por lo tanto tienden a pensar que la gente obtiene lo que se merece; de ahí que entre ellas haya un mayor estigma hacia los pobres (Benabou y Tirole, 2006). Según esta literatura, los individuos de derecha son más propensos a estigmatizar a los pobres culpándolos por su condición.

En aquellos contextos donde el Estado de bienestar protege principalmente a la clase media —caso de los

países latinoamericanos—, las personas de izquierda pueden apoyar las transferencias informales progresivas porque sus percepciones de justicia y sus preferencias no se traducen bien en canales formales de redistribución. Un análisis basado en una simulación como el que sugieren King, Tomz y Wttenberg (2000) ayuda a interpretar la interacción entre el ingreso de los perfiles hipotéticos de usuarios irregulares y las características individuales de los encuestados. En el panel izquierdo de la Figura 9.2 se simulan los valores esperados en materia de apoyo a la flexibilidad estatal (acciones no sancionatorias) para cada nivel de tratamiento experimental (ingreso de los perfiles de usuarios irregulares) observados a través del ingreso de per cápita del hogar de los encuestados. El ejercicio muestra que no existe evidencia sustancial de que su ingreso sea un factor moderador de la progresividad con que estos asignan o focalizan las transferencias informales. Por ejemplo, la tolerancia hacia los usuarios irregulares más pobres disminuye marginalmente a medida que aumenta el ingreso de los encuestados, mientras que la tolerancia hacia los usuarios irregulares no pobres aumenta lentamente con los ingresos de los encuestados. Esto sugiere que el modelo de conflicto distributivo entre grupos de ingreso carece de sustento empírico fuerte.

Figura 9.2 Apoyo al consumo irregular de energía a través del ingreso (tratamiento) de los usuarios irregulares, observado para distintos niveles de ingreso e ideología de los encuestados



Fuente: Elaborado por los autores con base en datos del Banco Mundial (Indicadores de Desarrollo Mundial), y de la AIE.

Nota: La figura muestra en el eje de las ordenadas el logaritmo de las pérdidas de transmisión y distribución, mientras que el eje de las abscisas mide el logaritmo la densidad de poblacional.

Sin embargo, el cambio de extrema izquierda a extrema derecha disminuye sustancialmente la probabilidad de elegir una acción no sancionatoria. Además, tal y como se muestra en el panel de la derecha de la figura 9.2, los individuos que se identifican como de izquierda solo reducen significativamente su tolerancia a la informalidad cuando el usuario irregular aumenta su ingreso por encima de la línea de la pobreza. Mientras tanto, los encuestados de derecha reaccionan más rápidamente a aumentos de ingreso de los perfiles que están por debajo de la línea de la pobreza ($0.5 \times$ línea de pobreza).

9.5 Conclusiones

Para avanzar en la comprensión sobre los desafíos y oportunidades inherentes al sector eléctrico de la región, resulta fundamental abordar uno de sus aspectos más complejos y a la vez clave: la tolerancia hacia las pérdidas eléctricas. Este capítulo analiza las causas de la tolerancia social frente al consumo irregular de

energía eléctrica, con el objeto de arrojar luz sobre los fundamentos de la economía política de las pérdidas de energía en el sector. La literatura reseñada, y la evidencia empírica presentada, muestran que la ausencia de una política social progresiva y que atienda al sector informal se relaciona con la tolerancia social hacia las pérdidas y fomentan las transferencias informales.

Cuando la aplicación estricta de las normas de derechos de propiedad supone un importante costo social —como por ejemplo imposibilitar el acceso a servicios básicos por parte de la población más empobrecida—, los ciudadanos se enfrentan al dilema que les crean sus nociones de justicia social y sus preferencias por el cumplimiento de la ley. Sin embargo, la evidencia en la región muestra que las preferencias son progresivas, en el sentido de que la demanda de permisividad estatal se acentúa cuando sus beneficiarios son personas que enfrentan shocks negativos de ingreso o se hallan en contextos de exclusión social.

La evidencia también sugiere que la principal fuente de heterogeneidad en estas preferencias proviene de las posiciones ideológicas de los ciudadanos. Las personas que apoyan una mayor redistribución del ingreso, a sa-

ber, quienes ven el mundo como más injusto, muestran niveles de apoyo a las transferencias informales sustancialmente más altos. En cambio, las diferencias de ingreso no resultan ser un buen predictor de las preferencias por la permisividad al uso irregular del servicio eléctrico.

En suma, los problemas de cobertura y progresividad de las políticas de redistribución y seguridad social formal estimulan la demanda de políticas sociales informales que no solo se limita a los sectores beneficiados por la permisividad estatal. En la medida en que los políticos parecen reaccionar frente a tales demandas, surge la paradoja de que mientras que incrementan los esfuerzos para lograr la universalización del acceso a la electricidad, existen incentivos que pudieran impedir la expansión del acceso formal a servicios seguros y de calidad. La región se encuentra ante desafíos significativos para optimizar el sector eléctrico. Es imperativo que tanto los gobiernos como las compañías de electricidad reconozcan que el fomento de transferencias informales repercute negativamente en la eficiencia y la sostenibilidad del sector. A su vez, esta permisividad no son sustitutos de la implementación de programas sociales focalizados a mejorar el bienestar de los hogares con mayor vulnerabilidad social.

Capítulo 10

Conclusiones



Las pérdidas eléctricas en la transmisión y distribución constituyen indicadores clave para evaluar el desempeño de los mercados eléctricos, reflejando la eficiencia de los sistemas energéticos. Estas pérdidas, derivadas de la diferencia entre la energía generada y la facturada, comprenden elementos tanto técnicos como no técnicos y ofrecen perspectivas sobre la eficiencia técnica y la gobernanza de los sistemas eléctricos. Aunque un cierto nivel de pérdidas es inevitable, los niveles elevados señalan déficits crónicos de inversión o problemas operativos y comerciales dentro del sistema. Las causas de las altas pérdidas eléctricas son multifacéticas, involucrando aspectos técnicos, financieros, socioeconómicos, regulatorios y políticos. Estos desafíos a menudo exceden el alcance de las medidas correctivas que las empresas de servicios eléctricos pueden implementar, ejerciendo un impacto significativo en los mercados de energía.

La prevalencia de pérdidas de electricidad en la región de América Latina y el Caribe (ALC) es un desafío persistente, marcando una desviación sustancial de los estándares globales. En las últimas tres décadas, la región ha registrado pérdidas de alrededor del 17% de la energía generada, una cifra que triplica la de los países miem-

bro de la OCDE. El impacto económico es considerable, con costos anuales para las empresas de distribución que oscilan entre USD 9.6 y USD 16.6 mil millones, equivalentes al 0.19% al 0.33% del PIB regional. Abordar este desafío es crucial para la eficiencia económica, la calidad de la infraestructura y la sostenibilidad ambiental.

