



20 años
construyendo confianza,
conocimiento y el futuro
energético de Colombia



20 años
Hechos por Colombia

XM: 20 AÑOS
CONSTRUYENDO
CONFIANZA,
CONOCIMIENTO Y EL
FUTURO ENERGÉTICO
DE COLOMBIA

Jairo Campuzano-Hoyos

Editor académico y compilador

Universidad EAFIT

Grupo de Historia Empresarial

Medellín

2026

XM: 20 años construyendo confianza, conocimiento y el futuro energético de Colombia/ editor académico y compilador Jairo Campuzano-Hoyos. – Medellín, Universidad EAFIT, 2026.

332 p. ; il. ; 25 cm.

ISBN 978-958-5145-43-6

1. XM Compañía de Expertos en Mercados. 2. XM Compañía de Expertos en Mercados – Historia. 3. Sector eléctrico - Colombia. 3. Sector eléctrico – Colombia - Historia. 4. Sector eléctrico – Colombia – Aspectos económicos. 5. Energía eléctrica - Colombia. 6. Transición energética. I. Campuzano-Hoyos, Jairo, edit. II. Cortés Durán, Lina Marcela. III. García Rendón, John. IV. Larrea Basterra, Macarena. V. López Vera, Cristian Alejandro. VI. Largo Vargas, Joan Manuel. VII. Mosquera López, Stephanía. VIII. Fedesarrollo. IX. Tít.

333.793 cd 23 ed.

X7

Universidad Eafit- Centro Cultural Biblioteca Luis Echavarría Villegas

© XM

© Jairo Campuzano-Hoyos, Lina Marcela Cortés Durán, Fedesarrollo, John García Rendón, Macarena Larrea Basterra, Cristian Alejandro López Vera, Joan Manuel Largo Vargas, Stephanía Mosquera López

ISBN: 978-958-5145-43-6

DOI: <https://doi.org/10.17230/9789585145436>

XM 20 años construyendo confianza,
conocimiento y el futuro energético de Colombia
Primera edición: agosto de 2026

Edición y compilación: Jairo Campuzano-Hoyos

Asistentes de investigación: Natalia Tabares Tamayo y Leidy Diana Uribe Betancur

Corrección de textos: José Alejandro Cruz Giraldo

Carátula: composición con imágenes de archivo XM

Diseño: John Bernardo Naranjo, Isabella Viracachá,

Ilustración: Camilo Marín

Comité editorial XM

María Nohemi Arboleda Arango, Gerente General

Ana Mercedes Restrepo Munera, Gerente de Estrategia, Innovación y Asuntos Corporativos

Juan Carlos Morales Ruíz, Gerente del Centro Nacional de Despacho

Jaime Alejandro Zapata Uribe, Gerente del Mercado de Energía Mayorista

Liliana Marcela Pineda Hernández, Directora de Asuntos Corporativos

Coordinación del proyecto

María Isabel Vélez Estrada, XM y Sabrina Martínez Otaiza, SEC Newgate

SOBRE ESTA OBRA

Este libro es una iniciativa de XM, concebida en el marco de la conmemoración de sus veinte años como operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador del Mercado de Energía Mayorista (MEM) de Colombia. Con el propósito de que esta historia fuera contada con rigor, independencia y perspectiva académica, XM convocó a la Universidad EAFIT para llevar a cabo la investigación y redacción de la obra, en la que Fedesarrollo contribuyó con uno de los capítulos. El rol de XM se limitó a la conformación de un comité editorial que definió los lineamientos institucionales del proyecto y revisó los contenidos de la obra desde la perspectiva técnica de la compañía. La edición académica y la compilación estuvieron a cargo de Jairo Campuzano-Hoyos, coordinador del Grupo de Historia Empresarial de la Universidad EAFIT, quien conformó y dirigió el equipo de investigadoras e investigadores que la escribieron. En este sentido, las opiniones expresadas en los capítulos son responsabilidad de sus autoras y autores.

Contenido

• 8

Prólogo

María Nohemi Arboleda Arango

• 12

Autoras y autores

• 18

Siglas y abreviaturas



• 22

XM y un sector de gran complejidad: a modo de introducción

Jairo Campuzano-Hoyos



• 38

Capítulo 1 Conectar el pasado con el futuro: una historia de XM

Jairo Campuzano-Hoyos

Joan Manuel Largo-Vargas



• 98

Capítulo 2 **Relación entre el** **sector eléctrico y el** **desarrollo** **económico y social** **de Colombia**

Fedesarrollo



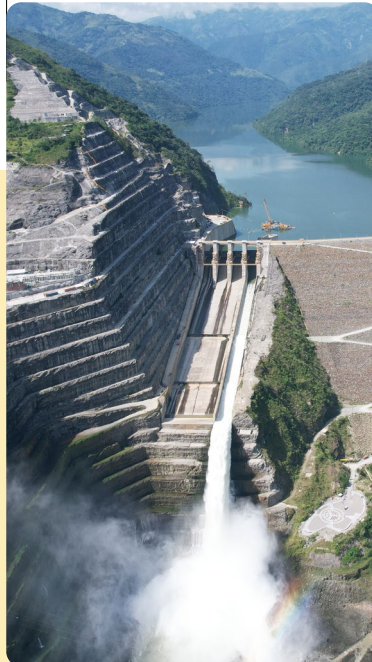
• 138

Capítulo 3 **El mercado eléctrico** **y la operación** **del sistema en el** **mundo: un análisis** **comparativo del Nord** **Pool, NESO, PJM** **y XM**

Stephanía Mosquera López

Macarena Larrea Basterra

Alejandro López Vera



• 216

Capítulo 4 **Transición** **energética: avances,** **oportunidades y retos** **para Colombia**

John García Rendón

Lina Marcela Cortés Durán

Alejandro López Vera

• 291

Glosario



Prólogo

María Nohemi Arboleda Arango
Gerente General, XM

“XM, 20 años hechos por Colombia”
es la declaración con la que celebramos dos décadas de existencia.

Son 20 años de trabajar con rigurosidad técnica, autonomía y transparencia para que los colombianos reciban la energía que necesitan; de responder con curiosidad intelectual, tenacidad y exigencia para enfrentar los desafíos que implica contribuir a la seguridad energética de Colombia; de unir esfuerzos para que, entre todos, sumemos la energía para crecer como nación.

Nos llena de orgullo cumplir 20 años, con la certeza de que las mejores historias no se miden con el tiempo recorrido, sino que su grandeza reside en el impacto y legado que dejan en las vidas de las personas que se cruzan en el camino. La historia de XM comienza con la creación de una nueva empresa que se encargara de la operación del Sistema Interconectado Nacional y la administración del Mercado de Energía Mayorista. En estos 20 años, hemos

afrontado momentos exigentes, transformaciones profundas y desafíos que nos han enseñado la importancia de evolucionar siempre con un enorme sentido de responsabilidad y propósito.

Para un niño, presionar un interruptor y encender una luz, podría pensarse como un acto de magia. Y lo verdaderamente mágico es el proceso con alta complejidad técnica que involucra conocimientos especializados, innovación y tecnología al servicio de un país. Ese proceso debe funcionar de manera óptima para que el servicio de energía, esencial para las actividades humanas, cumpla con los estándares de calidad, seguridad y economía requeridos.

Nos gusta pensarnos como una entidad omnipresente esto es, estamos en todo el sistema eléctrico colombiano. En este sentido, nuestro compromiso durante estas dos décadas ha sido mantener el servicio de energía, superando las dificultades y las circunstancias climatológicas, operacionales o económicas a las que se enfrente el país. Actuamos en un mercado de energía que es referente mundial, lo que debe enorgullecernos a todos los colombianos.

XM es un aliado clave para el sector energético en Colombia. En estos 20 años hemos contribuido al desarrollo sostenible del país y



María Nohemi Arboleda Arango,
2026, retrato de Camilo Marín.

brindado la mejor energía a los colombianos. Detrás de cada decisión operacional, hay millones de personas confiando en que la energía que ilumina sus hogares, que mueve la industria, que hace posible la vida cotidiana, seguirá estando ahí. Nuestro compromiso y liderazgo ha sido reconocido, al punto de considerarnos el cerebro y corazón del sistema eléctrico colombiano. Este orgullo, si bien es muy nuestro, no valdría de nada sin el apoyo y el trabajo conjunto con todos los actores del ecosistema energético: las instituciones, los agentes del mercado, los gremios y la academia también pueden sentirse orgullosos de que hoy estemos celebrando este hito para XM. Sin ellos no seríamos lo que somos, por eso, queremos reconocer lo que hemos construido colectivamente con un objetivo en común: mantener iluminada a Colombia.

Esta también es la oportunidad para agradecer a nuestro talento humano, a las personas que trabajan o han dejado una huella en su paso por XM a lo largo de estas dos décadas. Quienes hacen parte de esta empresa realizan sus labores con un elemento diferencial: la pasión, que para nosotros significa hacer el trabajo con sentido de articulación, sostenibilidad, innovación y excelencia integral. En XM hemos tenido la fortuna de contar con colaboradores que viven y respiran por la compañía y por el servicio prestado al país, todos altamente cualificados y con un entendimiento excepcional del sector energético colombiano. Es gente, nos gusta decir, que inhala y exhala energía, una energía que se traduce en conocimiento, experiencia, resiliencia, adaptabilidad y diferentes formas de ver y entender el futuro como camino para anticiparse.

Nuestra motivación para los próximos años se mantiene inmutable: que los colombianos reciban la energía que necesitan. Por eso continuaremos velando por la adecuada operación del sistema eléctrico colombiano. Nuestro fin último es aportar al beneficio de Colombia y mejorar la calidad de vida de los colombianos. No podemos perder de vista que

el sector eléctrico colombiano es un pilar estratégico para el desarrollo económico y social del país, y que es esencial garantizar el suministro de energía con criterios de confiabilidad, seguridad y economía. Tenemos la convicción de que la energía es y debe seguir siendo un habilitador del desarrollo, la cohesión social y las oportunidades para las generaciones presentes y futuras.

En un contexto de decisiones estructurales para el futuro energético del país, comprender el funcionamiento del sector eléctrico colombiano y fortalecer sus capacidades institucionales resulta clave para asegurar la seguridad energética, la competitividad y la sostenibilidad de Colombia. Por todo esto compartimos el sentimiento nacional de que, con unión, mente, corazón y brazos abiertos, sumamos la energía que requiere nuestra patria.

Ciertamente, la energía del futuro plantea retos —transición energética, la digitalización, nuevas formas de participación— que enfrentamos con convicción y con el apoyo de los mejores talentos y la tecnología como habilitadora. Mirar hacia adelante nos hace sentir con más fuerza el inmenso compromiso que tenemos con los colombianos para seguir aportando con visión, con imparcialidad, con excelencia y con sentido de país.

Nos emociona pensar que los años por venir son una nueva oportunidad para seguir afianzando nuestra posición como actores de cambio, siempre motivados por el desarrollo del sector eléctrico colombiano y la transformación positiva de Colombia.

Con este libro queremos hacer una pausa para agradecer, reconocer y recordar lo vivido pues mirar hacia atrás nos llena de orgullo. Pero también es una invitación a seguir construyendo juntos lo que viene, pues el futuro es donde está nuestro mayor desafío.

En definitiva, la historia de XM continúa a pasos agigantados. 

Autoras y autores

Jairo Campuzano-Hoyos

Profesor distinguido de la Universidad EAFIT, adscrito al departamento de Organización, Dirección y Estrategia de la Escuela de Administración. Coordinador del Grupo de Historia Empresarial (GHE), jefe de la maestría en Ciencias de la Administración y coordinador de la línea académica de Historia Empresarial. Doctor y magister en Historia de la Universidad de Notre Dame. Magíster en Ciencias de la Administración de la Universidad EAFIT. Historiador de la Universidad de Antioquia. Ha sido investigador visitante en diferentes universidades, principalmente de Alemania y Estados Unidos; Ph. D. *Fellow* del Kellogg Institute for International Studies de la Universidad de Notre Dame y becario del programa Colciencias-Fulbright para estudios doctorales en el extranjero. Autor y coautor de múltiples artículos académicos, libros y obras conmemorativas. De estas últimas, se destacan: *La construcción de un legado: Historia de los setenta y cinco años del Instituto Jorge Robledo* (2024), *Fabricato 100 años. La tela de los hilos perfectos* (2020), *Almacenes Flamingo S. A. 60 años* (2010) y *Grupo Familia: medio siglo de FAMILIA para las Familias* (2008). La mayor parte de sus obras en coautoría se han desarrollado con el

GHE, grupo en el que inauguró y ha liderado la línea de investigación en Historia Aplicada desde 2021. Es miembro de *The Business History Conference* (BHC) y del Colectivo de Historia Empresarial. Es vocal para la región andina de la Asociación Colombiana de Historia Económica y Empresarial e integra el *Advisory Board del Journal of Management History*. En reconocimiento a su trayectoria y aportes, fue condecorado como “Egresado destacado” del Departamento de Historia de la Universidad de Antioquia en su 50.º aniversario.

Lina Marcela Cortés Durán

Decana asociada para programas académicos de la Escuela de Finanzas Economía y Gobierno. Investigadora del Observatorio de Mercados y Empresas: Guía y Aplicaciones (OMEGA), Universidad EAFIT. Ph. D. en Economía de la Universidad de Salamanca donde obtuvo la máxima nota *cum laude*; además, fue condecorada con el Premio Extraordinario de Doctorado gracias a los aportes de su tesis doctoral titulada *Semi-nonparametric Approach for the Measurement of Positive Variables of Heavy Tails in the Fields of Economics and Finance*. Magíster

en Finanzas de la Universidad EAFIT y máster en Administración (MBA) de la misma institución. Licenciada en Matemáticas y Física de la Universidad de Antioquia. En la Universidad EAFIT ha ocupado los cargos de coordinadora del Semillero de Investigación Bufete Financiero y del Laboratorio Financiero. Además, fue jefe del pregrado en Finanzas. Como investigadora, se ha enfocado en estudiar tópicos de las finanzas corporativas y la organización industrial. También ha realizado investigaciones para cuantificar los riesgos que los cambios regulatorios generan sobre los sectores financiero y el mercado eléctrico. Estas investigaciones han sido publicadas en revistas internacionales como *Energy Policy*, *Energy Science & Engineering*, *Economic Modelling*, *Energies*, *The North American Journal of Economics and Finance* y *The World Economy*, entre otras.

Fedesarrollo

Organización no gubernamental sin ánimo de lucro que actúa como un centro de pensamiento independiente y que promueve el debate sobre temas de interés general. Su propósito es contribuir al diseño, seguimiento y mejoramiento de las políticas públicas y de la gestión del Estado colombiano. Su misión es propender por el desarrollo económico y social del país dentro de un modelo de economía de mercado en un ambiente democrático, con una participación eficaz del Estado en la provisión de bienes públicos

y una política social efectiva orientada al logro de una sociedad incluyente y equitativa.

John García Rendón

Docente e investigador del Observatorio de Mercados y Empresas: Guía y Aplicaciones (OMEGA), Universidad EAFIT. Ph. D. en Economía Aplicada de la Universitat Autònoma de Barcelona. Su tesis obtuvo la máxima nota *cum laude*. Magíster en Economía y economista. Experto en organización industrial, organización industrial en mercados eléctricos, economía de la energía, transición energética, recursos energéticos distribuidos y microeconomía. Ha sido miembro en juntas directivas del sector eléctrico, así como investigador y consultor en temas relacionados con los sectores energéticos y movilidad sostenible para el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y empresas del sector. Estas investigaciones han sido publicadas en revistas internacionales y nacionales como *Energy Economics*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *Regional Studies*, *Renewable Energy*, *The Electricity Journal*, *Socio-Economic Planning Sciences*, *Review of Income and Wealth* y *Economía Institucional*, entre otras. Conferencista en temas sobre mercados eléctricos y transición energética. En 2023 fue invitado como conferencista del 28.º Congreso de Energía del Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia. Entre 2024 y 2025 participó en el 3.º y 4.º foro de Finanzas Sostenibles como moderador de los paneles Descarbonización - Transición

Energética: Energías Renovables y Descarbonización - Transición Energética: Temas Emergentes. Ha recibido premios como el de la Excelencia Europea, Best EEM12 Paper Prize in European Energy Market (2012), por su investigación *Regulatory Reform and Corporate Control in European Energy Industries*. También, el premio a la investigación de mayor impacto en 2021 con el proyecto *Política, Regulación y Mercados* y el premio a la excelencia docente de la Escuela de Economía y Finanzas en 2015. Ha sido profesor asociado en la Universidad Pompeu Fabra en España y columnista para *El Espectador*, *Portafolio* y *El Colombiano*.

Macarena Larrea Basterra

Investigadora de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad de la Universidad de Deusto. Es doctora en Promoción y Desarrollo de Empresas por la Universidad del País Vasco (UPV), donde realizó una tesis sobre la *Internalización de los costes externos de la producción eléctrica*. Su investigación se ha centrado principalmente en las políticas energéticas, climáticas e industriales especialmente en Europa, España y el País Vasco. Es magíster en Gestión de Empresas Marítimo-Portuarias de la Universidad de Deusto en colaboración con la Escuela de Administración Marítima del Gobierno Vasco. Se licenció en Administración y Dirección de Empresas con especialidad en Logística y Tecnología en la Universidad Comercial de Deusto. Obtuvo una beca de especialización

de profesionales en las áreas de Asuntos Europeos y Cooperación Interregional de la Secretaría General de Acción Exterior del Gobierno Vasco. Hizo parte del grupo de trabajo sobre energía en la Cátedra de Estudios Internacionales de la UPV. Ha participado en proyectos que analizan el sector energético, los procesos de transición energética y los retos en materia de política energética (especialmente en electricidad —reforma eléctrica en España, integración del mercado eléctrico europeo, modelos de negocio en recursos distribuidos y redes eléctricas para la competitividad—), así como de suministros de materias primas para la transición y precios de la energía. Igualmente, con diferentes instituciones, ha desarrollado investigaciones relacionadas con el sistema gasista, el empleo, la formación, la financiación verde, la fiscalidad de la energía y la descarbonización —estrategias, estimación de la huella de carbono o presupuestos climáticos—.

Cristian Alejandro López Vera

Magíster en Economía de la Universidad EAFIT y economista de la Universidad del Valle. El trabajo derivado de su tesis de maestría “Welfare Implications of a Tax on Electricity: A Semi-Parametric Specification of the Incomplete EASI Demand System” se publicó en *Energy Economics*. Ha sido autor y coautor de diversos artículos académicos. Se ha desempeñado como consultor para el Banco Interamericano de Desarrollo en la División Fiscal y en la División de Competitividad,

Tecnología e Innovación. Ha sido profesor de cátedra de los cursos de Microeconomía en la Facultad de Ciencias Económicas, Administrativas y Contables de la Universidad del Quindío. Actualmente, es el director del programa Cali Cómo Vamos.

Joan Manuel Largo Vargas

Profesor e investigador de tiempo completo en la Escuela de Administración de la Universidad EAFIT. Es magíster y doctor en Historia de la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín e historiador de la Universidad del Valle. Su trayectoria se ha concentrado en la aplicación de la historia empresarial y en otros enfoques humanísticos para la docencia, la investigación y la consultoría, orientados a la innovación. Es integrante del Grupo de Investigación en Historia Empresarial (GHE) de la Universidad EAFIT. Ha publicado artículos en revistas nacionales e internacionales y presentado algunos avances de investigación en diferentes espacios académicos en Colombia y América Latina.

Stephanía Mosquera López

Investigadora del Lab de Energía y Medioambiente del Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad de la Universidad de Deusto. Es economista, magíster en Economía Aplicada y doctora en Ingeniería (énfasis en Ingeniería Industrial) por la Universidad

del Valle. Su tesis doctoral se tituló *Issues on Financial Risk Measurement and Assessment in Electricity Markets*. Realizó su estancia doctoral en el Energy Center de EPFL (Suiza) y obtuvo el premio EEX Group Excellence Award en 2019 por su artículo “Drivers of Electricity Price Dynamics: A Comparative Analysis of Spot and Futures Markets”. Su investigación se ha centrado en los mercados de energía; especialmente, en la modelación de los precios de la electricidad y el gas natural, la medición y la gestión de riesgos en los mercados y el impacto de variables climáticas. Tiene publicaciones en revistas especializadas de energía como *Energy Economics*, *Energy Policy*, *Energy* y *Applied Energy*, entre otras. En Orkestra ha desarrollado proyectos sobre la evolución de los precios minoristas de electricidad, el diseño del mercado eléctrico y la aceptación social de proyectos e infraestructuras energéticas; también ha investigado temas relacionados con incentivos a la inversión en tecnologías limpias, pobreza energética, redes eléctricas, competitividad y electrificación de sectores intensivos en energía, entre otros. Ha participado como facilitadora docente en el Máster de Formación Permanente en Innovación y Tecnología (MDIT) de la Universidad de Deusto en el módulo de Transición Energética. Previamente, fue profesora en el Departamento de Finanzas de la Universidad EAFIT y en la Facultad de Economía de la Universidad del Valle, en la que ha dictado cursos de Finanzas Corporativas, Medición y Gestión del Riesgo Financiero, Matemáticas Financieras y Macroeconomía. ☀



En XM no solo soñamos con un mu



ando mejor, lo estamos construyendo.

Centro de Control del Centro Nacional de Despacho,
XM, Medellín, 2018. Fotografía: XM.

Abreviaturas y siglas

Abreviaturas

°C	Grados Celsius	GWh	Gigavatios hora
\$	Pesos colombianos	km	Kilómetros
£	Libra esterlina	kV	Kilovoltios
€/EUR	Euros	kW	Kilovatios
CO₂	Dióxido de Carbono	MW	Megavatios
CO_{2e}	Dióxido de Carbono Equivalente	MWh	Megavatios hora
e. g.	Por ejemplo	USD	United States Dollar
GW	Gigavatios	Ton/MWh	Toneladas por Megavatio-hora

Siglas

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators	ARAM	Adecuación Regulatoria del Sistema de Administración del Mercado
ACME	Administración de Cuentas del Mercado de Energía	ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
AEMO	Australian Energy Market Operator	B2B	Business-to-business
AGC	Automatic Generation Control	C2C	Consumer-to-consumer
AMI	Advanced Metering Infrastructure	CAISO	California Independent System Operator
APEx	Association of Power Exchanges	CAN	Comunidad Andina de Naciones
APS	Arizona Public Service	CAPEX	Capital Expenditures

CDEC-SING	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande	DRP	Despacho y Redespacho Programado
CEEB	Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá	DSO	Distribution System Operator
CEPAL	Comisión Económica para América Latina	EE. UU.	Estados Unidos de América
CfD	Contract for Differences	EEB	Empresa de Energía de Bogotá
CIDET	Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico	ELCC	Effective Load Carrying Capability
CIER	Comisión de Integración Energética Regional	EMT	Electromagnetic Transient Simulations
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas	ENSO	El Niño–Southern Oscillation
CND	Centro Nacional de Despacho	EPEX SPOT	European Power Exchange
CNE	Comisión Nacional de Energía	EPM	Empresas Públicas de Medellín
CNO	Consejo Nacional de Operación	EPRC	Electric Power Research Center
COP	Pesos colombianos	EPRI	Electric Power Research Institute
CRCC	Cámara de Riesgo Central de Contraparte	ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
CRE	Comisión de Regulación Energética	ERV	Energías Renovables Variables
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	ESS	Energy Storage System
CWE	Central and Western Europe	ET	Energía Transactiva
DDV	Demanda Desconectable Voluntaria	ExE	[Plan] Energía por Educación
DEO	Despacho Económico del Operador	FACTS	Flexible AC Transmission Systems
DER	Distributed Energy Resources	FEN	Financiera Energética Nacional
DESNZ	Department for Energy Security and Net Zero	FERC	Federal Energy Regulatory Commission
DFACT	Distributed Flexible AC Transmission System	FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovables
		FSO	Future System Operator
		FTR	Financial Transmission Rights
		G-PST	Global Power System Transformation Consortium
		GEI	Gases de Efecto Invernadero
		GHG Protocol	Greenhouse Gas Protocol

Siglas (continuación)

GRT	Gestores de las Redes de Transporte	MOPR	Minimum Office Price Room
GWAC	GridWise Architecture Council	NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
HVDC	High Voltage Direct Current	ND	No disponible
I+D+i	Investigación, Desarrollo e Innovación	NEMO	Nominated Electricity Market Operator
IA	Inteligencia Artificial	NESO	National Energy System Operator
IED	Inversión Extranjera Directa	NIMBY	Not In My Backyard
IFI	Instituto de Fomento Industrial	NREL	National Renewable Energy Laboratory
IoT	Internet of Things	OATT	Open Access Transmission Tariff
ISA	Interconexión Eléctrica S. A.	ODFM	Operational Downward Flexibility Management
ISI	Import Substitution Industrialization	OEF	Obligaciones de Energía Firme
ISO	Independent System Operator	Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets
ISO-NE	Independent System Operator New England	OIT	Organización Internacional del Trabajo
ISOP	Independent System Operator and Planner	OM	Operador de Mercado
ITO	Independent Transmission Operator	OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas	ONI	Oceanic Niño Index
LMP	Locational Marginal Price	OPEX	Operating Expenses
LTSO	Legally unbundled Transmission System Operator	OR	Operador de Red
MAE	Mercados Anónimos Estandarizados	OTC	Over the Counter
MAERCP	Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo	P2P	Peer-to-peer
MEM	Mercado de Energía Mayorista	PCH	Pequeñas centrales hidroeléctricas
MME	Ministerio de Minas y Energía	PEN	Plan Energético Nacional
MO	Market Operator	PMU	Phasor Measurement Unit
		POPA	Programa de Optimización del Portafolio de Aplicaciones

PPA	Power Purchase Agreements	SIN	Sistema Interconectado Nacional
PV	Photovoltaic	SIO	Sistema Integrado de la Operación
RAS	Remote Access Server	SNC	Sistema Nacional de Consignaciones
RD	Respuesta de la Demanda	SO	System Operator
REE	Red Eléctrica de España	SOF	System Operability Framework
REMIT	Regulation for wholesale Energy Market Integrity and Transparency	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
RIO	Recepción de Información de Ofertas	STN	Sistema de Transmisión Nacional
RPM	Reliability Pricing Model	STR	Sistema de Transmisión Regional
RTO	Regional Transmission Organization	TI	Tecnologías de la Información
RUCE	Registro Único de Comunidades Energéticas	TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía	TO	Tecnologías de la Operación
SAEB	Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías	TO	Transmission Owner
SAM	Sistema de Administración de Mercado	TSO	Transmission System Operator
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	UE	Unión Europea
SCED	Security-Constrained Economic Dispatch	UIME	Unidad de Información Minero-Energética
SDL	Sistema de Distribución Local	UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
SICEP	Sistema Centralizado de Convocatorias Públicas	UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
SIDC	Single Intraday Coupling	VIU	Vertically Integrated Utility
SIMEM	Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista	XBID	Cross Border Intraday Project



XM y un sector de gran complejidad: a modo de introducción

Central hidroeléctrica Alto Anchicayá, Valle del Cauca, 2024. Fotografía: Celsia.

Jairo Campuzano-Hoyos

Universidad EAFIT, Escuela de Administración, Colombia, Grupo de Historia Empresarial
EAFIT, jcampuz2@eafit.edu.co. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7887-4491>

XM es una empresa de servicios públicos de capital mixto que, en el marco de las Leyes 142 y 143 de 1994 y la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ha sido una pieza clave en el funcionamiento del sector eléctrico colombiano. Desde su creación, el 1.º de septiembre de 2005, ha desempeñado un papel central en el funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y del Mercado de Energía Mayorista (MEM). XM se encarga de planear, supervisar y coordinar la operación del Sistema como Centro Nacional de Despacho (CND), al tiempo que administra las transacciones comerciales de energía como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y gestiona la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes como Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC). El ejercicio de estas funciones se rige por el Reglamento de Operación, los acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO) y las demás normas aplicables.

En su calidad de operador del SIN y administrador del MEM, XM ha desempeñado un papel fundamental en el suministro de energía confiable. Como responsable del despacho económico, XM recibe diariamente las ofertas de los generadores del SIN, que indican cuánta energía pueden producir y a qué precio. Con base en esta información, la demanda proyectada, las condiciones técnicas y de seguridad del Sistema y lo establecido por la regulación emitida por la CREG, XM determina qué generadores deben operar, en qué momento y en qué cantidad, priorizando criterios de confiabilidad, seguridad y economía. Para el despacho ideal, XM se basa en un mecanismo competitivo del tipo “subasta de sobre cerrado”, en el que se *despacha* —ordena operar— a los generadores en orden ascendente de precio ofertado —del más económico al más costoso— hasta cubrir la demanda estimada, lo que define el precio de bolsa que se le renumera a cada generador que

entra en el despacho —en operación—. ¹ Es importante anotar que para el despacho ideal se consideran las características técnicas de las plantas y sus condiciones iniciales. Adicionalmente, las plantas menores de generación no están obligadas a presentar ofertas; sin embargo, sí entran en la base del despacho y aumentan la oferta disponible.

Este mecanismo de coordinación de la generación eléctrica opera de manera continua durante los 365 días del año y se articula en tres etapas principales. En primer lugar, con base en el pronóstico de demanda semanal realizado por los operadores de red, XM consolida las ofertas de generación. En segundo lugar, realiza el despacho económico, un proceso mediante el cual se determina el programa de generación que atiende la demanda del SIN para cada hora del día y al menor costo posible, cumpliendo con criterios de seguridad, confiabilidad, calidad y economía, y respetando las restricciones técnicas y eléctricas del Sistema. Estas funciones se complementan con el seguimiento en tiempo real del SIN, el monitoreo constante de variables críticas como el voltaje, la frecuencia

«Más allá de su rol técnico y administrativo, XM ha contribuido a consolidar un entorno de gobernanza institucional y transparencia en el sector eléctrico colombiano»

y la demanda, y la aplicación de los ajustes operativos necesarios para preservar la estabilidad del servicio. En tercer lugar, una vez operado el Sistema en tiempo real y ejecutado el suministro de electricidad, XM liquida las transacciones en el MEM y determina los montos que deben pagar los comercializadores, así como los valores que deben recibir los generadores, con base en mediciones reales de consumo y generación.

Más allá de su rol técnico y administrativo, XM ha contribuido a consolidar un entorno de gobernanza institucional y transparencia en el sector eléctrico colombiano. Gracias a su gestión, es posible conocer con precisión la energía que circula en el país: a partir de la regulación emitida por la CREG, XM calcula quién la genera, cómo se transporta, cuánto cuesta y cómo se remunera. Ahora bien, mientras XM opera el SIN, la distribución local recae en los operadores de red. Estos son los responsables de llevar la energía a los usuarios finales. En conjunto, estas dinámicas reflejan cómo XM, en su doble condición de operador del SIN y administrador del MEM, ha sido un actor central en la historia reciente del sector eléctrico en Colombia.

El vigésimo aniversario de XM invita a profundizar en la trayectoria centenaria del sector eléctrico colombiano y los retos futuros. Eso implica preguntarse por sus transformaciones institucionales, la relación entre el Estado y los actores privados, así como por los desafíos que han enfrentado —y continúan enfrentando— los distintos agentes involucrados en la configuración del Sistema para garantizar un suministro confiable, seguro y económico de energía eléctrica en Colombia. Si bien esta trayectoria ha estado marcada por períodos de profundas transformaciones, una constante ha sido la complejidad estructural del sector, presente desde los primeros esfuerzos por generar energía a pequeña escala hasta la consolidación de un sistema capaz de proveer electricidad —de manera simultánea e ininterrumpida— a todas las regiones del país. A esto se suman los actuales desafíos de la transición energética y la integración de los más recientes desarrollos tecnológicos.

Este libro fue concebido con la intención de llegar a un público diverso. Si bien algunos capítulos abordan contenidos más especializados, se ha procurado que el conjunto sea accesible también para lectores sin formación previa, para ofrecer elementos que facilitan la comprensión de un sector tan complejo como el eléctrico. Con el propósito de facilitar el acceso a este segundo grupo —aun con el riesgo de simplificar—, dicha complejidad se presenta aquí a partir de dos grandes dimensiones: la tangible y la intangible. La primera alude a los elementos materiales involucrados en los procesos de generación, transmisión, distribución, comercialización y consumo de energía eléctrica —como torres, redes, centrales, subestaciones, transformadores y electrodomésticos—; mientras que la segunda comprende el entramado de saberes técnicos, dinámicas de la operación y del mercado, marcos regulatorios e instituciones que configuran la organización industrial del sector y permiten la coordinación y el funcionamiento integral del sistema eléctrico. En conjunto, estas dimensiones ofrecen una ruta de entrada que facilita la comprensión de un campo altamente especializado.

Aunque esta división puede aplicarse de manera general, la especificidad de cada contexto puede aumentar o reducir los niveles de complejidad. En el caso colombiano, por ejemplo, factores como su condición de país tropical y montañoso, así como una historia de diferentes períodos de inestabilidad política e institucional, han contribuido a elevar dicha complejidad. En este sentido, comprender estas realidades

exige situarse en el contexto particular y explorar cómo se manifiestan allí, de manera específica, tanto sus dimensiones tangibles como intangibles. Comenzar por una breve descripción de la complejidad tangible en función de cada uno de los procesos que componen el sector puede ser esclarecedor.

Uno de los grandes desafíos del sector es que la electricidad necesaria para el funcionamiento de todo un país no puede almacenarse. Esto exige una estrecha articulación entre las plantas generadoras y el consumo, de modo que la energía esté disponible justo en el momento en que el usuario final acciona el interruptor. La coordinación entre generación y consumo es responsabilidad del operador del SIN a nivel nacional.

En Colombia, debido a la abundancia de fuentes hídricas, la generación de energía ha dependido esencialmente de las centrales hidroeléctricas. Estas son consideradas una fuente limpia por tener un menor impacto ambiental —en especial en términos de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y de contaminantes—, en comparación con las plantas térmicas, que normalmente operan con gas, carbón o combustibles líquidos como el diésel. No obstante, la generación hidráulica plantea desafíos sociales y ambientales adicionales, particularmente cuando la construcción de represas implica el desplazamiento de comunidades humanas y la transformación de ecosistemas, por mencionar solo algunos efectos. A ello se suma la dependencia de la disponibilidad de agua para accionar las turbinas generadoras, la cual está sujeta a variables climáticas. Esto, sumado a la ubicación geográfica del país, hace que el sistema eléctrico en Colombia sea altamente vulnerable de condiciones climáticas como el fenómeno de El Niño, caracterizado por períodos prolongados de altas temperaturas y baja pluviosidad, que reducen gradualmente la disponibilidad del recurso hídrico. En estos casos, el descenso en los niveles de los embalses puede alcanzar límites críticos, lo que pone en riesgo la continuidad del suministro eléctrico y ha llevado a situaciones de estricto racionamiento de electricidad.

Ante este escenario, los actores del sector eléctrico en Colombia han mantenido una planificación constante y buscado alternativas para reducir la alta dependencia de la generación hidroeléctrica que, en condiciones de aportes medios o altos, representa cerca del 80% de la producción nacional. En este sentido, el país cuenta también con plantas

térmicas y con fuentes alternativas en operación y en pruebas como la solar y, en menos proporción, la eólica.² Sin embargo, estas últimas aún no se han incorporado masivamente a la matriz energética debido, entre otras razones, a las necesidades de financiamiento que requieren estabilidad regulatoria, a la capacidad de conexión de la red y a los retos derivados de la intermitencia del suministro: en la energía fotovoltaica, la generación se ve afectada por la nubosidad y la baja radiación solar; en la eólica, por niveles insuficientes de viento.

En Colombia, por lo tanto, el contexto geográfico constituye un factor determinante para cualquier fuente de generación de energía. No obstante, la elección del emplazamiento de una planta generadora también depende de criterios económicos, sociales y técnicos que, entre otras variables, buscan garantizar el suministro abundante del recurso primario requerido por cada tecnología: agua, carbón, gas, viento o sol. Estas condiciones resultan aún más complejas si se considera que la red de generación está distribuida a lo largo del territorio nacional. Sin embargo, esta misma dispersión constituye una ventaja en términos de complementariedad, tanto para la suficiencia como

para la gestión de la variabilidad y la incertidumbre. En sistemas como el colombiano, caracterizados por su ubicación y por la influencia de fenómenos meteorológicos locales, regionales y globales, este rasgo contribuye a una matriz energética más confiable y segura.³ Con todo, dicha dispersión plantea desafíos particulares para la siguiente etapa del proceso: la transmisión.

Después de ser generada, la energía debe ser transportada hasta los centros de distribución mediante redes de cables de alta tensión y torres de transmisión que permiten su circulación. La transmisión requiere una infraestructura de gran escala que, en un sistema eléctrico como el colombiano —interconectado desde 1967—, atraviesa vastas

«Uno de los grandes desafíos del sector es que la electricidad necesaria para el funcionamiento de todo un país no puede almacenarse. Esto exige una estrecha articulación entre las plantas generadoras y el consumo, de modo que la energía esté disponible justo en el momento en que el usuario final acciona el interruptor»

regiones del territorio nacional; no obstante, la generación distribuida, o los Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés), que incluyen, entre otros, generación a pequeña escala, almacenamiento de energía y respuesta de la demanda, se ubican cerca de los puntos de consumo —el crecimiento de estas fuentes está transformando este paradigma, como se verá más adelante—. Para el 2025, el Sistema de Transmisión Nacional (STN), encargado de transportar la energía eléctrica, cuenta con 111 subestaciones que operan a una tensión nominal de 220 kV y 19 subestaciones de extra alta tensión a 500 kV, interconectadas por 3.833 km de líneas a 500 kV y 13.825 km de líneas a 230/220 kV.⁴ Esta interconexión permite que la energía consumida en una zona sea producida en otra muy distante, lo que reduce la dependencia de las capacidades locales y facilita una planificación con enfoque nacional. Sin embargo, establecer y mantener esta infraestructura en un país atravesado por tres ramales de la cordillera de los Andes, con extensas zonas de difícil acceso, presencia de actores armados al margen de la ley y una ausencia histórica del Estado en determinadas zonas —reflejada, entre otras cosas, en la precariedad de la infraestructura vial y de telecomunicaciones—, ha representado un desafío significativo para el desarrollo del sistema eléctrico en Colombia.

La actividad de distribución, por su parte, se inicia con la reducción del voltaje en subestaciones diseñadas para este propósito, donde la energía es canalizada hacia los usuarios finales a través de redes de

«Establecer y mantener esta infraestructura en un país atravesado por tres ramales de la cordillera de los Andes, con extensas zonas de difícil acceso, presencia de actores armados al margen de la ley y una ausencia histórica del Estado en determinadas zonas, ha representado un desafío significativo para el desarrollo del sistema eléctrico en Colombia»

media y baja tensión. Esta infraestructura se integra al entorno cotidiano mediante postes, transformadores y cableado que permiten el acceso seguro al recurso energético. Compañías como Empresas Públicas de Medellín (EPM), ENEL, Celsia y EMCALI, entre muchas otras, operan estas redes de distribución y asegura la transformación gradual del voltaje hasta niveles apropiados para el consumo residencial, usualmente entre 110 y 220 voltios. Este proceso posibilita que los usuarios domésticos accedan al servicio eléctrico de forma segura, constituyéndose así

en el último eslabón de la cadena. En contraste, debido a sus mayores demandas de electricidad, los sectores comercial e industrial —e incluso el residencial, cuando se agrupa y cumple las condiciones reglamentarias— pueden acceder al servicio en condiciones particulares. Esto les permite negociar directamente con los comercializadores para obtener tarifas o precios más competitivos y, en algunos casos, operar con niveles de voltaje distintos a los del sector residencial, lo que introduce la dimensión intangible de la complejidad del sector.

Como se indicó anteriormente, la dimensión intangible de la complejidad del sector eléctrico se manifiesta en la articulación de saberes técnicos, dinámicas de la operación y el mercado, así como marcos regulatorios y estructuras institucionales que permiten su operación y coordinación efectiva. En el caso colombiano, aunque en las etapas iniciales del desarrollo del sector fue indispensable recurrir a la asistencia de expertos internacionales, a partir de finales de la década de 1940 sucesivas generaciones de profesionales comenzaron a formarse en distintas universidades del país y muchos de ellos complementaron su formación en centros universitarios del extranjero.⁵

A medida que avanzó el proceso de electrificación en Colombia, se intensificó el desarrollo tecnológico y se consolidó un andamiaje institucional. Esto exigió la conformación de equipos humanos multidisciplinarios y con mayores niveles de especialización, lo que a su vez implicó no solo una profundización en los saberes técnicos vinculados a diversas ramas de la ingeniería —particularmente la ingeniería eléctrica y, más recientemente, la ingeniería energética y de control, sino también el desarrollo de competencias en campos como la regulación y planeación energética, la gestión de proyectos, la ingeniería industrial, la economía, las finanzas, el derecho y la administración pública.

En este sentido, el proceso de electrificación en Colombia se ha nutrido mediante el fortalecimiento de mecanismos institucionales con los que se ha procurado garantizar la plena autonomía, transparencia y rigor técnico de entidades que cumplen un rol clave, como la CREG, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y XM como operador del SIN y administrador del MEM. Precisamente, desde la liberalización del sector eléctrico en la década de 1990 y la consolidación institucional que se logró desde aquel periodo, el enfoque técnico ha sido clave —aunque no

infalible, ni siempre consistente — para garantizar un suministro confiable de electricidad.

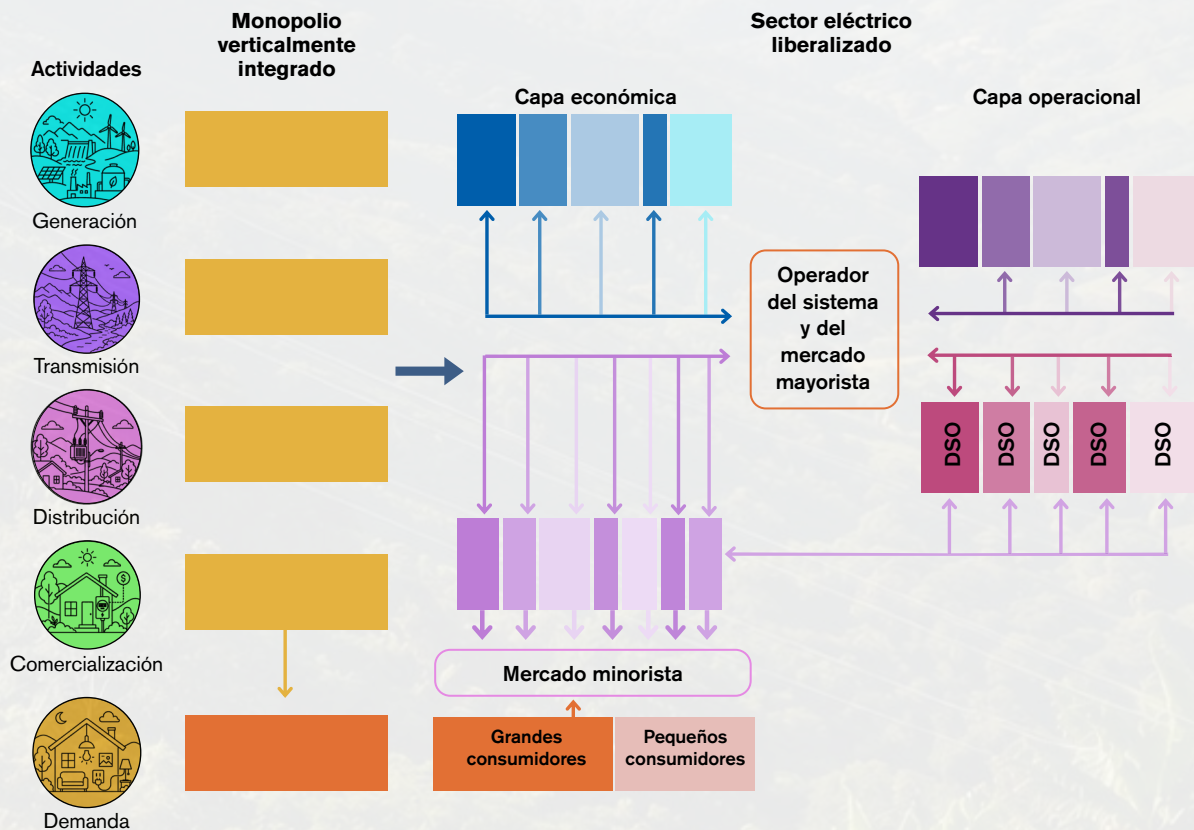
Por muchos años, el sector eléctrico funcionó en el mundo bajo monopolios verticalmente integrados, donde una sola empresa controlaba la generación, transmisión, distribución y comercialización —entendida como la venta directa al consumidor final sin la intermediación de un mercado—. Este modelo, sin competencia y con fuerte intervención estatal, se basaba en la recuperación de costos. Fue a partir de la década de 1980 cuando países como Chile (1981), Reino Unido (1990) y Noruega (1991) iniciaron procesos de liberalización para mejorar la confiabilidad en el suministro eléctrico y la eficiencia, así como para atraer inversión y reducir precios. Esto implicó separar las actividades de monopolio natural (transmisión y distribución) de las competitivas (generación y comercialización), lo que creó mercados abiertos a diferentes agentes y permitió el acceso no discriminatorio a la red.

En Colombia, este proceso tuvo lugar en los años noventa, luego de El Apagón de 1992, el racionamiento de electricidad más largo y costoso en términos económicos y sociales en la historia del país. Este inspiró las Leyes 142 y 143 de 1994 que impulsaron una profunda transformación del sector eléctrico al liberalizarlo. Estas normativas, además de contemplar la participación del sector privado y del diseño de incentivos, establecieron que ninguna empresa nueva podía operar simultáneamente en segmentos regulados y competitivos de la cadena de suministro, lo que condujo a una reorganización estructural del sistema eléctrico. Como resultado, se crearon múltiples empresas de generación, una empresa nacional de transmisión —Interconexión Eléctrica S. A. (ISA)—, diversas compañías de distribución y comercializadoras encargadas de actuar como intermediarias entre generadores y usuarios finales. Además de la separación vertical entre generación, transmisión, distribución y comercialización, se promovió una separación horizontal entre empresas competidoras dentro de cada segmento. En varias de estas, el capital privado comenzó a asumir un rol protagónico.

Dentro de este nuevo esquema, a nivel global la operación física del sistema adquirió una importancia estratégica. Se introdujeron figuras como el Operador del Sistema Independiente (ISO, por sus siglas en inglés), responsable del control en tiempo real de la red de transmisión, y el Operador del Mercado (MO, por sus siglas en inglés), encargado de

gestionar las transacciones del mercado mayorista de electricidad (ver Figura 0.1). En muchos países —incluido Colombia— ambas funciones están unificadas en una misma entidad, como es el caso de XM. Sin embargo, esta corresponde a una categoría menos común: el Operador de Transmisión Independiente (ITO, por sus siglas en inglés), en la que el operador es una empresa autónoma, aunque entre sus propietarios se incluye el transmisor. También, bajo este nuevo esquema, se estructuraron los mercados mayorista y minorista de electricidad. Esta arquitectura institucional y de mercado ha buscado garantizar precios eficientes, acceso equitativo a la red y una operación confiable del sistema eléctrico, todo ello bajo la supervisión de entidades reguladoras.

Figura 0.1 De un monopolio verticalmente integrado a un sector eléctrico liberalizado bajo el modelo ISO/ITO + MO



Fuente: elaboración propia. Adaptado y traducido de Battle y Ocaña.⁶ Nota: en el sector eléctrico liberalizado aparecen distintas empresas en cada uno de los segmentos, representadas por los diferentes tonos de colores dentro de las cajas.

En los años 2000, la transición energética exigió un cambio de paradigma para contener el calentamiento global y reducir las emisiones de GEI. Este proceso impulsó a nivel mundial la sustitución progresiva de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles por Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), dentro de las cuales las Energías Renovables Variables (ERV), como la solar y la eólica, han planteado importantes retos operativos debido a su intermitencia y aleatoriedad, factores que comprometen la confiabilidad del sistema eléctrico. Tales condiciones han hecho necesario complementar el modelo centralizado y unidireccional tradicional con esquemas de generación distribuida, caracterizados por flujos bidireccionales de energía que requieren el rediseño de marcos institucionales y regulatorios. Es-

«En los años 2000, la transición energética exigió un cambio de paradigma para contener el calentamiento global y reducir las emisiones de GEI. Este proceso impulsó a nivel mundial la sustitución progresiva de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles por Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER)»

tos ajustes implican la integración de nuevos modelos de negocio —como los prosumidores, los agregadores, los sistemas de almacenamiento y los operadores independientes de sistemas distribuidos—, al mismo tiempo que tecnologías habilitadoras como medidores inteligentes, internet de las cosas (IoT, por sus siglas en inglés) y diseños de nuevos mercados que favorezcan la coordinación entre los operadores de transmisión y de distribución. En conjunto, estas transformaciones buscan garantizar un servicio eléctrico más eficiente y resiliente.

Este libro aborda con detalle este mundo de grandes complejidades y aspira a convertirse en una fuente de consulta tanto para expertos como

para quienes se aproximan por primera vez al sector eléctrico. Sus capítulos, elaborados por un equipo multidisciplinario, combinan un estilo ameno con el uso de terminología técnica cuando esta resulta indispensable. Los capítulos son fruto de investigaciones independientes, con aproximaciones metodológicas diversas, y fueron desarrollados bajo pautas de escritura que garantizaron la autonomía de los textos

sin comprometer la coherencia interna ni la articulación que otorgan sentido al conjunto. Los autores actuaron bajo criterios estrictos de ética profesional, máxima independencia y objetividad. Sumado a ello, el equipo de asistentes de investigación aportó de manera decisiva mediante la creación de una base de datos bibliográfica común —compartida con todos los autores— y la elaboración de fichas, además de otras tareas de apoyo, incluida la sistematización de la información y la producción de piezas visuales.

Los procesos de investigación y escritura se llevaron a cabo hasta mediados de 2025. Esto explica por qué los hechos relevantes relacionados con XM y con el sector eléctrico ocurridos en fechas posteriores no fueron incorporados en el libro. En el trabajo de campo se realizaron entrevistas semiestructuradas a doce personalidades con trayectorias diversas en el sector, incluidos exministros de Minas y Energía, empleados de XM, expertos internacionales y académicos. En estas participó la mayoría de los autores de los capítulos que componen esta obra. En todos los casos, los participantes firmaron un consentimiento informado y autorizaron a los entrevistadores el uso del material obtenido para futuras publicaciones académicas. La investigación documental, la lectura de borradores y la revisión colectiva se coordinaron de manera que los textos fueran sometidos a un análisis crítico, tanto por parte de los integrantes del Grupo de investigación en Historia Empresarial (GHE) de la Universidad Eafit como de los propios autores en un ejercicio de lectura cruzada, lo que fortaleció la coherencia y solidez de los capítulos que, además de esta introducción, conforman el libro.

Los capítulos están organizados de manera temática. En el capítulo uno se presenta la historia empresarial de XM en el contexto de la transformación del sector eléctrico colombiano. Con base en fuentes originales, entrevistas a expertos y literatura secundaria, se reconstruye la consolidación de XM desde sus orígenes hasta su proyección global actual. Para ello, se identifica cinco períodos históricos del sector, desde su conformación inicial a finales del siglo XIX hasta el periodo presente, sin omitir el vínculo con la transición energética. Además, se analiza el impacto de las Leyes 142 y 143 de 1994, que facilitaron la colaboración entre el Estado y el sector privado para garantizar un servicio público eficiente y competitivo. Asimismo, en el capítulo se destaca que la confianza generada en XM, junto con una institucionalidad sólida, ha

sido clave para mantener un sistema eléctrico robusto y confiable. Finalmente, se sostiene que la ausencia de racionamientos recientes en Colombia se explica, en gran medida, por el papel desempeñado por XM y por la arquitectura institucional diseñada en los años noventa, la cual asignó roles complementarios al Estado y a los agentes privados para asegurar el servicio como un derecho fundamental y fomentar la competencia.

En el capítulo dos se explora la relación entre el desarrollo económico y social de Colombia con la evolución del sector eléctrico. En las últimas décadas, el aumento sostenido de la demanda y la ampliación de la cobertura —de 95,2% en el año 2000 a 98,7% en 2023— han acompañado el crecimiento del PIB per cápita, la reducción de la pobreza y las mejoras en el bienestar. En este proceso, XM ha desempeñado un papel clave en la operación y estabilidad del sistema eléctrico. En países de ingreso mediano-alto como Colombia, el acceso, la calidad y el uso productivo de la energía no solo acompañan, sino que pueden impulsar el crecimiento. Sin embargo, persisten desigualdades: mientras Bogotá tiene cobertura total, territorios como Vichada y La Guajira no alcanzan el 60%. En algunos departamentos, la pobreza energética supera el 80%. Basado en fuentes estadísticas y documentales, en el capítulo —organizado en seis secciones— se concluye que cerrar las brechas energéticas, fortalecer la institucionalidad y avanzar hacia un sistema diversificado y resiliente son fundamentales para un desarrollo más inclusivo y sostenible.

En el capítulo tres se examinan las transformaciones recientes del sector eléctrico a nivel global y su impacto en el contexto colombiano, con atención especial al papel desempeñado por XM. Desde una perspectiva internacional, se destaca cómo la transición energética, impulsada por la emergencia climática, ha acelerado la descarbonización de las matrices de generación y fomentado el uso de FNCER, en particular las variables, como la solar y la eólica, cuyo carácter intermitente plantea retos operativos y de integración. A estos cambios se suman la descentralización de la generación, la electrificación de sectores clave y la aparición de nuevos actores, como los prosumidores y las comunidades energéticas, que han incrementado la complejidad del Sistema. En este contexto, en el capítulo se analiza la relevancia estratégica de los operadores para garantizar un suministro confiable, seguro y con precios adecuados, así como para promover el desarrollo económico,

la innovación y el bienestar social. Se presenta una comparación de XM con tres referentes internacionales que han sido fuente de inspiración para su desarrollo y que comparten una doble característica: trayectoria consolidada y capacidad de adaptación a los desafíos de la transición energética. Estos son Nord Pool —operador de mercado—, National Energy System Operator (NESO) —operador de sistema— y PJM

«XM, con sus particularidades, se sitúa al nivel de referentes internacionales y a la vanguardia en su actividad, en un contexto donde la transición energética redefine de manera continua el papel de los operadores»

—operador conjunto de sistema y mercado—. El análisis se apoya en fuentes primarias, como entrevistas a expertos nacionales e internacionales, y en fuentes secundarias, como literatura académica y gris. Este capítulo está estructurado en cuatro secciones y concluye que XM, con sus particularidades, se sitúa al nivel de referentes internacionales y a la vanguardia en su actividad, en un contexto donde la transición energética redefine de manera continua el papel de los operadores.

En el capítulo cuatro se examina la transición energética como vía esencial para cumplir con el objetivo del Acuerdo de París de limitar el calentamiento global a 1,5 °C sobre los niveles preindustriales a mediados del siglo pasado. Se hace un análisis sobre los cambios que este proceso exige en el sector eléctrico —incorporación de energías renovables no convencionales, electrificación, eficiencia energética, ajustes regulatorios y nuevos modelos de negocio— y sobre el rol central de los operadores como XM para garantizar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica. En él se advierte que la integración eficiente de nuevas tecnologías requiere del trabajo articulado de todos los actores del sector para lograr una operación eficiente, resiliente y flexible del Sistema. En Colombia, la expansión de estas fuentes demanda una matriz diversificada con tecnologías firmes, así como instituciones y marcos regulatorios sólidos que atraigan inversión y favorezcan la innovación. A partir de entrevistas a expertos y literatura especializada, el capítulo —organizado en seis secciones— concluye que XM ha contribuido de forma notable a la investigación, innovación y adopción de prácticas internacionales, pero persisten retos que se relacionan con la institucionalidad, la flexibilidad y la descentralización, esenciales para asegurar un sistema eléctrico resiliente, eficiente y confiable.

Si bien la lectura del libro resulta más clara cuando se sigue el orden propuesto, la obra ha sido concebida para que cada capítulo pueda comprenderse de manera independiente. En caso de optar por un recorrido distinto al lineal, conviene tener en cuenta que los temas centrales de cada capítulo pueden aparecer mencionados en otros, aunque sin mayor desarrollo, pues la profundidad analítica y explicativa se ha reservado para su capítulo correspondiente. Así, por ejemplo, los retos de la transición energética se aluden a lo largo del texto, pero solo en el último capítulo se examinan con detalle. Lo mismo ocurre con los demás ejes temáticos ya descritos en los párrafos previos sobre la estructura de la obra.

Finalmente, este libro no habría sido posible sin la valiosa participación de diversas personas e instituciones, que se listan a continuación en orden alfabético, según su organización. Las autoras y autores expresamos nuestro agradecimiento a los representantes de XM que brindaron su apoyo a este proyecto. Agradecemos también al equipo de la agencia de comunicaciones SEC Newgate; al equipo de Fedesarrollo y a Jhonathan

Centro de Control del Centro Nacional de Despacho, Medellín, 2025. Fotografía: XM.



Bustamante, Esteban Duperly, Javier Gómez, Erica López, Ricardo Pardo y Adriana Sánchez de la Universidad EAFIT. Agradecemos igualmente a las historiadoras Natalia Tabares Tamayo y Leidy Diana Uribe Betancur, asistentes de investigación que apoyaron en diversas actividades durante el proceso de investigación para la elaboración del capítulo uno, así como en la lectura y comentarios de los borradores iniciales del mismo. Extendemos igualmente nuestro reconocimiento a los integrantes del GHE de la Universidad EAFIT por su rigurosa lectura, sus observaciones críticas y sus valiosas sugerencias a cada capítulo. Del GHE, agradecemos especialmente a Julián Felipe Álvarez, José Alejandro Cruz, Evelyn Jiménez, Juan Carlos Jurado, Diana Londoño, Juan Carlos López, Santiago Muñoz, Juan Sebastián Marulanda, Daniel Vásquez, Juan Esteban Vélez y Leandro Vélez. Los autores del capítulo cuatro agradecen igualmente a Juan Camilo Gaviria por sus aportes y comentarios. Un agradecimiento muy especial a todas las personas entrevistadas, cuya generosidad, conocimientos e interés enriquecieron este trabajo. ☀

NOTAS

- 1 Pablo Hernán Corredor Avella y Jairo Campuzano-Hoyos, *Una vida electrificante. Breve historia de XM, operador y administrador independiente del mercado de electricidad en Colombia* (Inverpublic, 2011).
- 2 XM, «Generación Real del SIN», accedido 15 de mayo de 2025, <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/GeneracionSIN.aspx>.
- 3 Juan Carlos Morales Ruíz, «Entrevista para libro XM 20 años», 6 de junio de 2025; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030* (XM, 2025).
- 4 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*, 8.
- 5 René De La Pedraja Tomán, *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930* (El Ancora Editores, 1985), 138.
- 6 Carlos Batlle y Carlos Ocaña, «Electricity Regulation: Principles and Institutions», en *Regulation of the Power Sector*, ed. Ignacio J. Pérez-Arriaga (Springer London, 2013), http://link.springer.com/10.1007/978-1-4471-5034-3_3.

Capítulo 1

Conectar el pasado con el futuro: una historia de XM

Centro de Control del Centro Nacional de Despacho, XM, Medellín, 2012. Fotografía: XM.

Jairo Campuzano-Hoyos

Universidad EAFIT, Escuela de Administración, Colombia, Grupo de Historia Empresarial
EAFIT, jcampuz2@eafit.edu.co. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7887-4491>

Joan Manuel Largo-Vargas

Universidad EAFIT, Escuela de Administración, Colombia, Grupo de Historia Empresarial
EAFIT, jlargov@eafit.edu.co. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5937-9586>

Introducción

Hace un poco más de cien años, la energía eléctrica se difundió de manera amplia en el mundo. Lo que en principio fue visto como una invención sorprendente, inestable y casi mágica pasó a ser algo convencional, confiable y cotidiano, principalmente en contextos urbanos. Hoy, al cierre del primer cuarto del siglo XXI, un poco más del 90% de la población mundial cuenta con acceso a electricidad, lo que implica que las actividades cotidianas de miles de millones de personas estén determinadas y requieran del suministro constante y confiable de energía eléctrica.¹ Se trata de una demanda que viene en un incremento acelerado debido a diferentes causas, como la multiplicación de grandes centros de datos tradicionales y de Inteligencia Artificial (IA) pertenecientes a empresas como Amazon, Google y Meta. La consolidación de la electricidad como fuente de energía, su comprensión como fenómeno físico y su difusión por el mundo constituyen un proceso histórico complejo. De la misma manera que sucede con el crecimiento económico y empresarial, dicho proceso tiene ritmos que conviene comprender desde cada contexto temporal y geográfico.

Este capítulo tiene como objetivo principal analizar la trayectoria y el proceso de consolidación de XM Compañía de Expertos en Mercados S. A. E. S. P. (en adelante XM), desde una perspectiva histórica. Para ello, se sitúa su evolución en el contexto del sector eléctrico colombiano



Guadalupe III, Antioquia, 1960.
Fotografía: EPM.



en el largo plazo, se destacan las transformaciones más relevantes y se plantean algunas reflexiones sobre su proyección futura. Por lo tanto, esta es una breve historia de la energía eléctrica en Colombia, con énfasis en la trayectoria de XM, una empresa creada con el propósito de operar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrar el Mercado de Energía Mayorista (MEM) de Colombia, como se explicará más adelante.

Toda consideración sobre la energía eléctrica incluye las fuentes de generación, las redes y las conexiones. En Colombia, donde el abundante recurso hídrico que proporciona la región Andina ha sido su principal fuente de generación, configurar esas conexiones, tender redes, crear los mecanismos de regulación necesarios para su funcionamiento y articular a los diferentes factores, así como a los actores involucrados en el suministro de energía eléctrica, ha sido una tarea compleja y exigente. Diversos elementos han contribuido a esta situación: la geografía accidentada —propia de un país marcadamente montañoso como Colombia—, las particularidades del clima en medio de la zona intertropical, la inestabilidad política durante algunos períodos de los dos siglos de vida republicana y, en relación directa con esto último,

Centro de Control del Centro Nacional de Despacho, Medellín, 2008. Fotografía: XM.

atentados terroristas a la infraestructura del sector eléctrico. En este sentido, la historia empresarial del sector eléctrico que se esboza en este capítulo invita a revisar estos procesos en función de comprender mejor la historia de XM.

Al igual que cualquier sector de la economía, el sector eléctrico colombiano requiere de instituciones y equipos humanos con capacidades técnicas, de gestión y planificación. Sin embargo, la complejidad de su funcionamiento es mayor debido a que impacta en tiempo real y de manera simultánea en gran parte de la población, además de desenvolverse en entornos de alta incertidumbre y variables climáticas de difícil predicción, propias del trópico. Sumado a ello, para atender la demanda creciente, este sector necesita de inversiones multimillonarias en generación, transmisión y distribución de energía, a cargo del sector privado. Asimismo, para que la electricidad llegue de manera confiable al consumidor final, se requiere de una coordinación eficaz entre actores públicos y privados, sustentada en el dominio técnico y en un conocimiento profundo de las condiciones del país. Este papel lo desempeña XM. No obstante, tales capacidades —institucionales, empresariales y humanas— no siempre han estado disponibles de forma simultánea ni en los momentos en que más se han requerido, como se verá más adelante.

Si bien la primera empresa eléctrica del país se fundó en Bogotá en 1889, solo fue hasta un siglo más tarde, con la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994 —relativas a los servicios públicos domiciliarios y a la energía eléctrica, respectivamente— que se definió con mayor claridad la organización institucional del sector eléctrico. Estas leyes dividieron la cadena de producción en cuatro segmentos claramente diferenciados —generación, transmisión, distribución y comercialización— y promovieron la libre competencia al reestablecer la participación del sector privado en la prestación de los servicios —los empresarios fueron pioneros de este sector, pero luego su control total pasó al Estado—.

«Toda consideración sobre la energía eléctrica incluye las fuentes de generación, las redes y las conexiones. En Colombia, configurar esas conexiones, crear los mecanismos de regulación necesarios para su funcionamiento y articular los diferentes factores y actores involucrados en el suministro de energía eléctrica ha sido una tarea compleja»



Centro de Control del Centro Nacional de Despacho, 2007. Fotografía: XM.

La nueva legislación estableció reglas novedosas y mecanismos para coordinar las funciones de regulación, planeación, administración y operación del SIN, las cuales pasaron a manos de entidades especializadas. Este nuevo marco jurídico buscó responder a problemas estructurales y fortalecer un sector que dio claras muestras de insuficiencia e ineficiencia durante la crisis energética de 1992, que provocó un prolongado racionamiento de electricidad —El Apagón—, pero que también sirvió como un “acelerador” para realizar las reformas que demandaba el sector eléctrico colombiano.² La crisis derivó en oportunidad y surgieron las nuevas unidades administrativas, empresas y capacidades institucionales que marcaron el inicio de una nueva etapa en la historia del sector.

Producto de lo anterior, y como resultado de la consolidación de diferentes procesos técnicos, de gestión y de regulación, se creó XM. Esta empresa independiente, fundada en Medellín en septiembre de 2005, asumió la operación del SIN y la administración del MEM,

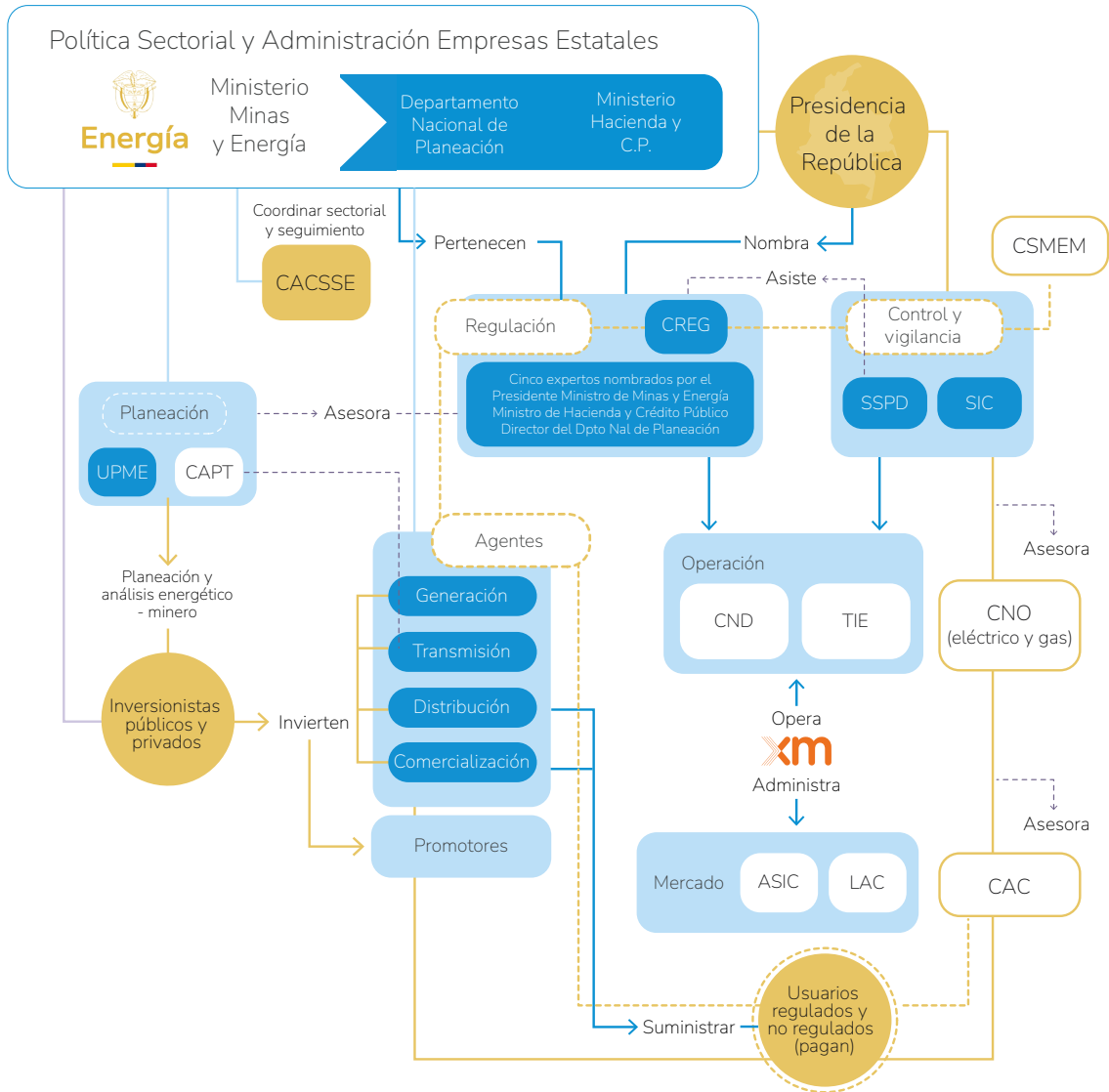
«Producto de lo anterior, y como resultado de la consolidación de diferentes procesos técnicos, de gestión y de regulación, se creó XM. Esta empresa independiente, fundada en Medellín en septiembre de 2005, asumió la operación del SIN y la administración del MEM»

funciones que hasta entonces desempeñaba la empresa estatal Interconexión Eléctrica S. A. (ISA), fundada en 1967. Operar el SIN implica llevar a cabo la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión eléctrica del Sistema, con el propósito de asegurar la continuidad, calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios finales, conforme a lo establecido en los artículos 33 y 34 de la Ley 143 de 1994, el Reglamento de Operación expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y los Acuerdos Técnicos del Consejo Nacional de Operación (CNO). Por su parte, administrar el MEM supone una gestión integral de las transacciones comerciales del sector eléctrico en su nivel mayorista. Esto incluye la planeación, la implementación de la regulación definida por la CREG, la liquidación de transacciones y el seguimiento de las condiciones de competencia, con base en las reglas definidas por la regulación vigente (ver figuras 1.1 y 1.2).

Página siguiente: Hidroituango, Antioquia, c. 2019. Fotografía: EPM.



Figura 1.1 Esquema institucional del sector eléctrico en Colombia



Instituciones

CACSE – Comisión Asesora para el Seguimiento de la Situación Energética. **CSMEM** – Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. **CREG** – Comisión de Regulación de Energía y Gas. **LAC** – Línea de Alta Capacidad. **ASIC** – Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. **CND** – Centro Nacional de Despacho. **CNO** – Consejo Nacional de Operación. **CAPT** – Centro de Administración de la Programación de la Transmisión. **UPME** – Unidad de Planeación Minero Energética. **SSPD** – Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. **CAC** – Comité Asesor de la Comercialización.

Fuente: figura suministrada por XM.

Desde su creación, XM ha fortalecido la coordinación entre los distintos agentes del sector eléctrico, tanto públicos como privados, y ha cumplido un rol fundamental en el manejo de los recursos generados por las transacciones en el mercado, al recaudar y transferir estos fondos a los agentes correspondientes³. A veinte años de su fundación, sus logros han sido ampliamente reconocidos tanto por los actores involucrados como por pares internacionales⁴. Estos coinciden en afirmar que, en buena medida, XM ha contribuido a mantener la solidez institucional, la confiabilidad operativa y la continuidad de las capacidades complejas que exige el funcionamiento del sistema eléctrico colombiano. Lo anterior se comprende mejor al analizar un contexto temporal y geográfico más amplio; es decir, desde una perspectiva histórica.

La historia de la industria del suministro de electricidad ha sido abordada en el contexto internacional desde mucho antes de que se

Subestación digital
Cajamarca, 2022.
Fotografía: Celsia.



pensara en la transición energética del siglo XXI. Por ejemplo, el papel de las empresas estatales, la configuración tecnológica de las mismas y los procesos normativos han sido algunos de los temas que han llamado la atención a historiadores económicos y empresariales del mundo. En Colombia, en las últimas décadas, se ha venido consolidando un importante conjunto de publicaciones sobre algunos aspectos históricos y sociales de la energía eléctrica.⁵

En principio, la historia del sector eléctrico colombiano se puede clasificar en una cronología básica de cinco períodos más o menos definidos: I) creación del sector: desde finales del siglo XIX hasta comienzos del siglo XX; II) estatización: desde la década de 1930 hasta finales de la década de 1960; III) creación de un sistema nacional: desde principios de la década de 1970 hasta principios de la década de 1990; IV) consolidación (sistema de mercado): desde la década de 1990 hasta nuestros días; V) cambio de paradigma: actualmente se puede hablar de un período en desarrollo y que implica un nuevo cambio de paradigma en torno a los retos que conlleva la transición energética, tema que se abordará en el capítulo cuatro.

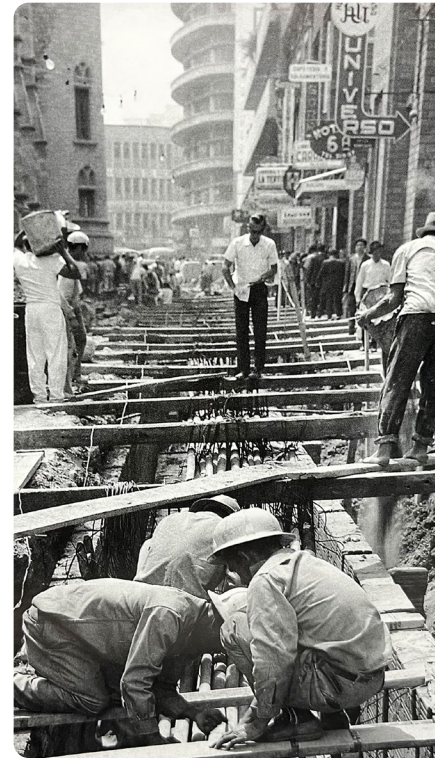
Figura 1.2 Un marco institucional que le cumple al país

						
Dirección	Planeación	Regulación	Control y Vigilancia	Operación y administración	Asesora	Coordinador sectorial y seguimiento
Presidencia	XM da señales CAPT	XM analiza, da señales e implementa MinMinas MinHacienda	XM informa Presidencia	XM lidera	XM da señales	XM participa

Fuente: figura suministrada por XM.

Este capítulo, por su parte, propone una historia empresarial de XM. Como corresponde a este tipo de investigación, se acudió a fuentes documentales originales, como informes anuales y documentación oficial de XM, al igual que a las voces de expertos en el sector, recogidas en diferentes entrevistas semiestructuradas. La triangulación y contraste de estas fuentes, así como el diálogo con otras investigaciones sobre la historia del sector eléctrico y sus diferentes actores, permiten observar el paso de un caso doméstico a uno con visibilidad e impacto global. Justamente, este capítulo contribuye a una mejor comprensión de la historia de XM y del sector eléctrico colombiano. De hecho, es posible afirmar que las tres décadas que han transcurrido desde la creación de una nueva política de energía eléctrica en Colombia dan cuenta de la madurez de un sector al que le tomó cerca de un siglo estructurarse y articularse a escala nacional. Los promotores de las Leyes 142 y 143 de 1994 lograron comprender que, en lugar de dividir, se podían unir diferentes capacidades para un objetivo común. De ahí que tanto el Estado como los actores privados en conjunto hayan asumido funciones en las que poseen mayores fortalezas: por parte del Estado, garantizar el cumplimiento de la política en términos de aseguramiento del servicio como un derecho fundamental y, por parte de los privados, desarrollar mecanismos de competencia que estimulen, con incentivos económicos claros, la disposición del recurso energético y la disminución de la tarifa para el usuario final.

El capítulo se compone de cinco secciones. Después de esta introducción, en la primera sección se realiza un acercamiento al desarrollo, difusión y consolidación de la electricidad en el contexto de la segunda Revolución Industrial (1870-1914), así como a sus implicaciones en América Latina y Colombia durante ese periodo. En la segunda se presenta un análisis de la transformación del sistema eléctrico nacional desde las primeras experiencias de generación a finales del siglo XIX hasta la consolidación del SIN y de la legislación en la década de 1990. En la tercera se analiza la creación de XM en su respectivo contexto histórico y se exponen los cambios más relevantes de su rol en la organización del sistema



Tendido de redes, Medellín, c. 1957. Fotografía: EPM.

«Es posible afirmar que las tres décadas que han transcurrido desde la creación de una nueva política de energía eléctrica en Colombia dan cuenta de la madurez de un sector al que le tomó cerca de un siglo estructurarse y articularse a escala nacional»

eléctrico reciente. En la cuarta se presenta una selección de los principales retos y logros empresariales de XM, así como de las principales innovaciones. En la quinta, la de las conclusiones y reflexiones finales, se ofrece una mirada analítica de la historia del sector con la finalidad de ofrecer herramientas interpretativas para pensar históricamente los retos del presente y del futuro del sector eléctrico en Colombia. Este capítulo se orienta a un público amplio. Los lectores que sean expertos en el tema podrán encontrar información reconocible o aclaraciones lógicas, pero que son fundamentales para estudiantes y demás personas interesadas sin una mayor formación en la materia.

1. La energía: una historia que no reconoce fronteras

El concepto de energía eléctrica no es monolítico. Sus definiciones configuran un conjunto de fenómenos producidos en contextos locales y con diversos significados, tanto históricos como sociales.⁶ Además, su aplicación y adaptación también varía de acuerdo con la situación espaciotemporal específica. En este sentido, aun cuando el fenómeno de la energía eléctrica se ha pensado mayoritariamente en relación con disciplinas como la física y la ingeniería, la comprensión de sus diferentes significados y la evolución de su aplicación en el tiempo requiere de un enfoque que permita pensarlo históricamente.

Pensar históricamente el fenómeno de la energía eléctrica implica mostrar, de manera documentada, argumentada y rigurosa, la aplicabilidad de las ideas y los procesos del pasado. El funcionamiento de un sistema eléctrico —con instituciones, políticas, leyes, contratos y utilidades públicas, entre otros aspectos— no emerge de manera espontánea, sino que es el resultado de procesos que involucran la existencia de instituciones creadas y recreadas por seres humanos.⁷ Es por esto que las comparaciones o análisis retrospectivos frente a la energía en general y sus transformaciones pueden beneficiarse de la visión contextualizada que plantea el trabajo con fuentes y métodos históricos como el aquí presentado.⁸ Analistas y actores de las políticas públicas energéticas han considerado episodios del pasado constantemente. Sin embargo, más allá del episodio o la anécdota, la apuesta por una perspectiva histórica ofrece una contextualización profunda, al tiempo que

permite proveer analogías útiles a la resolución de problemas, aportar evidencias detalladas en circunstancias del pasado y brindar un enfoque complejo que puede integrar problemas amplios mediante narrativas comprensibles.⁹

En la literatura académica se ha abordado el desarrollo histórico de la energía eléctrica de manera profusa. Algunos trabajos lo han hecho como parte de indagaciones más generales sobre la historia de la energía.¹⁰ Otros han analizado el papel de las empresas multinacionales en la electrificación alrededor del mundo.¹¹ También, se cuenta con una literatura que ha abordado las primeras experiencias o etapas más tempranas en el desarrollo de los sistemas eléctricos en Occidente.¹² Con base en esta última, a continuación se realiza una aproximación breve al contexto de las primeras etapas de electrificación en el mundo para enfocar mejor el caso de América Latina y de Colombia. Esto resulta relevante para contrastar las diversas realidades locales y observar algunos de los desafíos que diferentes países han tenido que enfrentar en la puesta en marcha de un sistema eléctrico, como las complejidades económicas y empresariales. Si la difusión de la energía eléctrica durante el siglo XX avanzó por todo el mundo rebasando las fronteras de los Estados, cada uno de estos contextos presentó características específicas.

Desde finales del siglo XVIII y durante todo el siglo XIX, diferentes invenciones y mejoras anticiparon y pusieron en marcha el aprovechamiento económico de la energía eléctrica, en Europa y Estados Unidos principalmente. Esto fue palpable desde el galvanismo y las primeras pilas voltaicas, pasando por las teorías del electromagnetismo y el dínamo, hasta llegar a la famosa bombilla eléctrica de Edison en 1879. Todas estas curiosidades desembocaron en el éxito comercial, una vez que la generación y el transporte de esta nueva fuente de energía disminuyeron sus costos.¹³ En la combinación del transformador con la corriente alterna se hizo patente el desarrollo ulterior de la electrificación, pues permitió su transporte desde su lugar original de generación a grandes distancias.¹⁴

«El concepto de energía eléctrica no es monolítico. Sus definiciones configuran un conjunto de fenómenos producidos en contextos locales y con diversos significados, tanto históricos como sociales. Su aplicación y adaptación también varía de acuerdo con la situación espaciotemporal específica»

Centro de Control del Centro Nacional de Despacho, Medellín, c. 2007. Fotografía: XM.



Así como los transformadores, los motores eléctricos fueron inventos que ayudaron a convertir el potencial teórico de la electricidad en una realidad social y económica, lo que marcó un hito en la historia social de la tecnología. Los transformadores, desarrollados en la década de 1880 —centrales en el costo de producción de la energía y que siguen haciendo parte del funcionamiento de cualquier sistema eléctrico—, están “totalmente ausentes del imaginario colectivo” y son “silenciosos y estacionarios”.¹⁵ Esta observación debe subrayarse. A diferencia del motor a vapor —ruidoso, de alta temperatura y confinado a espacios específicos como fábricas, trenes y barcos—, la energía eléctrica y muchas de las innovaciones que protagonizaron la Segunda Revolución Industrial hoy pasan desapercibidas en tanto son omnipresentes y hacen parte del paisaje cotidiano del ciudadano común.

Justamente, en el contexto de la Segunda Revolución Industrial, la energía eléctrica se transformó en una opción viable y económicamente relevante. Las empresas que construían insumos para la generación y transmisión de la electricidad, así como aquellas que prestaban servicios públicos, experimentaron un gran desarrollo durante este periodo.¹⁶ Este “gran desarrollo” significó el nacimiento del sector eléctrico en la última década del siglo XIX.

En las primeras décadas del siglo XX, la economía mundial se sustentó en una serie de avances técnicos y tecnológicos como la expansión de la química y del motor de combustión interna. La electricidad imprimió un nuevo ritmo a las economías industrializadas: promovió su relación comercial con países proveedores de materiales y metales estratégicos para su expansión, y fortaleció la producción industrial masiva, la cual acompañó la consolidación de sociedades de masas cada vez más urbanas.¹⁷ A partir de la década de 1940, los sistemas eléctricos comenzaron a formarse en diferentes países que poseían economías industriales modestamente desarrolladas. Por lo demás, en la segunda mitad del siglo XX, la expansión eléctrica se caracterizó por la conformación de economías de escala, la construcción de grandes centrales eléctricas en las principales ciudades, la instalación de líneas de alta tensión para el transporte de energía, el fomento del consumo masivo y la interconexión de sistemas con el fin de garantizar la seguridad del suministro. En otras palabras, la expansión eléctrica representó grandes desafíos.¹⁸



Hidroeléctrica Sogamoso, Santander. 2018. Fotografía: Isagen.

«Los Estados europeos iniciaron un proceso de domesticación o nacionalización, que consistía en dejar por fuera a los actores privados de sus sistemas eléctricos. Como lo muestra la historia de las multinacionales pertenecientes al sector eléctrico, este proceso se completó en 1978»

Vale la pena resaltar los esfuerzos que varios países europeos llevaron a cabo para integrar sus sistemas eléctricos nacionales en la primera mitad del siglo XX. A pesar de sus diferencias, en todos fue fundamental tanto la coordinación de los gobiernos centrales como la presencia de agentes privados en asuntos como la construcción de redes.¹⁹ No obstante, después de la Gran Depresión de los años 1930 y, especialmente, a partir de 1945 —tras la segunda posguerra—, los gobiernos europeos fortalecieron la presencia estatal en las empresas eléctricas.²⁰ Así, terminada la Segunda Guerra Mundial y durante el proceso de reconstrucción de Europa, la electricidad se convirtió en una variable central, no solo para el consumo doméstico, sino para el funcionamiento de la producción industrial.²¹

En ese contexto, los Estados europeos iniciaron un proceso de domesticación o nacionalización, que consistía en dejar por fuera a los actores privados de sus sistemas eléctricos. Como lo muestra la historia de las multinacionales pertenecientes al sector eléctrico, este proceso se completó en 1978. Sin embargo, poco después, en la década de 1980, cerca del final de la Guerra Fría, las empresas de servicios públicos, entre ellas las involucradas en el sector eléctrico, entraron en un proceso de liberalización o privatización, también conocido como modelo neoliberal, que hoy sigue siendo objeto de discusión.

Los últimos años del siglo XX y los que van del siglo XXI han experimentado un volumen intenso de reformas y contrarreformas para la cadena productiva de electricidad a lo largo y ancho del mundo.²² Las tensiones entre lo público y lo privado, en ese sentido, han configurado algunos de los factores que explican las transiciones recientes en la historia de la energía eléctrica, pero que, para casos como el latinoamericano en general y del colombiano en particular, se remonta a las experiencias pioneras de finales del siglo XIX.

En América Latina, la historia de la energía eléctrica ha tenido ritmos nacionales diferentes, relacionados con su crecimiento económico y su proceso de urbanización. Entre las décadas de 1880 y 1890, empezaron a conformarse sistemas eléctricos públicos en varias ciudades

latinoamericanas. Si bien en este proceso las empresas extranjeras —especialmente norteamericanas, británicas, alemanas y canadienses— jugaron un papel importante, el capital privado local también ocupó un lugar preponderante.²³ Por ejemplo, en Argentina y Brasil, a inicios del siglo XX, algunas empresas nacionales empezaron a producir insumos para la generación y transmisión de electricidad, aunque lo hacían en una escala tan pequeña que se consideraba que la industria de la energía eléctrica apenas estaba en su etapa inicial.²⁴ No obstante, en comparación con las economías menos desarrolladas del mundo, América Latina había tomado la ventaja en electrificación.²⁵

A mediados del siglo XX, la consolidación del modelo de Industrialización por Sustitución de Importaciones (ISI) puso de manifiesto la necesidad de fortalecer la generación de energía eléctrica en América Latina.²⁶ Desde muy temprano, aunque de manera parcial, esto fue acompañado y estudiado por la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), institución que fue central para la economía mundial.²⁷ Pese a ello, la electrificación latinoamericana se caracterizó por un desarrollo desigual entre países. Entre 1925 y 2015, ocho de los más de veinte países que conforman América Latina (dentro de los que se cuenta Colombia) habían producido el equivalente al 93% de la energía eléctrica generada en la región, con Brasil representando el 30% de la generación total.²⁸ Esa disparidad es relevante en función del consumo, algo que no siempre ha sido atendido a la hora de legislar sobre el sistema eléctrico. De hecho, en América Latina la legislación en torno a la energía eléctrica ha sido tardía. Además, los primeros marcos regulatorios eran notoriamente sencillos.²⁹ La naturaleza de estos cambios contrasta con los procesos de liberalización y apertura que se dieron durante la década de 1990, temas que se revisarán más adelante para el caso puntual de Colombia.

La complejidad de la energía eléctrica y la singularidad de los procesos de electrificación que tuvieron lugar en diferentes regiones del mundo dan cuenta de una diversidad de significados que, si bien en estas líneas no pueden abordarse detalladamente por razones de espacio, muestran un contexto general para pensar

Revisión de contadores de energía,
Medellín, 1995. Fotografía: EPM.



las implicaciones locales del sector eléctrico. Este breve enfoque en América Latina permite destacar que esta región forma parte de un sistema mundo y que no es posible comprender su historia económica y empresarial si se la piensa por fuera de este margen.³⁰ Colombia, como país latinoamericano, se enmarca en algunas de las características expuestas en este primer apartado.

A comienzos del siglo XX, cuando el empresariado colombiano comenzó a ampliar su ámbito de acción gracias al auge de la economía cafetera, persistían obstáculos estructurales asociados con la geografía y la falta de conectividad territorial. Como se verá a continuación, estas limitaciones también incidieron en la configuración inicial del sistema eléctrico. En la segunda mitad del siglo XX, los esfuerzos que condujeron a la creación del SIN, junto con las exigencias técnicas e institucionales que supuso su consolidación, derivaron en la necesidad de establecer una empresa estatal encargada de gestionar la interconexión eléctrica y operar sus distintos componentes. A esta etapa está dedicado el siguiente apartado.

2. De los primeros esfuerzos de generación eléctrica a la consolidación del Sistema Interconectado Nacional, 1889-1995

La historia de la energía eléctrica en Colombia, desde las primeras experiencias de generación hasta las innovaciones posteriores en contextos de industrialización, refleja un proceso continuo de adaptación tecnológica y organizativa a un entorno geográfico y cultural marcado por características particulares. Como se verá a continuación, los antecedentes más relevantes de XM se encuentran en los primeros pasos hacia la definición de la electricidad como servicio público, en la necesidad de conectar los focos de crecimiento económico donde inicialmente se producía la energía y en los grandes retos asociados a la actualización del marco constitucional y normativo.

Diversos autores han abordado el surgimiento de las primeras empresas dedicadas a la generación de electricidad en Colombia. Tres de los casos más tempranos, Bogotá (1889), Barranquilla (1892) y Medellín (1898),³¹ ilustran la complejidad organizativa de estas iniciativas, que fueron impulsadas por la necesidad del alumbrado público y por

la participación de familias empresarias destacadas, como los Samper, los Obregón, los Echavarría y los Ospina. En 1888, la casa antioqueña Ospina Hermanos, asociada con la firma Espinoza Guzmán, obtuvo el privilegio de explotación de la primera planta de energía eléctrica de Bogotá con su empresa “Bogotá Electric Light Co.”. A raíz de esto, los socios Gregorio Pérez y Mariano Ospina Vásquez se capacitaron dos meses en EE. UU. para hacer la instalación.³² No obstante, el viejo alumbrado público de petróleo debió coexistir con la novedad de la luz eléctrica, pues las interrupciones y variaciones de intensidad de esta última eran frecuentes. De hecho, las 90 luces de arco contratadas para el horario de 6:30 p. m. a 5:00 a. m. nunca se encendieron durante los primeros cuatro meses de funcionamiento de la empresa.³³

Los primeros esfuerzos para dotar de luz artificial a ciudades como Bogotá se debieron, entre otras cosas, a que los comerciantes y tenderos sufrían robos en sus establecimientos por parte de ladrones “que se perdían impunemente en las tinieblas de la noche”.³⁴ Por esta razón, desde finales del siglo XVIII, el cabildo de Bogotá instituyó un cuerpo de “alumbrado y serenos”.³⁵ Para financiarlo, los propios comerciantes y tenderos contribuían con cuotas que permitieron al municipio instalar faroles en las principales calles del comercio.³⁶

Un aspecto notable en cuanto a eficiencia y rentabilidad de las nuevas empresas de energía era su relación con el Estado. Por ejemplo, los pagos a las empresas de electricidad, en el caso de Bogotá, dependían de los informes de los serenos o policías, así como de la voluntad del gobierno. Por ello, los atrasos en los pagos eran constantes, lo que ocasionó grandes pérdidas a estas compañías pioneras.³⁷ Incluso, podría afirmarse que esta fue una causa directa para la ruina de estas. Durante estos años, el Estado era el único comprador de este servicio, por lo que los atrasos o incumplimientos eran letales.³⁸ Se trataba de los primeros pasos en la electrificación, con los desafíos que cualquier emprendimiento acarrea, pero agravado por una relación compleja entre los proveedores de servicios y el Estado.

La etapa inicial de la historia del sector eléctrico colombiano (1890-1930) estuvo enmarcada por un contexto de crecimiento económico,

«A mediados del siglo XX, la consolidación del modelo de Industrialización por Sustitución de Importaciones puso de manifiesto la necesidad de fortalecer la generación de energía eléctrica en América Latina. La electrificación en la zona se caracterizó por un desarrollo desigual entre países»

escasa regulación y participación alternada del empresariado local y los intereses extranjeros. En sus primeros años, el alumbrado público, comercial y privado, por ejemplo, era proporcionado por compañías privadas de capitales muy reducidos.³⁹ Para establecerse, estas afrontaron enormes retos, pues parecía más fácil ponerlas a funcionar que mantenerlas, dada la falta de experiencia en su administración y los grandes errores que esto conllevó.⁴⁰ Estas empresas pioneras, además, hacían sus cobros de manera poco estandarizada. Solo en la década de 1920 empezó a utilizarse el kilovatio-hora (kWh) como medida de cobro. Adicionalmente, la intervención del Estado en el sector eléctrico era nula hasta la década de 1930, con las excepciones de Medellín y Bogotá, ciudades en las que los gobiernos municipales decidieron apoyar la producción de energía.⁴¹ Muchos de los casos de empresas privadas que mostraron bajo rendimiento, como en Ibagué, Manizales y Pasto, hicieron más viable que las actividades de generación fueran asumidas por los municipios.⁴² No obstante, al tiempo que se configuraban las primeras experiencias de generación y comercialización de energía eléctrica, Colombia empezó a avanzar en la definición de los roles económicos del Estado, puntualmente en asuntos tributarios, funcionamiento del mercado interno y armonización entre los intereses económicos locales y extranjeros.⁴³

La década de 1920, en ese sentido, trajo profundas transformaciones para la vida económica nacional. Quienes emprendían actividades económicas encontraban ahora una conexión más directa con otros países, debido a los avances en infraestructura de transporte. Por su parte, los trabajadores accedían a diferentes bienes y servicios, dado el desarrollo de los procesos de industrialización del país y el aumento de la capacidad adquisitiva que estaba generando la economía cafetera.⁴⁴ La década cerró con una crisis económica internacional, más conocida como la Gran Depresión, la cual, si bien afectó a Colombia en el corto plazo, sus efectos no fueron tan nocivos como sí lo fueron en países con economías industriales más consolidadas.⁴⁵ Hasta este momento, los gobiernos municipales y departamentales escasamente gestionaban la coordinación de los asuntos relacionados con la electrificación; sin embargo, durante los años siguientes esta situación comenzó a cambiar.⁴⁶

La década de 1930 estuvo marcada por una intensa actividad regulatoria por parte del Estado.⁴⁷ Sus efectos incidieron directamente en

el desarrollo de la electrificación. En 1936, por ejemplo, varias leyes y decretos determinaron que la supervisión de las tarifas y reglamentos de empresas de servicios públicos debía ser obligatoria. Unos años después, en 1938, se estableció que el suministro de energía eléctrica era un servicio público fundamental y se autorizó la construcción de plantas generadoras por parte del Estado.⁴⁸ Entre 1941 y 1950, se conformaron sociedades para la construcción de tres centrales hidroeléctricas en Santander, Caldas y Valle del Cauca.⁴⁹ La industrialización y los planes de fomento dinamizaron la expansión del sistema. Entidades como el Instituto de Fomento Industrial (IFI) estuvieron profundamente relacionadas con la proyección y construcción de hidroeléctricas.⁵⁰ En esta época, el Estado colombiano, inspirado en el Estado de Bienestar europeo y norteamericano, e influenciado por la CEPAL y su concepción del desarrollo, se preocupó por estimular la creación de instituciones en sectores de la vida nacional que se concebían de naturaleza estratégicamente “pública” en los campos de la educación, salud, seguridad

«Durante la segunda mitad del siglo XX, Colombia enfrentó un crecimiento de la demanda de electricidad, relacionado con el aumento de la población y la transformación económica, así como con los procesos de industrialización y urbanización que tomaron gran impulso desde las primeras dos décadas del siglo»

ciudadana, ferrocarriles, carreteras y servicios públicos —entre ellos, la provisión de energía eléctrica—.

Durante la segunda mitad del siglo XX, Colombia enfrentó un crecimiento de la demanda de electricidad, relacionado con el aumento de la población y la transformación económica, así como con los procesos de industrialización y urbanización que tomaron gran impulso desde las primeras dos décadas del siglo. La conformación de gremios industriales y comerciales, por citar algunos casos, es un buen indicador de la fuerza que por entonces tomaba el crecimiento económico del país. Las demandas de energía eléctrica exigieron un apalancamiento que los privados no habían logrado hasta ese momento, lo que resolvió la iniciativa estatal. En 1946, por ejemplo, se creó el Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS), que impulsó la creación de empresas departamentales en aquellas regiones que, por ese entonces, todavía no tenían acceso a la energía

eléctrica.⁵¹ También se fortalecieron los saberes en el campo de la ingeniería, lo que hizo que la presencia de ingenieros extranjeros en las empresas del sector no fuera exclusiva.⁵² En 1947 y 1949, se crearon programas de Ingeniería Eléctrica en la Universidad del Valle en Cali y

en la Universidad de los Andes en Bogotá. En 1951 y 1968, también empezó a ofertarse esta carrera en la Universidad Pontificia Bolivariana y la Universidad de Antioquia, ambas en Medellín.

«Para la década de 1950 hubo importantes avances. Tomó fuerza la discusión sobre la interconexión de las regiones, específicamente con la creación del Consejo Nacional de Planeación Económica y con el informe de la Misión Técnica Eléctrica»

Para la década de 1950 hubo importantes avances. Tomó fuerza la discusión sobre la interconexión de las regiones, específicamente con la creación del Consejo Nacional de Planeación Económica (1952) y con el informe de la Misión Técnica Eléctrica (1954).⁵³ Además, se consolidó un Plan Nacional de Electrificación para el periodo 1954-1970 y la Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá (CEEB) pasó a manos del Distrito, por lo que cambió su nombre a Empresa de Energía de Bogotá (EEB). Por su parte, si bien Empresas Públicas de Medellín (EPM)

se había municipalizado en 1920, dicha empresa estrenó el régimen de autonomía que, como figura jurídica, se inauguró en 1955.⁵⁴ Asimismo, junto con la consolidación de la ingeniería eléctrica como disciplina en el país, se vislumbraba la necesaria interconexión entre diferentes generadores. En un primer congreso sobre electrificación, llevado a cabo en Manizales en 1955, y en una tesis sustentada al año siguiente en Medellín, se expuso la viabilidad de la interconexión eléctrica. Como esto suscitaba desconfianza entre las empresas municipales, que podían considerarlo una amenaza a su autonomía, hubo que esperar a que el Banco Mundial ejerciera ciertas presiones, por vía de los créditos que otorgaba a las empresas de Medellín, Cali y Bogotá, para que la iniciativa de interconexión se materializara.⁵⁵

Se trataba de la formación inicial de un sistema eléctrico nacional. Así, entre 1963 y 1964, se creó el Comité de Interconexión que, con el respaldo del gobierno de ese entonces y la coordinación de los diferentes agentes que formaban parte del sector eléctrico, orientó la creación de una nueva sociedad: ISA.⁵⁶ La creación de esta nueva empresa en septiembre de 1967 marcó un giro en la historia del sector eléctrico

colombiano. Sus labores de integración y coordinación deben entenderse en un contexto donde las reformas estatales iban acompañadas por los desafíos e innovaciones locales en el campo de la administración, que entonces se consolidaba como un saber profesional.⁵⁷ Hasta ese momento, algo se había avanzado en la coordinación del sector eléctrico, pero su funcionamiento no era el óptimo. De hecho, la interconexión eléctrica en Colombia ha sido el resultado de un proceso de larga duración en el que los debates, leyes y opiniones han estado al orden del día.⁵⁸ El 18 de noviembre de 1971, se consolidó la integración del sistema eléctrico nacional con la interconexión de los sistemas de Bogotá, Cali y Medellín, a través de una red de 230 kV. Esta se estructuró en tres tramos provenientes de La Mesa (Cundinamarca), Yumbo (Valle del Cauca) y Guatapé (Antioquia), los cuales confluyeron en la subestación La Esmeralda, en las cercanías de Manizales.⁵⁹

ISA es un actor central en esta historia en tanto fue la encargada de la implementación de la bolsa de energía y las responsabilidades definidas, más adelante, en las Leyes 142 y 143. Mientras su génesis se reflejó

Subestación La Mesa,
Cundinamarca, s. f.
Fotografía: ISA.



en el esfuerzo por integrar el sistema eléctrico colombiano, su madurez se expresó con la fundación de XM como una de sus filiales, como se verá más adelante. Desde su fundación y como empresa estatal, ISA orientó los esfuerzos por la electrificación nacional. La creación de esta empresa implicó la conformación de un centro de planeación. Antes de 1967 cada empresa del sector organizaba de manera independiente sus diferentes planes, de acuerdo con su consideración de oferta y demanda⁶⁰, pero desde las décadas de 1970 y 1980, con el apoyo de consultorías extranjeras y con el aporte del gobierno, se comenzó a explorar el potencial energético nacional. El aprovechamiento óptimo de las distintas fuentes de energía fue uno de los objetos con los que se creó la Comisión Nacional de Energía en 1989.

«Producto de lo anterior, y como resultado de la consolidación de diferentes procesos técnicos, de gestión y de regulación, se creó XM. Esta empresa independiente, fundada en Medellín en septiembre de 2005, asumió la operación del SIN y la administración del MEM»

La puesta en marcha del SIN en 1967 y el rol orientador que comenzó a tener ISA en la planificación para el sector eléctrico no fueron un punto definitivo de llegada. A la resistencia mostrada por una parte de los actores de la Junta Directiva de ISA frente a la aprobación de algunos planes, se sumaron eventos climáticos y técnicos que obligaron a la implementación de racionamientos de energía en 1976 y 1981.⁶¹ Sin embargo, durante la última década del siglo XX se hizo evidente la poca efectividad operativa del sector. En marzo de 1992 sobrevino un racionamiento de electricidad que duró casi un año y que fue conocido como El Apagón.⁶² En algunos días de este periodo, entre el 2 de marzo 1992 y el 7 de febrero de 1993, llegaron a presentarse cortes de energía de hasta nueve, diez y dieciocho horas.⁶³ Los costos económicos que esto trajo al país fueron gigantescos. Se estima que, para la época, las pérdidas económicas ascendieron a 400.000 millones de pesos, lo que implicó una reducción del 1,3% del PIB.⁶⁴ Esta carencia de la energía eléctrica confirmó los cambios apremiantes que requería la organización del sector, especialmente en cuanto a la poca capacidad de respuesta del Estado.⁶⁵

En 1994, las reformas en el sector eléctrico dieron un espaldarazo para que este fuera más competitivo y dinámico. Desde el mismo año de El Apagón, en el marco de Estado de Emergencia Económica y Social,

el Decreto 700 de 1992 aceleró los procesos de adquisición de equipos y materiales, obras de generación y transmisión en curso, contratación y apertura a la inversión privada.⁶⁶ Asimismo, el Decreto 2119 de 1992 reestructuró el Ministerio de Minas y Energía —creado en 1940 y que tiene un viceministerio dedicado a los asuntos de energía—, disolvió la CNE y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación Energética (CRE, luego, con la inclusión del gas, CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).⁶⁷

La Constitución de 1991 estableció un marco, según el cual, el Estado debía garantizar la prestación de servicios públicos como la energía eléctrica. Además de ampliar las garantías para la protección de derechos, esto estableció un ambiente propicio para pasar de un modelo proteccionista a uno de economía de mercado. En su artículo 365, la nueva Carta Política declaró que “los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado”.⁶⁸ Esto derivó en la emisión de las Leyes 142 y 143 de 1994 —ya mencionadas—, que ordenaban separar las actividades empresariales de las actividades de planeación, regulación y control inherentes al Estado. Se trataba de un efecto relacionado con las políticas de apertura y liberalización de los mercados,⁶⁹ a partir del cual se conformó una “nueva arquitectura del Sistema Interconectado Nacional”, en la que la regulación comenzó a tener un rol central.⁷⁰

Un episodio destacable en este proceso de consolidación del SIN fue la puesta en marcha del MEM, que tuvo su apertura el 20 de julio de 1995 y sigue vigente.⁷¹ El MEM es un mercado competitivo instaurado por las reformas de 1994. En él participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y consumidores intensivos de electricidad o usuarios no regulados. Su finalidad es el intercambio comercial de energía eléctrica en el SIN a precios eficientes.⁷² La CREG, por ejemplo, ha fijado límites máximos para la generación de electricidad, con el interés de mantener un equilibrio en la participación de los actores privados dentro de este sector⁷³. El MEM cuenta con un mercado de contratos bilaterales a plazo, un mercado de derivados

«La Constitución de 1991 estableció un marco, según el cual, el Estado debía garantizar la prestación de servicios públicos como la energía eléctrica. Además de ampliar las garantías para la protección de derechos, esto estableció un ambiente propicio para pasar de un modelo proteccionista a uno de economía de mercado»

«XM ha mantenido su compromiso con la operación segura y confiable del sistema y del mercado, implementando mecanismos institucionales que garantizan su independencia, que son modelo para los sistemas eléctricos de la región y que han fortalecido su capacidad para adaptarse a los desafíos del sector»

(Derivex S. A.), un mercado *spot* y un mecanismo de capacidad conocido como el Cargo por Confiabilidad. Además, dentro de sus funciones se encuentra el registro de agentes, contratos y fronteras comerciales; la administración de garantías y el cálculo de la demanda, generación y pérdidas de energía; el cálculo del despacho ideal y precio de bolsa; la liquidación y facturación de las transacciones; la liquidación y facturación de cargos por uso de las redes del SIN y el análisis de riesgos y gestión financiera.⁷⁴ Con este giro, el Estado colombiano cedió la parte mayoritaria de su rol como empresario y se apersonó de su rol como regulador, definidor de política y supervisor. En ese nuevo contexto, con un mercado institucionalizado y con la operación centralizada, en 2005 se gestó el espacio que ocupó XM. Esto significaba que llevaría a cabo las funciones que ejecutaba ISA desde que comenzó el proceso de interconexión, a través de su dependencia Centro Nacional de Despacho (CND).

La creación de XM suscitó debates, pues su surgimiento estuvo vinculado con la principal empresa transportadora del país, que en ese momento tenía carácter mayoritariamente estatal. Tal composición accionaria se mantuvo hasta 2021, cuando el Grupo Ecopetrol adquirió el 51,4% de sus acciones y se convirtió en su accionista mayoritario, mientras que cerca del 40% quedó en manos de inversionistas privados, incluidos instituciones locales, fondos extranjeros y personas naturales.⁷⁵ No obstante, y pese a las críticas, “XM ha mantenido su compromiso con la operación segura y confiable del sistema y del mercado, implementando mecanismos institucionales que garantizan su independencia, que son modelo para los sistemas eléctricos de la región y que han fortalecido su capacidad para adaptarse a los desafíos del sector”.⁷⁶

Como se ha visto, en Colombia, la generación y la comercialización de electricidad contaron con el protagonismo de los sectores privados en sus primeras etapas. Algunas décadas más tarde, la delimitación del funcionamiento de los servicios públicos y la transformación institucional del Estado llevaron a que estas actividades se centralizaran

en entidades municipales o regionales, como EPM en Medellín, que para entonces era de propiedad pública, y como el hoy llamado Grupo Energía Bogotá.⁷⁷ Luego, la consolidación del SIN marcó el inicio de un nuevo momento. Aun así, hacia finales del siglo XX, los niveles de endeudamiento y las exigencias de operación, especialmente la puesta en marcha de los mecanismos para la expansión de la electrificación, dieron cuenta de las debilidades del sistema. Después de 1992, cuando literalmente el país se apagó, se realizó una reestructuración con una legislación renovada, que adoptaba el enfoque de la nueva Constitución y que articuló el conocimiento acumulado en el desarrollo de las décadas anteriores con entidades políticas. En 1994, la nueva legislación sobre servicios públicos y energía eléctrica representó una ruptura que exigía capacidades más complejas, así como mayor cooperación y articulación entre el Estado y el sector privado. Las reformas introdujeron un sistema funcional mediante el retorno de los actores privados a las actividades de generación, la conformación de un mercado institucionalizado y la novedad de entes de regulación actualizados. En este sentido, XM es uno de los actores centrales y un caso de estudio singular para analizar y promover la eficiencia del sector en sus últimos años.

3. XM: más allá de la operación del Sistema y la administración del Mercado

El origen de XM no puede entenderse sin la trayectoria previa de ISA. Como se ha visto, ISA operaba el SIN y administraba el MEM, aunque concentró estas actividades en las gerencias del CND y del MEM desde 1996.⁷⁸ En marzo de 2005, el Decreto 848 autorizó a ISA para crear “una Sociedad Anónima como Empresa de Servicios Públicos Mixta, del orden nacional, de carácter comercial”.⁷⁹ Esta estaría sometida al régimen establecido en las Leyes 142 y 143 y a las normas de derecho privado para ejercer, dentro de su objeto social, las funciones asignadas al CND, la Administración del Servicio de Intercambios Comerciales (ASIC) y la Liquidación y Administración de los Cargos (LAC).⁸⁰

Pasaron varios meses desde la expedición del Decreto 848 hasta que XM se constituyó formalmente, el 1 de septiembre de 2005. Mediante escritura pública No. 1.080 de la Notaría Única de Sabaneta (Antioquia),

XM se fundó con un 99.73% de acciones pertenecientes a ISA y las restantes repartidas entre la Bolsa de Valores de Colombia, la corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico (CIDET), la Financiera Energética Nacional (FEN) y el Fondo de Empleado FEISA.⁸¹ La empresa inició su operación comercial el primer día de octubre de 2005 y uno de sus primeros retos fue lograr la continuidad en los servicios que venía cumpliendo ISA. Los agentes del mercado debieron revisar procedimientos, contratos, instructivos y garantías.⁸² De los 146 empleados que integraron a XM, 131 venían de ISA y 15 eran recién contratados.⁸³

No eran tiempos fáciles. Entre 1998 y 2001, el clima político y económico, sumados al fenómeno de El Niño, erosionaron la confianza que apenas volvía a retomarse después del racionamiento de 1992.⁸⁴ En 1999, además, Colombia experimentó la recesión más profunda de la historia del país —al menos hasta 2020—, al igual que el aumento de los costos del conflicto interno.⁸⁵ Entre 2001 y 2006, se presentaron 1.688 atentados al SIN. Las afectaciones a la infraestructura del sistema por el derribamiento con explosivos de torres de transmisión implicó la desconexión temporal de regiones completas.⁸⁶ El mercado, con pocos años de creado, debió enfrentar situaciones adversas que derivaron en demandas al Estado y, posteriormente, a ISA.⁸⁷ En 2004, como un paso casi definitivo, se creó la Gerencia de Operación y Administración del Mercado, con la que se buscaba gestionar lo necesario para la creación de XM.⁸⁸ Esto se logró tras definir aspectos jurídicos, establecer las necesidades en términos del

gobierno corporativo y definir a los integrantes de la primera Junta Directiva.

Uno de los aciertos iniciales fue garantizar la independencia de la Junta Directiva de XM, ya que estaba conformada por ocho miembros diversos, en su mayoría sin vínculos directos con compañías del sector. En 2006, esta característica se fortaleció con la adopción de un Código de Buen Gobierno, elaborado junto con la estrategia de crecimiento, bajo los parámetros de la normatividad establecida por la Superintendencia Financiera y que siguió un modelo proporcionado por Confecámaras.⁸⁹

Desde muy temprano XM asumió un rol de liderazgo en el sector eléctrico y contribuyó al crecimiento de este. En 2006, por ejemplo, XM emprendió varios talleres para fortalecer la relación de largo plazo con los clientes.⁹⁰ También promovió el “Liderazgo colectivo para el crecimiento del mercado energético colombiano” y tres elementos clave para lograrlo: “el conocimiento, la tecnología de punta y los procesos con calidad”.⁹¹ Fue un año de cambios. Justo en 2006, la CREG puso en marcha el Cargo por Confiabilidad,⁹² definido como un mecanismo de mercado para garantizar el suministro de energía cuando los recursos hídricos nacionales escasearan por el fenómeno de El Niño, como se explica con detalle en el capítulo tres.⁹³ Se trató de una de las transformaciones más importantes en el sector eléctrico colombiano.⁹⁴

Al poco tiempo de su fundación, XM tuvo que enfrentar una dificultad: pequeña, si se observa en contraste con El Apagón de 1992, pero inmensa, si se piensa en la afectación que pudo

Página siguiente: aviso en el periódico *El Tiempo* por el lanzamiento de XM, Bogotá, 1.º de septiembre de 2005. Fuente: archivo XM.

El Grupo ISA
se siente orgulloso
de presentar
su nueva empresa

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Una compañía con toda la experiencia
y el conocimiento para prestar servicios integrales
de operación y administración de mercados eléctricos.
XM, Los Expertos en Mercados, entregará a sus clientes
conocimiento, experiencia, innovación y transparencia.

GRUPO





conllevar para los grupos de interés. El 26 de abril de 2007, de manera súbita, todo el país se quedó sin el suministro de energía eléctrica: hubo un apagón nacional.⁹⁵ El restablecimiento tomó solamente cuatro horas y media,⁹⁶ pero encendió las alarmas en XM. Su consecuencia inmediata fue la mejora en los procedimientos y en su coordinación.⁹⁷ El apagón de 2007 parece haberse configurado como una oportunidad, pues a fines de ese año se presentaron los lineamientos estratégicos proyectados hasta 2016. En este sentido, el desarrollo integral del talento humano, la gestión del conocimiento y la aplicación efectiva de la tecnología fueron elementos que se sumaron a la calidad y eficiencia mostrada en la operación del SIN y la administración del MEM.⁹⁸

Otro elemento visible desde los primeros años de XM ha sido su internacionalización. Esto se observa en su relacionamiento con otros operadores como Nord Pool, NESO o PJM, que se analizan en el tercer capítulo de este libro. Pueden agregarse, desde luego, varias experiencias relacionadas con los avances en la administración de mercados y las exigencias de la operación de los sistemas interconectados, pero tal vez baste con recordar que, en 2005, con pocos meses de puesta en marcha, XM fue reconocido como uno de los diez operadores de referencia

Visita oficial del presidente
Ernesto Samper Pizano a
subestación eléctrica, s. l., s. f.
Fotografía: archivo ISA.

internacional por el Electricity Market Operation Benchmarking Survey, adscrito a Exchange Market Company.⁹⁹

En 2008, en conjunto con Analdex y el Clúster de Energía de Medellín, XM promovió la internacionalización del sector eléctrico colombiano mediante su inclusión en el programa Sectores de Talla Mundial, con el propósito de “lograr un mercado energético regional integrado, en competencia, con instituciones fuertes e independientes, liderado por Colombia, que garantice la satisfacción de los requerimientos energéticos de los clientes en condiciones eficientes e impulse el desarrollo de la prosperidad colectiva”.¹⁰⁰ Adicionalmente, se creó una Dirección de Entrenamiento, que desarrolló una metodología con apoyo de Brasil, que luego fue socializada con otras áreas de ISA.¹⁰¹ Unos años más tarde, en 2010, XM participó en el Electric Power Research Center (EPRC), como miembro de un centro de investigación de la Universidad Estatal de Iowa, en Estados Unidos. El objetivo con esta experiencia fue “mejorar las oportunidades de investigación en sistemas de potencia, transferir tecnología a la industria y servir como punto de encuentro a los diferentes agentes de la industria y agencias de investigación”.¹⁰² Este desempeño internacional, además de posicionar a XM, ha fortalecido la visibilidad internacional del sector eléctrico colombiano, como se verá a continuación y se profundiza en el capítulo tres.

La participación de XM en el Comité Nacional en Colombia del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE), en la Association of Power Exchanges (APEX) y en la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) aporta elementos complementarios. En el CIGRE, facilita el acceso a conocimiento de frontera y a referentes internacionales en materia técnica y regulatoria; en la APEX, promueve el intercambio especializado sobre la evolución de los mercados eléctricos y sus marcos de diseño y operación; y en la CIER, contribuye a los análisis sobre integración regional, cooperación internacional, convergencia de buenas prácticas y fortalecimiento de capacidades del sector eléctrico en América Latina y el Caribe. En conjunto, estos espacios han resultado determinantes para XM y para el

«Otro elemento visible desde los primeros años de XM ha sido su internacionalización. Esto se observa en su relacionamiento con otros operadores y varias experiencias relacionadas con los avances en la administración de mercados y las exigencias de la operación de los sistemas interconectados»

Páginas siguientes:
Termocandelaria, Bolívar, 2023.
Fotografía: Termocandelaria.





sector, en la medida en que permiten anticipar tendencias, cerrar brechas y alinear institucionalmente las respuestas frente a desafíos como la integración de renovables variables, el almacenamiento y la ciberseguridad.

De esta forma, XM ha fortalecido sus funciones como operador del SIN y administrador del MEM al incorporar aprendizajes internacionales y regionales que contribuyen a una operación y a un mercado más resilientes, flexibles y confiables en el marco de la transición energética. Asimismo, como parte de la preparación de nuevas capacidades requeridas para dicha transición, XM, en conjunto con The Electric Power Research Institute (EPRI), ha desarrollado

«El desarrollo reciente del sector eléctrico ha exigido niveles crecientes de conocimiento técnico y capacidad de anticipación. XM ha respondido a estas exigencias de manera oportuna, reafirmando su papel como actor clave en la estabilidad y modernización del Sistema»

talleres especializados orientados al diseño de nuevos mercados de energía. Estos espacios han permitido examinar en detalle procesos, capacidades, tecnologías y mejores prácticas para la modernización del MEM. En este contexto, se ha realizado un ejercicio de referenciamiento de mercados eléctricos como ERCOT, PJM, CAISO e ISO-NE (Estados Unidos), IESO (Canadá), AEMO (Australia), EPIAŞ (Turquía), OMIE (España), NESO y EPEX Spot (Inglaterra), así como ONS y CCE (Brasil) y CEN (Chile). De igual manera, con el fin de identificar, complementar y fortalecer el desarrollo de nuevas capacidades, XM ha adelantado análisis adicionales con base en información del World Economic Forum y de

la Organización Internacional del Trabajo (OIT), con el propósito de priorizar las capacidades requeridas en el proceso de modernización del mercado eléctrico en Colombia.¹⁰³

Las mejoras continuas, en términos de disposición de tecnología, son abundantes. Aquí no se desarrollará cada una, puesto que esto exigiría no solamente un gran espacio para su descripción, sino también un importante conocimiento técnico para su comprensión, por lo que solo se harán algunas menciones generales —en los capítulos siguientes se tratan algunas de ellas con mayor detalle—. En 2008, por ejemplo, XM adquirió la plataforma PI System, que mejoraba las bases de datos para la toma de decisiones operativas. El objetivo era concentrar, en un solo sistema, “la

historia de los datos operativos como la frecuencia, el voltaje de las subestaciones, las transferencias de potencia por las líneas y los valores de generación de tiempo real”.¹⁰⁴ En 2009, por otra parte, XM actualizó el CND,¹⁰⁵ especialmente con el uso de “nuevas tecnologías enfocadas en la utilización de redes inteligentes en los sistemas de potencia, con la utilización de equipos de Phasor Measurement Unit (PMU)”.¹⁰⁶ A finales de 2010, la empresa participó en el proceso de creación del primer Sistema Inteligente de Movilidad en Colombia, cuando la Alcaldía de Medellín puso en funcionamiento el primer Centro de Control de Tránsito. En ese momento, XM contaba con toda la experiencia en cuanto a planeación, diseño, montaje y operación de centros de control, así como en la gestión de sistemas de información con altos componentes en tiempo real.¹⁰⁷ Otro dato relevante es la iniciativa Colombia Inteligente, que XM ha gestionado desde 2010 y que ha sido una expresión de las ventajas de integrar Redes Inteligentes para la competitividad del sector.¹⁰⁸ La participación en la modernización de los temas de movilidad no fue un caso aislado.

Desde la misma concepción de la empresa, XM se visualizaba como una entidad capaz de llevar sus capacidades de conocimiento a otros sectores. Por ejemplo, con el objetivo de desarrollar el crecimiento y sostenibilidad del mercado de energía eléctrica en Colombia, desde 2007 XM buscó consolidar un portafolio integrado por inversiones en la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC) y, más tarde, en Derivex S. A. Esta última empresa, que inició operaciones el 4 de octubre de 2010, fue conformada por XM y la Bolsa de Valores de Colombia para administrar el sistema de negociación de derivados sobre *commodities* energéticos. Se trata del primer mercado de este tipo en Latinoamérica. Fue creado para facilitar a los agentes del sector eléctrico e industrial la contratación eficiente de energía mediante un esquema anónimo y estandarizado de futuros, cuyos activos subyacentes incluyen energía eléctrica, gas combustible y otros (ver Figura 1.3).¹⁰⁹ En 2011, XM participó como accionista en la creación de la empresa Sistemas Inteligentes en Red S. A. S.,¹¹⁰ la cual sigue activa en la actualidad bajo el nombre de INTEIA.¹¹¹ Esta empresa ha apoyado experiencias de desarrollos técnicos para plataformas de peajes en Chile. En 2015, por otro lado, XM firmó un contrato con la Superintendencia de Puertos y Transporte de Colombia para gestionar una solución que les permitiese ser más eficientes en organización de tecnología.¹¹²

Figura 1.3 XM en otros sectores

Creación de dos empresas	Empresa Derivados Financieros Subyacente energía  Participación 40,44%	Empresa que apalanca los territorios inteligentes: movilidad, energía, sostenibilidad  Participación 85%
	Conocimiento y capacidades Diseño de instrumentos y mercados	- Supervisión en tiempo real - Optimización despacho
Generación de más de 100 empleos directos		

Fuente: figura suministrada por XM.

De la mano de esta diversificación de actividades, XM ganó una mayor visibilidad. La matriz de generación de energía eléctrica en Colombia, como es bien sabido, tiene su pilar principal en las fuentes hídricas. El fenómeno de El Niño, protagonista en 1992 y gran amenaza en años posteriores, volvió a aparecer, pero como en otras ocasiones terminó siendo un espacio de oportunidad y fortalecimiento para XM. El país volvió a estar cerca del racionamiento en 2016. Debido al bajo nivel de los embalses, parecía inminente que no se alcanzaría a cubrir la demanda. Entonces, el gobierno llevó a cabo la campaña “Apagar Paga”, la cual promovió que se disminuyera el consumo de electricidad de manera voluntaria. XM fue central en el desarrollo de esta campaña, especialmente en el monitoreo sobre la disminución de la demanda.¹¹³ Esta campaña exitosa parece marcar el inicio de una etapa nueva en la compañía.

Una de las lecciones que dejó el fenómeno de El Niño (2015–2016), en consonancia con la Ley 1715 de 2014, fue la necesidad de diversificar la matriz de generación de energía eléctrica. En este contexto, desde 2016 se empezó a prever la integración al SIN de FNCER, como la solar y la eólica, lo cual implicaba cambios significativos en los procesos, los procedimientos y la infraestructura crítica requerida para la operación del sistema. En consecuencia, para continuar desempeñando sus funciones bajo los criterios de confiabilidad, seguridad y eficiencia exigidos

por la ley, se emprendió la preparación del talento humano y el fortalecimiento de los procesos del CND.

En una primera etapa, se realizaron ejercicios de referenciamiento internacional con el propósito de incorporar mejores prácticas en la planeación y operación de sistemas eléctricos, tomando como referencia operadores líderes a nivel mundial como Energinet (Dinamarca), UTE (Uruguay), REE (España), 50Hertz (Alemania), CDEC-SING (Chile), AEMO (Australia) y CAISO, APS y Xcel (Estados Unidos). De manera complementaria, se ajustaron los análisis de suficiencia y seguridad del SIN, con el fin de formular propuestas regulatorias orientadas a la integración coordinada y segura de estas nuevas fuentes.

«Desde 2018 se realiza el Foro XM, en el que directivos de la firma, expertos internacionales y representantes de los diferentes grupos de interés construyen conocimiento, intercambian información y presentan avances sobre las tendencias más actuales en el desarrollo del sector eléctrico»

En 2017, 25 ingenieros obtuvieron certificación con la empresa alemana Fraunhofer y, en 2018, con General Electric, lo que fortaleció sus competencias en la planeación y operación de sistemas eléctricos de potencia con fuentes renovables no convencionales. Ese mismo año se estableció una alianza con EPRI orientada al desarrollo de programas para enfrentar los retos asociados a la integración de fuentes variables en los sistemas de potencia. En el marco de esta colaboración, se diseñaron metodologías para estudios de flexibilidad y resiliencia, atributos clave en el contexto de la transición energética.

Como todo lo indica, desde 2017, XM ha buscado deliberadamente ampliar la visibilidad de su relevancia en el país, en contraste con los años previos en los que la empresa se enfocó en el bajo perfil y la comunicación exclusiva de temas técnicos de su quehacer. No en vano, se cambió el logo de la empresa y se añadió el lema “Sumando Energías” en 2018.¹¹⁴ Desde este año, además, anualmente se realiza el Foro XM, en el que directivos de la firma, expertos internacionales y representantes de los diferentes grupos de interés construyen conocimiento, intercambian información y presentan avances sobre las tendencias más actuales en el desarrollo del sector eléctrico.¹¹⁵ Gracias a este y a otros eventos, sin omitir su participación en actividades de investigación —como se

detalla en el capítulo cuatro—, XM se reconoce como una empresa de conocimiento.

Esta vocación por el conocimiento y la construcción colectiva de futuro se puso a prueba en 2020, cuando la pandemia del COVID-19

«La capacitación continua, el acompañamiento a la formación avanzada y la cercanía histórica con la operación real del mercado han resultado determinantes para afrontar un entorno técnico y regulatorio altamente dinámico»

planteó desafíos sin precedentes para el sector eléctrico colombiano. En ese contexto, XM enfrentó una operación del SIN y un funcionamiento del MEM marcados por la volatilidad derivada de los cambios abruptos en la vida económica y social del país, así como por la necesidad de reorganizar rápidamente el trabajo de su equipo humano para responder al país en un momento en el que contar con el servicio de energía era vital para salvar vidas. En este contexto, el entonces ministro de Minas y Energía, Diego Mesa Puyo, identificó como principales retos del sector “la incorporación creciente de proyectos de FNCER, el almacenamiento de energía a gran escala, el desarrollo de nuevas tecnologías como el hidrógeno de cero o bajas emisiones y la captura

y almacenamiento de carbono, la expansión de recursos energéticos distribuidos, la digitalización y los nuevos proyectos estratégicos de transmisión y distribución”.¹¹⁶

El desarrollo reciente del sector eléctrico —marcado por un nuevo paradigma: la transición de un modelo centralizado hacia uno distribuido— ha exigido niveles crecientes de conocimiento técnico y capacidad de anticipación. XM ha respondido a estas exigencias de manera oportuna, reafirmando su papel como actor clave en la estabilidad y modernización del Sistema. Además, el conocimiento especializado que exigen los asuntos financieros para el funcionamiento del MEM, así como las tecnologías más avanzadas para el monitoreo, planeación y operación del SIN, ha llevado a XM a contar con un equipo humano ampliamente calificado. El interés por la formación académica, los incentivos en investigación y la actualización constante de los conocimientos son observables desde los orígenes de XM. Además, como puede encontrarse en los informes anuales de la empresa, XM ha conservado una constante preocupación en torno al bienestar de los empleados de las diferentes áreas de la empresa y sus familias.

El apoyo a la formación posgradual y el esfuerzo por incidir en espacios académicos vinculados al sector eléctrico constituyen una clara expresión de esta prioridad. Esta apuesta se refleja, entre otros aspectos, en la intensidad y consistencia de los procesos formativos. Varios integrantes del actual equipo directivo iniciaron su vínculo con la organización como estudiantes en práctica, desarrollaron allí su trayectoria profesional y recibieron respaldo en procesos de formación especializada, incluidos estudios de posgrado y experiencias académicas en el exterior. Este tránsito —de la formación temprana a la toma de decisiones estratégicas— ha permitido consolidar un liderazgo con conocimiento profundo del negocio, comprensión integral del sistema y rigor técnico en la gestión. La capacitación continua, el acompañamiento a la formación avanzada y la cercanía histórica con la operación real del mercado han resultado determinantes para afrontar un entorno técnico y regulatorio altamente dinámico. De este modo, la formación del talento no ha sido un esfuerzo paralelo, sino un componente estructural en la construcción de un liderazgo técnico que ha sostenido la solidez y credibilidad de XM a lo largo de sus 20 años.¹¹⁷ Esto también puede relacionarse con la transformación de la estructura organizacional, en la que las diferentes gerencias y direcciones pueden leerse como una expresión de las diversas propuestas que se han realizado para asegurar el desempeño correcto de sus funciones. El siguiente apartado presenta una selección sucinta de las principales expresiones de innovación en XM.

4. Una historia de innovación continua

Las interacciones entre cada uno de los eslabones que representa a cada agente del sistema y del mercado son gestionadas por XM. Este es un papel que apenas empezó a esbozarse con la creación del SIN y que se consolidó con la implementación y ejecución de la regulación, así como con la puesta en marcha del Cargo por Confiabilidad. El paso de un sistema eléctrico incipiente a un sector con visibilidad internacional, puede entenderse mejor al explorar las apuestas de innovación que XM ha agenciado en sus veinte años de historia.

En las innovaciones de XM convergen escenarios complejos y retos operativos —relativos al clima y la planeación—, que precisan una

apuesta permanente por la actualización tecnológica y la construcción de relaciones con centros de investigación, como se detalla en los capítulos tres y cuatro. La innovación es un rasgo medular tanto para la vida empresarial como para diversos aspectos de las sociedades humanas.¹¹⁸ En XM, la innovación ha estado presente en su evidente relación con la investigación, el mundo académico y la experticia técnica que, de manera reciente y cada vez con más intensidad, exige el funcionamiento del SIN.

El crecimiento de la infraestructura de generación y transmisión de energía eléctrica en Colombia no solo refleja el buen desempeño del sector tras las reformas de 1994, sino también el proceso de internacionalización de muchas de las empresas generadoras.¹¹⁹ Sin embargo, un aspecto menos visible —aunque igualmente fundamental— ha sido la formación de talento humano. La operación del SIN y la administración del MEM bajo criterios de calidad, confiabilidad, seguridad y economía, definidos constitucionalmente, enfrentan variables altamente volátiles. En este contexto, el reclutamiento y la capacitación permanente y recurrente de personal especializado han resultado determinantes. El apoyo a la formación posgradual y el esfuerzo por incidir en espacios académicos vinculados al sector eléctrico constituyen una clara muestra de esta prioridad.

La relación de XM con el apoyo a la formación académica no es nueva. En 2009, XM patrocinaba estudios en nivel de maestría para seis de sus empleados en áreas como Administración, Economía, Finanzas y Sistemas de Potencia.¹²⁰ En 2011, por otra parte, se patrocinaba a dos empleados que habían emprendido su formación doctoral.¹²¹ De igual forma, como parte de un plan de responsabilidad empresarial, en 2010 se puso en marcha el programa Becas XM, dirigido a estudiantes de ingeniería eléctrica con dificultades económicas.¹²² Esta incidencia en la formación del talento externo inició en Medellín, pero actualmente cubre entidades a nivel nacional, a través del Plan Energía por Educación (ExE).¹²³ De hecho, cada vez se cuenta con más aportes —algunos de terceros— y con un mayor número de beneficiarios. Como lo señala con orgullo María Nohemi Arboleda, gerente general de XM, esta es una iniciativa de la empresa y sus empleados, quienes contribuyen con parte de sus sueldos para ese fondo de estudiantes (ver Figura 1.4).¹²⁴ La administración del Sistema no ha sido la única beneficiada en temas de educación. A través de Derivex S. A., por ejemplo, XM ha liderado espacios de formación enfocados en el mercado, especialmente en relación con los nuevos negocios y la gestión del riesgo en el sector eléctrico.¹²⁵

Más allá de la formación del talento humano, también se destacan diferentes vinculaciones con centros de investigación, como en el caso de Colciencias, hoy Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. Entre ambas entidades se llevó a cabo el Programa Nacional de Investigación en Energía y Minería (2011)¹²⁶ y Energética 2030 (2018-2023), donde varios integrantes de XM realizaron aportes considerables, recogidos en *papers* publicados en revistas científicas de alto impacto y libros de prestigiosas editoriales universitarias. En 2017, Colciencias ya había hecho un reconocimiento público de XM como la cuarta empresa más innovadora del país.¹²⁷ Desde ese año, XM ha propiciado y liderado alianzas con centros de investigación, operadores de sistemas y entidades gubernamentales, con las que ha fortalecido sus capacidades, al implementar nuevos procesos y propuesto nuevos modelos para el SIN y el MEM.¹²⁸ Energética 2030 surgió como un “Ecosistema Científico”, formado por diez proyectos que buscaban “la transformación del sector eléctrico colombiano orientado a su confiabilidad y sostenibilidad en el horizonte del año 2030, al igual que la creación de nuevas redes de conocimiento, capacidades académicas y empresariales”.¹²⁹

XM ha propiciado diferentes convenios y experiencias que han involucrado la participación de instituciones como el Sena, la Universidad Nacional de Colombia, la Universidad Tecnológica de Pereira y la Universidad Pontificia Bolivariana, entre otras. Asimismo, XM fue reconocida por el EPRI con el premio Technology Transfer Award 2020 y Technology Transfer Award 2022, que convertía a

Figura 1.4 ExE: hitos, número de estudiantes y aportes



Fuente: figura suministrada por XM.

la empresa en la primera institución del sector eléctrico colombiano en recibirlo.¹³⁰ Este premio internacional resaltaba las fortalezas de XM en términos del desarrollo de procedimientos, la adecuación de herramientas, los estudios para la integración de FNCER y los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico colombiano, tema que se abordará con detalle en el cuarto capítulo de este libro.¹³¹ Además, una parte considerable de los beneficios tributarios que obtuvo la compañía gracias a su actualización constante fue invertida en la consolidación de un “sistema de innovación”, en el que se han fortalecido líneas en asuntos ambientales, de energía y de analítica.¹³² Esta innovación constante ha sido reconocida internamente como el “Efecto Nasa”, no solo por la percepción positiva de quienes observan la complejidad del sistema, sino, ante todo, por los sofisticados avances tecnológicos que exige el funcionamiento de este, lo que ha permitido el posicionamiento de XM como un referente global en investigación aplicada.¹³³

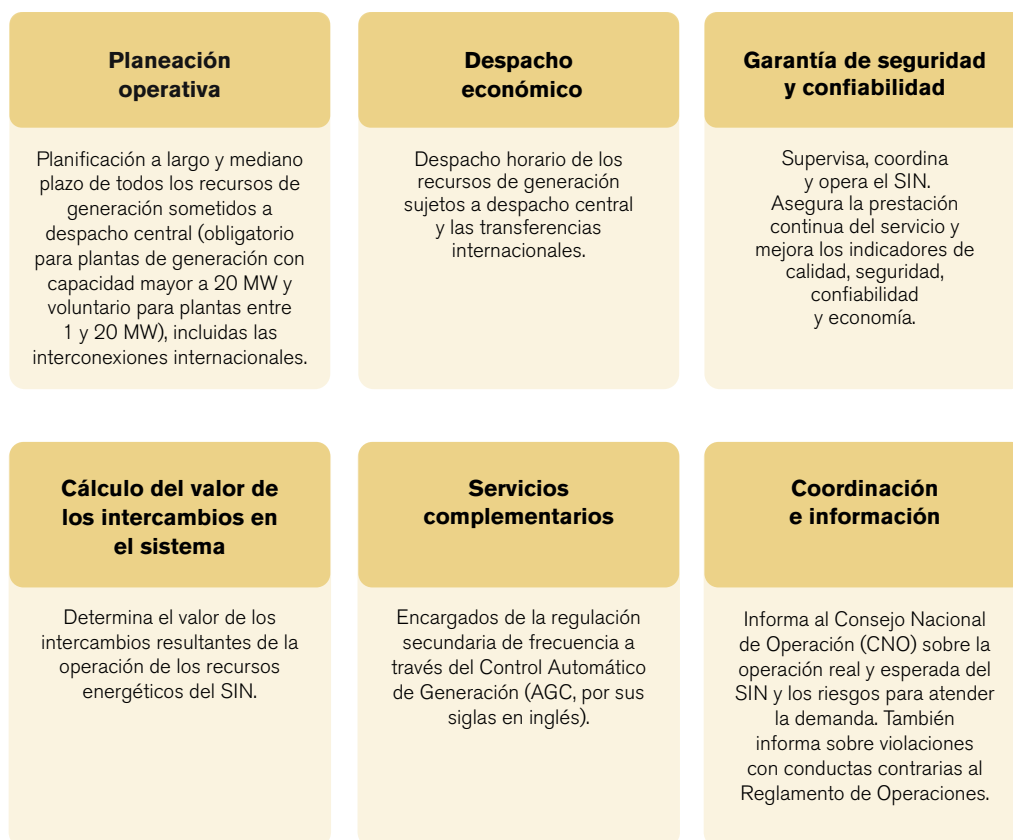
Los efectos de la innovación se perciben de igual manera en el ente regulador. Desde 1994, como ya se ha visto, el Estado colombiano dejó parcialmente su rol como empresario para concentrarse, entre otras cosas, en la regulación. Para que esa regulación pueda ajustarse y funcionar, el apoyo de XM ha sido central. Por ejemplo, para que la CREG pudiera poner en marcha el Cargo por Confiabilidad, XM se asesoró con expertos internacionales en el campo de las subastas y puso en marcha varias simulaciones que pudieron dar garantías. También brindó la información necesaria para que los agentes generadores pudieran hacer los cálculos respectivos.¹³⁴ XM, en ese sentido, es como un organismo vivo que produce permanentemente nuevo conocimiento para mejorar la operación del SIN y la administración del MEM.¹³⁵

XM, además, envía señales, como lo establece la legislación. Al ser una empresa de conocimiento y trabajar con grandes cantidades de información, estas señales permiten planificar e interpretar mejor a dónde se deber dirigir, por ejemplo, la expansión de la generación y de las nuevas tecnologías.¹³⁶ Para ello, XM creó LABtween, un laboratorio multiplataforma de simulación en tiempo real, en el cual se pueden simular las redes y observar, por ejemplo, los efectos de la entrada de FNCER al sistema.¹³⁷ Previamente, XM fue pionera en implementar los desarrollos del Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), tecnología enfocada en la supervisión del sistema.¹³⁸ De ahí que también haya desempeñado un

papel importante en liderazgo e integración para entidades como el CI-GRE y la APEX.¹³⁹

El CND de XM es una de las áreas más atractivas desde el ámbito técnico. Se trata de un Sistema Nacional de Control, designación realizada por ISA en los años sesenta. En esa época el CND fue ubicado en la ciudad de Manizales y desde allí funcionó como “el centro de gravedad eléctrico colombiano”.¹⁴⁰ En ese sistema se encontraban las principales líneas de interconexión que tenía el país por aquel entonces: Valle del Cauca, Antioquia y la zona Oriental. Este Centro se trasladó luego a Medellín con tecnología más especializada y robusta.¹⁴¹ Las principales funciones del CND se presentan en la Figura 1.5.¹⁴²

Figura 1.5 Funciones del CND



Fuente: elaboración propia.

Si bien una de las principales facetas que se destacan en los 20 años de XM es el crecimiento tecnológico,¹⁴³ cabe anotar que la empresa ha tenido —y tiene— la exigencia de anticiparse a los cambios que demanda el futuro, como la integración de nuevas fuentes de energía. La transición energética que enfrenta hoy el mundo trae enormes retos tanto para la operación de los sistemas como para la administración de los mercados de energía. XM ha experimentado una serie de cambios exigentes a lo largo de sus veinte años que le han permitido consolidar un conjunto de experiencias técnicas y de talento humano que le han sido y le serán de gran utilidad para mantener en el futuro la confiabilidad que ha caracterizado al sector eléctrico colombiano.

El caso de XM ofrece una mirada más que autorizada sobre los retos que traerá el futuro en la transformación de la energía eléctrica. En su operación del SIN, XM ha sido capaz de predecir situaciones, avizorar imprevistos, corregir situaciones y administrar momentos críticos del sistema. En esto coinciden diferentes expertos, como algunos representantes de la cartera ministerial de Minas y Energía.¹⁴⁴ Precisamente, en palabras del exministro Luis Ernesto Mejía, XM es el que dirige “la ruta que deben seguir los electrones en determinadas situaciones y, después, modelar, distribuir y repartir responsabilidades y recursos entre los diferentes actores”.¹⁴⁵ En este sentido, uno de los retos evidentes para XM es la transformación del SIN, pues su funcionamiento cambia en relación con el aumento de la integración de FNCER. Al considerar el desempeño del sistema en los últimos años, se puede establecer que dicha integración incrementará su complejidad, con un margen muy estrecho entre la oferta y la demanda, esta última en constante crecimiento.¹⁴⁶ Ante este escenario, desde comienzos de 2025, XM ha participado en consultorías lideradas por el Banco Mundial, enfocadas en la integración de recursos intermitentes, la actualización del mercado de corto plazo, la revisión de mecanismos de confiabilidad y la evolución de los modelos de competencia. Estos procesos han permitido construir una visión compartida del sector y generar insumos técnicos clave para avanzar hacia un mercado eléctrico más moderno, flexible y resiliente, en línea con los desafíos de la transición energética.¹⁴⁷

Desde que las primeras luces encendidas con electricidad iluminaron un rincón de Colombia hace aproximadamente 130 años, la demanda de la energía eléctrica ha crecido de manera sostenida, tanto en magnitud como en complejidad. Esta tendencia continuará en los próximos años. Baste con

mencionar que la UPME estima que para 2033 la demanda en Colombia aumentará cerca del 25%, impulsada por la electrificación del sector industrial, el crecimiento del consumo residencial, la ampliación de la cobertura y el transporte eléctrico.¹⁴⁸ Para atender esta demanda, se proyecta que la capacidad instalada del SIN pasará de 21,5 GW en 2025 a 37,7 GW en 2033 —casi el doble en menos de una década—, con cerca del 87% de esa nueva capacidad proveniente de fuentes solares y eólicas.¹⁴⁹ En este contexto de expansión acelerada y crecientes desafíos tecnológicos, existe consenso entre las voces autorizadas del sector en que la confianza, autonomía e independencia de XM seguirán siendo condiciones indispensables para enfrentar los retos del futuro.

5. Conclusiones y reflexiones finales: una historia que ilumina el futuro

La transformación institucional del sector eléctrico colombiano no atraviesa uno de los campos más apasionantes de la historia empresarial: la iniciativa privada no puede encarar todos los desequilibrios de una economía de mercado y, a su vez, la presencia del Estado no puede reemplazar el dinamismo y la diversificación de los actores privados. En el caso colombiano, esta transición es evidente. Si se consideran, por ejemplo, las grandes dificultades de las empresas pioneras en la electrificación en Colombia, resulta clara la complejidad de esta relación. Las reformas instauradas con las leyes de 1994 han dado forma a un sector eléctrico que se destaca por su solidez, cuya principal fortaleza radica en la integración armónica entre el Estado y el capital privado.¹⁵⁰

La historia de XM inició formalmente en 2005, pero muchos de los factores que hicieron posible esta trayectoria empresarial se remontan a contextos anteriores. Era necesario que el sector eléctrico nacional se reformara y se estableciera la separación del rol regulador del Estado y las actividades empresariales. Antes de eso, sin embargo, Colombia tuvo que afrontar el arduo proceso de crear un sistema interconectado y, en esa vía, conformar una empresa estatal para encarar la planeación y expandir el sistema. Lo anterior, como ya se ha visto, impactó a diferentes actores y fue dando forma al esquema institucional del sector. Incluso, si se revisan las etapas iniciales de las primeras empresas de electricidad creadas en Colombia, y de las innovaciones que hicieron posible que la electricidad pasara a

ser una opción real y no una simple posibilidad, resulta evidente la importancia de un actor independiente y autónomo de la magnitud de XM.

Si bien el Estado colombiano intentó contrarrestar los desequilibrios de las primeras etapas al declarar que la energía eléctrica era un servicio público y establecer entidades para la regulación de las tarifas,

«La transición energética en Colombia no debe entenderse como un reemplazo total y abrupto de las fuentes tradicionales por las FNCER, sino como un proceso de fortalecimiento de una matriz diversificada que combine las fuentes existentes con la incorporación progresiva de alternativas más sostenibles»

su intervención no siempre contó con el concurso de las empresas privadas y, por lo mismo, no consiguió mitigar muchas de las tensiones históricas del sector. Entre las décadas de 1940 y 1950, la coordinación necesaria para concretar el sistema interconectado no fue proveída por ninguna autoridad. Entre 1960 y 1990, la expansión dirigida desde ISA encontró varios adversarios, y la entrada de muchos de los proyectos que aseguraban más electricidad encontraron fricciones políticas y dificultades de financiación. En ese sentido, El Apagón de 1992 no fue simplemente la causa definitiva de la reforma del sector eléctrico, sino una

revelación tan dramática como costosa de todas las fallas que acumulaba el sector. Una reflexión crítica y bien fundamentada sobre esta trayectoria histórica resulta especialmente pertinente para el debate y la toma de decisiones en un asunto tan controvertido como urgente: los desafíos contemporáneos de la transición energética.

En los debates actuales sobre la electrificación resulta útil recordar que, durante las etapas iniciales de este proceso en Colombia —y hasta bien avanzado el siglo XX— coexistieron los novedosos alumbrados eléctricos con las antiguas lámparas de petróleo.¹⁵¹ Esta coexistencia refleja la consciencia histórica de los actores del sistema sobre la necesidad de garantizar la continuidad del suministro en un contexto de dominio aún incipiente sobre las nuevas fuentes. Algo similar se percibe en la actualidad. Diversas voces autorizadas del sector insisten en que la transición energética en Colombia no debe entenderse como un reemplazo total y abrupto de las fuentes tradicionales por las FNCER, sino como un proceso de fortalecimiento de una matriz diversificada

que combine las fuentes existentes con la incorporación progresiva de alternativas más sostenibles.

La complementariedad que se dio de manera accidental en las primeras etapas del desarrollo del sector eléctrico colombiano constituye hoy un imperativo para el avance coordinado de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. La intermitencia de las FNCER, cuyos efectos se han hecho evidentes recientemente en la Península Ibérica y en algunos países latinoamericanos mediante suspensiones del servicio, representa uno de los principales desafíos de una matriz energética diversificada. Esta situación sugiere que es fundamental el fortalecimiento de un actor autónomo e independiente, con capacidad técnica y criterio, como XM.

Del mismo modo, los patrones de la historia aquí analizada sugieren que el equilibrio entre los distintos agentes del sistema requiere de instituciones sólidas y de una instancia de administración neutral que garantice reglas claras y una operación confiable del mercado. Si al inicio de la historia de la energía eléctrica en Colombia las primeras empresas enfrentaban circunstancias que con frecuencia las llevaban a la bancarrota como impagos, dificultades administrativas y una limitada experiencia técnica e internacional, el panorama actual es distinto. El análisis histórico permite identificar que lo que ha contribuido y puede contribuir a evitar que esas situaciones se repitan es la conducción técnica del aparato institucional —particularmente de la UPME y del Ministerio de Minas y Energía—, junto con la emisión constante de alertas, señales e información confiable por parte de organismos independientes como XM.

En las últimas dos décadas, Colombia ha experimentado transformaciones significativas en múltiples dimensiones y los avances en materia de generación, redes y conexiones eléctricas son particularmente notables. Apesar de haber enfrentado ataques a la infraestructura de transmisión, efectos del cambio climático, aumento sostenido de la demanda y reducción del *colchón de oferta*, el sistema no ha colapsado.¹⁵² Incluso, en 2016, cuando surgieron amenazas de racionamiento, la situación fue contenida parcialmente gracias a la campaña nacional impulsada por el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de XM.

De igual manera, los avances recientes en la integración de FNCER no solo evidencian la creciente confiabilidad del sistema, sino

que también destacan el papel crucial de un operador y administrador como XM, cuya independencia, autonomía y transparencia han sido reconocidas por diversas autoridades del sector eléctrico colombiano. Luis Fernando Alarcón, exgerente de ISA, lo resume al afirmar que “hay un consenso en el profesionalismo y la imparcialidad con la que XM, de manera impecable, ha venido cumpliendo sus funciones y competencias”.¹⁵³ La creación de XM puede entenderse, en este sentido, como un hito fundamental en la superación de muchas de las debilidades históricas del sector eléctrico en el país. Su trayectoria de veinte años, junto con la vocación de su equipo por anticiparse a los desafíos del futuro, constituye una clara articulación entre pasado y porvenir.

Si bien ya se ha resaltado la capacidad de innovación tecnológica de XM, la formación de talento humano y la experiencia acumulada en la administración del MEM, conviene subrayar también la constancia con la que XM ha promovido la reflexión sobre su propia historia. Las directivas de XM han demostrado una clara conciencia sobre la importancia de analizar su pasado, como lo evidencia la publicación periódica de historias institucionales —2010, 2015, 2020 y 2025—.

Han sido muchas las metáforas e imágenes empleadas para explicar el papel de XM en relación con el sector eléctrico colombiano. En diferentes fuentes suele aludirse a esta empresa como la “columna vertebral”, “el corazón” o “el cerebro” del sector, a lo que se suma su rol como consejero, consultor y voz autorizada. Todas ellas son la expresión y el resultado de la consolidación de un proceso histórico de varias décadas e intensas exigencias técnicas y administrativas. En sus veinte años de existencia, los informes de gestión, las memorias y las voces de diversos agentes del sector eléctrico colombiano han destacado la independencia, integridad y autonomía de XM en términos de la operación del SIN y la administración del MEM, así como el buen gobierno, competencia y diversidad de sus directivos, quienes aseguran la toma de decisiones sustentada con criterios técnicos. Estos veinte años han estado marcados por aciertos y aprendizajes en la construcción de una trayectoria institucional que se entrelaza con la historia del sistema eléctrico nacional (Figura 1.6). La experiencia acumulada, en todas sus dimensiones, será un insumo valioso para enfrentar los desafíos del contexto que se avecina, cuyas exigencias se manifiestan con creciente urgencia.

Figura 1.6 Gerentes y principales hitos de XM (2005-2025)



Pablo Hernán Corredor
Gerente XM 2005 - 2011



Luis Alejandro Camargo
Gerente XM 2012 - 2016



María Nohemi Arboleda Arango
Gerente XM 2016 - Actualidad

A lo largo de estos 20 años, XM ha contado con tres gerentes generales que han guiado a la empresa a través de momentos clave de transformación y crecimiento. Cada uno ha contribuido a hitos relevantes como la consolidación del Centro Nacional de Despacho, la transformación digital del mercado eléctrico, la consolidación de alianzas y la consecución de diversos premios y reconocimientos. Actualmente, la gerencia general está a cargo de María Nohemi Arboleda Arango, quien continúa fortaleciendo el legado construido durante estas dos décadas, con una gestión que promueve la excelencia operativa, la transformación digital y el desarrollo del talento humano.

Fuente: elaboración propia con base en los informes anuales de la empresa y en el libro *XM, 15 años sumando energías, 2005-2020* (Medellín, 2021).

Principales hitos de XM

(septiembre de 2005-mayo de 2025)

2005

Se fundó el 1 de septiembre con la participación de cinco socios: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, la Bolsa de Valores de Colombia, la Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico -CIDET-, la Financiera Energética Nacional -FEN- y el Fondo de Empleados -FEISA-.

Fue uno de los diez operadores de referencia internacional, según Electricity Market Operation Benchmarking Survey de Exchange Market Company (EMC).

2006

De la mano de la CREG y la UPME, participó en la preparación de la primera subasta de energía y en la puesta en marcha del cargo por confiabilidad.

Implementó el sistema de costos AB que diferenció los negocios regulados y no regulados, y le permitió realizar una gestión integral de costos.

2007

Puso en marcha el primer centro de entrenamiento de operadores, garantizando y certificando entrenamiento de la más alta calidad.

Participó en la constitución de la primera Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC) de Colombia.

Presentó el Sistema de Respaldo Nacional (SIRENA), que le permitió implementar esquemas de protección ante eventos poco comunes y de gran magnitud.

Creó su Código de Buen Gobierno, garantizando la construcción de relaciones de confianza y competitividad del sector eléctrico.

Prestó servicios de consultoría en regulación de frecuencia al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional del Perú.

Adoptó mecanismo para la coordinación de planes de mantenimiento de los sectores eléctrico y gas.

Coordinó el grupo de Mercados a través del proyecto CIER 15, donde avanza en la realización de los términos de referencia para la ejecución de los estudios de factibilidad de Integración de las transacciones de electricidad entre las regiones Andina, América Central y MERCOSUR.

- Coordinó la integración de los nuevos equipos de transmisión y transformación al SIN en el marco de la integración con Ecuador.

2008

Realizó la primera subasta de energía firme en Colombia, mecanismo que permitió la migración a un esquema de mercado con incentivos y responsabilidades para los inversionistas.

Participó en el memorando de entendimiento entre Colombia y Panamá, para la interconexión eléctrica.

Adquirió herramienta líder en la Industria PI System, mejorando las bases de datos requeridas para tomar decisiones operativas.

2009

Coordinó a los sectores de gas y electricidad para superar los efectos del fenómeno de El Niño en el sistema energético.

Participó en la implementación del sistema inteligente de movilidad del país en Medellín, en socio con UNE, Quipux y SITT y Cía.

Modernizó el Centro de Control del Centro Nacional de Despacho.

2010

Ganó el "Premio ASOCODIS - CNO a la investigación y desarrollo".

Creó Derivex (4 de octubre) en asocio con la Bolsa de Valores de Colombia.

Gestionó información hidrológica de los embalses en una fuerte temporada invernal y planificó la operación teniendo en cuenta las afectaciones a las subestaciones.

Fue reconocido como uno de los operadores líderes de Latinoamérica en la encuesta Exchange Market Company (EMC) (Electricity Market Operation Benchmarking Survey).

2011

Constituyó (1 de octubre) la empresa Sistemas Inteligentes en Red S.A.S. (SIER), constituyendo el primer centro de control de tránsito del país, como elemento principal y gestor del Sistema Inteligente para la Movilidad de Medellín (SIMM).

Realización de la segunda subasta de energía firme en Colombia.

2012

Realizó las subastas de energía firme para los períodos 2016 a 2022 y una subasta de reconfiguración para 2013 con la CREG y la UPME.

Realizó estudio para calcular y divulgar la huella de carbono de las plantas de generación eléctrica despachadas centralmente.

2013

Ganó el premio Andesco a la Responsabilidad Social Empresarial, en la categoría Mejor Empresa Pequeña de Servicios Públicos y Comunicaciones.

Obtuvo una certificación en la Norma ISO/IEC 27001 (proceso de programación del despacho económico).

Organizó el Primer Foro de Ética del sector eléctrico.

Recibió la certificación de actividades de la auditoría Interna por parte del Instituto Americano de Auditores Internos (IAI).

2014

Participó en la medición realizada por Transparencia por Colombia MTE.

2015

Firmó, en compañía de trece empresas, la Acción Colectiva de Ética del sector eléctrico colombiano.

Ganó el premio Andesco a la Responsabilidad Social Empresarial en la categoría Mejor Empresa Pequeña de Servicios Públicos y Comunicaciones.

Realizó el primer reporte de gestión bajo metodología GRI.

Organizó el Simposio de Mercados, donde se reflexionó sobre la evolución y los retos pendientes del Mercado de Energía Mayorista.

Trabajó en el fortalecimiento y la modernización de la Superintendencia de Puertos y Transporte y en la estructuración y diseño de un sistema de recaudo, gestión y control de flota y comunicaciones para el proyecto municipal de Transporte Público Colectivo de Medellín.

2016

Coordinó a los sectores de gas y electricidad para superar los efectos del fenómeno de El Niño en el sistema energético.

Participó en la implementación del sistema inteligente de movilidad del país en Medellín, en asocio con UNE, Quipux y SITT y Cía.

Modernizó el Centro de Control del Centro Nacional de Despacho.

2017

Lideró la creación de CIGRÉ Colombia.

Realizó el primer Foro XM.

Logró el primer puesto en el Programa Gestores de Innovación y el primer puesto con el Proyecto de Análisis Geométrico de Sistemas de Potencia (GAPS) entre las 10 empresas con mejores proyectos de innovación de Ruta N.

Fue pionero en Colombia en el uso de las garantías electrónicas.

Recibió reconocimiento de Colciencias como la cuarta empresa más innovadora del país.

Obtuvo el máximo puntaje en el programa de Gestores de Innovación de Ruta N, en el que participaron 106 empresas, por la implementación y gestión de su sistema de innovación.

Fue anfitrión de la XXI Conferencia Anual de la Asociación de Mercados de Energía realizada por Association of Power Exchanges (APEx).

Adquirió el laboratorio Opal de tiempo real con el fin de simular los impactos al integrar nuevos actores al sistema.

Su proyecto iSAAC obtuvo el primer lugar en la lista de proyectos calificados por Colciencias.

En el V Congreso CIER, ganó con los trabajos "Aproximación inicial al monitoreo angular: coherencia entre el estimador de estados y la medición sincrofasorial" y "De noche, todos los gatos son pardos... Gestión de fatiga y turnos de noche en operaciones de sistemas de tiempo real".

Su oficina de proyectos PMO alcanzó el nivel de madurez 3, recomendado por Gartner para oficinas de esta naturaleza.

Fue el promotor de la Alianza Energética 2030, ecosistema científico sin precedentes en el sector de energía colombiano.

Lideró la creación de CIGRÉ Colombia, con la vinculación de 14 empresas. El Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRÉ), opera como una organización internacional no gubernamental sin fines de lucro.

Llevó a cabo el primer Foro XM, un encuentro con agentes del mercado y entes sectoriales donde se reflexionó sobre temas de sostenibilidad, operación y mercado energético.

2018

Se sumó a Energética 2030, iniciativa científica para definir estrategias de transformación del sector energético colombiano en la que también participaron universidades nacionales e internacionales y otras empresas del sector.

Reinauguró el Centro de Control del Centro Nacional de Despacho, cerebro del Sistema Interconectado Nacional, proyecto pionero en América y segundo a nivel mundial en implementar el último desarrollo de SCADA que incorpora tecnología multisitio de todos los equipos que lo conforman.

Recibió reconocimiento por parte de la Corporación Transparencia por Colombia, por la Acción Colectiva de Ética y Transparencia del sector eléctrico.

Puso en funcionamiento el Centro de Operaciones de Seguridad (SOC), que hace parte del Programa integral de ciberseguridad.

Creó el Laboratorio de Simulación del Sistema de Tiempo Real (SSTR), el Centro Gestor y la Sala de Innovación Linnox.

Comenzó a usar la aplicación de inteligencia artificial GID More.

Fue pionero en el país para la implementación del Decreto DIAN 2242 de 2015 de facturación electrónica.

Inició la implementación del Ecosistema Científico en alianza con diferentes universidades del país y empresas líderes del sector.

2019

Con los recursos voluntarios aportados por los empleados de XM, entregó las primeras becas del plan Energía por Educación (ExE), para estudiantes destacados de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín.

Lanzó EcoRegistry, plataforma para registrar proyectos y certificados de reducción de emisiones para el mercado de carbono.

Recibió, por tercera vez, el Premio Andesco a la Sostenibilidad, en la categoría de Pequeña empresa de servicios públicos y comunicaciones, y un reconocimiento adicional en la categoría Entorno de Gobierno.

2020

Fue declarado fuera de concurso en el Gran Premio Andesco a la Sostenibilidad debido al alto desempeño en nuestras prácticas de innovación, gestión del conocimiento y generación de alianzas.

Lanzó la plataforma tecnológica para el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP), que nos permite integrar, con transparencia y trazabilidad, a los agentes y la información de compraventa de energía para el mercado regulado, que corresponde a más del 60% de la energía transada en el MEM.

Recibió reconocimiento como unidad de investigación I+D+i por parte de MinCiencias.

Lideró, con el Consejo Nacional de Operación (CNO), la renovación, por cinco años, de la Acción Colectiva de Ética y Transparencia del sector eléctrico colombiano, integrada por 35 agentes del mercado.

Realizó el 8° Foro de Ética del Sector Eléctrico Colombiano.

Reafirmó su compromiso con la educación superior al aportar recursos de la empresa para extender los beneficios del programa Energía por Educación (ExE), a estudiantes de la Universidad de Antioquia.

Recibió la calificación más alta en las diferentes participaciones de XM en En la Medición de Transparencia Empresarial y fue calificado en nivel de riesgo bajo. Su Foro de Ética fue reconocido como buena práctica empresarial.

Su gerente general, María Nohemi Arboleda Arango, fue una de las cinco finalistas del Premio Portafolio, reconocimiento que destaca el liderazgo, la responsabilidad social, ética y la creatividad de dirigentes empresariales.

Firmó con el Ministerio de Minas y Energía un convenio para administrar de manera descentralizada los contratos de suministro de largo plazo de las subastas de energía.

Comenzó a operar En Red, plataforma virtual gratuita y de consulta abierta para que nuestros grupos de interés, en especial los nuevos actores del ecosistema energético, aprendan de manera lúdica cómo funciona el SIN y el MEM.

Recibió diversos premios en el XVIII Encuentro Regional Iberoamericano del Cigré-ERAC, realizado en Foz do Iguaçu, Brasil.

Asumió presidencia técnica de la región iberoamericana del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRÉ), la presidencia del capítulo colombiano de la misma entidad y la presidencia de Colombia Inteligente.

2021

Participó en la construcción de la primera Alianza Carbono Neutral del país liderada por el Ministerio de Minas y Energía junto a empresas del sector eléctrico, en la que XM es secretario técnico.

Fue designado por el Ministerio de Minas y Energía como subastador de la tercera Subasta de Energías Renovables.

Creó, en conjunto con Davivienda, un piloto de plataforma digital G2B adoptando la tecnología blockchain para solicitar, emitir, aprobar y liberar las garantías bancarias en línea para el MEM.

Creación de Sinergox, sitio web administrado por XM que centraliza la información pública e histórica del MEM para promover la competencia y transparencia en este mercado.

El Senado de la República otorgó Mención de Reconocimiento a XM por sus años de labores en beneficio del sector eléctrico colombiano.

Fue declarado, nuevamente, fuera de concurso en el Premio Andesco a la Sostenibilidad 2021.

Contó con el reconocimiento por parte del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación como unidad de I+D+i por un periodo de tres años.

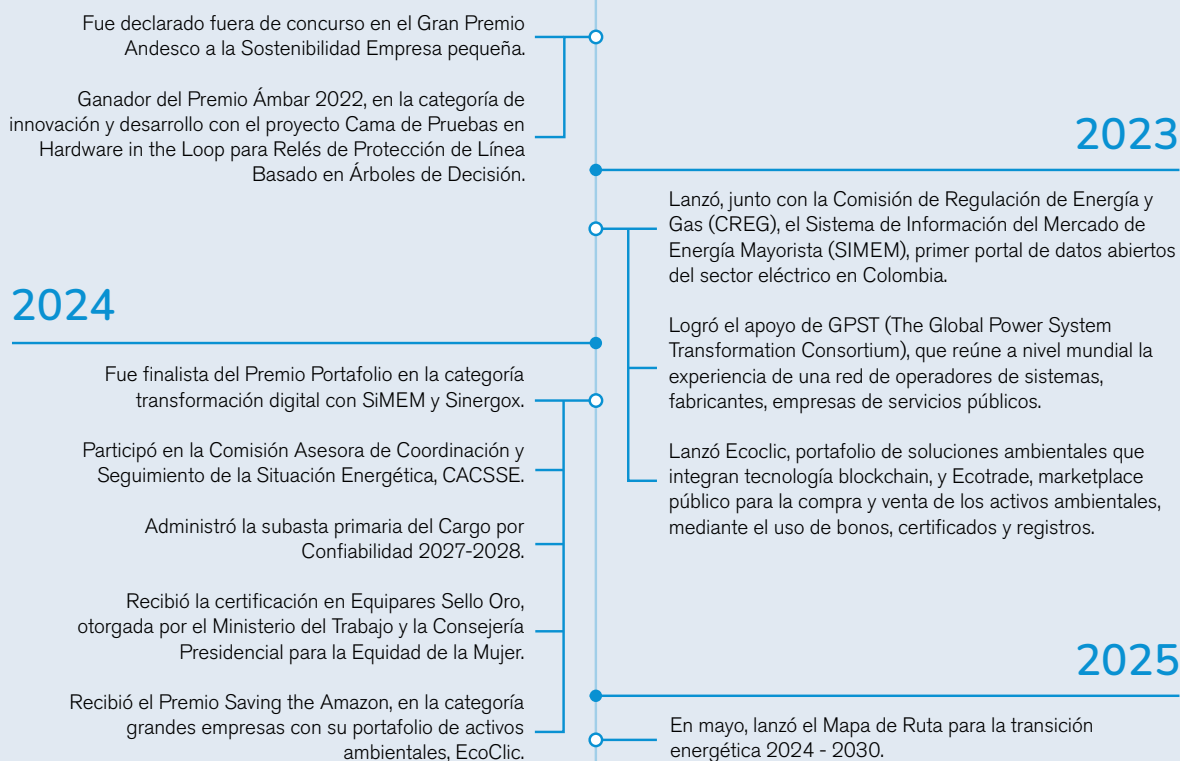
2022

Fue invitado a hacer parte del Comité Directivo del Global Power System Transformation Consortium, G-PST.

Obtuvo, por parte del Icontec, la certificación como empresa Carbono Neutral, ya que compensó las emisiones de CO2 emitidas en el 2021 en el proyecto de mitigación forestal resguardo indígena Ticoya en el Amazonas.

En su ecosistema de innovación hacen parte las plataformas de EcoGox, SAX by XM, Riix, LabTween y Trazi.

Participó en múltiples eventos internacionales dentro de los cuales se destaca la COP27 que se realizó en Egipto, en la que XM expuso tres de sus plataformas ambientales.



La historia aquí esbozada permite señalar que, mientras se mantengan la confianza y la autonomía —valores fundamentales en la trayectoria de XM—, se realicen oportunamente las inversiones necesarias para la expansión del sector y se fomente una institucionalidad sólida, Colombia podrá seguir contando con un sector eléctrico robusto, capaz de garantizar la estabilidad, la continuidad y, sobre todo, la confiabilidad del servicio eléctrico. ☀

NOTAS

- 1 World Bank, «World Bank Open Data», World Bank Open Data, accedido 11 de junio de 2025, <https://data.worldbank.org>.
- 2 Alberto Olarte, «Entrevista para libro XM 20 años», 5 de septiembre de 2025.
- 3 XM, *Informe Anual de Gestión 2005*, no. 1 (XM, 2005), 67.
- 4 Amylkar Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años», 16 de mayo de 2025; Luis Ernesto Mejía Amaya, «Entrevista para libro XM 20 años», 29 de mayo de 2025; Miguel Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años», 6 de noviembre de 2025; Palma Egea, «Conferencia del ministro de Minas y Energía de Colombia en el foro XM»; Timothy Horger, «Entrevista para libro XM 20 años», 22 de mayo de 2025; Karin Wadsack, «Entrevista para libro XM 20 años», 15 de mayo de 2025.
- 5 René De La Pedraja Tomán, *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930* (El Ancora Editores, 1985); Francisco Javier Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano: orígenes, evolución y retos o un siglo de desarrollo, 1882-1999* (ISA, 2002); Juan Carlos López Díez, *El agua que nos cae. Gestión de los sistemas hídrico-eléctricos: tensiones entre lo público y lo privado, 1890-1980* (Universidad EAFIT, 2003); Ericka Leonor Herazo Berdugo, «Electrificando a Colombia, una historia social y cultural de la tecnología, 1800-1950» (Tesis doctoral, Uniandes, 2019).
- 6 Stefan Pohl-Valero, *Energía y cultura: historia de la termodinámica en la España de la segunda mitad del siglo XIX* (Pontificia Universidad Javeriana, 2011), 28.
- 7 Sandeep Vaheesan, *Democracy in Power. A History of Electrification in the United States* (The University of Chicago Press, 2024), 7.
- 8 Peter J. G. Pearson, «Past, Present and Prospective Energy Transitions: An Invitation to Historians», *Revue d'Histoire de l'Énergie* 1, n.o 1 (2018): 1-28, <https://doi.org/https://doi.org/10.3917/jehr-he.001.0001d>.
- 9 Paul Warde, «History: A Long View?», en *In Search of Good Energy Policy*, ed. Marc Ozawa et al. (Cambridge University Press, 2019), 77-78.
- 10 Vaclav Smil, *Energía y civilización. Una historia. Cómo la energía ha definido nuestro mundo desde las sociedades de cazadores-recolectores hasta la actual civilización fósil* (Arpa, 2021).
- 11 William J. Hausman et al., *Global Electrification. Multinational Enterprise and International Finance in the History of Light and Power, 1878–2007* (Cambridge University Press, 2008).
- 12 Thomas Parke Hughes, *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930* (Johns Hopkins University Press, 1993).
- 13 Hausman et al., *Global Electrification*, 9.
- 14 López, *El agua que nos cae*.
- 15 Smil, *Energía y civilización. Una historia*, 380.
- 16 Hausman et al., *Global Electrification*, 49.
- 17 Eric Hobsbawm, *La era del imperio, 1875-1914*, 6.a ed. (Crítica, 2009).

- 18 Smil, *Energía y civilización. Una historia*, 408.
- 19 Robert Millward, «Business and government in electricity network integration in Western Europe, c.1900–1950», *Business History* 48, n.o 4 (2006): 479-500, <https://doi.org/10.1080/00076790600808617>.
- 20 Robert Fitzgerald, «International Business and the Development of British Electrical Manufacturing, 1886–1929», *The Business History Review* 91, n.o 1 (2017): 31-70, <https://doi.org/10.1017/S0007680517000642>; Martin Eriksson, «Beyond Industrial Policy. State Intervention in the Swedish Electricity Supply Industry, 1936–1946», *Business History* 57, n.o 6 (2015): 903-18, <https://doi.org/10.1080/00076791.2014.986107>.
- 21 Hausman et al., *Global Electrification*, 233.
- 22 Hausman et al., *Global Electrification*, 262-64.
- 23 Xavier Tafunell Sambola, «La revolución eléctrica en América Latina: una reconstrucción cuantitativa del proceso de electrificación hasta 1930», *Revista de Historia Económica/Journal of Iberian and Latin American Economic History* 29, n.o 3 (2011): 327-60, <https://doi.org/10.1017/S0212610911000140>; Hausman et al., *Global Electrification*.
- 24 Tafunell Sambola, «La revolución eléctrica en América Latina», 339.
- 25 Hausman et al., *Global Electrification*, 222.
- 26 Hausman et al., *Global Electrification*, 226.
- 27 Martín Garrido-Lepe, «La electrificación latinoamericana en el largo plazo (1925-2015)», *Revista Uruguaya de Historia Económica* 10, n.o 18 (2020): 17; Margarita Fajardo, *The World That Latin America Created. The United Nations Economic Commission for Latin America in the Development Era* (Harvard University Press, 2022).
- 28 Garrido-Lepe, «La electrificación latinoamericana», 17.
- 29 Julio César Montenegro López y Alberto Joanes Urdaneta Urdaneta, «Evolución histórica del marco regulatorio del sector eléctrico latinoamericano», *Interciencia: Revista de Ciencia y Tecnología de América*, *Interciencia: Revista de ciencia y tecnología de América* 39, n.o 3 (2014): 169.
- 30 Luis Bértola, *Historia económica en América Latina: global, comparada, específica, comprometida: presentación realizada al VIII CLADHE, Montevideo, 3 de diciembre de 2024*, 2, n.o 3 (2025): 60, <https://doi.org/10.62467/RHEAL/02.01.17>.
- 31 Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano*, 22.
- 32 Constanza Toro Botero, «Inversión privada en servicios públicos: el caso del alumbrado eléctrico de Bogotá y Medellín. 1880-1918», *Lecturas de Economía*, n.o 15 (1984): 114-15, <https://doi.org/10.17533/udea.le.n15a10385>.
- 33 Herazo Berdugo, «Electrificando a Colombia, una historia social y cultural de la tecnología, 1800-1950», 99.
- 34 De La Pedraja Tomán, *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930*, 64.
- 35 De La Pedraja Tomán, *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930*, 64.