Reducir y controlar las pérdidas eléctricas es fundamental para establecer mercados eléctricos sostenibles, teniendo en cuenta tanto aspectos económicos como ambientales. La complejidad de este problema y sus repercusiones externas requieren intervenciones alineadas con diversos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Los altos niveles de pérdidas eléctricas comprometen la viabilidad financiera de las empresas del sector, afectando tanto el mantenimiento como la expansión de la infraestructura, lo que repercute negativamente en la calidad de los servicios eléctricos. A su vez, esto impacta la competitividad económica y plantea desafíos en la fiabilidad del servicio para los grupos más vulnerables. Además, dado que la energía no facturada fomenta el consumo excesivo, las pérdidas incrementan las emisiones de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, abordar de manera efectiva las pérdidas eléctricas es fundamental para una transición energética

exitosa en la región de América Latina y el Caribe, en línea con objetivos más amplios de sostenibilidad y responsabilidad medioambiental.

La región de América Latina y el Caribe (ALC) lucha contra una situación endémica de pérdidas eléctricas, emergiendo como un desafío primario en el sector eléctrico. En el contexto específico de 2019, las pérdidas que superan un límite del 10% ascendieron a 120 Teravatio-hora (TWh), superando las pérdidas tanto en países de ingresos medios como altos a nivel mundial. Este problema no se limita a unos pocos países de la región, sino que afecta a 22 de los 26 países analizados, demostrando ser un desafío sistémico que necesita una solución integral a nivel regional. Incluso en los países donde las pérdidas son relativamente menores, existen diferencias notables entre las compañías de servicios eléctricos que operan en diferentes regiones, lo que resalta la complejidad y la magnitud del problema.

Las repercusiones económicas de estas pérdidas son profundas, con empresas de distribución enfrentando costos anuales que equivalen al 0.19% al 0.33% del PIB de la región. Para contextualizar, estos impactos financieros se alinean con programas sociales importantes

en la región. Por ejemplo, las pérdidas eléctricas en Brasil representan más de dos tercios del presupuesto asignado al programa “Bolsa Familia”. Esta situación representa una amenaza directa a la eficiencia económica, lo que hace imperativo enfrentar el déficit en la inversión de infraestructuras. Se estima que se requiere una inversión mínima anual de USD 48 mil millones para garantizar el acceso universal a la electricidad y avanzar en la descarbonización en la próxima década.

La dimensión ambiental de las pérdidas eléctricas es significativa, contribuyendo a las emisiones de gases de efecto invernadero y obstaculizando el progreso hacia prácticas energéticas sostenibles. Se estima que estas pérdidas resultan en 5–6 millones de toneladas de emisiones de CO₂ anualmente, traduciéndose en un costo social de USD 320 millones. Esta magnitud de emisiones supera todas las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas por el uso de energía solar en la región en 2019. El impacto ambiental subraya la necesidad crítica de controlar y reducir las pérdidas eléctricas como un elemento esencial de la estrategia más amplia contra el cambio climático. Enfatiza la interconexión entre la eficiencia energética, la sostenibilidad ambiental y el compromiso de la región con la mitigación del cambio climático.

Abordar la problemática compleja de las pérdidas eléctricas en América Latina y el Caribe (ALC) exige una consideración meticulosa de medidas políticas adaptadas y específicas para el contexto. Un aspecto crítico es reconocer la heterogeneidad en la región, destacando la inexistencia de soluciones universales. La interacción compleja de marcos institucionales, limitaciones financieras de las compañías de servicios eléctricos y circunstancias operativas únicas a cada país demandan estrategias matizadas y localizadas. Para alcanzar metas efectivas en la reducción de pérdidas eléctricas, se necesita un compromiso político sostenido a largo plazo. La consistencia del respaldo político garantiza la coherencia intertemporal en la aplicación de las medidas necesarias para cumplir con estos objetivos. Las iniciativas exitosas que se destacan en este libro tienen un elemento en común: su implementación se ha extendido a lo largo de varios períodos, cubriendo múltiples administraciones gubernamentales y promoviendo una cultura de responsabilidad en el pago de los servicios eléctricos.

La dimensión social de las políticas de reducción de pérdidas es de suma importancia. Existe una demanda social discernible por la regularización de los servicios

eléctricos, lo cual incluye un incremento en la calidad del servicio y la correspondiente voluntad de pagar por dichas mejoras. La combinación de estrategias enfocadas en la mejora de la calidad del servicio junto con programas de reducción de pérdidas puede motivar a los usuarios a aceptar aumentos en los precios de la electricidad. Los marcos regulatorios transparentes son cruciales, ya que proporcionan incentivos para que las empresas eléctricas operen de manera eficiente. Se requieren inversiones urgentes en infraestructura para modernizar el sistema eléctrico, siendo la inversión privada un elemento clave en la financiación de estas iniciativas críticas. La digitalización del sector eléctrico actúa como un aliado estratégico, al posibilitar la recopilación y gestión eficiente de datos en tiempo real, lo que a su vez mejora la eficiencia operativa y respalda los esfuerzos de reducción de pérdidas. Un enfoque holístico en la formulación de políticas implica la coordinación entre distintos sectores, la implementación de programas que fomenten la conciencia social y la adopción de las mejores prácticas de gestión en las empresas de servicios eléctricos. Estas medidas, en conjunto, facilitan el desarrollo de estrategias efectivas, sostenibles y socialmente responsables para la reducción de pérdidas en la región de América Latina y el Caribe.