- 36 De La Pedraja Tomán, *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930*, 64.
- 37 Herazo Berdugo, «Electrificando a Colombia, una historia social y cultural de la tecnología, 1800-1950», 105.
- 38 Toro Botero, «Inversión privada en servicios públicos», 148.
- 39 Herazo Berdugo, «Electrificando a Colombia, una historia social y cultural de la tecnología, 1800-1950», 129.
- 40 De La Pedraja Tomán, *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930*, 137.
- 41 Herazo Berdugo, «Electrificando a Colombia, una historia social y cultural de la tecnología, 1800-1950», 222; Juan Carlos López Díez, *Atanores y almenaras: ensayo-crónica sobre la construcción de los servicios públicos en Medellín y la región antioqueña* (Editorial EAFIT, 2018).
- 42 De La Pedraja Tomán, *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930*, 137.
- 43 Edna Sastoque, *El papel de los banqueros en la construcción del Estado y soberanía monetaria en Colombia, 1880-1930* (Universidad Externado de Colombia, 2018), 26-27.
- 44 Sastoque, *El papel de los banqueros*, 271; Marco Palacios, *Entre la legitimidad y la violencia. Colombia, 1875-1994*, 2.a ed. (Norma, 2003).
- 45 Joan Manuel Largo-Vargas y Jairo Campuzano-Hoyos, «Cartas de negocios y generación de confianza: aproximación al archivo epistolar de un empresario colombiano, 1929-1933», *América Latina en la Historia Económica* 31, n.o 3 (2024): 3, <https://doi.org/10.18232/20073496.1459>.
- 46 XM, *Colombia Iluminada 20 años del mercado mayorista de energía en el país* (Especial impresores S. A. S., 2015), 12.
- 47 Carlos Caballero Argáez, «El proceso económico», en *Colombia. Mirando hacia dentro*. Tomo IV (1930-1960). (Penguin Random House Grupo Editorial, 2015), 166.
- 48 Ley 126 de 1938, «Sobre suministro de luz y fuerza eléctrica a los Municipios, adquisición de empresas de energía eléctrica, de teléfonos y de acueductos e intervención del Estado en la prestación de los servicios de las mismas empresas», Legislation No. 23915 (1938).
- 49 Pablo Hernán Corredor Avella y Jairo Campuzano-Hoyos, *Una vida electrificante. Breve historia de XM, operador y administrador independiente del mercado de electricidad en Colombia* (Inverpublic, 2011), 24.
- 50 Herazo Berdugo, «Electrificando a Colombia, una historia social y cultural de la tecnología, 1800-1950», 245.
- 51 Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano*, 27-28.
- 52 De La Pedraja Tomán, *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930*, 138.
- 53 XM, *Colombia Iluminada 20 años del mercado mayorista de energía en el país*, 13.
- 54 López Díez, *Atanores y almenaras*.
- 55 Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano*, 29-30.
- 56 Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano*, 29-30.
- 57 Diana Londoño-Correa et al., «A Humanistic Manager? Integrating Humanities into Professional Management Education in Colombia: The Case of EAFIT University, 1994-2007», *Journal of Management History* 31, n.o 1 (2025): 154-73, <https://doi.org/10.1108/JMH-10-2023-0110>.

- 58 Herazo Berdugo, «Electrificando a Colombia, una historia social y cultural de la tecnología, 1800-1950», 218.
- 59 Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano*, 43.
- 60 Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano*, 48.
- 61 Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano*, 48.
- 62 Juan Carlos López Díez, «1992: el año en que se nos fueron las luces», *Revista Gestión y Región*, n.o 23 (2017): 9-24.
- 63 Felipe Arias Escobar, «1992: el año del Apagón», Señal Memoria, accedido 15 de junio de 2025, <https://www.senalmemoria.co/articulos/apagon-ano-1992>; Amylkar Acosta Medina, «El Apagón: 30 años después», *La República* (Colombia), 30 de abril de 2022.
- 64 López Díez, «1992», 19.
- 65 Corredor Avella y Campuzano-Hoyos, *Una vida electrizante*, 25.
- 66 Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano*, 71.
- 67 Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano*, 75.
- 68 República de Colombia, «Constitución Política de Colombia», 7 de julio de 1991.
- 69 Ochoa Franco, *El sector eléctrico colombiano*, 73.
- 70 Luis Fernando Alarcón Mantilla, «Entrevista para libro XM 20 años», 21 de mayo de 2025.
- 71 XM, *Colombia Iluminada 20 años del mercado mayorista de energía en el país*, 26.
- 72 Superintendencia Servicios Públicos Domiciliarios, «Mercado de Energía Mayorista», Superservicios, accedido 3 de mayo de 2026, <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energ%C3%ADa-y-gas-combustible/Energ%C3%ADa/Unidad-de-Monitoreo-de-Mercados-de-Energ%C3%ADa-y-Gas-Natural/Mercado-de-energ%C3%ADa-mayorista-Informes-hist%C3%B3ricos>.
- 73 John García Rendón et al., «Veinte años de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia: algunas reflexiones», *Centro de Investigaciones Económicas y Financieras*, n.o 15-20 (septiembre de 2015): 5, <http://hdl.handle.net/10784/7350>.
- 74 XM, «Capacitación agentes. Introducción a la Operación y la Administración del mercado», 2018.
- 75 XM, «Perfil de ISA y sus empresas», accedido 26 de junio de 2025, <https://informeannual.xm.com.co/informe/pages/xm/e-perfil-isa-y-sus-empresas.html>.
- 76 Miguel Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años», 6 de noviembre de 2025.
- 77 López Díez, *Atanores y almenaras*.
- 78 Corredor Avella y Campuzano-Hoyos, *Una vida electrizante*, 69.
- 79 Decreto 828 de 2005, «Por el cual se modifica el artículo 8° del Decreto 2223 de 1996», *Legislation No. 46571* (2005); XM, *Informe Anual de Gestión 2005*, 65.
- 80 Decreto 828 de 2005, «Por el cual se modifica el artículo 8° del Decreto 2223 de 1996»; XM, *Informe Anual de Gestión 2005*, 65.
- 81 XM, *Informe Anual de Gestión 2005*, 24.

- 82 XM, *Informe Anual de Gestión 2005*, 36.
- 83 Corredor Avella y Campuzano-Hoyos, *Una vida electrizante*, 84.
- 84 Corredor Avella y Campuzano-Hoyos, *Una vida electrizante*, 55.
- 85 Jose Manuel Restrepo Abondano, «La economía colombiana 1994-2004: entre la modernización y los retos estructurales», en *Historia Económica de Colombia, 1954-2024*. Escrita por sus protagonistas (La República, 2024), 264-308.
- 86 Corredor Avella y Campuzano-Hoyos, *Una vida electrizante*, 56.
- 87 Corredor Avella y Campuzano-Hoyos, *Una vida electrizante*, 66-67.
- 88 Corredor Avella y Campuzano-Hoyos, *Una vida electrizante*, 73.
- 89 XM, *Informe Anual de Gestión 2006*, no. 2 (Medellín, 2006), 44; Alarcón Mantilla, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 90 XM, *Informe Anual de Gestión 2006*, 10.
- 91 XM, *Informe Anual de Gestión 2006*, 23.
- 92 Corredor Avella y Campuzano-Hoyos, *Una vida electrizante*, 88.
- 93 García Rendón et al., «Veinte años de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia», 11.
- 94 García Rendón et al., «Veinte años de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia».
- 95 XM, *Memorias XM 2005-2010* (Medellín, 2010), 6.
- 96 XM, *XM, corazón y cerebro del sistema eléctrico* (XM, 2021), 20.
- 97 Corredor Avella y Campuzano-Hoyos, *Una vida electrizante*, 97.
- 98 XM, *Informe Anual de Gestión 2007*, no. 3 (Medellín, 2007), 11.
- 99 XM, *XM, corazón y cerebro del sistema eléctrico*, 21; Amylkar Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años», 16 de mayo de 2025.
- 100 XM, *Informe Anual de Gestión 2008*, no. 4 (Medellín, 2008), 56.
- 101 XM, *Informe Anual de Gestión 2008*, 24.
- 102 XM, *Informe Anual de Gestión 2010*, no. 6 (Medellín, 2010), 35.
- 103 XM, «Análisis de integración de Energía Renovable al sistema colombiano», XM, 21 de julio de 2017, <https://www.xm.com.co/servicios-de-informacion/boletin-en-movimiento/analisis-de-integracion-de-energia-renovable-al>; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2018* (2018), https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Reporte%20integral%20XM%202018_0.pdf; XM, «Proyecto para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico», 2022, <https://www.xm.com.co/noticias/5097-xm-con-apoyo-del-banco-mundial-y-epri-implementa-proyecto-para-mejorar-la-resiliencia>.
- 104 XM, *Informe Anual de Gestión 2008*, 9.
- 105 XM, *Informe Anual de Gestión 2009*, no. 5 (Medellín, 2009), 9.
- 106 XM, *Informe Anual de Gestión 2009*, 9.
- 107 XM, *Informe Anual de Gestión 2010*, 6.

- 108 XM, *Informe Anual de Gestión 2012*, no. 8 (Medellín, 2012), 18.
- 109 XM, *Informe Anual de Gestión 2009*, 24; XM, *Informe Anual de Gestión 2010*; Ana Mercedes Restrepo Múnera, «Entrevista para libro XM 20 años», 28 de mayo de 2025; Derivex, «Derivex duplica la frecuencia de convocatorias este mes ante una suba del 25% en contrataciones», accedido 26 de julio de 2025, <https://www.derivex.com.co/prensa/39-derivex-duplica-la-frecuencia-de-convocatorias-este-mes-ante-una-suba-del-25-en-contrataciones>.
- 110 XM, *Informe Anual de Gestión 2011*, no. 7 (Medellín, 2011), 24.
- 111 Restrepo Múnera, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 112 XM, *Informe Anual de Gestión 2015*, no. 11 (Medellín, 2015), 52.
- 113 Olarte, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 114 XM, *Informe Anual de Gestión 2018*, no. 14 (Medellín, 2018), 16.
- 115 XM, «Home», Foro XM, accedido 15 de junio de 2025, <https://www.foroxm.com.co/>.
- 116 XM, *XM, corazón y cerebro del sistema eléctrico*.
- 117 María Nohemi Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años», 18 de junio de 2025.
- 118 Franco Amatori y Andrea Colli, *Business History. Complexities and Comparisons* (Routledge, 2011).
- 119 XM, *Colombia Iluminada 20 años del mercado mayorista de energía en el país*, 19.
- 120 XM, *Informe Anual de Gestión 2009*, 39.
- 121 XM, *Informe Anual de Gestión 2011*, 50.
- 122 XM, *Informe Anual de Gestión 2010*, 36.
- 123 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 124 XM, «Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024», XM, 2025, 13, <https://online.fliphtml5.com/aatse/xiuu/#p=1>; Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 125 XM, *XM 15 años sumando energías 2005-2020* (Medellín, 2021), 24; Cecilia Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años», 6 de marzo de 2025.
- 126 XM, *Informe Anual de Gestión 2011*, 14.
- 127 XM, *XM 15 años sumando energías 2005-2020*, 63.
- 128 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030* (XM, 2025), 3.
- 129 XM, *Informe Anual de Gestión 2018*, 13.
- 130 Valora Analitik, «XM es reconocida por incorporación de fuentes renovables en Colombia», accedido 15 de junio de 2025, <https://ser-colombia.org/2021/noticias-del-sector/valora-analitik-xm-es-reconocida-por-incorporacion-de-fuentes-renovables-en-colombia/>.
- 131 Valora Analitik, «XM es reconocida por incorporación de fuentes renovables en Colombia».
- 132 Restrepo Múnera, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 133 Restrepo Múnera, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 134 XM, *Informe Anual de Gestión 2006*, 23.
- 135 Olarte, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 136 Olarte, «Entrevista para libro XM 20 años».

- 137 Restrepo Múnera, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 138 XM, *XM 15 años sumando energías 2005-2020*, 53; XM, *Informe Anual de Gestión 2018*.
- 139 XM, *Informe Anual de Gestión 2011*, 21.
- 140 XM, *XM, corazón y cerebro del sistema eléctrico*, 21.
- 141 XM, *XM, corazón y cerebro del sistema eléctrico*, 21.
- 142 Ley 143 de 1994, «Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética», Legislation No. 41434 (1994), 143, <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631>; Resolución 055 de 1994 CREG, «Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional», Legislation No. 41657 (1994).
- 143 Alarcón Mantilla, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 144 Edwin Palma Egea, «Asegurando la energía de un país que no se detiene: por un sistema energético confiable, justo, competitivo y sostenible», conference paper presented in Conferencia del ministro de Minas y Energía de Colombia en el foro XM, 29 de mayo de 2025; Luis Ernesto Mejía Amaya, «Entrevista para libro XM 20 años», 29 de mayo de 2025; Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 145 Mejía Amaya, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 146 Alarcón Mantilla, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 147 Restrepo Múnera, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 148 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*, 6.
- 149 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*, 7.
- 150 Mauricio Cárdenas Santamaría, *Cómo avanza Colombia. Una nación en busca del progreso. Lecciones para enfrentar los retos del presente y del futuro* (Penguin Random House Grupo Editorial, 2021), 22; Mauricio Santa María et al., *El Mercado de La Energía Eléctrica En Colombia: Características, Evolución e Impacto Sobre Otros Sectores*, octubre de 2009, <http://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3856>.
- 151 Herazo Berdugo, «Electrificando a Colombia, una historia social y cultural de la tecnología, 1800-1950», 123.
- 152 Mejía Amaya, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 153 Alarcón Mantilla, «Entrevista para libro XM 20 años».



Capítulo 2

Relación entre el sector eléctrico y el desarrollo económico y social de Colombia

Subestación eléctrica, s. l., 2017. Fotografía: ISA.

Autor
Fedesarrollo

Introducción

El desarrollo económico y social de Colombia ha estado estrechamente vinculado a la evolución de su sector eléctrico. A lo largo de las últimas décadas, la expansión de la cobertura energética y el aumento sostenido en la demanda de electricidad han acompañado el proceso de crecimiento del país, lo que ha permitido tanto una mejora en las condiciones de vida de la población como un mayor dinamismo en la actividad productiva. Entre el año 2000 y 2023, la cobertura eléctrica a nivel nacional pasó de 95,2% a 98,7%, un avance significativo en el acceso al servicio.¹ En paralelo, la demanda de energía se duplicó en lo corrido del siglo, al pasar de 41.479 GWh en el año 2000 a 82.111 GWh en 2024.²

El crecimiento del sector eléctrico ha estado, por tanto, estrechamente relacionado con la evolución de los indicadores económicos y sociales del país. La ampliación del acceso a la electricidad ha contribuido a mejorar las condiciones básicas de bienestar en los hogares, promover mayores niveles de integración territorial y facilitar procesos educativos y productivos. Entre el año 2000 y 2024, el Producto Interno Bruto (PIB) per cápita aumentó 71,4%, ubicándose alrededor de los \$87,8 millones de pesos colombianos anuales en 2024 —expresados en precios internacionales constantes de 2024, ajustados por paridad de poder adquisitivo y convertidos a pesos colombianos utilizando la tasa de cambio promedio de 2024, de \$4.073 por dólar—.³ A su vez, se han observado reducciones significativas en la pobreza monetaria y multidimensional. En 2024, las tasas de pobreza moderada y extrema se ubicaron en 31,8% y 11,7%, respectivamente, lo que representa una disminución frente a los niveles registrados en el año 2000 (56% y 18,6%).⁴ Esta reducción equivale a cerca de 5,7 millones menos de personas en situación de pobreza moderada y 1,3 millones menos en pobreza extrema. Mientras tanto, la pobreza multidimensional pasó de 29,7% en 2010 a 12,1% en 2024, lo que corresponde a una reducción



Electrificación rural, Arboletes, 2009. Fotografía: EPM.

de aproximadamente 6,9 millones de personas.⁵ Aunque estos avances obedecen a múltiples factores, el acceso confiable a la electricidad ha sido clave para generar oportunidades de bienestar y crecimiento en los distintos territorios del país. En este proceso, XM ha tenido un papel fundamental en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en la gestión del Mercado de Energía Mayorista (MEM), lo que ha contribuido a asegurar la continuidad y estabilidad del servicio y, con ello, a generar condiciones propicias para el bienestar y el crecimiento económico.

La relación entre el consumo de energía y el crecimiento económico varía según el nivel de desarrollo de los países. En las economías avanzadas, la evidencia indica que el crecimiento impulsa el consumo eléctrico, lo que permite orientar las políticas hacia la eficiencia y la sostenibilidad sin comprometer el desempeño económico. En contraste, en países en desarrollo como Colombia, el consumo eléctrico no solo acompaña el crecimiento, sino que puede actuar como un motor que lo estimule, particularmente en el corto plazo. Esto implica que mejorar el acceso, la calidad y el uso productivo de la energía es clave para dinamizar la inversión, la productividad y el bienestar, lo que refuerza el papel estratégico del sector eléctrico como habilitador del desarrollo económico y social.

En particular, el consumo de energía per cápita en Colombia permanece por debajo del promedio de los países de ingreso mediano-alto y, si bien

Brigada comunitaria EPM, s. l.,
2015. Fotografía: EPM.



el país alcanza actualmente cobertura casi universal en el acceso al servicio de energía eléctrica, persisten brechas significativas a nivel regional. Según el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE), mientras que Bogotá alcanza la cobertura total, en otros departamentos, como Vichada y La Guajira, se sitúan por debajo del 60%.⁶ De igual forma, el Índice Multidimensional de Pobreza Energética (IMPE) —que mide la proporción de hogares con carencias en el acceso y uso adecuado de la energía, con base en factores como la calidad del servicio, el uso de electrodomésticos y el acceso a medios para el aprendizaje y la comunicación— se ubica en 16,1% a nivel nacional, mientras que en departamentos como Vichada y Vaupés supera el 87%.⁷

Esta situación refleja deficiencias en el acceso a la energía, así como privaciones en las condiciones habitacionales, baja disponibilidad de tecnologías esenciales —como acceso a internet, neveras y estufas eléctricas o a gas— y limitaciones en la provisión de servicios públicos básicos que requieren suministro energético, especialmente en instituciones educativas y de atención a la primera infancia. Por lo tanto, estas brechas evidencian que aún existe un margen considerable para avanzar tanto en la expansión de la cobertura en las zonas más rezagadas del país, como en el incremento del consumo energético a nivel nacional, lo cual contribuiría a impulsar un crecimiento económico más sostenido e inclusivo y, por esa vía, mejorar el bienestar de los hogares colombianos. No obstante, es importante tener en cuenta que un mayor consumo también implica un aumento en las emisiones, lo que resalta la necesidad de avanzar paralelamente en una transición hacia fuentes de energía más limpias.

En cuanto al suministro de energía, Colombia se ha destacado en la región por la solidez de su institucionalidad, reflejada en la ausencia de racionamientos en lo corrido del siglo. Su matriz eléctrica, altamente dependiente de fuentes hídricas, las cuales aportan cerca del 80% de la generación en ausencia de condiciones de baja hidrología, se considera ambientalmente más sostenible en comparación con otras de la región. Sin embargo, esta dependencia representa una vulnerabilidad frente a

«La ampliación del acceso a la electricidad ha contribuido a mejorar las condiciones básicas de bienestar en los hogares, promover mayores niveles de integración territorial y facilitar procesos educativos y productivos»

periodos de baja hidrología, durante los cuales la generación térmica ha sido clave para cubrir la demanda. De esta forma, de cara al futuro, tal como se expondrá en el capítulo tres, uno de los principales retos del sector consistirá en garantizar un suministro confiable en contextos de menor disponibilidad hídrica, condición necesaria para sostener el desarrollo económico y social del país. No obstante, el desafío no se limita únicamente a asegurar la continuidad del servicio, sino también a reducir la dependencia de fuentes térmicas durante estos periodos, en un contexto en el que el país busca avanzar en la diversificación de su matriz energética en el marco del proceso de transición energética.

«La relación entre el consumo de energía y el crecimiento económico varía según el nivel de desarrollo de los países. En las economías avanzadas, la evidencia indica que el crecimiento impulsa el consumo eléctrico, lo que permite orientar las políticas hacia la eficiencia y la sostenibilidad sin comprometer el desempeño económico. En contraste, en países en desarrollo como Colombia, el consumo eléctrico no solo acompaña el crecimiento, sino que puede actuar como un motor que lo estimule, particularmente en el corto plazo»

Este capítulo analiza la relación entre el sector eléctrico y el desarrollo económico y social en Colombia, con base en la información disponible hasta julio de 2025. La primera sección presenta una revisión de la literatura sobre los vínculos entre el acceso a la energía, el crecimiento económico y el bienestar. La segunda examina la evolución de la demanda eléctrica y su asociación con los cambios en la estructura productiva y las mejoras en el bienestar social. La tercera identifica los principales retos en materia de cobertura y consumo eléctrico, cuya superación es fundamental para avanzar hacia un desarrollo más sostenible e inclusivo. La cuarta describe la evolución reciente del suministro eléctrico en el país, con énfasis en la composición de la capacidad instalada y los patrones de generación. La quinta aborda los desafíos estructurales de la matriz energética y sus implicaciones sobre el crecimiento, el empleo y la pobreza. Finalmente, la sexta resalta la importancia de fortalecer la institucionalidad del sector y avanzar hacia un sistema energético resiliente, diversificado y eficiente, que garantice un suministro confiable y continúe promoviendo el desarrollo económico y social del país.



1. Acceso a la energía, crecimiento económico y bienestar: una revisión de la literatura

La relación entre el acceso a la energía y el desarrollo económico y social ha sido ampliamente documentada en la literatura, tanto a nivel global como en el contexto colombiano. Diversos estudios han abordado cómo la expansión de la cobertura energética y la evolución de su consumo han influido en el crecimiento del PIB, la reducción de la pobreza y el cierre de brechas regionales. En esta sección se presenta una revisión de la evidencia empírica sobre estas interacciones, destacando el caso de Colombia y comparándolo con experiencias internacionales.

Resulta esencial establecer la dirección de la relación entre el consumo energético y el crecimiento económico, ya que de ello depende si las políticas energéticas deben orientarse a impulsar el consumo de energía como motor del crecimiento o si, por el contrario, dichas políticas pueden enfocarse en otros objetivos, como la transición hacia fuentes renovables de energía, reducción de emisiones de carbono o eficiencia energética a través de la optimización del uso de energía, sin comprometer el desempeño económico. La literatura ha identificado cuatro hipótesis principales que explican esta relación: crecimiento, conservación, retroalimentación y neutralidad.

La hipótesis del *crecimiento* plantea que el consumo de energía impulsa el crecimiento económico al complementar el capital y el trabajo,⁸ ya que un mayor acceso a energía favorece la adopción de tecnologías más avanzadas, permite ampliar la jornada laboral al horario nocturno, mejora la productividad del trabajo y facilita un uso más intensivo y eficiente del capital físico. En contraste, la hipótesis de *conservación* sostiene que el crecimiento económico es el que genera una mayor demanda de energía, dado que se requiere un mayor consumo energético para sostener un número creciente de interacciones económicas.⁹ Por su parte, la hipótesis de *retroalimentación* plantea una relación bidireccional entre ambas variables, en la que se influyen mutuamente, mientras que la hipótesis de *neutralidad* sugiere que el consumo energético tiene un efecto insignificante sobre el crecimiento, al representar una proporción menor dentro del sistema productivo (Figura 2.1).¹⁰

Figura 2.1 Principales hipótesis de la relación entre crecimiento económico y consumo de energía

Hipótesis	Causalidad
Crecimiento	Mayor consumo de energía → Mayor crecimiento económico
Conservación	Mayor crecimiento económico → Mayor consumo de energía
Retroalimentación	Mayor crecimiento económico ↔ Mayor consumo de energía
Neutralidad	El consumo energético no afecta el crecimiento económico

Fuente: elaboración propia.

Con base en lo anterior, el economista Geoffrey Mutumba, junto con otros investigadores, realizó una revisión sistemática de la literatura sobre el nexo entre energía y crecimiento económico. Esta le permitió identificar que el 43,8% de los estudios apoya la hipótesis del crecimiento, el 27,2% la de conservación, el 18,5% la de retroalimentación y el 10,5% la de neutralidad.¹¹ Adicionalmente, el análisis revela un patrón diferenciado según el nivel de desarrollo de los países.

Por un lado, las economías avanzadas tienden a validar la hipótesis de conservación, en la cual el alto ingreso per cápita y el compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son los principales determinantes del consumo energético. En cambio, los países en desarrollo se alinean mayoritariamente con la hipótesis del crecimiento, ya que tienen un amplio margen para expandir su economía, lo que implica un mayor potencial de ampliación tanto de la inversión como del consumo, procesos que demandan un uso intensivo de energía. Sin embargo, estas economías aún enfrentan barreras tecnológicas que limitan su capacidad para aprovechar sus recursos energéticos de forma eficiente. Esto refuerza la necesidad de formular políticas públicas orientadas a mejorar el acceso, la eficiencia y la infraestructura energética, con el fin de convertir la energía en un motor del crecimiento económico sostenible en países en desarrollo como Colombia.¹²

Esta diferenciación entre economías avanzadas y en desarrollo también se refleja en la evidencia empírica. El especialista en economía y administración Łukasz Topolewski realizó un análisis sobre países desarrollados que incluyó 34 economías europeas entre 2008 y 2019. En este se muestra una relación unidireccional desde el crecimiento económico



Subestación Las Palmas,
Valle del Cauca, 2025.
Fotografía: Celsia.

hacia el consumo de energía, tanto en el corto como en el largo plazo. Específicamente, encontró que un aumento del 1% en el PIB per cápita incrementa el consumo energético en un 0,46% en promedio, mientras que no existe evidencia de que el aumento en el consumo de energía genere mayor crecimiento económico. Esto respalda la hipótesis de conservación, según la cual las políticas de eficiencia o ahorro energético no perjudican el desarrollo económico en las economías desarrolladas.¹³

Por su parte, al analizar los casos de países en desarrollo, específicamente en América Latina y el Caribe, el economista Ciro Bazán y sus colegas estudiaron 31 países de la región entre 1980 y 2021. Sus hallazgos identificaron una relación bidireccional y estadísticamente significativa entre el consumo de electricidad y el crecimiento económico, lo cual va en línea con la hipótesis de retroalimentación anteriormente planteada. En particular, los resultados

mostraron que un aumento del 1% en el consumo de electricidad eleva el PIB en 0,5%, y un incremento del 1% en el PIB genera un aumento del 1,54% en el consumo eléctrico. Lo anterior demuestra que la relación entre consumo de electricidad y desarrollo económico en países en desarrollo no es solo causal, sino recíproca y estratégica. Por un lado, mayores ingresos permiten una expansión más intensiva en energía tanto en sectores productivos como en los hogares, lo cual impulsa el crecimiento económico. Por el otro, el crecimiento económico alimenta la demanda de electricidad, lo que pone de manifiesto que el consumo energético y el desempeño económico tienden a avanzar de forma conjunta, a través de un proceso de reforzamiento mutuo que ha sido sistemáticamente observado en la región de América Latina.¹⁴

Para el caso colombiano, investigaciones recientes han profundizado en la relación entre el

Centro de Control del Centro Nacional de Despacho, XM, Medellín, 2018. Fotografía: XM.



consumo de energía y el crecimiento económico. Un estudio realizado por los investigadores Alejandro Dinas y Edy Burbano, que analiza el período 1990–2021, encontró evidencia estadística de una asociación positiva en el corto plazo, donde un incremento del 1% en el consumo energético se asocia, en promedio, con un aumento del 0,31% en el crecimiento económico.¹⁵ Estos resultados respaldan la importancia del sector energético en Colombia, al mostrar que el uso creciente de energía puede actuar como un insumo productivo que estimula la expansión económica del país en el corto plazo.

No obstante, el potencial del consumo energético como motor de crecimiento enfrenta importantes desafíos en materia de equidad y acceso. La economista Etna Bayona y otros especialistas publicaron un estudio sobre la pobreza energética en la región Caribe de Colombia y su impacto sobre la calidad de vida, y la compararon con Bogotá y otras regiones del país, a partir del índice de Pobreza Energética en el Hogar (PEH). Este último fue construido por los propios autores con base en los bienes considerados esenciales para satisfacer las necesidades energéticas en cada región. Los resultados revelaron que más del 96% de los hogares rurales y más del 60% de los urbanos en el Caribe sufren pobreza energética, lo cual impacta negativamente la calidad de vida en la región en términos de salud, educación, inclusión social, competitividad y pobreza.¹⁶

La pobreza energética afecta la salud debido a que la falta de estufas eléctricas y de refrigeración obliga al uso de biomasa (leña o carbón) para cocinar. Esto genera humo y contaminantes nocivos dentro del hogar, lo que incrementa el riesgo de enfermedades respiratorias. Adicionalmente, el no conservar adecuadamente los alimentos aumenta la exposición a productos en mal estado y, por lo tanto, eleva la incidencia de enfermedades gastrointestinales. En la dimensión de educación, la ausencia de electricidad limita el uso de tecnologías, la iluminación y el acceso a recursos digitales, lo que propicia el abandono escolar. En términos de inclusión social, la baja cobertura del servicio eléctrico en la región limita el acceso a medios de comunicación, conectividad y participación cultural. Igualmente, la baja calidad del servicio, caracterizada por cortes frecuentes y prolongados, impacta negativamente la productividad laboral y la competitividad regional, al interrumpir actividades comerciales e industriales. Finalmente, la carencia de servicios energéticos básicos perpetúa ciclos de pobreza debido a que, en los hogares de menores ingresos, el gasto relativo en energía es considerablemente más alto, reduciendo el ingreso disponible para bienes, servicios, acumulación de activos productivos y mejora del capital humano.¹⁷

En esta misma línea, el economista Andrés Naranjo encontró que el acceso a electricidad en los hogares rurales tiene efectos significativos

«Diversos estudios han abordado cómo la expansión de la cobertura energética y la evolución de su consumo han influido en el crecimiento del PIB, la reducción de la pobreza y el cierre de brechas regionales»



Torres de energía Buga-Tuluá, Valle del Cauca, 2017. Fotografía: Celsia.

sobre el uso del tiempo de sus integrantes, lo cual constituye una dimensión relevante del desarrollo social. Su estudio identificó una relación significativa entre el acceso a electricidad en los hogares rurales de Colombia y la distribución del uso del tiempo de sus integrantes, particularmente en lo que respecta a su dedicación en actividades productivas, de cuidado y ocio. Los resultados de su investigación evidencian que la electrificación incrementa en aproximadamente 8,6 puntos porcentuales la proporción de tiempo destinada al ocio y reduce cerca de 5,4 puntos porcentuales el tiempo asignado a actividades remuneradas y domésticas.¹⁸ Estos hallazgos resaltan la importancia de implementar políticas públicas orientadas a reducir brechas estructurales entre zonas urbanas y rurales, al evidenciar que el acceso a servicios básicos como la energía también incide en la calidad de vida y en la equidad en el uso del tiempo, factores fundamentales para el desarrollo social y sostenible en el país.

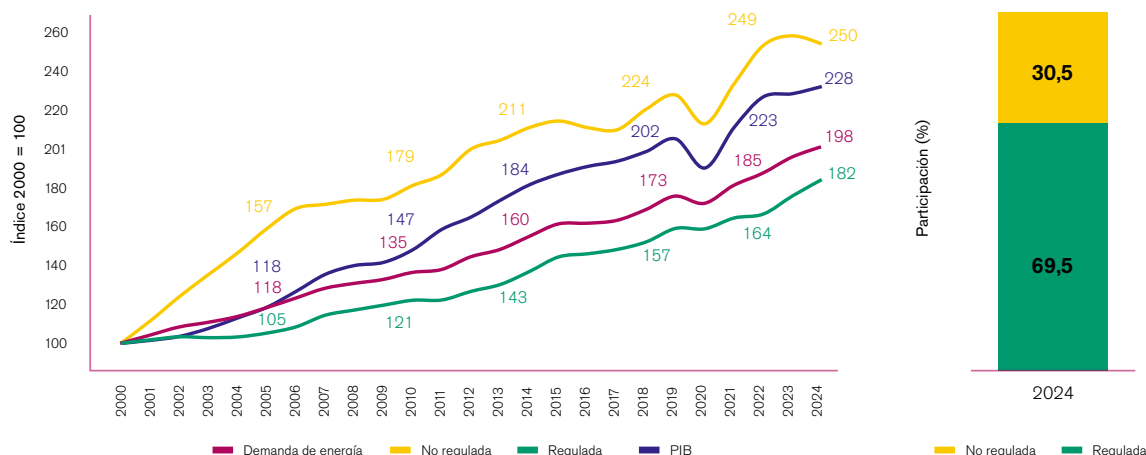
En conjunto, la evidencia revisada demuestra que la relación entre energía y desarrollo

económico y social es compleja, heterogénea y altamente dependiente del nivel de desarrollo de los países. Mientras que en economías avanzadas predomina una dinámica donde el crecimiento impulsa el consumo energético, en países en desarrollo, como Colombia, el consumo de energía no solo acompaña, sino que también puede estimular el crecimiento económico, especialmente en el corto plazo. No obstante, la capacidad de la energía para impulsar el desarrollo se ve restringida por barreras estructurales persistentes, como la pobreza energética, las brechas en cobertura y calidad del servicio, que restringen sus beneficios sobre el bienestar y la equidad. La literatura nacional permite resaltar cómo estas restricciones afectan múltiples dimensiones del desarrollo, desde la salud y la educación hasta la productividad y el uso del tiempo, lo que refuerza la necesidad de políticas públicas integrales que no solo reconozcan el rol estratégico de la energía como insumo productivo, sino también su función en la promoción del desarrollo humano sostenible.

2. Demanda de energía en Colombia: dinámica productiva y bienestar social

En lo corrido del siglo XXI, el consumo eléctrico en Colombia ha registrado un crecimiento sostenido, con una tasa de crecimiento promedio anual de 2,9%.¹⁹ El Gráfico 2.1 muestra un índice de la demanda de energía eléctrica con base 100 en el año 2000. Esta metodología permite observar la evolución relativa del consumo energético a lo largo del tiempo. En 2024, la demanda total de energía alcanzó los 82.111 GWh y el índice se ubicó en 198, lo que equivale a un aumento del 98% frente al nivel observado en el año 2000 (41.479 GWh).²⁰

Gráfico 2.1 Composición del mercado de energía eléctrica en Colombia
(Índice 2000 = 100), Participación (%)



Fuente: XM, «Demandas y fronteras. Históricas», Sinergox, accedido 15 de julio de 2025, <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>.

Este crecimiento se ha explicado principalmente por el segmento regulado, que representa el 70% de la demanda nacional y está conformado por los usuarios que adquieren electricidad a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Entre el año 2000 y 2024, la energía regulada registró un aumento del 81,5%, aportando 61,8 puntos porcentuales al crecimiento total de la demanda de energía eléctrica. Por su parte, el segmento no regulado, que agrupa a usuarios con consumos superiores a 2 MW, principalmente grandes consumidores industriales y comerciales, concentra el 30% de la demanda de energía del

país y presentó un crecimiento del 149,6% frente al año 2000, contribuyendo con 36,2 puntos porcentuales al crecimiento total en lo corrido del siglo.²¹ Mientras que el segmento regulado refleja especialmente el consumo residencial y de pequeños comercios, el comportamiento del segmento no regulado está estrechamente vinculado a la evolución de la actividad productiva. Esto permite aproximar la relación entre el crecimiento económico sectorial y la dinámica de la demanda de energía.

Por lo tanto, el crecimiento de la demanda eléctrica ha estado estrechamente vinculado a la expansión de la actividad económica. En promedio, el PIB ha registrado una tasa de crecimiento anual del 3,5% a lo largo del siglo XXI. En 2024, alcanzó un nivel de 995,2 billones de pesos constantes de 2015, lo que representa un incremento del 128% respecto al año 2000, cuando se ubicaba en 436,4 billones de pesos constantes de 2015.²²

En este contexto de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, el 2020 registró la mayor contracción en lo corrido del siglo, como resultado del impacto de la pandemia. En ese año, el PIB se redujo 7,2% y la demanda total de energía del SIN cayó 2,1%. Esta disminución se concentró en el segmento no regulado, que descendió 6,4% debido a la contracción de la actividad productiva. En contraste, la demanda

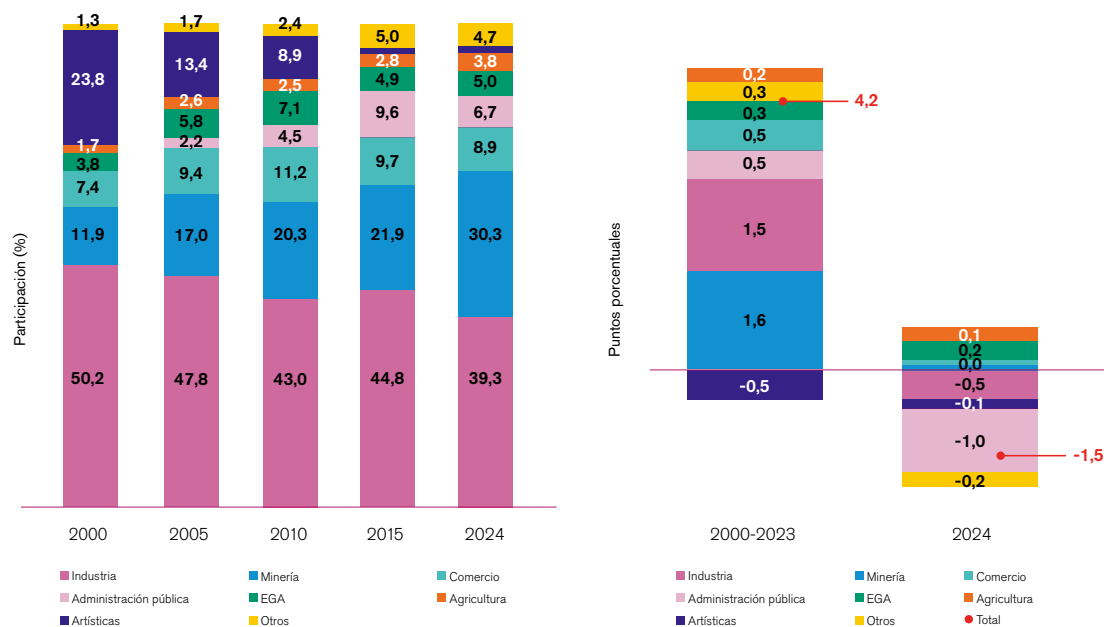
regulada se mantuvo prácticamente estable (-0,1%), impulsada por el uso doméstico de energía durante los periodos de confinamiento.²³

Desde una perspectiva sectorial, en Colombia, la demanda no regulada de energía eléctrica ha estado concentrada en los sectores de industria, minería y comercio, que en conjunto representan cerca del 70% del total y alrededor del 35% del PIB. Aunque esta composición agregada se ha mantenido relativamente estable a lo largo del tiempo, se han producido transformaciones importantes en su distribución interna. En particular, la participación del sector industrial disminuyó de 50,2% en el año 2000 a 39,6% en 2024, mientras que el peso relativo de la minería casi se triplicó en el mismo periodo, al pasar de 11,9% a 29,8%. Esto último, estaba en línea con el creciente protagonismo de la minería dentro de la estructura productiva del país. Las exportaciones de minerales registraron un crecimiento de 64% en lo corrido del siglo.²⁴ El comercio, por su parte, ha mantenido una participación relativamente estable, pasando de 7,4% en el año 2000 a 9% en el 2024. Los demás sectores no han registrado cambios significativos, con la excepción de las actividades artísticas, cuya participación se redujo drásticamente de 23,8% en 2000 a apenas 1,3% en 2024 (Gráfico 2.2).²⁵

Central hidroeléctrica Salvajina, Cauca, 2025. Fotografía: Celsia.



Gráfico 2.2 Participación y contribución sectorial de la demanda de energía no regulada



Fuente: XM, «Demandas y fronteras. Históricas», Sinergox, accedido 15 de julio de 2025, <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>.

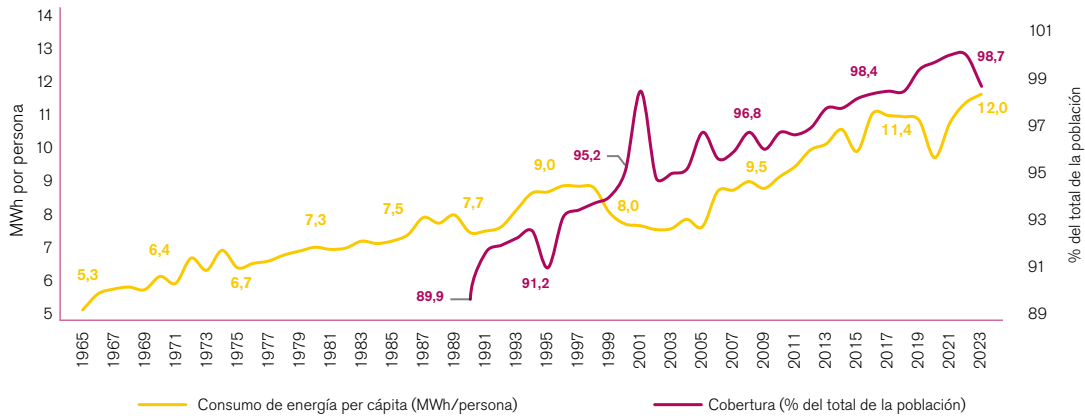
En línea con esta composición sectorial, la demanda no regulada de energía registró un crecimiento sostenido entre el año 2000 y 2023, con una tasa promedio anual del 4,2%, impulsada, principalmente, por los sectores de minería, industria y comercio, que en conjunto aportaron 3,6 puntos porcentuales a dicha expansión. No obstante, en 2020, el impacto de la pandemia sobre la actividad económica se tradujo en una contracción anual de 6,4% en la demanda no regulada. En ese año, el valor agregado de las actividades mineras (15,2%), comerciales (13,7%) e industriales (9,2%) registró contracciones anuales. Esto se reflejó en una caída en la demanda de energía por parte de estos sectores de 4,2%, 13,4% y 6,3%, respectivamente, lo que en conjunto restó 5,0 puntos porcentuales al crecimiento de la demanda de energía no regulada.

Recientemente, en 2024, se registró una disminución de 2,6% en la demanda no regulada, debido a la menor demanda de las actividades de administración pública y la desaceleración del sector industrial, que en conjunto restaron 1,5 puntos porcentuales a la variación total.²⁶

A su vez, el crecimiento de la demanda de energía en Colombia ha estado estrechamente asociado al fortalecimiento institucional, la expansión de la infraestructura y el aumento de la capacidad de generación del sector eléctrico, factores que han permitido un incremento sostenido tanto en la cobertura del servicio como en el consumo per cápita. En términos de cobertura, la proporción de la población con acceso a energía eléctrica pasó del 95,2% en el año 2000 al 98,7% en 2023, acercándose al objetivo de cobertura universal establecido en los ODS, que

buscan garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para toda la población.²⁷ Este proceso de fortalecimiento institucional ha estado acompañado de un incremento significativo en el consumo de energía per cápita, que pasó de 5,3 MWh en 1965 a 8,0 MWh a comienzos del siglo XXI, y alcanzó los 12,0 MWh en 2023 (Gráfico 2.3).²⁸

Gráfico 2.3 Evolución del consumo de energía per cápita y la cobertura eléctrica en Colombia



Fuente: XM, «Demandas y fronteras. Históricas»; World Bank, «Acceso a la electricidad (% de la población)», World Bank Open Data, accedido 15 de mayo de 2025, <https://data.worldbank.org>.

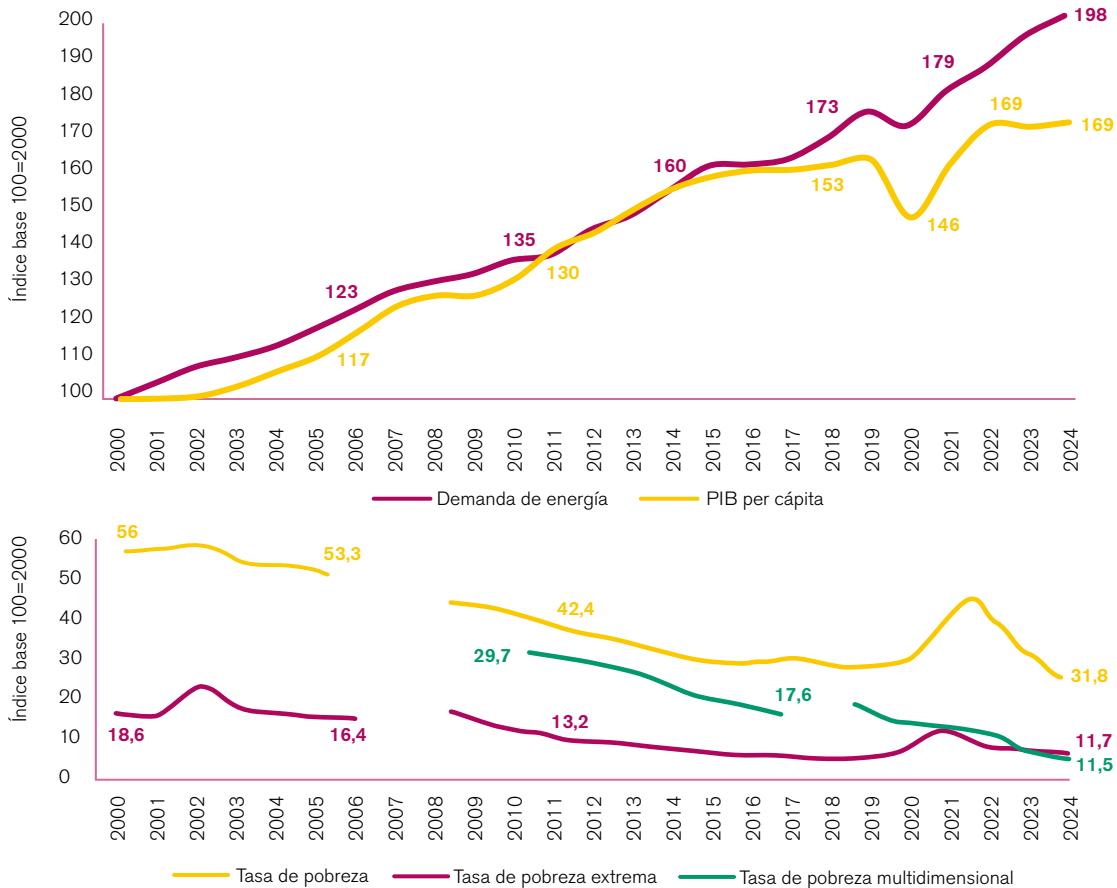
Estos avances reflejan no solo una mayor disponibilidad y acceso al servicio eléctrico, sino también mejoras sustanciales en la calidad de vida de la población. En particular, la expansión de la electrificación está asociada con impactos positivos en indicadores sociales clave, como un incremento del 7% en la matrícula escolar, del 25% en el empleo y del 30% en los ingresos de los hogares.²⁹ Asimismo, contribuye al fortalecimiento de los servicios de salud, mediante una mejor atención prenatal, mayores tasas de vacunación y una mayor capacidad de respuesta en emergencias, debido al acceso confiable a electricidad, sistemas de refrigeración médica y suministros esenciales, especialmente en zonas rurales y apartadas.³⁰

Adicionalmente, el aumento en la cobertura y en el consumo de energía, reflejado en un crecimiento del 98% en la demanda de energía total a lo largo del siglo, ha estado acompañado por un incremento sostenido en el PIB per cápita (Gráfico 2.4). Entre el año 2000 y 2024, este indicador aumentó en 71,4%, al pasar de \$51,2 millones a \$87,8 millones



—a precios internacionales constantes de 2024, según paridad de poder adquisitivo—. ³¹ Por otra parte, en 2024, las tasas de pobreza y pobreza extrema se ubicaron en 31,8% y 11,7%, respectivamente, lo que representa una disminución frente a los niveles registrados en el año 2000 —56,0% y 18,6%—. Esta reducción equivale a cerca de 5,7 millones menos de personas en situación de pobreza moderada y 1,3 millones menos en pobreza extrema. ³² Estos avances en los frentes económico y social reflejan el papel estratégico que ha desempeñado el sector eléctrico como motor del desarrollo integral del país, al mejorar la inclusión, calidad de vida y crecimiento. ³³

Gráfico 2.4 Relación energía regulada y PIB per cápita.³⁴ Evolución de la pobreza en Colombia

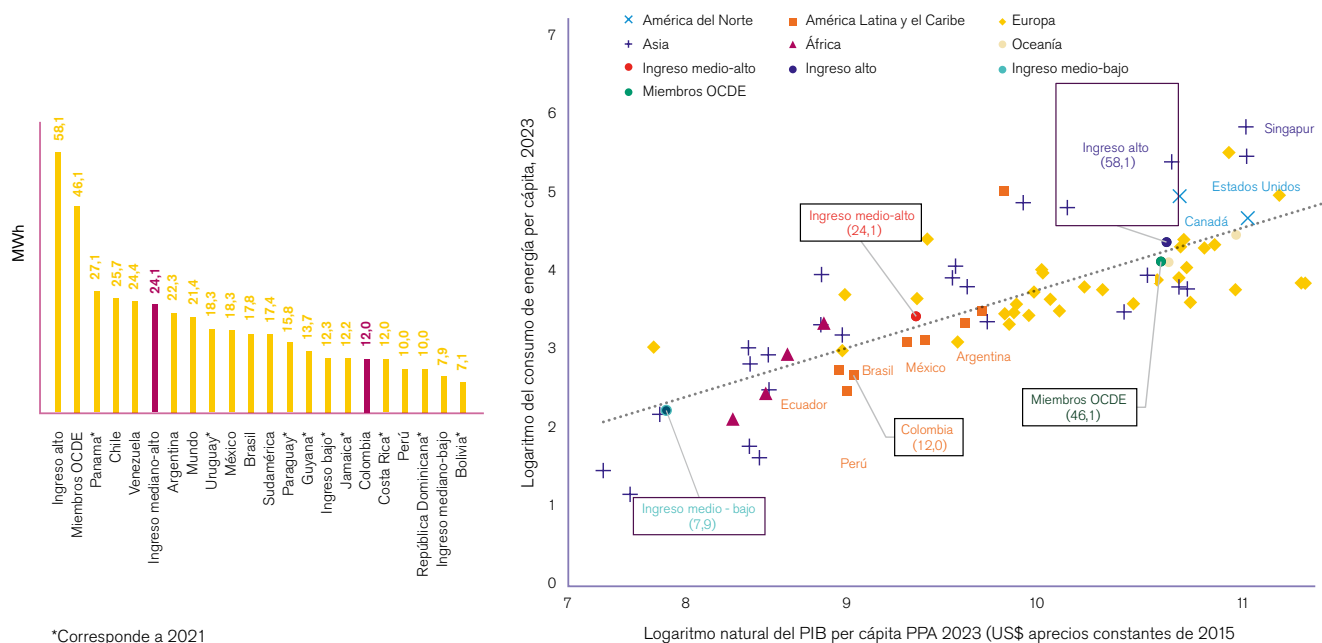


Fuente: DANE, «Pobreza multidimensional», DANE, accedido 8 de mayo de 2025, <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-multidimensional>; World Bank, «Tasa de incidencia de la pobreza, sobre la base de \$3,00 por día (2021 PPA) (% de la población)», World Bank Open Data, accedido 24 de junio de 2025, <https://datos.bancomundial.org/indicador/SI.POV.DDAY>.

3. Cobertura y consumo de energía: desafíos para la sostenibilidad e inclusión

A pesar del crecimiento que ha registrado el consumo de energía en Colombia en lo corrido del siglo, el consumo per cápita permanece por debajo de los estándares internacionales esperados según su nivel de ingreso. En 2023, el consumo de energía alcanzó 12 MWh por persona, ubicándose no solo por debajo del promedio de los países de ingreso alto —58,1 MWh— y de los miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) —46,1 MWh—, sino también del promedio de las economías de ingreso mediano alto —24,1 MWh—. ³⁵ Esta brecha se hace evidente al analizar la relación entre el PIB per cápita y el consumo de energía per cápita. Colombia se sitúa sistemáticamente por debajo de la tendencia global, con un diferencial estimado de 10,9 MWh respecto al valor que correspondería dado su nivel de ingreso (Gráfico 2.5).

Gráfico 2.5 Consumo de energía per cápita, 2023*



*Corresponde a 2021

*Corresponde a 2021. Fuente: Our World in Data, «Energy Use Per Person vs. GDP Per Capita», Our World in Data, accedido 15 de julio de 2025, <https://ourworldindata.org/grapher/energy-use-per-person-vs-gdp-per-capita>.



Páneos solares en Termoeléctrica
TEBSA, Soledad, 2025.
Fotografía: TEBSA.

El rezago en el consumo de energía per cápita frente a los estándares internacionales puede explicarse por la estructura productiva del país, poco concentrada en sectores económicos intensivos en demanda de energía. Así, en 2024, sectores como la industria y la minería, aunque concentraron cerca del 70% de la demanda de energía no regulada, aportaron apenas el 14,5% del PIB. Por el contrario, el comercio, con menor intensidad energética, y actividades como los servicios —financieros, inmobiliarios, profesionales, artísticos, de administración pública o de información y comunicaciones— representaron alrededor del 58,2% del PIB, pero solo el 20% de la demanda de energía no regulada.

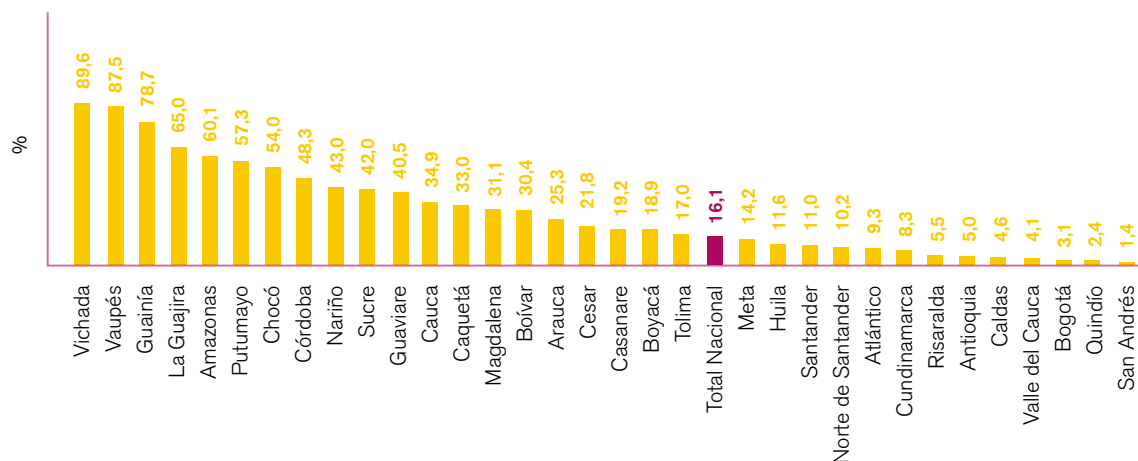
El bajo consumo de energía también refleja altos niveles de pobreza energética de los hogares, especialmente en las zonas cálidas del país. Aunque el 60% de la población colombiana habita en climas fríos o templados, el 40% reside en climas cálidos, donde las altas temperaturas hacen necesario el uso de aire acondicionado. Sin embargo, el acceso a este tipo de equipos está fuertemente condicionado por el nivel de ingreso de los hogares. Por ejemplo, en la región Caribe, más del 70% de los hogares del quintil superior cuenta con aire acondicionado, frente a una proporción cercana a cero en el quintil inferior.³⁶

El IMPE, que mide la proporción de hogares con carencias en el acceso y uso adecuado de la energía, se ubica en 16,1% para Colombia. Este indicador abarca cuatro dimensiones. En primer lugar, la dimensión de acceso y calidad de la energía representa el 40% del indicador. Este hace referencia principalmente a la conexión al servicio, la continuidad en el suministro y el tipo de fuente utilizada para cocinar, ya sea electricidad, gas o combustibles tradicionales como leña y carbón. En segundo lugar, la dimensión de vivienda funcional y liberadora de tiempo cubre el 25% del indicador y está asociada a la disponibilidad de electrodomésticos básicos como estufas, neveras o lavadoras, que permiten cocinar, conservar alimentos y reducir la carga de trabajo doméstico. En tercer lugar, la dimensión de acceso a medios para aprender y comunicarse abarca el 25% del indicador y se refiere a la presencia de tecnologías como internet, televisión, radio o teléfonos móviles. En cuarto lugar, la dimensión del entorno territorial adecuado comprende el 10% del indicador y contempla la existencia de servicios públicos esenciales con suministro energético, como instituciones educativas o centros de atención a la primera infancia. Con base en estos criterios, se tiene el consenso de que

un hogar está en situación de pobreza energética cuando las privaciones que enfrenta superan, en conjunto, un umbral del 33%.³⁷

Más allá de analizar el acceso de los hogares al servicio de energía, el IMPE permite identificar limitaciones estructurales que restringen el uso efectivo de la energía, especialmente entre los hogares de menores ingresos. Los resultados evidencian marcadas disparidades regionales: departamentos como Vichada, Vaupés y Guainía presentan niveles de pobreza energética superiores al 75%, mientras que, en territorios como Antioquia, Bogotá y San Andrés, esta condición afecta a menos del 5% de los hogares (Gráfico 2.6).³⁸

Gráfico 2.6 Índice Multidimensional de Pobreza Energética, 2023



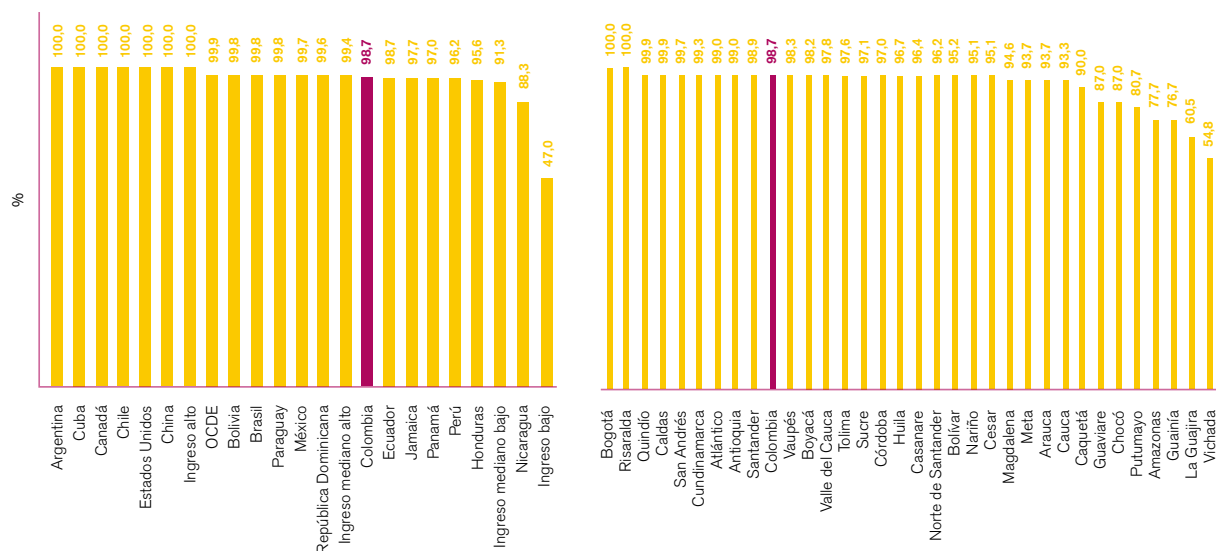
Fuente: Promigas et al., «Índice Multidimensional de Pobreza Energética (IMPE)», Fundación Promigas, s. f., accedido 15 de julio de 2025, <https://fundacionpromigas.org.co/impe/>.

Avanzar en la reducción de la pobreza energética es fundamental para garantizar condiciones mínimas de bienestar, equidad y resiliencia frente al cambio climático para los hogares colombianos. El acceso adecuado a la energía permite satisfacer necesidades básicas como la iluminación, la refrigeración y la cocción, y resulta esencial para proteger la salud, facilitar el aprendizaje y mantener la productividad económica. En Colombia, las carencias de estas necesidades se ven agravadas por las altas temperaturas en varias regiones del país, donde se ha estimado que un día adicional con temperaturas superiores a los 27°C incrementa la mortalidad mensual en 0,72%. Los niños entre 0 y 9 años son los más vulnerables.³⁹

A esto se suman los efectos adversos sobre el rendimiento académico y laboral, ya que las altas temperaturas en las aulas de clase pueden disminuir hasta en 15 puntos los resultados en pruebas estandarizadas y aumentar en un 10% la probabilidad de que los estudiantes se ubiquen por debajo del nivel de competencia mínimo en estas pruebas.⁴⁰ Por su parte, en el ámbito productivo, se ha estimado que la exposición a 10 días adicionales con temperaturas superiores a los 35 °C genera una reducción del 0,3% en la productividad anual de las empresas.⁴¹ Estos impactos evidencian la importancia de garantizar condiciones energéticas adecuadas como herramienta para mitigar desigualdades territoriales, proteger el capital humano y promover el desarrollo económico regional.

En materia de cobertura, si bien Colombia (98,7%) se ubica ligeramente por encima del promedio dentro del grupo de países de ingreso mediano alto (98,4%), el resultado agregado esconde profundas disparidades subnacionales en la distribución equitativa del acceso a energía eléctrica. Según el ICEE, mientras departamentos como Bogotá, Risaralda y Quindío registran coberturas cercanas al 100%, regiones como La Guajira (60,5%) y Vichada (54,8%) presentan niveles críticamente bajos, inferiores al 61% (Gráfico 2.7).⁴² Estas asimetrías en zonas periféricas reflejan rezagos estructurales en infraestructura eléctrica y en su integración al SIN, asociados a la baja densidad poblacional, la dispersión geográfica y los conflictos sociales y ambientales que han dificultado la incorporación de nuevas fuentes de generación, especialmente de tecnologías renovables.

Gráfico 2.7 Cobertura de Energía Eléctrica, 2023



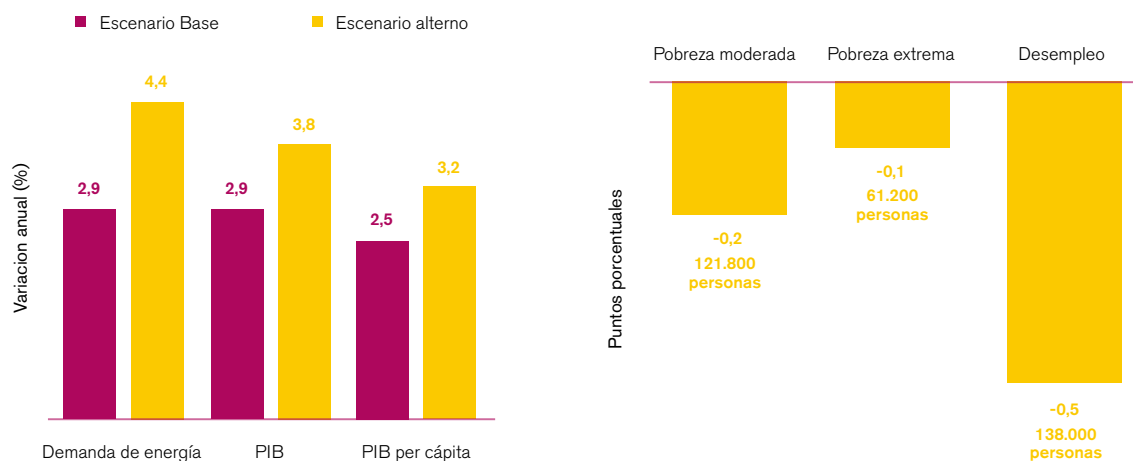
Fuente: World Bank, «Acceso a la electricidad (% de la población)»; Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), «Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE)», accedido 19 de junio de 2025, <https://www.integrare.gov.co/tablero/cobertura-de-energia-electrica-icee-actual/>.

En este contexto, el principal desafío para Colombia en materia energética consiste en ampliar la cobertura en las regiones rezagadas y, simultáneamente, aumentar el consumo de energía per cápita, que actualmente se sitúa en 12MWh y continúa siendo inferior al de economías con niveles de ingreso similares.⁴³ Fedesarrollo estima que, con una tasa de crecimiento de la demanda de energía similar al promedio observado en lo corrido del siglo (2,9%), Colombia alcanzaría un consumo per cápita de 22,9 MWh en un plazo de aproximadamente 20 años, en línea con un crecimiento del PIB del 2,9% proyectado para el largo plazo.⁴⁴ Este nivel corresponde al promedio actual registrado por economías de ingreso mediano-alto.⁴⁵

No obstante, si el crecimiento de la demanda de energía se acelerara del 2,9% al 4,4% anual, impulsado por un mayor consumo de los hogares y una expansión de la actividad productiva, Colombia podría alcanzar un consumo de energía per cápita de 22,9 MWh en un horizonte de 13 años. Esto podría cerrar la brecha actual frente a países con niveles de ingreso similares, los cuales han registrado un crecimiento promedio de la demanda de energía del 4,0% en lo corrido del siglo. Este mayor dinamismo energético se traduciría en un incremento de hasta 0,9 puntos porcentuales en la tasa de crecimiento económico, al pasar de 2,9% a 3,8% anual. Como resultado, el crecimiento del PIB per cápita sería 0,7 puntos porcentuales más alto, un aumento del 2,5% a 3,2% anual. Por lo tanto, para el caso colombiano, se cumple la hipótesis de retroalimentación, donde la relación entre consumo de energía y crecimiento económico es bidireccional: una mayor actividad productiva incrementa la demanda energética, pero, a su vez, una mayor disponibilidad y uso eficiente de energía puede estimular la productividad y fortalecer el desempeño económico (Gráfico 2.8).

«Avanzar en la reducción de la pobreza energética es fundamental para garantizar condiciones mínimas de bienestar, equidad y resiliencia frente al cambio climático para los hogares colombianos. El acceso adecuado a la energía permite satisfacer necesidades básicas como la iluminación, la refrigeración y la cocción, y resulta esencial para proteger la salud, facilitar el aprendizaje y mantener la productividad económica»

Gráfico 2.8 Impactos de un mayor crecimiento de la demanda de energía y el PIB



Fuente: Luis Fernando Mejía, «¿Cómo están los balances de energía en Colombia? Perspectivas y retos», Fedesarrollo. Centro de Investigación Económica y Social, 15 de mayo de 2025, <https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2025/05/Luis-Fernando-Mejia-Fedesarrollo-V2.pdf>.

En este contexto, los efectos potenciales sobre el bienestar social también serían significativos. A modo de comparación, entre 2013 y 2024, la reducción promedio anual de la pobreza moderada fue de 0,8 puntos porcentuales, la de la pobreza extrema fue de 0,1 puntos porcentuales, mientras que la creación promedio anual de empleo fue de 275.000 nuevos puestos de trabajo.⁴⁶ Sin embargo, bajo el escenario simulado de expansión sostenida de la demanda de energía y mayor dinamismo económico, Fedesarrollo estima que la pobreza moderada y extrema podría reducirse en aproximadamente 0,2 y 0,1 puntos porcentuales adicionales, respectivamente, lo que representa una disminución cercana a 122 mil personas en condición de pobreza y 61 mil en pobreza extrema. En cuanto al mercado laboral, se estima que este nuevo escenario permitiría reducir la tasa de desempleo en 0,5 puntos porcentuales, al pasar de 9,1% en lo corrido del 2025 hasta junio a 8,6%, lo que equivaldría a la generación de aproximadamente 138.000 empleos adicionales.⁴⁷

En este sentido, cerrar las brechas en el acceso y uso efectivo de la energía no solo constituye una condición habilitante para garantizar la equidad territorial, sino también una estrategia clave para dinamizar el desarrollo productivo, mejorar las condiciones de vida de los hogares y promover un crecimiento más inclusivo y sostenible, materializado en una mayor generación de empleo y una menor pobreza de los hogares en Colombia.

4. Suministro de energía eléctrica: evolución reciente y composición de la oferta

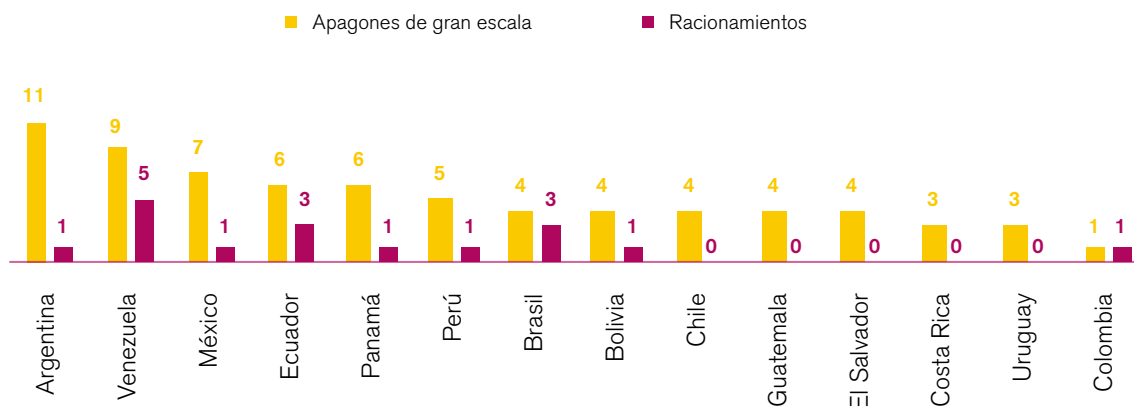
En cuanto al suministro de energía eléctrica, el sistema energético colombiano es reconocido internacionalmente por su fortaleza institucional, la cual ha permitido gestionar eficazmente los riesgos de suministro de electricidad a través del fortalecimiento de la cobertura y la confiabilidad. Esto ha contribuido a evitar racionamientos o apagones a escala nacional, como se explicó con detalle en el capítulo uno y se profundizará en el capítulo cuatro. En particular, el único episodio de racionamiento masivo se registró en 1992, cuando el Gobierno decretó la interrupción del servicio eléctrico hasta por 10 horas diarias a usuarios residenciales, comerciales y oficiales durante 343 días, lo que representó un racionamiento de cerca de 2.400 GWh (15% de la demanda en ese período). Adicionalmente, en 2007, se presentó un apagón, causado por una falla en la red de transmisión, que afectó al 98% del territorio nacional durante 4 horas.⁴⁸

Sin embargo, como se profundiza en el capítulo uno, a partir del racionamiento de 1992 se consolidó una nueva institucionalidad en el sector eléctrico, orientada a fortalecer la confiabilidad y garantizar la continuidad en el suministro de energía. Esta arquitectura se estructuró con la creación de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), encargada de la planeación técnica del sistema a mediano y largo plazo; la CREG, responsable del diseño del marco regulatorio; y XM, operador del SIN y administrador del MEM. El diseño y coordinación entre estas entidades ha sido clave para mejorar la capacidad del sistema para responder ante eventos críticos y sostener el suministro eléctrico en el país. Desde entonces, no se han registrado contingencias similares, pese a la ocurrencia de siete episodios de hidrología crítica asociados al fenómeno de El Niño desde 1992.⁴⁹

A su vez, Colombia se destaca por su confiabilidad en términos de suministro de energía en el contexto latinoamericano. En países como Venezuela, Argentina y México, los episodios de interrupción del suministro —apagones y racionamientos— ascienden a cerca de 18, 14 y 9, respectivamente, entre 1992 y 2022. En contraste, Colombia ha enfrentado solo dos eventos de este tipo: el racionamiento de energía de 1992, asociado al bajo nivel de los embalses, y un apagón en 2007 que afectó

al 98% del territorio nacional durante 4 horas, como resultado de una falla en la red de transmisión (Gráfico 2.9). Asimismo, en Colombia, la solidez del sistema ha permitido ofrecer tarifas residenciales de energía más competitivas —7,49 CentUSD/KWh—, las cuales se encuentran por debajo del promedio latinoamericano —11,86 CentUSD/KWh—, lo que se traduce en una relación positiva de suficiencia y precio.⁵⁰

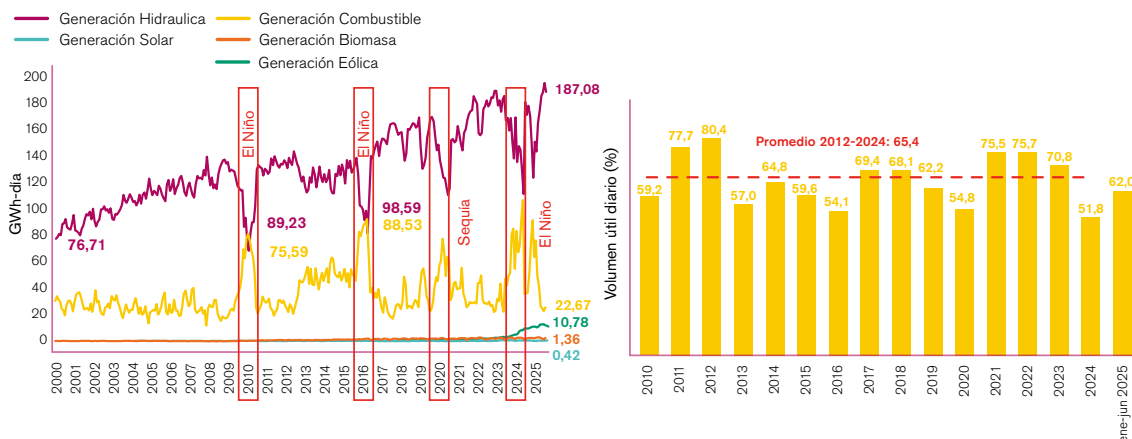
Gráfico 2.9 Apagones y racionamientos de energía en América Latina (1992-2022)



Fuente: Mejía, Luis Fernando. «Impacto económico y social del racionamiento de energía en Colombia». Fedesarrollo. Centro de Investigación Económica y Social, 19 de septiembre de 2024. <https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2024/10/2024-09-19-Acolgen-1.pdf>.

El desempeño sólido del sistema de suministro eléctrico en las últimas décadas ha estado acompañado por avances significativos en la expansión de la generación. En lo corrido del siglo XXI, la generación total de energía eléctrica en Colombia incrementó en 101,3%, al pasar de 112,8 GWh-día en el año 2000 a 227,1 GWh-día en lo corrido de 2025, al menos hasta junio.⁵¹ Este crecimiento ha sido impulsado, principalmente, por el aumento sostenido de la generación hídrica, la cual se ubicaba en promedio en 84,9 GWh-día a comienzos del siglo y alcanzó los 181,4 GWh-día en lo corrido de 2025 hasta junio, lo que evidencia un crecimiento de 113,8% y una contribución de 85,6 puntos porcentuales al incremento total de la generación eléctrica del país en este periodo. Como resultado, la energía hidroeléctrica continúa siendo la principal fuente del sistema eléctrico, con una participación cercana al 80% de la generación eléctrica en el país, en ausencia de condiciones de baja hidrología (Gráfico 2.10).

**Gráfico 2.10 Reservas hídricas del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
Generación por tipo de fuente**



Fuente: XM, «Generación Real del SIN», accedido 15 de mayo de 2025, <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/GeneracionSIN.aspx>.

Por su parte, las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FN CER), como la solar, la eólica, la biomasa y las pequeñas centrales hidroeléctricas, han ganado participación de manera gradual. Estas representan actualmente cerca del 6,2% de la generación total y aportan en conjunto 12,2 puntos porcentuales a la expansión registrada en lo corrido del siglo. En paralelo, la generación térmica a partir de combustibles fósiles, que hoy representa el 13,9% del total, aumentó de 27,6 GWh-día a 31,6 GWh-día entre el año 2000 y 2025, lo que equivale a un crecimiento del 14,2% y una contribución de 3,5 puntos porcentuales a la expansión total de la generación eléctrica (Gráfico 2.10).

No obstante, en contextos de baja hidrología, la disminución en la disponibilidad de recursos hídricos requiere una mayor participación de fuentes de generación no hídricas, con el fin de complementar la cobertura de la demanda energética y preservar la confiabilidad del sistema eléctrico. Tal como se observa en el Gráfico 2.10 y como se discutirá ampliamente en el capítulo

tres, durante episodios de sequía asociados al fenómeno de El Niño, la menor capacidad de generación hidroeléctrica ha sido compensada por un aumento en la generación térmica.

Este ajuste en la composición de la matriz energética permitió garantizar el suministro en un contexto de baja disponibilidad hídrica, aunque implicó una mayor dependencia de tecnologías más costosas y con mayores emisiones. La participación de la generación hídrica en la matriz nacional se redujo del 83,6% en 2022 a 65,4% en 2024, con una producción diaria promedio de apenas 147,9 GWh. Esta disminución fue compensada por un aumento en la generación térmica, cuya participación se elevó de 14,6% a 29,6% en el mismo periodo, alcanzando una producción cercana a los 67,2 GWh diarios. Si bien este cambio permitió cubrir la demanda, también acentuó la exposición del sistema a tecnologías con mayores costos e impactos ambientales.

Páginas siguientes: central hidroeléctrica en Prado, Tolima, 2020. Fotografía: Celsia.

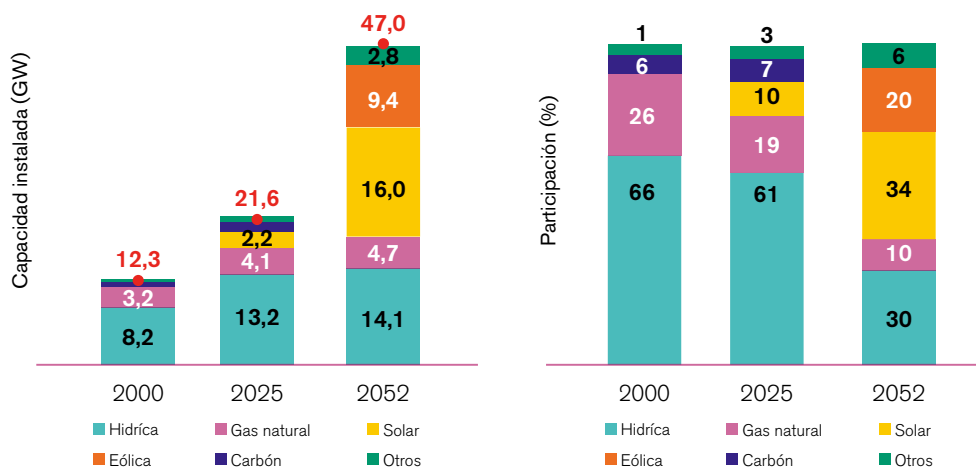




Ante esta situación, Colombia ha avanzado en la diversificación de su matriz de generación de energía eléctrica mediante la incorporación progresiva de FNCER, como las pequeñas centrales de generación hidroeléctrica, la biomasa, la energía solar y la energía eólica. Se espera que la integración de estas fuentes siga en aumento para lograr una mayor participación en la atención de la demanda, en especial, en los periodos de eventos de estrés hídrico, cuando las FNCER son llamadas a ser protagonistas por la complementariedad de las fuentes primarias (excepto en el caso de las pequeñas centrales hidroeléctricas, cuya disponibilidad depende del caudal). Sin embargo, es importante considerar que la integración de las FNCER genera desafíos en la operación, especialmente por la variabilidad de sus fuentes primarias; más aún, considerando que algunas de ellas no están disponibles durante las 24 horas del día.

En este contexto, el sistema eléctrico colombiano ha venido fortaleciendo su capacidad instalada —entendida como la potencia neta disponible para generación eléctrica— en respuesta a los desafíos estructurales derivados de la variabilidad hídrica y el aumento proyectado en la demanda energética. Como se observa en el Gráfico 2.11,⁵² dicha capacidad aumentó de 12,3 GW en el año 2000 a 21,6 GW en 2024, y se estima que alcanzará los 47 GW hacia 2052.⁵³ Este crecimiento no solo implica una expansión significativa en la disponibilidad de potencia, sino también una transformación en la composición del SIN.

Gráfico 2.11 Composición de la capacidad instalada



Fuente: IEA, «Energy System of Colombia», IEA, accedido 15 de julio de 2025, <https://www.iea.org/countries/colombia>.

Como se indicará en el capítulo tres, el aumento de la capacidad instalada estaría impulsado, principalmente, por la expansión de tecnologías limpias, en particular la solar, cuya capacidad pasaría de 2,2 GW a 16,0 GW, y la eólica, que pasaría de 0,0 GW a 9,4 GW en el mismo periodo. Fedesarrollo prevé que estas dos fuentes representarían cerca del 54% de la capacidad instalada del país en 2052. En contraste, la capacidad instalada de las fuentes hídricas y de gas natural se mantendría relativamente estable, al pasar de 17,3 GW a 18,8 GW, lo que implicaría una disminución en su participación dentro de la matriz energética, desde el 80% en 2025 al 40% en 2052. Esta transformación estructural refleja la intención de reducir la dependencia de fuentes fósiles y fortalecer la resiliencia del sistema ante escenarios de baja hidrología.

5. Retos estructurales de la matriz energética y sus implicaciones socioeconómicas

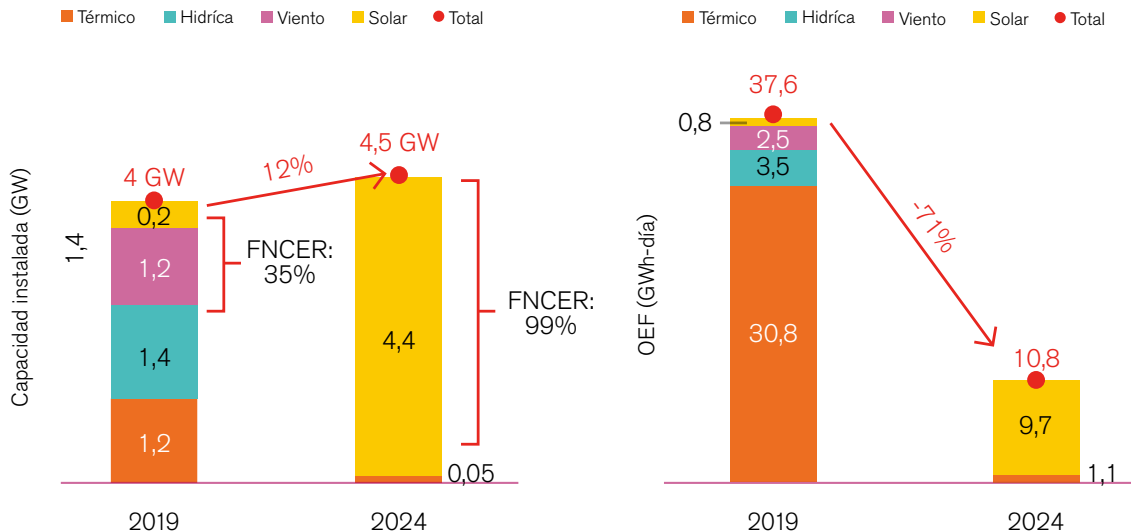
Si bien la fortaleza institucional del sistema eléctrico colombiano ha contribuido al aumento sostenido de la cobertura y a la capacidad de generación en las últimas décadas, la matriz energética colombiana enfrenta varios riesgos que podrían comprometer la confiabilidad del suministro eléctrico, especialmente en contextos de baja hidrología. Uno de los principales es la limitada asignación de energía en firme en las subastas recientes. La energía en firme corresponde a la cantidad de energía que los generadores se comprometen a entregar de manera continua y confiable, incluso en condiciones climáticas adversas. Esta constituye un componente esencial para garantizar el abastecimiento en escenarios de estrés hidrológico. Cuando las subastas adjudican volúmenes reducidos de energía en firme, se debilita la capacidad del sistema para responder ante posibles reducciones en la generación hídrica.

En línea con lo anterior, las Obligaciones de Energía Firme (OEF) se asignan a través de subastas competitivas en las que los generadores, tanto de tecnologías convencionales como renovables, ofrecen compromisos de respaldo para cubrir la demanda eléctrica en el mediano y largo plazo. En la subasta realizada en 2024 —cuya vigencia iniciará entre 2027 y 2028— se adjudicaron OEF a 80 plantas: 33 nuevas o en construcción y 47 ya existentes. Entre las plantas nuevas, el 91%

corresponde a tecnología solar. En contraste, de las plantas existentes, el 51% son hidráulicas y el 49% térmicas.⁵⁴

Aunque esta subasta asignó 4,45 GW de nueva capacidad instalada —de los cuales 4,4 GW (98,9%) corresponden a energía solar y 0,05 GW (1,1%) a térmica—, la contribución efectiva a la energía en firme fue limitada. Al convertir esa capacidad en términos de energía en firme, el resultado fue de apenas 10,8 GWh-día, una reducción del 71% frente a los 37,6 GWh-día asignados en la subasta de 2019. Esta diferencia no se debe a una menor capacidad instalada —que fue similar en ambas subastas—, sino a la composición tecnológica. Mientras que en 2019 el 65% de la nueva capacidad provenía de tecnologías convencionales (hídricas y térmicas), en la subasta de 2024 el peso recayó casi exclusivamente en FNCER, como la solar, que tienen una menor capacidad de respaldo en condiciones críticas (Gráfico 2.12).

Gráfico 2.12 Capacidad instalada y asignación de nuevas Obligaciones de Energía en Firme (OEF)

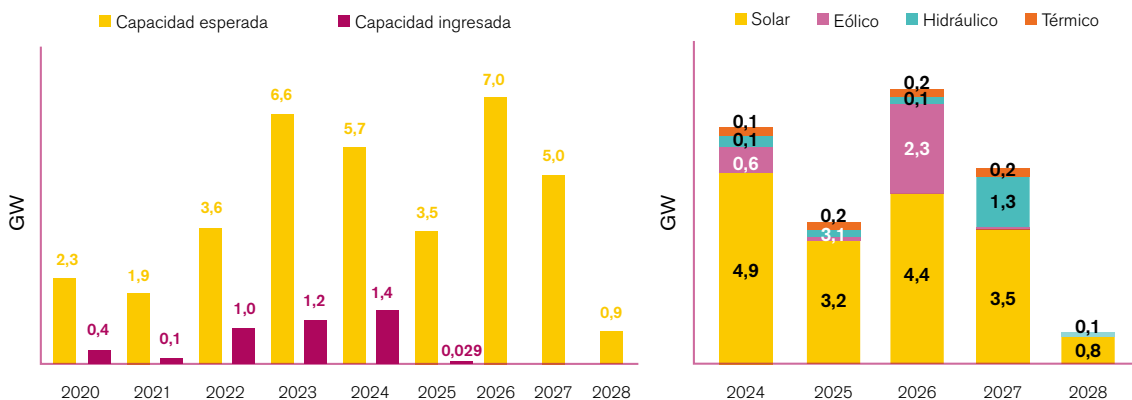


Fuente: IEA, «Energy System of Colombia», IEA, accedido 15 de julio de 2025, <https://www.iea.org/countries/colombia/energy-mix>

A esto se suma la diferencia entre la capacidad de generación proyectada y la que efectivamente entra en operación, como se discutirá en el capítulo tres y se observa en el Gráfico 2.13. Así, se esperaba que en 2024, de acuerdo con los conceptos de conexión emitidos por la UPME, ingresaran 5,7 GW de nueva capacidad, de los cuales la mayor parte correspondía a proyectos solares (4,9 GW), seguidos por

tecnologías eólicas (0,6 GW), hídricas (0,1 GW) y térmicas (0,1 GW), lo que refleja una estrategia de expansión centrada en FNCER.⁵⁵ No obstante, solo ingresó el 23% de esa capacidad esperada, equivalente a 1,4 GW.⁵⁶ Estos rezagos obedecen, en gran medida, a barreras sociales, ambientales y de seguridad que han dificultado la ejecución oportuna de los proyectos energéticos, lo que limita la materialización efectiva de las inversiones y compromete la expansión del sistema en los plazos requeridos.⁵⁷

Gráfico 2.13 Capacidad esperada vs. capacidad ingresada anualmente



Fuente: XM, «Informe CND dirigido al Consejo Nacional de Operación», <https://img.lalr.co/cms/2025/04/08133137/XM-CNO-2025-04-03-1.pdf>, 3 de abril de 2025.

Como resultado de la baja asignación de energía en firme y de los retrasos en la entrada en operación de nuevos proyectos, se ha generado una brecha creciente entre la demanda proyectada y la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), entendida como la capacidad que los generadores pueden garantizar de manera confiable en condiciones críticas del sistema. En el Gráfico 2.14, con base en la información disponible a mayo de 2025, se observa que, a partir de 2024-2025, la demanda proyectada supera la ENFICC disponible. Además, esta brecha se amplía progresivamente hasta alcanzar el 5,1% en 2028-2029, considerando que aún no se han asignado compromisos para esta fecha.⁵⁸ Dado que la matriz de generación de energía eléctrica colombiana presenta una alta dependencia de fuentes hídricas, esta situación adquiere mayor relevancia en el Sistema en periodos de baja hidrología, especialmente, cuando se presenta el fenómeno de El Niño.

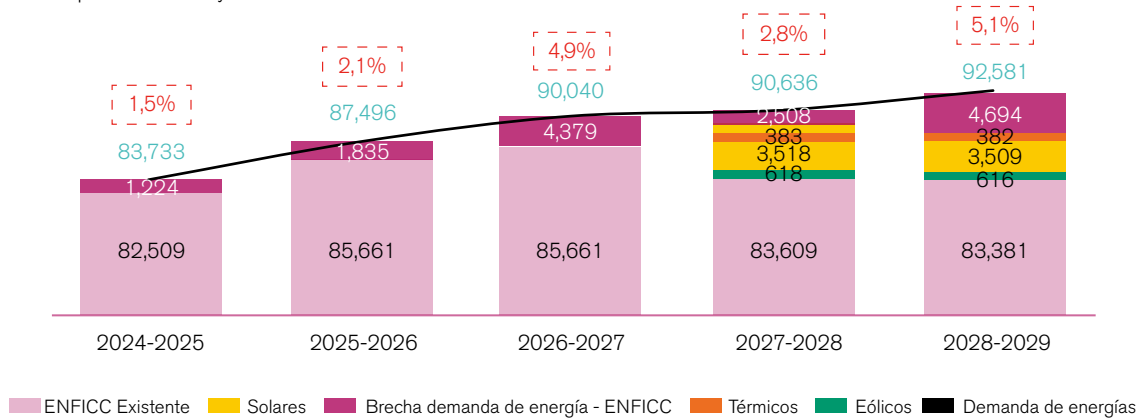
Gráfico 2.14 Energía en firme y demanda de energía

Fenómeno de El Niño:

Diciembre 2026 y Febrero 2027

Septiembre 2029 y Enero 2030

Crecimiento promedio demanda de energía: 2,6%



Fuente: XM, «Informe CND dirigido al Consejo Nacional de Operación».
<https://reporteintegrado2022.celsia.com/informes/hechos-relevantes-un-apagon-que-nos-ilumino.pdf>.

6. Conclusiones: hacia un sistema energético resiliente y sostenible

El desarrollo económico y social de Colombia ha estado estrechamente vinculado a la evolución del sector eléctrico. A lo largo de las últimas décadas, el aumento sostenido de la demanda de electricidad y la expansión progresiva de la cobertura han acompañado el crecimiento del país, lo que ha contribuido a mejorar las condiciones de vida de la población y el dinamismo de la actividad productiva. Entre el año 2000 y 2023, la cobertura eléctrica pasó de 95,2% a 98,7%, y la demanda de energía se duplicó en lo corrido del siglo, al pasar de 41.479 GWh en el año 2000 a 82.111 GWh en 2024. Estos resultados han ido de la mano con mejoras en otros indicadores económicos y sociales.

Durante este periodo, el PIB per cápita en Colombia aumentó en 71,4% entre el año 2000 y 2024, mientras que la pobreza monetaria disminuyó en 24,2 puntos porcentuales, al pasar de 56% en el año 2000 a 31,8% en 2024. Aunque estos avances responden a diversos determinantes, la evidencia sugiere que el acceso confiable a la electricidad ha

sido un factor habilitante para el desarrollo económico y social. Precisamente, la demanda de energía en Colombia ha crecido a una tasa promedio anual del 2,9%, como reflejo de una mayor actividad económica y del acceso más amplio a servicios energéticos.

No obstante, al comparar a Colombia con otras economías de ingreso similar, se observa que el nivel de consumo per cápita permanece en 10,9 MWh por debajo del estándar internacional estimado, según su nivel de ingreso. Este rezago se relaciona, en parte, con la estructura productiva del país, donde sectores como la industria y la minería, que concentraron cerca del 70% de la demanda del mercado no regulado, representaron apenas el 14,5% del PIB. Adicionalmente, el bajo consumo per cápita refleja altos niveles de pobreza energética, especialmente, en regiones cálidas, donde el acceso a bienes como ventiladores, aires acondicionados, neveras y estufas a gas o eléctricas está limitado por las condiciones económicas de los hogares.

Según el IMPE, el 16,1% de los hogares en Colombia enfrenta pobreza energética, con privaciones en el acceso, disponibilidad y uso adecuado de la energía, y con marcadas disparidades regionales. Mientras que el promedio nacional de cobertura eléctrica alcanza el 98,7%, departamentos como La Guajira y Vichada registran niveles por debajo del 61%. Estas brechas evidencian los desafíos pendientes en materia de equidad energética y señalan la necesidad de continuar ampliando tanto la cobertura como el consumo efectivo para consolidar un desarrollo económico y social más inclusivo.

Fedesarrollo estima que un mayor crecimiento de la demanda de energía permitiría elevar el consumo per cápita en 10,9 MWh en un horizonte de trece años. Este aumento estaría asociado con un incremento de hasta 0,9 puntos porcentuales en la tasa de crecimiento económico y una reducción adicional de 0,2 y 0,1 puntos porcentuales en la pobreza moderada y extrema, respectivamente —equivalente a cerca de 121.800 personas menos en situación de pobreza y 61.200 en pobreza extrema—. Asimismo, estaría asociado con la generación de aproximadamente 138.000 empleos adicionales por año y una disminución cercana a 0,5 puntos porcentuales en la tasa de desempleo. Estos resultados destacan el papel del consumo energético como un factor clave para promover un crecimiento más inclusivo, fortalecer la productividad y mejorar el bienestar de los hogares colombianos.



Subestación digital, Cajamarca, 2022.
Fotografía: Celsia.



Central hidroeléctrica Calima, Valle del Cauca, 2022. Fotografía: Celsia.

En cuanto al suministro de energía, el sistema eléctrico colombiano ha mostrado un desempeño destacado en el contexto latinoamericano. Desde el racionamiento de 1992 y el apagón de 2007, no se han registrado interrupciones adicionales al suministro eléctrico a escala nacional, gracias al fortalecimiento institucional del sector y a la creación de entidades como XM, la CREG y la UPME. Colombia ha logrado mantener la confiabilidad del servicio incluso en escenarios de hidrología crítica; de hecho, es uno de los países con menor número de episodios de racionamiento y apagones entre 1992 y 2025.

Este desempeño ha sido posible, porque la capacidad de generación eléctrica ha crecido en línea con el aumento de la demanda. Entre el año 2000 y 2025, la generación diaria promedio se duplicó. Pasó de 112,8 a 227,1 GWh, impulsada principalmente por la expansión de la generación hídrica que, en ausencia de condiciones de baja hidrología, representa alrededor del 80% de la generación eléctrica de

Colombia. No obstante, durante estos periodos la generación térmica ha compensado la menor disponibilidad de recursos hídricos y asegurado la continuidad del suministro.

Sin embargo, la matriz energética presenta ciertas vulnerabilidades que podrían incrementar las presiones sobre la confiabilidad del sistema en los próximos años, con posibles implicaciones en variables económicas y sociales. La reducción en la asignación de energía en firme, los retrasos en la entrada en operación de nuevos proyectos y la alta dependencia de fuentes hídricas configuran una mayor exposición, especialmente ante eventos de baja hidrología.

En este proceso, el fortalecimiento institucional será determinante para garantizar la seguridad y sostenibilidad del sistema eléctrico. Entidades como la UPME, la CREG y XM cumplen un papel clave en la planeación, regulación y operación del sistema, respectivamente, y su capacidad de anticipar y gestionar escenarios de mayor variabilidad climática será

cada vez más relevante. En particular, el rol de XM como operador del SIN y administrador del MEM resulta fundamental para asegurar el despacho eficiente de la energía y la confiabilidad del suministro. Este enfoque institucional cobra mayor importancia en el contexto de la transición energética, que exige avanzar en una menor dependencia de la generación térmica durante los periodos de baja hidrología, al tiempo que se consolidan nuevas fuentes más limpias, estables y resilientes, como se verá en el siguiente capítulo.

Por lo tanto, resulta crucial avanzar en el fortalecimiento integral del sistema energético, de manera que se asegure su capacidad de respuesta frente a escenarios críticos y se mantenga su papel como motor del desarrollo económico y social del país, en línea con la contribución que ha tenido al crecimiento, la inclusión y el bienestar a lo largo de las últimas décadas. En este sentido, consolidar un sistema energético resiliente, diversificado y eficiente no solo será determinante para afrontar los retos asociados al cambio climático y la seguridad del suministro, sino también para seguir ampliando las oportunidades de desarrollo productivo y mejorar de forma sostenida la calidad de vida de la población colombiana. 

Parque eólico Guajira I, Uribia,
2022. Fotografía: ISA.



NOTAS

- 1 World Bank, “Acceso a la electricidad (% de la población)”, World Bank Open Data, consultado el 15 de mayo de 2025, <https://data.worldbank.org>.
- 2 XM, “Generación Real del SIN”, consultado el 15 de mayo de 2025, <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/GeneracionSIN.aspx>.
- 3 International Monetary Fund, “World Economic Outlook Database, April 2025”, IMF, consultado el 15 de julio de 2025, <https://www.imf.org/en/publications/weo/weo-database/2025/april>.
- 4 DANE, “Pobreza monetaria”, consultado el 15 de julio de 2025, <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-monetaria>.
- 5 DANE, “Pobreza monetaria”.
- 6 Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), “Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE)”, consultado el 19 de junio de 2025, <https://www.integrame.gov.co/tablero/cobertura-de-energia-electrica-icee-actual/>.
- 7 Promigas et al., “Índice Multidimensional de Pobreza Energética (IMPE)”, *Fundación Promigas*, s/f, consultado el 15 de julio de 2025, <https://fundacionpromigas.org.co/impe/>.
- 8 Mehmet Akif Destek y Alper Aslan, “Renewable and Non-Renewable Energy Consumption and Economic Growth in Emerging Economies: Evidence from Bootstrap Panel Causality”, *Renewable Energy* 111 (octubre de 2017): 757–63, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.008>.
- 9 Usama Al-Mulali et al., “The Nexus of Electricity Consumption and Economic Growth in Gulf Cooperation Council Economies: Evidence from Non-Stationary Panel Data Methods”, *Geosystem Engineering* 22, núm. 1 (2019): 40–47, <https://doi.org/10.1080/12269328.2018.1521753>.
- 10 Montassar Kahia et al., “Analysis of the Impact of Renewable Energy Consumption and Economic Growth on Carbon Dioxide Emissions in 12 MENA Countries”, *Clean Technologies and Environmental Policy* 21, núm. 4 (2019): 871–85, <https://doi.org/10.1007/s10098-019-01676-2>; Tafirenyika Sunde, “Energy Consumption and Economic Growth Modelling in SADC Countries: An Application of the VAR Granger Causality Analysis”, *International Journal of Energy Technology and Policy* 16, núm. 1 (2020): 41–56, <https://doi.org/10.1504/IJETP.2020.103846>.
- 11 Geoffrey Ssebabi Mutumba et al., “A Survey of Literature on Energy Consumption and Economic Growth”, *Energy Reports* 7 (noviembre de 2021): 9150–239, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.10.107>.
- 12 Mutumba et al., “A Survey of Literature on Energy Consumption and Economic Growth”.
- 13 Łukasz Topolewski, “Relationship Between Energy Consumption and Economic Growth in European Countries: Evidence from Dynamic Panel Data Analysis”, *Energies* 14, núm. 3565 (2021): 1–12, <https://doi.org/10.3390/en14123565>.
- 14 Ciro Eduardo Bazán Navarro et al., “Economic Growth and Electricity Consumption: Fresh Evidence of Panel Data for LAC”, *Heliyon* 10, núm. 13 (2024): 1–13, <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e33521>.

- 15 Alejandro Dinas-Morales y Edy Lorena Burbano-Vallejo, “Energy Use and Economic Growth: An Empirical Study of Short-Run and Long-Run Dynamics for Colombia Between 1990 and 2021”, *Sage Open* 14, núm. 3 (2024): 1–12, <https://doi.org/10.1177/21582440241279682>.
- 16 Etna Bayona-Velásquez et al., “Measurement Of Energy Poverty in The Colombian Caribbean Region: Comparative Analysis”, preprint, Research Square, 2022, <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-1340558/v1>.
- 17 Bayona-Velásquez et al., “Measurement Of Energy Poverty In The Colombian Caribbean Region”.
- 18 Andrés Naranjo Beltrán, “El acceso a la energía como una fuente de libertad: oportunidades en el tiempo disponible para actividades productivas y el ocio en la Colombia rural” (Tesis doctoral, Universidad de los Andes, 2024), <https://hdl.handle.net/1992/75390>.
- 19 XM, “Demandas y fronteras. Históricos”, Sinergox, consultado el 15 de julio de 2025, <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>.
- 20 XM, “Demandas y fronteras. Históricos”.
- 21 XM, “Demandas y fronteras. Históricos”.
- 22 DANE, “Producto Interno Bruto (PIB) nacional trimestral”, DANE, consultado el 15 de julio de 2025, <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales/pib-informacion-tecnica>.
- 23 XM, “Generación Real del SIN”.
- 24 DANE, “Estadísticas de exportaciones”, DANE, consultado el 19 de junio de 2025, <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones>.
- 25 XM, “Demandas y fronteras. Históricos”.
- 26 DANE, “Producto Interno Bruto (PIB) nacional trimestral”; XM, “Generación Real del SIN”.
- 27 World Bank, “Acceso a la electricidad (% de la población)”.
- 28 Energy Institute, “Resources and Data Downloads”, Statistical Review of World Energy, consultado el 15 de mayo de 2025, <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>.
- 29 Raul Alberto Jimenez Mori, “Data Associated with: Development Effects of Rural Electrification”, IADB, 2017, <https://doi.org/10.60966/b5fqzlkkn>.
- 30 Alhadi Khogali et al., “Building Power-ful Health Systems: The Impacts of Electrification on Health Outcomes in LMICs”, *Psychology, Health & Medicine* 27, núm. sup1 (2022): 124–37, <https://doi.org/10.1080/13548506.2022.2109049>.
- 31 International Monetary Fund, “World Economic Outlook Database, April 2025”.
- 32 DANE, “Pobreza monetaria”.
- 33 DANE, “Pobreza multidimensional”, DANE, consultado el 8 de mayo de 2025, <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-multidimensional>; World Bank, “Tasa de incidencia de la pobreza, sobre la base de \$3,00 por día (2021 PPA) (% de la población)”, World Bank Open Data, consultado el 24 de junio de 2025, <https://datos.bancomundial.org/indicador/SI.POV.DDAY>; World Bank, “Tasa de pobreza de 8,30 dólares al día (PPA de 2021) (% de

- la población”), World Bank Open Data, consultado el 24 de julio de 2025, <https://datos.bancomundial.org/indicador/SI.POV.UMIC>.
- 34 XM, “Demandas y fronteras. Históricos”; International Monetary Fund, “World Economic Outlook Database, April 2025”.
 - 35 Ourl World in Data, “Energy Use Per Person vs. GDP Per Capita”, Our World in Data, consultado el 15 de julio de 2025, <https://ourworldindata.org/grapher/energy-use-per-person-vs-gdp-per-capita>.
 - 36 Shaun D. McRae, “Residential Electricity Consumption and Adaptation to Climate Change by Colombian Households”, *IDB Publications*, advance online publication, 2023, Colombia, <https://doi.org/10.18235/0005017>.
 - 37 Promigas et al., “Índice Multidimensional de Pobreza Energética (IMPE)”.
 - 38 Promigas et al., “Índice Multidimensional de Pobreza Energética (IMPE)”.
 - 39 Juliana Helo Sarmiento, “Into the Tropics: Temperature, Mortality, and Access to Health Care in Colombia”, *Documentos CEDE*, Documentos CEDE, 2022, <https://ideas.repec.org/p/col/000089/020127.html>.
 - 40 Martha Yáñez-Contreras et al., “Condiciones físico-ambientales en las aulas y desempeño escolar en Colombia”, *Estudios sobre educación* 45 (2023): 187–215, <https://doi.org/https://doi.org/10.15581/004.45.009>.
 - 41 Hélia Costa et al., “The Heat is On: Heat Stress, Productivity and Adaptation Among Firms”, *OECD Economics Department Working Papers*, advance online publication, 2024, <https://doi.org/10.1787/19d94638-en>.
 - 42 Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), “Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE)”;
 - World Bank, “Acceso a la electricidad (% de la población)”.
 - 43 Ourl World in Data, “Energy Use Per Person vs. GDP Per Capita”.
 - 44 Luis Fernando Mejía, “¿Cómo están los balances de energía en Colombia? Perspectivas y retos”, Fedesarrollo. Centro de Investigación Económica y Social, 2025, <https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2025/05/Luis-Fernando-Mejia-Fedesarrollo-V2.pdf>.
 - 45 Hannah Ritchie et al., “Energy Production and Consumption”, Our World in Data, 2020, <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>.
 - 46 DANE, “Pobreza monetaria”.
 - 47 DANE, “Pobreza monetaria”.
 - 48 XM, *Informe Anual de Gestión 2007*, no. 3 (Medellín, 2007); Luis Fernando Mejía, “Impacto económico y social del racionamiento de energía en Colombia”, Fedesarrollo. Centro de Investigación Económica y Social, 2024, <https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2024/10/2024-09-19-Acolgen-1.pdf>.
 - 49 Mejía, “Impacto económico y social del racionamiento de energía en Colombia”.
 - 50 Mejía, “Impacto económico y social del racionamiento de energía en Colombia”.
 - 51 XM, “Generación Real del SIN”.

- 52 IEA, “Energy System of Colombia”, IEA, consultado el 15 de julio de 2025, <https://www.iea.org/countries/colombia/energy-mix>.
- 53 IEA, “Energy System of Colombia”.
- 54 XM, “Subasta de energía firme”, XM, consultado el 8 de mayo de 2025, <https://www.xm.com.co/transacciones/asignacion-subastas/subasta-de-energia-firme-2>.
- 55 XM, “Informe CND dirigido al Consejo Nacional de Operación”, <https://img.lalr.co/cms/2025/04/08133137/XM-CNO-2025-04-03-1.pdf>, de abril de de 2025.
- 56 XM, “Informe CND dirigido al Consejo Nacional de Operación”.
- 57 XM, “Informe CND dirigido al Consejo Nacional de Operación”.
- 58 XM, “Informe CND dirigido al Consejo Nacional de Operación”.

Capítulo 3

El mercado eléctrico y la operación del sistema en el

mundo: un análisis
comparativo entre los
operadores Nord Pool,
Neso, Pjm y XM

Stephanía Mosquera López

Orkestra-Fundación Deusto y DBS-Universidad de Deusto, Bilbao, España, Lab de Energía y Medioambiente, stephania.mosquera@orquestra.deusto.es
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2274-541X>

Macarena Larrea Basterra

Orkestra-Fundación Deusto y DBS-Universidad de Deusto, Bilbao, España, Lab de Energía y Medioambiente, macarena.larrea@orquestra.deusto.es
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3024-2372>

Alejandro López Vera

Universidad EAFIT, Medellín, Colombia, calopezv@eafit.edu.co
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-5320-7476>

Introducción

En las últimas décadas, el sector eléctrico ha atravesado transformaciones profundas a nivel global. El cambio climático y la lucha por frenarlo han estado en el centro de las preocupaciones y, al mismo tiempo, han acelerado los procesos de transición energética. Estos procesos exigen la descarbonización progresiva de las matrices de generación de los países, a través de la promoción de una mayor participación de Fuentes no Convencionales de Energías Renovables (FNCER), en particular de Energías Renovables Variables (ERV), como la eólica y la solar fotovoltaica. Las ERV presentan patrones de generación cambiantes, dado que dependen, principalmente, de variables meteorológicas. Estas transformaciones también han venido acompañadas por la penetración de tecnologías renovables de menor escala y más distribuidas geográficamente, lo que se ha traducido en una creciente descentralización de la generación de energía.

Paralelamente, la electrificación progresiva de la industria, el transporte y la edificación (residencial, comercial e institucional) ha incrementado la complejidad del sistema y ha abierto posibilidades de interacción entre los sectores para integrar exitosamente las ERV. Este nuevo contexto también ha dado lugar a un nuevo perfil de consumidor: uno más activo, ya que puede participar en el sistema, sea ajustando sus patrones de consumo en respuesta a señales del mercado —a través de mecanismos como la Respuesta de la Demanda (RD)— o mediante la autogeneración, lo que da origen al prosumidor. Iniciativas como

las comunidades energéticas —que agrupan usuarios y/o potenciales usuarios de servicios energéticos cuyo objetivo es la generación, comercialización y uso eficiente de la energía— también reflejan este nuevo rol más dinámico de la demanda.¹ Asimismo, el carácter intermitente de las ERV, la integración de nuevos Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés), una mayor relevancia del almacenamiento y la creciente electrificación de la demanda están configurando nuevos escenarios para la operación del sistema y del mercado eléctrico.

Adicionalmente, y alineado con el desarrollo de las ERV y los DER, entre otros, existe un reto relacionado con las redes eléctricas y su operación. Al conectar la generación con la demanda, las redes eléctricas cumplen una función estratégica. El desarrollo de estas impulsa la inversión, el empleo, la innovación y la electrificación de sectores clave, al tiempo que refuerza la seguridad del suministro, disminuye la probabilidad de apagones y promueve la productividad de los diferentes sectores económicos, especialmente los que usan energía de manera intensiva. Todo ello se extiende al bienestar de la población, al facilitar el acceso a una energía segura, limpia y asequible —como se abordó en el capítulo dos—. Como consecuencia, se estimula el empoderamiento de los consumidores para participar activamente en el sistema. Además, se mejora la calidad del aire y la salud de las personas, pues al integrar las energías renovables se contribuye al cumplimiento del objetivo de ser neutrales en carbono, se disminuyen los niveles de contaminación y se mitiga la pobreza energética, entendida como la incapacidad de los hogares para alcanzar un nivel social y materialmente adecuado de servicios energéticos domésticos.²

Ante las transformaciones que han marcado al sector eléctrico a nivel global, los Operadores del Sistema (SO, por sus siglas en inglés) deben asumir nuevas funciones y responsabilidades, de tal forma que no solo garanticen el balance entre oferta y demanda, sino también la operación confiable y segura del sistema para abastecer una demanda creciente derivada de la potencial electrificación de la industria y de otros sectores en un contexto cada vez más complejo. Es preciso, por lo tanto, que se brinde confianza y transparencia a los diferentes actores del sector y se avance en la descarbonización progresiva de los sistemas eléctricos. En este sentido, el rol de los SO y del mercado eléctrico es clave para su correcto funcionamiento, así como para el desarrollo

económico y el bienestar de la población. Una gestión eficiente y transparente del mercado facilita la integración de nuevos participantes y permite contar con precios más competitivos y menos volátiles.

En este contexto de transformaciones del sector, XM ha desempeñado un papel central en el desarrollo, la estabilidad y la modernización del sistema eléctrico colombiano. Con motivo de su 20º aniversario, el objetivo de este capítulo es realizar un análisis comparativo entre XM y otros operadores relevantes en el ámbito internacional. De esta manera, se espera destacar la importancia de XM como operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador del Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia, al igual que su papel en la confiabilidad del sistema eléctrico nacional y la forma en que se ha posicionado y ha sido reconocido internacionalmente.

Los operadores internacionales analizados se seleccionaron según su relevancia técnica y su relación histórica con XM. Entre los casos considerados se encuentran el California Independent System Operator (CAISO), de EE. UU., reconocido por sus avances y servicios complementarios; el European Power Exchange (EPEX SPOT) y Nord Pool, con los que XM ha colaborado previamente; el National Energy System Operator (NESO) —anteriormente National Grid— del Reino Unido, que sirvió como referente para crear XM; el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) y el operador Red Eléctrica de España (REE), con los que XM ha mantenido un buen relacionamiento; y PJM, de la costa este de EE. UU., que también ha sido un referente para XM. Sin embargo, debido a convenciones de espacio, se decidió acotar el análisis a tres casos.

Los tres casos seleccionados tienen en común dos características: por un lado, sirvieron como referencia y fuente de inspiración para Colombia durante las primeras fases de desarrollo de XM y, por otro, continúan en evolución, al igual que este. Asimismo, teniendo en cuenta la doble naturaleza de XM —como operador del SIN y administrador del MEM—, se optó por seleccionar: (I) un operador del mercado, Nord Pool; (II) un operador del sistema, NESO; y (III) un operador del mercado y del sistema, PJM.

Los operadores seleccionados mantienen entre sí similitudes y diferencias. En todo caso, el objetivo no es realizar una comparativa exhaustiva, sino mostrar cómo, en estos 20 años, XM se ha convertido en



Planta solar en Yumbo, Valle del Cauca, 2017. Fotografía: Celsia.

«Los operadores seleccionados mantienen entre sí similitudes y diferencias. El objetivo no es realizar una comparativa exhaustiva, sino mostrar cómo, en estos 20 años, XM se ha convertido en un operador que, con sus especificidades, se encuentra al nivel de referentes internacionales y a la vanguardia en su actividad»

un operador que, con sus especificidades, se encuentra al nivel de referentes internacionales y a la vanguardia en su actividad. Para esto se han utilizado fuentes de información primarias —entrevistas a expertos nacionales e internacionales— y secundarias —literatura académica y gris—. Además, se han consultado datos públicos sobre los sistemas y mercados en los que participan los operadores. El objetivo fue priorizar la homogeneidad de las fuentes empleadas y de los años presentados a la actualización, lo que en la mayoría de los casos supone presentar datos del 2024. Cabe destacar que, gracias a su compromiso con la disponibilidad y actualización de la información, XM es el operador que cuenta con los datos más recientes.

Tras esta primera sección, en la segunda, se presenta una caracterización general de los operadores del sistema y del mercado según los diferentes tipos existentes, sus características y sus funciones. En la tercera se aborda el caso particular de cada uno de los cuatro operadores, según sus características y funciones, los productos y servicios que ofrecen, sus hitos históricos recientes, el sistema en el que operan y el mercado que abastecen —siempre que se trate de un caso específico, se indicará el nombre del operador o el territorio en el que opera—. La cuarta se centra en los retos a los que se enfrenta la operación del sistema y del mercado eléctrico en la transición energética y en el contexto de una creciente complejidad del sector. Por último, el capítulo cierra con unas conclusiones y reflexiones finales sobre el futuro de los operadores y su papel estratégico en la transformación del sector eléctrico.

1. Caracterización de los operadores del sistema eléctrico y del mercado

En esta sección se presenta una caracterización de los operadores del sistema y del mercado eléctrico, con el fin de presentar y posicionar a XM y los casos internacionales escogidos en la correspondiente categoría.



1.1 Operadores del sistema eléctrico

Si bien la red eléctrica es conocida como el eje vertebral del sistema eléctrico —es donde se encuentra la generación con la demanda—, el SO ha sido descrito como “el alma de la red”,³ el “controlador del tráfico aéreo” o el “corazón y cerebro” del sistema.⁴ De acuerdo con las condiciones establecidas en la regulación de cada territorio o país, el SO es la entidad que permite asegurar el acceso no discriminatorio a los activos de transmisión, garantizar la confiabilidad en el suministro y fomentar la competencia en los mercados de electricidad.⁵

Por definición, el SO tiene la función de coordinar físicamente la operación del sistema eléctrico, aunque puede presentar diferentes características y funciones según el modelo de transmisión adoptado. A nivel mundial, se ha generado un distanciamiento del modelo tradicional de Empresa de Servicios Públicos Integrada Verticalmente (VIU, por sus siglas en inglés), donde todas las actividades del sector se encuentran a cargo de una sola empresa; por el contrario, se ha optado por modelos que surgieron tras los procesos de liberalización del sector eléctrico. En estos procesos, las actividades del sector se separaron verticalmente para diferenciar los monopolios naturales —transmisión y distribución— de las actividades en competencia —generación y comercialización—, con el interés de garantizar el acceso a la red de los participantes del mercado y evitar la discriminación.

Entre los modelos de la operación del sistema de transmisión eléctrico se encuentran, por un lado, los Operadores del Sistema de Transmisión (TSO, por sus siglas en inglés), en los que una única empresa es dueña de la red de transmisión y, a su vez, se hace cargo de su operación. Este es el modelo predominante en los sistemas eléctricos europeos y su principal ventaja es que permite aprovechar las sinergias resultantes entre la propiedad y la operación de la red. Cabe señalar que el término TSO suele emplearse de manera general para referirse al SO, independientemente del modelo de separación adoptado.

Por otro lado, están los Operadores Independientes del Sistema (ISO, por sus siglas en inglés), que se encargan de la operación, pero no cuentan con la propiedad de la red. Por su parte, la empresa propietaria de los activos (TO, por sus siglas en inglés) está completamente separada del resto de los segmentos del sector. Este es el modelo predominante

Página siguiente: central
hidroeléctrica en Prado, Tolima,
2020. Fotografía: Celsia.

en los sistemas del continente americano y su principal ventaja es la independencia del SO en la toma de decisiones que puedan afectar a las compañías propietarias de la red.⁶

También existen otros dos modelos con un menor grado de separación. En el primero, el SO hace parte de una empresa matriz con actividades en otros segmentos del sector, como la generación de electricidad, en tal caso se denomina Operador del Sistema de Transmisión Legalmente Desagregado (LTSO, por sus siglas en inglés). En el segundo, conocido como Operador de Transmisión Independiente (ITO o ISO/ITO, por sus siglas en inglés), el SO no cuenta con propiedad sobre los activos, aunque los opera de manera autónoma. La propiedad de la red recae sobre una empresa separada del

resto de las actividades del sector —como el modelo ISO—, pero que, al mismo tiempo, es propietaria de la empresa que opera el sistema.⁷ Esta empresa puede estar integrada verticalmente y debe garantizar la independencia del operador.

La Tabla 3.1 presenta un resumen de los diferentes tipos de operadores e incluye sus ventajas, desventajas y ejemplos de territorios/países donde se han implementado.⁸ En las siguientes secciones del documento no se profundiza en la estructura de propiedad de los operadores analizados, dado que cada modalidad implica beneficios y limitaciones; más bien, el análisis se centra en comparar las funciones, productos y servicios que ofrecen, así como los sistemas y mercados que operan.

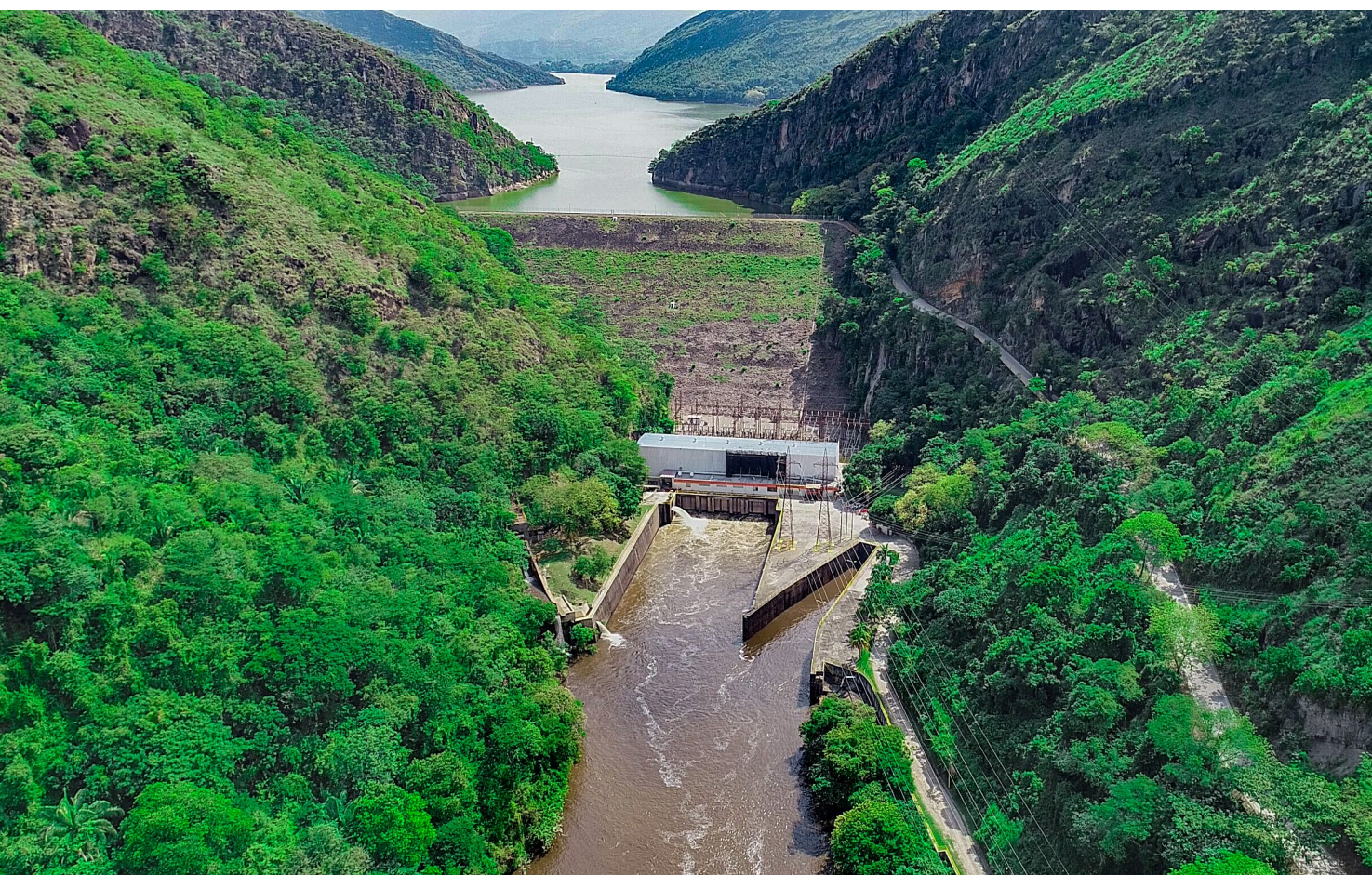


Tabla 3.1 Tipos de operadores de la red de transmisión

Tipo	Descripción	Ventajas	Desventajas	Ejemplos
Empresa de Servicios Públicos Integrada Verticalmente (VIU)	Modelo tradicional sin competencia, en el que las cuatro actividades del sector —generación, transmisión, distribución y comercialización— se encuentran a cargo de una sola empresa.	Posibles reducciones en los costos al tener todas las actividades integradas.	Puede que la asignación de costos no se realice de manera transparente. Puede discriminar a otras empresas de generación para acceder a la red.	Algunos países mantienen el modelo VIU junto con modelos competitivos como Entergy (Arkansas, Louisiana, Mississippi y Texas en EE. UU.)
Operador del Sistema de Transmisión [Independiente] (TSO)	Empresa separada de las demás actividades, responsable de la propiedad y de la operación de la red. Estas funciones las realiza de manera independiente de los demás agentes del sector.	Permite coordinar las decisiones de inversión y planeación de largo plazo con la operación del sistema a corto plazo, así como promover la competencia justa entre los actores.	Se pueden sobre-dimensionar las inversiones necesarias en infraestructura, salvo que se establezca un tope a la inversión en lo relativo a la regulación.	Red Eléctrica (España), 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (Alemania).
Operador del Sistema de Transmisión Legalmente Desagregado (LTSO)	Empresa responsable de la propiedad y la operación. A su vez, es subsidiaria de una empresa matriz con actividades en otros segmentos del sector.	Permite una asignación apropiada de los costos de la transmisión desde los otros segmentos del sector.	Puede generar un nivel menor de independencia, por lo que requiere regulación y supervisión.	RTE (Francia).
Operador Independiente del Sistema (ISO)	Organización que opera el sistema, pero no es propietaria de la red. La propiedad de la red está separada y dedicada exclusivamente a esta función.	Permite una competencia justa entre los generadores por el acceso a la red.	Pueden surgir problemas de coordinación en términos del intercambio de información con el Transmission Owner (TO) y en la planeación y acometida de las inversiones.	PJM (costa este EE. UU.), CAISO (California), ERCOT (Texas).
Operador de Transmisión Independiente (ITO)	SO que no es propietario de la red, aunque la opera de manera autónoma. La propiedad recae en una empresa separada del resto de las actividades del sector. Esta empresa puede estar integrada verticalmente y ser propietaria del operador, pero debe asegurar su funcionamiento independiente.	Combina autonomía operativa con sinergias corporativas entre TO y operador.	Puede generar conflictos de interés, si no existe una regulación y supervisión estrictas.	Implementado en algunos países de la Unión Europea bajo directivas de separación parcial, XM (Colombia).

Fuente: elaboración propia con base en Cardenas Ardila y Franco Cardona, «Structure and Current State of the Wholesale Electricity Markets»; Chawla y Pollitt, «Global Trends in Electricity Transmission System Operation: Where Does the Future Lie?»; Pollitt, «The Arguments for and against Ownership Unbundling of Energy Transmission Networks»; Pollitt, «Lessons from the History of Independent System Operators in the Energy Sector».



Los SO se pueden caracterizar de acuerdo con cuatro elementos: (I) independencia o separación frente a otros participantes del mercado; (II) alcance y configuración regional o área de control; (III) autoridad operativa sobre el despacho físico de las plantas de generación y de la demanda; (IV) confiabilidad a corto plazo al ser responsables de garantizar el suministro en tiempo real.⁹

Termoeléctrica TEBSA,
Atlántico, 2011.
Fotografía: TEBSA.

Si bien las funciones que desempeñan los ISO dependen de la estructura del sistema eléctrico en cada territorio y de su regulación, se pueden destacar ocho de ellas:¹⁰ (I) el diseño y administración de tarifas para el acceso a los activos de transmisión; (II) la gestión de la congestión; (III) la administración de los flujos de electricidad en rutas paralelas y otras consideraciones de seguridad en la red como los criterios $n-1$ o $n-2$ —el sistema debe ser capaz de gestionar la salida de uno o dos elementos sin que se comprometa la atención de la demanda—;¹¹ y (IV) la operación de sistemas y aplicativos para permitir que los participantes del mercado puedan acceder a la red de manera no discriminatoria; (V) la coordinación y gestión de servicios complementarios o auxiliares necesarios para la operación de la red —servicios de balance, control de voltaje, recuperación del servicio y gestión de desvíos, etc.—; (VI) la operación del mercado mayorista de electricidad, (VII) la participación en la planificación de la transmisión dado que, aunque su foco está en la gestión a corto plazo del sistema, cuentan con toda la información sobre las necesidades de nuevas inversiones en la red para aliviar las restricciones existentes;¹² y (VIII) la colaboración y coordinación con otros operadores para gestionar las interconexiones y los intercambios de electricidad entre sistemas.

1.2 Operadores del mercado eléctrico

Como plantean Battle y Ocaña, tras la separación vertical de las actividades del sector eléctrico, también es necesaria una separación horizontal, que consiste en dividir las actividades competitivas entre diferentes compañías, lo que facilita el acceso de nuevos participantes.¹³ Para ello, se crean dos mercados principales: el mercado mayorista, donde las empresas de generación negocian electricidad con comercializadores y grandes consumidores a diferentes horizontes temporales —desde el largo plazo hasta el tiempo real—, y el mercado minorista, donde los comercializadores venden electricidad a los consumidores finales, que suelen dividirse entre usuarios regulados —pequeños consumidores, generalmente domésticos y pequeñas empresas, cuyas tarifas suelen ser fijadas por el regulador— y usuarios no regulados —grandes consumidores, habitualmente industriales o grandes empresas, que pueden negociar libremente sus tarifas—.

Como resultado, otra institución clave para el sistema eléctrico es el Operador del Mercado (MO, por sus siglas en inglés). Este es el en-

cargado de gestionar los diferentes segmentos del mercado mayorista de electricidad. En los mercados liberalizados, el despacho de electricidad se hace según los resultados del mercado y, a partir de estos, el SO verifica la viabilidad de la programación según las restricciones de la red.

Por este motivo, en muchos sistemas eléctricos, las funciones de operación del sistema se fusionan con las de operación del mercado en una misma entidad, como es el caso de XM. Esta fusión facilita la autonomía del SO al permitir que los agentes del sector tomen decisiones por su cuenta, siempre y cuando el mercado esté operando de manera eficiente y sea capaz de brindar las señales de precios correctas.¹⁴ También favorece las economías de escala, las sinergias y la comunicación.

En algunos casos, el MO toma la forma de bolsa —*power exchange*—. En la UE se conoce como el Operador Designado del Mercado de Electricidad

«El Operador del Mercado (MO, por sus siglas en inglés) es el encargado de gestionar los diferentes segmentos del mercado mayorista de electricidad. En los mercados liberalizados, el despacho de electricidad se hace según los resultados del mercado y, a partir de estos, el SO verifica la viabilidad de la programación según las restricciones de la red»

(NEMO, por sus siglas en inglés). En todos los modelos, el MO mayorista de electricidad tiene como función garantizar que las transacciones de electricidad se lleven a cabo de manera estandarizada y que todos los participantes del mercado cuenten con la misma información.¹⁵

2. Evolución de grandes operadores del sistema y del mercado eléctrico

A continuación, se presentan los operadores XM, Nord Pool, NESO y PJM. El análisis se centra en los productos y servicios que ofrecen, los principales hitos que han vivido en la última década, el sistema en el que operan y el mercado al que suministran energía.

2.1 Algunas características de la naturaleza y origen de los operadores seleccionados

La Tabla 3.2. recoge un conjunto de indicadores relacionados con XM, Nord Pool, NESO y PJM: tipo de operador, ámbito de operación, alcance geográfico, cifra de empleados, origen, estructura de propiedad, ente regulador y nivel de autonomía.¹⁶ Con base en esta información, es posible establecer que XM presenta importantes similitudes de base con PJM. Ambos son operadores del mercado y, además, no son propietarios de la red de transmisión eléctrica; el primero ejerce como ITO y el segundo como ISO. Por su parte, Nord Pool opera como NEMO en el mercado integrado de los países nórdicos de Europa, donde la operación física de los sistemas sigue a cargo de los operadores nacionales de transmisión.¹⁷ En el caso de NESO, este actúa como operador de la red de transmisión bajo la forma de Operador Independiente del Sistema y Planeador (ISOP, por sus siglas en inglés).¹⁸ A diferencia de XM, NESO es responsable de la gestión y planificación de la red gasista del país. En Colombia, ni XM ni ISA —propietaria de la mayor parte de la red de transmisión del país— están a cargo de la planeación del desarrollo de la red. Este rol lo cumple la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

Tabla 3.2 Principales características de los operadores

				
Tipo de operador	ITO/ ISO MO	Bolsa de electricidad (power exchange) NEMO	ISOP	ISO MO
Ámbito de operación	Sudamérica	Europa	Reino Unido	EE. UU.
Alcance geográfico	Colombia e intercambios internacionales con Ecuador. En el pasado también hubo intercambios con Venezuela. A futuro se espera consolidar la interconexión con Panamá	NEMO de 16 países europeos: países nórdicos/bálticos, Reino Unido y centro Europa (Austria, Bélgica, Francia, Alemania, Luxemburgo y Países Bajos). Presta servicio a los mercados eléctricos de Bulgaria, Croacia y Georgia	Gran Bretaña	13 Estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia (incluido West Virginia) y Washington D. C.
Personal	395	150	2.124	1.370
Origen	Ley 143/1994: CND 1995: MEM 2005: XM nace bajo el Decreto 848 del Ministerio de Minas y Energía y bajo la escritura pública n.º 1080 de la Notaría Única de Sabaneta	1993: se constituye Statnett Marked 1996: nace Nord Pool	1926: se funda UK Central Electricity Board por Ley de suministro de la electricidad 1990: nace National Grid 2024: comienza la operación de NESO	1927: tres generadoras forman el primer consorcio eléctrico continuo. Otras empresas se unieron en 1956, 1965 y 1981
Estructura de propiedad	De naturaleza mixta. Debe actuar de forma autónoma y neutral	Euronext (66%) TSO Holding (34%)	Departamento de Seguridad Energética y Cero Neto (DESNZ) del Gobierno británico	Empresas de generación, transmisión, distribución, comercializadores y grandes usuarios
Regulador	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) Regulation for wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT)	Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (Ofgem)	Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
Nivel de autonomía	Operación autónoma, transparente e independiente	Neutral	Pública, pero independiente	Independencia regulatoria

Fuente: elaboración propia con base en Arboleda Arango, «Desafíos del entorno para un sector cada vez más complejo»; CREG, *Análisis de los servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) Informe final completo*; NESO, «Annual Report and Accounts»; Nord Pool, «Nord Pool Annual Report»; Nord Pool, «Market Surveillance»; Ofgem, «Record Number of Customers with Small and Medium Sized Suppliers»; PJM, «Library»; PJM, «Ancillary services»; Krafntät, «Does NordPool Charge a Fee for Delivering Ancillary Services?»; XM, *Informe Anual de Gestión 2020*, no. 16.

Cada uno de los operadores se desempeña en entornos diferentes y abarca mercados geográficos de tamaños distintos, con una matriz energética única acorde con sus recursos energéticos. Todos están adaptados a su realidad: XM a Sudamérica, Nord Pool a Europa, NESO al Reino Unido y PJM a Estados Unidos. Sin embargo, tienen diferentes alcances: XM en Colombia, Nord Pool en varios países europeos interconectados, NESO en Gran Bretaña y PJM en varios estados de EE. UU. En 2024, XM contaba con 395 empleados con un elevado talento profesional, en su mayoría con maestrías e incluso doctorados, especializados en el ámbito eléctrico que es de gran complejidad, como se indicó en el capítulo uno.¹⁹ Para el mismo año, Nord Pool tenía una plantilla de 150 personas, NESO de 2.124 (junio de 2025) y PJM de 1.370.

XM nació en 2005, pero sus antecedentes se remontan a la Ley 142 de 1994. XM opera el SIN, de acuerdo con la Ley 143 de 1994,²⁰ y administra el MEM. Además, dentro de su objeto social, realiza funciones asignadas al Centro Nacional de Despacho (CND), el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y la Liquidación y Administración de los Cargos (LAC) de las redes del SIN. Esto tanto a nivel del Sistema de Transmisión Nacional (STN) como del Regional.

Nord Pool comenzó su operación en Noruega bajo el nombre de Statnett Marked en 1993. En 1996, la compañía creó el primer mercado internacional de electricidad (entre Noruega y Suecia) e inició las operaciones bajo el nombre de Nord Pool. Desde entonces, ha operado un mercado que ha ido consolidándose en el comercio de electricidad, donde las autoridades de regulación eléctrica de cada país supervisan el cumplimiento de las normas. De esta manera, Nord Pool integra dos funciones: intercambio de electricidad como bolsa —*power exchange*— y acoplamiento de mercados —Nord Pool European Market Coupling Operator— como NEMO.

NESO, por su parte, fue establecida por la Ley de Energía de 2023.²¹ Comenzó su operación en enero de 2024, tras una consulta del Gobierno británico y de la Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) sobre la creación de un Operador del Sistema Futuro (FSO, por sus siglas en inglés) para supervisar el desarrollo y funcionamiento de las redes de transporte de electricidad y gas. En la actualidad, NESO opera el sistema eléctrico y gasista.²²



Centro de Control del Centro Nacional de Despacho XM, 2007. Fotografía: XM.

PJM se fundó en 1927 como un consorcio de tres empresas de servicios públicos que abastecían a clientes en Pensilvania y Nueva Jersey. En 1956, con la incorporación de dos empresas de Maryland, se convirtió en la Interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland, o PJM. Nuevos socios se incorporaron en 1965 y 1981. En 1996, PJM se convirtió en un ISO y, en 1997, puso en marcha el primer mercado eléctrico basado en ofertas, que pronto perfeccionó para alinear los precios locales con las correspondientes condiciones de la red.²³ En 2001, PJM fue designada Regional Transmission Organization (RTO).

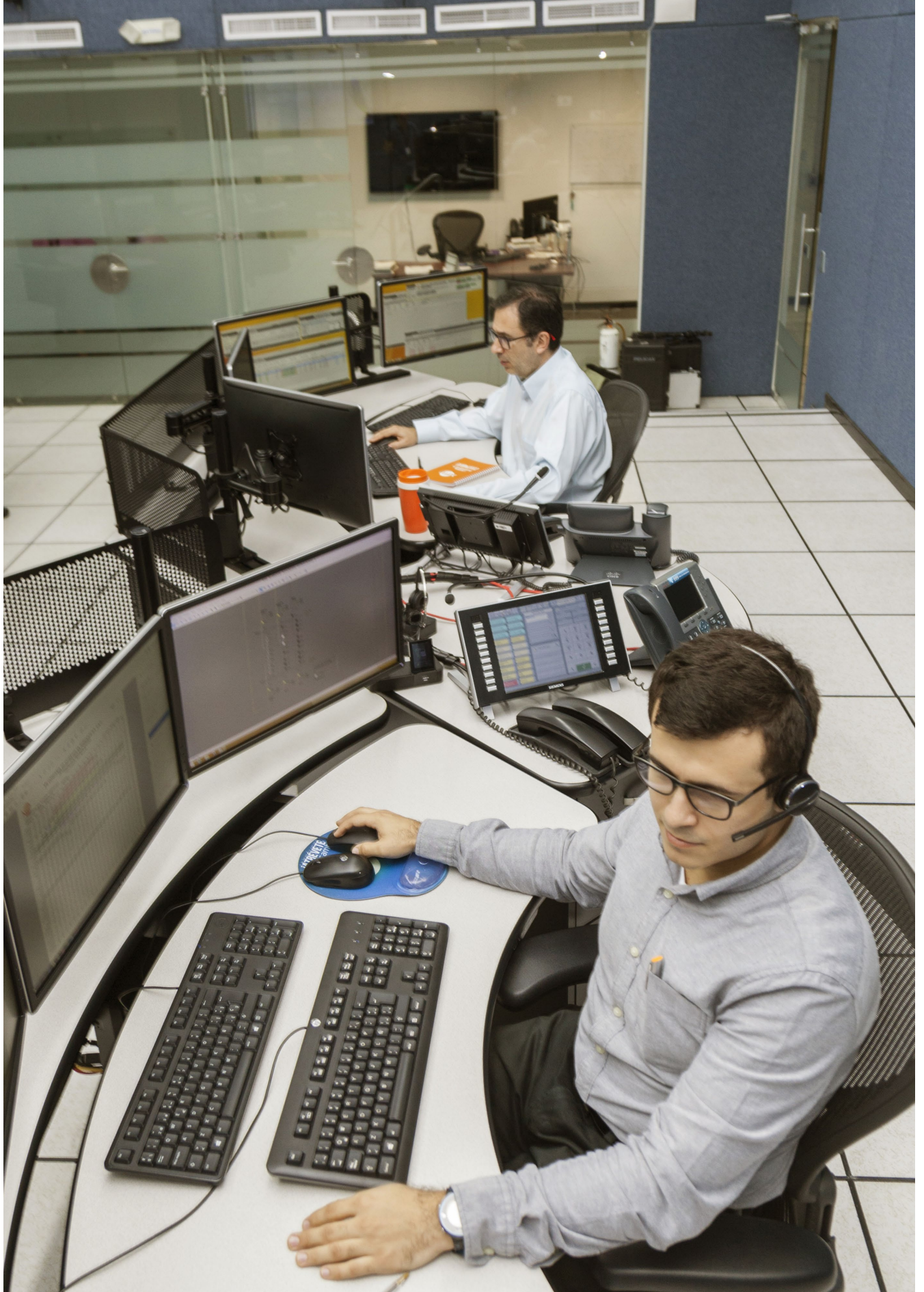
En términos de la estructura de propiedad, y como se detalla en el capítulo uno, XM se constituyó inicialmente como filial de ISA, aunque cesó la unidad de propósito y dirección que estas tenían. Actualmente, Ecopetrol, matriz del grupo empresarial al que pertenecen ISA y sus empresas, es su accionista mayoritario (51,4%) y no tiene unidad de propósito ni de dirección con XM. Nord Pool, por su parte, pertenece a Euronext (66%) y a TSO Holding (34%). NESO pertenece al Departamento de Seguridad Energética y Net Zero (Department for Energy Security and Net Zero, DESNZ) del Gobierno británico, mientras que PJM a un conjunto de empresas de generación, transmisión y distribución, así como a comercializadores y grandes usuarios. Los cuatro operadores funcionan de manera independiente bajo la supervisión de un organismo regulador: la Comisión de Regulación de Energía y Gas

«XM se constituyó inicialmente como filial de ISA, aunque cesó la unidad de propósito y dirección que estas tenían. Actualmente, Ecopetrol, matriz del grupo empresarial al que pertenecen ISA y sus empresas, es su accionista mayoritario»

(CREG) en el caso de XM; la Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) en el de Nord Pool, Ofgem en el de NESO y la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en el de PJM.

XM cuenta con un código de buen gobierno que le obliga a que, ante cualquier decisión que pudiera generar un conflicto entre los intereses de ISA y la operación del mercado, prevalezca la objetividad técnica. En este sentido, uno de los principales desafíos de XM es operar de manera autónoma, para lo cual la transparencia es fundamental.²⁴ PJM enfrenta un reto similar, ya que la compañía se preocupa constantemente por emitir señales de precios adecuadas y libres de distorsiones.²⁵

Página siguiente, Centro de Control del Centro Nacional de Despacho XM, 2018. Fotografía: XM.



2.2 Productos y servicios de los operadores seleccionados

La Tabla 3.3 presenta los principales productos y servicios que ofrecen los operadores seleccionados. A continuación, se describen algunas características sobre la operación de cada uno.²⁶

Tabla 3.3 Principales productos y servicios ofrecidos por los operadores

				
Tipos de mercados mayoristas y minoristas de electricidad y otros servicios	▪ Diario ▪ Intradiario en fase de diseño ▪ Contratos bilaterales ▪ Derivados de <i>commodities</i> energéticos a través de Derivex, bajo la infraestructura de la Bolsa de Valores de Colombia ▪ Servicios auxiliares o complementarios (regulación primaria y secundaria de frecuencia)	▪ Diario ▪ Intradiario (en varias fronteras hay productos de 15-30 minutos) ▪ Subastas ▪ OTC ▪ Compensación ▪ Servicios auxiliares o complementarios	▪ Mercado de mecanismos de balance ▪ Mercado de servicios de balance (servicios de respuesta de frecuencia, reserva, potencia de energía, restauración del sistema) ▪ Contratos por diferencia	▪ Diario ▪ Intradiario ▪ Gestión de desvíos en tiempo real ▪ Servicios auxiliares o complementarios (mercados de regulación, reserva sincronizada y reserva no sincronizada; así como otros servicios de no mercado) ▪ Financial Transmission Rights (FTR)
Mecanismos de capacidad	Cargo por confiabilidad asignado mediante subastas de Obligaciones de Energía Firme	Reservas estratégicas o <i>Peak load capacity reserves</i>	Mercado de capacidad (<i>capacity market</i>) concedidos por subasta	Mercado de capacidad conocido como Reliability Pricing Model (RPM)
Sitio web	www.xm.com.co	www.nordpoolgroup.com	www.neso.energy	www.pjm.com

Fuente: elaboración propia con base en Arboleda Arango, «Desafíos del entorno para un sector cada vez más complejo»; CREG, *Análisis de los servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) Informe final completo. Revisión 2*; NESO, «Annual Report and Accounts»; Nord Pool, «Nord Pool Annual Report»; Nord Pool, «Market Surveillance»; Ofgem, «Record Number of Customers with Small and Medium Sized Suppliers»; PJM, «Library»; PJM, «Ancillary services»; Svenska Krafnät, «Does NordPool Charge a Fee for Delivering Ancillary Services?»; XM, *Informe Anual de Gestión 2020*.



Centro de Control del Centro Nacional de Despacho XM, 2025. Fotografía: XM.

XM define diariamente un despacho económico que es la programación horaria de los recursos de generación que realiza el CND para atender la demanda prevista del SIN. Para ello, se considera las restricciones operativas del sistema y se busca minimizar el costo de atención de la demanda, con sujeción a la reglamentación vigente.

El Cargo por Confiabilidad fue establecido a través de la Resolución 071 de 2006²⁷ y representa un esquema de remuneración diseñado para garantizar el suministro energético. Colombia fue pionera en el mundo en implementarlo como mecanismo de capacidad.²⁸ Este mecanismo se basa en las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que consisten en compromisos adquiridos por los generadores respaldados por plantas, con la capacidad de producir energía de manera continua durante condiciones críticas de abastecimiento de agua. Los generadores reciben un ingreso adicional proporcional a la

capacidad firme que pueden ofrecer al sistema. Entre abril y mayo de 2025, se realizaron tres subastas de reconfiguración de compra para tres periodos de cargo —2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028—. Para el periodo 2027-2028, en el que podían presentarse plantas nuevas, se asignaron OEF a tres nuevas plantas solares, que representan las dos terceras partes del total asignado para ese período en la subasta de reconfiguración. Esto reconoce cierto grado de confiabilidad a estas tecnologías.²⁹

XM administra las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE),³⁰ lo que le permite coordinar la operación internacional de corto plazo con Ecuador y gestionar los intercambios desde 2003. Por otro lado, en 2023, la CREG aprobó los reglamentos operativos, comerciales y del coordinador regional que regirán el funcionamiento del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP).

Este operará como un mercado de excedentes de energía, lo que permite a los países ofertar energía en los períodos del mercado del día anterior y del mercado intradiario, con la energía transada definida en bloques de cantidad-precio en los nodos frontera de cada enlace internacional. Así, para 2027, favorecerá la integración eléctrica regional entre Colombia, Ecuador y Perú —posteriormente se ampliará a Bolivia y Chile (este último como país observador, ya que no forma parte de la Comunidad Andina de Naciones (CAN))—. Colombia será el primer país en ejercer la coordinación y XM será el coordinador regional encargado de operar el mercado con altos estándares de calidad.³¹

El SIN colombiano cuenta únicamente con regulación secundaria de frecuencia como servicio complementario. Debido a las pocas ofertas presentadas, la capacidad del sistema para ajustarse ante variaciones de corto plazo es limitada.³² Adicionalmente, para garantizar la ejecución segura de mantenimientos y la estabilidad de la red, el SIN colombiano trabaja en conjunto con los generadores y con los propietarios de los activos de transmisión en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el STN, así como de la red o TO —ISA, por ejemplo—.

Entre los mecanismos de contratación disponibles se incluye el Sistema Centralizado de Convocatorias Públicas (SICEP), que es obligatorio para la contratación en el mercado regulado y opcional para el no regulado, donde también se puede negociar directamente entre agentes. Como resultado, se obtiene un contrato bilateral. Otro mecanismo es Derivex, el primer Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos de Latinoamérica, cuyas operaciones se compensan y liquidan a través de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC). La regulación también establece los Mercados Anónimos Estandarizados (MAE), para los que hay propuestas, pero el único que opera actualmente es Derivex. Por otra parte, están las subastas de largo plazo para energías renovables del Ministerio de Minas y Energía (MME), que prevé reforzar la contratación a largo plazo y garantizar esquemas para el cierre financiero de los proyectos. En este sentido, se plantea también el desarrollo de Contratos por Diferencias (CfD, por sus siglas en inglés), siempre supeditado a lo que establezca la regulación vigente.³³

Como bolsa de electricidad, Nord Pool gestiona dos mercados clave: el mercado diario (*day-ahead* o *spot*) y el intradiario —en el marco

del Acoplamiento Intradiario Único (SIDC, por sus siglas en inglés)—. Los participantes del mercado diario pueden recurrir a las subastas continuas e intradiarias para equilibrar sus posiciones. De esta manera, cada día recoge las ofertas de todos los participantes nórdicos/bálticos, de los CWE (Austria, Bélgica, Francia, Alemania, Luxemburgo y los Países Bajos) y del Reino Unido; además, recibe la capacidad de interconexión de los TSO y ejecuta un algoritmo para obtener los precios de mercado por zona, al igual que las transferencias entre estas.

Nord Pool también actúa como contraparte central de compensación para todas las operaciones, lo que garantiza que el proceso se lleve a cabo desde el inicio de la operación hasta la liquidación de la factura.³⁴ A medida que se acerca el periodo de entrega, la responsabilidad del equilibrio final recae en los Gestores de las Redes de Transporte (GRT).

En su rol de NEMO, Nord Pool desarrolla y opera el mercado físico de la energía. Tiene presencia en 16 países europeos y colabora con otros NEMO para llevar a cabo sus funciones. Esta responsabilidad implica gestionar el algoritmo que calcula los precios, una tarea que comparten como parte de los requisitos normativos. Nord Pool está acoplado con otras bolsas (como EPEX Spot) para que los flujos entre regiones se establezcan en la misma subasta y en un entorno de competencia regulada.

Las actuaciones de Nord Pool se asemejan, en gran medida, a las desarrolladas por XM. Sin embargo, entre otros aspectos, difieren en que XM aún no cuenta con un mercado intradiario, a pesar de que ha adelantado proyectos en esta línea desde 2012. En 2014, EPEX asesoró a XM sobre cuáles deberían ser los primeros pasos para la creación de un mercado intradiario en Colombia y en la actualidad ambos, al igual que PJM y Nord Pool, participan en la Association of Power Exchanges (APEX), un foro donde colaboran e intercambian ideas sobre la evolución de los mercados energéticos de electricidad y gas.³⁵

Conseguir un mercado intradiario, que inicialmente podría implementarse a través de subastas hasta disponer de un mercado continuo en Colombia, favorecería la competitividad y el mejor funcionamiento del sistema. Completar el mercado es fundamental para construir la confiabilidad, la seguridad y la economía del sistema y de la operación del mercado.³⁶ Además, el mercado diario debe ser vinculante—de acuerdo con la propuesta de la CREG de 2021—;³⁷ es decir, los generadores deberían estar obligados a entregar la energía con la que se

comprometieron. De no hacerlo, tendrían que acudir al mercado intradiario para ajustar cantidades y ofertas.

Por otra parte, en el verano de 2024, Nord Pool anunció el lanzamiento de Euronext Nord Pool Power Futures, un mercado de derivados de energía que empezaría pruebas en el primer trimestre de 2026.³⁸ El objetivo de Euronext Nord Pool Futures es fomentar el comercio seguro de futuros de energía sobre la base de la liquidez y el compromiso para los países nórdicos y bálticos. Euronext y Nord Pool pretenden revitalizar la liquidez en los derivados de energía nórdicos, atrayendo volúmenes negociados en mercados OTC y reduciendo la incertidumbre. Por otro lado, XM y la Bolsa de Valores constituyeron a Derivex, primer mercado anónimo y estandarizado de futuros energéticos de Colombia, el cual opera desde el último trimestre de 2010 y busca facilitar a los agentes del sector eléctrico e industrial la contratación eficiente de energía.

NESO es responsable de la gestión en tiempo real y la estabilidad del sistema eléctrico británico, al operar el centro de control eléctrico nacional. Para ello, desarrolla mercados de equilibrio y servicios de respuesta de frecuencia, así como el balance instantáneo entre generación y demanda. También gestiona servicios auxiliares como reservas, control de frecuencia, regulación de tensión e inercia y supervisa congestiones en la red. Asimismo, administra el acceso a la red, al tramitar la conexión de nuevos proyectos de generación y proponer reformas para agilizar el proceso y priorizar proyectos viables.³⁹

NESO también cuenta con un mercado de capacidad establecido bajo la Ley de Energía de 2013.⁴⁰ Este mecanismo garantiza que el Reino Unido disponga de capacidad suficiente para satisfacer la demanda futura de electricidad al menor costo para los consumidores. Este mercado opera mediante un proceso competitivo de subastas en el que los proveedores de energía

Centro de Control del Centro Nacional de Despacho XM, 2018. Fotografía: Santiago Vergara - LaPic S.A.S, Archivo XM.



pueden asegurarse pagos por estar disponibles cuando sea necesario. El proceso incluye cinco etapas: determinación de la capacidad, precalificación, subasta, gestión de acuerdos y entrega.⁴¹

Otra de sus funciones es diseñar la evolución de las redes eléctricas mediante evaluaciones anuales y planes espaciales que identifican dónde y cómo desarrollar nuevas infraestructuras. Sin embargo, no tiene control directo sobre los activos físicos ni sobre la ejecución de las inversiones. En el futuro, se espera una ampliación de sus responsabilidades para que planifique estratégicamente las redes de electricidad y gas, asesore al gobierno e identifique riesgos e interacciones en el sistema energético.

Por su parte, PJM gestiona el sistema de transmisión y un modelo de mercado mayorista competitivo cooptimizado. De esta manera, opera simultáneamente el despacho económico de la energía y la asignación de servicios complementarios (reserva, regulación, etc.), mediante una optimización integrada basada en ofertas de precio nodales de los generadores. Esta simultaneidad de actuaciones presenta cuatro ventajas:⁴² (I) garantiza el funcionamiento económico y confiable del sistema, gracias a la coordinación; (II) optimiza la eficiencia económica al utilizar sistemas como el Security-Constrained Economic Dispatch (SCED); (III) obtiene precios en tiempo real; y (IV) constituye su manera natural de operar desde el inicio, por lo que la estructura es muy efectiva. El único problema que detectó Timothy Horger, director sénior de PJM, es que esta organización se encuentra alejada de las compañías generadoras y únicamente les envía señales, sin poder trabajar en colaboración con ellas.⁴³

PJM cuenta con un mercado diario de energía, donde se casan oferta y demanda para cada hora del día siguiente, y con un mercado en tiempo real —cada 5 minutos— que ajusta desvíos y gestiona el despacho en cada momento. Este utiliza el SCED para asegurar que las líneas no se sobrecarguen.⁴⁴ Asimismo, se celebran contratos bilaterales y de futuros para mitigar la volatilidad de los precios *spot*. Además, cumple con otras funciones: (I) planifica la expansión regional de la red; (II) asigna y liquida los Derechos Financieros de Transmisión (FTR, por sus siglas en inglés) frente a la congestión; (III) gestiona la interconexión de nuevas plantas de generación o grandes cargas; (IV) administra las tarifas y la plataforma OASIS para el acceso abierto; (V) coordina la operación con sistemas interregionales vecinos; y (VI) supervisa el cumplimiento de las reglas, así como el monitoreo permanente del mercado.

PJM también cuenta con un esquema de remuneración a la generación a través de mecanismos de capacidad, denominado Reliability Pricing Model (RPM), implementado en 2007. El mecanismo establece el requerimiento de capacidad con tres años de antelación, basándose en la demanda pico del sistema y en un margen de reserva instalado que considera la probabilidad de pérdida de carga. El mercado remunera a los participantes por la promesa de producir electricidad cuando PJM lo solicite e involucra tanto recursos de capacidad de generación como de respuesta a la demanda, con requisitos específicos de acreditación y verificación de rendimiento.⁴⁵

2.3 Principales hitos de los operadores

Los cuatro operadores que se han analizado han experimentado diferentes acontecimientos a lo largo de la última década. Estos acontecimientos han estado alineados con la evolución del sistema energético y orientados por la transición hacia la descarbonización. Precisamente, este contexto determina los retos a los que deben enfrentarse en los próximos años.

Como se indicó en el capítulo uno y como puede observarse en la Figura 3.1, XM es una empresa que busca el liderazgo a través de la modernización de los sistemas (2015), la creación de nuevos mercados —por ejemplo, Derivex o Inteia en materia de movilidad—, la instauración de un sistema de innovación (2017) y la colaboración e intercambio de conocimiento, ideas y aprendizajes. Esta última línea se materializa en su participación en consorcios como el Global Power System Transformation Consortium (G-PST), que congrega a instituciones técnicas y de investigación, SO de todo el mundo, agencias y programas internacionales, agencias gubernamentales y agencias de desarrollo multilaterales y bilaterales.⁴⁶ También lo hace a través de la mencionada APEX, que aglutina a 49 operadores del mercado y que se constituye como una plataforma de intercambio de información,⁴⁷ o del Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE), organización internacional dedicada al desarrollo del sector de suministro de energía a través de la identificación y el desarrollo de soluciones a problemas de la industria.



Figura 3.1 Principales hitos de los operadores analizados



2015

Modernización y nuevas tecnologías en el Centro de Control del SIN.

2016

XM se certificó como compañía carbono neutro en 2016, tras compensar 420 toneladas de CO₂ con reforestación en Antioquia.

2017

Implementación de un sistema formal de innovación.

2018

Reconocimiento de COLCIENCIAS: "Actores, un paso más hacia la excelencia".

2019

Se aumentó la generación térmica y se coordinaron acciones sectoriales para evitar un racionamiento de energía.

2020

Aumento de la capacidad de transferencias de electricidad entre Colombia y Ecuador.

2021

XM fue reconocida por el Senado de la República por sus 15 años de contribución al sector eléctrico.

2022

XM participó en el Comité Directivo del *Global Power System Transformation Consortium* (G-PST).

2023

XM compensa el 100 % de sus emisiones de GEI. Compra bonos de carbono a un proyecto de mitigación en la región Caribe y certificados de renovables.

2024

Preparación de la Hoja del Mapa de Ruta para la Transición Energética a 2030. Premio Andesco a la Sostenibilidad.



NORD POOL

A EURONEXT COMPANY

2015

Nueva solución para operar con contratos locales en caso de caída de la plataforma de Acoplamiento Intradía Único (SIDC, antes XBID).

2016

Introducción de la ampliación de la negociación intradía. Lanzamiento de un nuevo servicio de información REMIT OTC a HACER.

2017

Creación del primer mercado intradía de electricidad.

2018

NODES (Nord Pool y Agder Energi) permite a los operadores de la red utilizar la flexibilidad local para operar y gestionar la congestión de la red eléctrica.

2019

División de Nord Pool en dos entidades separadas: operador de acoplamiento de mercados y bolsa de energía comercial.

2020

Refuerzo del servicio intradía.

2021

Nord Pool se une a EnergyTag, una solución innovadora para abordar el reto clave de la certificación y el comercio de la energía verde.

2022

Nueva función en la plataforma de subastas que permite a los miembros enviar órdenes para varios días de entrega a la vez.

2023

Nord Pool respondió a la consulta sobre la propuesta de modificación del diseño del mercado de la electricidad de la Comisión Europea.

2024

Euronext y Nord Pool anuncian el mercado de futuros de energía de los países nórdicos y bálticos.

2015

Priorización de la actualización de los relés RoCoF para evitar desconexiones y contener los costes operativos. Programa *Power Responsive*, para impulsar el crecimiento de la respuesta de demanda.

2016

Con BEIS y Ofgem, National Grid apoyó propuestas para separar el rol del operador del sistema eléctrico del resto de sus actividades.

2017

Inversiones en interconexiones mediante cable submarino con Bélgica, Noruega y Francia.

2018

Programación de nueva capacidad de interconexión para 2021/2022.

2019

Separación del ESO de la transmisión eléctrica para convertirse en una entidad independiente dentro de National Grid a partir del 1 de abril de 2019.

2020

Proyecto *Black Start*, con *SP Energy Networks*, para explorar cómo utilizar la generación distribuida para poner en marcha la red en caso de *Black Start*.

2021

Nuevos servicios: *Optional Downward Flexibility Management* (ODFM) para gestionar baja demanda y respuesta de frecuencia rápida para mantener la estabilidad (*Dynamic Containment*).

2022

Implementación del *Demand Flexibility Service*, con más de 1,7 millones de usuarios registrados.

2023

Nuevas plataformas para mejorar el despacho en tiempo real y la participación simultánea en múltiples servicios.

2024

Compañía preparada para operar el sistema cero carbono en 2025.

2015

Ofrece un producto que vincula los pagos por capacidad con el rendimiento de los generadores para garantizar mejor la fiabilidad de la red.

2016

Se recomienda expandir la regla *Minimum Offer Price Rule* (MOPR) a unidades existentes para proteger los mercados contra las ofertas subsidiadas.

2017

Identificación de fallas en el submercado de regulación y FTR/ARR (transmisión financiera).

2018

114.954 MW en la cola de interconexión, de los cuales 21.015 MW entrarán en servicio.

2019

Identificación de fallas importantes en el diseño de mercados de regulación, reservas y FTR.

2020

Necesidad de rediseñar el mercado de capacidad para permitir subsidios sin desincentivar la competencia.

2021

El mercado de capacidad se evaluó como no competitivo (Ídem en años anteriores).

2022

Renovables (solar y eólica) representaron 6,8 % de la energía total de PJM en 2022.

2023

Problemas de sustitución de capacidad por renovables.

2024

Problemas con el diseño ELCC (*Effective Load Carrying Capability*). Aumento de los costes de congestión y créditos por ajuste.

XM ha desarrollado soluciones que le han permitido ser referente en temas como la operación del SIN y la administración del MEM.⁵² Además, de acuerdo con una búsqueda bibliográfica realizada a mediados de 2025 en la base de datos Scopus, al igual que otros operadores, XM ha divulgado sus desarrollos por medio de artículos académicos: 88 publicaciones frente a 4 de Nord Pool, 10 de NESO, 1.191 de National Grid y 282 de PJM. Todo esto se encuentra alineado con la relevancia que María Nohemi Arboleda, gerente general de XM, le concede tanto a los desafíos de conocimiento y talento en un contexto mundial complejo,⁵³ como al interés de la empresa por mantenerse constantemente cerca de las universidades e institutos de investigación —nacionales e internacionales—, y por participar en foros académicos e incluso organizarlos.⁵⁴

XM también se ha posicionado a favor de la sostenibilidad. Tal y como lo muestran todos sus informes de gestión desde sus orígenes, la empresa ha estado comprometida con el medio ambiente. En 2016, XM se certificó como compañía neutra en carbono y en 2023 compensó el 100% de sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Sumado a ello, ha creado la primera Alianza Sector Eléctrico Carbono Neutral del país. No obstante, debido a la experiencia del impacto de El Niño en Colombia, XM debe seguir apostando por la generación térmica como instrumento para evitar un potencial racionamiento de la energía.⁵⁵

La tecnología también ha sido un elemento clave para los objetivos sostenibles de XM. Mediante plataformas *blockchain*, la empresa ha promovido la certificación de energía renovable en Latinoamérica y ha participado en nuevos mercados de carbono. Justamente, el portafolio EcoClic⁵⁶ ha sido una solución tecnológica que fue diseñada para dinamizar los mercados ambientales y mitigar el cambio climático. Reconocido en 2024 por la ONG Saving the Amazon por su contribución sostenible, este portafolio integra cinco plataformas especializadas: EcoGox,⁵⁷ orientada al registro y certificación de proyectos de energía renovable para reducir la huella eléctrica corporativa; Karbonoa,⁵⁸ dedicada a gestionar y registrar proyectos y certificados de reducción de CO₂; EcoRep,⁵⁹ que certifica materiales reciclados en modelos de economía circular; Bio-trust,⁶⁰ enfocada en proyectos de biodiversidad y reforestación para la conservación ambiental; y EcoTrade,⁶¹ un mercado digital para la comercialización de activos ambientales como créditos de carbono.

Estas innovaciones posicionan a Colombia como líder regional en economía verde, atraen inversión extranjera y desarrollan nuevas cadenas de valor,⁶² lo que refuerza el rol de XM como un operador comprometido con el medio ambiente y la sociedad.⁶³

Por su parte, Nord Pool, además de ampliar su operación a otros países, en 2017 dio pasos importantes para crear y consolidar un mercado intradiario, el cual fue reforzado en 2020. Asimismo, cuenta con experiencia en la búsqueda de instrumentos de flexibilidad (2018) para responder a problemas de congestión de las redes. En 2019, se dividió en dos entidades separadas: una como operador de acoplamiento de mercados y otra como bolsa comercial. También ha trabajado en materia de certificación de energía verde (2021), ha participado en la consulta de la Comisión Europea sobre el diseño del mercado eléctrico —que surgió a raíz de la crisis energética de 2021-2022— y, como se ha indicado, ha anunciado la creación de un mercado de futuros de la energía (2024).

Entre 2014 y 2015, National Grid (actualmente NESO) implementó cambios en la generación, la demanda y la incorporación de nuevas tecnologías que presentan desafíos y oportunidades para la operatividad de las redes eléctricas. En particular, en 2014, desarrolló el Marco de Operabilidad del Sistema (SOF, por sus siglas en inglés), un proceso anual basado en los escenarios energéticos futuros. En 2015, fortaleció el SOF mediante la inclusión de una participación más transparente y continua de los grupos de interés.

Más recientemente, National Grid/NESO se ha orientado hacia dos grandes temas. El primero, relacionado con las interconexiones internacionales. Esto se explica por la naturaleza insular del Reino Unido. En 2017 y 2018, los equipos de la empresa trabajaron en una nueva programación de interconexiones para el período 2021-2022, así como en cables submarinos para conectarse con Bélgica, Francia y Noruega. El segundo tema, se centra en el desarrollo de mecanismos de flexibilidad. En este sentido, puso en marcha el Optional Downward Flexibility



Termocandelaria, Bolívar, 2025.
Fotografía: Termocandelaria.



Termoelectrica El Tesorito,
Córdoba, 2022. Fotografía: Celsia.

Management (2021) y el Demand Flexibility Service (2022), alineados con el proyecto Black Start, cuyo objetivo es entender y aprender cómo restablecer el suministro en caso de un apagón masivo. Asimismo, NESO ha trabajado en el desarrollo de mecanismos de flexibilidad y resiliencia para mantener la estabilidad del sistema y, como XM, también se está preparando para operar un sistema carbono neutral.

Por su parte, PJM también ha estado desarrollando mecanismos de confiabilidad de la red (2015), aunque no siempre con éxito. Si bien los mercados de energía —diario e intradiario— de PJM funcionan eficientemente, no ocurre lo mismo con el mercado de capacidad que, en 2019 y 2020, se valoró como poco competitivo debido a fallas de mercado (2017, 2019) y a incentivos a la inversión inadecuados (2020), entre otros factores.⁶⁴ De acuerdo con PJM, los principales problemas son:⁶⁵ la falta de un enfoque subanual, ya que resulta en aumentos de costos innecesarios para los usuarios y en una compensación inadecuada para los generadores; los riesgos de los picos de invierno que no siempre están correlacionados con los de verano y las diferencias entre las cargas máximas de verano e invierno, que llevan a que el modelo de subasta anual de capacidad adquiera recursos de manera ineficiente para satisfacer la demanda máxima en cada temporada. Por último, el enfoque anual actual subestima sistemáticamente ciertos recursos estacionales, como la RD solo en verano y los recursos optimizados para el invierno.

Además, existen importantes retrasos en las inversiones desde 2018, que plantean dificultades para responder a las necesidades de nuevas conexiones a la red. Desde esta perspectiva, Timothy Horger de PJM destacó las peticiones de conexión a la red de centros de datos de empresas como Google, Meta o Amazon, que no pueden ser atendidas.⁶⁶ PJM cuenta con otros mercados como el de la cobertura de congestión o de equilibrio que considera que deben desarrollarse de manera paulatina.

2.4 Sobre el sistema en el que operan

La Tabla 3.4 recoge una serie de indicadores para 2024 que contienen información sobre el sistema eléctrico en el que los operadores cumplen sus funciones y sobre los cuales se profundiza a continuación.

Tabla 3.4 Principales datos de los sistemas donde operan los operadores seleccionados (2024)*

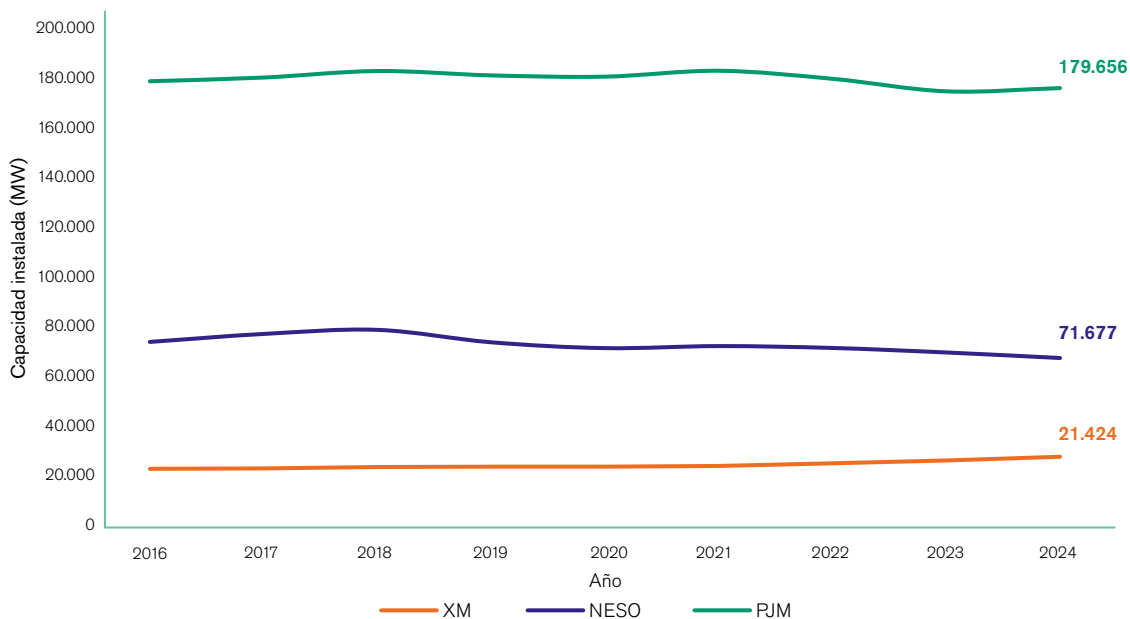
				
Número de clientes atendidos	325 agentes registrados cubriendo alrededor de 50 millones de personas	400 clientes de 20 países diferentes comercian en sus mercados	28 millones de puntos de medida de electricidad en Gran Bretaña (2018)	1.110 miembros con alcance a más de 67 millones de personas
Capacidad (MW)	21.424 Renovable: 70,5 % No renovable: 29,5 %	ND	71.677 Renovable: 37 % No renovable: 63 %	179.656 Renovable: 9,2 % No renovable: 90,8 %
Capacidad instalada de renovables no convencionales (MW)	Total renovables: 15.123 - Solar: 1.903 ERV: 12,6 %	ND	Total renovables: 26.800 - Solar: 3.108 - Eólica: 13.807 ERV: 63 % Eólica incluye <i>onshore</i> y <i>offshore</i>	Total renovables: 16.337 - Solar: 5.046 - Eólica: 3.594 ERV: 52,8 %
Generación (GWh)	83.267	ND	284.956	800.004
Emisiones CO2 (intensidad media anual del carbono en la generación)	0,217Ton/MWh	ND	0,154Ton/MWh	0,332Ton/MWh
Infraestructura de líneas de transmisión (alta tensión) de la red (kilómetros)	30.008km	North Sea Link: 720 km (cable submarino de corriente continua) NordLink: 623 (cable submarino de corriente continua) Estlink 2: 170 (cable submarino y subterráneo de corriente continua)	Alrededor de 20.000 km (teniendo en cuenta solo la red eléctrica terrestre)	142.158 km
Interrupciones anuales	62 eventos de variación de frecuencia del sistema (46 asociados a unidades de generación y 10 al sistema ecuatoriano, entre otros)	En 2024 hubo 5.074 eventos de energía no suministrada en los países nórdicos y 153 en los países bálticos. Además, de 482 fallas en los países bálticos y 767 en los países nórdicos.	Para el periodo anual 2024-25 el total de energía estimada no suministrada de la red nacional de transporte de electricidad fue de 422,42 MWh.	ND

* Los datos de NESO corresponden al Reino Unido. ND corresponde a no disponible.
 Fuente: elaboración propia a partir de varias fuentes e información compartida por XM.⁶⁷

En relación con el tamaño de mercado y en términos de número de clientes atendidos, XM cuenta con 325 agentes registrados y cubre a 50 millones de personas, además, registra 400 promotores de proyectos de generación. Nord Pool presta su servicio a 400 clientes en 20 países, NESO atiende a 28 millones de puntos de medida y PJM es el operador de la red para más de 67 millones de clientes.⁶⁸

Por su parte, el Gráfico 3.1 presenta la potencia instalada total de los sistemas eléctricos para XM, NESO y PJM.⁶⁹ Como se puede observar, XM opera en el mercado de menor tamaño, considerando la capacidad instalada por la población a la que abastece.