A

- Abbott, M. 2001. Is the Security of Electricity Supply a Public Good? *The Electricity Journal*, 14(7):31–33.
- Abdullah, S. y P. Mariel. 2010. Choice Experiment Study on the Willingness to Pay to Improve Electricity Services. *Energy Policy* 38: 4570–81.
- Administración Nacional de Electricidad (ANDE). 2021. Plan estratégico institucional 2021-2026.
- AIE. 2023a. *Unlocking Smart Grid Opportunities in Emerging Markets and Developing Economies*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/unlocking-smart-grid-opportunities-in-emerging-markets-and-developing-economies>, License: CC BY 4.0.
- ————. 2023b. *Scaling Up Private Finance for Clean Energy in Emerging and Developing Economies*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/scaling-up-private-finance-for-clean-energy-in-emerging-and-developing-economies>, License: CC BY 4.0
- ————. 2022. *World Energy Investment 2022*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2022>.
- ————. 2021. *Climate Resilience*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/climate-resilience>, License: CC BY 4.0.
- ————. 2020. *Sustainable Recovery*. World Energy Outlook Special Report, in collaboration with the International Monetary Fund.
- ————. 2017. *Digitalisation and Energy*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>, License: CC BY 4.0.
- ————. 2012. *World Energy Outlook*. París: International Energy Agency.
- Albertus, M. y V. Menaldo. 2014. Gaming Democracy: Elite Dominance during Transition and the Prospects for Redistribution. *British Journal of Political Science*, 44(03):575–603.
- Alby, P., Dethier, J.J. and Straub, S., 2013. Firms operating under electricity constraints in developing countries. *The World Bank Economic Review*, 27(1), pp.109-132.
- Alesina, A. F. y P. Giuliano. 2009. Preferences For Redistribution. *National Bureau of Economic Research*, marzo.
- Alesina, A., E. L. Glaeser y B. B. Sacerdote. 2001. Why Doesn't the United States Have a European-Style Welfare State? *Brookings Papers on Economic Activity*, 2001(2):187–277.
- Alesina, A., R. Baqir y W. Easterly. 1999. Public Goods and Ethnic Divisions. *The Quarterly Journal of Economics*, 114(4):1243–1284.
- Allcott, H., Collard-Wexler, A. y O'Connell, S.D., 2016. How do electricity shortages affect industry? Evidence from India. *American Economic Review*, 106(3), pp.587-624.
- Alvarez Alonso, O., Afonso, N., González-Salas, A. y Hernández Raya, E., Smart metering in Latin America and the Caribbean: Regulatory recommendations to encourage the deployment of smart metering appropriate to the needs of individual countries. Inter-American Development Bank, Washington D.C.
- Andersen, T.B. y Dalgaard, C.J., 2013. Power outages and economic growth in Africa. *Energy Economics*, 38, pp.19-23.
- ANEEL. 2021. *Perdas de Energia Elétrica na Distribuição*.

- Ansell, B. W. 2010. *From the Ballot to the Blackboard: The Redistributive Political Economy of Education*. New York: Cambridge University Press.
 - Antmann, P. 2009. Reducing Technical and Non-technical Losses in the Power Sector. World Bank, Washington, DC. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/20786> License: CC BY 3.0 IGO.”
 - Antmann, Pedro. 2009. Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector. World Bank, Washington, DC. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/20786> License: CC BY 3.0 IGO.
- B**
- Baffi, E., Lamaison Urioste, R.M. y Aragüés Peñalba, M., 2018. Potential benefits of distributed generation in the reduction of non-technical losses. *Renewable energy and power quality journal*, 1(16), pp.39-44.
 - Balza, L., Heras-Recuero, L., Matías, D., y Yépez-García, A. 2024. Green or Growth? Understanding the Relationship between Economic Growth and CO2 Emissions. Inter-American Development Bank, Washington D.C. <http://dx.doi.org/10.18235/0012943>
 - Balza, L., Jimenez R., , Macedo, D., y Mercado, J. 2020. Revisiting private participation, governance and electricity sector performance in Latin America. *The Electricity Journal* 33 (7): 106798. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106798>.
 - Banerjee, A., L. Iyer y R. Somanathan. 2005. History, Social Divisions, and Public Goods in Rural India. *Journal of the European Economic Association*, 3(2-3):639–647.
 - Barrientos, A. y C. Santibañez. 2009. Social Policy for Poverty Reduction in Lower- income Countries in Latin America: Lessons and Challenges. *Social Policy & Administration*, 43(4):409–424.
 - Barrientos, A. y P. Lloyd-Sherlock. 2002. Non-contributory Pensions and social protection. *Issues in Social Protection Series*. International Labour Organisation, Ginebra.
 - Benabou, R. y J. Tirole. 2006. Belief in a Just World and Redistributive Politics. *Quarterly Journal of Economics*, 121(2):699–746.
 - Bentancur, D., Bianco, F., Boions, F. y Rey, M., 2010. Beneficios por reducción de pérdidas eléctricas en la red de distribución al adoptarse niveles de tensión superiores en la media tensión. *Revista CIER* No. 56. Comisión de Integración Energética Regional, Montevideo.
 - Beramendi, P. y P. Rehm. 2015. Who Gives, Who Gains? Progressivity and Preferences. *Comparative Political Studies*, (OnlineFirst):1–25.
 - Besley, T. y M. Ghatak. 2006. Public Goods and Economic Development. *Understanding Poverty*, págs. 1–33.
 - Blass, A.A., Lach, S. and Manski, C.F., 2010. Using elicited choice probabilities to estimate random utility models: Preferences for electricity reliability. *International Economic Review*, 51(2), pp.421-440.
 - Bonzi Teixeira, A., Boeck Daza, E.F., Carvalho Metanias Hallack, M., A.D. Alarcón Rodríguez, y L. Montañez. 2021a. *Electrokit: Power Utility Toolkit-The Overview: Best Practices in Electric Power Distribution Companies in the Latin America and Caribbean Region*. IADB, Electrokit, Washington DC. [https://publications.iadb.org/en/publications?f\[0\]=author:7978](https://publications.iadb.org/en/publications?f[0]=author:7978)

- Bonzi Teixeira, A., Boeck Daza, E.F., Carvalho Meta-nias Hallack, M., Weiss, M., Daltro, Y., Alarcon Rodriguez, A.D. y Montanez, L., 2021b. Electrokit: Power Utility Toolkit-Electricity Loss Reduction. Inter-American Development Bank, Washington D.C.
- Brichetti, J.P., Mastronardi, L., Rivas, M.E., Serebrisky, T. y Solís, B., 2021. La brecha de infraestructura en América Latina y el Caribe: estimación de las necesidades de inversión hasta 2030 para progresar hacia el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.
- Bril-Mascarenhas, T. y A. E. Post. 2015. Policy Traps: Consumer Subsidies in Post- Crisis Argentina. *Studies in Comparative International Development*, 50(1):98–120.
- Brollo, F., K. Kaufmann, y E.L. Ferrara. 2014. The Political Economy of Enforcing Conditional Welfare Programs: Evidence from Brazil.
- Brooks, S. M. 2015. Social Protection for the Poorest: The Adoption of Antipoverty Cash Transfer Programs in the Global South. *Politics & Society*, 43(4):551–582.
- Buenestado, R.B., 2020. The Effect of Blackouts on Households Electrification Status: evidence from Kenya (No. 02/20). School of Economics and Business Administration, University of Navarra.
- Burgess, R., M. Greenstone, N. Ryan, y A. Sudarshan. 2020. The Consequences of Treating Electricity as a Right. *Journal of Economic Perspectives*, 34(1):145–169.
- Butera, F. M., P. Caputo., R. S. Adhikari y A. Facchini. 2016. Urban Development and Energy Access in Informal Settlements. A Review for Latin America and Africa. *Procedia Engineering*, 161:2093–2099.
- Casaburi, L. y Troiano, U., 2016. Ghost-house busters: The electoral response to a large anti-tax evasion program. *The Quarterly Journal of Economics*, 131(1), pp.273-314.
- Cavallo, E.A., A. Powell y T. Serebrisky. 2020. *From Structures to Services: The Path to Better Infrastructure in Latin America and the Caribbean*. Washington, DC: IDB Publications.
- Cecchini, S. y A. Madariaga. 2011. *Conditional Cash Transfer Programmes: The Recent Experience in Latin America and the Caribbean*. United Nations Publication.
- CEER. 2020. 2nd CEER Report on Power Losses. Energy Quality of Supply Work Stream.
- Ceni, R. 2014. Informality and Government Enforcement in Latin America. *Documentos de Trabajo*; 21/14..
- Chakravorty, U., Pelli, M. y Marchand, B.U., 2014. Does the quality of electricity matter? Evidence from rural India. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 107, pp.228-247.
- Chhibber, P. e I. Nooruddin. 2004. Do Party Systems Count? The Number of Parties and Government Performance in the Indian States. *Comparative Political Studies*, 37(2):152–187.



- Carlsson F., Martinsson P., Akay A. 2011. The effect of power outages and cheap talk on willingness to pay to reduce outages, *Energy Economics* 33, 790-798
- Carlsson, F., y P. Martinsson. 2007. "Willingness to Pay among Swedish Households to Avoid Power Outages: A Random Parameter Tobit Model Approach." *Energy Journal* 28: 75–89.
- ————— 2008. "Does It Matter When a Power Outage Occurs? A Choice Experiment Study on the Willingness to Pay to Avoid Power Outages." *Energy Economics* 30: 1232–45.

D

- Dahl, C. 2011. A Global Survey of Electricity Demand Elasticities, 34th IAEE International Conference: Institutions, Efficiency and Evolving Energy Technologies, junio 19-23.
- De Ferranti, D. M., G. E. Perry, F. H. G. Ferreira, y M. Walton. 2004. *Inequality in Latin America and the Caribbean: Breaking with History?* Washington, DC: The World Bank.
- Department of Energy. 2022. Smart Grid System Report 2020. Office of Electricity
- Depuru, S., L. Wang y V. Devabhaktuni. 2011. Electricity Theft: Overview, Issues, Prevention and a Smart Meter-based Approach to Control Theft. *Energy Policy*, 39(2):1007-1015.
- Deutschmann, J.W., Postepska, A. and Sarr, L., 2021. Measuring willingness to pay for reliable electricity: Evidence from Senegal. *World Development*, 138, p.105209.
- Di Bella, M.G., Norton, M.L., Ntamatungiro, M.J., Ogawa, M.S., Samake, I. and Santoro, M., 2015. Energy subsidies in Latin America and the Caribbean:

stocktaking and policy challenges. International Monetary Fund.

- Díaz Cayeros, A., F. Estévez y B. Magaloni. 2016. *The Political Logic of Poverty Relief*. Cambridge: Cambridge University Press, Cambridge.
- Doumbia, D. 2021, Power Market Sophistication and Sector Outcomes. A Focus on Social Performance, Electricity Reliability and Renewable Energy Penetration. Documento de Trabajo. The World Bank, Washington, DC.

E

- El Tiempo. 2022. “El millonario robo de energía en lujosas casas estrato 6 de Barranquilla”. 12 de mayo.
- EIA. 2021. Major utilities’ spending on the electric distribution system continues to increase. U.S. Energy Information Administration.

F

- Falentina, A.T. y Resosudarmo, B.P., 2019. The impact of blackouts on the performance of micro and small

enterprises: Evidence from Indonesia. *World Development*, 124, p.104635.

- Feierherd, G., 2022. Courting informal workers: Exclusion, forbearance, and the left. *American journal of political science*, 66(2), pp.418-433.
- Fisher-Vanden, K., Mansur, E.T. y Wang, Q.J., 2015. Electricity shortages and firm productivity: evidence from China’s industrial firms. *Journal of Development Economics*, 114, pp.172-188.
- Forteza A. y C. Noboa. 2019. Tolerance of Noncompliance: Discretion rather than Simple Rules? *Estudios de Economía*, 46(1):31-59.

G

- Gaur, V. y Gupta, E., 2016. The determinants of electricity theft: An empirical analysis of Indian states. *Energy Policy*, 93, pp.127-136.
- Giraldo, M.C., Ríos, C., Alarcón, A., Snyder, V., Echevarría, C., Riobo, A., Hallack, M., Irigoyen, J.L. y No, N.T., 2022. Energizados: los beneficios de una herramienta basada en las metodologías de *machine learning* para facilitar la detección de robo

eléctrico. Inter-American Development Bank, Washington, DC.

- Golden, M.A. y Min, B., 2012. Theft and loss of electricity in an Indian state. International Growth Centre.
- Goñi, E., J. H. López y L. Servén .2011. Fiscal Redistribution and Income Inequality in Latin America. *World Development*, 39(9):558–1569.
- Grainger, C.A. y Zhang, F., 2019. Electricity shortages and manufacturing productivity in Pakistan. *Energy Policy*, 132, pp.1000-1008.

H

- Hainmueller, J., D.J. Hopkins y T. Yamamoto. 2014. Causal Inference in Conjoint Analysis: Understanding Multidimensional Choices via Stated Preference Experiments. *Political Analysis*, 22(1):1–30.
- Hashemi, M., Jenkins, G.P., Jyoti, R. y Ozbaflı, A., 2018. Evaluating the cost to industry of electricity outages. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 13(7), pp.340-349.

- Hensher, David A., N. Shore y K. Train. 2014. Willingness to Pay for Residential Electricity Supply Quality and Reliability. *Applied Energy* 115: 280–92.
- Holland, A. C. 2015. The Distributive Politics of Enforcement. *American Journal of Political Science*, 59(2):357–371.
- —————. 2016. Forbearance. *American Political Science Review*, 110(2):232–246.
- —————. 2018. Diminished Expectations. *World Politics*, 70(4):555–594.
- Huber, E., F. F. Nielsen, J. Pribble y J. D. Stephens. 2006. Politics and Inequality in Latin America and the Caribbean. *American Sociological Review*, 71(6):943.