Gráfico 3.1 Evolución de la potencia instalada en los diferentes sistemas (MW)

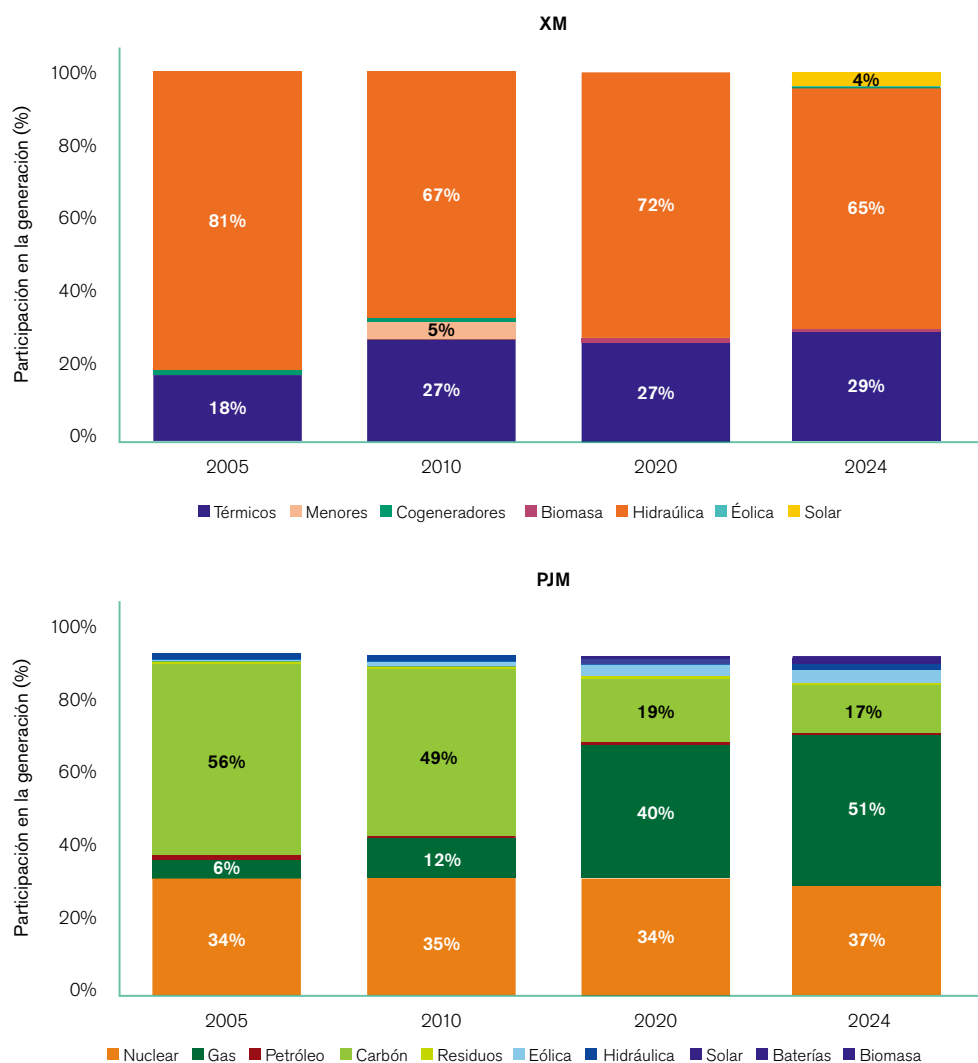


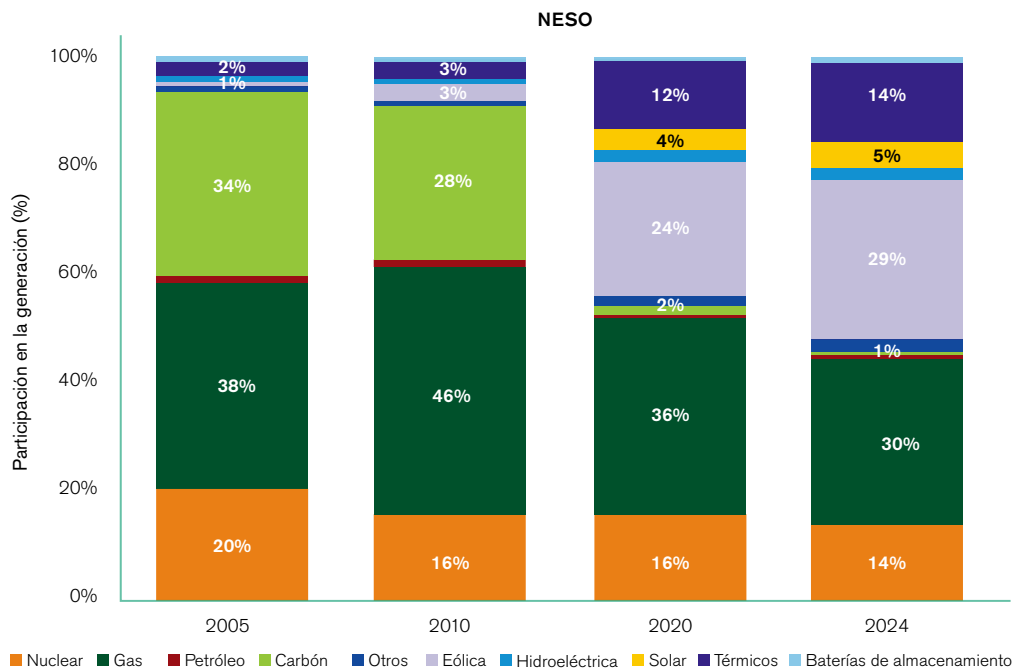
Fuente: elaboración propia a partir de NESO, «Annual Report and Accounts»; PJM, «Library»; XM, «Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024».

En diciembre de 2024, la capacidad instalada de la matriz de generación de Colombia era de 21.424 MW, de los cuales el 70,5% correspondía a fuentes renovables y el resto a gas natural, gases licuados del petróleo, carbón y otros. De la capacidad renovable, solo el 12,6% correspondía a ERV. Debido al fenómeno de El Niño, el volumen de energía renovable ha variado y puede variar mucho de año a año. En este sentido, en

2022, el 85,4% de la generación procedió de fuentes renovables y, en 2024, aunque este porcentaje se redujo respecto a años anteriores, alcanzó el 70,6%.⁷⁰ En términos de estructura de generación, la matriz de Colombia ha estado determinada tradicionalmente por la generación hidráulica, que ha relegado a las fuentes térmicas a cubrir las necesidades que esta y otras renovables no satisfacen. Desde 2020, la biomasa, la energía solar y la eólica han aumentado su presencia, aunque todavía de manera incipiente (ver Gráfico 3.2).⁷¹

Gráfico 3.2 Evolución de la generación eléctrica por fuente





* Nota: La categoría "Menores" hace referencia a las plantas de generación que tienen una capacidad instalada inferior a 20 MW.

Fuente: elaboración propia a partir de XM, *Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado 2005*; XM, *Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado 2010*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2021*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2023*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024*; PJM y Market Monitoring Unit, *2005 State of the Market Report. Section 3: Energy Market, Part 2*; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2010 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2*; PJM, «PJM and Members Prepared to Serve Winter Electricity Demand; 65 Million Customers Served Reliably Through Summer 2020»; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2*; Operations Support Division, «PJM Manual 3A: Energy Management System (EMS) Model Updates and Quality Assurance (QA)»; Department for Energy Security and Net Zero, «Table 5.6 Electricity Fuel Use, Generation and Supply».

A pesar de que no se dispone de datos, puede afirmarse que Nord Pool ha facilitado la penetración de las ERV. Países como Noruega y Dinamarca han podido exportar sus excedentes de electricidad renovable, lo que ha desplazado la generación con combustibles fósiles en los países vecinos y ha optimizado los recursos renovables a escala regional.

NESO, por su parte, ha logrado importantes avances. Con un 37% de la capacidad renovable —de la cual el 63% es ERV— el sistema alcanzó un nivel de generación libre de emisiones del 66% en 2024⁷² y desarrolló el primer Holistic Network Design, orientado a conectar 23 GW de generación eólica marina para 2030.⁷³ Además de la progresiva descarbonización del sistema eléctrico, en el plano operativo, NESO también ha apoyado la modernización con el interés de reducir el uso de combustibles fósiles —en particular el carbón— y aumentar de manera sostenida la generación renovable con residuos, eólica y, desde

2010, solar fotovoltaica, aunque en menor medida. Estos esfuerzos se enmarcan en el plan Clean Power 2030, que respalda la viabilidad de un sistema eléctrico completamente limpio hacia el final de la década. En materia de flexibilidad, NESO lidera servicios como el Dynamic Containment, enfocado a la respuesta de frecuencia rápida, y el Demand Flexibility Service, que cuenta con 1,7 millones de usuarios registrados.⁷⁴

En el sistema operado por PJM, los principales cambios se han producido desde 2020. PJM ha realizado importantes avances en la sustitución paulatina del carbón por gas y, aunque lentamente, ha dado paso a la entrada de las ERV y a la participación de la demanda —en el verano de 2024, PJM contaba con 7.900 MW de RD contratada.⁷⁵ Sin embargo, en la actualidad, al igual que Colombia, afronta retrasos en la conexión de nuevos proyectos de ERV, debido a la alta complejidad operativa y técnica, los altos costos administrativos y la dificultad para establecer incentivos financieros.

En 2024, alrededor del 10% de la demanda de electricidad ha sido cubierta con fuentes de

energía renovables, incluida la hidráulica. No obstante, como se señaló, el ritmo de entrada de las ERV no ha sido especialmente rápido, hasta el punto de que las previsiones indican que, a partir de 2028, no será posible que el ritmo actual de nuevas incorporaciones cubra el crecimiento de la demanda.⁷⁶

La penetración de ERV ha favorecido la descarbonización de la matriz de generación, al impulsar externalidades positivas en términos de reducción de emisiones. Como lo muestra la evolución del factor de emisión de GEI en el Gráfico 3.3, Colombia presenta el menor factor de emisión para casi todos los años.⁷⁷ Sin embargo, las emisiones han aumentado durante los años en que se ha presentado el fenómeno de El Niño, como se puede verificar en el Gráfico 3.4, que recoge la evolución del Oceanic Niño Index (ONI) desde 2008, así como el factor de emisión en Colombia.⁷⁸ Los eventos de El Niño ocurridos entre 2014 y 2016, y entre 2023 y 2024, se destacan por su intensidad. Precisamente, todos los episodios registrados coinciden con los picos de la serie de factores de emisiones, como es de esperar (Gráfico 3.3).

Termoeléctrica TEBSA, Atlántico, 2023. Fotografía: TEBSA.





Centro de Control del Centro Nacional de Despacho XM, 2014. Fotografía: XM.

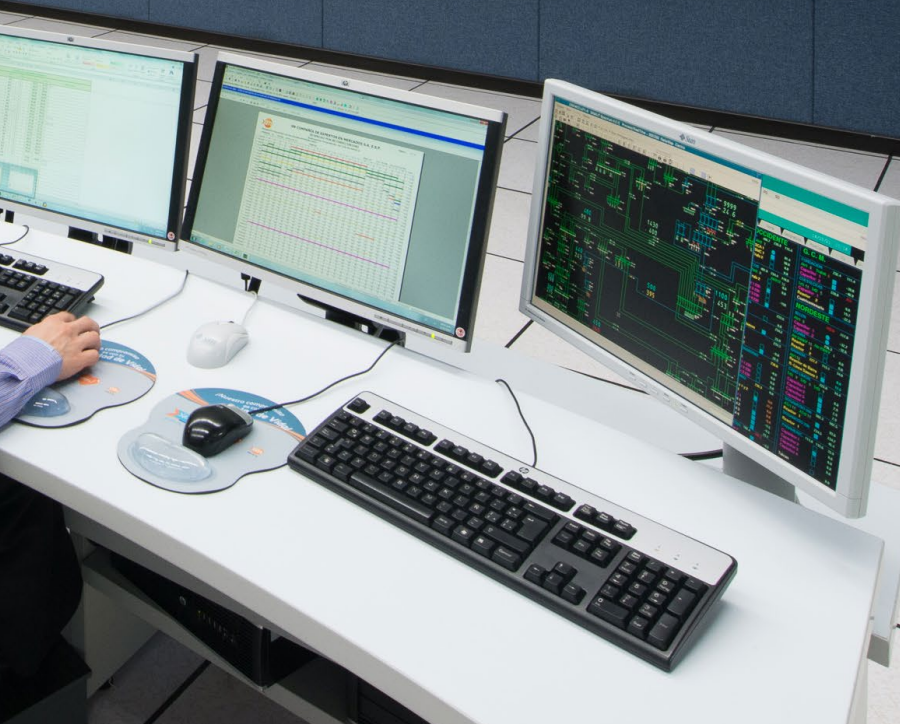
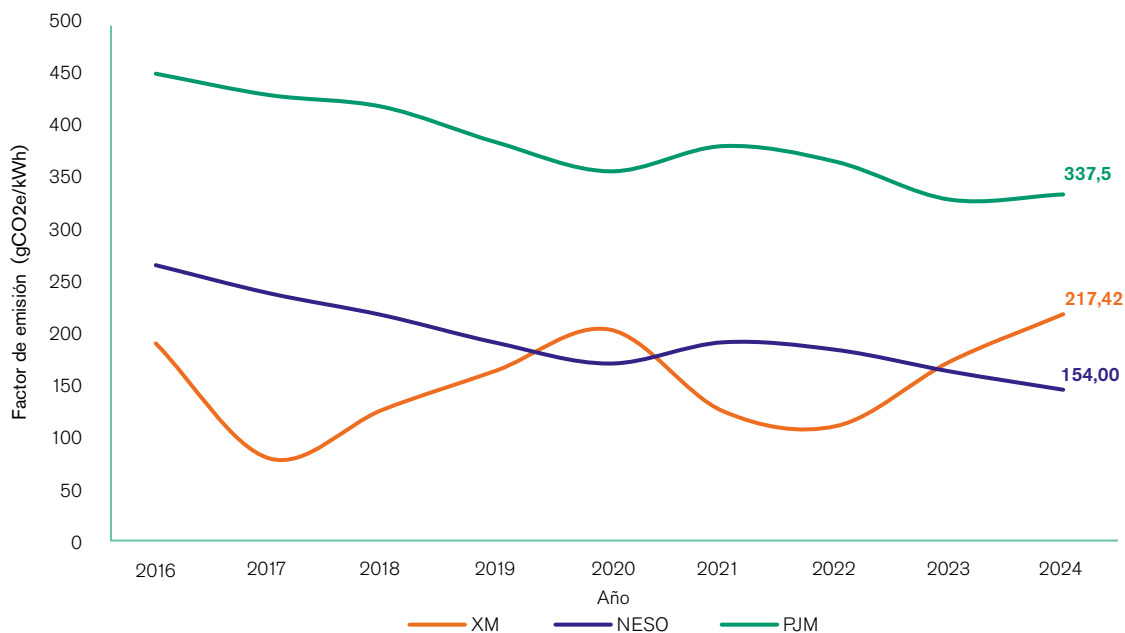
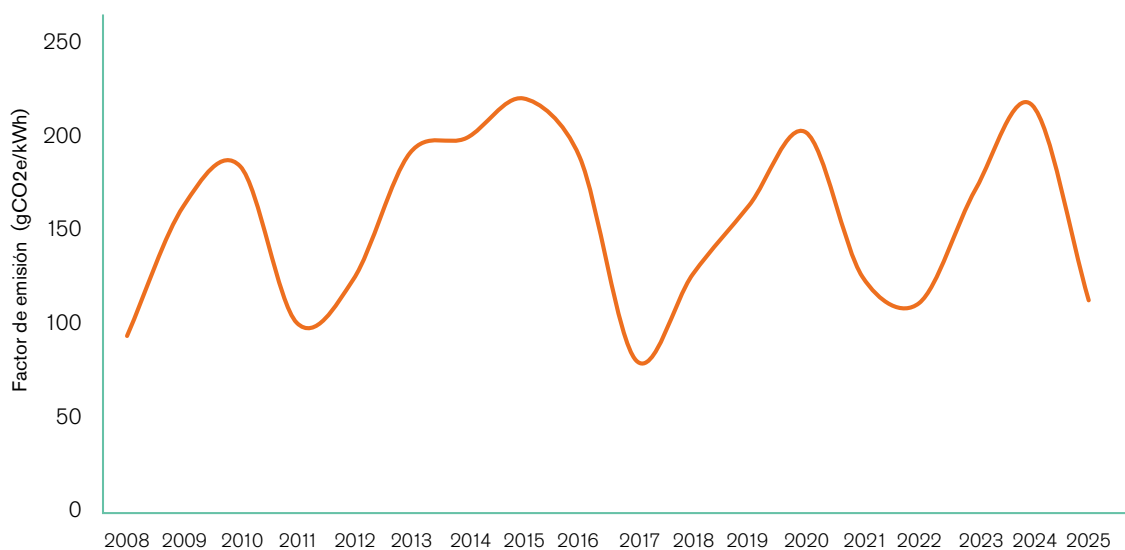


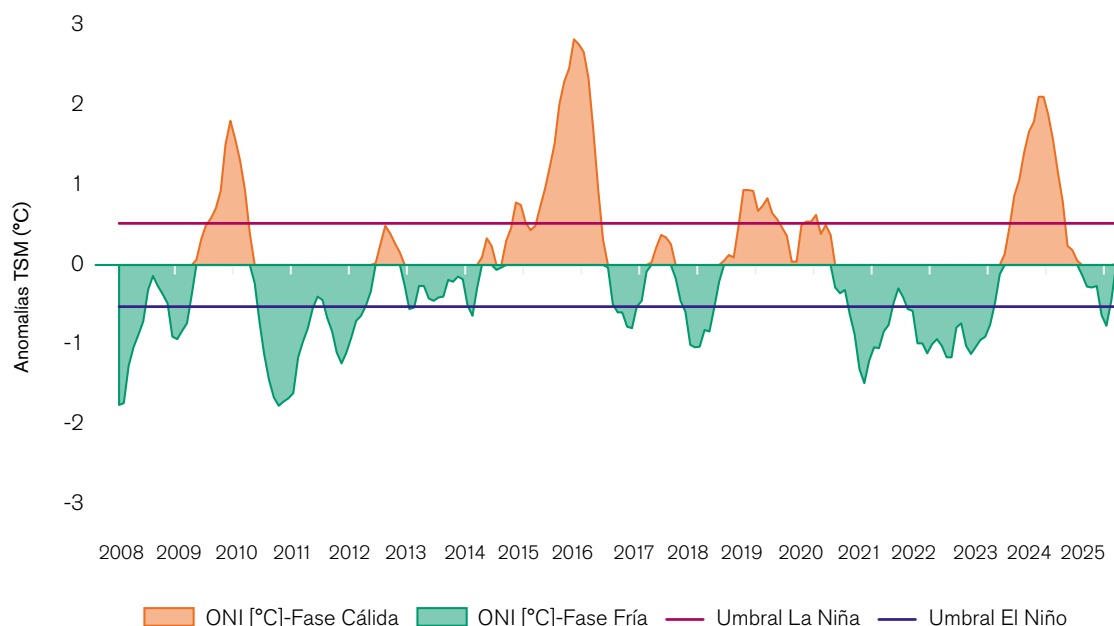
Gráfico 3.3 Evolución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) (gCO₂e/kWh)



Fuente: elaboración propia con base en XM, *Informe Integral de Gestión Sostenible 2017*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2018*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2019*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2021*; XM, «Factor emisión matriz energética 2021»; XM, «Resultado preliminar del cálculo del factor de emisión 2023»; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2024*; Department for Energy Security and Net Zero, «Table 5.14 Estimated Carbon Dioxide Intensity of Electricity Supplied»; PJM, «Generation Attribute Tracking System».

Gráfico 3.4 Evolución de las emisiones de CO₂ (g CO₂e/kWh) y Oceanic Niño Index (ONI) (°C) de XM





Fuente: elaboración a partir de XM, *Informe Integral de Gestión Sostenible 2017*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2018*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2019*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2021*; XM, «Factor emisión matriz energética 2021»; XM, «Factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional 2022»; XM, «Resultado preliminar del cálculo del factor de emisión 2023»; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2024*.

En el Reino Unido, la eliminación gradual del carbón y el aumento de la generación renovable también han reducido el factor de emisiones. En PJM, la caída ha sido considerable, pero menor. Si bien no se dispone de datos para Nord Pool, es posible identificar una tendencia generalizada de reducción del factor promedio de emisión debido a una matriz de generación más descarbonizada en los países donde opera.

Los datos presentados en términos de capacidad de generación se encuentran en proporción con los datos de las líneas de redes asociadas. En 2024, las líneas de transmisión de alta tensión que XM operaba tenían 30.008 km. De ellas, las líneas de 220-230 kV, con 13.762 km, eran las más extensas, seguidas por las de 110-115 kV, con 12.397 km, las de 550 kV, con 3.833 km y las de 138 kV con 15,5 km.⁷⁹ En Nord Pool destacan algunos de los cables submarinos que interconectan zonas geográficas, como el North Sea Link que, con sus 720 km de longitud, es el más largo del mundo. En 2022, en el Reino Unido se estimó que la red eléctrica terrestre constaba de unos 20.000 km de cables de alta tensión y unos 800.000 km de baja tensión.⁸⁰ Por su parte, las redes de transmisión de PJM miden alrededor de 142.158 km.⁸¹

En lo que se refiere a la calidad del servicio eléctrico, el Reporte Integral de Sostenibilidad, Operación y Mercado de XM muestra que, en general, la calidad de suministro varía de una región a otra.⁸² En 2024, hubo fallas ocasionadas en el sistema debido a variaciones o pérdidas de tensión, excursión de la frecuencia por fuera de rangos normales de operación y desatención de la demanda, sin incurrir en apagones totales.⁸³ En total, se produjeron 62 eventos de variación de frecuencia —46 asociados a unidades de generación—. Por su parte, el sistema de transmisión de PJM ha tendido a sufrir problemas principalmente durante las olas de frío y calor. En este sentido, en 2024 se produjeron menos cortes relacionados con el frío, lo que demuestra que el fortalecimiento de la preparación de los generadores ante este tipo de eventualidades permitió una mejora general de la confiabilidad.⁸⁴

Centro de Control del Centro Nacional de Despacho XM, 2018. Fotografía: XM.



2.5 Sobre el mercado eléctrico de cada operador

La Tabla 3.5 presenta los indicadores correspondientes a 2024 en relación con el mercado eléctrico en el que actúan los operadores seleccionados. Estos se analizan a continuación.

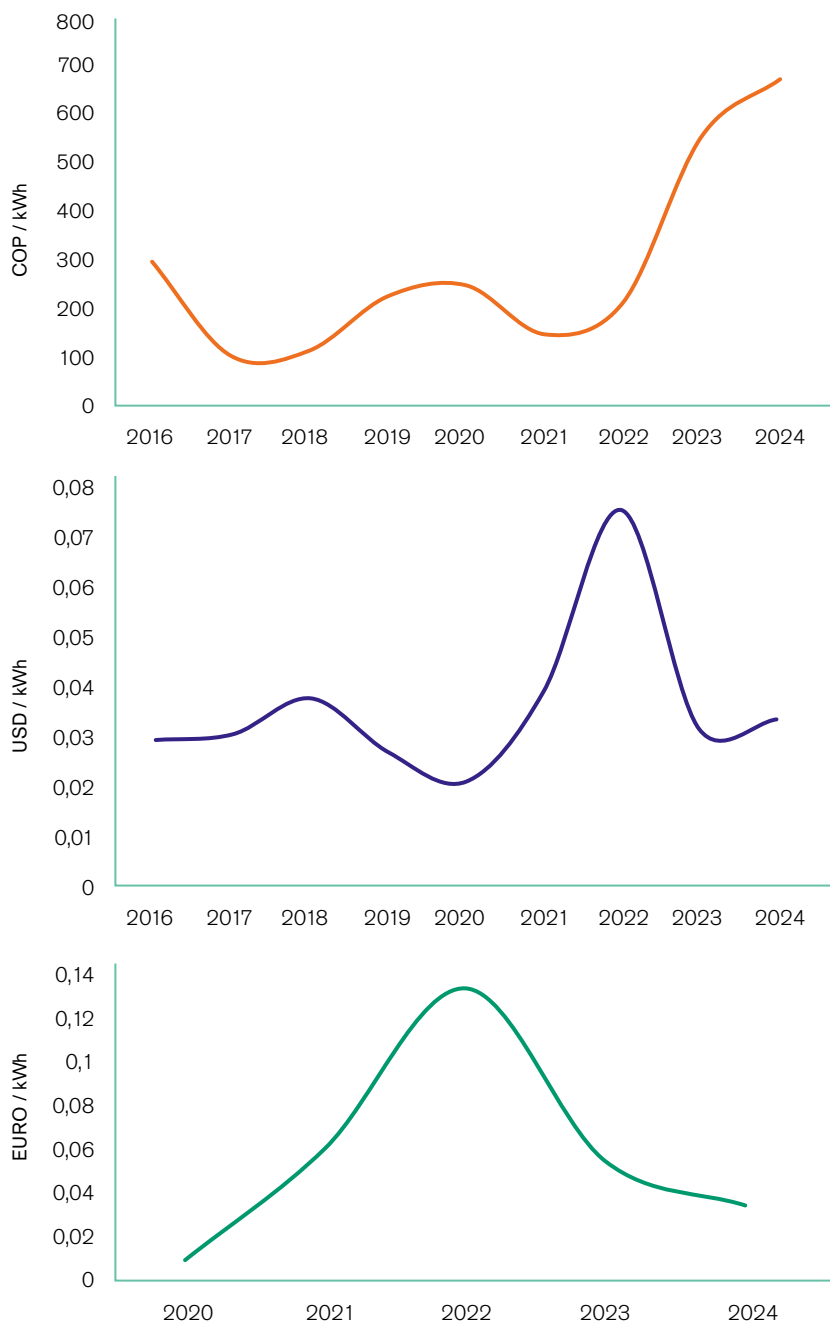
Tabla 3.5 Principales datos de los mercados en los que actúan los operadores seleccionados (2024)

				
Precios promedio (el precio de bolsa corresponde al day-ahead o spot)	Bolsa (COP/kWh): 676,08 Contrato (COP/kWh): 308,23	Bolsa (EUR/MWh): 36,06 Bolsa (COP/kWh): 164,63	Bolsa (£/MWh): 72,63 Bolsa (COP/kWh): 401,07	<i>Day-ahead Locational Marginal Price (LMP):</i> 33,79 (USD/MWh) 148,98 (COP/kWh)
Volumen de energía transada	Total: 128,7 GWh Bolsa: 25,6 GWh Contrato: 103,1 GWh	Total: 1,150 TWh	ND	4.484 GWh
Intercambios internacionales o con otros sistemas (GWh)	Exportaciones: 1.267 Importaciones: 45	ND	Exportaciones: 10.325 Importaciones: 43.733	Exportaciones: 48.428 Importaciones: 54.853
Demanda (GWh)	82.084	ND	319.014	782.040

* Las tasas de cambio utilizadas para los precios son a 31 de diciembre de 2024. El equivalente en pesos colombianos (\$) por cada euro es \$4.222,03, por cada dólar \$4.409,15, y por cada libra \$4.872,34.⁸⁵ ND: corresponde a no disponible.
 Fuente: elaboración propia a partir de varias fuentes⁸⁶ e información compartida por XM.

El precio y la cantidad de energía transada son elementos clave de cualquier mercado. El mercado eléctrico no es la excepción. De acuerdo con la teoría económica, el correcto funcionamiento de los mercados permite obtener mejores condiciones para oferentes y demandantes. En este sentido, la actividad de los cuatro operadores analizados ha impulsado la optimización de los costos energéticos de cada mercado, pese a que, en ocasiones, en los últimos años, no se ha podido materializar de la misma manera debido a la complejidad geopolítica y medioambiental. En efecto, en diferentes momentos, la crisis energética europea iniciada en 2021 y el fenómeno de El Niño en Colombia —que ha ocasionado siete eventos de baja hidrología entre 1992 y 2025 (ver capítulos de este libro)— han llevado al alza los precios de la electricidad, como se muestra en el Gráfico 3.5.

Gráfico 3.5 Evolución de los precios de la electricidad



*En Nord Pool se toma el precio del sistema que incluye países bálticos, nórdicos, Europa centro-occidental y sudeste de Europa. Se presentan los precios en su moneda original dado que no se busca comparar los precios en niveles, sino su tendencia y evolución. Además, utilizar una misma moneda podría distorsionar la información por la elección de la tasa de cambio y la evolución de esta respecto a la moneda de referencia.

Fuente: elaboración propia a partir de los reportes de los operadores⁸⁷ e información compartida por XM.

A pesar de las diferencias entre mercados, en todos ellos se observan picos de precios tras períodos en los que estos se habían mantenido en niveles reducidos —como en 2020, durante la pandemia, cuando la demanda de electricidad cayó de manera generalizada—. PJM, en particular, venía de un período (2015-2020) en el que los precios promedio cayeron de USD 36.16/MWh a USD 21.77/MWh, lo que representa una disminución acumulada del 40%. Esta reducción se tradujo en menores costos para industrias, comercios y hogares, y en beneficios directos para la economía regional: permitió a las industrias energéticamente intensivas —como la siderurgia, el aluminio y la química— mantener sus operaciones frente a la competencia internacional, lo que le permitió preservar empleos manufactureros y cadenas de suministro regionales.

En términos de energía transada y demanda, los volúmenes han tendido al crecimiento. En Colombia, para 2024, se registró una ligera caída de la demanda eléctrica; sin embargo, como se indicó en el capítulo dos, se espera que esta aumente. En el Reino Unido se pronostica un incremento superior al 2% en 2027 y, en los Estados Unidos, se registró un récord de demanda en 2024.⁸⁸ La descarbonización de las economías ha estado acompañada de una creciente electrificación de los consumos energéticos —en la edificación (residencial, comercial e institucional), en el transporte y en la industria—, lo que está incrementando el nivel de consumo de electricidad en el mundo y sus tendencias futuras.⁸⁹

Por su parte, los intercambios de electricidad son una herramienta que, además de permitir la optimización de los niveles de precios, ayudan a favorecer la continuidad del servicio eléctrico, un factor crítico para el desarrollo económico. En este ámbito, los operadores del sistema y del mercado han demostrado su capacidad de gestionar las crisis, al tiempo que facilitan los intercambios de energía eléctrica, dotan de liquidez al mercado y optimizan los niveles de precios.

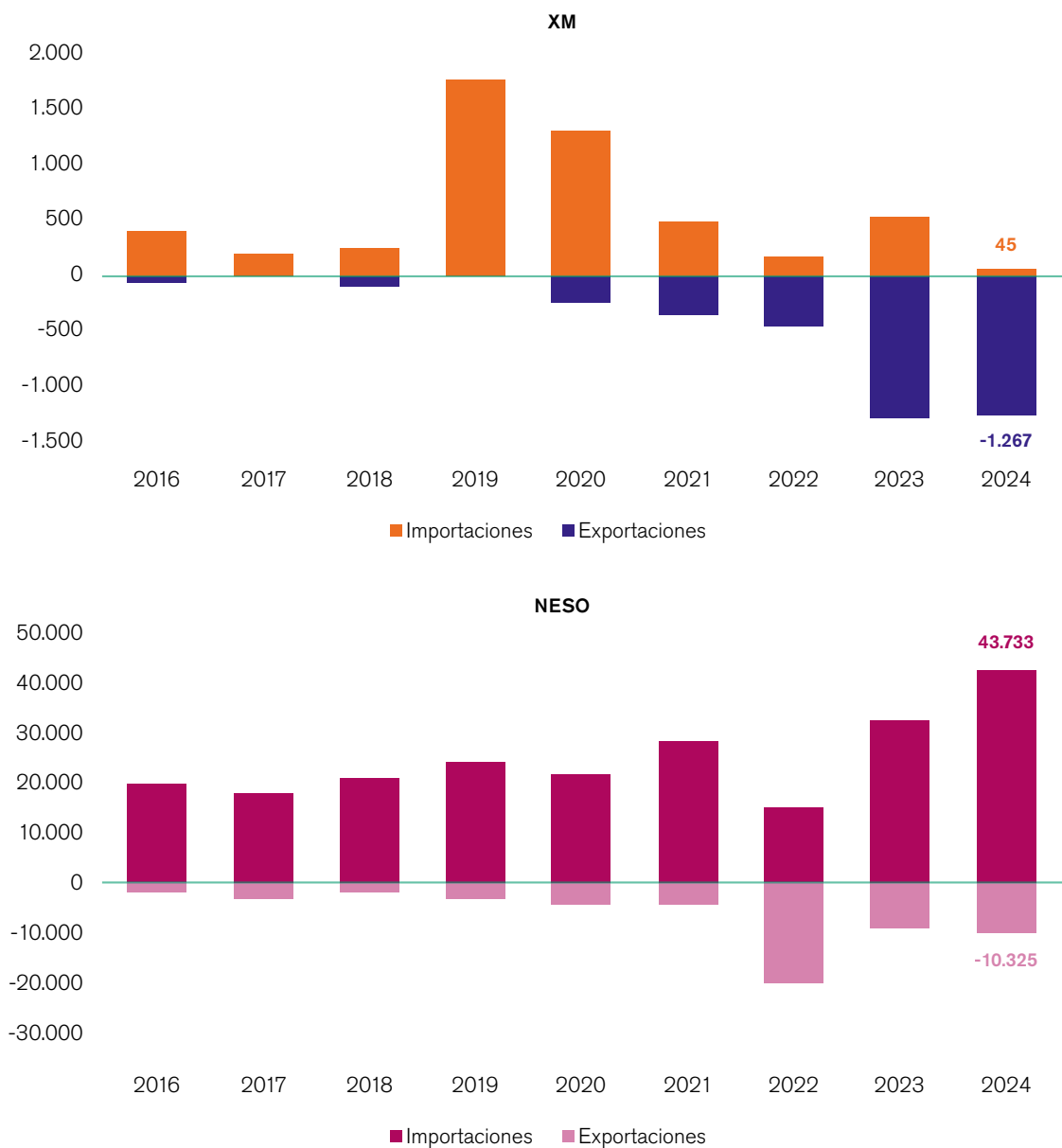
Como se ilustra en el Gráfico 3.6, el sistema que opera XM es muy variable: hay periodos con un alto volumen de exportaciones y otros en los que priman las importaciones. En general, esto depende de las necesidades de cada momento. En el sistema de NESO, en cambio, se presenta un saldo importador, estrechamente ligado a la insularidad del Reino Unido. Aunque para Nord Pool no se presentan datos de intercambios internacionales, al ser un MO estos intercambios hacen parte de sus fundamentos. En efecto, la electricidad transada en el mercado se

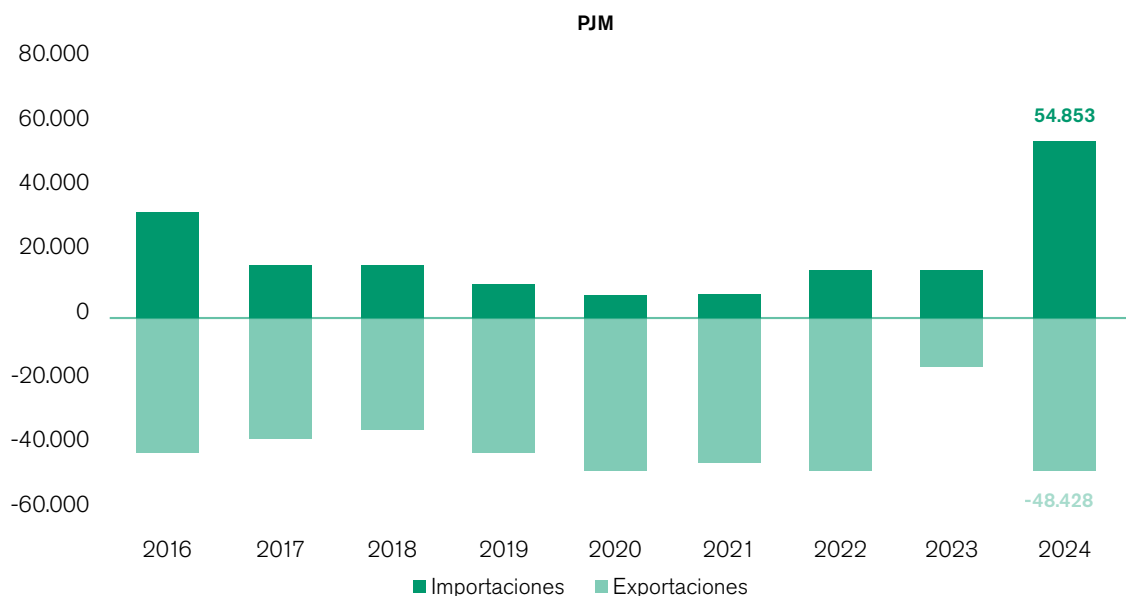


Central hidroeléctrica Nima I,
Valle del Cauca, 2010.
Fotografía: Celsia.

mueve libremente por las redes interconectadas de los GRT que las gestionan. PJM, por su parte, tiende a presentar un saldo exportador; sin embargo, destaca por los elevados volúmenes tanto de importaciones como de exportaciones.

Gráfico 3.6 Evolución de los intercambios de electricidad (GWh)





Fuente: elaboración propia a partir de los informes de los operadores⁹⁰ e información compartida por XM.

Nord Pool ejemplifica cómo la integración de mercados transnacionales maximiza el bienestar económico regional, optimiza la integración de ERV, reduce costos de generación, mejora la seguridad energética y acelera la transición hacia energías limpias. La competencia facilitada por Nord Pool ha reducido progresivamente las tarifas de negociación y ha mejorado la transparencia de precios, beneficiando tanto a grandes industrias como a comercializadores que atienden a consumidores residenciales. La expansión de 10 a 16 países entre 2015 y 2020 amplificó estos beneficios hacia nuevos mercados, lo que ha democratizado el acceso a energía competitiva. Esto también aplica para los casos del mercado que cubren NESO y PJM.

3. Retos de la operación del sistema y mercado eléctrico en la transición energética

El rol de los operadores del sistema y del mercado es garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro; en otras palabras, esto significa mantener las luces encendidas hoy, así como también mantenerlas encendidas mañana. Esto cobra mayor relevancia en un “mañana” que va a transformar profundamente el sector eléctrico a medida que se continúe avanzando en la transición energética. A

continuación, se discuten los desafíos en la operación del sistema y la administración del mercado, agrupados en torno a seis grandes retos, definidos a partir de la literatura académica y gris, y de las entrevistas realizadas al grupo de expertos. Algunos de estos retos afectan de manera directa a los SO y otros a los MO. Asimismo, la transición energética plantea exigencias crecientes en diferentes ámbitos: suficiencia y flexibilidad, expansión y gestión de la capacidad de transporte, evolución del mercado y estándares más altos de calidad, seguridad y confiabilidad. Estos frentes se traducen en retos concretos para la operación del sistema y la administración del mercado.

3.1 Gestión del cambio climático e integración de las Energías Renovables Variables

En Colombia, la transición energética —entendida como la entrada masiva de ERV— se ha desarrollado más lentamente que en otros territorios. Esto se debe a que se parte de una matriz de generación muy limpia, pero altamente vulnerable ante el fenómeno de El Niño —como se ha mencionado— y, por ende, ante las consecuencias del cambio climático.⁹¹ Esta vulnerabilidad se acentúa porque la expansión en generación hidráulica y térmica se ha mantenido estática —se prevé que así se mantenga a futuro (ver capítulo dos de este libro)— y, aunque se ha concentrado el esfuerzo de expansión en las ERV, los proyectos no han entrado en operación al ritmo que se esperaba y solo han alcanzado un 25% de ejecución.⁹²

Como señala Juan Carlos Morales, gerente del CND en XM, no es posible prepararse para afrontar un evento de El Niño en tan solo unos meses. Se trata de un proceso que requiere años de preparación para fortalecer la matriz eléctrica y hacerla capaz de afrontar períodos largos de sequías sin racionamientos en el suministro.⁹³ Asimismo, los fenómenos severos vinculados al cambio climático como olas de calor más intensas, fríos extremos inusuales o tormentas violentas, están poniendo a prueba la confiabilidad de PJM. Aunque la capacidad actual es suficiente en condiciones normales, bajo eventos extremos el operador podría verse obligado a declarar emergencias operativas.⁹⁴

Por esto es fundamental abordar retos operativos como contar con una matriz eléctrica flexible, complementaria y resiliente, que combine diversas fuentes —la hidráulica, la térmica, la solar y la eólica—, así como

implementar tecnologías de almacenamiento.⁹⁵ De hecho, las ERV como la solar fotovoltaica, a pesar de su alta intermitencia, presentan una muy buena complementariedad con la energía hidráulica frente a fenómenos de El Niño fuertes y, por tanto, representan una muy buena oportunidad para diversificar la matriz.

Es crucial contar con fuentes de generación que le garanticen firmeza al sistema. Como lo planteó XM en su mapa de ruta para la transición energética, el gas natural seguirá ocupando un rol importante como respaldo en la transición, mientras se alcanzan los niveles esperados de generación con ERV y se cuenta con recursos de flexibilidad que puedan brindar sus servicios al sistema cuando no haya suficiente o haya exceso de generación de energía con estas fuentes.⁹⁶ Por su parte, PJM reconoce que la confiabilidad eléctrica depende cada vez más de la coordinación con el sector gasífero. Para ello ha propuesto mejoras en la comunicación y operaciones conjuntas con los gasoductos, al asegurar que las plantas de gas tengan combustible y suministro garantizado en situaciones críticas.⁹⁷

La diversificación del portafolio de generación implica que los diferentes operadores deben afrontar la integración de las ERV adaptando el despacho y la operación. La entrada masiva de las ERV introduce variabilidad e incertidumbre en el sistema, pues dependen de las condiciones climáticas y no pueden almacenarse de manera directa. Según la UPME, para 2030, se espera que Colombia haya alcanzado más de 13 GW de capacidad solar instalada y alrededor de 2,5 GW de eólica. Aunque las ERV son más baratas, como lo señaló Timothy Horger, no son tan confiables como las plantas térmicas, ya que su generación esperada durante el año es menor y pueden no estar disponibles en momentos críticos del día o la noche.⁹⁸

XM ha adaptado sus procesos para la entrada de ~9,3 GW de proyectos solares y eólicos, adjudicados en subastas entre 2019 y 2024. Esto incluye el desarrollo de herramientas de pronóstico de generación renovable y ajustes al despacho para manejar la variabilidad.⁹⁹ En efecto, para gestionar la mayor variabilidad es clave mejorar los pronósticos de generación y demanda.¹⁰⁰

Termocandelaria, Bolívar, 2018. Fotografía: TEBSA.



Como consecuencia, el correcto diseño y mantenimiento del cargo por confiabilidad es fundamental.¹⁰¹ Aunque este mecanismo está diseñado para asegurar el suministro eléctrico, se ha concentrado más en la entrada de nuevos proyectos y no en brindar suficiente firmeza al sistema durante episodios del fenómeno de El Niño.¹⁰² En palabras de Miguel Lotero, exviceministro de energía en Colombia, “la confiabilidad debe replantearse y no puede medirse solo por la energía firme comprometida en el largo plazo, sino también por la capacidad de responder en tiempo real a desequilibrios dinámicos”.¹⁰³ En esta línea, a

finales de 2024, fue aprobado en primer debate el Proyecto de Ley de modificación del Cargo por Confiabilidad.¹⁰⁴

En relación con lo anterior, a medida que el Reino Unido avanza en la descarbonización, el desafío estructural de NESO es que, conforme las fuentes firmes tradicionales salen del *mix*, se pueda asegurar que estas sean sustituidas por nueva capacidad de respaldo y por tecnologías capaces de mante-



Proyecto eólico Carreto, Atlántico, 2025. Fotografía: Celsia.

ner la estabilidad del sistema. Conservar la seguridad del suministro es prioritario, por lo que el mecanismo de capacidad (*capacity market*) se está ajustando para incentivar nuevas inversiones en capacidad baja en carbono y, a la vez, proveer claridad sobre el papel que tendrán las plantas fósiles restantes como respaldo durante la transición.¹⁰⁵

En general, al conectarse mediante inversores, las ERV no se acoplan electromecánicamente al sistema como los generadores síncronos tradicionales. Más bien, se trata de sistemas seguidores que aportan muy poca inercia y niveles de cortocircuito, lo que compromete la estabilidad de la red.¹⁰⁶ Se requiere entonces la definición de límites de generación y la capacidad de las nuevas instalaciones para contribuir a la estabilidad de la red¹⁰⁷ y a desplegar servicios complementarios como respuesta rápida en frecuencia, control dinámico de voltaje, gestión de la potencia reactiva y reserva operativa.¹⁰⁸

Replantear el sistema eléctrico para poder continuar gestionando la red de forma estable, confiable, resiliente y asequible también requiere de la identificación y medición de las necesidades del sistema, por ejemplo, en términos de los requisitos de inercia y de estabilidad de la frecuencia. Además, es crucial reducir la dependencia de los generadores síncronos convencionales mediante la implementación de tecnologías con capacidad de formación de red (*grid-forming*) que puedan mantener el voltaje y la frecuencia del sistema de forma independiente.¹⁰⁹

La integración de las ERV, especialmente la solar fotovoltaica, también plantea un desafío operativo respecto al conocido efecto “curva de pato” que comienzan a tener los sistemas eléctricos a medida que hay mayor penetración de estas fuentes. Esto conlleva un incremento en la necesidad de generación convencional que obliga a los sistemas eléctricos a disponer de recursos flexibles y de respuesta rápida, capaces de aumentar su producción en poco tiempo para garantizar la continuidad del suministro.¹¹⁰

De esta manera, es necesario que los sistemas eléctricos cuenten con los recursos flexibles necesarios, como sistemas de almacenamiento, RD o generación despachable como la biomasa, y que sean incentivados adecuadamente para que puedan brindar servicios de flexibilidad al sistema —ver capítulo cuatro—. Por ejemplo, se pueden incentivar sistemas híbridos, como plantas eólicas o solares con sistemas de almacenamiento, que permitan responder de manera eficiente ante los excesos y déficits de generación con EVR, haciendo uso de patrones apropiados de carga y descarga.

XM, NESO y PJM también han venido trabajando en cómo integrar las ERV en el sistema de manera eficiente, a través de diferentes proyectos. En el caso particular de XM pueden señalarse, por ejemplo, los de Energética 2030, y es posible destacar su participación en los proyectos de Política, Regulación y Mercados, Análisis de Escenarios, Micro Redes y del Centro Gestor. Para revisar experiencias e identificar los elementos y capacidades a desarrollar, XM también ha trabajado con expertos de operadores internacionales que han enfrentado cambios relevantes en su diseño para incorporar las ERV como ERCOT, CAISO, PJM o ISO-NE de EE. UU. y de otros países como España, el Reino Unido, Brasil y Chile.¹¹¹

Todos los SO deben avanzar en nuevas métricas y enfoques para garantizar la suficiencia de los recursos sin sobredimensionar la red. En este sentido, XM ha desarrollado metodologías, herramientas y procedimientos para la evaluación de la inercia del SIN, el análisis de la criticidad del nivel de cortocircuito, la implementación de simulacros de restablecimiento de áreas del SIN y el cálculo de indicadores de desempeño de frecuencia.¹¹²

Dentro del marco del G-PST y en colaboración tanto con el Electric Power Research Institute (EPRI) como con el National Renewable Energy Laboratory (NREL), XM desarrolló su hoja de ruta para el “centro de control del futuro”, dado que los operadores de sistemas eléctricos requieren planificar y desplegar capacidades operativas, al igual que herramientas para gestionar sistemas eléctricos cada vez más complejos y basados en inversores.¹¹³

Adicionalmente, el aumento de la potencia generada por ERV en instalaciones de pequeña escala para autoconsumo, que se conectan a la red de distribución, constituye otro reto para el SO, ya que pierde visibilidad sobre dichos recursos, lo que complica la operación general, el balance en tiempo real y la gestión de la estabilidad del sistema.¹¹⁴ Por esto es crucial la coordinación entre el TSO y el Operador del Sistema de Distribución (DSO, por sus siglas en inglés). La finalidad es que el SO cuente con una mayor visibilidad sobre el sistema de dis-

tribución, pueda tener en cuenta en su operación el comportamiento de los DER y pueda aprovechar los recursos a este nivel —ver capítulo cuatro—.¹¹⁵

En esta línea, desde hace unos años, una autorización de la Comisión Reguladora ha permitido que los DER puedan participar en PJM.¹¹⁶ Estos recursos se deben agrupar a través de un proveedor de servicios de reducción o cualquier empresa de servicios públicos que esté dispuesta a apoyarlos y sumar al menos un total de 1 MW.



Central hidroeléctrica Salvajina,
Cauca, 2024. Fotografía: Celsia.

3.2 Electrificación de la demanda

La transición energética también viene acompañada de la electrificación de diversos sectores económicos. En Colombia, en el Plan Energético Nacional (PEN) 2024-2054,¹¹⁷ la UPME espera un crecimiento significativo de la demanda eléctrica, por lo que es necesario garantizar el suministro a partir de una red de transmisión y distribución eficiente y flexible.

NESO también tiene identificados sus retos a 2030, entre los que destaca la electrificación del consumo energético de los hogares con bombas de calor o la electrificación del transporte.¹¹⁸ Timothy Horger señaló que un desafío inmediato y de rápida evolución para PJM es la integración de “una enorme cantidad de centros de datos con grandes adiciones de carga”.¹¹⁹ Grandes empresas están solicitando interconexiones masivas en la región, como ya se ha indicado, pero el sistema no cuenta actualmente con el suministro para atender todos los requerimientos de conexión, lo que pone al sistema en riesgo de racionamiento con las consiguientes consecuencias que se han tratado en el capítulo dos para el caso de Colombia.

No atender la demanda de grandes empresas intensivas en energía compromete la competitividad económica de los territorios. Precisamente, aquí es donde una gestión adecuada de la demanda y de la implementación de programas RD son cruciales. Aunque PJM cuenta con un programa de RD robusto, este requiere de mayor participación por parte de los agentes, con mejores incentivos y educación sobre su importancia para evitar interrupciones forzadas sin compensaciones.¹²⁰

En Colombia es necesaria la implementación de programas de RD, así como la evaluación de cambios en el mercado minorista para que los usuarios regulados puedan cambiar o elegir sus proveedores de electricidad según las tarifas más favorables. Estas medidas pueden traducirse en mayor competencia, disminución de costos y aumento de la eficiencia en el sistema.¹²¹ Asimismo, es imperativo que dichas medidas vayan de la mano con permitir la participación del sector residencial en estos programas, a través de agregadores, con el interés de ofrecer flexibilidad al sistema mediante la gestión con contadores inteligentes y controles automatizados.¹²² Para todo esto es clave desarrollar señales horarias de precios.

3.3 Modernización y expansión de la infraestructura

En materia de operación de la red, los SO deben conseguir una utilización óptima de la red de transmisión, reducir la incertidumbre, la variabilidad y la vulnerabilidad; dar soporte a la red y gestionar la inercia síncrona, entre otras actividades.¹²³ Para fortalecer la red, será clave un mejor aprovechamiento de las tecnologías como almacenamiento, generación distribuida y servicios de control desde parques eólicos, generadores térmicos e interconectores. Esto también exige mejorar la capacidad de restauración del sistema.¹²⁴ Para ello, en el caso de Colombia, es necesario modernizar el SIN y expandir la red de transmisión, que está sufriendo importantes atrasos, así como priorizar las subestaciones en estado crítico en capacidad de interrupción.¹²⁵

La modernización incluye la implementación de soluciones tecnológicas en activos físicos como convertidores o soluciones de optimización que permitan cambiar la forma en que se operan las redes para adaptarse a las incertidumbres del sistema. Aquí se tienen soluciones contempladas en el mapa de ruta de la transición energética de XM,¹²⁶ como los Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), la Corriente Continua de Alta Tensión (HVDC, por sus siglas en inglés), el control coordinado de la tensión, las funciones de optimización y reprogramación del sistema eléctrico o la reconfiguración de la red de distribución.¹²⁷

Sobre la expansión de la red eléctrica, en Colombia, el desarrollo de proyectos de expansión enfrenta importantes desafíos relacionados con los procesos de licenciamiento y gestión social en los territorios.¹²⁸ Por ejemplo, en el caso del proyecto de línea de transmisión Colectora, Vega-Araújo y Heffron señalan la existencia de limitaciones en materia de justicia procedimental y de reconocimiento. En estos ámbitos se evidencian una baja presencia institucional y la falta de espacios efectivos de participación para abordar los retos de justicia en el marco de la transición energética.¹²⁹

Por estas razones, los inversionistas han propuesto entregar los proyectos con avances en permisos para evitar atrasos que hoy superan los 10 años en algunos casos. Estos atrasos ponen en riesgo la atención de la demanda y comprometen la confiabilidad del sistema. Este problema no es exclusivo de Colombia. A nivel internacional también se han

documentado retrasos significativos, que ponen de manifiesto cómo los procesos de obtención de permisos pueden alargarse excesivamente, encarecer los proyectos e incluso paralizarlos. Lo anterior resalta la importancia de avanzar hacia esquemas más ágiles de concesión, como ventanillas únicas y la digitalización de trámites.¹³⁰ PJM enfrenta una situación similar. Los promotores de las interconexiones se retrasan debido a los largos plazos de obtención de equipos, la oposición local a los proyectos —incluidas las ordenanzas locales— y los problemas de financiación.

Para que la transición energética avance sin estancarse por la falta de infraestructura y la entrada en operación de los proyectos de generación, se debe afrontar el síndrome del Not In My Backyard (NIMBY), cada vez más expandido a nivel mundial.¹³¹ Igualmente, es crucial desarrollar estrategias de aceptación social de los proyectos, en las que los promotores brinden información suficiente sobre las características y beneficios que estos conllevan, además de ofrecer oportunidades y alternativas de participación en su desarrollo a las comunidades locales donde se emplazan los nuevos proyectos.¹³²

Termocandelaria, Bolívar, 2024. Fotografía: Termocandelaria.



En materia de inversiones, NESO prevé, entre otras medidas estratégicas, duplicar la tasa actual de expansión de la red de transmisión e incrementar las inversiones en las redes de distribución. Estas son complementadas con reformas regulatorias destinadas a agilizar los permisos para proyectos renovables.¹³³

3.4 Infraestructura tecnológica y ciberseguridad

En su mapa de ruta para la transición energética, XM plantea otro gran reto para los SO: la ampliación y evolución de la infraestructura tecnológica. Esta medida busca garantizar la resiliencia y seguridad de las operaciones, especialmente ante la acelerada obsolescencia tecnológica que enfrenta la industria.¹³⁴ NESO también ha puesto de manifiesto este reto al asumir la responsabilidad de la resiliencia energética intersectorial, la preparación, el aprendizaje posterior a los sucesos y la evaluación de la seguridad del suministro y de la seguridad cibernética y física. Estas acciones contribuyen a adoptar una respuesta integral del sistema energético en todos los vectores.¹³⁵

Red de energía, Valle del Cauca, 2011.
Fotografía: Santiago Vergara - LaPic
S.A.S., archivo Celsia.



Para enfrentar este reto, resulta indispensable mantener altos niveles de ciberseguridad y reforzar continuamente los sistemas de protección frente a posibles ataques. Además, la integración fluida entre Tecnologías de la Información (TI) y Tecnologías de la Operación (TO), mediante plataformas robustas, permite una gestión de datos en tiempo real de forma segura y eficiente. La implementación de herramientas como gemelos digitales e Inteligencia Artificial (IA), o el desarrollo de plataformas para el procesamiento de grandes volúmenes de información (*Big Data*) fortalecen la capacidad de simulación, pronóstico y toma de decisiones en las salas de control.¹³⁶

Asimismo, para sostener la calidad y la gobernanza de los datos, como lo mencionó Ana Mercedes Restrepo, gerente de estrategia, innovación y asuntos corporativos en XM, es fundamental definir claramente la propiedad y administración de la información, al establecer criterios que permitan

identificar y cerrar brechas en la calidad de los datos. Proyectos de XM como el Gobierno de Información y Calidad de Datos refuerzan esta necesidad, apoyados por herramientas analíticas como SINERGOX y SiMEM. Esta última es pionera como plataforma de datos abiertos en el sector eléctrico colombiano.¹³⁷

La colaboración entre agentes también resulta clave en este ámbito de las infraestructuras tecnológicas y de ciberseguridad.¹³⁸ NESO trabaja con el DESNZ y estrechamente con los servicios de seguridad, así como con los propietarios y operadores de infraestructuras para identificar emplazamientos, sistemas y activos que puedan clasificarse como críticos.¹³⁹ Por su parte, PJM emplea programas de desarrollo rotativo y colabora con instituciones académicas, el Departamento de Defensa y el Departamento de Energía de Estados Unidos.

3.5 Diseño y evolución del mercado mayorista

La integración de las ERV y el aumento de la demanda de electricidad en los sistemas requieren de señales de precios adecuadas y de mercados con mayor granularidad temporal. Los operadores deben promover mercados más completos, mediante su organización en diferentes horizontes de tiempo, como lo ha venido trabajando XM.¹⁴⁰

En esta línea, el mapa de ruta para la transición energética de XM resalta la modernización del mercado como un habilitador que permite prepararse proactiva y anticipadamente a las nuevas necesidades del mercado y del sistema derivadas de la integración de las ERV, de una manera segura y confiable. Los principales ajustes se deben dar en el mercado del corto plazo, los servicios complementarios, la implementación de programas de RD, almacenamiento, la armonización de los nuevos esquemas con las interconexiones regionales, los ajustes en el Cargo por Confiabilidad y los mecanismos de cobertura del mercado, entre otros.¹⁴¹

Nord Pool también avanza en esta dirección. A modo de ejemplo, desde 2017 cuenta con un mercado intradiario. El mismo año, PJM introdujo las ofertas intradiarias en su mercado de energía, como resultado de una directiva de la FERC. Esta medida permite a los participantes realizar ofertas durante el día.¹⁴²

En el corto plazo, una evolución tecnológica y regulatoria debe habilitar ajustes en tiempo real. La existencia de un mercado intradiario

permite a los agentes ajustar sus posiciones con pronósticos de generación más precisos cerca de la operación en tiempo real. Esta opción optimiza la incorporación de recursos de ERV, reduce costos por desequilibrios, mejora la eficiencia operativa y disminuye la necesidad de reservas del sistema.¹⁴³ La experiencia internacional demuestra que la coexistencia de un mercado diario y uno intradiario ofrece mejores señales de precios y permite reflejar de forma más eficiente las condiciones reales de oferta y demanda.¹⁴⁴

En este marco, como se discutió previamente, se recomienda la participación de la demanda como recurso de flexibilidad, en paralelo con tecnologías como el almacenamiento mediante baterías o bombeo, lo que reduce la volatilidad de precios y también aporta flexibilidad.¹⁴⁵ No obstante, la implementación de estos mecanismos depende de marcos regulatorios claros, incentivos adecuados y una formación de precios eficiente que envíe señales correctas a los inversionistas. Experiencias recientes muestran la necesidad o conveniencia de regulación específica para evitar que nuevas tecnologías, como el almacenamiento, puedan frenar su penetración ante la ausencia de mercados que remuneren sus servicios.¹⁴⁶

Los mercados a largo plazo permiten a los agentes cubrirse ante el riesgo.¹⁴⁷ Esto es relevante en la medida en que se integran más ERV en la matriz de generación. Tales fuentes, por un lado, incrementan la volatilidad del precio *spot*, lo que hace vulnerables tanto a los generadores como a los consumidores.¹⁴⁸ Por el otro, al tener un costo marginal cercano a cero, las ERV producen un efecto de orden de mérito (*merit-order effect*) que tiende a disminuir los precios *spot*.¹⁴⁹

Este fenómeno genera más horas al día con precios cercanos a cero, lo que provoca el denominado “*missing money problem*” y con ello la canibalización de las ERV.¹⁵⁰ Lo anterior desincentiva la inversión en ERV y pone en riesgo el cumplimiento de los objetivos climáticos y energéticos de los países. Por ello, se requiere que los mercados a largo plazo sean más eficientes e incrementen su liquidez, con énfasis en mecanismos como los de capacidad, los mercados de derivados, los contratos bilaterales (como los acuerdos de compra de energía o PPA, por sus siglas en inglés) y los CfD.¹⁵¹

En esencia, los CfD actúan como coberturas financieras que aseguran un precio estable para la energía. Funcionan de forma similar a

futuros o PPA, pero una entidad —normalmente pública— gestiona el riesgo de contrapartida y ofrece garantías. En el Reino Unido, la contrapartida central del mecanismo existente de CfD para nueva generación renovable corresponde a una empresa pública llamada Low Carbon Contracts Company. NESO gestiona el proceso de asignación conforme a la normativa vigente, orienta y apoya a los solicitantes mediante actividades informativas y se encarga de evaluar y calificar las solicitudes recibidas.¹⁵²

El caso de PJM evidencia que el paso de acuerdos bilaterales a mercados organizados mediante un sistema de subastas modifica las estrategias de los participantes, optimiza el uso de la información y desplaza la generación hacia plantas más eficientes.¹⁵³

3.6 Interconexión de mercados regionales y coordinación transfronteriza

La interconexión entre diferentes sistemas eléctricos permite maximizar el potencial que pueden tener los recursos de flexibilidad a nivel local. Las interconexiones ayudan a los SO a explotar las complementariedades geográficas entre sistemas, tanto en la matriz de generación como en los perfiles de demanda.¹⁵⁴ Así, la integración de los mercados eléctricos regionales representa una estrategia medular para mejorar la resiliencia de los sistemas eléctricos, optimizar el uso de la infraestructura y fomentar la integración de las ERV.¹⁵⁵

No obstante, la consolidación de un mercado eléctrico regional robusto enfrenta desafíos políticos y técnicos significativos, como la autonomía nacional y la necesidad de armonizar marcos regulatorios dispares. Se requiere que los gobiernos estén dispuestos a sostener proyectos a largo plazo, pues cambios de administración pueden retrasar o frenar avances.¹⁵⁶

La reciente firma de acuerdos para que Colombia se interconecte con Panamá y el desarrollo de un esquema regulatorio conjunto reflejan los avances para superar estas barreras. Además, proyectos como el plan de interconexión Ecuador-Colombia-Perú establecen las bases para un mercado eléctrico andino común.¹⁵⁷ Esta interconexión hacia el Sur permitirá extender las TIE para incluir a Perú en el Mercado Andino Regional de Corto Plazo (MAERCP) y tener posteriormente la posibilidad de incluir a Bolivia y Chile.¹⁵⁸

Nord Pool evidencia cómo la integración regional puede fortalecer la resiliencia energética y reducir los precios de la electricidad a través del aprovechamiento de ventajas comparativas y la disminución de congestiones en la red.¹⁵⁹ Aunque la mayor integración de los mercados trae consigo riesgos ante eventos inesperados en alguno de los sistemas,¹⁶⁰ se espera que la integración permita que se compartan los riesgos entre mercados, disminuyendo así la probabilidad de apagones y crisis energéticas.¹⁶¹ La operación coordinada entre mercados permite maximizar la eficiencia y transparencia en la operación de sistemas interconectados, pero requiere que cada sistema cuente con mercados robustos.¹⁶²

4. Conclusiones y reflexiones finales: sobre el futuro de los operadores y de XM

Los cuatro operadores analizados en este capítulo representan paradigmas exitosos, pero con diferencias en la gestión. Durante sus 20 años de operación del SIN y administración del MEM, XM destaca por su liderazgo en sostenibilidad y neutralidad de carbono en Latinoamérica. Nord Pool ejemplifica la integración de mercados transnacionales y la facilitación del comercio eficiente de energía renovable. NESO es pionero en la planificación integral para la descarbonización total. PJM demuestra la complejidad y escala de mercados maduros en transición.

Todos convergen hacia objetivos similares: integración de renovables, descarbonización, digitalización y mantenimiento de la confiabilidad, pero adoptan enfoques diferenciados según sus contextos regulatorios, geográficos y políticos. La evolución de la última década confirma que no existe un modelo único óptimo, sino adaptaciones exitosas a circunstancias específicas, todas orientadas hacia un futuro energético sostenible y eficiente. El análisis de sus trayectorias históricas revela que el éxito radica en la autonomía, independencia y transparencia de su operación, el desarrollo de conocimiento mediante la capacidad de innovación continua, la neutralidad tecnológica, la coordinación efectiva con grupos de interés y, en la actualidad, el liderazgo en la transición energética, independientemente del modelo organizacional específico adoptado.

Los operadores de los sistemas eléctricos a nivel internacional se enfrentan a grandes retos derivados de la transición energética, que van

desde aspectos operativos para integrar la entrada masiva de ERV o la gestión del cambio climático y la electrificación de la demanda, pasando por la modernización, automatización y expansión de la infraestructura de la red, hasta replantear el diseño de los mercados mayoristas para que faciliten dicha transición. Los operadores requieren desarrollar nuevos modelos para gestionar la incertidumbre y el riesgo de la entrada de las ERV y continuar garantizando el suministro.

En resumen, de acuerdo con Miguel Lote-ro Robledo, XM se enfrenta a diferentes retos, algunos propios y otros dependientes de terceros.¹⁶³ En este sentido, el sistema necesita una mayor capacidad para anticipar y reaccionar ante cambios rápidos en la generación. Para ello es necesario desarrollar nuevas herramientas de pronóstico, reforzar las redes de transmisión donde se están ubicando proyectos renovables —como La Guajira y, en general, la región Caribe— y promover la participación de recursos flexibles como el almacenamiento, la RD y la generación de rápido arranque.

Como parte de las acciones para afrontar estos retos y reforzar la confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico, recientemente, en su informe sobre riesgos operativos del sistema,¹⁶⁴ XM realizó una serie de recomendaciones y propuestas relacionadas con la actualización de la regulación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB), como modificar la Resolución CREG 098 de 2019¹⁶⁵ e incluir baterías formadoras de red y nuevos servicios asociados. Asimismo, propuso modificar el código de conexión para definir los servicios obligatorios que deben prestar los

SAEB e incentivar plantas solares y eólicas híbridas con baterías que gestionen la variabilidad y aporten servicios críticos como inercia y cortocircuito. Además, recomendó fortalecer la red con proyectos de expansión que incorporen compensadores síncronos y baterías en puntos estratégicos, así como habilitar plantas tradicionales no despachadas centralmente y cogeneradores mayores de 1 MW para ofrecer regulación primaria de frecuencia.

Adicionalmente, los operadores se enfrentan a tres retos transversales. En primer lugar, necesitan desarrollar y retener el talento humano —como se discutió en el capítulo uno—, dado que la operación de un sistema eléctrico más complejo y diversificado exige contar con talento altamente capacitado y en formación constante.¹⁶⁶ Este desafío se amplifica ante la rápida adopción de tecnologías que requieren nuevos conocimientos y control.¹⁶⁷ En segundo lugar, han de contar con un marco normativo y regulatorio estable, sólido, coherente y flexible, capaz de incentivar inversiones y garantizar la autonomía de los operadores del sistema para mantener la transparencia.¹⁶⁸ Finalmente, en tercer lugar, deben obtener grandes inversiones respaldadas por mecanismos de financiación innovadores, garantías e incentivos que faciliten la llegada de capital privado.¹⁶⁹

Además, conviene mencionar la necesidad de certidumbre regulatoria y de evitar los retrasos en la aprobación de recursos y la improvisación de medidas que limitan la capacidad de adaptación y debilitan la resiliencia del sistema frente a eventos extremos.¹⁷⁰ Sobre esta cuestión se profundiza en el capítulo

cuatro de este libro, donde se hace énfasis en el papel protagonista de las instituciones para la transición energética.

En este sentido, se requieren garantías de transparencia y acceso al mercado, la coordinación entre agentes, neutralidad, autonomía e independencia, así como flexibilidad y adaptación a normativas nuevas. De hecho, las inversiones anticipatorias de infraestructura eléctrica son indispensables,¹⁷¹ ya que permiten dimensionar proactivamente las restricciones de capacidad de la red —donde el CND ya ha identificado un aumento constante de estas—¹⁷² y los incrementos en la demanda.¹⁷³

En este ámbito también se recomienda una intervención regulatoria limitada en los mercados mayoristas de electricidad para preservar los incentivos de inversión y garantizar señales de precios adecuadas. La experiencia reciente de la UE refuerza la recomendación de minimizar los

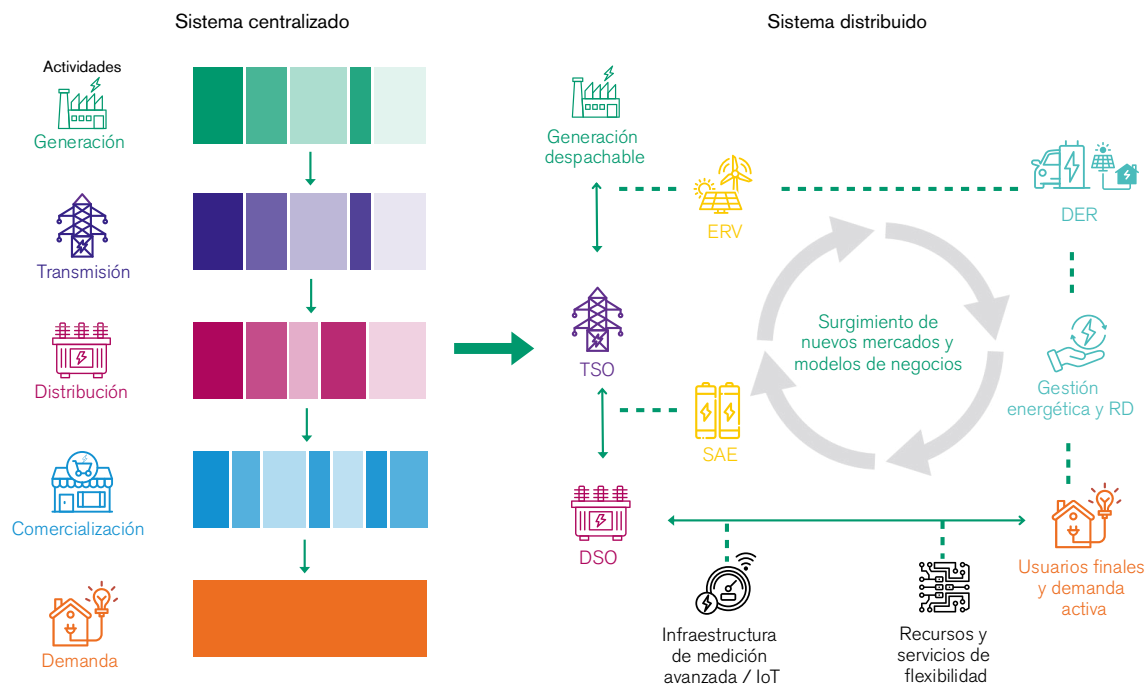
«En cuanto a lograr que esta transición sea justa, equitativa, eficiente y que promueva el empoderamiento del consumidor, es recomendable que todos los actores —desde los desarrolladores de proyectos de generación e infraestructura, administraciones e instituciones públicas, hasta los líderes sociales y la población en general— estén informados y colaboren para evitar retrasos en los proyectos de generación y de infraestructura de la red eléctrica»

cambios regulatorios excesivos y de atender las causas estructurales de la volatilidad en los precios, con el interés de promover la diversificación de la matriz de generación y una gestión eficiente de la demanda.¹⁷⁴

En cuanto a lograr que esta transición sea justa, equitativa, eficiente y que promueva el empoderamiento del consumidor, es recomendable que todos los actores —desde los desarrolladores de proyectos de generación e infraestructura, administraciones e instituciones públicas, hasta los líderes sociales y la población en general— estén informados y colaboren para evitar retrasos en los proyectos de generación y de infraestructura de la red eléctrica.¹⁷⁵ Estos retrasos no solo ponen en riesgo la transición energética, sino que pueden exponer a riesgo de apagones a un sistema eléctrico como el colombiano durante épocas de sequía en el corto y mediano plazo.¹⁷⁶

Finalmente, es fundamental reconocer que, en el futuro, la gestión de los operadores no solo radicará en su capacidad para afrontar los retos discutidos en este capítulo, sino también en su habilidad para adaptarse a un sistema eléctrico que avance de un modelo centralizado a uno distribuido, como se esboza en la Figura 3.2 y se ahonda en el capítulo cuatro.¹⁷⁷

Figura 3.2 De un sector eléctrico liberalizado centralizado a uno distribuido



* SAE corresponde a sistemas de almacenamiento de energía; IoT corresponde al internet de las cosas por sus siglas en inglés.
Fuente: elaboración propia con base en Lagarrigue, «Descentralización y lo que esto significa».

La integración de los DER en el sistema y el despliegue de los recursos y servicios de flexibilidad plantean la necesidad de que los operadores asuman un papel como facilitadores de la participación de los consumidores y de nuevos agentes —como los agregadores, los prosumidores y las comunidades energéticas, entre otros—, acciones que permitirán el fortalecimiento de la resiliencia del sistema, al democratizar el acceso a la energía y consolidar una transición energética justa. ☀

Notas

- 1 Ministerio de Minas y Energía (Colombia), «ABC de Comunidades Energéticas», 2023, <https://www.minenergia.gov.co/documents/11069/ABC-ComunidadesEnergeticas-2023.pdf>.
- 2 Stephania López Mosquera López y Macarena Larrea Basterra, *Pobreza energética Norte y Sur Global. ¿Dos perspectivas diferentes de un mismo problema?* (Universidad de Deusto, 2024), <https://doi.org/10.18543/POKY1828>.
- 3 California Independent System Operator, *Soul of the Grid: A Cultural Biography of the California Independent System Operator* (iUniverse, 2003), <https://books.google.es/books?id=dHbWilMBpLYC>.
- 4 Amylkar Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años», 16 de mayo de 2025; Luis Fernando Alarcón Mantilla, «Entrevista para libro XM 20 años», 21 de mayo de 2025; XM, *XM, corazón y cerebro del sistema eléctrico* (XM, 2021).
- 5 Michael Pollitt, «Lessons from the History of Independent System Operators in the Energy Sector», *Energy Policy* 47 (agosto de 2012): 32-48, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.007>.
- 6 Timothy Horger, «Entrevista para libro XM 20 años», 22 de mayo de 2025.
- 7 Pollitt, «Lessons from the History of Independent System Operators in the Energy Sector».
- 8 Laura Milena Cardenas Ardila y Carlos Jaime Franco Cardona, «Structure and Current State of the Wholesale Electricity Markets», *IEEE Latin America Transactions* 15, n.º 4 (2017): 669-74, <https://doi.org/10.1109/TLA.2017.7896393>; Mallika Chawla y Michael G. Pollitt, «Global Trends in Electricity Transmission System Operation: Where Does the Future Lie?», *The Electricity Journal* 26, n.º 5 (2013): 65-71, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2013.05.004>; Michael Pollitt, «The Arguments for and against Ownership Unbundling of Energy Transmission Networks», *Energy Policy* 36, n.º 2 (2008): 704-13, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.10.011>; Pollitt, «Lessons from the History of Independent System Operators in the Energy Sector».
- 9 Pollitt, «Lessons from the History of Independent System Operators in the Energy Sector».
- 10 Pollitt, «Lessons from the History of Independent System Operators in the Energy Sector».
- 11 María Nohemi Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años», 18 de junio de 2025.
- 12 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 13 Carlos Batlle y Carlos Ocaña, «Electricity Regulation: Principles and Institutions», en *Regulation of the Power Sector*, ed. Ignacio J. Pérez-Arriaga (Springer London, 2013), http://link.springer.com/10.1007/978-1-4471-5034-3_3.
- 14 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».

- 15 Cardenas Ardila y Franco Cardona, «Structure and Current State of the Wholesale Electricity Markets».
- 16 María Nohemi Arboleda Arango, «Desafíos del entorno para un sector cada vez más complejo», Séptimo Foro XM, junio de 2025, <https://registroface.blob.core.windows.net/imgforoxm/2025/Expositores/Maria%20Nohemi%20Arboleda.pdf>; CREG, *Análisis de los servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) Informe final completo. Revisión 2* (2018), <https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/ESTUDIO-SERVICIOS-COMPLEMENTARIOS.pdf>; NESO, «Annual Report and Accounts», 2025, <https://www.neso.energy/about/strategic-priorities/annual-report-and-accounts>; Nord Pool, «Nord Pool Annual Report», 2025, <https://www.nordpoolgroup.com/en/message-center-container/Annual-report/>; Nord Pool, «Market Surveillance», 2025, <https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/Market-surveillance/>; Ofgem, «Record Number of Customers with Small and Medium Sized Suppliers», 2018, [https://www.ofgem.gov.uk/press-release/record-number-customers-small-and-medium-sized-suppliers#:~:text=Ofgem%20has%20today%20updated%20its,this%20release\)%%20in%20Great%20Britain.](https://www.ofgem.gov.uk/press-release/record-number-customers-small-and-medium-sized-suppliers#:~:text=Ofgem%20has%20today%20updated%20its,this%20release)%%20in%20Great%20Britain.); PJM, «Library», 2025, <https://www.pjm.com/library/reports-notice/rtep-documents.aspx>; PJM, «Ancillary Services», 19 de junio de 2025, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/ancillary-services-fact-sheet.pdf>; Svenska Krafnät, «Does NordPool Charge a Fee for Delivering Ancillary Services?», Svenska Krafnät, 2025, <https://www.svk.se/en/stakeholders-portal/electricity-market/provision-of-ancillary-services/questions-and-answers-about-reserves/bidding-and-trading/does-nordpool-charge-a-fee-for-delivering-ancillary-services/>; XM, *Informe Anual de Gestión 2020*, no. 16 (Medellín, 2020).
- 17 Cardenas Ardila y Franco Cardona, «Structure and Current State of the Wholesale Electricity Markets».
- 18 UK Parliament, «Energy Act 2023. Part 5: Independent System Operator and Planner», Legislation.gov.uk, 2023, <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2023/52/notes/division/10/index.htm>.
- 19 Cecilia Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años», 6 de marzo de 2025.
- 20 Ley 143 de 1994, «Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética», Legislation No. 41434 (1994), 143, <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631>.
- 21 Energy Act 2013, Legislation No. 2013 c 32 (2013), <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/contents>.

- 22 Department for Business, Energy & Industrial Strategy, «Energy Security Bill Policy Statement Independent System Operator and Planner», OGL, 2022, <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65b124fa1702b10013cb11e1/energy-security-bill-independent-system-operator-planner.pdf>.
- 23 PJM, «PJM Marks 20 Years of Competitive Electricity Market», PJM Inside Lines, 2017, <https://insidelines.pjm.com/pjm-marks-20-years-of-competitive-electricity-market/>.
- 24 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 25 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 26 Arboleda Arango, «Desafíos del entorno para un sector cada vez más complejo»; CREG, *Análisis de los servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) Informe final completo. Revisión 2*; NESO, «Annual Report and Accounts»; Nord Pool, «Nord Pool Annual Report»; Nord Pool, «Market Surveillance»; Ofgem, «Record Number of Customers with Small and Medium Sized Suppliers»; PJM, «Library»; PJM, «Ancillary Services»; Svenska Krafnät, «Does NordPool Charge a Fee for Delivering Ancillary Services?»; XM, *Informe Anual de Gestión 2020*.
- 27 Resolución 071 de 2006, «Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía», Legislation No. No. 46.421 (2006), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0071_2006.htm.
- 28 Paolo Mastropietro et al., «Reliability Options: Regulatory Recommendations for The Next Generation of Capacity Remuneration Mechanisms», *Energy Policy* 185 (febrero de 2024): 113959, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113959>.
- 29 Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 30 Yennifer Sandoval Mora, «¿Qué es y qué hace XM? La empresa que Petro amenazó con intervenir», 31 de enero de 2025, <https://www.valoraanalitik.com/que-es-y-que-hace-xm-la-empresa-que-petro-amenazo-con-intervenir/>.
- 31 Guido Gubinelli, «¿Cómo se posiciona Colombia ante el avance del nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo?», *Energía Estratégica*, 13 de junio de 2023, <https://www.energiaestrategica.com/como-se-posiciona-colombia-ante-el-avance-del-nuevo-mercado-andino-electrico-regional-de-corto-plazo/>; Asoenergía, «Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo», Asoenergía, 2024, <https://asoenergia.com/reglamento-del-nuevo-mercado-andino-electrico-regional-de-corto-plazo-maercp-y-evaluacion-del-informe-de-reservas-y-recursos-contingentes-de-la-agencia-nacional-de-hidrocarburos-anh-informe-sectoria/>.
- 32 Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años»; Diana María Pérez Orozco et al., «Ancillary Services Market Design for Colombia's Energy Transition», 2024 *IEEE*

- Technology and Engineering Management Society (TEMSCON LATAM)*, 18 de julio de 2024, 1-7, <https://doi.org/10.1109/TEMSCONLATAM61834.2024.10717825>.
- 33 Arboleda Arango, «Desafíos del entorno para un sector cada vez más complejo».
- 34 Irene Zeier, «How Does a Power Exchange Work?», <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/how-does-a-power-exchange-work/>.
- 35 APEx, «About APEx», APEx, 2025, <https://www.theapex.org/about/>.
- 36 Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 37 Resolución 143 de 2021, «Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación”» (2021), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0143_2021.htm.
- 38 Nord Pool, «Euronext and Nord Pool announce Nordic and Baltic Power Futures Market», 2024, <https://www.nordpoolgroup.com/en/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2024/q3/euronext-and-nord-pool-announce-nordic-and-baltic-power-futures-market/>; Euronext, «Euronext Nord Pool Power Futures-Liquidity provider programmes», agosto de 2025, <https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/euronext-nord-pool-power-futures-market/>.
- 39 Chivukula Shivani, «National Energy System Operator (NESO)», Institute for Government, febrero de 2025, <https://www.instituteforgovernment.org.uk/explainer/national-energy-system-operator>.
- 40 Energy Act 2013.
- 41 NESO, «Capacity Market», NESO, <https://www.neso.energy/what-we-do/energy-markets/electricity-market-reform-emr-delivery-body/capacity-market>.
- 42 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 43 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 44 Operations Support Division, «PJM Manual 3A: Energy Management System (EMS) Model Updates and Quality Assurance (QA)», PJM, 2024, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m03a-redline.pdf>.
- 45 PJM, «PJM Capacity Market: Promoting Future Reliability», PJM, 2025, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjm-capacity-market-promoting-future-reliability-fact-sheet.pdf>.
- 46 Global PST Consortium, «Core Team and Partners», Global PST Consortium, 2025, <https://globalpst.org/who-we-are/core-team-partners/>.
- 47 APEx, «We Facilitate the Development and Communication of Ideas in the Operation of Global Competitive Electricity Markets», APEx, 2025, <https://www.theapex.org/about/>.

- 48 XM, *Informe Integral de Gestión Sostenible 2015* (2015), https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe_de_Operacion_del_SIN_y_Administracion_del_Mercado_2015.pdf; XM, *Informe Integral de Gestión Sostenible 2016* (2016), https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe_de_Operacion_del_SIN_y_Administracion_del_Mercado_2016.pdf; XM, *Informe Integral de Gestión Sostenible 2017* (2017), https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/INFORME_INTEGRAL_XM.pdf; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2018* (2018), https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Reporte%20integral%20XM%202018_o.pdf; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2019* (2019), https://informeannual.xm.com.co/demo_3/pages/general/home.html; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2020* (2020), <https://informeannual.xm.com.co/2020/informe/pages/home.html>; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2021* (2021), <https://informeannual.xm.com.co/informe/pages/home.html>; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2022* (2022), <https://informeannual.xm.com.co/index.html>; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2023* (2023), 358, <https://www.xm.com.co/reporte-integral-de-sostenibilidad-operacion-y-mercado-2023>; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2024* (2024), 373, <https://online.fliphtml5.com/aatse/xiuu/#p=14>.
- 49 Nord Pool, *Annual Report 2016. Efficient, Simple, Secure* (2016), https://www.nordpoolgroup.com/49f4c6/globalassets/download-center/annual-report/annual-report_2016.pdf; Nord Pool, *Annual Report 2017. Investing for the Customer* (2017), https://www.nordpoolgroup.com/49c786/globalassets/download-center/annual-report/annual-report-nord-pool_2017.pdf; Nord Pool, *Annual Report 2018. Defining Our Future* (2018), https://www.nordpoolgroup.com/49c112/globalassets/download-center/annual-report/annual-report_2018.pdf; Nord Pool, *Annual Report 2019. Embracing New Challenges* (2019), https://www.nordpoolgroup.com/49ea17/globalassets/download-center/annual-report/annual-report_2019.pdf; Nord Pool, *Annual Review 2020. Navigating a Changed World* (2020), <https://www.nordpoolgroup.com/49eea7/globalassets/download-center/annual-report/annual-review-2020.pdf>; Nord Pool, *Annual Review 2021. Markets in Transition* (2021), <https://www.nordpoolgroup.com/4ac588/globalassets/download-center/annual-report/nord-pool-annual-review-2021.pdf>; Nord Pool, *Annual Review 2022. Stability Through Change* (2022), <https://www.nordpoolgroup.com/4ac1a6/globalassets/download-center/annual-report/nord-pool-annual-review-2022.pdf>; Nord Pool, «EC Consultation. Electricity Market Design», Nord Pool Whitepaper, febrero de 2023, <https://www.nordpoolgroup.com/4925f6/globalassets/download-center/whitepaper/whitepaper-february-2023.pdf>; Nord Pool, «Euronext and Nord Pool announce Nordic and Baltic Power Futures Market».

- 50 National Grid, *Annual Report and Accounts 2014. Connecting to Life*, no. 15 (2015), <https://www.nationalgrid.com/document/139016/download>; National Grid, *Annual Report and Accounts 2015.*, no. 16 (2016), <https://www.nationalgrid.com/document/138981/download>; National Grid, *Annual Report and Accounts 2016. Bring Energy to Life*, no. 17 (2017), <https://www.nationalgrid.com/document/138951/download>; National Grid, *Annual Report and Accounts 2017. Bring Energy to Life*, no. 18 (2018), <https://www.nationalgrid.com/document/138906/download>; National Grid, *Annual Report and Accounts 2018. Bring Energy to Life*, no. 19 (2019), <https://www.nationalgrid.com/document/138876/download>; National Grid, *Annual Report and Accounts 2019. Bring Energy to Life*, no. 20 (2020), <https://www.nationalgrid.com/document/138741/download>; National Grid, *Annual Report and Accounts 2020. Bring Energy to Life*, no. 21 (2021), <https://www.nationalgrid.com/document/142166/download>; National Grid, *Annual Report and Accounts 2021. Bring Energy to Life*, no. 22 (2022), <https://www.nationalgrid.com/document/146731/download>; National Grid, *Annual Report and Accounts 2022. Bring Energy to Life*, no. 23 (2023), <https://www.nationalgrid.com/document/149711/download>; National Grid, *Annual Report and Accounts 2023. Delivering the energy transition now*, no. 24 (2024), <https://www.nationalgrid.com/document/152071/download>.
- 51 PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2015. *State of the Market Report Volume 1* (PJM, 2015), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2015/2015-som-pjm-volume1.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2016 *State of the Market Report Volume 1* (2016), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2016/2016-som-pjm-volume1.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2017 *State of the Market Report Volume 1* (2017), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2017/2017-som-pjm-volume1.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2018 *State of the Market Report Volume 1* (2018), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018/2018-som-pjm-volume1.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2019 *State of the Market Report Volume 1* (2019), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019/2019-som-pjm-volume1.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2020 *State of the Market Report Volume 1* (2020), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-vol1.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2021 *State of the Market Report Volume 1* (2021), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol1.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2022 *State of the Market Report Volume 1* (2022), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022/2022-som-pjm-vol1.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2023 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2* (2023), <https://www.monitoringanalytics.com/reports/>

- PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-vol2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2024 *State of the Market Report Volume 1* (2024), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2024/2024-som-pjm-vol1.pdf.
- 52 Ana Mercedes Restrepo Múnera, «Entrevista para libro XM 20 años», 28 de mayo de 2025.
- 53 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 54 Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 55 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 56 Ecoclic, «Home», Ecoclic, accedido 27 de junio de 2025, <https://ecoclic.com.co/>.
- 57 EcoGox, «Home», EcoGox, accedido 27 de junio de 2025, <https://www.ecogox.com/>.
- 58 Karbonoa, «Home», Karbonoa, accedido 30 de junio de 2025, <https://karbonoa.com/>.
- 59 EcoRep, «Home», EcoRep, accedido 27 de junio de 2025, <https://ecorep.com.co/home>.
- 60 Ecoclic, «Registro Biodiversidad», Biotrust, accedido 30 de junio de 2025, <https://biotrust.com.co/>.
- 61 EcoTrade, «Home», Ecotrade, accedido 30 de junio de 2025, <https://eco-trade.com.co/>.
- 62 Sergio Espinosa, *Guía de Referencia de Blockchain para la adopción e implementación de proyectos en el Estado Colombiano* (MINTIC, 2020), https://gobiernodigital.mintic.gov.co/692/articles-161810_pdf.pdf.
- 63 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 64 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 65 PJM, «Problem/Opportunity Statement», 2025, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/committees/mrc/2025/20250618/20250618-item-04---1-sub-annual-capacity-market---problem-statement.pdf>.
- 66 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 67 XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2024*; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2023 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2*; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2023 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 5: Capacity Market* (2023), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-sec12.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2023 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions* (2023), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-vol2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, 2023 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 12: Generation and Transmission Planning* (2023), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-sec12.pdf; PJM, «Energy in Balance PJM 2023. Annual Report», Ensuring a Reliable Energy Transition, 2025, <https://services.pjm.com/annualreport2023/>; PJM, «Generation Attribute Tracking System», PJM System Mix, s. f., <https://gats.pjm-eis.com/GATS2/PublicReports/PJMSystemMix>; ESO,

- «National Electricity Transmission System Performance Report 2022-2023», 2023, <https://www.neso.energy/document/289196/download>; Department for Energy Security and Net Zero, «Digest of UK Energy Statistics (DUKES) 2024», OGL, 31 de julio de 2025, <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>; Department for Energy Security and Net Zero, «Table 5.1 Electricity: Commodity Balances», Digest of UK Energy Statistics (DUKES): Electricity, 31 de julio de 2025, 5, <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>; Department for Energy Security and Net Zero, «Table 5.6 Electricity Fuel Use, Generation and Supply», Digest of UK Energy Statistics (DUKES): Electricity, 31 de julio de 2025, <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>; Department for Energy Security and Net Zero, «Table 5.14 Estimated Carbon Dioxide Intensity of Electricity Supplied», Digest of UK Energy Statistics (DUKES): Electricity, 31 de julio de 2025, <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>; Nord Pool, «Day-ahead Prices», 2024, Nord Pool, <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest¤cy=EUR&aggregation=YearlyAggregate&deliveryAreas=AT,BE,FR,GER,KT,NL,PL,SYS;ENTSOE>, «HVAC NORDIC AND BALTIC GRID DISTURBANCE STATISTICS 2024», 2025, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Nordic/2024/Nordic_and_Baltic_Grid_Disturbance_Statistics_2024.pdf; Irene Zeier, «Nord Pool Reports Robust Trading Figures for 2023», Nord Pool, 1 de diciembre de 2024, <https://www.nordpoolgroup.com/en/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2024/q1/nord-pool-reports-robust-trading-figures-for-2023/>; Department for Business, Energy & Industrial Strategy, «Appendix I: Electricity Networks Modelling», OGL, 2022, <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6690f4320808eaf43b50ce42/electricity-networks-strategic-framework-appendix-1.pdf>; Irene Zeier, «Nord Pool Reports Encouraging Growth in 2024», Nord Pool, 22 de enero de 2025, <https://www.nordpool-group.com/en/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2025/q1/nord-pool-reports-encouraging-growth-in-2024/>; PJM, «PJM: At a Glance», PJM, 2025, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjm-at-a-glance.pdf>.
- 68 PJM, «PJM: At a Glance».
- 69 NESO, «Annual Report and Accounts»; PJM, «Library»; XM, «Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024», XM, 2025, <https://online.fliphtml5.com/aatse/xiuv/#p=1>.
- 70 XM, «Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024».

- 71 XM, *Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado 2005* (2005), <https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe-de-Operacion-del-Sistema-y-Administracion-del-Mercado-2005.pdf>; XM, *Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado 2010* (2010), https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe_Operaci%C3%B3n_SIN_2010.pdf; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2021*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2023*; XM, «Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024»; PJM y Market Monitoring Unit, *2005 State of the Market Report. Section 3: Energy Market, Part 2* (2005), https://www.monitoringanalytics.com/reports/pjm_state_of_the_market/2005/20060411-som-web-2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2010 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2* (2010), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2010.shtml; PJM, «PJM and Members Prepared to Serve Winter Electricity Demand; 65 Million Customers Served Reliably Through Summer 2020», PJM, 2020, <https://insidelines.pjm.com/pjm-and-members-prepared-to-serve-winter-electricity-demand-65-million-customers-served-reliably-through-summer-2020/>; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2*; Operations Support Division, «PJM Manual 3A: Energy Management System (EMS) Model Updates and Quality Assurance (QA)»; Department for Energy Security and Net Zero, «Table 5.6 Electricity Fuel Use, Generation and Supply».
- 72 National Grid, «How Much of the UK's Rnergy is Renewable?», National Grid, 2023, <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/how-much-uks-energy-renewable>.
- 73 NESO, «A Holistic Network Design for Offshore Wind», NESO, 2022, <https://www.neso.energy/publications/beyond-2030/holistic-network-design-offshore-wind>.
- 74 NESO, «National Grid ESO Debuts Dynamic Containment Frequency Response Service», NESO, 2020, <https://www.neso.energy/news/national-grid-eso-debuts-dynamic-containment-frequency-response-service>.
- 75 PJM, «PJM Summer Outlook 2025: Adequate Resources Available for Summer Amid Growing Risk», PJM, 9 de mayo de 2025, <https://insidelines.pjm.com/pjm-summer-outlook-2025-adequate-resources-available-for-summer-amid-growing-risk/#:~:text=Last%20year%2C%20PJM%27s%20summer%20peak,can%20power%20about%20800%20homes>.
- 76 PJM, «Energy in Balance PJM 2023. Annual Report».
- 77 XM, *Informe Integral de Gestión Sostenible 2017*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2018*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2019*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2021*; XM, «Factor emisión matriz energética 2021», XM, 2021, <https://www.xm.com.co/>

- noticias/4591-factor-emision-matriz-energetica-2021; XM, «Factor emisión matriz energética 2021»; XM, «Resultado preliminar del cálculo del factor de emisión 2023», XM, 2023, <https://www.xm.com.co/noticias/6565-resultado-preliminar-calculo-del-factor-de-emision-para-el-inventario-de-gases-de>; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2024*; Department for Energy Security and Net Zero, «Table 5.14 Estimated Carbon Dioxide Intensity of Electricity Supplied»; PJM, «Generation Attribute Tracking System».
- 78 XM, *Informe Integral de Gestión Sostenible 2017*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2018*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2019*; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2021*; XM, «Factor emisión matriz energética 2021»; XM, «Factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional 2022», XM, 2022, <https://www.xm.com.co/noticias/5548-resultado-de-calculo-de-factor-de-emision-del-sistema-interconectado-nacional-para>; XM, «Resultado preliminar del cálculo del factor de emisión 2023»; XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2024*.
- 79 XM, «Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024».
- 80 Department for Business, Energy & Industrial Strategy, «Appendix I: Electricity Networks Modelling».
- 81 PJM, «PJM: At a Glance».
- 82 XM, «Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024».
- 83 XM, «Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024».
- 84 PJM, «2024 in Review: PJM Operations Maintained Reliability», PJM, 2025, <https://insidelines.pjm.com/2024-year-in-review-pjm-operations-maintained-reliability/>; PJM, «PJM Summer Outlook 2025: Adequate Resources Available for Summer Amid Growing Risk».
- 85 Banco de la República, «Tasas de cambio-Otras monedas», s. f., https://www.banrep.gov.co/sites/default/files/Tasas_otras_monedas.pdf.
- 86 XM, *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2024*; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2*; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 5: Capacity Market*; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 12: Generation and Transmission Planning*; PJM, «Energy in Balance PJM 2023. Annual Report»; PJM, «Generation Attribute Tracking System»; ESO, «National Electricity Transmission System Performance Report 2022-2023»; Department for Energy Security and Net Zero, «Digest of UK Energy Statistics (DUKES) 2024»; Department for Energy Security and Net Zero, «Table 5.1 Electricity: Commodity Balances», 5; Department for

Energy Security and Net Zero, «Table 5.6 Electricity Fuel Use, Generation and Supply»; Department for Energy Security and Net Zero, «Table 5.14 Estimated Carbon Dioxide Intensity of Electricity Supplied»; Nord Pool, «Day-ahead Prices»; ENTSOE, «HVAC NORDIC AND BALTIC GRID DISTURBANCE STATISTICS 2024»; Zeier, «Nord Pool Reports Robust Trading Figures for 2023»; Department for Business, Energy & Industrial Strategy, «Appendix I: Electricity Networks Modelling»; Zeier, «Nord Pool Reports Encouraging Growth in 2024»; PJM, «PJM: At a Glance».

- 87 PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2016 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market* (2016), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2016/2016-som-pjm-sec3.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2017 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market* (2017), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2017/2017-som-pjm-volume2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2018 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market* (2018), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018/2018-som-pjm-volume2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2019 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market* (2019), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019/2019-som-pjm-volume2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2020 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2* (2020), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-vol2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2021 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market* (2021), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2022 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market* (2022), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2*; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2024 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market* (2024), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2024/2024-som-pjm-vol2.pdf; Nord Pool, «Day-ahead Prices».
- 88 IEA, *Electricity 2025. Analysis and Forecast to 2027* (IEA Publications, 2025), www.iea.org.
- 89 IEA, *Electricity 2025. Analysis and Forecast to 2027*.
- 90 Department for Energy Security and Net Zero, «Table 5.14 Estimated Carbon Dioxide Intensity of Electricity Supplied»; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2016 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions* (2016), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2016/2016-som-pjm-sec3.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2017 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis*.

- Section 9: Interchange Transactions* (2017), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2017/2017-som-pjm-volume2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2018 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions* (2018), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018/2018-som-pjm-volume2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2019 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions* (2019), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019/2019-som-pjm-volume2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2020 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions* (2020), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-vol2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2021 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions* (2021), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol2.pdf; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2022 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions* (2022), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*; PJM y Monitoring Analytics, LLC, *2024 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions* (2024), https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2024/2024-som-pjm-vol2.pdf.
- 91 Lenin H. Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo* (BID, 2024), <https://publications.iadb.org/es/navegando-la-transicion-energetica-en-america-latina-y-el-caribe-volatilidad-y-senalizacion-de>; Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años».
 - 92 Juan Carlos Morales Ruíz, «Entrevista para libro XM 20 años», 6 de junio de 2025; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030* (XM, 2025).
 - 93 Morales Ruíz, «Entrevista para libro XM 20 años».
 - 94 Peter Behr, «PJM Boosts Gas in Contentious Grid Plan», E&E News by POLITICO, 5 de diciembre de 2024, <https://www.eenews.net/articles/pjm-boosts-gas-in-contentious-grid-plan/>.
 - 95 Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
 - 96 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
 - 97 Robert Walton, «PJM, 3 Other RTOs Propose Steps to Improve Gas-Electric Sector Coordination, Boost Reliability», Utility Dive, 22 de febrero de 2024, <https://www.utilitydive.com/news/SPP-PJM-New-England-MISO-propose-gas-electric-coordination-improvements/708184/>.

- 98 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 99 Guido Gubinelli, «2022 repite la historia y será otro año con subastas para energías renovables en Colombia», *Energía Estratégica*, 13 de diciembre de 2021, <https://www.energiaestrategica.com/2022-repite-la-historia-y-sera-otro-ano-con-subastas-para-energias-renovable-en-colombia/>.
- 100 Abdul Azeem et al., «Electrical Load Forecasting Models for Different Generation Modalities: A Review», *IEEE Access* 9 (2021): 142239-63, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3120731>; Utpal Kumar Das et al., «Forecasting of Photovoltaic Power Generation and Model Optimization: A Review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (enero de 2018): 912-28, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.017>; Aoife M. Foley et al., «Current Methods and Advances in Forecasting of Wind Power Generation», *Renewable Energy* 37, n.º 1 (2012): 1-8, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.05.033>; Corentin Kuster et al., «Electrical Load Forecasting Models: A Critical Systematic Review», *Sustainable Cities and Society* 35 (noviembre de 2017): 257-70, <https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.08.009>; Mahdi Sharifzadeh et al., «Machine-learning Methods for Integrated Renewable Power Generation: A Comparative Study of Artificial Neural Networks, Support Vector Regression, and Gaussian Process Regression», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 108 (julio de 2019): 513-38, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.040>; Joel Titus et al., «Forecasting of Electricity Demand and Renewable Energy Generation for Grid Stability», en *Proceedings of the 7th International Conference on Advances in Energy Research*, ed. Manaswita Bose y Anish Modi (Springer Singapore, 2021).
- 101 Mastropietro et al., «Reliability Options: Regulatory Recommendations for The Next Generation of Capacity Remuneration Mechanisms».
- 102 Morales Ruíz, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 103 Miguel Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años», 6 de noviembre de 2025.
- 104 Proyecto de Ley No. 131, «Por el cual se modifica el cargo por confiabilidad y se dictan normas para la estabilidad del sector eléctrico colombiano», Senado (2024), <https://www.senado.gov.co/index.php/documentos/comisiones/constitucionales/comision-quinta/proyectos-de-ley/proyectos-de-ley-y-ponencias-periodo-constitucional-2022-2026/proyectos-de-ley-y-ponencias-legislatura-20-julio-2024-20-julio-2025/p-de-l-no-131-2024-senado-cargo-por-confiabilidad>; José David Name Cardozo, «Modificar el cargo por confiabilidad», *La República*, 30 de noviembre de 2024, <https://www.larepublica.co/analisis/jose-david-name-cardozo-507206/modificar-el-cargo-por-confiabilidad-4010201>.
- 105 Department for Energy Security and Net Zero, «Written Evidence Submitted by the Department for Energy Security and Net Zero», OGL, junio de 2023, <https://committees.parliament.uk/writtenevidence/121739/pdf/#:~:text=security%20and%20to%20align%20the,It%20proposed?>

- 106 Morales Ruíz, «Entrevista para libro XM 20 años»; NESO, «National Grid ESO Debuts Dynamic Containment Frequency Response Service».
- 107 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 108 Pérez Orozco et al., «Ancillary Services Market Design for Colombia's Energy Transition».
- 109 Karin Wadsack, «Entrevista para libro XM 20 años», 15 de mayo de 2025.
- 110 Morales Ruíz, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 111 Morales Ruíz, «Entrevista para libro XM 20 años»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 112 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 113 Wadsack, «Entrevista para libro XM 20 años»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 114 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 115 Wadsack, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 116 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 117 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), «Plan Energético Nacional 2024-2054, Tomo I», UPME, mayo de 2025, https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF1_PEN_2024-2054_Tomo_I.pdf.
- 118 National Grid ESO, «2035: Key Challenges», 2021, <https://www.neso.energy/document/250156/download>.
- 119 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 120 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 121 Miguel-Angel Niño-Zambrano et al., «System Dynamics Model for Analysis of Demand Response on Incorporating Autoswitch in the Colombian Electrical Sector», *Energy Policy* 193 (octubre de 2024): 1-20, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114257>.
- 122 Energy Transitions Commission (ETC), *Demand Side Flexibility-Unleashing Untapped Potential for Clean Power* (Energy Transitions Commission, 2025), <https://www.energy-transitions.org/publications/demand-side-flexibility/#download-form>.
- 123 NESO, «National Grid ESO Debuts Dynamic Containment Frequency Response Service».
- 124 National Grid, *System Operability Framework 2015* (2015), <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/44046-SOF%202015%20Full%20Document.pdf>.
- 125 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 126 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 127 Merkebu Zenebe Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources», *Electric Power Systems Research* 194 (mayo de 2021): 1-16, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107022>.
- 128 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».

- 129 José Vega-Araújo y Raphael J. Heffron, «Assessing Elements of Energy Justice in Colombia: A Case Study on Transmission Infrastructure in La Guajira», *Energy Research & Social Science* 91 (septiembre de 2022): 102688, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102688>.
- 130 European Commission, *The Future of European Competitiveness. The Draghi Report: In-Depth Analysis and Recommendations, Part B* (Brussels, 2024), 1-328, https://commission.europa.eu/topics/strengthening-european-competitiveness/eu-competitiveness-looking-ahead_en; IEA, *Electricity Grids and Secure Energy Transitions: Enhancing the Foundations of Resilient, Sustainable and Affordable Power Systems* (OECD, 2023), <https://doi.org/10.1787/455dd4fb-en>; Stephanía Mosquera López y Macarena Larrea Basterra, *El valor de las redes eléctricas para la competitividad del País Vasco*, no. 01, Cuadernos Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad–Fundación Deusto, 2025), 1-117, <https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2904-250003-valor-redes-electricas-competitividad-pais-vasco>; Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 131 Andrea Biancardi et al., «A Framework to Evaluate How European Transmission System Operators Approach Innovation», *Energy Policy* 158 (noviembre de 2021): 112555, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112555>.
- 132 Stephanía Mosquera López y Jorge Fernández Gómez, *Aceptación social de proyectos de energía renovable locales*, no. 08, Cuadernos Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad–Fundación Deusto, 2023), 1-100, <https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2670-230063-aceptacion-social-proyectos-energia-renovable-locales>.
- 133 NESO, «Clean Power 2030. Advice on Achieving Clean Power for Great Britain by 2030», NESO, 5 de noviembre de 2024, <https://www.neso.energy/document/346651/download>.
- 134 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 135 Audrey Ramsay et al., «Introduction to Resilience and Security Roles», febrero de 2024, <https://www.neso.energy/document/303461/download>.
- 136 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 137 Restrepo Múnera, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 138 PJM, «PJM Shares Cybersecurity Protocols, Opportunities with U. S. Senate Energy Committee», PJM Inside Lines, 6 de agosto de 2020, <https://insidelines.pjm.com/pjm-shares-cybersecurity-protocols-opportunities-with-u-s-senate-energy-committee/>.
- 139 ESO, «Beyond 2030. A National Blueprint for a Decarbonised Electricity System in Great Britain», 2024, <https://www.neso.energy/document/304756/download>.
- 140 Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 141 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.

- 142 PJM, «PJM Moves to Intraday Offers», PJM Inside Lines, 11 de enero de 2017, <https://insidelines.pjm.com/pjm-moves-to-intraday-offers/>.
- 143 Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*; Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 144 Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*.
- 145 Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*.
- 146 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 147 Stephanía Mosquera-López et al., «Risk Asymmetries in Hydrothermal Power Generation Markets», *Electric Power Systems Research* 147 (junio de 2017): 154-64, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.02.032>.
- 148 David Cardona-Vasquez et al., «Effect of the Intermittency of Non-conventional Renewable Energy Sources on the Volatility of the Colombian Spot Price», *Renewable Energy* 232 (octubre de 2024): 1-10, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121073>.
- 149 Stephanía Mosquera-López y Anjali Nursimulu, «Drivers of Electricity Price Dynamics: Comparative Analysis of Spot and Futures Markets», *Energy Policy* 126 (marzo de 2019): 76-87, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.020>.
- 150 Juan Ignacio Peña et al., «Cannibalization, Depredation, and Market Remuneration of Power Plants», *Energy Policy* 167 (agosto de 2022): 1-14, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113086>.
- 151 European Commission, «Commission Staff Working Document. Reform of Electricity Market Design Accompanying the documents Proposal for a Regulation (EU) of the European Parliament and of the Council Amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to Improve the Union's Electricity Market Design Proposal for a Regulation (EU) of the European Parliament and of the Council Amending Regulations (EU) No. 1227/2011 and (EU) 2019/942 to Improve the Union's Protection Against Market Manipulation in the Wholesale Energy Market», 14 de marzo de 2023, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52023SC0058>.
- 152 Allocation Round Resource Portal, «National Grid Electricity System Operator (Electricity Market Reform Delivery Body)», Contracts for Difference (CfD). Allocation Round Resource Portal, <https://www.cfdallocationround.uk/about/national-grid-eso>; Jorge Fernández Gómez, *Reforma del diseño del mercado eléctrico europeo*, no. 02, Cuadernos Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto, 2024),

- <https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2716-240010-reforma-diseno-mercado-electrico-europeo>.
- 153 Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*.
- 154 EEA y ACER, *Flexibility Solutions to Support a Decarbonised and Secure EU Electricity System*, European Environment Agency/Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EEA/ACER). Report 09/2023 (Publications Office, 2023), 1-40, https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/EEA-ACER_Flexibility_solutions_support_decarbonised_secure_EU_electricity_system.pdf#:~:text=Promising%20climatecompatible%20flexibility%20solutions%20exist.%20Key%20ones%20for,see%20significant%20decarbonisation%20of%20the%20EU%20electricity%20supply.
- 155 Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*.
- 156 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 157 IEA, *Colombia 2023. Energy Policy Review* (Agencia Internacional de la Energía, 2023), 1-165, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2fa812fe-e660-42f3-99bc-bd75be3ca0b5/Colombia2023-EnergyPolicyReview.pdf>.
- 158 Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 159 Wadsack, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 160 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 161 Jorge M. Uribe et al., «Characterizing Electricity Market Integration in Nord Pool», *Energy* 208 (octubre de 2020): 1-11, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118368>.
- 162 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 163 Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 164 XM y CND, «Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN», XM, junio de 2025, <https://www.xm.com.co/operacion/informe-riesgos-operativos>.
- 165 Resolución 098 de 2019, «Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional», Legislation No. 51.068 (2019), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0098_2019.htm.
- 166 Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*.
- 167 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 168 Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*; Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».

- 169 Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*; Macarena Larrea Basterra y Stephanía Mosquera López, *Incentivos a la inversión en tecnologías limpias*, Cuadernos Orkestra (Orkestra, 2024), <https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2782-240034-incentivos-inversion-tecnologias-limpias>.
- 170 Restrepo Múnera, «Entrevista para libro XM 20 años»; Morales Ruíz, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 171 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 172 XM y CND, «Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN».
- 173 Mosquera López y Larrea Basterra, *El valor de las redes eléctricas para la competitividad del País Vasco*.
- 174 Balza et al., *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*.
- 175 Balza et al., «Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo».
- 176 Sebastian Zapata et al., «Investigating the Concurrence of Transmission Grid Expansion and the Dissemination of Renewables», *Energy* 276 (agosto de 2023): 127571, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127571>.
- 177 Emmanuel Lagarrigue, «Descentralización y lo que esto significa», *Revista Ingeniería Eléctrica*, n.º 335 (2018): 12-14, https://doi.org/https://www.editores.com.ar/revistas/ie/335/schneider_descentralizacion.

A large, white wind turbine stands prominently in the center of the frame. Its three blades are spread wide, reaching towards the top corners of the image. The base of the turbine is surrounded by a cleared, sandy area with some construction equipment and materials. The surrounding landscape is a dense, green forest covering rolling hills. In the far distance, more hills are visible under a sky with a deep purple or magenta tint. The overall scene conveys a sense of renewable energy in a natural setting.

Capítulo 4

Transición energética: avances, oportunidades y retos para Colombia

Proyecto eólico Carreto,
Atlántico, 2025. Fotografía: Celsia.

John García Rendón

Investigador OMEGA, Escuela de Finanzas, Economía y Gobierno, Universidad EAFIT, Colombia, jgarcia@eafit.edu.co, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1269-2548>

Lina Marcela Cortés Durán

Investigadora OMEGA, Escuela de Finanzas, Economía y Gobierno, Universidad EAFIT, Colombia, lcortesd@eafit.edu.co, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2520-446X>

Alejandro López Vera

Escuela de Finanzas, Economía y Gobierno, Universidad EAFIT, Colombia, calopezv@eafit.edu.co, ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-5320-7476>

Introducción

La transición energética ha sido planteada como la principal estrategia para disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), principalmente emisiones de CO₂. Se estima que la transición podrá contener el calentamiento global y, por ende, los niveles de temperatura en el umbral pactado en el Acuerdo de París (COP21) y en COP28; es decir, de 1.5 °C sobre los niveles preindustriales a mediados de siglo pasado. Esto ha implicado transformaciones estructurales y disruptivas en la industria eléctrica con el fin de lograr la neutralidad en carbono. Para ello, es necesario sustituir la generación de energías con combustibles fósiles por Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCR), electrificar los sistemas de transporte, la industria y varios usos finales domésticos. Igualmente, es preciso mejorar la eficiencia energética y realizar cambios profundos en la política energética y en los modelos de negocios, incluyendo a los consumidores como agentes activos en la gestión energética. En todos estos procesos, los operadores del sistema y del mercado, como XM, han desempeñado un papel fundamental para garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio.¹

Sin embargo, la inclusión de un gran porcentaje de FNCR, como la solar fotovoltaica (PV, por sus siglas en inglés) y la eólica, ha planteado retos importantes en la operabilidad y funcionamiento de los mercados que han tenido más avances sobre la materia y, por supuesto, en el cumplimiento del objetivo principal de la política energética: garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio. Esto se debe a



Centro de Control del Centro
Nacional de Despacho
XM, 2025. Fotografía: XM.

la alta volatilidad e intermitencia que presenta la generación con estas fuentes.² En este sentido, los recursos y servicios de flexibilidad y los Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) han jugado un papel fundamental en los mercados que más han avanzado en la transición energética, especialmente para gestionar dicha aleatoriedad y, a su vez, ayudar al cumplimiento del mencionado objetivo.³ No obstante, en el caso de Colombia, esto solo es viable a través de una matriz de generación diversificada, con tecnologías que suministren firmeza al sistema para afrontar fenómenos, como el de El Niño fuerte, y las temporadas de baja radiación y poco viento.

En el proceso de transición energética es necesaria una adecuada institucionalidad, con reglas claras que disminuyan la incertidumbre y el riesgo regulatorio. De tal manera, que sea posible realizar las inversiones requeridas y dar cabida al surgimiento de nuevos agentes y modelos de negocio para afrontar la transformación disruptiva del sector y lograr la complementariedad entre el sistema tradicional centralizado y uno distribuido. Esto ayudaría a estimular una mayor competencia y a contrarrestar el posible ejercicio de poder de mercado que podrían ejercer las empresas incumbentes. Entre los principales agentes y modelos de negocio se encuentran los *prosumidores* o el conjunto de prosumidores que conforman las comunidades energéticas, las cuales pueden autoconsumir e inyectar los sobrantes a la red; los *agregadores* que pueden prestar servicios de Respuesta de la Demanda (RD) para disminuir los consumos en las horas pico y aplanar la curva de demanda. Sumado a lo anterior, es necesaria una coordinación entre los Operadores de Red Distribuidos (DSO, por sus siglas en inglés) y los Operadores de Red de Transmisión (TSO, por sus siglas en inglés) para definir qué servicios de flexibilidad deben suministrar cada uno y cuáles conjuntamente para gestionar la intermitencia de las Energías Renovables Variables (ERV).⁴

Otro modelo de negocio son los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB). Estos pueden ser utilizados como un recurso multipropósito para la prestación de servicios de flexibilidad, como la gestión de congestión de la red o en la operación del sistema —regulación

primaria, secundaria y terciaria, entre otras—,⁵ o aun desde el lado del consumo para garantizar calidad y confianza de potencia. También se encuentra la Energía Transactiva (ET)⁶ que abarca tecnologías y modelos como el *blockchain*⁷ y las transacciones *peer-to-peer* (P2P),⁸ *business-to-business* (B2B), *business-to-consumer* (B2C) y *consumer-to-consumer* (C2C).⁹ El concepto de ET se ha utilizado para referirse a las técnicas de gestión de la generación, consumo o flujo de energía eléctrica en los sistemas eléctricos mediante el uso de transacciones económicas o de mercado, teniendo en cuenta las limitaciones de confiabilidad de la red. La ET requiere del complemento entre la “arquitectura técnica” y el “sistema de despacho económico” para contribuir a un desarrollo sólido de la tecnología —tanto en la red como en la demanda— y la coordinación de los recursos instalados por los clientes, como RD, el almacenamiento y el suministro de electricidad.¹⁰

«Una revisión de literatura sobre los mercados que más han avanzado en los procesos de transición energética evidencia retos importantes en el país, en temas relacionados con la institucionalidad del sector, los recursos y servicios de flexibilidad, los DER y la ET»

Una revisión de literatura sobre los mercados que más han avanzado en los procesos de transición energética a nivel mundial y sobre el mercado eléctrico colombiano —específicamente, los esfuerzos que ha realizado XM, operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador del Mercado de Energía Mayorista (MEM), en sus veinte años de existencia— evidencia retos importantes en el país, en temas relacionados con la institucionalidad del sector, los recursos y servicios de flexibilidad, los DER y la ET. Todos estos factores deben tenerse en cuenta para gestionar la alta intermitencia e incertidumbre que presentan las ERV y para garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio de forma eficiente y resiliente. Por lo tanto, el objetivo de este capítulo es presentar los principales aportes que ha realizado XM como operador del SIN y administrador del MEM colombiano en los avances hacia la transición energética en el país. Además, se plantean los principales retos en los que se debe seguir trabajando en el proceso de transición energética, teniendo en cuenta la experiencia internacional en los mercados que más han avanzado. Esto se llevará a cabo con base en información secundaria y primaria, especialmente entrevistas realizadas a expertos tanto a nivel internacional como nacional.

Para lograr estos objetivos, en la primera sección del capítulo se presentan los principales proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) y las alianzas que ha realizado XM, así como sus resultados en materia de transición energética. En la segunda, se hace alusión al rol fundamental que cumplen las instituciones en el proceso de la transición energética para garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio. En la tercera, se examinan la importancia y los retos de los DER, no solo en el mercado mayorista, sino en todo el proceso de la cadena hasta llegar al mercado minorista. Esta sección incluye a las comunidades energéticas, debido a los avances que han tenido en el mercado eléctrico nacional. En la cuarta sección, se consideran los recursos y servicios de flexibilidad que pueden ofrecerse para gestionar la intermitencia de las ERV y, en la quinta, se hace alusión a la ET. Finalmente, se concluye con unas reflexiones sobre los principales retos para la transición energética en Colombia.

1. Aportes de XM en proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación y en alianzas en transición energética

XM se sitúa en la vanguardia del conocimiento mediante proyectos de I+D+i con universidades y organismos, tanto nacionales como internacionales. Estas iniciativas le han permitido construir confianza en el sector, como lo expresan los expertos en las entrevistas realizadas,¹¹ a través de los *papers* publicados y las alianzas que se han llevado a cabo a lo largo de los años —ver capítulo tres de este libro—. Asimismo, XM ejerce sus funciones a partir de un régimen de gobierno corporativo que garantiza su independencia y autonomía con criterios técnicos y neutrales. Así, realiza transferencia de conocimiento y, sobre todo, se anticipa con recomendaciones técnicas de corto, mediano y largo plazo a cada uno de los estamentos del sector, con el fin de garantizar la confiabilidad en la prestación de un servicio eficiente y resiliente, en un sector que enfrenta una transformación disruptiva en medio de la transición energética.¹² En este sentido, XM se ha posicionado como el cerebro del sistema eléctrico colombiano y ha contribuido a posicionar el sector como un

Página siguiente: represa
La Miel, Caldas, 2015.
Fotografía: ISA.





CETSA, Valle del Cauca, 2020. Fotografía: Celsia.

referente internacional en cuanto a una regulación sólida. De hecho, se ubica en el *top 10* global en términos de eficiencia.¹³

Desde su creación, XM ha liderado alianzas estratégicas con centros de investigación, universidades, operadores de sistemas y entidades gubernamentales. En materia de transición energética, su participación cobró mayor relevancia a partir de 2012. Estas alianzas han buscado fortalecer las capacidades internas de XM mediante la implementación de nuevos procesos y el desarrollo de modelos, para asegurar una operación y administración del sistema que impulsen la infraestructura eléctrica. Estas colaboraciones son clave para implementar los cambios necesarios en la regulación, infraestructura y mercado, lo que permite la integración eficiente de nuevas tecnologías en el sistema eléctrico, incluso en el contexto de la transición energética.¹⁴

Un ejemplo de lo anterior es la alianza que realizó XM con el European Power Exchange (EPEX SPOT) en 2012. El propósito principal de esta fue el análisis e implementación del mercado intradiario en Colombia. Si bien este no ha existido, resulta pertinente para el abastecimiento del servicio en tiempo real, considerando la alta intermitencia que presentan la energía solar y eólica. Esta alianza, complementada con otras iniciativas, dio

origen al proyecto de Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 143 de 2021,¹⁵ el cual establece las reglas comerciales del MEM en el SIN, que hacen parte del Reglamento de Operación.

Igualmente, en 2017, se acogieron mejores prácticas de múltiples operadores internacionales: Energinet —Dinamarca—, Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) —Uruguay—, Red Eléctrica de España (REE) —España—, 50Herz —Alemania—, Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDECSING) —Chile—, Australian Energy Market Operator (AEMO) —Australia—, California Independent System Operator (CAISO) y Arizona Public Service Company (APS) —EE. UU.—. Esto se llevó a cabo con el fin de hacer modificaciones a los procesos, procedimientos y normatividad operativa para la incorporación de FNCER. Con este trabajo se fijaron las bases para la Resolución CREG 60 de 2019.¹⁶ Además, en 2016, hubo una reestructuración organizacional con la que se crearon nuevas áreas orientadas a la planeación estratégica y la generación de valor en temas relacionados con la transición energética. La Tabla 4.1 presenta los principales proyectos, innovaciones o alianzas que ha realizado XM.

Tabla 4.1 Principales proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) y Alianzas en Transición Energética de XM, 2012-2025

Año	Alianza-Proyecto I+D+i	Descripción	Resultado
2012	EPEX SPOT (European Power Exchange).	Análisis e implementación de mercados intradiarios en Colombia. Este fue el primer estudio sobre un mercado intradiario en Colombia y sembró las bases para continuar con su desarrollo.	Estudio: análisis de la viabilidad de un mercado intradiario en el mercado eléctrico colombiano.
2017	Se acogieron mejores prácticas de múltiples operadores internacionales: Energinet (Dinamarca), UTE (Uruguay), REE (España), 50Herz (Alemania), CDEC SING (Chile), AEMO (Australia), CAISO/APS (California).	Desarrollo de propuestas regulatorias y preparación operativa del Centro Nacional de Despacho (CND) para la integración masiva de FNCER y recursos distribuidos al SIN. Implementación de esquemas de pronóstico de generación renovable.	Resolución CREG 60 de 2019. ¹⁷ Esta regula las actividades de auto-generación a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN.
2018 - 2023	Ecosistema científico/ Energética 2030. Estrategia que creó redes de conocimiento, capacidades académicas y empresariales a partir de alianzas estratégicas con universidad nacionales e internacionales y empresas del sector productivo.	XM participó en 4 de los 11 proyectos: Proyecto 6: Política, Regulación y Mercados; Proyecto 7: Escenarios; Proyecto 8: Microrredes y Proyecto 9: Centro Gestor.	<i>Paper 1: «Transición energética en Alemania e integración de fuentes de energías no convencionales».</i> ¹⁸ <i>Paper 2: «Transición energética en Reino Unido para la integración de fuentes no convencionales de energía y redes inteligentes».</i> ¹⁹ <i>Libro: Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia.</i> ²⁰
2019 - 2024	Colaboración internacional para la capacitación en SAEB por el NREL (EE. UU.) e integración de DER por Tautara Group (EE. UU.).	Adaptación integral del SIN para integrar FNCER, DER y SAEB, incluyendo el rediseño de procesos del CND y desarrollo de modelos técnicos especializados. Elaboración de marcos regulatorios innovadores para almacenamiento y de nuevos esquemas de mercado para servicios complementarios.	Documento CREG: <i>Alternativas regulatorias para la incorporación de ESS eléctrica en el MEM.</i>

Tabla 4.1 Principales proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) y Alianzas en Transición Energética de XM, 2012-2025 (continuación)

Año	Alianza-Proyecto I+D+i	Descripción	Resultado
2019	Sistema Integrado de Operaciones (SIO).	Empieza con la planeación y diseño en 2019. En 2020 se realizó la consolidación y estabilización. Este sistema entró en producción por módulos así: en enero de 2022, el módulo de Maniobras; en abril de 2023, el módulo de Mantenimientos y en agosto de 2024, el módulo de Operación.	Aplicativo SIO. ²¹
2021	Despacho Económico del Operador (DEOS).	Desarrollo de un mecanismo de Despacho Económico de Operación en pasos de cinco minutos usando modelos matemáticos, optimización e integración con SCADA.	Mejora del control en tiempo real de la operación del SIN, mayor eficiencia y confiabilidad.
	Arquitectura de operación híbrida XM.	Diseño de arquitectura para operación híbrida, integración DER, prosumidores, adopción de AMI e IoT.	Modelo de operación adaptado a la transición energética y digitalización del sistema.
	Integración de DER.	Desarrollo de procedimiento y metodología para evaluar impactos de DER; modelado en escenarios y riesgos.	Mejora en la planeación y operación del SIN con integración de DER.
	EcoGox.	Creación de servicio para certificación y trazabilidad de REC con <i>blockchain</i> , IoT y nube.	Certificación eficiente de energías renovables. Plataforma EcoGox. ²²
	BioTrust.	Plataforma para certificación de créditos de biodiversidad, usando <i>blockchain</i> , nube y Design Thinking.	Herramienta segura para créditos de biodiversidad.
	EcoRep: registro de economía circular.	Plataforma para registro y trazabilidad de economía circular con <i>blockchain</i> , IoT, nube y Design Thinking.	Certificación y seguimiento de iniciativas de economía circular. Plataforma EcoRep. ²³
	XM Carbono Neutral.	Cálculo y reducción de emisiones GEI usando GHG Protocol e ISO14061-1.	Reducción de la huella de carbono de XM.
2021	Alianza Sector Carbono Neutral con MME.	Identificación y ejecución de acciones para alcanzar la neutralidad en carbono del SIN. En alianza con empresas del sector eléctrico.	Promoción de neutralidad en carbono a mediano (2030) y largo plazo (2050).

Tabla 4.1 Principales proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) y Alianzas en Transición Energética de XM, 2012-2025 (continuación)

Año	Alianza-Proyecto I+D+i	Descripción	Resultado
2022	Proyecto de pronóstico de generación y demanda.	El proyecto desarrolla metodologías para pronósticos de demanda del SIN con granularidades subhorarias, incorpora una arquitectura más flexible y mejoras metodológicas del Consejo Nacional de Operación (CNO) para reducir desviaciones.	Optimización de variables del proceso de pronóstico. Se analizaron los impactos de cargas auxiliares en el Sistema de Transmisión Regional (STR).
	Sistema de información para la Recepción de Información de Ofertas (RIO).	Aplicativo para la recepción de información de ofertas de precio y declaración de disponibilidad de parte del CND. Este aplicativo reemplaza al CNDNet y fue puesto en producción en 2025.	Aplicativo RIO. ²⁴
2023	Karbonoa.	Es una plataforma para el registro de proyectos de reducción de CO ₂ que permite a las empresas gestionar su huella de forma obligatoria o voluntaria, o compensar el impuesto al carbono.	Plataforma creada para registrar y gestionar el impacto de emisiones de GEI de las empresas. ²⁵
2023	Programa de Ciberseguridad.	Desde 2018 se adelantó la implementación del programa ciberseguridad, que se llevó a cabo en 2023. El programa estaba conformado por los siguientes proyectos: Seguridad Informática, Seguridad de la Información, Servidor de Acceso Remoto (RAS, por sus siglas en inglés), este último tiene por objeto mejorar las tecnologías para el intercambio de información de tal forma que le permita a XM tener sitios de publicación no susceptibles a interceptación.	En seguridad informática se destacan los servicios de operación de seguridad y el cifrado de equipos móviles y ciberseguridad para entornos <i>cloud</i> . Con respecto a la seguridad de la información, la implementación del Acuerdo CNO 1347 — guía de ciberseguridad— y la ejecución del plan de cultura en seguridad de la información. Y en RAS, el dimensionamiento del consumo en la nube.
	Simulaciones de Transitorios Electromagnéticos (EMT, por sus siglas en inglés).	Busca establecer un ecosistema de conocimiento que permita al CND desarrollar la normatividad, la tecnología y las capacidades para realizar análisis EMT avanzados, fundamentales para evaluar la estabilidad y calidad del sistema eléctrico ante la integración de energías renovables, Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), Corriente Continua de Alto Voltaje (HVDC, por sus siglas en inglés) y almacenamiento.	Identificación de los principales retos para el diseño de un mapa de ruta del marco técnico y que incluye los requerimientos informáticos (modelos), computacionales, validación y calibración, interoperabilidad y estándares necesarios para la evaluación de la operación.

Tabla 4.1 Principales proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) y Alianzas en Transición Energética de XM, 2012-2025 (continuación)

Año	Alianza-Proyecto I+D+i	Descripción	Resultado
2025	Mapa de ruta para la transición energética 2030.	Este plan identifica las necesidades operativas y de mercado, los desarrollos tecnológicos requeridos y las capacidades institucionales necesarias para avanzar en una transición energética segura, confiable, económica y sostenible.	Libro: <i>Mapa de ruta para la transición energética 2030</i> . ²⁶
2025	Propuestas del CND sobre riesgos operativos del SIN.	Aborda las propuestas para la gestión de riesgos operativos y sistémicos en el SIN. Destaca la necesidad de modernizar la infraestructura y la regulación para enfrentar los desafíos de la transición energética. Subraya la vulnerabilidad del sistema ante la disminución de inercia y cortocircuito.	Documento: <i>Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN</i> . ²⁷
	Cooperación estratégica energética entre Dinamarca y Colombia.	Desarrolla actividades estratégicas para avanzar en la transición energética de Colombia mediante la reforma del mercado, el despliegue tecnológico y el aprendizaje operativo y la exploración de entornos regulatorios experimentales (<i>regulatory sandboxes</i>). Se enfoca en la integración de energías renovables, la infraestructura de la red eléctrica y el diseño del mercado.	En desarrollo.

Fuente: elaboración propia a partir de informes de XM.

Otro megaproyecto en el que XM participó como aliado, fue el de la “Estrategia de transformación del sector energético colombiano en el horizonte 2030”, denominado Energética 2030. Cofinanciado por el Banco Mundial y gestionado por la Universidad Nacional sede Medellín, junto con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (Minciencias), este proyecto buscó la conformación de alianzas que impulsaran el desarrollo regional y respondieran a los retos del desarrollo social y productivo del país. El estudio apuntó al fortalecimiento de la I+D+i de alianzas con universidades nacionales e internacionales, así como con empresas del sector productivo. Estuvo conformado por 11 proyectos, los cuales se desarrollaron entre 2018 y 2023 y, como se detallará a continuación, XM participó como aliado en cuatro de ellos: Política, Regulación y Mercados; Análisis de Escenarios y Definición de Estrategias Futuras; Microrredes; y Supervisión, Control y Protección.²⁸ Como se verá, en estos cuatro proyectos,

XM aportó conocimiento técnico y participó activamente para impulsar la transformación del sector eléctrico colombiano.

El proyecto sobre Política, Regulación y Mercados se realizó entre 2018 y 2023. Tuvo como objetivo “Diseñar y proponer mecanismos complementarios a la regulación vigente que permitieran la eficiencia energética y la confiabilidad del suministro en el sector eléctrico colombiano, en un nuevo contexto de mercado, que incluyera las FNCER y las nuevas tecnologías asociadas a redes inteligentes”.²⁹ XM realizó importantes aportes. Por ejemplo, después de ayudar a hacer vigilancia tecnológica en los procesos de transición energética en mercados como el de Alemania³⁰ y Reino Unido, contribuyó en el libro *Diseño de mecanismos para una transición energética resiliente en Colombia* con el capítulo tres, titulado “Diseño de mercado eléctrico de corto plazo en Colombia”.³¹

Durante el desarrollo del proyecto, XM aportó comentarios a proyectos de resoluciones y recomendaciones regulatorias en temas sobre Infraestructura en Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés), a los estudios realizados por el Ministerio de Minas y Energía (MME) sobre informes de la primera y segunda fase de la Misión de la Transformación Energética, al esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes y al tema de Demanda Desconectable Voluntaria (DDV).

El proyecto sobre Análisis de Escenarios y Definición de Estrategias Futuras tuvo como alcance “Explorar los posibles escenarios de transformación del sistema eléctrico para definir las estrategias más adecuadas para garantizar la sostenibilidad y confiabilidad del mismo”.³²

Uno de los principales resultados de este proyecto fue el libro titulado *Escenarios energéticos: seis posibilidades para la transición en Colombia*.³³ Por su parte, el proyecto sobre Microrredes diseñó e implementó cinco instalaciones piloto (*livings labs*) basadas en los conceptos de microrred inteligente y sistema energético distribuido, y desarrolló un esquema de gestión de energía genérico para el control secundario de dichas instalaciones; además, se publicó el libro sobre *Microrredes y transición energética hacia los ecosistemas energéticos escalables*.³⁴ El último proyecto de Energética 2030 fue el de Supervisión, Control y Protección que tuvo como objetivo “Evaluar las diferentes tecnologías disponibles, para desarrollar, proponer e implementar un piloto de un centro de gestión de energía nacional que coordinara la interacción entre los

«El proyecto Energética 2030 buscó la conformación de alianzas que impulsaran el desarrollo regional y respondieran a los retos del desarrollo social y productivo del país»

diferentes actores del sistema energético nacional en cuanto a generación tradicional y no convencional, demanda tradicional y demanda activa y móvil, asegurando la confiabilidad, seguridad y economía de la operación”.³⁵ Uno de los resultados principales fue el libro sobre *Nuevas tendencias en el funcionamiento de los sistemas eléctricos con alta participación de generación renovable*.³⁶

De otro lado, XM participó en la capacitación en SAEB e integración de DER, con el objetivo de prepararse para el mejoramiento tecnológico de la planeación, la operación, la supervisión y control del SIN, así como de la administración del MEM para facilitar la integración de FNCER, DER, SAEB y nuevos esquemas de mercado (2019) al sistema eléctrico colombiano. Estas capacitaciones se realizaron en una colaboración internacional con la National Renewable Energy Laboratory (NREL) y Tautara Group, una empresa de asesoramiento técnico para la solución inteligente de mercados en evolución. Dicha colaboración dio origen al documento CREG sobre *Alternativas regulatorias para la incorporación de Sistemas de Almacenamiento de Energía* (ESS, por sus siglas en inglés) *eléctrica en el MEM*.³⁷

En este sentido, el exviceministro de Minas y Energía de Colombia, Miguel Lotero Robledo, manifestó que:

XM ha venido adaptando los marcos operativos del sistema interconectado para permitir la integración segura de fuentes renovables variables, que por su intermitencia representan un desafío operativo significativo. Ha desarrollado procedimientos y herramientas que garantizan la estabilidad del sistema incluso con alta penetración de estas tecnologías, superando esquemas pensados originalmente para una matriz predominantemente hidráulica con respaldo térmico. Esto ha implicado no solo ajustes técnicos, sino también conceptuales sobre la seguridad operativa en escenarios de mayor volatilidad.³⁸

Además, entre 2019 y 2021, XM realizó varios proyectos de plataformas tecnológicas. Entre ellos el Despacho Económico del Operador (DEO); EcoGox, BioTrust, EcoRep —Registro de economía circular— y XM Carbono Neutral; la Arquitectura de operación híbrida XM, que hace el diseño para operación híbrida con la integración DER y prosumidores, y se hace cargo de la adopción de AMI, Internet de las Cosas (IoT, por sus siglas en inglés) y nube; o el Sistema Integrado de Operaciones (SIO), el cual soporta las actividades relacionadas con los procesos de coordinación de la operación y registro/validación de información operativa. Este sistema entró en producción por módulo en enero 2022 con el

módulo de Maniobras. Posteriormente, el módulo de Mantenimientos comenzó en abril de 2023 y el módulo de Operación en agosto de 2024. También en 2021, comprometido con la sostenibilidad ambiental, XM creó la alianza Sector Carbono Neutral con el MME y ocho empresas del sector eléctrico (ver capítulo tres).

Dada la alta intermitencia que presentan las ERV, cada vez resulta más relevante mejorar los pronósticos, no solo para la generación a partir de estas fuentes, sino también para la demanda, con el fin de contar con mejor información en tiempo real y, de esta forma, garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio. En este sentido, en 2022, XM implementó el proyecto sobre metodologías confiables para pronósticos de demanda del SIN con granularidades subhorarias. El alcance previsto de este proyecto era estandarizar pronósticos de demanda en tiempo real e incorporar mejoras metodológicas del Consejo Nacional de Operación (CNO) para reducir desviaciones y crear una arquitectura más flexible y adaptable a futuras necesidades operativas. En 2022, también se dio comienzo al proyecto Sistema de Información para la Recepción de Información de Ofertas (RIO), el cual entró en producción en 2025.

«Dada la alta intermitencia que presentan las ERV, cada vez resulta más relevante mejorar los pronósticos, no solo para la generación a partir de estas fuentes, sino también para la demanda, con el fin de contar con mejor información en tiempo real y, de esta forma, garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio»

En 2023, XM comenzó a implementar un programa de ciberseguridad con 11 proyectos entre los que pueden resaltarse: Modelo Común de Datos; Pronósticos de Demanda y Generación; la Administración de Garantías de Cumplimiento Bankgar; Análisis de Eventos y Postoperativo; y el piloto de Infraestructura Medición Fasorial Sincronizada. Además, XM también ha desarrollado Simulaciones de Transitorios Electromagnéticos (EMT, por sus siglas en inglés), que permiten modelar y analizar redes eléctricas complejas. Esto contribuye a evaluar diferentes configuraciones y diseños de sistemas de energía y sus componentes, especialmente, cuando se integran nuevas fuentes de energía renovables intermitentes como la solar y la eólica. En 2023, se implementó Karbonoa, plataforma que permite a las empresas compensar el impuesto al carbono o gestionar su huella de carbono de forma obligatoria o voluntario.

«XM se ha preparado no solamente capacitando su recurso humano, sino también haciendo I+D+i y alianzas con centros de investigación, universidades, operadores de sistemas y entidades gubernamentales, tanto nacionales como internacionales. El objetivo ha sido enfrentar los desafíos de la integración de las FNCER, principalmente la ERV, para anticiparse a los retos que podrían surgir durante la transición energética»

Como puede inferirse de los párrafos anteriores y de la Tabla 4.1, XM se ha preparado no solamente capacitando su recurso humano, sino también haciendo I+D+i y alianzas con centros de investigación, universidades, operadores de sistemas y entidades gubernamentales, tanto nacionales como internacionales. El objetivo ha sido enfrentar los desafíos de la integración de las FNCER, principalmente la ERV, para anticiparse a los retos que podrían surgir durante la transición energética. Esto le ha permitido adoptar los cambios tecnológicos necesarios en su rol como operador del SIN y administrador del MEM, así como formular recomendaciones pertinentes, incluidas las de orden institucional dirigidas a los distintos organismos del sector, con el propósito de garantizar la confiabilidad del servicio.

Es fundamental resaltar que, desde la perspectiva de la organización industrial del sector, cada agente debe asumir las responsabilidades que le competen en las distintas fases de la cadena de valor, con miras a asegurar la sostenibilidad del sistema en el mediano y largo plazo. Por ejemplo, los formuladores de política energética deben establecer principios claros y diseñar incentivos adecuados. A su vez, la entidad encargada de la planeación debe cumplir con su función de emitir señales oportunas sobre la expansión del sistema. Esto es crucial para viabilizar la inversión privada requerida en el contexto de la transición energética.

2. Importancia de las instituciones en la transición energética

En 1993, el premio Nobel de Economía fue otorgado a Douglass North por haber renovado la investigación en historia económica mediante la aplicación de la teoría económica y los métodos cuantitativos para explicar el cambio económico e institucional. En su obra, North definió a las instituciones como las reglas del juego formales e informales que determinan tanto el desempeño de una

economía o industria como su influencia en el desarrollo económico.³⁹

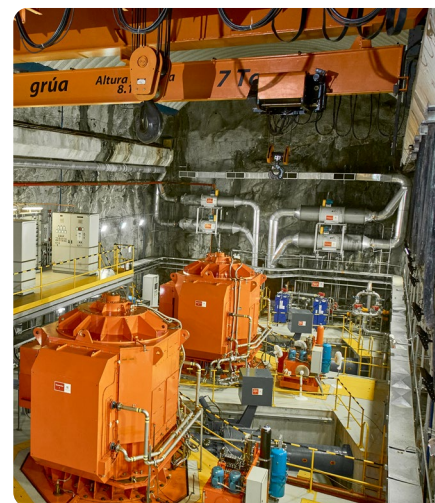
Su trabajo, junto con el de Robert Fogel, revitalizó el campo de la nueva economía institucional. Asimismo, en 2024, Acemoğlu, Johnson y Robinson fueron galardonados con el mismo premio por sus estudios sobre el origen de las diferencias en prosperidad entre naciones y el papel que desempeñan las instituciones en esas diferencias. Estos autores sostienen que las instituciones inclusivas promueven el crecimiento económico y han desarrollado herramientas teóricas para explicar por qué persisten las diferencias en las instituciones y cómo éstas pueden cambiar.⁴⁰

Las instituciones —que abarcan desde los marcos legales formales y los organismos reguladores hasta las normas sociales y la calidad de la gobernanza— no son espectadores pasivos, sino determinantes del ritmo y el éxito de la transición energética.⁴¹ Estas han desempeñado un papel fundamental en los procesos de transición energética para transmitir señales claras en el corto, mediano y largo plazo a los inversionistas, por medio de una regulación flexible, dinámica y, sobre todo, que incluye la valoración del riesgo. Esto permite la recuperación de las inversiones necesarias para lograr la complementariedad entre un sistema centralizado clásico con uno distribuido. Tal complementariedad ha implicado el establecimiento de reglas formales; la modificación de normas existentes; la implementación de prácticas que orientan el gobierno de los actores del sistema energético para que coordinen los nuevos procesos y las transacciones; el rediseño de incentivos, mecanismos y mercados; y el surgimiento de nuevos recursos, modelos de negocio y servicios de flexibilidad para la adopción de FNCER, incluida las ERV como la solar y la eólica.⁴²

2.1 Habilitadores políticos, normativos y atracción de inversionistas

En la transición energética se requiere el diseño de marcos políticos y normativos que faciliten el despliegue, la integración y el comercio de energías renovables, que mejoren los resultados socioeconómicos y medioambientales, y promuevan la equidad y la inclusión.⁴³

A menudo, por sí solas, las políticas y leyes no son suficientes para impulsar la transición. Su efectividad depende, en gran medida, de la existencia de instituciones sólidas y eficaces. Los organismos efectivos, junto con marcos legales robustos, reducen la incertidumbre



PCH Hidromontañas, Antioquia, 2022. Fotografía: Celsia.

regulatoria y permiten la aplicación de leyes y estándares. A su vez, esto genera confianza en los inversores, algo crucial para nuevos proyectos de energía renovable a largo plazo. Los organismos y los marcos legales también proporcionan la estructura, los mecanismos y los procesos necesarios para la implementación y aplicación efectiva de las políticas y las regulaciones.⁴⁴

En este sentido, la inversión privada en FNCER se ha visto influenciada positivamente por la estabilidad institucional y macroeconómica.⁴⁵ Un fuerte control de la corrupción promueve la transparencia, lo que aumenta la confianza de los inversores y atrae más financiación para nuevos proyectos de energía renovable. Al mismo tiempo, un sector financiero robusto, apoyado por marcos regulatorios claros y estables, es clave para canalizar la financiación de las inversiones requeridas para los nuevos desarrollos tecnológicos en el proceso de transición energética.⁴⁶

2.2 Organismos reguladores

El papel de los organismos reguladores en la transición energética debe ser integral. Estos deben estar presentes desde la definición de políticas y marcos legales que incentiven la inversión y la innovación hasta el

Termocentro ISAGEN, Santander,
2015. Fotografía: ISA.



momento de garantizar la estabilidad y la confiabilidad del sistema, a través de la adaptación constante de las reglas del mercado y la promoción de la coordinación entre todos los actores. La presencia y eficacia de organismos reguladores independientes, imparciales y que apliquen criterios técnicos son esenciales para gestionar la formación de los diferentes mercados que conforman la cadena y que permiten garantizar la competencia y la prestación del servicio de electricidad de forma eficiente y resiliente. Timothy Horger, director sénior de PJM Interconnection, ha sostenido que en los Estados Unidos el regulador en el área de influencia de PJM busca ser lo más independiente posible.⁴⁷

El rol del ente regulador es garantizar la seguridad jurídica con principios y reglas claras y estables que incentiven la eficiencia y no impidan el surgimiento de nuevos agentes y modelos de negocio.⁴⁸ Su ausencia o fragilidad pueden llevar al dominio del mercado por actores establecidos, obstaculizar las reformas o que las reformas necesarias para lograr la complementariedad con un sistema distribuido no sean las adecuadas. El efecto directo de lo anterior es que se desincentiva la inversión privada tanto de nacionales y extranjeros en el proceso de transición energética.⁴⁹ De allí que la revisión de las funciones del regulador y de las entidades de control y vigilancia sea necesaria ante las transformaciones disruptivas del sector.⁵⁰

Además, debe existir una buena gobernanza. En este sentido, dos factores resultan clave para la transición energética: la regulación de la competencia en los mercados eléctricos y la participación de la sociedad civil. Por un lado, las señales claras dirigidas a los mercados eléctricos crean un clima propicio para promover el desarrollo y la aceptación de las nuevas tecnologías en la transición energética, aseguran una implementación eficiente de políticas de innovación tecnológica, reducen costos y promueven la competencia justa. Por el otro, la integración de la sociedad civil —incluidas las agremiaciones y todos los organismos y estamentos involucrados— cumple un rol vital en la promoción, la movilización de apoyo público y privado, y la colaboración para alcanzar los objetivos de inclusión de FNCER.⁵¹

«El rol del ente regulador es garantizar la seguridad jurídica con principios y reglas claras y estables que incentiven la eficiencia y no impidan el surgimiento de nuevos agentes y modelos de negocio»

2.3 Barreras regulatorias e institucionales

La existencia de procedimientos complejos y la falta de un marco regulatorio que establezca los principios claros para permitir la integración de los nuevos agentes y recursos al sistema pueden ser obstáculos significativos para la transición energética e impedir el surgimiento de nuevas tecnologías.⁵² Este es el caso del almacenamiento de energía, que está arraigado en la era de la energía fósil a gran escala.⁵³ Además, en Colombia, los cambios regulatorios no se han movido al mismo ritmo que el mercado, lo que ha dificultado la adaptación del sistema a la integración de energías renovables.⁵⁴ Sumado a ello, la ausencia de organismos reguladores independientes puede llevar a que actores establecidos dominen el mercado o que el organismo regulador esté capturado y, por tanto, obstaculice las reformas.⁵⁵ Asimismo, los diseños institucionales basados en un sistema centralizado, sin los rediseños necesarios con base en recursos y servicios de flexibilidad, tienden a ser una barrera para la implementación de los DER. Como resultado, el cambio institucional se hace inflexible y descoordinado, y los marcos institucionales complejos, inconsistentes e ineficaces.⁵⁶ En esta misma línea, las instituciones frágiles también pueden impedir la integración de las FNCER, conforme a la definición de estas energías según las leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021.⁵⁷

De acuerdo con el exministro de Minas y Energía de Colombia, Amylkar Acosta Medina, las instituciones han sido un pilar fundamental para el desarrollo y la confiabilidad del sector eléctrico en el país.⁵⁸ Como se detalla en el capítulo uno de este libro, las reformas a los servicios públicos domiciliarios realizadas en los noventa estuvieron motivadas por la falta de eficiencia de los monopolios públicos gestionados por el Estado para la prestación de los servicios, en particular el del sector eléctrico, lo que se evidenció con El Apagón sufrido entre 1992 y 1993. Las experiencias internacionales de los procesos de privatización mostraron que el sector privado podía ser una alternativa eficaz para obtener las inversiones necesarias que garantizaran la confiabilidad y el acceso en la prestación del servicio de electricidad. Para ello, fueron esenciales las señales regulatorias y los incentivos establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, sobre el régimen de los servicios públicos domiciliarios y la ley eléctrica, respectivamente. Durante las últimas tres décadas, por consiguiente, se han realizado inversiones para enfrentar —sin apagones— más de

cinco fenómenos de El Niño fuerte que han tenido lugar en el país y los tres Niños fuertes vividos en los 20 años de la existencia de XM. Sin embargo, como señala Juan Carlos Morales Ruiz, gerente del CND en XM, la acelerada transición energética demanda que estas instituciones optimicen y modernicen sus marcos regulatorios y de operación, que fortalezcan su independencia y coordinación, y que aborden los desafíos estructurales que limitan el avance hacia un sistema más diversificado, flexible y descentralizado.⁵⁹

De acuerdo con el *Mapa de ruta para la transición energética de XM*,⁶⁰ los organismos encargados de establecer el diseño de marcos políticos y normativos, como la CREG, el MME, la Superintendencia de Industria y Comercio, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), entre otros, —en colaboración con XM— son esenciales para la

estabilidad y el desarrollo regulatorio y técnico del mercado, al igual que para el fortalecimiento de las capacidades humanas y tecnológicas necesarias para una transición energética segura, confiable, económica y sostenible. De hecho, varios de los entrevistados resaltaron que para el buen funcionamiento del mercado eléctrico colombiano en el proceso de transición energética se requiere “transmitir confianza” a los inversionistas privados, por medio de las alertas tempranas, emitidas a los entes del sector. La finalidad es que puedan anticipar posibles problemas y así evitarlos. Los entrevistados coinciden en subrayar que esta función ha sido uno de los principales aportes que ha brindado XM en sus 20 años de existencia.⁶¹

Para algunos de los entrevistados, las instituciones tienen la labor de viabilizar y potenciar las inversiones necesarias para la transformación de la matriz energética.⁶² Deben asegurarse un entorno que permita las inversiones necesarias

Torres de energía, s. l., 2017. Fotografía: ISA.



para mantener la confiabilidad en la prestación del servicio, especialmente, ante el riesgo de desabastecimiento o de “apagones”.⁶³ Esto implica generar señales por medio de la política pública y el diseño de incentivos eficientes para que las empresas puedan realizar y recuperar sus inversiones.⁶⁴ Con la transición energética, los sistemas energéticos en general enfrentan el reto de generar ambientes de mercado para la masificación de las nuevas tecnologías que esta requiere, como la ET, los recursos y servicios de flexibilidad y la gestión energética.⁶⁵ En este sentido, las instituciones deben asegurar que se reconozcan y remuneren los servicios complementarios —control de frecuencia, balance regional, reservas y respaldo— que las nuevas tecnologías proveen para mantener la confiabilidad y la estabilidad del sistema.⁶⁶

Asimismo, las instituciones deben mantener su carácter técnico e imparcial para asegurar condiciones estables con la finalidad de que el mercado funcione, corrija fallas cuando las tenga, y que la innovación y la inversión privada encuentren soluciones eficientes, escalables y sostenibles.⁶⁷ La regulación debe ser flexible, dinámica y establecer principios claros que permitan el surgimiento de nuevos modelos de negocio y su financiación. También existen desafíos regulatorios con el fin de emitir señales que no generen incertidumbre para los inversionistas, como la imposibilidad de limitar el suministro a empresas comercializadoras intervenidas, lo que pone en riesgo el sistema

en general, incluida la prestación del servicio a los usuarios.⁶⁸ Igualmente, la transición energética no puede verse como una sustitución automática de fuentes fósiles por renovables sin reconocer las complejidades operativas, ni puede depender de políticas improvisadas, sino de una arquitectura institucional sólida.⁶⁹

Es innegable que organismos como la UPME y la CREG son esenciales para el óptimo desempeño del sector eléctrico en Colombia. Por ello, se hace imperativo fortalecer su labor institucional, dado que en los últimos años han enfrentado importantes desafíos. Por ejemplo, respecto a la UPME, es fundamental consolidar una mayor independencia y solidez financiera. Esto permitirá superar la vulnerabilidad que genera su dependencia del presupuesto estatal, un aspecto crítico para asegurar la planificación robusta y la estabilidad del sector a mediano plazo.⁷⁰ En cuanto a la CREG, a pesar de su papel protagónico en la transición energética, debe abordar desafíos significativos para potenciar su contribución. En otros términos, es crucial que esta entidad avance decididamente en la creación de mecanismos de mercado que generen los estímulos necesarios para todos los actores de la cadena de servicios energéticos y que reconozca y remunere adecuadamente los servicios de flexibilidad, como el almacenamiento, la RD y la generación flexible. La omisión de una regulación o de principios claros que hagan viables modelos de negocio específicos podría inhibir las inversiones necesarias en

«Las experiencias internacionales de los procesos de privatización mostraron que el sector privado podía ser una alternativa eficaz para obtener las inversiones necesarias que garantizaran la confiabilidad y el acceso en la prestación del servicio de electricidad»

tecnologías esenciales. También, es crucial que la Superintendencia de Servicios Públicos tome decisiones que refuercen y salvaguarden la estabilidad del sistema en su conjunto.⁷¹

3. Recursos Energéticos Distribuidos

De acuerdo con la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), los DER pueden definirse como recursos ubicados cerca de los clientes que pueden satisfacer la totalidad o parte de sus necesidades inmediatas de electricidad y energía.⁷² Estos pueden ser utilizados por el sistema para reducir la demanda, proporcionar suministro y satisfacer las necesidades de energía, capacidad o servicios complementarios de la red de distribución. Los DER están conectados al sistema de distribución, se encuentran cerca de la carga y su adopción configura un motor clave para la evolución del sistema eléctrico hacia un flujo de energía bidireccional. Así ocurre en el caso del prosumidor que puede producir y consumir y, al mismo tiempo, verter los excedentes a la red. En contraste, está el modelo tradicional unidireccional, donde el usuario es un consumidor pasivo.⁷³ Es muy probable que en el mediano plazo ya no se hable sobre transición energética, sino de sistemas eléctricos distribuidos, lo cual implica afrontar las etapas necesarias para llegar a un mercado distribuido.

A medida que la penetración de los DER aumenta, se precisarán nuevos enfoques para atender los procedimientos de interconexión, así como la coordinación entre los sistemas de transmisión y los mercados mayoristas. El crecimiento de los DER es un impulsor de la ET, la cual implica el uso de técnicas económicas y de control para gestionar la confiabilidad y eficiencia de la red a través de interacciones entre consumidores y productores de energía.⁷⁴ En la Figura 4.1,⁷⁵ puede observarse que los DER comprenden tres etapas.⁷⁶ La etapa uno, que corresponde a la modernización de la red y la adecuación institucional. Esta es considerada como una fase de planificación del sistema de distribución. Además, incluye evaluaciones periódicas de la capacidad de alojamiento de la red o *hosting capacity*, que simplifican las reglas y procedimientos para la interconexión de DER al sistema y garantizan una red confiable, eficiente y robusta en un entorno cambiante e incierto, debido a la alta intermitencia que representa la inclusión de ERV.



Torre de energía, s. l., 2017.
 Fotografía: ISA.

Páginas siguientes: central
 hidroeléctrica Alto Anchicayá,
 Valle del Cauca, 2024.
 Fotografía: Celsia.





Figura 4.1 Etapas en el proceso de adopción de los DER para alcanzar un mercado distribuido



Modernización de la Red y adecuación institucional	Integración de DER	Mercados Distribuidos
▪ Deben realizarse las inversiones en modernización para lograr la confiabilidad de la red. ▪ Deben analizarse y simplificarse las reglas y procedimientos para la interconexión de DER al sistema, y considerar realizar evaluaciones de ingeniería regulares de la capacidad de alojamiento ▪ La planificación del sistema de distribución necesitará actualizarse para ser más robusta, eficiente y confiable en un futuro cambiante e incierto. ▪ Los enfoques deterministas tradicionales se vuelven inadecuados por la incertidumbre de las ERV, lo que requiere métodos probabilísticos.	▪ Grandes flujos de energía bidireccionales en los sistemas con alto nivel de DER ▪ Mejoras en las capacidades funcionales para mantener una operación confiable del sistema de distribución. ▪ Aparece la figura de microrredes. ▪ Los recursos y servicios de flexibilidad son necesarios para garantizar la eficiencia y la seguridad en el sistema. ▪ El operador de la red de distribución y el operador del mercado necesitarán coordinarse para asegurar la operación confiable de la red integrada ▪ Los mercados tendrían un solo comprador, el operador de distribución.	▪ Los proveedores de DER y los prosumidores van más allá de ofrecer servicios al mercado mayorista y a los DSO, buscando participar en transacciones de energía a nivel P2P. ▪ Lo anterior implica cambios regulatorios, que permitan realizar las transacciones de energía a nivel minorista a través de todo el sistema de distribución. ▪ También requiere una adecuada coordinación entre los DSO y los TSO. ▪ El DSO puede prestar servicios adicionales como servicios financieros, compensación y liquidación.

Fuente: Elaboración propia con base en Thomas, «Evolution of the Distribution System & the Potential for Distribution-Level Markets: A Primer for State Utility Regulators»; García y Mosquera-López, *Energy Transition, Distributed Energy Resources, and Flexibility Services: A Systematic Literature Review*.

La etapa dos, definida como la integración de DER, implica enfrentar grandes flujos de energía bidireccionales en el sistema con una alta penetración de estos recursos. Esto exige tecnologías de protección y control más avanzadas y capacidades operativas, así como la

implementación de recursos y servicios de flexibilidad para darle cabida eficientemente a las ERV, como la solar y la eólica. En esta etapa, los DER pueden actuar como proveedores tanto de servicios complementarios —para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda en el sistema eléctrico—⁷⁷ como de recursos como los ESS, los cuales son cruciales para solucionar problemas de congestión de la red o suministrar regulación primaria, secundaria y terciaria al sistema, entre otros servicios. En esta etapa, los DER también pueden gestionar la demanda por medio de programas de respuesta y servicios de agregación. Por último, la etapa tres, implica un mercado minorista distribuido, en el cual —como se explicará más adelante— las ET como el *blockchain*⁷⁸ y las transacciones P2P⁷⁹ son necesarias para la gestión eficiente de la energía. Al mismo tiempo, debe existir una adecuada coordinación entre el DSO y el TSO.⁸⁰ El DSO puede evolucionar para incluir servicios adicionales que permitan viabilizar el mercado, como servicios financieros, compensación y liquidación.

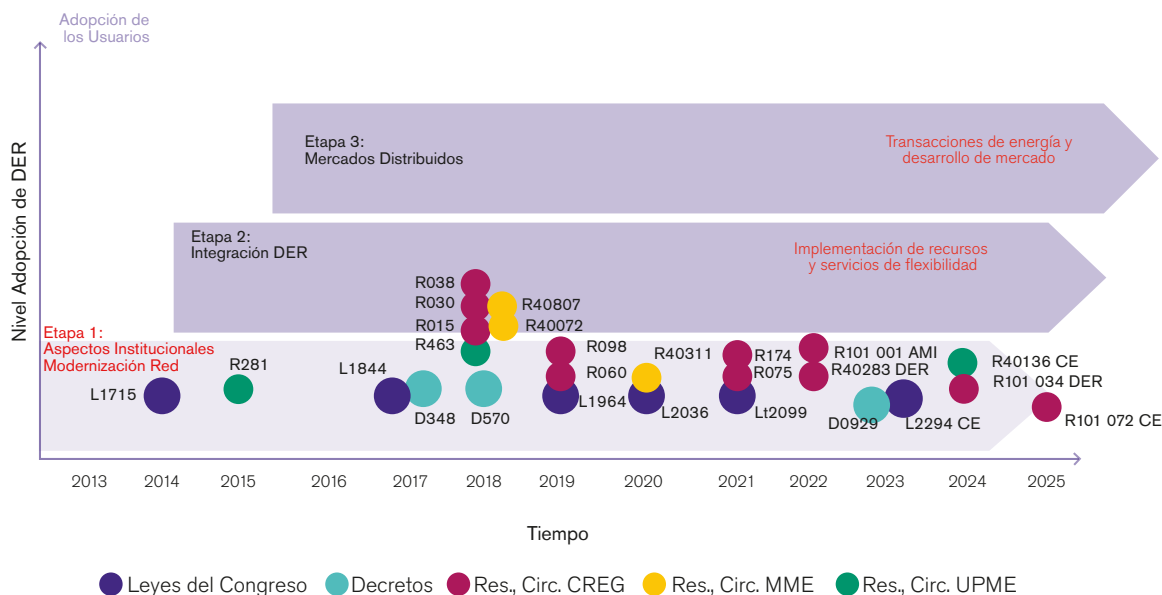
En el caso de Colombia, la Figura 4.2 muestra que, si bien ha habido un avance para nada despreciable en los DER en la etapa uno, aún falta bastante camino por recorrer para llegar a la etapa dos y mucho más para la existencia y configuración de un mercado distribuido; es decir, para la etapa tres. Vale la pena resaltar que el punto de partida para el desarrollo e implementación de lo que existe hoy sobre FNCER lo constituye la Ley 1715 de 2014,⁸¹ la cual tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de estas fuentes de energía.

Los avances con las normas sobre este tema van desde las bases para el desarrollo de la red, la definición de mecanismos de participación, la capacidad de alojamiento de los DER en el sistema, la reserva de capacidad de transporte para garantizar la conexión al sistema, hasta la definición de los límites para la conexión a la red.⁸² Entre estas normas cabe destacar seis: las Resoluciones CREG 030 de 2018 y 174 de 2021,⁸³ que regulan las actividades de autogeneración a pequeña y gran escala y de generación distribuida en el SIN; la Resolución CREG 101 001 de 2022,⁸⁴ que establece las condiciones para la implementación de la AMI

«En el caso de Colombia, si bien ha habido un avance para nada despreciable en los DER en la etapa uno, aún falta bastante camino por recorrer para llegar a la etapa dos y mucho más para la existencia y configuración de un mercado distribuido, es decir, la etapa tres»

en el SIN; la Ley 2099 de 2021,⁸⁵ que establece disposiciones para la transición energética y la dinamización del mercado energético; la Ley 2294 de 2023,⁸⁶ que incluye a las comunidades energéticas para que su regulación se haga por medio de la figura jurídica de generación distribuida; y el Decreto 1403 de 2024,⁸⁷ que estableció la igualdad de condiciones para la participación en el MEM entre los generadores, autogeneradores y productores marginales. En el plano de la infraestructura, uno de los principales proyectos en construcción para un futuro energético más limpio y sostenible es Colectora, ubicado en los departamentos de La Guajira y Cesar. Este tiene previsto desarrollar 475 km de líneas de transmisión para conectar 15 parques eólicos y uno solar con una capacidad de 2.323 MW (ver capítulo tres).⁸⁸

**Figura 4.2 Avances en implementación de DER en Colombia:
modernización de la red y adecuación institucional**



Fuente: actualización con base en Pérez y Rendón García, «Mecanismos para la remuneración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) para su incorporación en el mercado eléctrico colombiano».

De acuerdo con el MME, los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir comunidades energéticas para generar, comercializar o usar eficientemente la energía a través del uso de FNCER, combustibles renovables y DER. Gracias a la flexibilidad que ofrecen y a que integran y gestionan diversos DER, estas

estructuras han tenido un desarrollo importante en el caso de Colombia, por lo menos en la parte normativa. Esto se puede evidenciar a partir de las Resoluciones MME 40136 de 2024,⁸⁹ que creó el Registro Único de Comunidades Energéticas (RUCE), y CREG 101 072 de 2025,⁹⁰ que armonizó la regulación para la integración de las comunidades energéticas al sistema energético nacional.

Según los trabajos de García y de Tarpani, junto con los de otros autores,⁹¹ existen tres razones principales para participar de estas comunidades, relacionadas con lo ambiental, lo económico y lo social. En cuanto a lo ambiental, la participación en estas comunidades contribuye a la descarbonización mediante el uso de FNCER. En lo económico, ofrece la posibilidad de disminuir el gasto en energía gracias al autoconsumo, obtener ingresos adicionales por la venta al sistema de excedente de energía producida, realizar transacciones de energía P2P y acceder a

«De acuerdo con el MME, los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir comunidades energéticas para generar, comercializar o usar eficientemente la energía a través del uso de FNCER, combustibles renovables y DER. Gracias a la flexibilidad que ofrecen y a que integran y gestionan diversos DER, estas estructuras han tenido un desarrollo importante en el caso de Colombia, por lo menos en la parte normativa»

ingresos adicionales a través del mecanismo de DDV. Finalmente, en lo social, genera efectos como un mejor acceso a la energía y la mitigación de la pobreza energética, pues la implementación de DER en zonas sin acceso a la red permite la integración de estos hogares al sistema eléctrico y la mejora de las condiciones de salud de quienes cocinan con leña. No obstante, deben realizarse estudios de costo-beneficio sobre la instalación de redes y/o la utilización de SAEB que hagan viables los DER dentro de esta estructura.

Según María Nohemi Arboleda Arango, gerente general de XM, existe un reto importante relacionado con la necesidad de realizar mejores pronósticos, en términos de la generación y la demanda con una mayor granularidad, con el fin de gestionar la intermitencia que presentan las ERV. El objetivo es mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda en tiempo real y, por tanto, la confiabilidad en la prestación del servicio.⁹² Sin embargo, el proyecto de Resolución CREG 701 086 de 2025⁹³ hizo modificaciones al Reglamento de Operación para el

tratamiento de las desviaciones del programa de generación de plantas variables y las desviaciones del programa de demanda, incluyendo pronósticos. En esta misma orientación, deben establecerse diseños de nuevos mercados y una remuneración de los recursos y servicios de flexibilidad, acciones que corresponden a la etapa dos de los DER —sobre esto se habla en la siguiente sección—.

En Colombia, el desarrollo de la etapa dos de los DER es incipiente y presenta desafíos en cuanto a la posibilidad de profundizar en la integración de estos recursos. En 2022, XM compartió con la CREG un documento construido junto con el Electric Power Research Institute (EPRI) en el que se llevó a cabo un análisis de las arquitecturas híbridas de operación y mercado. El interés con este documento fue brindar elementos clave para la integración de los DER en el sistema eléctrico colombiano, reducir costos, facilitar la prestación de los servicios de red que pueden suministrar y proponer cuál de esas arquitecturas se podrían implementar en Colombia junto con una hoja de ruta para su implementación. A continuación, se resumen los principales aspectos considerados en la “Hoja de ruta para la transición energética justa” del Gobierno actual:⁹⁴



Centro de Control del Centro
Nacional de Despacho XM, s. f.
Fotografía: XM.

- El mercado de la energía eléctrica en Colombia se ha caracterizado por megaproyectos impulsados, en su mayoría, por grandes empresas de generación. De allí que sea necesario avanzar en proyectos de generación distribuida por medio de modelos de gestión comunitaria de la energía para democratizar el sistema eléctrico, lograr tarifas justas y disminuir los niveles de pobreza energética.
- La diversificación de la matriz energética mediante FNCER y sus respectivas cadenas de valor contribuyen a la flexibilización del sistema eléctrico, lo que permite mejorar la confiabilidad y la seguridad energética frente a los desafíos del cambio climático. En Colombia, el sistema eléctrico presenta una alta vulnerabilidad ante las variaciones hidrológicas, como las condiciones de invierno y de sequía.
- Colombia requiere de la incorporación gradual de diversas tecnologías FNCER disponibles como biogás, biomasa, geotermia, generación solar distribuida, solar distribuida con almacenamiento,

hidrogeneración, hidrogeneración a filo de agua, parques solares fotovoltaicos, parques solares fotovoltaicos con almacenamiento, eólica costa adentro, eólica costa afuera e hidrógeno.⁹⁵

Al respecto, Miguel Lotero Robledo destaca la necesidad de eliminar obstáculos que impiden la integración de DER en el sistema actual. Según el exviceministro, es fundamental reestructurar los incentivos de los operadores de red para evitar prácticas que bloqueen la entrada de nuevos competidores y tecnologías emergentes. La idea principal es transitar hacia un modelo que fomente la competencia justa entre auto-generadores, comunidades energéticas y microrredes. De esta manera, el sistema eléctrico debería priorizar una gestión eficiente y abierta en lugar de recompensar el aislamiento de los actores tradicionales. Además de fomentar una infraestructura más resiliente y dinámica que beneficie al usuario final mediante una mayor diversidad de proveedores.⁹⁶

También, Karin Wadsack, *program manager* del National Renewable Energy Laboratory (NREL), sostiene que en este contexto el desafío principal es la integración y coordinación entre el TSO y DSO, y que el aumento en el número, tipo y complejidad de los recursos distribuidos —que pueden ser tanto generadores como cargas— hacen que el sistema sea más complejo de manejar. Asimismo, Wadsack afirma que se necesita una mayor visibilidad de las fuentes de flexibilidad disponibles y de lo que sucede en el sistema en tiempo real y en el corto plazo.⁹⁷

La Tabla 4.2 presenta los principales retos que tiene Colombia para la incorporación de los DER, de acuerdo con el *Mapa de ruta para la transición energética 2030*,⁹⁸ la Misión de Sabios para la transformación energética del anterior gobierno —liderada por el entonces ministro de Minas y Energía, Diego Mesa Puyo—⁹⁹ y los estudios “DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management”¹⁰⁰ y *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*,¹⁰¹ así como la visión de algunos de los entrevistados.¹⁰²

«En Colombia, el desarrollo de la etapa dos de los DER es incipiente y presenta desafíos en cuanto a la posibilidad de profundizar en la integración de estos recursos»

La primera columna de la Tabla 4.2 define los retos relacionados con los DER en el sistema eléctrico colombiano. Las demás columnas se refieren a los habilitadores políticos —es decir, la redefinición del marco regulatorio y normativo— y a los habilitadores de mercados, tanto en el mercado *spot* como en el de servicios complementarios. En este marco, las areneras regulatorias —o *sandboxes* en inglés— pueden ser una alternativa útil para su implementación, pues permiten probar, en un entorno controlado, nuevos servicios y productos que aún no están estipulados o permitidos bajo la regulación actual.¹⁰³ A pesar de que en el mercado eléctrico colombiano estas areneras regulatorias se reglamentan por medio del Decreto 1732 de 2021,¹⁰⁴ es imperativo continuar avanzando en su consolidación y aplicación.

Central hidroeléctrica Alto Tuluá, Valle del Cauca, 2017. Fotografía: Celsia.