- IEA, IRENA, UNSD, WB, WHO. 2019. Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2019, Washington DC.
- IFI TWG. 2022. IFI Default Grid Factors 2021 v3.1. Disponible en: <https://unfccc.int/documents/437880>.

- IPCC. 2023. Summary for Policymakers. In: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, pp. 1-34, doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.001

J

- Jamasb, T. y Pollitt, M., 2007. Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain. *Energy Policy*, 35(12), pp.6163-6187.
- Jamil, F. 2013. On the Electricity Shortage, Price and Electricity Theft Nexus. *Energy Policy*, 54:267–272.
- Jiménez Mori, R. 2018. Are Blackout Days Free of Charge? Valuation of Individual Preferences for Improved Electricity Services (No. IDB-WP-822). Inter-American Development Bank, Washington DC.
- —————. 2019. The Impacts of Household Electrification in Peri-urban Areas of Ecuador. Inter-American Development Bank, Washington, DC.

- —————. 2020. Development Effects of Electrification: A Meta-Analysis for Income, Labor and Educational Outcomes. IDB Invest. TN No. 24.
 - —————. 2021. It's not Price; It's Quality. Satisfaction and Price Fairness Perception. *World Development*, 139: 105-302.
 - Jiménez Mori, R. y A. Yépez García. 2020. How Do Households Consume Energy?: Evidence from Latin American and Caribbean Countries. Inter-American Development Bank, Washington, DC.
 - Jiménez Mori, R., J. Mercado y T. Serebrisky. 2014. Power Lost. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo.
 - Jiménez Mori, R., T. Serebrisky y J. Mercado. 2016. What Does "Better" Mean? Perceptions of Electricity and Water Services in Santo Domingo." *Utilities Policy*, 41: 15–21.
- K**
- Kambule, N., Yessoufou, K. and Nwulu, N., 2018. A review and identification of persistent and emerging prepaid electricity meter trends. *Energy for sustainable development*, 43, pp.173-185.
- L**
- Kassakian, J.G., Schmalensee, R., Desgroseilliers, G., Heidel, T.D., Afridi, K., Farid, A., Grochow, J., Hogan, W., Jacoby, H. y Kirtley, J., 2011. The future of the electric grid. Massachusetts Institute of Technology, Tech. Rep, pp.197-234.
 - King, G., M. Tomz y J. Wittenberg. 2000. Making the Most of Statistical Analyses: Improving Interpretation and Presentation. *American Journal of Political Science*, págs. 347–361.
 - Kojima, Masami, Robert Bacon, y Christopher Trimble. 2014. "Political Economy of Power Sector Subsidies: A Review with Reference to Sub-Saharan Africa. World Bank." Washington, DC: World Bank.
 - Latinobarómetro. 2020. Latinobarómetro 2020. Corporación Latinobarómetro, Santiago, Chile, <http://www.latinobarometro.org>.
 - Levy, A., Messina, D., Salgado, R. y Contreras Lisperguer, R., 2023. Pathways to sustainable planning for a just energy transition in Latin America and the Caribbean: An analysis of best practices in selected countries.
 - Lewis, F. B. 2015. Costly 'Throw-Ups': Electricity Theft and Power Disruptions. *Electricity Journal*, 28(7):118–135.
 - Loayza, N.V. y Rigolini, J., 2011. Informal employment: safety net or growth engine?. *World Development*, 39(9), pp.1503-1515.
 - López Cariboni, S. 2017. Political Foundations of Electricity Losses and Theft: Evidence from Survey Experiments and Time-series Cross-section Data in Latin America.
 - —————. 2019. Informal Service Access in Pro-Cyclical Welfare States: A Comparison of Electricity Theft in Slums and Regular Residential Areas of Montevideo. *Journal of Comparative Policy Analysis: Research and Practice*, 21(3):287–305.

M

- McGuire, J. W. 1999. Labor Union Strength and Human Development in East Asia and Latin America. *Studies in Comparative International Development (SCID)*, 33(4):3–34.
- McRae, S. 2015. Infrastructure Quality and the Subsidy Trap. *American Economic Review*, 105 (1): 35–66.
- Medlock, B. y R. Soligo. 2001. Economic Development and End-Use Energy Demand. *The Energy Journal*. Vol. 22, No. 2 (2001): 77-105.
- MEER. 2020. Plan Maestro de Electricidad.
- Meltzer, A. H. y S. F. Richard. 1981. A Rational Theory of the Size of Government. *The Journal of Political Economy*, 89(5):914–927.
- Milanovic, B. 2000. The Median-Voter Hypothesis, Income Inequality, and Income re- distribution: An Empirical Test with the Required Data. *European Journal of Political Economy*, 16:367–410.
- Millard, R. y Emmerton, M., 2009, September. Non-technical losses—How do other countries tac-

kle the problem?. In Proc. Association of Municipal Electricity Utilities Southern Africa Conf.

- Min, B. 2015. Power and the Vote. Elections and Electricity in the Developing World. Cambridge University Press.
- Morrison, M., y C. Nalder. 2009. “Willingness to Pay for Improved Quality of Electricity Supply across Business Type and Location.” *Energy Journal* 30: 117–33.

N

- Never, B. 2015. Social Norms, Trust and Control of Power Theft in Uganda: Does Bulk Metering Work for MSEs? *Energy Policy*, 82(1):197–206.

O

- Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem). 2003. Electricity Distribution Losses. Documento de Consulta.
- —————. 2009. Electricity Distribution System Losses. Non-Technical Overview. Trabajo preparado para Ofgem por Sohn Associates Limited.

- Oseni, M.O. y Pollitt, M.G., 2015. A firm-level analysis of outage loss differentials and self-generation: Evidence from African business enterprises. *Energy Economics*, 52, pp.277-286.
- Oseni, M.O., 2017. Self-generation and households’ willingness to pay for reliable electricity service in Nigeria. *The Energy Journal*, 38(4).
- Ozbaflı, A. y Jenkins, G.P., 2016. Estimating the willingness to pay for reliable electricity supply: A choice experiment study. *Energy Economics*, 56, pp.443-452.

P

- Poudineh, R. y Jamasb, T., 2016. Determinants of investment under incentive regulation: The case of the Norwegian electricity distribution networks. *Energy Economics*, 53, pp.193-202.
- Powell, A. y Valencia, O.M., 2023. Dealing with debt: less risk for more growth in Latin America and the Caribbean. In *Dealing with debt: less risk for more growth in Latin America and the Caribbean*. [Washington, DC]: Inter-American Development Bank.