Tabla 4.2 Retos DER en el sistema eléctrico colombiano y habilitadores políticos y de mercado

Retos DER	<i>Mercado Spot</i>	<i>Mercados spot complementarios</i>	Habilitadores políticos: marco regulatorio y normativo
Gestión de la variabilidad e incertidumbre de las ERV y demanda (incluye pronósticos y observabilidad).¹⁰⁵	Un buen pronóstico es crucial para anticipar las necesidades de abastecimiento y planificar la producción y el uso de la infraestructura de transmisión. También lo es para ajustar los mecanismos de cobertura del mercado, que permiten administrar la variabilidad del recurso primario.¹⁰⁶ La entrada de las FN-CER, con costos variables cercanos a cero, reduce el precio de equilibrio del <i>mercado spot</i> vía efecto orden de mérito, lo cual puede afectar la viabilidad económica de recursos de generación más caros y generar el problema del "dinero faltante" (<i>missing money problem</i>). Sin embargo, las FN-CER son indispensables por su capacidad de proveer energía firme e inercia al sistema.¹⁰⁷	La reacción rápida ante la incertidumbre de los recursos renovables es esencial para la operación del sistema.¹⁰⁸ La inclusión de ERV con la transición energética requiere la cooperación entre DSO y TSO, así como definir principios que establezcan la trayectoria de su futura relación en áreas como la gobernanza, la planificación y la operación del sistema.¹⁰⁹ La incertidumbre y volatilidad de las ERV exigen la actualización de la programación de unidades en tiempos más cercanos a la entrega de electricidad para reducir errores de pronóstico y optimizar la operación.¹¹⁰	Se necesitan incentivos regulatorios y de mercado para mejorar la observabilidad del consumo, la generación y la red de transmisión. Se requiere aumentar la periodicidad de actualización de la información y desarrollar incentivos para que los agentes utilicen la mejor tecnología en sus pronósticos.¹¹¹ Los nuevos marcos regulatorios deberían incorporar mecanismos que no solo permitan a los DSO procurar servicios de flexibilidad del sistema, sino que también asegurar la recuperación de los costos de adquisición de flexibilidad y proporcionar incentivos económicos para el uso de flexibilidad local como alternativa al refuerzo de la red.¹¹²
Adaptación de los mercados para la integración eficiente de recursos variables y DER.¹¹³	Las reglas operativas del mercado deben permitir que la generación variable y la demanda realicen redespachos cercanos a la operación real, con ajustes operativos de menor resolución (despacho a cinco minutos). La alta instalación de DER puede comprometer la confiabilidad y la capacidad de balance del sistema si las reglas operativas no exigen una coordinación efectiva.¹¹⁴	Es necesario que los mercados se adapten para viabilizar e incentivar la integración de fuentes renovables, así como la incorporación de nuevos elementos y criterios operativos. Se busca que los DER no solo actúen como generadores, sino también como proveedores de servicios complementarios esenciales.¹¹⁵ El diseño de mercado de corto plazo debe permitir la participación de nuevos agentes en el MEM, lo que puede influir en la estabilidad y formación de precios de los servicios complementarios.¹¹⁶	Es fundamental actualizar los marcos regulatorios para incentivar y promover tecnologías avanzadas para la participación de DER en los mercados eléctricos.¹¹⁷ Existe incertidumbre en la formación de precios para los servicios complementarios y, por lo tanto, para los mercados intradiarios. Los mecanismos de balance del sistema y el despacho vinculante necesitan continuar su desarrollo para proporcionar señales en la remuneración de estos servicios bajo un enfoque distribuido.¹¹⁸ Es indispensable que el marco regulatorio reconozca y remunere servicios complementarios como el control de frecuencia, el balance regional, la reserva operativa y el respaldo que tradicionalmente han estado implícitos en la operación hidráulica.¹¹⁹

Tabla 4.2 Retos DER en el sistema eléctrico colombiano y habilitadores políticos y de mercado
(continuación)

Retos DER	<i>Mercado Spot</i>	<i>Mercados spot complementarios</i>	Habilitadores políticos: marco regulatorio y normativo
Definición y provisión de nuevos servicios complementarios por DER. ¹²⁰	Participación de la RD en la formación del precio <i>spot</i> . Participación de los consumidores por medio de agregadores para la elasticidad de la demanda. ¹²¹	La integración efectiva de los DER exige que se aborden los desafíos en su observabilidad y controlabilidad, así como la definición y cumplimiento de requisitos técnicos, y la modernización de sistemas de protección. Se requiere la implementación de nuevas instancias en el mercado para negociar servicios como inercia, cortocircuito, respuesta rápida en frecuencia, desconexión rápida de carga y servicios de almacenamiento. ¹²²	Actualmente, la Resolución CREG 060 de 2019 ¹²³ excluye temporalmente a las plantas solares PV y las eólicas de la obligatoriedad de prestar el servicio de respuesta primaria de frecuencia para el caso de eventos de subfrecuencia. Se recomienda habilitar este servicio y establecer incentivos para su cumplimiento en todas las tecnologías. También es crucial actualizar la reglamentación de los SAEB y definir nuevos servicios como las baterías formadoras de red (<i>Grid-Forming</i>).
Incentivar la flexibilidad del parque de generación convencional* (térmico e hidráulico). ¹²⁴	Un sistema flexible es capaz de integrar la generación variable sin cortes ineficientes. Se necesitan mecanismos de mercado para incentivar la flexibilización del parque térmico e hidráulico, reduciendo sus mínimos técnicos y tiempos operativos	Un sistema flexible requiere que los servicios garanticen la estabilidad del sistema. Los SAEB son equipos idóneos y multipropósito para prestar servicios de balance como la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), con respuestas más rápidas y sin afectar negativamente el mercado de energía. ¹²⁵	Se deben desarrollar mecanismos de mercado para incentivar la flexibilización. Es necesario un rediseño de mercado que incluya la definición de principios claros que fomenten la competencia y el surgimiento de nuevos agentes y modelos de negocio. ¹²⁶
Actualización y armonización del marco regulatorio para tecnologías emergentes y de participación de la demanda.	Se requiere ajustar programas de RD. ¹²⁷ Los consumidores están llamados a cambiar patrones de consumo para descongestionar horas críticas a través de incentivos regulatorios. Sin embargo, el desplazamiento de la demanda no es muy elástico debido a los bajos precios de la energía. ¹²⁸	Las regulaciones existentes, diseñadas para un sistema centralizado, a menudo obstaculizan la entrada y operación eficiente de los DER y FNCER, y la posibilidad de un desarrollo de servicios complementarios para estos recursos. ¹²⁹	El diseño de mercado debe permitir la incorporación de nuevos actores en la cadena de valor. También es crucial establecer incentivos y mecanismos para la participación de la demanda en el mercado. Se requiere una regulación más flexible, dinámica y con principios claros que permitan el surgimiento de nuevos modelos de negocio y su financiación. ¹³⁰ Falta de difusión y socialización de las alternativas de participación para la demanda. ¹³¹

Tabla 4.2 Retos DER en el sistema eléctrico colombiano y habilitadores políticos y de mercado
 (continuación)

Retos DER	<i>Mercado Spot</i>	<i>Mercado Spot complementarios</i>	Habilitadores políticos: marco regulatorio y normativo
Desafíos en la estandarización y eficiencia de los Contratos Mayoristas. ¹³²	Debe de impulsarse la estandarización, profundización y eficiencia en la formación de precios del mercado mayorista por medio de contratos estandarizados. ¹³³	Sin información.	Es necesario consolidar mecanismos de comercialización que fomenten la estandarización y la eficiencia en la formación de precios. Dicha consolidación debe contemplar tanto la seguridad crediticia como esquemas de administración de riesgo para asegurar el suministro y la confiabilidad. ¹³⁴
Riesgos de manipulación de precios y abuso de posición dominante. ¹³⁵	Uno de los desafíos pendientes es establecer un estándar claro para identificar cuándo se configura el abuso de posición dominante y la manipulación de precios en el mercado <i>spot</i> . ¹³⁶	Es un desafío establecer un estándar para poder configurar el abuso de posición dominante, así como el de manipulación de precios para los servicios complementarios. ¹³⁷	Se recomienda establecer mecanismos que incentiven el ingreso de los nuevos modelos de negocio y las inversiones asociadas, especialmente en los nuevos mercados que incorporan DER, con el fin de que exista una mayor competencia. Asimismo, se sugiere conformar un Centro Nacional de Monitoreo del Mercado Mayorista, encargado del monitoreo en tiempo real del comportamiento del MEM, y desarrollar, con asistencia de la SIC, un estándar para determinar cuándo se configura el abuso de posición dominante. ¹³⁸

*El diseño del Cargo por Confiabilidad debe ser revisado para alinearse con los objetivos de la transición energética.

Además, que resulte pertinente en relación con los recursos variables e intermitentes, y la participación de la RD.

Nota: Siempre es recomendable hacer estudios técnicos previos que permitan evaluar el impacto de cada uno de los diseños recomendados, inclusive para sugerir cambios que ayuden a la eficiencia en la implementación de estos mecanismos.

Fuente: elaboración propia con base en Gutiérrez Gómez et al., «Energy Storage for the Provision of a Secondary Frequency Control Service»; Hadush y Meeus, «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management»; Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años»; Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10»; Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.

4. Recursos y servicios de flexibilidad

Debido a la creciente integración de ERV y de su alta incertidumbre e intermitencia, la flexibilidad en los sistemas eléctricos se ha vuelto crucial. Por ello, es importante empezar por establecer la diferencia entre lo que significa un *recurso* de flexibilidad, frente a un *servicio* de flexibilidad. El *recurso* se refiere a cualquier activo o sistema que tiene la capacidad de modificar su inyección o consumo de energía eléctrica, por un tiempo limitado y sin causar interrupciones no planificadas, en respuesta a una necesidad del sistema o a señales externas de solicitud de servicio.¹³⁹ En este sentido, los DER —definidos en la sección anterior— constituyen uno de los recursos esenciales en un sistema distribuido, junto con otras tecnologías como los ESS, los servicios complementarios y los recursos del lado de la demanda; es decir, que pueden ajustar su consumo. Entre ellos, los consumidores industriales y comerciales, los vehículos eléctricos, los electrodomésticos controlables y la calefacción/refrigeración.

Por su parte, el *servicio* de flexibilidad alude a lo que puede realizarse con el recurso. En otras palabras, se refiere a los productos que estos recursos de flexibilidad proporcionan y que se ofrecen como servicios complementarios en los mercados existentes, así como en los nuevos mercados derivados de la transición energética, como agregación de RD, reserva de regulación de frecuencia, balance y gestión de la congestión, entre otros. Los servicios de flexibilidad gestionan los cambios en la demanda que ocurren en escalas de tiempo horarias (*ramping*) y subhorarias (regulación).¹⁴⁰

Existe una diferencia esencial entre los *recursos de potencia* y los *de energía*. Los recursos de potencia tienen una relación energía/potencia más baja: pueden entregar una potencia elevada, pero no son capaces de sostenerla por mucho tiempo. Estos resultan más adecuados para mercados a corto plazo, como los mercados de servicios complementarios. La capacidad de un DER para ser considerado un recurso de potencia se mide, en parte, por su duración a potencia máxima, es decir, el tiempo durante el cual puede mantener la potencia máxima respecto a su potencia nominal. Los sistemas de calefacción o refrigeración eléctrica pueden considerarse como un ejemplo de estos recursos, ya que varían su consumo con una relación temporal de potencia máxima de hasta quince minutos.

Por el contrario, los recursos de energía tienen una relación energía/potencia más alta y son más apropiados para mantener un cambio en el nivel de potencia durante un período más largo. Un ejemplo lo constituye el almacenamiento de energía electroquímica, con una relación temporal de potencia máxima de hasta 10 horas. Estos recursos son más adecuados para mercados a largo plazo, como los mecanismos de balance y el comercio de RD en el mercado mayorista de electricidad.¹⁴¹ Además, existe una relación directa entre el recurso de flexibilidad y el servicio de flexibilidad. Los recursos de flexibilidad son los activos o las capacidades subyacentes que pueden ofrecer flexibilidad, mientras que los servicios de flexibilidad son los productos o las funciones que estos recursos proporcionan al sistema eléctrico. En esencia, si no existe el recurso, no es posible suministrar el servicio. El servicio de flexibilidad consiste en lo que el recurso ofrece o ejecuta en respuesta a una necesidad del sistema.¹⁴²

Las características económicas de los recursos de flexibilidad, por otro lado, involucran conceptos de costo habituales. En el trabajo realizado por Degefa y compañía¹⁴³ se consideran dos: I) CAPEX, o costes de inversión relacionados con el despliegue del recurso o su flexibilidad —como tecnologías de control y comunicación, baterías, etc.— y, II) OPEX, o costes de operación relacionados con la activación del servicio, costes adicionales por uso en ciclos del recurso, costes de penalización por incumplimiento, etc. La importancia de estas características radica en que influyen directamente en la viabilidad económica y la toma de decisiones de inversión y despliegue de los recursos de flexibilidad en los sistemas de potencia, lo que determina su adopción. Una evaluación tecno-económica de estos recursos es esencial para los operadores del sistema en sus procesos de planificación.

La comprensión de estos costos permite tomar decisiones informadas sobre qué recursos de flexibilidad son más viables y rentables para abordar las necesidades del sistema de potencia. En todo caso, los mercados deberían ser habilitadores para proporcionar las señales económicas y los mecanismos para que los propietarios de los recursos de flexibilidad ofrezcan sus capacidades al sistema. La existencia y el diseño de mercados adecuados, por ejemplo, para servicios complementarios, mercados de balance, mercados de capacidad o mercados flexibles locales, son clave para aprovechar el potencial técnico de estos



recursos de flexibilidad. Sin embargo, no basta con tener recursos técnicos flexibles. Igualmente, es importante contar con diseños de mercado que permitan movilizar y remunerar esos servicios.¹⁴⁴

En la Tabla 4.3 se presentan los recursos de flexibilidad (en las columnas) y los servicios de flexibilidad que pueden prestarse con cada uno de estos recursos (en las filas). Como puede observarse allí, las plantas de generación despachables, tradicionalmente, se han constituido como la principal fuente de flexibilidad. Estas plantas se adaptan rápidamente a los cambios en la carga y a la variabilidad de la generación, y resultan esenciales para la confiabilidad y los servicios de reserva.¹⁴⁵ No obstante, el proceso de transición energética busca disminuir paulatinamente la dependencia de estos recursos y promover nuevos con menores emisiones, alineados con los objetivos de descarbonización de las economías.

«Los servicios de flexibilidad gestionan los cambios en la demanda que ocurren en escalas de tiempo horarias (ramping) y subhorarias (regulación)»

Asimismo, los ESS ofrecen una gran versatilidad, ya que inyectan o absorben energía y potencia reactiva. Los ESS son cruciales para el arbitraje de energía, el soporte de voltaje, la capacidad de potencia y los servicios de reserva a corto y largo plazo.¹⁴⁶ Por su parte, las interconexiones de red/transmisión facilitan la transferencia de energía entre regiones, lo que ayuda a equilibrar la oferta y la demanda, gestionar la variabilidad y mejorar la confiabilidad al compartir recursos.¹⁴⁷ En cuanto a la flexibilidad operacional, que se refiere a las operaciones de los activos de la red para acomodar la incertidumbre, esta incluye medidas como la reconfiguración de la red y el control de voltaje. Estas medidas ayudan a abordar problemas técnicos a nivel de distribución.¹⁴⁸

Desde el lado de la demanda, la demanda flexible permite modificar los patrones de consumo de electricidad en respuesta a señales de precios o incentivos. Se trata de un mecanismo importante para la gestión de picos, el balance del sistema y la gestión de congestiones.¹⁴⁹ Además, la RD contribuye a la confiabilidad en situaciones críticas del sistema.¹⁵⁰ Por su parte, aunque los DER incluyen fuentes variables como la PV y la eólica, su flexibilidad puede aprovecharse, especialmente, cuando se agregan para contribuir a la gestión de la red y proporcionar soporte al sistema.¹⁵¹

Página anterior: construcción del proyecto hidroeléctrico Ituango, Antioquia, 2014. Fotografía: EPM.

Tabla 4.3 Recursos de flexibilidad y los servicios que estos pueden prestar

Servicio de flexibilidad/ recurso	Plantas de generación despachables (solar, eólica, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), gas, hidro, carbón/biomasa)	Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) (baterías, hidroeléctrico de bombeo)	Demanda flexible/ Respuesta de la Demanda (DR) (cargas desplazables, vehículos eléctricos, calentadores de agua)	Interconexiones de red/ transmisión	Recursos Energéticos Distribuidos (DER) (solar, eólica, micro-centrales y PCH)	Flexibilidad operacional (reconfiguración de red, TSO-FACT, DSO-DFACT, HVDC)
Gestión de la variabilidad e incertidumbre (ERV y carga)	√ ¹⁵²	√ ¹⁵³	√ ¹⁵⁴	√ ¹⁵⁵	√ ¹⁵⁶	√ ¹⁵⁷
Soporte de frecuencia	√ ¹⁵⁸	√ ¹⁵⁹	√ ¹⁶⁰	√ ¹⁶¹	√ ¹⁶²	√ ¹⁶³
Soporte de voltaje	√ ¹⁶⁴	√ ¹⁶⁵	√ ¹⁶⁶	√ ¹⁶⁷	√ ¹⁶⁸	√ ¹⁶⁹
Balance de carga y generación	√ ¹⁷⁰	√ ¹⁷¹	√ ¹⁷²	√ ¹⁷³	√ ¹⁷⁴	√ ¹⁷⁵
Gestión de congestiones (transmisión y distribución)	√ ¹⁷⁶	√ ¹⁷⁷	√ ¹⁷⁸	√ ¹⁷⁹	√ ¹⁸⁰	√ ¹⁸¹
Servicios de reserva (primaria, secundaria, terciaria)	√ ¹⁸²	√ ¹⁸³	√ ¹⁸⁴	√ ¹⁸⁵	√ ¹⁸⁶	√ ¹⁸⁷
Arbitraje de energía/ desplazamiento temporal	√ ¹⁸⁸	√ ¹⁸⁹	√ ¹⁹⁰	√ ¹⁹¹	√ ¹⁹²	√ ¹⁹³

Tabla 4.3 Recursos de flexibilidad y los servicios que estos pueden prestar (continuación)

Servicio de flexibilidad/ recurso	Plantas de generación despachables (solar, eólica, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), gas, hidro, carbón/biomasa)	Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) (baterías, hidroeléctrico de bombeo)	Demanda flexible/ Respuesta de la Demanda (DR) (cargas desplazables, vehículos eléctricos, calentadores de agua)	Interconexiones de red/ transmisión	Recursos Energéticos Distribuidos (DER) (solar, eólica, micro-centrales y PCH)	Flexibilidad operacional (reconfiguración de red, TSO-FACT, DSO-DFACT, HVDC)
Provisión de capacidad de potencia	✓ ¹⁹⁴	✓ ¹⁹⁵	✓ ¹⁹⁶	✓ ¹⁹⁷	✓ ¹⁹⁸	✓ ¹⁹⁹
Reducción de picos de carga	✓ ²⁰⁰	✓ ²⁰¹	✓ ²⁰²	✓ ²⁰³	✓ ²⁰⁴	✓ ²⁰⁵
Mejora de la resiliencia y confiabilidad del sistema	✓ ²⁰⁶	✓ ²⁰⁷	✓ ²⁰⁸	✓ ²⁰⁹	✓ ²¹⁰	✓ ²¹¹
Gestión de rampas	✓ ²¹²	✓ ²¹³	✓ ²¹⁴	✓ ²¹⁵	✓ ²¹⁶	✓ ²¹⁷
Servicios orientados al mercado (balance de portafolio)	✓ ²¹⁸	✓ ²¹⁹	✓ ²²⁰	✓ ²²¹	✓ ²²²	✓ ²²³
Servicios orientados a la red (operación y refuerzo)	✓ ²²⁴	✓ ²²⁵	✓ ²²⁶	✓ ²²⁷	✓ ²²⁸	✓ ²²⁹
Coordinación operativa/ ajustes operativos	✓ ²³⁰	✓ ²³¹	✓ ²³²	✓ ²³³	✓ ²³⁴	✓ ²³⁵

 Fuente: elaboración propia a partir de diferentes estudios.²³⁶

Aunque el mercado eléctrico colombiano ha registrado avances normativos y operativos en materia de servicios de flexibilidad, aún queda un largo camino por recorrer, como lo estipula el *Mapa de ruta para la transición energética a 2030*. Por ejemplo, la Resolución CREG 060 de 2019²³⁷ excluye transitoriamente a las plantas solares

«La demanda flexible permite modificar los patrones de consumo de electricidad en respuesta a señales de precios o incentivos. Se trata de un mecanismo importante para la gestión de picos, el balance del sistema y la gestión de congestiones»

PV y eólicas, conectadas al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y al Sistema de Transmisión Regional (STR), de la obligatoriedad de prestar el servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia. Por tanto, se recomienda habilitar el servicio de regulación primaria de frecuencia, ya sea mediante el aprovisionamiento de la capacidad requerida o de la instalación de baterías que amplíen la capacidad de este tipo de recursos. Además, las experiencias internacionales indican que, en un escenario de transición energética acelerado, es fundamental que los nuevos equipos presten servicios de soporte a la red —inercia, cortocircuito y respuesta rápida y continua de frecuencia—. ²³⁸

Respecto a los SAEB, si bien desde 2019 existe la Resolución CREG 098,²³⁹ esta solo fue diseñada para soluciones de congestión de la red, específicamente, para la zona de la costa atlántica —donde se presenta la mayor restricción de la red de transmisión en el país—. Aún no existe normatividad que permita utilizar los SAEB como un recurso multipropósito. A pesar de los estudios sobre este tema,²⁴⁰ tampoco se ha implementado una regulación que incentive su uso como un recurso multipropósito para prestar servicios de flexibilidad en el mercado eléctrico colombiano. Esto cobra mayor relevancia dado que estos estudios demuestran que, con la implementación de SAEB habría ahorros en el sistema eléctrico del país para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, en comparación con la forma regulada actual. En este sentido, Amylkar Acosta Medina afirma que la ausencia de una reglamentación flexible y dinámica para la financiación de proyectos de flexibilidad, como las baterías, desincentiva la inversión.²⁴¹ Al mismo tiempo, Jairo Espinosa Oviedo, profesor de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia, considera que las

discusiones sobre quién asume la responsabilidad y cómo se remuneran las inversiones en activos de flexibilidad y almacenamiento siguen aplazadas.²⁴²

Por su parte, Miguel Lotero Robledo hace énfasis en la necesidad de desarrollar mercados y mecanismos de flexibilidad en Colombia. Además, hace alusión a la necesidad de que el sistema actual implemente incentivos económicos que recompensen la capacidad de adaptación ante fluctuaciones de la oferta y la demanda. Actualmente, el sector carece de mecanismos formales para valorar servicios esenciales como el almacenamiento de energía, la RD y la generación flexible. La transición hacia una matriz eléctrica más variable exige el desarrollo de mecanismos de mercado que remuneren adecuadamente la flexibilidad. Esta evolución permitiría integrar de forma eficiente tanto la generación flexible como las nuevas tecnologías de soporte.²⁴³

Para Amylkar Acosta Medina resulta crucial el surgimiento de nuevos mercados, como los de agregadores para la RD activa y los de muy corto plazo (intradía) —ver capítulo tres—, pues estos permitirían el reacomodo y la gestión de la variabilidad de las ERV.²⁴⁴ Por último, algunos entrevistados manifestaron que la infraestructura de red necesita ser muy flexible y que el planificador del sistema, la UPME, al igual que XM, ha identificado un portafolio de obras que aportan flexibilidad, como los Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), inversiones modulares y distribuidas de la tecnología FACT, como Sistemas Distribuidos Flexibles de CA (DFACT, por sus siglas en inglés), las baterías y los compensadores síncronos.²⁴⁵

5. Energía Transactiva

La ET es un concepto que busca establecer las condiciones adecuadas para coordinar la producción y el consumo de energía a través de la red, entre todos los usuarios, agentes generadores y organismos gestores del sector que requieren realizar transacciones. La definición de ET fue introducida formalmente por el GridWise Architecture Council (GWAC) en 2015 y fue actualizada en 2019.²⁴⁶ De acuerdo con esta entidad, con ET se hace referencia al uso de métodos

de control y mecanismos económicos que permiten el equilibrio dinámico de la oferta y la demanda en toda la infraestructura eléctrica, al utilizar el valor como parámetro operativo clave.²⁴⁷ En este contexto, la ET se ha convertido en un elemento central de la visión de la red del futuro y, mucho más, con la transición energética, en la que se busca darle cabida a las ERV y gestionar la intermitencia que presentan estas fuentes de generación.

Dentro de los sistemas de gestión energética, la ET permite la creación de mercados dinámicos en los que la energía eléctrica puede ser intercambiada o comercializada entre prosumidores, agregadores, consumidores y, en general, DER, tanto dentro de una microrred como entre múltiples microrredes interconectadas o entre consumidores locales.²⁴⁸ Para ofrecer una visión más completa y ayudar a facilitar el debate sobre los distintos enfoques de aplicación, en la Tabla 4.4 se definen los principales atributos de la ET. Este tipo de energía requiere del complemento entre la “arquitectura técnica” y el “sistema de despacho económico”, que ayudan a un desarrollo sólido de la tecnología —tanto en la red como en la demanda— y a la coordinación de los recursos instalados por los clientes, como RD, el almacenamiento y el suministro de electricidad.²⁴⁹

Central hidroeléctrica San Carlos, Antioquia, 2015.
Fotografía: ISA.



Tabla 4.4 Atributos de la Energía Transactiva (ET)

Atributo	Descripción
Interoperabilidad tecnológica	Requiere que diferentes plataformas, dispositivos y sistemas —como medidores inteligentes (AMI), sistemas de gestión de energía, <i>software</i> de agregadores, etc.— trabajen de manera conjunta y sin conflictos.
Escalabilidad del sistema	Permite que el sistema pueda expandirse gradualmente desde implementaciones locales o microrredes hasta redes más amplias o regiones enteras.
Ciberseguridad	Utiliza tecnologías como <i>blockchain</i> y contratos inteligentes para proteger datos y comunicaciones dentro del entorno transaccional, de modo que no pueda ser manipulado maliciosamente.
Capacidad de respuesta a señales económicas	Promueve modelos económicos sostenibles y permite a los participantes ajustar su comportamiento ante precios, tiempo y condiciones de red.
Balance dinámico de oferta y demanda	Permite ajustes en producción o consumo de energía en tiempo real. Esto permite mantener el equilibrio del sistema eléctrico a través de mecanismos distribuidos (sistema de gestión de energía o central eléctrica virtual).
Coordinación distribuida	Utiliza modelos descentralizados para la toma de decisiones y ejecución de acciones energéticas de forma autónoma y coordinada.
Transparencia	Asegura que las reglas del mercado y los mecanismos de operación sean visibles y auditables para garantizar la confianza entre los participantes y facilitar la regulación.
Medición y verificación	Registra las transacciones (generación, venta y uso) y valida su ejecución para efectos regulatorios, comerciales y de control de la calidad del sistema.
Participación de múltiples actores	Consumidores, prosumidores, operadores y otros agentes en el ecosistema energético toman decisiones sobre su consumo, generación o intercambio de energía.
Sistemas resilientes y adaptativos	Responde a perturbaciones y cambios en la red con mecanismos automáticos de ajuste y recuperación, lo que permite seguir operando sin interrumpir el servicio.
Integración de DER	Incorpora energía solar, baterías y otros recursos distribuidos en el mercado local, lo que facilita la transición a una matriz energética con ERV.

Fuente: elaboración propia con base en The GridWise Architecture Council, «GridWise Transactive Energy Framework Version 1.0».

Estos atributos guían la concepción de la gestión energética. Además, la ET se sostiene sobre tres pilares conceptuales que permiten integrar la infraestructura física con dinámicas de mercado y capacidades de automatización inteligente, como puede observarse en la Figura 4.3.²⁵⁰

Figura 4.3 Pilares conceptuales de la Energía Transactiva (ET)



Fuente: elaboración propia con base en Forfia *et al.*, «The View from the Top of the Mountain»; Soto *et al.*, «Peer-to-Peer Energy Trading».

En primer lugar, la infraestructura física gestiona los flujos energéticos, la respuesta a la demanda, el control de DER y la confiabilidad del sistema. En este contexto, se pasa de un modelo centralizado con controles jerárquicos tradicionales —donde una autoridad principal, como el operador del sistema, toma decisiones que se transmiten de manera escalonada a niveles subordinados mediante mecanismos que regulan la frecuencia, el despacho y el equilibrio entre generación y consumo en tiempo real— hacia un esquema de coordinación distribuida. Bajo esta nueva configuración, múltiples agentes —prosumidores, operadores de microrredes y agregadores, entre otros— toman decisiones autónomas, pero interrelacionadas en función de condiciones locales y señales globales.

En segundo lugar, la economía de mercado aplicada a la energía introduce mecanismos de transacción descentralizados como modelos P2P, B2B, B2C y C2C, que valoran la energía según señales de precio y condiciones de red, y utilizan plataformas como subastas o *blockchain* para optimizar decisiones entre diferentes actores.²⁵¹ Por último, el control automatizado basado en tecnologías digitales incorpora herramientas como IoT y contratos inteligentes para asegurar la ejecución eficiente, trazable y segura de transacciones energéticas, con énfasis en la interoperabilidad y la estandarización que exige el marco GWAC.

Página siguiente, proyecto eólico Carreto, Atlántico, 2025. Fotografía: Celsia.



A partir de los tres pilares, se estructura la configuración del sistema de ET, la cual integra cuatro subsistemas esenciales: físico, informativo, transactivo y regulatorio. Cada uno de ellos cumple un rol específico en la operación segura, eficiente y coordinada del ecosistema energético, como se observa en la Tabla 4.5.²⁵² Estudios recientes sobre ET permiten mapear los aportes técnicos y metodológicos vinculados a cada subsistema.²⁵³

Tabla 4.5 Configuración del sistema de Energía Transactiva (ET)

Subsistema físico	Subsistema informativo	Subsistema transactivo	Subsistema regulatorio
Representa la infraestructura energética tangible, que incluye generación, almacenamiento, transmisión, distribución y los dispositivos inteligentes del usuario final. ²⁵⁴	Se encarga de recopilar, procesar, organizar y transmitir datos relacionados con el estado de la red, los recursos distribuidos y las condiciones del mercado. Habilita la toma de decisiones automatizadas. ²⁵⁵	Administra los distintos intercambios energéticos entre actores y establece un mercado energético dinámico y eficiente. ²⁵⁶	Asegura el cumplimiento normativo, previene abusos económicos y garantiza que el mercado opere de manera segura y confiable. ²⁵⁷

Fuente: elaboración propia con base en Schwidtal et al., «Emerging Business Models in Local Energy Markets»; Soto et al., «Peer-to-Peer Energy Trading»; Clift et al., «Peer-to-Peer Energy Trading for Demand Response of Residential Smart Electric Storage Water Heaters»; Zepter et al., «Prosumer Integration in Wholesale Electricity Markets»; Huang et al., «A Review of Transactive Energy Systems»; Capper et al., «Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy»; Lima et al., «Transactive Energy Based on Virtual Power Plant and Ancillary Services»; Forfia et al., «The View from the Top of the Mountain»; Tushar et al., «Peer-to-Peer Energy Trading With Sustainable User Participation».

Con base en lo anterior, puede afirmarse que la ET representa un cambio disruptivo que ofrece soluciones viables para enfrentar los desafíos de la transición energética. Sin embargo, se requiere de una colaboración y coordinación entre diferentes actores del sistema. El marco GWAC brinda una lista de verificación para los tomadores de decisiones en ET, como se presenta en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 Lista de verificación para los tomadores de decisiones en Energía Transactiva (ET)

Reguladores	Empresas de servicios públicos	Proveedores de servicios	Consumidores/ prosumidores
▪ Desarrollar decisiones de política pública. ▪ Relacionarse con activos energéticos, producción, distribución y consumo de energía. ▪ Evaluar cómo el enfoque transaccional puede aportar beneficios significativos a los programas. ▪ Implementar buenas prácticas y mejorar el valor para todas las partes.	▪ Conectarse con clientes, operadores del sistema y socios. ▪ Desarrollar un enfoque de suministro energético basado en el valor. ▪ Aportar valor con un enfoque transaccional que permita a todas las partes evaluar equitativamente el valor según el momento de uso y los costos.	▪ Colaborar con los clientes para ofrecer una propuesta de valor coherente para sus servicios. ▪ Asegurar la mejor relación calidad/premio en sus contratos mediante un enfoque transaccional.	▪ Participar con proveedores y organizaciones de servicios energéticos mediante programas de valor transaccional, incentivos y asociaciones. ▪ Ofrecer servicios como respuesta a la demanda, reducción de carga u otros programas similares para proveedores y empresas de servicios.

Fuente: elaboración propia con base en Forfia et al., «The View from the Top of the Mountain».

El enfoque de ET redefine la estructura de operación y los roles estratégicos de los actores involucrados en la toma de decisiones. Además, transforma la manera en que se coordinan la oferta y la demanda en tiempo real. Por ello, resulta imprescindible profundizar en uno de los componentes clave que da viabilidad económica y operativa al modelo: la estructura de mercado. Dependiendo de la interacción entre los participantes, el mercado puede ser completamente descentralizado o P2P, distribuido o híbrido y centralizado o basado en la comunidad. En la Tabla 4.7 se presentan las principales ventajas y retos de cada tipo de mercado en el marco de la ET.

Tabla 4.7 Principales ventajas y retos de los mercados energéticos en el marco de la Energía Transactiva (ET)

Tipo de mercado	Ventajas	Retos
Centralizado	▪ Control unificado del sistema. ▪ Eficiencia operativa a gran escala. ▪ Regulación y supervisión centralizadas.	▪ Escasa participación de agentes distribuidos. ▪ Baja capacidad de respuesta a condiciones locales. ▪ Riesgo de rigidez operativa.
Descentralizado	▪ Mayor flexibilidad para actores locales. ▪ Potencial para precios más ajustados a condiciones locales. ▪ Fomenta la participación de prosumidores.	▪ Coordinación más compleja entre múltiples nodos. ▪ Requiere infraestructura digital y protocolos interoperables. ▪ Riesgos de ineficiencias sin mecanismos de gobernanza adecuados.
Distribuido	▪ Alta resiliencia ante perturbaciones. ▪ Facilitación de intercambios P2P, B2B y autogestión energética. ▪ Escalabilidad desde microrredes hacia sistemas complejos.	▪ Altas exigencias en ciberseguridad y control automatizado. ▪ Necesidad de marcos regulatorios adaptativos. ▪ Complejidad en la valoración y trazabilidad de transacciones.

Fuente: elaboración propia con base en Huang et al., «A Review of Transactive Energy Systems».

El concepto de ET se ha implementado en proyectos de diferentes países de Europa y en Estados Unidos.²⁵⁸ Estos proyectos han sido fundamentales para validar sistemas de ET, identificar beneficios y anticipar retos. En América Latina, Colombia también ha dado pasos hacia este nuevo paradigma. A partir de proyectos o alianzas estratégicas, XM ha generado aportes significativos para los distintos actores del sector energético colombiano en el marco de la ET. Vale la pena resaltar plataformas como Karbonoa, EcoGox, BioTrust, LabTween, Sax, EcoRep y el Aplicativo RIO —ver Tabla 4.1—. La Figura 4.4 presenta los principales aportes que se articulan con el Mapa de ruta para la transición energética 2030, la modernización del SIN y el desarrollo de capacidades normativas, operativas y tecnológicas. Se destacan logros que van desde el fortalecimiento de los marcos regulatorios hasta la inclusión activa de consumidores, prosumidores y proveedores de servicios.

Figura 4.4 Principales aportes de XM a los actores del Mercado eléctrico colombiano en el marco de la Energía Transactiva (ET)

			
Reguladores ▪ Apoyo al diseño del marco regulatorio: propuesta incluida en la Resolución CREG 143 de 2021. ▪ Fortalecimiento de capacidades para incluir agregadores y comercializadores locales. ▪ Aporte de hoja de ruta para regulaciones asociadas al nuevo modelo energético. ▪ Aporte técnico a la construcción de escenarios regulatorios para DER y flexibilidad. ▪ Desarrollo de metodologías base para nuevas normas operativas en redes inteligentes.	Empresas de Servicios Públicos ▪ Formulación de propuestas normativas para mercados intradiarios. ▪ Adaptación del SIN para soportar flexibilidad, DER y modelos de operación transaccional. ▪ Desarrollo de la hoja de ruta nacional para la transformación del sistema eléctrico, liderada desde el SIO. ▪ Implementación de un nuevo aplicativo de recepción y validación de información operativa, que mejore la integración de recursos flexibles.	Proveedores de Servicios ▪ Modelo de operación adaptado a la transición energética y digitalización del sistema. ▪ Integración de <i>blockchain</i> en pilotos. ▪ La hoja de ruta nacional desde el SIO brinda un marco orientador para proveedores sobre los requerimientos futuros en automatización, interoperabilidad y monitoreo de DER. ▪ Desarrollo de productos y servicios asociados a almacenamiento, agregación y gestión de la demanda, consolidando un portafolio más competitivo para los proveedores en un entorno transaccional.	Consumidores/Prosumidores ▪ Desarrollo de metodologías avanzadas de pronóstico de demanda y generación, lo que permite a los consumidores y prosumidores anticipar sus decisiones de consumo o inyección de energía, ajustándose mejor a las condiciones del sistema. ▪ Diseño de una estructura que considera la participación directa de prosumidores, DER, y tecnologías como IoT y computación en la nube, lo que facilita su integración segura y efectiva. ▪ Modelos que promueven entornos más flexibles y participativos para los usuarios finales, para habilitar su involucramiento en esquemas de microrredes, RD y mercados distribuidos.

Fuente: elaboración propia a partir de los proyectos y alianzas presentados en la Tabla 4.1 de este capítulo.



PCH San Andrés de Cuerquia, Antioquia, 2023. Fotografía: Celsia.

Como puede observarse, en el marco de la transición energética, XM ha liderado una serie de iniciativas estratégicas que han permitido avanzar hacia un sistema energético más eficiente, confiable y sostenible: se ha diseñado una arquitectura para una operación híbrida del sistema, la cual integra DER, prosumidores y tecnologías como AMI, IoT y servicios en la nube. Además, se ha logrado adaptar el modelo operativo a los retos de la digitalización y se han desarrollado metodologías para evaluar el impacto de DER en escenarios de riesgo, al optimizar la planeación y operación del sistema. Estas acciones están alineadas con las propuestas formuladas por XM para enfrentar riesgos operativos sistémicos derivados de fenómenos climáticos extremos, amenazas de ciberseguridad y tensiones en la infraestructura de transmisión. Lo anterior representa una visión de gestión de riesgos anticipativa y sistémica que permite preparar el sistema eléctrico para eventos de alta complejidad e incertidumbre.²⁵⁹

En materia de innovación tecnológica, XM ha implementado plataformas basadas en *blockchain*, IA, IoT y computación en la nube para habilitar nuevos modelos de transacción de energía, registrar reducciones de emisiones y certificar energías renovables y créditos

de biodiversidad. Estas soluciones permiten establecer trazabilidad, transparencia y eficiencia en los procesos asociados. Asimismo, hacen posible aplicar estándares internacionales como el Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol) y la ISO 14061-1 para la gestión y mitigación de emisiones de GEI, para reducir su huella de carbono, con metas a 2030 y 2050.

De esta manera, las iniciativas impulsadas por XM han contribuido a sentar las bases para un sistema de ET más flexible, digitalizado y orientado por señales de valor. Sin embargo, falta camino por recorrer. De acuerdo con Miguel Lotero Robledo, en términos de ET, hay una promesa atractiva pero aún lejana. Esto se debe a que existen obstáculos en términos de una regulación históricamente conservadora y en una infraestructura en la que se han llevado a cabo inversiones colectivas en redes de distribución. Un reto que señala el exviceministro es “la necesidad de avances institucionales serios y cuidadosos para no desincentivar la inversión pasada ni comprometer la sostenibilidad financiera de los operadores”.²⁶⁰ Timothy Horger, complementa esta visión al enfatizar que sin marcos regulatorios robustos y sin mecanismos de coordinación entre TSO y DSO, la ET puede verse limitada en su impacto sistémico.²⁶¹

En línea con lo anterior, María Nohemi Arboleda Arango reconoce la necesidad de una mayor articulación institucional para enfrentar desafíos regulatorios y de gobernanza, aunque también resalta los avances de XM en la creación de nuevas arquitecturas de operación y en el desarrollo de capacidades internas que han permitido al operador del sistema adaptarse a los retos de la transición energética.²⁶² Ahora bien, estos avances conllevan desafíos. Entre los más relevantes se encuentra la creciente incertidumbre operativa derivada de la alta penetración de FNCER, como la solar y la eólica, cuya variabilidad, especialmente por condiciones climáticas impredecibles como la nubosidad, complica el pronóstico y balance del sistema. En ese sentido, uno de los retos más grandes es precisamente el pronóstico, tanto en la generación como en la demanda. Esto implica inversiones por parte de nuevos proyectos y una mayor visibilidad para el operador sobre lo que pasa a nivel de distribución —ver capítulo tres—.

A pesar de estos retos, Karin Wadsack subraya que XM se ha posicionado como un operador pionero a nivel global en el fortalecimiento del talento humano para operar sistemas eléctricos complejos.²⁶³ En particular, resalta el liderazgo de XM en temas de equidad de género, formación técnica continua e interoperabilidad DER, elementos esenciales en el diseño de arquitecturas energéticas distribuidas propias de la ET. También, Wadsack enfatiza que XM ha contribuido a la creación de estándares internacionales para tecnologías basadas en inversores y ha compartido herramientas *open-source* para planificación y operación de sistemas energéticos, lo cual contribuye a la viabilidad técnica del comercio transaccional de energía a escala distribuida.

Por su parte, Miguel Lotero resalta que XM ha liderado procesos de innovación mediante la implementación de soluciones pioneras basadas en tecnología *blockchain*, orientadas al seguimiento, emisión y retiro de certificados de reducción de emisiones. Estas herramientas han fortalecido la trazabilidad y eficiencia del mercado voluntario de carbono, al tiempo que han contribuido a posicionar a Colombia como un referente regional en infraestructura digital para el financiamiento climático. En conjunto, estas acciones evidencian que XM no solo se limita a operar el sistema eléctrico, sino que también impulsa activamente su transformación.²⁶⁴

Para impulsar la ET se reconoce que, si bien en Colombia no ha logrado incorporarse de manera operativa a nivel del MEM, XM ha ejercido un rol pionero en el diseño y la propuesta de un mercado integral destinado a respaldar este proceso. Este esfuerzo incluye la incorporación progresiva de subastas de largo plazo, el establecimiento de mercados de confiabilidad y la propuesta para el desarrollo del mercado intradiario y de servicios complementarios.²⁶⁵ De cara al futuro, resulta crucial la implementación de mercados distribuidos y P2P. Estos se pueden empezar por medio de pruebas piloto. Adicionalmente, es imprescindible alcanzar una visibilidad operativa efectiva sobre los DER.

6. Reflexiones finales: retos para la transición energética en Colombia

En este capítulo se abordaron los avances, oportunidades y retos en temas vitales en el proceso de transición energética para garantizar el suministro de un servicio necesario y transversal a la economía como es la electricidad. Además de temas como la importancia de las instituciones en la transición energética, los DER, la ET y los recursos y servicios de flexibilidad. Aunque el mercado eléctrico colombiano ha avanzado en la primera etapa de integración de los DER, especialmente en aspectos como la modernización de la red y los ajustes institucionales, aún persisten retos importantes para consolidar un mercado distribuido. En este nuevo esquema, se requiere que tanto los proveedores de DER como los prosumidores no solo puedan ofrecer servicios al MEM y al DSO, sino también participar activamente en transacciones energéticas de tipo B2B, P2P, B2C y C2C. Esto es clave para aprovechar plenamente las oportunidades que brinda la transición energética, en particular aquellas relacionadas con la flexibilidad y suficiencia del suministro de energía de manera eficiente.

Asimismo, se destacó el liderazgo, la independencia y la confianza institucional que ha consolidado XM, al aportar a la academia, la industria y al país en general con criterio técnico, riguroso e imparcial, y respaldado por sólidas prácticas de buen gobierno. XM se ha mantenido en la frontera del conocimiento mediante actividades de

I+D+i y la formación de capital humano, a través de alianzas nacionales e internacionales con centros de investigación, universidades, operadores de sistemas y mercados eléctricos, así como con entidades gubernamentales.

De este modo, XM ha desempeñado un rol propositivo y estratégico en la incorporación tanto de nuevas fuentes de generación como también de tendencias y tecnologías emergentes del sector, lo que le ha permitido formular recomendaciones técnicas a los organismos responsables de la regulación y la planeación del sistema, particularmente en el diseño de mercados. Asimismo, ha emitido alertas tempranas a los distintos actores del sector para anticipar posibles riesgos asociados a la integración de las FNCER y, especialmente, de las ERV como la solar y la eólica, caracterizadas por su alta variabilidad e intermitencia en el sistema. Sumado a ello, XM se ha posicionado como un referente internacional en la creación de estándares internacionales no solo en la esfera de las tecnologías, sino también en la planificación y operación del sistema energético. Un aspecto clave que ha contribuido a la viabilidad técnica del comercio transaccional de energía a escala distribuida como lo menciona Karin Wadsack en su entrevista.²⁶⁶

No obstante —como puede inferirse de la sección dos de este capítulo—, en una economía, específicamente, en el sector eléctrico, la institucionalidad y la seguridad regulatoria son aspectos fundamentales para que los inversionistas tomen sus decisiones. Ambas dimensiones se han visto resquebrajadas en los últimos años, lo que pone en riesgo la estabilidad en la prestación de servicio. En el peor de los casos, este escenario podría culminar en un posible desabastecimiento en el mediano plazo. Esto puede evidenciarse en el retraso de los proyectos de infraestructura del sector. De los 123 proyectos registrados del STN y del STR hasta 2024, 68 (55%) tienen un retraso respecto con su fecha prevista de entrada en operación.²⁶⁷ La situación es aún más crítica cuando se analizan los proyectos de infraestructura de generación. En los últimos cinco años, la tasa real de entrada de nueva capacidad de generación no ha superado el 28% de lo que se esperaba, según la fecha prevista en operación declarada.

«De esta manera, las iniciativas impulsadas por XM han contribuido a sentar las bases para un sistema de ET más flexible, digitalizado y orientado por señales de valor. Sin embargo, falta camino por recorrer»

Específicamente, en 2023, solo ingresó el 17% de la capacidad esperada y, en 2024, el 25%.²⁶⁸ Esta baja incorporación de nuevos proyectos de generación podría comprometer el abastecimiento seguro y confiable para atender la demanda, teniendo en cuenta que un volumen importante de los recursos que se integran son plantas solares, las cuales no aportan potencia para atender los periodos de pico y tener firmeza en el sistema.

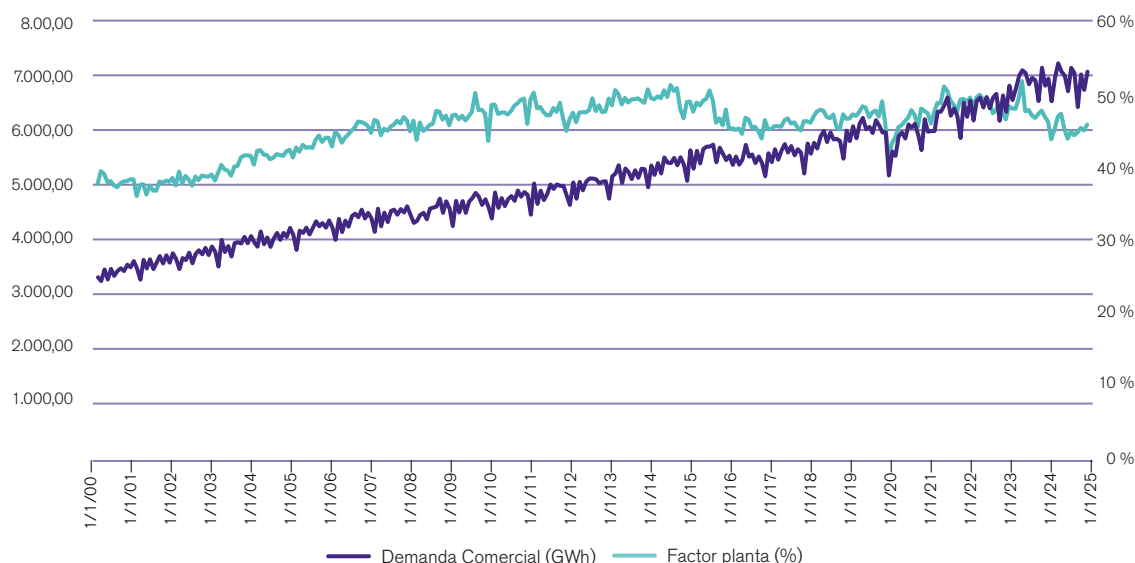
Esta dinámica se evidencia con mayor claridad en el Gráfico 4.1, el cual muestra una brecha relativamente estable entre la demanda comercial y el factor de planta hasta la ocurrencia del penúltimo fenómeno de El Niño fuerte, registrado en el periodo 2015–2016. No obstante, a partir de entonces, dicha brecha empieza a cerrarse y experimenta una caída abrupta como consecuencia del cambio de tendencia asociado a la pandemia del Covid-19 en

2020. A pesar de que la demanda comercial ha mantenido en los últimos años un crecimiento promedio cercano al 4%, tal como se expuso en los apartados anteriores, la entrada efectiva de nueva capacidad de generación ha disminuido de manera significativa, sin alcanzar el 28% de lo inicialmente planeado. En este sentido, en los últimos tres años, el factor de planta ha presentado una caída para nada despreciable. Cabe señalar que este comportamiento no es exclusivo del sector eléctrico, sino que responde a una tendencia más amplia de la economía, reflejada en la caída de indicadores clave de confianza para los inversionistas. Por ejemplo, indicadores como la Inversión Extranjera Directa (IED), que se utiliza como referente del entorno económico, ha mostrado señales claras de desaceleración. De acuerdo con cifras del Banco de la República, la IED total se redujo en un 17% entre 2022 y 2024.²⁶⁹

PCH Hidromontañas, Antioquia, 2022. Fotografía: Celsia.



Gráfico 4.1. Crecimiento de la demanda comercial (GWh) (eje izquierdo) y el factor de planta (%) (eje derecho), 2000- 2025



Nota: el factor de planta para el sistema puede definirse como la relación entre la energía real generada en el sistema por cada una de las tecnologías de generación y la energía máxima que hubiesen generado estas tecnologías operando continuamente a plena carga en un periodo determinado. Fuente: bases de datos de XM.

En este sentido, es fundamental que cada actor asuma y ejerza plenamente sus competencias específicas. Así, el Estado y los hacedores de la política energética deben concentrarse en establecer principios claros, realizar los cambios regulatorios requeridos para el proceso de transición energética y diseñar los incentivos adecuados para que el sector privado pueda realizar y recuperar las inversiones. Según la información de la Agencia Internacional de Energía, las decisiones de inversión en energía son impulsadas y financiadas, principalmente, por el sector privado. En promedio, a nivel mundial, las inversiones ascendieron a una cifra cercana del 75% del total para el periodo 2018-2023. Además, los hogares han contribuido con más del 40% de la inversión en gasto en energía limpia desde 2016 a nivel mundial.²⁷⁰ Como se argumentó anteriormente, es muy importante que los inversionistas privados disminuyan el riesgo y perciban certidumbre regulatoria, con el objetivo de que esto les permita realizar las inversiones necesarias en toda la cadena de valor para avanzar en la transición energética y lograr la confiabilidad en la prestación del servicio de manera eficiente.

Finalmente, los recursos y servicios de flexibilidad resultan esenciales en el proceso de transición energética para gestionar la alta variabilidad e intermitencia que presenta la ERV. Pese a ello, es recomendable que los mercados proporcionen las señales económicas para la recuperación de los costos, tanto del capital (CAPEX) como de operación (OPEX). De esta forma, es posible definir qué recursos son más viables y eficientes para abordar las necesidades del sistema. El diseño de mercados adecuados —por ejemplo, para servicios complementarios, mercados de balance, mercados de capacidad y mercados flexibles locales, entre otros—, es clave para aprovechar el potencial técnico de estos recursos de flexibilidad. Sin embargo, no basta con tener recursos técnicos flexibles, también se requieren diseños regulatorios y de mercado que permitan movilizar y remunerar los servicios de flexibilidad que pueden prestarse con estos recursos. ☀

NOTAS

- 1 Dalia Patiño Echeverri y John García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia* (Universidad Nacional de Colombia, 2023).
- 2 David Cardona-Vásquez et al., «Effect of the Intermittency of Non-Conventional Renewable Energy Sources on the Volatility of the Colombian Spot Price», *Renewable Energy* 232 (octubre de 2024): 1-10, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121073>.
- 3 Diana María López González y John García Rendon, «Opportunities and Challenges of Mainstreaming Distributed Energy Resources Towards the Transition to More Efficient and Resilient Energy Markets», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 157 (abril de 2022): 1-7, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112018>; Cherrelle Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources: A Review of Incentives for Market Design», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 64 (octubre de 2016): 237-47, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.008>.
- 4 Samson Yemane Hadush y Leonardo Meeus, «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management», *Energy Policy* 120 (septiembre de 2018): 610-21, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.065>.
- 5 Alejandro Gutiérrez Gómez et al., «Energy Storage for the Provision of a Secondary Frequency Control Service: Evidence in the Colombian Market», *The Electricity Journal* 36, n.º 8 (2023): 1-16, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107329>.
- 6 Ali Alizadeh et al., «Energy Management in Microgrids Using Transactive Energy Control Concept Under High Penetration of Renewables: A Survey and Case Study», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 176 (abril de 2023): 1-30, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113161>.
- 7 Merlinda Andoni et al., «Blockchain Technology in the Energy Sector: A Systematic Review of Challenges and Opportunities», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 100 (febrero de 2019): 143-74, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.014>.
- 8 Sam Wilkinson et al., «Is Peer-to-Peer Electricity Trading Empowering Users? Evidence on Motivations and Roles in a Prosumer Business Model Trial in Australia», *Energy Research & Social Science* 66 (agosto de 2020): 1-23, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101500>.
- 9 Juan José Cuenca et al., «State of the Art in Energy Communities and Sharing Economy Concepts in the Electricity Sector», *IEEE Transactions on Industry Applications* 57, n.º 6 (2021): 5737-46, <https://doi.org/10.1109/TIA.2021.3114135>.
- 10 Sharon Thomas, «Evolution of the Distribution System & the Potential for Distribution-Level Markets: A Primer for State Utility Regulators», NARUC, 2018, <https://pubs.naruc.org/pub/CoB3BA7C-oCBB-CB2A-E2B1-00A3756340BA>.
- 11 Karin Wadsack, «Entrevista para libro XM 20 años», 15 de mayo de 2025; Timothy Horger, «Entrevista para libro XM 20 años», 22 de mayo de 2025; Cecilia Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años», 6 de marzo de 2025; Amylkar Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años», 16 de mayo de 2025.

- 2025; Jairo Espinosa Oviedo, «Entrevista para libro XM 20 años», 28 de mayo de 2025; Luis Fernando Alarcón Mantilla, «Entrevista para libro XM 20 años», 21 de mayo de 2025.
- 12 María Nohemi Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años», 18 de junio de 2025; Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años»; Alarcón Mantilla, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 13 Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años»; Luis Ernesto Mejía Amaya, «Entrevista para libro XM 20 años», 29 de mayo de 2025.
- 14 XM, Visión de XM. *Mapa de ruta para la transición energética 2030* (XM, 2025).
- 15 Resolución 143 de 2021, «Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación”» (2021), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0143_2021.htm.
- 16 Resolución 060 de 2019, «Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones», Legislation No. 51.004 (2019), [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/\\$FILE/Crego60-2019.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/$FILE/Crego60-2019.pdf).
- 17 Resolución 060 de 2019, «Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones».
- 18 Jesús Botero García et al., «Transición energética en Alemania e integración de fuentes de energías no convencionales», *SSRN Electronic Journal*, advance online publication, 2019, <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3524984>.
- 19 Jesús Botero et al., «Transición energética en Reino Unido para la integración de fuentes no convencionales de energía y redes inteligentes (Energy Transition in the United Kingdom for the Integration of Nonconventional Energy Sources and Smart Grids)», *SSRN Electronic Journal*, advance online publication, 2019, <https://doi.org/10.2139/ssrn.3525013>.
- 20 Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*.
- 21 SIO, «XM», SIO, accedido 27 de junio de 2025, <https://sio.xm.com.co/>.
- 22 EcoGox, «Home», EcoGox, accedido 27 de junio de 2025, <https://www.ecogox.com/>.
- 23 EcoRep, «Home», EcoRep, accedido 27 de junio de 2025, <https://ecorep.com.co/home>.
- 24 RIO, «XM», RIO, accedido 27 de junio de 2025, <https://rio.xm.com.co/#/login>.
- 25 XM, «Innovación», XM, accedido 27 de junio de 2025, <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/innovacion>.
- 26 XM, Visión de XM. *Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 27 XM y CND, «Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN», XM, junio de 2025, <https://www.xm.com.co/operacion/informe-riesgos-operativos>.

- 28 Energética 2030, «P6. Política, Regulación y Mercados», Energética 2030, accedido 12 de julio de 2025, <https://www.energetica2030.co/p6-politica-regulacion-y-mercados/>; Energética 2030, «P7. Análisis de escenarios y definición de estrategias futuras», Energética 2030, accedido 11 de julio de 2025, <https://www.energetica2030.co/p7-analisis-de-escenarios/>; Energética 2030, «P9. Supervisión, control y protección», Energética 2030, accedido 11 de julio de 2025, <https://www.energetica2030.co/p9-supervision-control-y-proteccion/>.
- 29 Energética 2030, «P6. Política, Regulación y Mercados».
- 30 Botero García et al., «Transición energética en Alemania e integración de fuentes de energías no convencionales».
- 31 Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*.
- 32 Energética 2030, «P7. Análisis de escenarios y definición de estrategias futuras».
- 33 Santiago Ortega Arango et al., *Escenarios Energéticos, seis posibilidades para la transición en Colombia* (Querida Editorial, 2019), https://www.energetica2030.co/wp-content/uploads/2022/04/Libro-Escenarios-energeticos_Seis-posibilidades-para-la-transicion-en-Colombia.pdf.
- 34 Isaac Millán, Idi Amin, *Microrredes y transición energética, hacia los ecosistemas energéticos escalables* (Universidad Nacional de Colombia, 2024), <https://investigacion.upb.edu.co/es/publications/microrredes-y-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-hacia-los-ecosistemas-energ%C3%A9t/>.
- 35 Energética 2030, «P9. Supervisión, control y protección».
- 36 Ernesto Pérez González y Felipe Valencia Arroyave, *New Trends in Power Systems Operation with High Renewable Generation Participation* (Universidad Nacional de Colombia, 2024).
- 37 CREG, *Alternativas regulatorias para la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en el MEM*, n.º 4 (2022), [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicacion/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3060300a3ba0ee0a052589190061f3e2/\\$FILE/IEB_1037_22_030_Informe_4.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicacion/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3060300a3ba0ee0a052589190061f3e2/$FILE/IEB_1037_22_030_Informe_4.pdf).
- 38 Miguel Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años», 6 de noviembre de 2025.
- 39 Douglass North, «Institutions», *Journal of Economic Perspectives* 5, n.º 1 (1991): 97-112, <https://doi.org/10.1257/jep.5.1.97>.
- 40 Daron Acemoglu et al., «Reversal of Fortune: Geography and Institutions in the Making of the Modern World Income Distribution», *The Quarterly Journal of Economics* 117, n.º 4 (2002): 1231-94, <https://doi.org/https://doi.org/10.1162/003355302320935025>; Daron Acemoglu et al., «The Colonial Origins of Comparative Development: An Empirical Investigation», *American Economic Review* 91, n.º 5 (2001): 1369-401, <https://doi.org/10.1257/aer.91.5.1369>; Daron Acemoglu y James Robinson, *Economic Origins of Dictatorship and Democracy* (Cambridge University Press, 2005), <https://doi.org/10.1017/CBO9780511510809>; Daron Acemoglu y James Robinson, *Why Nations Fail: The Origins of Power, Prosperity, and Poverty* (Crown Currency, 2012); Simon Johnson y Daron Acemoglu, *Power and Progress: Our Thousand-Year Struggle Over Technology and Prosperity* (Public Affairs, 2023).

- 41 Anis Omri y Sami Ben Jabeur, «Climate Policies and Legislation for Renewable Energy Transition: The Roles of Financial Sector and Political Institutions», *Technological Forecasting and Social Change* 203 (junio de 2024): 1-13, <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2024.123347>; Minika Ekanem et al., «The Effects of Institutional Layering on Electricity Sector Reform: Lessons from Norway's Electricity Sector», *Energy Research & Social Science* 119 (enero de 2025): 1-11, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103864>.
- 42 Anieke Kranenburg y Martijn Groenleer, «From Innovation to Integration: Institutional Design Challenges for Emerging Energy Storage Technologies in the Netherlands», *Energy Research & Social Science* 126 (agosto de 2025): 1-12, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.104141>; John García Rendón, «Importancia de instituciones sólidas e independientes. La Ley 143 de 1994 surge frente al apagón de 1992, cuando la prestación del servicio de electricidad estaba a cargo del Estado», *Portafolio*, 2 de diciembre de 2023, <https://www.portafolio.co/opinion/john-j-garcia/importancia-de-instituciones-solidas-e-independientes-578358>.
- 43 IRENA, *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway* (International Renewable Energy Agency IRENA, 2023), https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jun/IRENA_World_energy_transitions_outlook_2023.pdf.
- 44 Omri y Ben Jabeur, «Climate Policies and Legislation for Renewable Energy Transition».
- 45 Ekanem et al., «The Effects of Institutional Layering on Electricity Sector Reform».
- 46 Omri y Ben Jabeur, «Climate Policies and Legislation for Renewable Energy Transition».
- 47 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 48 García Rendón, «Importancia de instituciones sólidas e independientes. La Ley 143 de 1994 surge frente al apagón de 1992, cuando la prestación del servicio de electricidad estaba a cargo del Estado».
- 49 Kun-Chin Lin y Mika M. Purra, «Transforming China's Electricity Sector: Politics of Institutional Change and Regulation», *Energy Policy* 124 (enero de 2019): 401-10, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.041>.
- 50 Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*.
- 51 Omri y Ben Jabeur, «Climate Policies and Legislation for Renewable Energy Transition».
- 52 Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*.
- 53 Kranenburg y Groenleer, «From Innovation to Integration».
- 54 Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 55 García Rendón, «Importancia de instituciones sólidas e independientes. La Ley 143 de 1994 surge frente al apagón de 1992, cuando la prestación del servicio de electricidad estaba a cargo del Estado».
- 56 Ekanem et al., «The Effects of Institutional Layering on Electricity Sector Reform».
- 57 Kranenburg y Groenleer, «From Innovation to Integration».
- 58 Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años».

- 59 Juan Carlos Morales Ruíz, «Entrevista para libro XM 20 años», 6 de junio de 2025.
- 60 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 61 Wadsack, «Entrevista para libro XM 20 años»; Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años»; Horger, «Entrevista para libro XM 20 años»; Alarcón Mantilla, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 62 Adrián Correa Flórez, «Entrevista para libro XM 20 años», 18 de junio de 2025; Mejía Amaya, «Entrevista para libro XM 20 años»; Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 63 Mejía Amaya, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 64 Correa Flórez, «Entrevista para libro XM 20 años»; Mejía Amaya, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 65 Correa Flórez, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 66 Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 67 Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 68 Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 69 Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 70 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años»; Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 71 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años»
- 72 Thomas, «Evolution of the Distribution System & the Potential for Distribution-Level Markets: A Primer for State Utility Regulators».
- 73 Thomas, «Evolution of the Distribution System & the Potential for Distribution-Level Markets: A Primer for State Utility Regulators».
- 74 Jaysson Guerrero et al., «Towards a Transactive Energy System for Integration of Distributed Energy Resources: Home Energy Management, Distributed Optimal Power Flow, and Peer-to-Peer Energy Trading», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 132 (octubre de 2020): 1-27, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110000>; Lu Feng et al., «Optimization Analysis of Energy Storage Application Based on Electricity Price Arbitrage and Ancillary Services», *Journal of Energy Storage* 55 (noviembre de 2022): 1-10, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105508>.
- 75 Thomas, «Evolution of the Distribution System & the Potential for Distribution-Level Markets: A Primer for State Utility Regulators»; John García Rendón y Stephania Mosquera-López, *Energy Transition, Distributed Energy Resources, and Flexibility Services: A Systematic Literature Review*, Documentos de trabajo, 2026, <https://universidadeafit.widen.net/view/pdf/huscm33tth/EnergyTransition-DistributedEnergyResources-andFlexibilityServices-ASystematicLiteratureReview.pdf?t.download=true&u=amlqiy>.
- 76 Thomas, «Evolution of the Distribution System & the Potential for Distribution-Level Markets: A Primer for State Utility Regulators».
- 77 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 78 Merlinda Andoni et al., «Blockchain Technology in the Energy Sector: A Systematic Review of Challenges and Opportunities», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 100 (febrero de 2019): 143-74, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.014>.

- 79 Timothy Capper et al., «Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy: A Systematic Literature Review of Local Energy Market Models», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 162 (julio de 2022): 1-24, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112403>; Dean Holland Clift et al., «Peer-to-Peer Energy Trading for Demand Response of Residential Smart Electric Storage Water Heaters», *Applied Energy* 353 (enero de 2024): 1-19, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122182>.
- 80 Hadush y Meeus, «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management».
- 81 Ley 1715 de 2014, «Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional», Legislation No. 49.150 (2014), <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>.
- 82 Diana María Pérez y John Jairo Rendón García, «Mecanismos para la remuneración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) para su incorporación en el mercado eléctrico colombiano» (Tesis de maestría, Universidad EAFIT, 2023), <https://repository.eafit.edu.co/entities/publication/33cdad45-c5f3-445e-ab53-ba54f6080a6d/full>.
- 83 Ley 030 de 2018, «Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional», Legislation No. 50.522 (2018), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm; Resolución 174 de 2021, «Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional» (2021), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm.
- 84 Resolución 101 001 de 2022, «Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN», Legislation No. 51.972 (2022), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-1_2022.htm.
- 85 Ley 2099 de 2021, «Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones» (2021), <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>.
- 86 Ley 2294 de 2023, «Por el cual se expide el plan nacional de desarrollo 2022- 2026 “Colombia potencia mundial de la vida” (2023), <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=209510>.
- 87 Decreto 1403 de 2024, «Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos de política energética en materia de autogeneración y producción marginal» (2024), <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=256316>.
- 88 Pérez y Rendón García, «Mecanismos para la remuneración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) para su incorporación en el mercado eléctrico colombiano».

- 89 Resolución 40136 de 2024, «Por la cual se crea el registro único de comunidades energéticas (RUCE)», Legislation No. 52.737, Ministerio de Minas y Energía (2024), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40136_2024.htm.
- 90 Resolución 101 072 de 2025, «Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones», Legislation No. 53.095 (2025), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-72_2025.htm.
- 91 John García Rendón, «Memorias 28 Congreso de Energía», 2023, 28; Elena Tarpani et al., «Energy Communities Implementation in the European Union: Case Studies from Pioneer and Laggard Countries», *Sustainability* 14, n.º 19 (2022): 1-17, <https://doi.org/10.3390/su141912528>; John García Rendón et al., *Challenges and Opportunities of Technology Implementation in Energy Communities for the Provision of Electricity Service*, Documentos de trabajo, 2026, <https://universidadeafit.widen.net/view/pdf/dotobmjart/Challengesandopportunitiesoftechnologyimplementationinenergycommunitiesfortheprovisionofelectricityservice.pdf?t.download=true&u=amlqiy>.
- 92 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 93 Proyecto de Resolución 701 086 de 2025, «Por la cual se hacen modificaciones al Reglamento de Operación para el tratamiento de las desviaciones del programa de generación de plantas variables y las desviaciones del programa de demanda y se dictan otras disposiciones» (2025), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resolución_CREG_701_086_2025/Proyecto_Resolución_CREG_701_086_2025.pdf.
- 94 República de Colombia Ministerio de Minas y Energía (Colombia), «Hoja de ruta para la transición energética justa de Colombia. Resumen ejecutivo», Colombia, 2025, https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf.
- 95 Ministerio de Minas y Energía (Colombia), «Hoja de ruta para la transición energética justa de Colombia. Resumen ejecutivo».
- 96 Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 97 Wadsack, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 98 XM, Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030.
- 99 Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10», ed. Dionisio Antonio Laverde Cataño y Iván David serna Suárez, Bucaramanga, 2019, https://www.minciencias.gov.co/sites/default/files/upload/paginas/volumen_10_mision_de_sabios_2.pdf.
- 100 Hadush y Meeus, «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management».
- 101 Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*.

- 102 Gutiérrez Gómez et al., «Energy Storage for the Provision of a Secondary Frequency Control Service»; Hadush y Meeus, «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management»; Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años»; Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10»; Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 103 Ellen Beckstedde et al., «Regulatory Sandboxes: Do They Speed up Innovation in Energy?», *Energy Policy* 180 (septiembre de 2023): 1-13, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113656>.
- 104 Decreto 1732 de 2021, «Por el cual se reglamenta el artículo 5 de la Ley 2069 de 2020, en relación con los mecanismos exploratorios de regulación para modelos de negocio innovadores en industrias reguladas y los ambientes especiales de vigilancia y control o sandbox regulatorio, y se adiciona el Capítulo 19 al Título 1 de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1074 de 2015» (2021), <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=174573>.
- 105 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 106 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 107 Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*.
- 108 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 109 Hadush y Meeus, «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management».
- 110 Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*.
- 111 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 112 Hadush y Meeus, «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management».
- 113 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 114 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 115 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 116 Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10».
- 117 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 118 Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10».
- 119 Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 120 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 121 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 122 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.

- 123 Resolución 060 de 2019, «Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones».
- 124 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 125 Gutiérrez Gómez et al., «Energy Storage for the Provision of a Secondary Frequency Control Service».
- 126 Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*.
- 127 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 128 Correa Flórez, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 129 Patiño Echeverri y García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*.
- 130 Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 131 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 132 Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10».
- 133 Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10».
- 134 Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10».
- 135 Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10».
- 136 Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10».
- 137 Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10».
- 138 Misión de Sabios, «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10».
- 139 Merkebu Zenebe Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources», *Electric Power Systems Research* 194 (mayo de 2021): 1-16, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107022>.
- 140 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 141 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources».
- 142 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 143 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».

- 144 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 145 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Olympe Tournier y Pierre-Olivier Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector: The Interrelated Role of Flexible Resources», *Energy Policy* 195 (diciembre de 2024): 1-13, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114365>.
- 146 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 147 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 148 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Simone Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading: Key Stages and Enablers», *Energies* 11, n.º 11 (2018): 1-21, <https://doi.org/10.3390/en11113074>.
- 149 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 150 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 151 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading».
- 152 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 153 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 154 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 155 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 156 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.

- 157 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 158 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 159 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources».
- 160 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources».
- 161 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 162 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 163 Aikaterini Forouli et al., «Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets: A Country Level Review», *Energies* 14, n.º 8 (2021): 1-23, <https://doi.org/10.3390/en14082324>; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 164 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 165 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 166 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 167 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 168 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 169 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 170 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 171 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 172 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».

- 173 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 174 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 175 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 176 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 177 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 178 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading».
- 179 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources».
- 180 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading».
- 181 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading».
- 182 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading».
- 183 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Gutiérrez Gómez et al., «Energy Storage for the Provision of a Secondary Frequency Control Service»; Hadush y Meeus, «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading».
- 184 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading».
- 185 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 186 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading».
- 187 Forouli et al., «Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets».
- 188 Yu Hu et al., «Potential Utilization of Battery Energy Storage Systems (BESS) in the Major European Electricity Markets», *Applied Energy* 322 (septiembre de 2022): 1-18, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119512>.

- 189 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 190 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 191 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 192 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 193 Hu et al., «Potential Utilization of Battery Energy Storage Systems (BESS) in the Major European Electricity Markets».
- 194 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources».
- 195 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources».
- 196 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources».
- 197 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 198 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 199 Forouli et al., «Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets».
- 200 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 201 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 202 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 203 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 204 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources».
- 205 Kuan-Cheng Lee et al., «Data-Driven Online Interactive Bidding Strategy for Demand Response», *Applied Energy* 319 (agosto de 2022): 1-12, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119082>.
- 206 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 207 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 208 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 209 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 210 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.

- 211 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 212 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 213 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources».
- 214 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources».
- 215 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 216 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 217 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 218 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources».
- 219 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading».
- 220 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 221 Forouli et al., «Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets».
- 222 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 223 Eve Tsybina et al., «Demand Response for Frequency Regulation: Research Continuity and Knowledge Gaps», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 207 (enero de 2025): 1-20, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114958>.
- 224 Forouli et al., «Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets»; Hadush y Meeus, «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management».
- 225 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 226 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 227 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 228 Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.

- 229 Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 230 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 231 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 232 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 233 Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector».
- 234 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 235 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 236 Eid et al., «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources»; Hadush y Meeus, «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management»; Gutiérrez Gómez et al., «Energy Storage for the Provision of a Secondary Frequency Control Service»; XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*; Degefa et al., «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources»; Tournier y Pineau, «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector»; Minniti et al., «Local Markets for Flexibility Trading»; Forouli et al., «Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets»; Hu et al., «Potential Utilization of Battery Energy Storage Systems (BESS) in the Major European Electricity Markets»; Lee et al., «Data-Driven Online Interactive Bidding Strategy for Demand Response»; Tsybina et al., «Demand Response for Frequency Regulation».
- 237 Resolución 060 de 2019, «Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones».
- 238 XM, *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*.
- 239 Resolución 098 de 2019, «Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional», Legislation No. 51.068 (2019), https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0098_2019.htm.
- 240 Gutiérrez Gómez et al., «Energy Storage for the Provision of a Secondary Frequency Control Service».
- 241 Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 242 Espinosa Oviedo, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 243 Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 244 Acosta Medina, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 245 Correa Flórez, «Entrevista para libro XM 20 años»; Morales Ruíz, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 246 The GridWise Architecture Council, «GridWise Transactive Energy Framework Version 1.0», GridWise Architecture Council, junio de 2015, https://cps-vo.org/sites/cps-vo.org/files/cpsvo_file_nodes/GridWise_Transactive_Energy_Framework_Version_10.pdf; The GridWise Architecture

- Council, «GridWise Transactive Energy Framework Version 1.1», GridWise Architecture Council, 1 de julio de 2019, <https://doi.org/https://doi.org/10.2172/1968036>.
- 247 The GridWise Architecture Council, «GridWise Transactive Energy Framework Version 1.0».
- 248 Guerrero et al., «Towards a Transactive Energy System for Integration of Distributed Energy Resources».
- 249 Thomas, «Evolution of the Distribution System & the Potential for Distribution-Level Markets: A Primer for State Utility Regulators».
- 250 David Forfia et al., «The View from the Top of the Mountain: Building a Community of Practice with the GridWise Transactive Energy Framework», *IEEE Power and Energy Magazine* 14, n.º 3 (2016): 25-33, <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2524961>; Esteban A. Soto et al., «Peer-to-Peer Energy Trading: A Review of the Literature», *Applied Energy* 283 (febrero de 2021): 1-9, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>.
- 251 Cuenca et al., «State of the Art in Energy Communities and Sharing Economy Concepts in the Electricity Sector».
- 252 J. M. Schwidtal et al., «Emerging Business Models in Local Energy Markets: A Systematic Review of Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy Models», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 179 (junio de 2023): 1-50, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113273>; Soto et al., «Peer-to-Peer Energy Trading»; Clift et al., «Peer-to-Peer Energy Trading for Demand Response of Residential Smart Electric Storage Water Heaters»; Jan Martin Zepter et al., «Prosumer Integration in Wholesale Electricity Markets: Synergies of Peer-to-Peer Trade and Residential Storage», *Energy and Buildings* 184 (febrero de 2019): 163-76, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.12.003>; Qi Huang et al., «A Review of Transactive Energy Systems: Concept and Implementation», *Energy Reports* 7 (noviembre de 2021): 7804-24, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.05.037>; Capper et al., «Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy»; Delberis A. Lima et al., «Transactive Energy Based on Virtual Power Plant and Ancillary Services: A Real Case Application in Brazil after the Law 14.300/2022», *Journal of Energy Storage* 90 (junio de 2024): 1-14, <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111761>; Forfia et al., «The View from the Top of the Mountain»; Wayes Tushar et al., «Peer-to-Peer Energy Trading with Sustainable User Participation: A Game Theoretic Approach», *IEEE Access* 6 (2018): 62932-43, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2875405>.
- 253 Schwidtal et al., «Emerging Business Models in Local Energy Markets»; Soto et al., «Peer-to-Peer Energy Trading»; Clift et al., «Peer-to-Peer Energy Trading for Demand Response of Residential Smart Electric Storage Water Heaters»; Zepter et al., «Prosumer Integration in Wholesale Electricity Markets»; Huang et al., «A Review of Transactive Energy Systems»; Capper et al., «Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy»; Tushar et al., «Peer-to-Peer Energy Trading With Sustainable User Participation»; Lima et al., «Transactive Energy Based on Virtual Power Plant and Ancillary Services»; Forfia et al., «The View from the Top of the Mountain».

- 254 Forfia et al., «The View from the Top of the Mountain»; Zepter et al., «Prosumer Integration in Wholesale Electricity Markets»; Soto et al., «Peer-to-Peer Energy Trading»; Huang et al., «A Review of Transactive Energy Systems»; Capper et al., «Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy»; Schwidtal et al., «Emerging Business Models in Local Energy Markets»; Lima et al., «Transactive Energy Based on Virtual Power Plant and Ancillary Services»; Clift et al., «Peer-to-Peer Energy Trading for Demand Response of Residential Smart Electric Storage Water Heaters».
- 255 Forfia et al., «The View from the Top of the Mountain»; Tushar et al., «Peer-to-Peer Energy Trading With Sustainable User Participation»; Zepter et al., «Prosumer Integration in Wholesale Electricity Markets»; Huang et al., «A Review of Transactive Energy Systems»; Soto et al., «Peer-to-Peer Energy Trading»; Capper et al., «Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy»; Schwidtal et al., «Emerging Business Models in Local Energy Markets»; Lima et al., «Transactive Energy Based on Virtual Power Plant and Ancillary Services»; Clift et al., «Peer-to-Peer Energy Trading for Demand Response of Residential Smart Electric Storage Water Heaters».
- 256 Forfia et al., «The View from the Top of the Mountain»; Tushar et al., «Peer-to-Peer Energy Trading With Sustainable User Participation»; Zepter et al., «Prosumer Integration in Wholesale Electricity Markets»; Soto et al., «Peer-to-Peer Energy Trading»; Huang et al., «A Review of Transactive Energy Systems»; Capper et al., «Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy»; Schwidtal et al., «Emerging Business Models in Local Energy Markets»; Lima et al., «Transactive Energy Based on Virtual Power Plant and Ancillary Services»; Clift et al., «Peer-to-Peer Energy Trading for Demand Response of Residential Smart Electric Storage Water Heaters».
- 257 Forfia et al., «The View from the Top of the Mountain»; Tushar et al., «Peer-to-Peer Energy Trading With Sustainable User Participation»; Zepter et al., «Prosumer Integration in Wholesale Electricity Markets»; Soto et al., «Peer-to-Peer Energy Trading»; Huang et al., «A Review of Transactive Energy Systems»; Capper et al., «Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy»; Schwidtal et al., «Emerging Business Models in Local Energy Markets»; Lima et al., «Transactive Energy Based on Virtual Power Plant and Ancillary Services».
- 258 Huang et al., «A Review of Transactive Energy Systems».
- 259 XM y CND, «Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN».
- 260 Miguel Lotero Robledo, 11 de junio de 2025.
- 261 Horger, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 262 Arboleda Arango, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 263 Wadsack, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 264 Lotero Robledo, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 265 Maya Ochoa, «Entrevista para libro XM 20 años».
- 266 Wadsack, «Entrevista para libro XM 20 años».

- 267 XM y CND, «Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN».
- 268 XM y CND, «Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN».
- 269 Banco de la República, «Tasas de cambio y sector externo», accedido 29 de junio de 2025,
<https://uba.banrep.gov.co/htmlcommons/SeriesHistoricas/tasas-cambio-sector-externo.html>.
- 270 Miguel Lotero Robledo, «Panoramas y desafíos de la transición energética», junio de 2025.

GLOSARIO*

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas: empresa pública del sector de la energía que trabaja para hacer asequible la energía eléctrica en Uruguay, a través del desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Además, presta servicios de asesoramiento y asistencia técnica en las áreas de su especialidad y afines.

California Independent System Operator (CAISO): operador independiente del sistema eléctrico de California y parte de Nevada. Gestiona la confiabilidad de la red de transmisión y opera un mercado mayorista competitivo de electricidad. Además, proporciona acceso abierto a la red de transmisión, realiza la planificación a largo plazo del sistema y administra mercados de energía (diario y en tiempo real), servicios auxiliares y derechos de ingreso por congestión. Su página web es <https://www.caiso.com/>.

CAPEX: abreviación del término inglés *capital expenditure*. Es el dinero invertido en la compra de activos (equipos, tierra, etc.). Se registra en el balance financiero, a diferencia de los gastos, que se registran en la hoja de Pérdidas y Ganancias (PyG) de la compañía. En Colombia, el CAPEX de las plantas eléctricas

puede depreciarse aceleradamente a una tasa anual del 20%.

Cargo por Confiabilidad: remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de su energía firme. Esto garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme (OEF), la cual es asignada en una subasta o en el mecanismo que haga sus veces. La OEF está asociada a la capacidad a la que el agente generador puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas (Resolución CREG 071 de 2006).

Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC SING): organismo encargado de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas del sistema interconectado de Chile. Su rol es preservar la seguridad de los tres segmentos que lo conforman: generación, transmisión y distribución.

Centro Nacional de Despacho (CND): entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de

* Dalia Patiño Echeverri y John García Rendón, *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia* (Universidad Nacional de Colombia, 2023); XM, «Glosario», XM, accedido 15 de julio de 2025, <https://www.xm.com.co/proveedores/informacion-de-interes/glosario>.

los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Igualmente, proporciona las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO). Las funciones de esta entidad están establecidas en el Decreto 1171 de 1999.

Comercialización: venta de electricidad a los consumidores finales. Incluye la gestión de contratos y la facturación.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): organismo creado mediante el artículo 68 y siguientes de la Ley 142 de 1994. Es una unidad administrativa especial con independencia administrativa, técnica y patrimonial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía (MME). Está encargada de emitir la regulación de los sectores de energía y gas combustible.

Contracts for Differences (CfD): acuerdos financieros entre un generador y un comprador de electricidad, en el que se establece un precio de ejercicio para la electricidad generada. Si el precio de mercado está por debajo del precio de ejercicio, el generador recibe una compensación; si está por encima, el generador paga la diferencia al comprador. Los CfD actúan como coberturas financieras que aseguran un precio estable para la energía, al funcionar de forma similar a *futuros* o Power

Purchase Agreements (PPA); sin embargo, existe una entidad —normalmente pública— que gestiona el riesgo de contrapartida y ofrece garantías.

Contratos bilaterales: acuerdos directos entre generadores, comercializadores y usuarios no regulados; también se conocen como Over The Counter (OTC). Mediante estos se compran y venden volúmenes específicos de electricidad a un precio previamente pactado. Tales contratos forman parte del mercado a plazo.

Curva de pato: Describe la forma de la demanda residual durante períodos del día con alta generación solar fotovoltaica. Durante las horas centrales del día, la generación solar alcanza su punto máximo y cubre una parte significativa de la demanda, lo que reduce drásticamente la parte que debe ser atendida por otras tecnologías despachables. Como resultado, se presenta un “valle” en la diferencia entre la demanda residual y su promedio diario, lo que permite indicar el efecto de la mayor generación con plantas fotovoltaicas (cuerpo del pato). Sin embargo, al atardecer, cuando la generación solar disminuye —entre tanto la demanda suele mantenerse o incluso aumentar—, se produce una caída brusca de la generación con Energías Renovables Variables (ERV) y, por tanto, una rampa o pendiente muy pronunciada en la demanda residual (cuello del pato). En la noche, cuando la generación solar desaparece y la demanda se mantiene relativamente alta, se genera una demanda

residual positiva más pronunciada (cabeza del pato).

Demanda comercial: magnitud de la demanda real del comercializador. Esta incluye las pérdidas en las redes de transmisión regional o de distribución local, así como las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Demanda Desconectable Voluntaria (DDV): magnitud de la demanda eléctrica que las empresas industriales y comerciales pueden reducir voluntariamente por unidad de tiempo, en respuesta a una señal del Operador del Sistema (SO, por sus siglas en inglés). Las empresas que participan en los programas de desconexión voluntaria de la demanda son compensadas económicamente por el operador debido a su labor de respaldo al sistema, particularmente cuando se prevé un déficit de generación. De esta manera, las empresas generan ingresos adicionales y contribuyen tanto a la confiabilidad como a la sostenibilidad ambiental del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Derivex: primer mercado de derivados estandarizados de *commodities* energéticos en Latinoamérica. Ofrece un entorno moderno, confiable y eficiente para la contratación anónima de *futuros* de energía eléctrica, lo que facilita a los agentes del sector eléctrico e industrial la gestión de riesgos y la optimización de sus compras y ventas de energía en un mercado estandarizado. Su página web es <https://www.derivex.com.co/>.

Despacho económico programado: programación de cada unidad de generación eléctrica hora a hora. Bajo esta, la generación total cubre la demanda esperada, a través del uso de los recursos de menor precio. Esta actúa bajo unos parámetros precisos que le permiten cumplir con las condiciones límite que tiene el sistema, como los requisitos de reserva rodante, las inflexibilidades y las restricciones.

Distribución: proceso de entrega de electricidad, mediante redes de media y baja tensión, que va desde las redes de transmisión hasta los consumidores finales. Es una actividad del sector eléctrico, considerada monopolio natural.

Distributed Energy Resource (DER): recursos energéticos gestionables conectados a las redes de distribución o a las instalaciones de los usuarios finales. Algunos ejemplos son las fuentes primarias dedicadas a la autogeneración y la generación distribuida, el almacenamiento de energía, los vehículos eléctricos y las cargas eléctricas controlables.

Distribution System Operator (DSO): entidad que administra la red de media y baja tensión, con el objetivo de asegurar su funcionamiento técnico.

Electric Reliability Council of Texas (ERCOT): es el Operador Independiente del Sistema (ISO, por sus siglas en inglés) eléctrico de Texas que gestiona el flujo de electricidad para aproximadamente 24

millones de clientes, lo que le permite cubrir cerca del 90 % de la demanda eléctrica del Estado. ERCOT opera un mercado mayorista competitivo de electricidad bajo un modelo de mercado basado únicamente en la energía (*energy-only market* o, como también se le denomina, sin mecanismos o mercados de capacidad). Incluye mercados en tiempo real, diario y de servicios auxiliares. Supervisa más de 46.000 millas de líneas de transmisión y alrededor de 550 unidades de generación. Su página web es <https://www.ercot.com/>.

Energía Transactiva (ET): concepto que define un nuevo paradigma eléctrico y busca establecer las condiciones adecuadas para coordinar la producción y el consumo de energía a través de la red y entre todos los usuarios, agentes generadores y organismos gestores del sector que realicen transacciones.

Energías Renovables Variables (ERV): fuentes de energía renovable cuya producción depende de condiciones climáticas cambiantes, como el viento o el sol. Algunos ejemplos son la generación eólica, la solar fotovoltaica y la hidráulica fluyente. Su naturaleza intermitente genera retos para su integración en los sistemas eléctricos.