R

- Ramos, E. y Neira, E., 2003. Diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano. An assessment of Ecuador's electricity sector", Apuntes de Economía.
- Ronconi, L. 2012. Globalization, Domestic Institutions, and Enforcement of Labor Law: Evidence from Latin America. *Industrial Relations*, 51(1):89–105.
- Rozenberg, Julie y Marianne Fay, eds. 2019. Beyond the Gap: How Countries Can Afford the Infrastructure They Need while Protecting the Planet. Sustainable Infrastructure Series. Washington, DC: World Bank. doi:10.1596/978-1-4648-1363-4. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO
- Rudra, N. 2002. Globalization and the Decline of the Welfare State in Less-Developed Countries. *International Organization*, 56(2):411–445.
- Rudra, N. y S. Haggard. 2005. Globalization, Democracy, and Effective Welfare Spending in the Developing World. *Comparative Political Studies*, 38(9):1015–1049.

S

- Samad, H.A. y Zhang, F., 2016. Benefits of electrification and the role of reliability: evidence from India. World Bank policy research working paper, (7889).
- Segura-Ubiergo, A. y R. R. Kaufman. 2001. Globalization, Domestic Politics, and Social Spending in Latin America: A Time-series Cross-section Analysis, 1973-97. *World Politics*, 53(4):553–587.
- Smith, T. B. 2004. Electricity Theft: A Comparative Analysis. *Energy Policy*, 32(18):2067–2076.
- Steinbuks, J. y Foster, V., 2010. When do firms generate? Evidence on in-house electricity supply in Africa. *Energy Economics*, 32(3), pp.505-514.
- Superservicios. 2022a. Diagnóstico sobre el estado de la medición de energía eléctrica en el sin enero a diciembre de 2021. Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible.
- —————. 2022b. Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia

2021. Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible.

T

- Surana, K. y S. M Jordaan. 2019. The Climate Mitigation Opportunity behind Global Power Transmission and Distribution. *Nature Climate Change*, 9(9): 660-665.
- Tejeda, J., Durán, G., Jiménez, R. y Doyle, M., 2017. Incrementando la eficiencia del sector eléctrico: Lecciones sobre la reducción de pérdidas eléctricas en Ecuador. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0000822>.
- Tully, S., 2006. The human right to access electricity. *The Electricity Journal*, 19(3), pp.30-39.

U

- UTE. 2010. Hurto de energía eléctrica en Uruguay. Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).
- —————. 2020. Memoria Anual.

V

- Valenzuela y Montana. 2005. CHILECTRA: Una experiencia exitosa en el control de pérdidas No-Técnicas. Comisión de Integración Energética Regional.
- Vásquez, A., Vilches, C., Chávez, E. y D. Marino. 2017. Evaluación Ex Post del Impacto de la Regulación de las Pérdidas de Energía en el Perú. Documento de Evaluación de Políticas N° 002-2017. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú.
- Ventura, L.D.O., J. D. Melo, A. Padilha-Feltrin, J. P. Fernández Gutiérrez, C. C. Sánchez Zuleta, y C. C. Piedrahíta Escobar. 2020. A New Way for Comparing Solutions to Non-technical Electricity Losses in South America. *Util. Policy*, 67, 101113.

W

- Wibbels, E. 2006. Dependency Revisited: International Markets, Business Cycles, and Social Spending in the Developing World. *International Organization*, 60(02):433–468.

- Wibbels, E. y J. S. Ahlquist. 2011. Development, Trade, and Social Insurance. *International Studies Quarterly*, 55(1):125–149.
- Wirfs-Brock, J., 2015. Lost In Transmission: How Much Electricity Disappears Between a Power Plant and Your Plug? Inside Energy. Insideenergy.org.
- Wolak, F.A. y Hardman, I.H., 2021. The Future of Electricity Retailing and How We Get There (Vol. 41). Springer Nature.
- Wong, J. C. Y., B. Blankenship, J. Urpelainen, K. Ganeshan, K. Bharadwaj y K Balani. 2021. Perceptions and Acceptability of Electricity Theft: Towards Better Public Service Provision. *World Development*, 140:105301.
- Wren-Lewis, L. 2015. Do Infrastructure Reforms Reduce the Effect of Corruption? Theory and Evidence from Latin America and the Caribbean. *World Bank Economic Review*, 29(2):353–384.

Y

- Yépez-García, R.A., Ji, Y., Carvalho Metanias Hallack, M. y Lopez Soto, D.D., 2019. ¡ A todas luces!: La electricidad en América Latina y el Caribe 2040. Monografía del BID, 683.
- Yépez-García, R.A. y A. Bonzi-Teixeira. 2021. Electricity Losses in Latin America and the Caribbean and the COVID-19 Pandemic. Mimeo. Inter-American Development Bank, Washington D.C.
- Yépez-García, A., Balza, L.H. y Serebrisky, T., 2022. Reformas para impulsar una infraestructura sostenible e inclusiva en América Latina y el Caribe.
- Yu, W., Jamasb, T. y Pollitt, M., 2009. Does weather explain cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies. *Energy Policy*, 37(11), pp.4177-4188.
- Yurtseven, Ç. 2015. The Causes of Electricity Theft: An Econometric Analysis of the Case of Turkey. *Utilities Policy*, 37(C): 70-78.

Anexos

- Anexo 1. Compilación de declaraciones sobre el valor monetario de las pérdidas de las empresas eléctricas
Página 203
- Anexo 2. Regulación con base en incentivos para reducir pérdidas eléctricas en Europa
Página 204
- Anexo 3. Metodología de cálculo de las pérdidas eléctricas
Página 207
- Anexo 4. Estudios sobre disposición a pagar por atributos de la electricidad
Página 208

Anexo 1.