Espiral de la muerte: círculo vicioso en el que los altos costos fijos de una empresa de distribución eléctrica incentivan a sus usuarios a optar por la autogeneración. La disminución de las ventas de electricidad hace que los ingresos de la empresa se reduzcan y, por ende, sus costos fijos por unidad

aumenten aún más. Esto lleva a que usuarios adicionales perciban un beneficio en la autogeneración. Eventualmente, esta espiral de crecimiento de la autogeneración y la consecuente disminución de las ventas de la distribuidora impedirá la recuperación de los costos fijos de la red y hará que la empresa salga del mercado.

Factor de planta: relación entre la energía media generada en un periodo y el tiempo de servicio.

Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS): tecnologías basadas en electrónica de potencia, las cuales permiten mejorar el control y la eficiencia de los sistemas de transmisión de corriente alterna. Los sistemas FACTS facilitan la integración de energías renovables, dado que los inversores modernos integrados en las instalaciones de ERV pueden imitar el comportamiento de la generación rodante, lo que contribuye de manera “sintética” a la inercia del sistema.

Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER): fuentes de energía renovables diferentes de la térmica y la hidráulica con embalse. Las dos fuentes más comunes son la energía solar fotovoltaica y la eólica, pero hay otras como la energía solar térmica, la geotérmica y la de biomasa, entre otras.

Generación distribuida: conecta a la red de distribución de energía eléctrica y se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo.

Generación: actividad del sector eléctrico que consiste en producir electricidad a partir de diversas fuentes de energía.

Global Power System Transformation Consortium (G-PST): iniciativa internacional público-privada que reúne operadores de sistemas eléctricos, industrias, instituciones de investigación y organizaciones técnicas para abordar los principales retos técnicos que plantea el funcionamiento de los sistemas eléctricos seguros, asequibles y avanzados del futuro.

High Voltage Direct Current (HVDC): tecnología de transmisión eléctrica que se emplea para transportar grandes cantidades de electricidad a largas distancias con menores pérdidas y para interconectar redes eléctricas asíncronas.

Independent System Operator (ISO): modelo de operación del sistema en el que la operación está separada de la propiedad de la red. Es el modelo predominante en el continente americano y su ventaja principal es la independencia del operador en la toma de decisiones.

Independent Transmission Operator (ITO o ISO/ITO): modelo en el que el SO no es propietario de la red y cumple sus funciones de manera autónoma. La propiedad recae en una empresa separada del resto de las actividades del sector. Esta empresa puede estar integrada verticalmente y ser

propietaria del operador, pero debe asegurar su funcionamiento independiente.

Índice Multivariado ENSO (El Niño-Oscilación del Sur, por sus siglas en inglés), medido por el MEI: medida multivariada definida como el primer componente principal de seis variables observadas en el océano Pacífico tropical: presión a nivel del océano, componentes zonales y meridionales de viento superficial, temperatura superficial del océano Pacífico, temperatura superficial del aire y nubosidad. Los valores son normalizados de tal forma que aquellos que resultan altos representan la fase cálida del ENSO (El Niño), mientras que los valores más bajos representan la fase fría (La Niña).

Infraestructura en Medición Avanzada: infraestructura que permite la comunicación bidireccional entre los usuarios y los operadores de red. Esta infraestructura integra arquitecturas, redes de comunicaciones, *software* y *hardware* (medidores avanzados, enrutadores, concentradores y antenas, entre otros), que permiten la operación de la infraestructura, así como la gestión de datos del sistema de distribución de energía eléctrica.

Internet of Things (IoT): proceso que permite conectar elementos físicos cotidianos a Internet. Por ejemplo, las bombillas de luz, los dispositivos médicos, prendas y accesorios personales inteligentes e incluso los sistemas que integran a las ciudades inteligentes.

ISO-NE: es tanto el operador independiente del sistema eléctrico como el operador de mercado de la región de Nueva Inglaterra (EE. UU.). ISO-NE gestiona los mercados mayoristas de electricidad, la capacidad, los contratos de congestión de transmisión y los productos relacionados. Opera la red de transmisión de alta tensión y realiza la planificación a largo plazo del sistema eléctrico regional. Además, presta su servicio a seis Estados (Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island y Vermont). Su página web es <https://www.iso-ne.com/>.

Legally Unbundled Transmission System Operator (LTSO): modelo de operación del sistema eléctrico en el que una entidad es responsable de la propiedad y la operación. A su vez, es subsidiaria de una empresa matriz con actividades en otros segmentos del sector.

Liberalización del sector eléctrico: proceso mediante el cual se introducen reformas para permitir la competencia en el sector eléctrico. Esto implica separar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Con ello, se busca mejorar la confiabilidad del suministro, disminuir los precios, aumentar la eficiencia, atraer inversiones y reducir la deuda pública, al introducir la competencia donde sea posible (generación y comercialización).

Market Operator (MO): entidad encargada de gestionar las transacciones y el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. En los mercados liberalizados,

el despacho de electricidad se hace según los resultados del mercado. El SO verifica la viabilidad de la programación resultante del mercado, según las restricciones de la red. Por esto, en muchos sistemas eléctricos, las funciones de operación del sistema se fusionan con las de operación/administración del mercado en una misma entidad, como es el caso de XM.

Mercado de capacidad: mercado que se crea y utiliza en ciertos sistemas eléctricos para generar ingresos extra a los generadores, cuando el mercado de energía en sí mismo no basta para aportar los ingresos que estos requieren para asegurar la viabilidad de su negocio a largo plazo. Este mercado está diseñado para garantizar la disponibilidad de capacidad de generación suficiente para satisfacer la demanda máxima y asegurar la seguridad del suministro.

Mercado de derivados: mercado en el que se negocian instrumentos financieros (*futuros*, opciones, *swaps*), cuyo valor se deriva del precio de la electricidad. A diferencia de los OTC o contratos bilaterales, estos son estandarizados en términos de la fecha de entrega, ubicación y cantidad; por ende, se negocian en una bolsa.

Mercado de Energía Mayorista (MEM): mercado que permite transar energía entre los generadores, las empresas distribuidoras y, en ocasiones, usuarios no regulados (grandes consumidores). Esto incluye contratos a distintos horizontes temporales (desde el

largo plazo hasta el tiempo real). El operador de este mercado administra el Sistema de Intercambios Comerciales mediante el registro de los contratos de energía a largo plazo, la liquidación, la facturación, el cobro y el pago del valor de los contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores. Además, el operador del MEM liquida y administra las cuentas de cargo por uso de las redes del SIN, la liquidación, la facturación de cargos para comercializadores y la gestión financiera del proceso. Además, presta servicios a los interesados en el mercado para la toma de decisiones en las empresas. En Colombia, XM administra el MEM, que incluye contratos bilaterales a plazo, un mercado de derivados (Derivex), un mercado *spot* y un mecanismo de capacidad (cargo por confiabilidad).

Mercado intradiario: en este mercado se transa la energía que se ha de generar y consumir en un periodo de tiempo inferior a 24 horas. Los mercados intradiarios son una importante herramienta para que los agentes puedan ajustar el programa resultante del mercado diario, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía y conforme a las necesidades que esperan en tiempo real.

Mercado minorista: segmento a través del cual las empresas comercializadoras venden electricidad a los consumidores finales, que suelen dividirse en regulados y no regulados.

Mercado *spot* o diario: constituye la actividad central del mercado mayorista. En el

mercado *spot* se transa electricidad para su entrega en bloques horarios del día siguiente (*day-ahead*). Los precios *spot* resultantes son cruciales para las señales de inversión en el sector, aunque la mayoría de la electricidad no se transa aquí.

Mercados a plazo: conjunto de mercados que permite a los agentes negociar con antelación la compra y venta de electricidad para fijar el precio y cubrirse ante el riesgo de volatilidad. Estos contratos pueden ser con entrega física o puramente financieros.

Mercados de balance: mercados que entran en funcionamiento cuando los agentes ya no pueden realizar más cambios en sus programas, lo que permite generar ofertas por desviaciones de su posición contractual o física.

Monopolio natural: actividad económica en la que la competencia es inviable o ineficiente, debido a economías de escala significativas y a la naturaleza técnica. En el sector eléctrico estas últimas son la transmisión y la distribución eléctricas. En este ámbito, la red debe ser operada como un todo.

Monopolio verticalmente integrado: modelo económico en el que una única empresa gestiona todas las actividades integradas en una cadena de suministro, desde la producción hasta la comercialización dentro de un territorio específico. En el caso del sector eléctrico, el modelo histórico o tradicional integraba la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización.

NESO: SO energético nacional para Gran Bretaña. Es responsable de la gestión en tiempo real y de la estabilidad del sistema eléctrico británico. Opera el centro de control eléctrico nacional. Su página web es <https://www.neso.energy/>.

Nominated Electricity Market Operator (NEMO): operador designado por la autoridad competente para gestionar la operación de los mercados eléctricos acoplados —diario e intradiario— en la Unión Europea. Los NEMO son responsables de facilitar el acoplamiento único de estos mercados, para promover la integración y la eficiencia del mercado eléctrico europeo.

Nord Pool: bolsa de energía (*power exchange*) más grande del mundo. Abarca el intercambio de electricidad en diversos sistemas eléctricos europeos (principalmente de los países nórdicos y centro europeos). Además, integra las funciones de intercambio de electricidad y de acoplamiento de mercados como NEMO. Su página web es <https://www.nordpoolgroup.com/>.

Not In My Backyard (NIMBY): fenómeno social en el que comunidades locales se oponen a la instalación de infraestructuras cerca de sus viviendas, aunque reconozcan su utilidad. Esta oposición puede estar concentrada en infraestructuras en general y en las eléctricas, en particular, como subestaciones, torres de alta tensión y parques eólicos o fotovoltaicos. El NIMBY puede retrasar o

impedir proyectos esenciales para el desarrollo del sistema eléctrico.

Obligaciones de Energía Firme (OEF): compromisos adquiridos por los generadores que son respaldados por plantas capaces de producir energía durante condiciones críticas de abastecimiento de agua.

Operador de Red (OR) del Sistema de Transmisión Regional (STR) o del Sistema de Distribución Local (SDL): agente encargado de la planeación de la expansión y de las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un Transmisor Regional o Distribuidor Local. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos, este rol lo cumplen las empresas que tienen cargos por uso de los STR y/o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos.

PJM Interconexión: organización regional de transmisión que coordina el suministro de electricidad al por mayor en 13 estados de los Estados Unidos: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia (incluyendo West Virginia) y Washington D. C. Su página web es <https://www.pjm.com/>.

Pobreza energética: concepto con diversas definiciones que puede entenderse de manera general como la incapacidad de los hogares para alcanzar un nivel social y materialmente

adecuado de servicios energéticos domésticos. En el Sur Global, el debate se ha enfocado principalmente en las restricciones para acceder a fuentes de energía modernas y limpias, mientras que en el Norte Global la discusión ha girado en torno a la disponibilidad de servicios energéticos confiables y a precios asequibles.

Power Purchase Agreement (PPA): acuerdo a largo plazo para comprar electricidad (usualmente renovable) de un activo específico y a un precio predeterminado. Este último se establece entre un generador y un consumidor, generalmente una empresa que requiere grandes cantidades de electricidad, o entre un generador y un comercializador.

Precio *spot*: precio de oferta de la última planta flexible —la de mayor costo marginal— que debe ser despachada para atender la demanda comercial nacional.

Precios nodales: precios de la electricidad calculados según las restricciones de cada nodo de la red de transmisión. Estos reflejan la congestión y las pérdidas en cada punto de la red. También se conocen como Locational Marginal Prices (LMP). Es el modelo más común en los mercados de EE. UU., como en PJM, ISO-NE, ERCOT y CAISO.

Precios únicos: precio único que se aplica a todo el sistema. Permite gestionar la congestión mediante mecanismos como el redespacho o la socialización de los costos

asociados. Se encuentran en el extremo opuesto de los precios nodales. Es el enfoque de algunas bolsas de energía en Europa y en Colombia.

Precios zonales: precios únicos aplicados a áreas geográficas definidas por grupos de nodos, útiles para gestionar la congestión entre grandes regiones, pero no dentro de ellas.

Prosumidor: acrónimo formado por la fusión de las palabras productor y consumidor. También se suele usar la versión inglesa de la palabra *prosumer*.

Red inteligente: red eléctrica que permite un flujo bidireccional de electricidad y datos. Un primer paso para su desarrollo es la implementación de la medición inteligente.

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF): servicio que prestan las plantas con Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés). Consiste en la Reserva Rodante (la capacidad de generación menos la generación actual) en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos, a partir del momento en que ocurre un evento en el que la frecuencia se desvía de los límites deseados. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos, de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria.

Respuesta de la Demanda (RD): cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, en relación con un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos durante ciertos periodos.

Separación horizontal: proceso que sigue a la separación vertical del sector eléctrico, en el que las actividades competitivas (generación y comercialización) se dividen entre diferentes compañías para facilitar el acceso de nuevos participantes.

Separación vertical: proceso fundamental de la liberalización, en el que las actividades del sector eléctrico se separan para diferenciar los monopolios naturales (transmisión y distribución) de las actividades en competencia (generación y comercialización). Su objetivo es garantizar el acceso a la red y evitar la discriminación.

Sistema centralizado: sistema en el que la electricidad se genera en grandes centrales eléctricas, normalmente ubicadas en emplazamientos estratégicos y lejos de los centros de consumo. La electricidad producida se transporta a través de líneas de transmisión y distribución hasta llegar a los consumidores finales.

Sistema de Transmisión Nacional (STN): sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos

de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de Transmisión Regional (STR): sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión. Está conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Distribución Local (SDL).

Sistema distribuido: modelo de generación y gestión eléctrica en el que la producción de energía ocurre cerca del punto de consumo, en lugar de centralizarse en grandes plantas. Incluye tecnologías como paneles solares en tejados, baterías, microrredes y vehículos eléctricos. Los sistemas distribuidos ayudan a reducir pérdidas, aumentar la resiliencia y facilitar la integración de renovables.

Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB): solución tecnológica avanzada que permite almacenar energía de múltiples formas para su uso posterior. Son equipos multipropósito capaces de prestar los servicios complementarios que requiere un sistema eléctrico para mantener la calidad, confiabilidad y seguridad de suministro.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: entidad encargada de la inspección y vigilancia de las entidades que presten los servicios públicos domiciliarios,

y los demás servicios públicos a los que se aplica la Ley 142 de 1994, creada por el artículo 75 y siguientes artículos de dicha Ley.

System Operator (SO): entidad responsable de la operación física de la red de transmisión, que garantiza la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico. Puede adoptar diferentes modelos institucionales, como el Transmission System Operator (TSO) o el ISO.

Tautara Group: empresa estadounidense de asesoramiento técnico para la solución inteligente de mercados en evolución. La compañía está especializada en proyectos internacionales de desarrollo de infraestructuras que abarcan estudios de viabilidad, hojas de ruta, estrategias de entrada en el mercado, desarrollo sectorial, evaluaciones tecnológicas, *marketing*, misiones comerciales inversas, talleres y conferencias.

Transición energética: transformación significativa de la estructura de producción y consumo de energía para pasar del sistema actual basado en combustibles fósiles a uno con cero emisiones netas de carbono, previsto para 2050. Esta transición, que es considerada como la principal estrategia para contener el calentamiento global, requiere del aumento de las FNCER como la solar, la eólica y el hidrógeno, y de otras como la captura de carbono, la energía nuclear, la geotérmica, el gas natural renovable y los sistemas de almacenamiento de energía. La transición energética también incluye la

electrificación de los sistemas de transporte, la industria y varios usos finales domésticos, al igual que requiere eficiencia energética, cambios profundos en la política energética, modelos de negocios y participación de los consumidores.

Transmisión: transporte de la electricidad desde los centros de generación hasta los centros de distribución, a través de redes de alta tensión. Es una actividad del sector eléctrico considerada un monopolio natural.

Transmission Owner (TO): entidad propietaria de la red. Coincide con la entidad que opera el sistema en el caso del modelo del TSO.

Transmission System Operator (TSO): modelo de operación del sistema eléctrico en el que una entidad es dueña y, a la vez, operadora de la red de transmisión. Es el modelo predominante en Europa y su principal ventaja es que permite aprovechar las sinergias resultantes entre la propiedad y la operación de la red.

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME): unidad administrativa especial, adscrita al MME y encargada de la planeación integral del sector minero energético. Fue creada por el Decreto 2119 de 1992 y organizada según lo previsto en el artículo 15 de la Ley 143 de 1994.

Usuarios no regulados: grandes consumidores de electricidad, habitualmente

industriales o grandes empresas, que pueden negociar libremente sus tarifas en el mercado.

Usuarios regulados: pequeños consumidores de electricidad, como hogares o pequeñas empresas, cuyas tarifas las suele fijar el regulador.

Vertically Integrated Utility (VIU): modelo tradicional del sector eléctrico en el que no hay competencia y las cuatro actividades del sector (generación, transmisión, distribución y comercialización) se encuentran a cargo de una sola empresa. Era el modelo habitual previo a la liberalización del sector (ver Monopolio verticalmente integrado).



Bibliografía y fuentes

- Acemoglu, Daron, Simon Johnson, y James A. Robinson. «Reversal of Fortune: Geography and Institutions in the Making of the Modern World Income Distribution». *The Quarterly Journal of Economics* 117, n.º 4 (2002): 1231-94. <https://doi.org/10.1162/003355302320935025>.
- Acemoglu, Daron, Simon Johnson, y James A. Robinson. «The Colonial Origins of Comparative Development: An Empirical Investigation». *American Economic Review* 91, n.º 5 (2001): 1369-401. <https://doi.org/10.1257/aer.91.5.1369>.
- Acemoglu, Daron, y James Robinson. *Economic Origins of Dictatorship and Democracy*. Cambridge University Press, 2005. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511510809>.
- Acemoglu, Daron, y James Robinson. *Why Nations Fail: The Origins of Power, Prosperity, and Poverty*. Crown Currency, 2012.
- Acosta Medina, Amylkar. «El Apagón: 30 años después». La República (Colombia), 30 de abril de 2022.
- Al-Mulali, Usama, Chor Foon Tang, Bee Wah Tan, y Ilhan Ozturk. «The Nexus of Electricity Consumption and Economic Growth in Gulf Cooperation Council Economies: Evidence from Non-Stationary Panel Data Methods». *Geosystem Engineering* 22, n.º 1 (2019): 40-47. <https://doi.org/10.1080/12269328.2018.1521753>.
- Alizadeh, Ali, Innocent Kamwa, Ali Moeini, y Seyed Masoud Mohseni-Bonab. «Energy Management in Microgrids Using Transactive Energy Control Concept Under High Penetration of Renewables: A Survey and Case Study». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 176 (abril de 2023): 1-30. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113161>.
- Allocation Round Resource Portal. «National Grid Electricity System Operator (Electricity Market Reform Delivery Body)». Contracts for Difference (CfD). Allocation Round Resource Portal. <https://www.cfdallocationround.uk/about/national-grid-eso>.
- Amatori, Franco, y Andrea Colli. *Business History. Complexities and Comparisons*. Routledge, 2011.
- Andoni, Merlinda, Valentin Robu, David Flynn, et al. «Blockchain Technology in the Energy Sector: A Systematic Review of Challenges and Opportunities». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 100 (febrero de 2019): 143-74. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.014>.
- APEX. «About APEX». APEX, 2025. <https://www.theapex.org/about/>.
- APEX. «We Facilitate the Development and Communication of Ideas in the Operation of Global Competitive Electricity Markets». APEX, 2025. <https://www.theapex.org/about/>.
- Arboleda Arango, María Nohemi. «Desafíos del entorno para un sector cada vez más complejo». Séptimo Foro XM, junio de 2025. <https://registrofase.blob.core.windows.net/imgforoxm/2025/Expositores/Maria%20Nohemi%20Arboleda.pdf>.
- Arias Escobar, Felipe. «1992: el año del Apagón». Señal Memoria. Accedido 15 de junio de 2025. <https://www.senalmemoria.co/articulos/apagon-ano-1992>.

- Asoenergía. «Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo». Asoenergía, 2024. <https://asoenergia.com/reglamento-del-nuevo-mercado-andino-electrico-regional-de-corto-plazo-maercp-y-evaluacion-del-informe-de-reservas-y-recursos-contingentes-de-la-agencia-nacional-de-hidrocarburos-anh-informe-sectoria/>.
- Azeem, Abdul, Idris Ismail, Syed Muslim Jameel, y V. R. Harindran. «Electrical Load Forecasting Models for Different Generation Modalities: A Review». *IEEE Access* 9 (2021): 142239-63. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3120731>.
- Balza, Lenin H., Carlos Mata, David Matías, y Ricardo Ríos. *Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo*. BID, 2024. <https://publications.iadb.org/es/navegando-la-transicion-energetica-en-america-latina-y-el-caribe-volatilidad-y-senalizacion-de>.
- Banco de la República. «Tasas de cambio y sector externo». Accedido 29 de junio de 2025. <https://uba.banrep.gov.co/htmlcommons/SeriesHistoricas/tasas-cambio-sector-externo.html>.
- Banco de la República. «Tasas de cambio-Otras monedas». s. f. https://www.banrep.gov.co/sites/default/files/Tasas_otras_monedas.pdf.
- Battle, Carlos, y Carlos Ocaña. «Electricity Regulation: Principles and Institutions». En *Regulation of the Power Sector*, editado por Ignacio J. Pérez-Arriaga. Springer London, 2013. http://link.springer.com/10.1007/978-1-4471-5034-3_3.
- Bayona-Velásquez, Etna, Ana Pirela-Ríos, José Ricardo Núñez Alvarez, y Ever Marín-Giraldo. «Measurement Of Energy Poverty in The Colombian Caribbean Region: Comparative Analysis» Preprint, Research Square, 2022. <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-1340558/v1>.
- Beckstedde, Ellen, Mauricio Correa Ramírez, Rafael Cossent, Janka Vanschoenwinkel, y Leonardo Meeus. «Regulatory Sandboxes: Do They Speed up Innovation in Energy?» *Energy Policy* 180 (septiembre de 2023): 1-13. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113656>.
- Behr, Peter. «PJM Boosts Gas in Contentious Grid Plan». E&E News by POLITICO, 5 de diciembre de 2024. <https://www.eenews.net/articles/pjm-boosts-gas-in-contentious-grid-plan/>.
- Bértola, Luis. *Historia económica en América Latina: global, comparada, específica, comprometida: presentación realizada al VIII CLADHE (Montevideo, 3 de diciembre de 2024*. 2, n.º 3 (2025): 59-63. <https://doi.org/https://doi.org/10.62467/RHEAL/02.01.17>.
- Biancardi, Andrea, Matteo Di Castelnovo, y Iain Staffell. «A Framework to Evaluate How European Transmission System Operators Approach Innovation». *Energy Policy* 158 (noviembre de 2021): 112555. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112555>.
- Botero García, Jesús, David Cardona Vásquez, y John García Rendón. «Transición energética en Alemania e integración de fuentes de energías no convencionales». *SSRN Electronic Journal*, advance online publication, 2019. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3524984>.
- Botero, Jesús, Juan Arbelaez, y John García Rendón. «Transición energética en Reino Unido para la integración de fuentes no convencionales de energía y redes inteligentes (Energy Transition in the United

- Kingdom for the Integration of Nonconventional Energy Sources and Smart Grids)». *SSRN Electronic Journal*, advance online publication, 2019. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3525013>.
- Caballero Argáez, Carlos. «El proceso económico». En *Colombia. Mirando hacia dentro. Tómo IV (1930-1960)*. Penguin Random House Grupo Editorial, 2015.
- California Independent System Operator. *Soul of the Grid: A Cultural Biography of the California Independent System Operator*. iUniverse, 2003. <https://books.google.es/books?id=dHbWilMBpLYC>.
- Capper, Timothy, Anna Gorbacheva, Mustafa A. Mustafa, et al. «Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy: A Systematic Literature Review of Local Energy Market Models». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 162 (julio de 2022): 1-24. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112403>.
- Cardenas Ardila, Laura Milena, y Carlos Jaime Franco Cardona. «Structure and Current State of the Wholesale Electricity Markets». *IEEE Latin America Transactions* 15, n.º 4 (2017): 669-74. <https://doi.org/10.1109/TLA.2017.7896393>.
- Cárdenas Santamaría, Mauricio. *Cómo avanza Colombia. Una nación en busca del progreso. Lecciones para enfrentar los retos del presente y del futuro*. Penguin Random House Grupo Editorial, 2021.
- Cardona-Vasquez, David, John García Rendón, y Adriana Arango-Manrique. «Effect of the Intermittency of Non-Conventional Renewable Energy Sources on the Volatility of the Colombian Spot Price». *Renewable Energy* 232 (octubre de 2024): 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121073>.
- Chawla, Mallika, y Michael G. Pollitt. «Global Trends in Electricity Transmission System Operation: Where Does the Future Lie?» *The Electricity Journal* 26, n.º 5 (2013): 65-71. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2013.05.004>.
- Clift, Dean Holland, Kazi N. Hasan, y Gary Rosengarten. «Peer-to-Peer Energy Trading for Demand Response of Residential Smart Electric Storage Water Heaters». *Applied Energy* 353 (enero de 2024): 1-19. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122182>.
- Corredor Avella, Pablo Hernán, y Jairo Campuzano-Hoyos. *Una vida electrificante. Breve historia de XM, operador y administrador independiente del mercado de electricidad en Colombia*. Inverpublic, 2011.
- Costa, Hélio, Guido Franco, Filiz Unsal, Sarath Mudigonda, y Maria Paula Caldas. «The Heat is On: Heat Stress, Productivity and Adaptation Among Firms». *OECD Economics Department Working Papers*, advance online publication, 11 de diciembre de 2024. <https://doi.org/10.1787/19d94638-en>.
- CREG. *Alternativas regulatorias para la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en el MEM*. No. 4. 2022. [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicacionsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3060300a3ba0ee0a052589190061f3e2/\\$FILE/IEB_1037_22_030_Informe_4.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicacionsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3060300a3ba0ee0a052589190061f3e2/$FILE/IEB_1037_22_030_Informe_4.pdf).
- CREG. *Análisis de los servicios complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) Informe final completo. Revisión 2*. 2018. <https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/ESTUDIO-SERVICIOS-COMPLEMENTARIOS.pdf>.

- Cuenca, Juan J., Emad Jamil, y Barry Hayes. «State of the Art in Energy Communities and Sharing Economy Concepts in the Electricity Sector». *IEEE Transactions on Industry Applications* 57, n.º 6 (2021): 5737-46. <https://doi.org/10.1109/TIA.2021.3114135>.
- DANE. «Estadísticas de exportaciones». DANE. Accedido 19 de junio de 2025. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones>.
- DANE. «Pobreza monetaria». Accedido 15 de julio de 2025. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-monetaria>.
- DANE. «Pobreza multidimensional». DANE. Accedido 8 de mayo de 2025. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-multidimensional>.
- DANE. «Producto Interno Bruto (PIB) nacional trimestral». DANE. Accedido 15 de julio de 2025. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales/pib-informacion-tecnica>.
- Das, Utpal Kumar, Kok Soon Tey, Mehdi Seyedmahmoudian, et al. «Forecasting of Photovoltaic Power Generation and Model Optimization: A Review». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (enero de 2018): 912-28. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.017>.
- De La Pedraja Tomán, René. *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930*. El Ancora Editores, 1985.
- Decreto 1403 de 2024, «Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos de política energética en materia de autogeneración y producción marginal» (2024). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=256316>.
- Decreto 1732 de 2021, «Por el cual se reglamenta el artículo 5 de la Ley 2069 de 2020, en relación con los mecanismos exploratorios de regulación para modelos de negocio innovadores en industrias reguladas y los ambientes especiales de vigilancia y control o *sandbox* regulatorio, y se adiciona el Capítulo 19 al Título 1 de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1074 de 2015» (2021). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=174573>.
- Decreto 828 de 2005, «Por el cual se modifica el artículo 8º del Decreto 2223 de 1996», Legislation No. 46571 (2005).
- Degefa, Merkebu Zenebe, Iver Bakken Sperstad, y Hanne Sæle. «Comprehensive Classifications and Characterizations of Power System Flexibility Resources». *Electric Power Systems Research* 194 (mayo de 2021): 1-16. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107022>.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. «Appendix I: Electricity Networks Modelling». OGL, 2022. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6690f4320808eaf43b50ce42/electricity-networks-strategic-framework-appendix-1.pdf>.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. «Energy Security Bill Policy Statement Independent System Operator and Planner». OGL, 2022. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65b124fa1702b10013cb11e1/energy-security-bill-independent-system-operator-planner.pdf>.

- Department for Energy Security and Net Zero. «Digest of UK Energy Statistics (DUKES) 2024». OGL, 31 de julio de 2025. <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>.
- Department for Energy Security and Net Zero. «Table 5.1 Electricity: Commodity Balances». Digest of UK Energy Statistics (DUKES): Electricity, 31 de julio de 2025. <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>.
- Department for Energy Security and Net Zero. «Table 5.14 Estimated Carbon Dioxide Intensity of Electricity Supplied». Digest of UK Energy Statistics (DUKES): Electricity, 31 de julio de 2025. <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>.
- Department for Energy Security and Net Zero. «Table 5.6 Electricity Fuel Use, Generation and Supply». Digest of UK Energy Statistics (DUKES): Electricity, 31 de julio de 2025. <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>.
- Department for Energy Security and Net Zero. «Written Evidence Submitted by the Department for Energy Security and Net Zero». OGL, junio de 2023. <https://committees.parliament.uk/writtenevidence/121739/pdf/#:~:text=security%20and%20to%20align%20the,It%20proposed?>
- Derivex. «Derivex duplica la frecuencia de convocatorias este mes ante una suba del 25% en contrataciones». Accedido 26 de julio de 2025. <https://www.derivex.com.co/prensa/39-derivex-duplica-la-frecuencia-de-convocatorias-este-mes-ante-una-suba-del-25-en-contrataciones>.
- Destek, Mehmet Akif, y Alper Aslan. «Renewable and Non-Renewable Energy Consumption and Economic Growth in Emerging Economies: Evidence from Bootstrap Panel Causality». *Renewable Energy* 111 (octubre de 2017): 757-63. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.008>.
- Dinas-Morales, Alejandro, y Edy Lorena Burbano-Vallejo. «Energy Use and Economic Growth: An Empirical Study of Short-Run and Long-Run Dynamics for Colombia Between 1990 and 2021». *Sage Open* 14, n.º 3 (2024): 1-12. <https://doi.org/10.1177/21582440241279682>.
- Ecoclic. «Home». Ecoclic. Accedido 27 de junio de 2025. <https://ecoclic.com.co/>.
- Ecoclic. «Registro Biodiversidad». Biotrust. Accedido 30 de junio de 2025. <https://biotrust.com.co/>.
- EcoGox. «Home». EcoGox. Accedido 27 de junio de 2025. <https://www.ecogox.com/>.
- EcoRep. «Home». EcoRep. Accedido 27 de junio de 2025. <https://ecorep.com.co/home>.
- EcoTrade. «Home». Ecotrade. Accedido 30 de junio de 2025. <https://eco-trade.com.co/>.
- EEA, y ACER. *Flexibility Solutions to Support a Decarbonised and Secure EU Electricity System*. European Environment Agency/Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EEA/ACER). Report 09/2023. Publications Office, 2023. https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/EEA-ACER_Flexibility_solutions_support_decarbonised_secure_EU_electricity_system.pdf#~:text=Promising%20climatecompatible%20flexibility%20solutions%20exist.%20Key%20ones%20for,see%20significant%20decarbonisation%20of%20the%20EU%20electricity%20supply.

- Eid, Cherrelle, Paul Codani, Yannick Perez, Javier Reneses, y Rudi Hakvoort. «Managing Electric Flexibility from Distributed Energy Resources: A Review of Incentives for Market Design». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 64 (octubre de 2016): 237-47. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.008>.
- Ekanem, Minika, Bram Noble, y Greg Poelzer. «The Effects of Institutional Layering on Electricity Sector Reform: Lessons from Norway's Electricity Sector». *Energy Research & Social Science* 119 (enero de 2025): 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103864>.
- Energética 2030. «P6. Política, Regulación y Mercados». Energética 2030. Accedido 12 de julio de 2025. <https://www.energetica2030.co/p6-politica-regulacion-y-mercados/>.
- Energética 2030. «P7. Análisis de escenarios y definición de estrategias futuras». Energética 2030. Accedido 11 de julio de 2025. <https://www.energetica2030.co/p7-analisis-de-escenarios/>.
- Energética 2030. «P9. Supervisión, control y protección». Energética 2030. Accedido 11 de julio de 2025. <https://www.energetica2030.co/p9-supervision-control-y-proteccion/>.
- Energy Act 2013, Legislation No. 2013 c 32 (2013). <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/contents>.
- Energy Transitions Commission (ETC). *Demand Side Flexibility-Unleashing Untapped Potential for Clean Power*. Energy Transitions Commission, 2025. <https://www.energy-transitions.org/publications/demand-side-flexibility/#download-form>.
- ENTSOE. «HVAC NORDIC AND BALTIC GRID DISTURBANCE STATISTICS 2024». 2025. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Nordic/2024/Nordic_and_Baltic_Grid_Disturbance_Statistics_2024.pdf.
- Eriksson, Martin. «Beyond Industrial Policy. State Intervention in the Swedish Electricity Supply Industry, 1936–1946». *Business History* 57, n.º 6 (2015): 903-18. <https://doi.org/10.1080/00076791.2014.986107>.
- ESO. «Beyond 2030. A National Blueprint for a Decarbonised Electricity System in Great Britain». 2024. <https://www.neso.energy/document/304756/download>.
- ESO. «National Electricity Transmission System Performance Report 2022-2023». 2023. <https://www.neso.energy/document/289196/download>.
- Espinosa, Sergio. *Guía de Referencia de Blockchain para la adopción e implementación de proyectos en el Estado Colombiano*. MINTIC, 2020. https://gobiernodigital.mintic.gov.co/692/articles-161810_pdf.pdf.
- Euronext. «Euronext Nord Pool Power Futures-Liquidity provider programmes». agosto de 2025. <https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/euronext-nord-pool-power-futures-market/>.
- European Commission. «Commission Staff Working Document. Reform of Electricity Market Design Accompanying the documents Proposal for a Regulation (EU) of the European Parliament and of the Council Amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to Improve the Union's Electricity Market Design Proposal for a Regulation (EU) of the European Parliament and of the Council Amending Regulations (EU) No. 1227/2011 and (EU) 2019/942 to Improve the Union's Protection Against Market Manipulation in the Wholesale

- Energy Market». 14 de marzo de 2023. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=cel-ex:52023SC0058>.
- European Commission. *The Future of European Competitiveness. The Draghi Report: In-Depth Analysis and Recommendations, Part B*. Brussels, 2024. https://commission.europa.eu/topics/strengthening-european-competitiveness/eu-competitiveness-looking-ahead_en.
- Fajardo, Margarita. *The World That Latin America Created. The United Nations Economic Commission for Latin America in the Development Era*. Harvard University Press, 2022.
- Feng, Lu, Xinjing Zhang, Chengyuan Li, et al. «Optimization Analysis of Energy Storage Application Based on Electricity Price Arbitrage and Ancillary Services». *Journal of Energy Storage* 55 (noviembre de 2022): 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105508>.
- Fernández Gómez, Jorge. *Reforma del diseño del mercado eléctrico europeo*. No. 02. Cuadernos Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto, 2024. <https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2716-240010-reforma-diseno-mercado-electrico-europeo>.
- Fitzgerald, Robert. «International Business and the Development of British Electrical Manufacturing, 1886–1929». *The Business History Review* 91, n.º 1 (2017): 31-70. <https://doi.org/https://doi.org/10.1017/S0007680517000642>.
- Foley, Aoife M., Paul G. Leahy, Antonino Marvuglia, y Eamon J. McKeogh. «Current Methods and Advances in Forecasting of Wind Power Generation». *Renewable Energy* 37, n.º 1 (2012): 1-8. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.05.033>.
- Forfia, David, Mark Knight, y Ron Melton. «The View from the Top of the Mountain: Building a Community of Practice with the GridWise Transactive Energy Framework». *IEEE Power and Energy Magazine* 14, n.º 3 (2016): 25-33. <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2524961>.
- Forouli, Aikaterini, Emmanouil A. Bakirtzis, Georgios Papazoglou, et al. «Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets: A Country Level Review». *Energies* 14, n.º 8 (2021): 1-23. <https://doi.org/10.3390/en14082324>.
- García Rendón, John, Felipe Idrobo Mejía, y Mariana Restrepo Lopez. *Challenges and Opportunities of Technology Implementation in Energy Communities for the Provision of Electricity Service*. Documentos de trabajo, 2026. <https://universidadeafit.widen.net/view/pdf/dotobmjart/Challengesandopportunitiesoftechnologyimplementationinenergycommunitiesforthe provisionofelectricityservice.pdf?t.download=true&u=amlqiy>.
- García Rendón, John, Gustavo López Álvarez, Fredy Marín, y Jhonny Moncada. «Veinte años de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia: algunas reflexiones». *Centro de Investigaciones Económicas y Financieras*, n.º 15-20 (septiembre de 2015). <http://hdl.handle.net/10784/7350>.
- García Rendón, John, y Stephania Mosquera-López. *Energy Transition, Distributed Energy Resources, and Flexibility Services: A Systematic Literature Review*. Documentos de trabajo, 2026. <https://universidadeafit.widen.net/view/pdf/huscm33tth/>

- EnergyTransition-DistributedEnergyResources-andFlexibilityServices-ASystematicLiteratureReview.pdf?t.download=true&u=amlqiy.
- García Rendón, John. «Importancia de instituciones sólidas e independientes. La Ley 143 de 1994 surge frente al apagón de 1992, cuando la prestación del servicio de electricidad estaba a cargo del Estado». *Portafolio*, 2 de diciembre de 2023. <https://www.portafolio.co/opinion/john-j-garcia/importancia-de-instituciones-solidas-e-independientes-578358>.
- Garrido-Lepe, Martín. «La electrificación latinoamericana en el largo plazo (1925-2015)». *Revista Uruguaya de Historia Económica* 10, n.º 18 (2020): 12-35.
- Global PST Consortium. «Core Team and Partners». Global PST Consortium, 2025. <https://globalpst.org/who-we-are/core-team-partners/>.
- Gubinelli, Guido. «¿Cómo se posiciona Colombia ante el avance del nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo?» *Energía Estratégica*, 13 de junio de 2023. <https://www.energiaestrategica.com/como-se-posiciona-colombia-ante-el-avance-del-nuevo-mercado-andino-electrico-regional-de-corto-plazo/>.
- Gubinelli, Guido. «2022 repite la historia y será otro año con subastas para energías renovables en Colombia». *Energía Estratégica*, 13 de diciembre de 2021. <https://www.energiaestrategica.com/2022-repite-la-historia-y-sera-otro-ano-con-subastas-para-energias-renovable-en-colombia/>.
- Guerrero, Jaysson, Daniel Gebbran, Sleiman Mhanna, Archie C. Chapman, y Gregor Verbič. «Towards a Transactive Energy System for Integration of Distributed Energy Resources: Home Energy Management, Distributed Optimal Power Flow, and Peer-to-Peer Energy Trading». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 132 (octubre de 2020): 1-27. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110000>.
- Gutiérrez Gómez, Alejandro, Ramón Alberto León Candela, y John García Rendón. «Energy Storage for the Provision of a Secondary Frequency Control Service: Evidence in the Colombian Market». *The Electricity Journal* 36, n.º 8 (2023): 1-16. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107329>.
- Hadush, Samson Yemane, y Leonardo Meeus. «DSO-TSO Cooperation Issues and Solutions for Distribution Grid Congestion Management». *Energy Policy* 120 (septiembre de 2018): 610-21. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.065>.
- Hausman, William J., Peter Hertner, y Mira Wilkins. *Global Electrification. Multinational Enterprise and International Finance in the History of Light and Power, 1878–2007*. Cambridge University Press, 2008.
- Herazo Berdugo, Ericka Leonor. «Electrificando a Colombia, una historia social y cultural de la tecnología, 1800-1950». Tesis doctoral, Uniandes, 2019.
- Hobsbawm, Eric. *La era del imperio, 1875-1914*. 6.a ed. Crítica, 2009.
- Hu, Yu, Miguel Armada, y María Jesús Sánchez. «Potential Utilization of Battery Energy Storage Systems (BESS) in the Major European Electricity Markets». *Applied Energy* 322 (septiembre de 2022): 1-18. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119512>.

- Huang, Qi, Waqas Amin, Khalid Umer, et al. «A Review of Transactive Energy Systems: Concept and Implementation». *Energy Reports* 7 (noviembre de 2021): 7804-24. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.05.037>.
- Hughes, Thomas Parke. *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930*. Johns Hopkins University Press, 1993.
- IEA. «Energy System of Colombia». IEA. Accedido 15 de julio de 2025. <https://www.iea.org/countries/colombia>.
- IEA. *Colombia 2023. Energy Policy Review*. Agencia Internacional de la Energía, 2023. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2fa812fe-e660-42f3-99bc-bd75be3ca0b5/Colombia2023-EnergyPolicyReview.pdf>.
- IEA. *Electricity 2025. Analysis and Forecast to 2027*. IEA Publications, 2025. www.iea.org.
- IEA. *Electricity Grids and Secure Energy Transitions: Enhancing the Foundations of Resilient, Sustainable and Affordable Power Systems*. OECD, 2023. <https://doi.org/10.1787/455dd4fb-en>.
- Institute, Energy. «Resources and Data Downloads». Statistical Review of World Energy. Accedido 15 de mayo de 2025. <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>.
- International Monetary Fund. «World Economic Outlook Database, April 2025». IMF. Accedido 15 de julio de 2025. <https://www.imf.org/en/publications/weo/weo-database/2025/april>.
- IRENA. *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway*. International Renewable Energy Agency IRENA, 2023. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jun/IRENA_World_energy_transitions_outlook_2023.pdf.
- Isaac Millán, Idi Amin. *Microrredes y transición energética, hacia los ecosistemas energéticos escalables*. Universidad Nacional de Colombia, 2024. <https://investigacion.upb.edu.co/es/publications/microrredes-y-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-hacia-los-ecosistemas-energ%C3%A9t/>.
- Jimenez Mori, Raul Alberto. «Data Associated with: Development Effects of Rural Electrification». IADB, 2017. <https://doi.org/10.60966/b5fqzlkcn>.
- Johnson, Simon, y Daron Acemoglu. *Power and Progress: Our Thousand-Year Struggle Over Technology and Prosperity*. Public Affairs, 2023.
- Kahia, Montassar, Mehdi Ben Jebli, y Mounir Belloumi. «Analysis of the Impact of Renewable Energy Consumption and Economic Growth on Carbon Dioxide Emissions in 12 MENA Countries». *Clean Technologies and Environmental Policy* 21, n.º 4 (2019): 871-85. <https://doi.org/10.1007/s10098-019-01676-2>.
- Karbonoa. «Home». Karbonoa. Accedido 30 de junio de 2025. <https://karbonoa.com/>.
- Khogali, Alhadi, Almegdad Ahmed, Mona Ibrahim, et al. «Building Power-ful Health Systems: The Impacts of Electrification on Health Outcomes in LMICs». *Psychology, Health & Medicine* 27, n.º sup1 (2022): 124-37. <https://doi.org/10.1080/13548506.2022.2109049>.

- Kranenburg, Anieke, y Martijn Groenleer. «From Innovation to Integration: Institutional Design Challenges for Emerging Energy Storage Technologies in the Netherlands». *Energy Research & Social Science* 126 (agosto de 2025): 1-12. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.104141>.
- Kuster, Corentin, Yacine Rezgui, y Monjur Mourshed. «Electrical Load Forecasting Models: A Critical Systematic Review». *Sustainable Cities and Society* 35 (noviembre de 2017): 257-70. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.08.009>.
- Lagarigue, Emmanuel. «Descentralización y lo que esto significa». *Revista Ingeniería Eléctrica*, n.º 335 (2018): 12-14. https://doi.org/https://www.editores.com.ar/revistas/ie/335/schneider_descentralizacion.
- Largo-Vargas, Joan Manuel, y Jairo Campuzano-Hoyos. «Cartas de negocios y generación de confianza: aproximación al archivo epistolar de un empresario colombiano, 1929-1933». *América Latina en la Historia Económica* 31, n.º 3 (2024): 3. <https://doi.org/10.18232/20073496.1459>.
- Larrea Basterra, Macarena, y Stephanía Mosquera López. *Incentivos a la inversión en tecnologías limpias*. Cuadernos Orkestra. Orkestra, 2024. <https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2782-240034-incentivos-inversion-tecnologias-limpias>.
- Lee, Kuan-Cheng, Hong-Tzer Yang, y Wenjun Tang. «Data-Driven Online Interactive Bidding Strategy for Demand Response». *Applied Energy* 319 (agosto de 2022): 1-12. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119082>.
- Ley 030 de 2018, «Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional», Legislation No. 50.522 (2018). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm.
- Ley 126 de 1938, «Sobre suministro de luz y fuerza eléctrica a los Municipios, adquisición de empresas de energía eléctrica, de teléfonos y de acueductos e intervención del Estado en la prestación de los servicios de las mismas empresas», Legislation No. 23915 (1938).
- Ley 143 de 1994, «Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética», Legislation No. 41434 (1994). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631>.
- Ley 1715 de 2014, «Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional», Legislation No. 49.150 (2014). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>.
- Ley 2099 de 2021, «Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones» (2021). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>.
- Ley 2294 de 2023, «Por el cual se expide el plan nacional de desarrollo 2022- 2026 “Colombia potencia mundial de la vida” (2023). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=209510>.

- Lima, Delberis A., Arthur M. Filho, Rafael S. D. Teixeira, y André Milhorance. «Transactive Energy Based on Virtual Power Plant and Ancillary Services: A Real Case Application in Brazil after the Law 14.300/2022». *Journal of Energy Storage* 90 (junio de 2024): 1-14. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111761>.
- Lin, Kun-Chin, y Mika M. Purra. «Transforming China's Electricity Sector: Politics of Institutional Change and Regulation». *Energy Policy* 124 (enero de 2019): 401-10. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.041>.
- Londoño-Correa, Diana, Juan Carlos Lopez-Diez, y Jairo Campuzano-Hoyos. «A Humanistic Manager? Integrating Humanities into Professional Management Education in Colombia: The Case of EAFIT University, 1994-2007». *Journal of Management History* 31, n.º 1 (2025): 154-73. <https://doi.org/10.1108/JMH-10-2023-0110>.
- López Díez, Juan Carlos. «1992: el año en que se nos fueron las luces». *Revista Gestión y Región. Revista Gestión y Región*, n.º 23 (2017): 9-24.
- López Díez, Juan Carlos. *Atanores y almenaras: ensayo-crónica sobre la construcción de los servicios públicos en Medellín y la región antioqueña*. Editorial EAFIT, 2018.
- López Díez, Juan Carlos. *El agua que nos cae. Gestión de los sistemas hídrico-eléctricos: tensiones entre lo público y lo privado, 1890-1980*. Universidad EAFIT, 2003.
- López González, Diana María, y John García Rendon. «Opportunities and Challenges of Mainstreaming Distributed Energy Resources Towards the Transition to More Efficient and Resilient Energy Markets». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 157 (abril de 2022): 1-7. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112018>.
- Mastropietro, Paolo, Pablo Rodilla, Michel Rivier, y Carlos Batlle. «Reliability Options: Regulatory Recommendations for The Next Generation of Capacity Remuneration Mechanisms». *Energy Policy* 185 (febrero de 2024): 113959. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113959>.
- McRae, Shaun D. «Residential Electricity Consumption and Adaptation to Climate Change by Colombian Households». *IDB Publications*, advance online publication, 2023. Colombia. <https://doi.org/10.18235/0005017>.
- Mejía, Luis Fernando. «¿Cómo están los balances de energía en Colombia? Perspectivas y retos». Fedesarrollo. Centro de Investigación Económica y Social, 2025. <https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2025/05/Luis-Fernando-Mejia-Fedesarrollo-V2.pdf>.
- Mejía, Luis Fernando. «Impacto económico y social del racionamiento de energía en Colombia». Fedesarrollo. Centro de Investigación Económica y Social, 19 de septiembre de 2024. <https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2024/10/2024-09-19-Acolgen-1.pdf>.
- Millward, Robert. «Business and government in electricity network integration in Western Europe, c.1900–1950». *Business History* 48, n.º 4 (2006): 479-500. <https://doi.org/10.1080/00076790600808617>.

- Ministerio de Minas y Energía (Colombia), República de Colombia. «Hoja de ruta para la transición energética justa de Colombia. Resumen ejecutivo». Colombia, 2025. https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf.
- Ministerio de Minas y Energía (Colombia). «ABC de Comunidades Energéticas». 2023. <https://www.mine-nergia.gov.co/documents/11069/ABC-ComunidadesEnergeticas-2023.pdf>.
- Minniti, Simone, Niyam Haque, Phuong Nguyen, y Guus Pemen. «Local Markets for Flexibility Trading: Key Stages and Enablers». *Energies* 11, n.º 11 (2018): 1-21. <https://doi.org/10.3390/en11113074>.
- Misión de Sabios. «Transición energética, productividad y sostenibilidad. Foco de energías sostenibles. Volumen 10». Editado por Dionisio Antonio Laverde Cataño y Iván David serna Suárez. Bucaramanga, 2019. https://www.minciencias.gov.co/sites/default/files/upload/paginas/volumen_10_mision_de_sabios_2.pdf.
- Montenegro López, Julio César, y Alberto Joanes Urdaneta Urdaneta. «Evolución histórica del marco regulatorio del sector eléctrico latinoamericano». *Interciencia: Revista de Ciencia y Tecnología de América* 39, n.º 3 (2014): 164-71.
- Mosquera López, Stephanía López, y Macarena Larrea Basterra. *Pobreza energética Norte y Sur Global. ¿Dos perspectivas diferentes de un mismo problema?* Universidad de Deusto, 2024. <https://doi.org/10.18543/POKY1828>.
- Mosquera López, Stephanía, y Jorge Fernández Gómez. *Aceptación social de proyectos de energía renovable locales*. No. 08. Cuadernos Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto, 2023. <https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2670-230063-aceptacion-social-proyectos-energia-renovable-locales>.
- Mosquera López, Stephanía, y Macarena Larrea Basterra. *El valor de las redes eléctricas para la competitividad del País Vasco*. No. 01. Cuadernos Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto, 2025. <https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2904-250003-valor-redes-electricas-competitividad-pais-vasco>.
- Mosquera López, Stephanía. «Cómo mejorar la aceptación social de proyectos de energía renovable». *The Conversation*, 2024. <https://www.orquestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2719-como-mejorar-aceptacion-proyectos-renovables>.
- Mosquera-López, Stephanía, Diego Fernando Manotas-Duque, y Jorge Mario Uribe. «Risk Asymmetries in Hydrothermal Power Generation Markets». *Electric Power Systems Research* 147 (junio de 2017): 154-64. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.02.032>.
- Mosquera-López, Stephanía, y Anjali Nursimulu. «Drivers of Electricity Price Dynamics: Comparative Analysis of Spot and Futures Markets». *Energy Policy* 126 (marzo de 2019): 76-87. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.020>.
- Mutumba, Geoffrey Ssebabi, Tomson Odongo, Nathan Francis Okurut, y Vicent Bagire. «A Survey of Literature on Energy Consumption and Economic Growth». *Energy Reports* 7 (noviembre de 2021): 9150-239. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.10.107>.

- Name Cardozo, José David. «Modificar el cargo por confiabilidad». La República, 30 de noviembre de 2024. <https://www.larepublica.co/analisis/jose-david-name-cardozo-507206/modificar-el-cargo-por-confiabilidad-4010201>.
- Naranjo Beltrán, Andrés. «El acceso a la energía como una fuente de libertad: oportunidades en el tiempo disponible para actividades productivas y el ocio en la Colombia rural». Tesis doctoral, Universidad de los Andes, 2024. <https://hdl.handle.net/1992/75390>.
- National Grid ESO. «2035: Key Challenges». 2021. <https://www.neso.energy/document/250156/download>.
- National Grid. «How Much of the UK's Rnergy is Renewable?» National Grid, 2023. <https://www.national-grid.com/stories/energy-explained/how-much-uks-energy-renewable>.
- National Grid. *Annual Report and Accounts 2014. Connecting to Life*. No. 15. 2015. <https://www.nationalgrid.com/document/139016/download>.
- National Grid. *Annual Report and Accounts 2015*. No. 16. 2016. <https://www.nationalgrid.com/document/138981/download>.
- National Grid. *Annual Report and Accounts 2016. Bring Energy to Life*. No. 17. 2017. <https://www.national-grid.com/document/138951/download>.
- National Grid. *Annual Report and Accounts 2017. Bring Energy to Life*. No. 18. 2018. <https://www.national-grid.com/document/138906/download>.
- National Grid. *Annual Report and Accounts 2018. Bring Energy to Life*. No. 19. 2019. <https://www.national-grid.com/document/138876/download>.
- National Grid. *Annual Report and Accounts 2019. Bring Energy to Life*. No. 20. 2020. <https://www.national-grid.com/document/138741/download>.
- National Grid. *Annual Report and Accounts 2020. Bring Energy to Life*. No. 21. 2021. <https://www.national-grid.com/document/142166/download>.
- National Grid. *Annual Report and Accounts 2021. Bring Energy to Life*. No. 22. 2022. <https://www.national-grid.com/document/146731/download>.
- National Grid. *Annual Report and Accounts 2022. Bring Energy to Life*. No. 23. 2023. <https://www.national-grid.com/document/149711/download>.
- National Grid. *Annual Report and Accounts 2023. Delivering the energy transition now*. No. 24. 2024. <https://www.nationalgrid.com/document/152071/download>.
- National Grid. *System Operability Framework 2015*. 2015. <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/44046-SOF%202015%20Full%20Document.pdf>.
- Navarro, Ciro Eduardo Bazán, Juan Daniel Morocho Ruiz, y Juan Francisco Castillo Alvarado. «Economic Growth and Electricity Consumption: Fresh Evidence of Panel Data for LAC». *Helijon* 10, n.º 13 (2024): 1-13. <https://doi.org/10.1016/j.helijon.2024.e33521>.
- NESO. «A Holistic Network Design for Offshore Wind». NESO, 2022. <https://www.neso.energy/publications/beyond-2030/holistic-network-design-offshore-wind>.

- NESO. «Annual Report and Accounts». 2025. <https://www.neso.energy/about/strategic-priorities/annual-report-and-accounts>.
- NESO. «Capacity Market». NESO. <https://www.neso.energy/what-we-do/energy-markets/electricity-market-reform-emr-delivery-body/capacity-market>.
- NESO. «Clean Power 2030. Advice on Achieving Clean Power for Great Britain by 2030». NESO, 5 de noviembre de 2024. <https://www.neso.energy/document/346651/download>.
- NESO. «National Grid ESO Debuts Dynamic Containment Frequency Response Service». NESO, 2020. <https://www.neso.energy/news/national-grid-eso-debuts-dynamic-containment-frequency-response-service>.
- Niño-Zambrano, Miguel-Angel, Carlos-Alberto Cobos-Lozada, Martha-Eliana Mendoza-Becerra, Hugo-Armando Ordóñez-Erazo, y Rodolfo García-Sierra. «System Dynamics Model for Analysis of Demand Response on Incorporating Autoswitch in the Colombian Electrical Sector». *Energy Policy* 193 (octubre de 2024): 1-20. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114257>.
- Nord Pool. «Day-ahead Prices». 2024. Nord Pool. <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest¤cy=EUR&aggregation=YearlyAggregate&deliveryAreas=AT,BE,FR,GER,KT,NL,PL,SYS>.
- Nord Pool. «EC Consultation. Electricity Market Design». Nord Pool Whitepaper, febrero de 2023. <https://www.nordpoolgroup.com/4925f6/globalassets/download-center/whitepaper/whitepaper-february-2023.pdf>.
- Nord Pool. «Euronext and Nord Pool announce Nordic and Baltic Power Futures Market». 2024. <https://www.nordpoolgroup.com/en/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2024/q3/euronext-and-nord-pool-announce-nordic-and-baltic-power-futures-market/>.
- Nord Pool. «Market Surveillance». 2025. <https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/Market-surveillance/>.
- Nord Pool. «Nord Pool Annual Report». 2025. <https://www.nordpoolgroup.com/en/message-center-container/Annual-report/>.
- Nord Pool. *Annual Report 2016. Efficient, Simple, Secure*. 2016. https://www.nordpoolgroup.com/49f4c6/globalassets/download-center/annual-report/annual-report_2016.pdf.
- Nord Pool. *Annual Report 2017. Investing for the Customer*. 2017. https://www.nordpoolgroup.com/49c786/globalassets/download-center/annual-report/annual-report-nord-pool_2017.pdf.
- Nord Pool. *Annual Report 2018. Defining Our Future*. 2018. https://www.nordpoolgroup.com/49c112/globalassets/download-center/annual-report/annual-report_2018.pdf.
- Nord Pool. *Annual Report 2019. Embracing New Challenges*. 2019. https://www.nordpoolgroup.com/49ea17/globalassets/download-center/annual-report/annual-report_2019.pdf.
- Nord Pool. *Annual Review 2020. Navigating a Changed World*. 2020. <https://www.nordpoolgroup.com/49eea7/globalassets/download-center/annual-report/annual-review-2020.pdf>.

- Nord Pool. *Annual Review 2021. Markets in Transition*. 2021. <https://www.nordpoolgroup.com/4ac588/globalassets/download-center/annual-report/nord-pool-annual-review-2021.pdf>.
- Nord Pool. *Annual Review 2022. Stability Through Change*. 2022. <https://www.nordpoolgroup.com/4ac1a6/globalassets/download-center/annual-report/nord-pool-annual-review-2022.pdf>.
- North, Douglass. «Institutions». *Journal of Economic Perspectives* 5, n.º 1 (1991): 97-112. <https://doi.org/10.1257/jep.5.1.97>.
- Ochoa Franco, Francisco Javier. *El sector eléctrico colombiano: orígenes, evolución y retos o un siglo de desarrollo, 1882-1999*. ISA, 2002.
- Ofgem. «Record Number of Customers with Small and Medium Sized Suppliers». 2018. <https://www.ofgem.gov.uk/press-release/record-number-customers-small-and-medium-sized-suppliers#:~:text=Ofgem%20has%20today%20updated%20its,this%20release%20in%20Great%20Britain>.
- Omri, Anis, y Sami Ben Jabeur. «Climate Policies and Legislation for Renewable Energy Transition: The Roles of Financial Sector and Political Institutions». *Technological Forecasting and Social Change* 203 (junio de 2024): 1-13. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2024.123347>.
- Operations Support Division. «PJM Manual 3A: Energy Management System (EMS) Model Updates and Quality Assurance (QA)». PJM, 2024. <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m03a-redline.pdf>.
- Ortega Arango, Santiago, Enrique Ángel Sanint, y Andres Jaramillo Vélez. *Escenarios Energéticos, seis posibilidades para la transición en Colombia*. Querida Editorial, 2019. https://www.energetica2030.co/wp-content/uploads/2022/04/Libro-Escenarios-energeticos_Seis-posibilidades-para-la-transicion-en-Colombia.pdf.
- Our World in Data. «Energy Use Per Person vs. GDP Per Capita». Our World in Data. Accedido 15 de julio de 2025. <https://ourworldindata.org/grapher/energy-use-per-person-vs-gdp-per-capita>.
- Palacios, Marco. *Entre la legitimidad y la violencia. Colombia, 1875-1994*. 2.a ed. Norma, 2003.
- Patiño Echeverri, Dalia, y John García Rendón. *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia*. Universidad Nacional de Colombia, 2023.
- Pearson, Peter J. G. «Past, Present and Prospective Energy Transitions: An Invitation to Historians». *Revue d'Histoire de l'Énergie* 1, n.º 1 (2018): 1-28. <https://doi.org/https://doi.org/10.3917/jehrhe.001.0001d>.
- Peña, Juan Ignacio, Rosa Rodríguez, y Silvia Mayoral. «Cannibalization, Depredation, and Market Remuneration of Power Plants». *Energy Policy* 167 (agosto de 2022): 1-14. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113086>.
- Pérez González, Ernesto, y Felipe Valencia Arroyave. *New Trends in Power Systems Operation with High Renewable Generation Participation*. Universidad Nacional de Colombia, 2024.
- Pérez Orozco, Diana María, Joao Mello, Joviano Santos, y Jessica Guevara. «Ancillary Services Market Design for Colombia's Energy Transition». 2024 *IEEE Technology and Engineering Management Society (TEMSCON LATAM)*, 18 de julio de 2024, 1-7. <https://doi.org/10.1109/TEMSCONLATAM61834.2024.10717825>.

- Pérez, Diana María, y John Jairo Rendón García. «Mecanismos para la remuneración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) para su incorporación en el mercado eléctrico colombiano». Tesis de maestría, Universidad EAFIT, 2023. <https://repository.eafit.edu.co/entities/publication/33cdad45-c5f3-445e-ab53-ba54f6080a6d/full>.
- PJM y Market Monitoring Unit. 2005 *State of the Market Report. Section 3: Energy Market, Part 2*. 2005. https://www.monitoringanalytics.com/reports/pjm_state_of_the_market/2005/20060411-som-web-2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2010 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2*. 2010. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2010.shtml.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2015. *State of the Market Report Volume 1*. PJM, 2015. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2015/2015-som-pjm-volume1.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2016 *State of the Market Report Volume 1*. 2016. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2016/2016-som-pjm-volume1.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2016 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market*. 2016. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2016/2016-som-pjm-sec3.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2016 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*. 2016. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2016/2016-som-pjm-sec3.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2017 *State of the Market Report Volume 1*. 2017. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2017/2017-som-pjm-volume1.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2017 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market*. 2017. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2017/2017-som-pjm-volume2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2017 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*. 2017. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2017/2017-som-pjm-volume2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2018 *State of the Market Report Volume 1*. 2018. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018/2018-som-pjm-volume1.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2018 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market*. 2018. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018/2018-som-pjm-volume2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2018 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*. 2018. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018/2018-som-pjm-volume2.pdf.

- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2019 *State of the Market Report Volume 1*. 2019. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019/2019-som-pjm-volume1.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2019 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market*. 2019. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019/2019-som-pjm-volume2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2019 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*. 2019. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019/2019-som-pjm-volume2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2020 *State of the Market Report Volume 1*. 2020. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-vol1.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2020 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2*. 2020. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-vol2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2020 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*. 2020. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-vol2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2021 *State of the Market Report Volume 1*. 2021. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol1.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2021 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market*. 2021. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2021 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*. 2021. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2022 *State of the Market Report Volume 1*. 2022. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022/2022-som-pjm-vol1.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2022 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market*. 2022. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2022 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*. 2022. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. 2023 *State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market, Part 2*. 2023. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-vol2.pdf.

- PJM y Monitoring Analytics, LLC. *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 5: Capacity Market*. 2023. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-sec12.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*. 2023. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-vol2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. *2023 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 12: Generation and Transmission Planning*. 2023. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-sec12.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. *2024 State of the Market Report Volume 1*. 2024. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2024/2024-som-pjm-vol1.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. *2024 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 3: Energy Market*. 2024. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2024/2024-som-pjm-vol2.pdf.
- PJM y Monitoring Analytics, LLC. *2024 State of the Market Report Volume 2: Detailed Analysis. Section 9: Interchange Transactions*. 2024. https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2024/2024-som-pjm-vol2.pdf.
- PJM. «2024 in Review: PJM Operations Maintained Reliability». PJM, 2025. <https://insidelines.pjm.com/2024-year-in-review-pjm-operations-maintained-reliability/>.
- PJM. «Ancillary Services». 19 de junio de 2025. <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/ancillary-services-fact-sheet.pdf>.
- PJM. «Energy in Balance PJM 2023. Annual Report». Ensuring a Reliable Energy Transition. 2025. <https://services.pjm.com/annualreport2023/>.
- PJM. «Generation Attribute Tracking System». PJM System Mix, s. f. <https://gats.pjm-eis.com/GATS2/PublicReports/PJMSystemMix>.
- PJM. «Library». 2025. <https://www.pjm.com/library/reports-notice/rtep-documents.aspx>.
- PJM. «PJM and Members Prepared to Serve Winter Electricity Demand; 65 Million Customers Served Reliably Through Summer 2020». PJM, 2020. <https://insidelines.pjm.com/pjm-and-members-prepared-to-serve-winter-electricity-demand-65-million-customers-served-reliably-through-summer-2020/>.
- PJM. «PJM Capacity Market: Promoting Future Reliability». PJM, 2025. <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjm-capacity-market-promoting-future-reliability-fact-sheet.pdf>.
- PJM. «PJM Marks 20 Years of Competitive Electricity Market». PJM Inside Lines, 2017. <https://insidelines.pjm.com/pjm-marks-20-years-of-competitive-electricity-market/>.
- PJM. «PJM Moves to Intraday Offers». PJM Inside Lines, 11 de enero de 2017. <https://insidelines.pjm.com/pjm-moves-to-intraday-offers/>.

- PJM. «PJM Shares Cybersecurity Protocols, Opportunities with U. S. Senate Energy Committee». PJM Inside Lines, 6 de agosto de 2020. <https://insidelines.pjm.com/pjm-shares-cybersecurity-protocols-opportunities-with-u-s-senate-energy-committee/>.
- PJM. «PJM Summer Outlook 2025: Adequate Resources Available for Summer Amid Growing Risk». PJM, 9 de mayo de 2025. [https://insidelines.pjm.com/pjm-summer-outlook-2025-adequate-resources-available-for-summer-amid-growing-risk/#:~:text=Last%20year%2C%20PJM%27s%20summer%20peak,can%20power%20about%20800%20homes](https://insidelines.pjm.com/pjm-summer-outlook-2025-adequate-resources-available-for-summer-amid-growing-risk/#:~:text=Last%20year%2C%20PJM%27s%20summer%20peak,can%20power%20about%20800%20homes.).
- PJM. «PJM: At a Glance». PJM, 2025. <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjm-at-a-glance.pdf>.
- PJM. «Problem/Opportunity Statement». 2025. <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/committees/mrc/2025/20250618/20250618-item-04---1-sub-annual-capacity-market---problem-statement.pdf>.
- Pohl-Valero, Stefan. *Energía y cultura: historia de la termodinámica en la España de la segunda mitad del siglo XIX*. Pontificia Universidad Javeriana, 2011.
- Pollitt, Michael. «Lessons from the History of Independent System Operators in the Energy Sector». *Energy Policy* 47 (agosto de 2012): 32-48. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.007>.
- Pollitt, Michael. «The Arguments for and against Ownership Unbundling of Energy Transmission Networks». *Energy Policy* 36, n.º 2 (2008): 704-13. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.10.011>.
- Promigas, Fundación Promigas, e Inclusión S. A. S. «Índice Multidimensional de Pobreza Energética (IMPE)». *Fundación Promigas*, s. f. Accedido 15 de julio de 2025. <https://fundacionpromigas.org.co/impe/>.
- Proyecto de Ley No. 131, «Por el cual se modifica el cargo por confiabilidad y se dictan normas para la estabilidad del sector eléctrico colombiano», Senado (2024). <https://www.senado.gov.co/index.php/documentos/comisiones/constitucionales/comision-quinta/proyectos-de-ley/proyectos-de-ley-y-ponencias-periodo-constitucional-2022-2026/proyectos-de-ley-y-ponencias-legislatura-20-julio-2024-20-julio-2025/p-de-l-no-131-2024-senado-cargo-por-confiabilidad>.
- Proyecto de Resolución 701 086 de 2025, «Por la cual se hacen modificaciones al Reglamento de Operación para el tratamiento de las desviaciones del programa de generación de plantas variables y las desviaciones del programa de demanda y se dictan otras disposiciones» (2025). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resolución_CREG_701_086_2025/Proyecto_Resolución_CREG_701_086_2025.pdf.
- Ramsay, Audrey, Simon Lambe, Andy Dobbie, y John Zammit-Haber. «Introduction to Resilience and Security Roles». febrero de 2024. <https://www.neso.energy/document/303461/download>.
- Resolución 055 de 1994 CREG, «Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional», Legislation No. 41657 (1994).
- Resolución 060 de 2019, «Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y

- se dictan otras disposiciones», Legislation No. 51.004 (2019). [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/\\$FILE/Crego60-2019.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/$FILE/Crego60-2019.pdf).
- Resolución 071 de 2006, «Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía», Legislation No. No. 46.421 (2006). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0071_2006.htm.
- Resolución 098 de 2019, «Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional», Legislation No. 51.068 (2019). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0098_2019.htm.
- Resolución 101 001 de 2022, «Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN», Legislation No. 51.972 (2022). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-1_2022.htm.
- Resolución 101 072 de 2025, «Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones», Legislation No. 53.095 (2025). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-72_2025.htm.
- Resolución 143 de 2021, «Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación”» (2021). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0143_2021.htm.
- Resolución 174 de 2021, «Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional» (2021). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm.
- Resolución 40136 de 2024, «Por la cual se crea el registro único de comunidades energéticas (RUCE)», Legislation No. 52.737, Ministerio de Minas y Energía (2024). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40136_2024.htm.
- Restrepo Abondano, Jose Manuel. «La economía colombiana 1994-2004: entre la modernización y los retos estructurales». En *Historia Económica de Colombia, 1954-2024. Escrita por sus protagonistas*. La República, 2024.
- RIO. «XM». RIO. Accedido 27 de junio de 2025. <https://rio.xm.com.co/#/login>.
- Ritchie, Hannah, Pablo Rosado, y Max Roser. «Energy Production and Consumption». Our World in Data, 10 de julio de 2020. <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>.
- Sandoval Mora, Yennifer. «¿Qué es y qué hace XM? La empresa que Petro amenazó con intervenir». 31 de enero de 2025. <https://www.valoraanalitik.com/que-es-y-que-hace-xm-la-empresa-que-petro-amenazo-con-intervenir/>.

- Santa María, Mauricio, Nils-Henrik Von Der Fehr, Jaime Millán, Juan Benavides, y Orlando Gracia. *El Mercado de La Energía Eléctrica En Colombia: Características, Evolución e Impacto Sobre Otros Sectores*. octubre de 2009. <http://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3856>.
- Sarmiento, Juliana Helo. «Into the Tropics: Temperature, Mortality, and Access to Health Care in Colombia». *Documentos CEDE*, Documentos CEDE, 20 de mayo de 2022. <https://ideas.repec.org/p/col/000089/020127.html>.
- Sastoque, Edna. *El papel de los banqueros en la construcción del Estado y soberanía monetaria en Colombia, 1880-1930*. Universidad Externado de Colombia, 2018.
- Schwidtal, J. M., P. Piccini, M. Troncia, et al. «Emerging Business Models in Local Energy Markets: A Systematic Review of Peer-to-Peer, Community Self-Consumption, and Transactive Energy Models». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 179 (junio de 2023): 1-50. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113273>.
- Sharifzadeh, Mahdi, Alexandra Sikinioti-Lock, y Nilay Shah. «Machine-learning Methods for Integrated Renewable Power Generation: A Comparative Study of Artificial Neural Networks, Support Vector Regression, and Gaussian Process Regression». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 108 (julio de 2019): 513-38. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.040>.
- Shivani, Chivukula. «National Energy System Operator (NESO)». Institute for Government, febrero de 2025. <https://www.instituteforgovernment.org.uk/explainer/national-energy-system-operator>.
- SIO. «XM». SIO. Accedido 27 de junio de 2025. <https://sio.xm.com.co/>.
- Smil, Vaclav. *Energía y civilización. Una historia. Cómo la energía ha definido nuestro mundo desde las sociedades de cazadores-recolectores hasta la actual civilización fósil*. Arpa, 2021.
- Soto, Esteban A., Lisa B. Bosman, Ebisa Wollega, y Walter D. Leon-Salas. «Peer-to-Peer Energy Trading: A Review of the Literature». *Applied Energy* 283 (febrero de 2021): 1-9. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>.
- Sunde, Tafirenyika. «Energy Consumption and Economic Growth Modelling in SADC Countries: An Application of the VAR Granger Causality Analysis». *International Journal of Energy Technology and Policy* 16, n.º 1 (2020): 41-56. <https://doi.org/10.1504/IJETP.2020.103846>.
- Superintendencia Servicios Públicos Domiciliarios. «Mercado de Energía Mayorista». Superservicios. Accedido 3 de mayo de 2026. <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energ%C3%ADa-y-gas-combustible/Energ%C3%ADa/Unidad-de-Monitoreo-de-Mercados-de-Energ%C3%ADa-y-Gas-Natural/Mercado-de-energ%C3%ADa-mayorista-Informes-hist%C3%B3ricos>.
- Svenska Krafnäät. «Does NordPool Charge a Fee for Delivering Ancillary Services?» Svenska Krafnäät, 2025. <https://www.svk.se/en/stakeholders-portal/electricity-market/provision-of-ancillary-services/questions-and-answers-about-reserves/bidding-and-trading/does-nordpool-charge-a-fee-for-delivering-ancillary-services/>.
- Tafunell Sambola, Xavier. «La revolución eléctrica en América Latina: una reconstrucción cuantitativa del proceso de electrificación hasta 1930». *Revista de Historia Económica/Journal of Iberian and*

- Latin American Economic History* 29, n.º 3 (2011): 327-60. <https://doi.org/https://doi.org/10.1017/S0212610911000140>.
- Tarpani, Elena, Cristina Piselli, Claudia Fabiani, et al. «Energy Communities Implementation in the European Union: Case Studies from Pioneer and Laggard Countries». *Sustainability* 14, n.º 19 (2022): 1-17. <https://doi.org/10.3390/su141912528>.
- The GridWise Architecture Council. «GridWise Transactive Energy Framework Version 1.0». GridWise Architecture Council, junio de 2015. https://cps-vo.org/sites/cps-vo.org/files/cpsvo_file_nodes/GridWise_Transactive_Energy_Framework_Version_10.pdf.
- The GridWise Architecture Council. «GridWise Transactive Energy Framework Version 1.1». GridWise Architecture Council, 1 de julio de 2019. <https://doi.org/https://doi.org/10.2172/1968036>.
- Thomas, Sharon. «Evolution of the Distribution System & the Potential for Distribution-Level Markets: A Primer for State Utility Regulators». NARUC, 2018. <https://pubs.naruc.org/pub/CoB3BA7C-oCBB-CB2A-E2B1-00A3756340BA>.
- Titus, Joel, Urvi Shah, T. Siva Rama Sarma, et al. «Forecasting of Electricity Demand and Renewable Energy Generation for Grid Stability». En *Proceedings of the 7th International Conference on Advances in Energy Research*, editado por Manaswita Bose y Anish Modi. Springer Singapore, 2021.
- Topolewski, Łukasz. «Relationship Between Energy Consumption and Economic Growth in European Countries: Evidence from Dynamic Panel Data Analysis». *Energies* 14, n.º 3565 (2021): 1-12. <https://doi.org/10.3390/en14123565>.
- Toro Botero, Constanza. «Inversión privada en servicios públicos: el caso del alumbrado eléctrico de Bogotá y Medellín. 1880-1918». *Lecturas de Economía*, n.º 15 (1984): 103-68. <https://doi.org/https://doi.org/10.17533/udea.le.n15a10385>.
- Tournier, Olympe, y Pierre-Olivier Pineau. «Maintaining Reliability in a 100% Decarbonized Power Sector: The Interrelated Role of Flexible Resources». *Energy Policy* 195 (diciembre de 2024): 1-13. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114365>.
- Tsybina, Eve, Chris Winstead, Ben Ollis, Mohammed Olama, y Teja Kuruganti. «Demand Response for Frequency Regulation: Research Continuity and Knowledge Gaps». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 207 (enero de 2025): 1-20. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114958>.
- Tushar, Wayes, Tapan Kumar Saha, Chau Yuen, Paul Liddell, Richard Bean, y H. Vincent Poor. «Peer-to-Peer Energy Trading with Sustainable User Participation: A Game Theoretic Approach». *IEEE Access* 6 (2018): 62932-43. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2875405>.
- UK Parliament. «Energy Act 2023. Part 5: Independent System Operator and Planner». Legislation.gov.uk, 2023. <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2023/52/notes/division/10/index.htm>.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). «Plan Energético Nacional 2024-2054, Tomo I». UPME, mayo de 2025. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF1_PEN_2024-2054_Tomo_I.pdf.

- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). «Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE)». Accedido 19 de junio de 2025. <https://www.integrime.gov.co/tablero/cobertura-de-energia-electrica-icee-actual/>.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). «Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE)». Accedido 19 de junio de 2025. <https://www.integrime.gov.co/tablero/cobertura-de-energia-electrica-icee-actual/>.
- Uribe, Jorge M., Stephanía Mosquera-López, y Montserrat Guillen. «Characterizing Electricity Market Integration in Nord Pool». *Energy* 208 (octubre de 2020): 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118368>.
- Vaheesan, Sandeep. *Democracy in Power. A History of Electrification in the United States*. The University of Chicago Press, 2024.
- Valora Analitik. «XM es reconocida por incorporación de fuentes renovables en Colombia». Accedido 15 de junio de 2025. <https://ser-colombia.org/2021/noticias-del-sector/valora-analitik-xm-es-reconocida-por-incorporacion-de-fuentes-renovables-en-colombia/>.
- Vega-Araújo, José, y Raphael J. Heffron. «Assessing Elements of Energy Justice in Colombia: A Case Study on Transmission Infrastructure in La Guajira». *Energy Research & Social Science* 91 (septiembre de 2022): 102688. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102688>.
- Walton, Robert. «PJM, 3 Other RTOs Propose Steps to Improve Gas-Electric Sector Coordination, Boost Reliability». Utility Dive, 22 de febrero de 2024. <https://www.utilitydive.com/news/SPP-PJM-New-England-MISO-propose-gas-electric-coordination-improvements/708184/>.
- Warde, Paul. «History: A Long View?» En *In Search of Good Energy Policy*, editado por Marc Ozawa, Jonathan Chaplin, Michael Pollitt, David Reiner, y Paul Warde. Cambridge University Press, 2019.
- Wilkinson, Sam, Kristina Hojckova, Christine Eon, Gregory M. Morrison, y Björn Sandén. «Is Peer-to-Peer Electricity Trading Empowering Users? Evidence on Motivations and Roles in a Prosumer Business Model Trial in Australia». *Energy Research & Social Science* 66 (agosto de 2020): 1-23. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101500>.
- World Bank. «Acceso a la electricidad (% de la población)». World Bank Open Data. Accedido 15 de mayo de 2025. <https://data.worldbank.org>.
- World Bank. «Tasa de incidencia de la pobreza, sobre la base de \$3,00 por día (2021 PPA) (% de la población)». World Bank Open Data. Accedido 24 de junio de 2025. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SI.POV.DDAY>.
- World Bank. «Tasa de pobreza de 8,30 dólares al día (PPA de 2021) (% de la población)». World Bank Open Data. Accedido 24 de julio de 2025. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SI.POV.UMIC>.
- World Bank. «World Bank Open Data». World Bank Open Data. Accedido 11 de junio de 2025. <https://data.worldbank.org>.
- XM y CND. «Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN». XM, junio de 2025. <https://www.xm.com.co/operacion/informe-riesgos-operativos>.

- XM. «Análisis de integración de Energía Renovable al sistema colombiano». XM, 21 de julio de 2017. <https://www.xm.com.co/servicios-de-informacion/boletin-en-movimiento/analisis-de-integracion-de-energia-renovable-al>.
- XM. «Demandas y fronteras. Históricas». Sinergox. Accedido 15 de julio de 2025. <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>.
- XM. «Factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional 2022». XM, 2022. <https://www.xm.com.co/noticias/5548-resultado-de-calculo-de-factor-de-emision-del-sistema-interconectado-nacional-para>.
- XM. «Factor emisión matriz energética 2021». XM, 2021. <https://www.xm.com.co/noticias/4591-factor-emision-matriz-energetica-2021>.
- XM. «Generación Real del SIN». Accedido 15 de mayo de 2025. <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/GeneracionSIN.aspx>.
- XM. «Home». Foro XM. Accedido 15 de junio de 2025. <https://www.foroxm.com.co/>.
- XM. «Informe CND dirigido al Consejo Nacional de Operación». <https://img.lalr.co/cms/2025/04/08133137/XM-CNO-2025-04-03-1.pdf>, de abril de 2025.
- XM. «Innovación». XM. Accedido 27 de junio de 2025. <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/innovacion>.
- XM. «Perfil de ISA y sus empresas». Accedido 26 de junio de 2025. <https://informeannual.xm.com.co/informe/pages/xm/e-perfil-isa-y-sus-empresas.html>.
- XM. «Proyecto para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico». 2022. <https://www.xm.com.co/noticias/5097-xm-con-apoyo-del-banco-mundial-y-epri-implementa-proyecto-para-mejorar-la-resiliencia>.
- XM. «Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024». XM, 2025. <https://online.fliphtml5.com/aatse/xiuv/#p=1>.
- XM. «Resultado preliminar del cálculo del factor de emisión 2023». XM, 2023. <https://www.xm.com.co/noticias/6565-resultado-preliminar-calculo-del-factor-de-emision-para-el-inventario-de-gases-de>.
- XM. «Subasta de energía firme». XM. Accedido 8 de mayo de 2025. <https://www.xm.com.co/transacciones/asignacion-subastas/subasta-de-energia-firme-2>.
- XM. *Colombia Iluminada 20 años del mercado mayorista de energía en el país*. Especial impresores S. A. S., 2015.
- XM. *Informe Anual de Gestión 2005*. No. 1. XM, 2005.
- XM. *Informe Anual de Gestión 2006*. No. 2. Medellín, 2006.
- XM. *Informe Anual de Gestión 2007*. No. 3. Medellín, 2007.
- XM. *Informe Anual de Gestión 2008*. No. 4. Medellín, 2008.
- XM. *Informe Anual de Gestión 2009*. No. 5. Medellín, 2009.
- XM. *Informe Anual de Gestión 2010*. No. 6. Medellín, 2010.
- XM. *Informe Anual de Gestión 2011*. No. 7. Medellín, 2011.
- XM. *Informe Anual de Gestión 2012*. No. 8. Medellín, 2012.

- XM. *Informe Anual de Gestión 2015*. No. 11. Medellín, 2015.
- XM. *Informe Anual de Gestión 2018*. No. 14. Medellín, 2018.
- XM. *Informe Anual de Gestión 2020*. No. 16. Medellín, 2020.
- XM. *Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado 2005*. 2005. <https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe-de-Operacion-del-Sistema-y-Administracion-del-Mercado-2005.pdf>.
- XM. *Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado 2010*. 2010. https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe_Operaci%C3%B3n_SIN_2010.pdf.
- XM. *Informe Integral de Gestión Sostenible 2015*. 2015. https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe_de_Operacion_del_SIN_y_Administracion_del_Mercado_2015.pdf.
- XM. *Informe Integral de Gestión Sostenible 2016*. 2016. https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe_de_Operacion_del_SIN_y_Administracion_del_Mercado_2016.pdf.
- XM. *Informe Integral de Gestión Sostenible 2017*. 2017. https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/INFORME_INTEGRAL_XM.pdf.
- XM. *Memorias XM 2005-2010*. Medellín, 2010.
- XM. *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2018*. 2018. https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Reporte%20integral%20XM%202018_o.pdf.
- XM. *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2019*. 2019. https://informeanual.xm.com.co/demo_3/pages/general/home.html.
- XM. *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2020*. 2020. <https://informeanual.xm.com.co/2020/informe/pages/home.html>.
- XM. *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2021*. 2021. <https://informeanual.xm.com.co/informe/pages/home.html>.
- XM. *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2022*. 2022. <https://informeanual.xm.com.co/index.html>.
- XM. *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2023*. 2023. <https://www.xm.com.co/reporte-integral-de-sostenibilidad-operacion-y-mercado-2023>.
- XM. *Reporte integral de sostenibilidad y operación del mercado 2024*. 2024. <https://online.fliphtml5.com/aaatse/xiuu/#p=14>.
- XM. *Visión de XM. Mapa de ruta para la transición energética 2030*. XM, 2025.
- XM. *XM 15 años sumando energías 2005-2020*. Medellín, 2021.
- XM. *XM, corazón y cerebro del sistema eléctrico*. XM, 2021.
- Yáñez-Contreras, Martha, Boris Johnson-Restrepo, y Karina Acevedo-González. «Condiciones físico-ambientales en las aulas y desempeño escolar en Colombia». *Estudios sobre educación* 45 (2023): 187-215. <https://doi.org/https://doi.org/10.15581/004.45.009>.

- Zapata, Sebastian, Monica Castaneda, Milton M. Herrera, y Isaac Dyner. «Investigating the Concurrence of Transmission Grid Expansion and the Dissemination of Renewables». *Energy* 276 (agosto de 2023): 127571. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127571>.
- Zeier, Irene. «How Does a Power Exchange Work?» <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/how-does-a-power-exchange-work/>.
- Zeier, Irene. «Nord Pool Reports Encouraging Growth in 2024». Nord Pool, 22 de enero de 2025. <https://www.nordpoolgroup.com/en/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2025/q1/nord-pool-reports-encouraging-growth-in-2024/>.
- Zeier, Irene. «Nord Pool Reports Robust Trading Figures for 2023». Nord Pool, 12 de enero de 2024. <https://www.nordpoolgroup.com/en/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2024/q1/nord-pool-reports-robust-trading-figures-for-2023/>.
- Zepter, Jan Martin, Alexandra Lüth, Pedro Crespo Del Granado, y Ruud Egging. «Prosumer Integration in Wholesale Electricity Markets: Synergies of Peer-to-Peer Trade and Residential Storage». *Energy and Buildings* 184 (febrero de 2019): 163-76. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.12.003>.

Entrevistas

Acosta Medina, Amylkar
Alarcón Mantilla, Luis Fernando
Arboleda Arango, María Nohemi
Correa Flórez, Adrián
Espinosa Oviedo, Jairo
Horger, Timothy
Loteró Robledo, Miguel
Maya Ochoa, Cecilia
Mejía Amaya, Luis Ernesto
Morales Ruíz, Juan Carlos
Olarte, Alberto
Restrepo Múnera, Ana Mercedes
Wadsack, Karin