Compilación de declaraciones sobre el valor monetario de las pérdidas de las empresas eléctricas

País	Valor de pérdidas eléctricas (millones de US\$)	Valor de pérdidas eléctricas (millones de US\$ a precios constantes de 2019)	Año	Fuente
Brasil	\$4000	\$4,690	2010	Portal Brasil News (05/31/2011)
	\$2400	\$2,503	2017	Pérdidas no técnicas[PA5] . Baffi <i>et al.</i> (2018).
Colombia	\$70	\$82	2010	Portafolio News (08/16/2011)
	\$24	\$27	2011	Perdidas no técnicas. Ventura <i>et al.</i> (2020)
República Dominicana	\$540	\$593	2013	El Día News (03/19/2014)
Ecuador	\$230	\$261	2011	Ecuador Inmediato News (04/28/2012)
Guatemala	\$30	\$33	2013	Ministerio de Energía y Minas, República de Guatemala (03/06/2014)
Honduras	\$462	\$507	2013	CB24 News (04/15/2014)
	\$134	\$117	2022	Bloomberglinea (7/11/2022)
Jamaica	\$43	\$47	2013	Jamaica Observer News (05/15/2014) and Lewis (2015)
	\$301.6	\$315	2017	
México	\$5000	\$4,717	2021	BNamericas August/17/2021. Incluye técnicas y no técnicas.
Nicaragua	\$110	\$117	2016	Confidencial (Nicaragua, Marzo/26/2017)
	\$50	\$56	2012	Confidencial News (Nicaragua 03/04/2012)
Panamá	\$20	\$22	2013	Panamá América News (02/22/2014)
	\$15-30	\$56	2018	El Siglo (Sept/23/2019)
Paraguay	\$180	\$22	2012	Petrolpost News (Asunción 09/03/2012)
	\$187.5	\$20	2021	ABC (Paraguay May/17/2022)
Uruguay	\$144	\$200	2021	El Observador (Enero/24/2021)
	\$60	\$177	2013	El País News (01/26/2014)
Venezuela	\$600	\$136	2011	El Mundo News (05/22/2012)
Total		\$9,400 - 12,300		

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 2. Regulación con base en incentivos para reducir pérdidas eléctricas en Europa⁷⁸

El enfoque de incentivos para controlar y reducir las pérdidas eléctricas es también usado en Europa, si bien no de manera generalizada. De hecho, en el informe del año 2020 del Consejo Europeo de Reguladores de Energía (CEER por sus siglas en inglés) se encontró que 20 de los 36 países han implementado incentivos para reducir las pérdidas en la distribución, mientras que otros planean introducirlos en el futuro. Con respecto a la transmisión, el CEER (2020) encuentra que la regulación por incentivos solo se aplicó en 13 de los 36 países.

El análisis de las prácticas regulatorias actuales ilustra los siguientes métodos en el *tratamiento de las pérdidas de energía en las redes de distribución*:

1 La República Checa (o Chequia) implementa un factor de corrección para los valores de pérdidas

previamente estimados, donde la normativa al respecto se ajusta por las pérdidas anuales reales de la red. La diferencia entre las pérdidas normativas y reales (si estas últimas son inferiores a las normativas) se multiplica por el precio de las pérdidas y se divide (50:50) entre un proveedor y sus clientes. Todavía no se registra un impacto significativo, pero estos incentivos solo se introdujeron en 2016 y no ha pasado suficiente tiempo para evaluarlos adecuadamente.

2 En Italia también se aplica un mecanismo de incentivos para reducir las pérdidas en las redes de distribución. Este permite que el proveedor sea recompensado —o penalizado— siempre que las pérdidas estén por debajo —o por encima— de un nivel objetivo preestablecido (pérdidas estándar). Este mecanismo se aplica anualmente con base en los datos que resultan del proceso de conciliación.

3 En Montenegro, las pérdidas no técnicas no se reconocen como parte de las tarifas de red, lo que genera una motivación intrínseca de los operadores de red para reducirlas. Además, la tasa de rendimiento

de las inversiones planificadas tiene en cuenta una reducción de las pérdidas técnicas.

4 Dinamarca introdujo en 2018 un sistema relativamente nuevo para incentivar la reducción de pérdidas. Como parte del tope de ingresos, los proveedores reciben una cantidad para cubrir sus pérdidas de red relacionadas con los costos. El monto se calcula con base en una relación histórica entre el nivel de pérdidas y la cantidad de energía suministrada. Por lo tanto, los proveedores tienen un incentivo para volverse más eficientes, dado que esto les reporta un beneficio económico.

5 Grecia ha introducido un nuevo plan de incentivos que aún no se ha activado. Su código de red de distribución incluye disposiciones para un esquema de penalización/recompensa dirigido a incentivar a los proveedores para que controlen las pérdidas de la red.

⁷⁸. Véase CEER (2020).

- 6** En Suecia, un nuevo sistema de regulación de límites de ingresos entró en vigor en 2020. Entre otras cosas, el esquema de incentivos de esta regulación considera la reducción de las pérdidas de la red.
- 7** En la República Eslovaca, la NRA (Autoridad Reguladora Nacional) establece la cantidad máxima permitida de pérdidas (en %) para cada nivel de voltaje, que se reduce anualmente por un factor de eficiencia a partir de una fórmula determinada oficialmente. Mediante esta intervención regulatoria se alienta a los proveedores a realizar inversiones en el sistema de distribución que aumenten la eficiencia energética y reduzcan las pérdidas.
- 8** En Eslovenia se ha introducido un incentivo para los operadores de sistemas de transmisión y distribución en la nueva metodología para el período regulatorio 2019-2021. Se aplica un incentivo si el precio alcanzado por la compra de electricidad para cubrir pérdidas es inferior al precio de referencia fijado por el regulador.
- El análisis de las prácticas regulatorias actuales muestra los siguientes métodos en *tratamiento de pérdidas de potencia en redes de transmisión*:
- 1** En Dinamarca, el operador del sistema de transmisión se rige por un marco regulatorio de cobertura de costos que establece objetivos para reducir los costos de las pérdidas de la red. Actualmente, el objetivo fijado es una reducción equivalente a 50 millones de coronas danesas durante un periodo de ocho años.
- 2** En Hungría se incentiva al operador de la red de transmisión para que reduzca tanto el nivel de pérdidas como los costos de adquisición de pérdidas. En el año inicial de cada período de regulación de precios de cuatro años, tanto el nivel aceptado de pérdidas (en %) como el precio aceptado (por kWh) son fijados por la NRA (Autoridad Reguladora Nacional). En los años restantes, el nivel aceptado se reduce en un porcentaje predefinido. La diferencia entre el costo real y el costo predeterminado de adquisición de pérdidas de red no está completamente cubierta por los cargos de red.
- 3** En Montenegro, la tasa de rendimiento del operador del sistema de transmisión sobre las inversiones planificadas depende de la reducción de las pérdidas técnicas.
- 4** Kosovo utiliza incentivos para la reducción de pérdidas a través de revisiones de tarifas plurianuales. Si el costo de las pérdidas está por debajo del objetivo especificado, el operador del sistema de transmisión puede mantener la diferencia entre el costo real y el costo de las pérdidas objetivo como una ganancia adicional.
- 5** En Holanda, para incentivar al operador del sistema de transmisión para que adquiriera la energía que cubra las pérdidas de manera más eficiente se le reembolsa parcialmente la diferencia entre los costos realizados (en el año t-2) y los costos de compra estimados (en el año en curso). Si la diferencia entre los costos realizados y los costos de compra estimados no excede el 20%, el reembolso es igual al 75% de esa diferencia. Cualquier costo más allá de esto se traspasa en su totalidad, lo que limita el riesgo para el operador.
- 6** En Polonia, el nivel de pérdidas se establece en la tarifa mediante el uso de datos históricos combinados con un factor de mejora de la eficiencia. En caso de que el operador del sistema de transmisión alcance un mayor nivel de eficiencia (pérdidas reducidas), se permite una ganancia por el monto de esa diferencia.

- 7** Países como Georgia, Noruega, Serbia, Eslovaquia, Eslovenia y Suecia aplican el mismo tratamiento regulatorio a las pérdidas en transmisión y distribución.

Otro instrumento regulatorio para reducir las pérdidas a un nivel económicamente óptimo es exigir a los operadores de redes que consideren un *valor capitalizado de las pérdidas en sus decisiones de inversión*. La CEER reporta que un grupo de nueve países cuentan con tales disposiciones y ocho exigen además una declaración de los operadores de red sobre la reducción esperada de las pérdidas causadas por las nuevas inversiones.

- 1** En Irlanda, las pérdidas anuales se estiman a partir de simulaciones de flujo de energía. Se monetizan utilizando un precio marginal medio del sistema y se capitalizan reflejando un valor presente de aquellas pérdidas (ahorradas o reducidas) atribuidas a la inversión.
- 2** En Letonia, si bien no existe una metodología específica ni una obligación para considerar el va-

lor capitalizado de las pérdidas, al evaluar nuevas decisiones de inversión se considera el precio de aquellas que resulte de las políticas internas del operador del sistema.

- 3** En Macedonia del Norte, los operadores de red están obligados a dar una explicación de cada inversión superior a 100,000 euros. La explicación consiste en incluir una reducción esperada de pérdidas, entre otras cosas.
- 4** En Noruega, todos los activos de la red con niveles de tensión superiores a 22 kV requieren una licencia y las pérdidas de la red son parte de la evaluación por parte de las autoridades que otorgan las licencias. Además se requieren cálculos de pérdidas en caso de que estas constituyan un factor significativo en la decisión de inversión. No existen requisitos de licencia para niveles de tensión inferiores a 22 kV, pero los operadores de red todavía tienen el incentivo —si bien indirectamente— para

considerar el valor de las pérdidas en las decisiones de inversión.

- 5** En Kosovo, los operadores de red están obligados a preparar planes anuales para la reducción de pérdidas; las inversiones correspondientes se presentan en planes quinquenales de desarrollo de inversiones.
- 6** En Montenegro, los operadores de red deben proporcionar una estimación de la reducción de pérdidas causada por una inversión.
- 7** En Portugal, la reducción estimada de pérdidas es un criterio para la selección de decisiones de inversión.

Anexo 3. Metodología de cálculo de las pérdidas eléctricas

Además de los supuestos y procedimientos resumidos en el capítulo 6, el cálculo de pérdidas eléctricas en esta publicación descansa en algunas diferencias con respecto a los estudios de Surana Y Jordaan (2019) e AIE (2020). Dichas diferencias incluyen:

- 1 Fuentes de información:** Para la mayoría de los países son sus organismos oficiales (en lugar de la Agencia Internacional de Energía). En algunos casos, como Paraguay y la República Dominicana, puede haber diferencias relevantes entre los reportado por la IEA y las agencias oficiales nacionales. La fuente de información más apropiada se validó con especialistas de energía de cada país.
- 2 Factores de emisión:** En el presente ejercicio se toman los del sistema (on-grid) del IFI Technical

Working Group on GHG Accounting. A diferencia del LCA (life cycle Assessment) para generación de energía usado por Surana y Jordaan (2019), el enfoque aquí empleado captura de forma más directa la huella de carbono de facto de cada matriz eléctrica. Asimismo, este enfoque considera tanto el margen de operación como aquellas plantas que han sido recientemente construidas. De este modo, el factor de emisión (FE) usado captura de forma implícita la eficiencia del parque de generación.

- 3** El enfoque para abordar la incertidumbre en los resultados es también distinto del que usan Jordaan y Suana (2019). En lugar de aplicar un análisis de Montecarlo para evaluar el efecto de la sensibilidad de los parámetros asumidos, aquí se identifican situaciones de estrés para el beneficio neto estimado. De este modo, en el presente enfoque se identifica un caso base conservador y un caso que estresa los cálculos hasta el punto de retornar una tasa de retorno social negativa.

Anexo 4.

Estudios sobre disposición a pagar por atributos de la electricidad

Autores (Año)	Método	Muestra	Atributos
Blass, Lach, Manski (2010)	DCE, MXL	Israel N: 557 (urbana) Entrevista	Fiabilidad: frecuencia, duración, notificación, servicios de información y precio.
Hensher, Shore y Train (2014)	DCE, MXL	Canberra, Australia. N: 240 (urbana) Por correo	Fiabilidad: frecuencia, duración, oportunidad, notificación, servicios de información y precio. Calidad: frecuencia, voltaje y precio
Carlsson, Martinson y Kay (2011)	Valuación contingente (abierta)	Suecia N: 1518 (antes de una tormenta) N: 416 (después de la tormenta) Por correo	Número de apagones, duración del apagón, precio (abierto). Incluye cuestionarios con 212 hogares de control y 204 hogares de tratamiento.
Abdullah y Mariel (2010)	DCE, MXL	Kisumu, Kenia 200 hogares rurales Por correo	Precio, número de apagones, duración del apagón, tipo de proveedor
Morrison y Nalder (2009)	DCE, MXL	New South Wales, Sydney, Australia N: 350 empresas Por correo	% cambio en factura, frecuencia de apagones, duración de apagones, apagones y sobretensiones, aviso, tiempo en espera telefónica.
Carlsson y Martinson (2008)	DCE, MXL	Suecia N: 425 hogares urbanos Por correo	Precio, número de apagones, duración del apagón.
Carlsson y Martinson (2007)	Valuación contingente (abierta)	Suecia N: 1488 Por correo	Precio, número de apagones, duración del apagón.
Yu, Jamasb y Pollit (2009)	Análisis de perfiles emparejados	Reino Unido. N: 2118 hogares; 1965 empresas urbanas y rurales, datos de Ofgem, 2004	% de factura, número de apagones, duración del apagón.

Nota: DCE=Experimentos de elección discreta; MXL= Logit mixto.

