

Ficha de Viabilidad del Proyecto de Investigación

Información General

Información del estudiante 1	Nombre: Mateo Sanabria Patiño
	Correo institucional: msanabri1369@universidadean.edu.co
	Programa al que pertenece: Especialización Gestión Humana
Información del estudiante 2	Nombre: Daniel Andrés Garzón
	Correo institucional: dgarzon6@universidadean.edu.co
	Programa al que pertenece: Especialización Administración Financiera
Información del estudiante 3	Nombre: Lina María Gamba Celis
	Correo institucional: lgambac55171@universidadean.edu.co
	Programa al que pertenece: Especialización Administración Financiera
Información del estudiante 4	Nombre:
	Correo institucional:
	Programa al que pertenece:
Campo de investigación:	Comunicación, Política y Cultura
Grupo de investigación:	Política y Sostenibilidad
Línea de investigación:	Política e Historia
Título tentativo del proyecto:	Volatilidad y asimetrías del mercado eléctrico colombiano: bases estructurales, evidencia para la Costa Caribe y rutas de estabilización tarifaria (1990–2025).

Volatilidad y asimetrías del mercado eléctrico colombiano: bases estructurales, evidencia para la
Costa Caribe y rutas de estabilización tarifaria (1990–2025)

Presentado por:

Mateo Sanabria Patiño

Daniel Andrés Garzón

Lina María Gamba Celis

Docente:

David Ocampo Guzmán

Proyecto de Investigación

Universidad EAN

2025

2

TABLA DE CONTENIDO

Introducción	6
Título.....	7
Planteamiento del Problema.....	7
Antecedentes del Problema.....	8
<i>Generación</i>	10
<i>Transmisión</i>	11
<i>Distribución</i>	14
<i>Comercialización</i>	17
Conclusiones Generales de las Cuatro Etapas.....	18
Descripción del Problema.....	19
Pregunta de investigación	23
Objetivos.....	23
Objetivo General	23
<i>Objetivos Específicos</i>	23
Conveniencia de la Investigación.....	24
Estado del arte (síntesis crítica).....	25
Evidencia internacional	25
Evidencia nacional (Colombia)	25
Teorías, modelos y marcos conceptuales	27
Economía del sistema eléctrico:	27
Marco legal y regulatorio (síntesis).....	28
Marco conceptual (definiciones de uso en el estudio).....	29
Enfoque adoptado a partir del estado del arte	29
Marco institucional.....	29
Ámbito institucional del estudio.....	29
Autoridades y agentes:.....	30

Metodología	31
Definición de variables (conceptual y operacional) - tabla 1	32
Segundo nivel: instrumentos y técnicas	34
Instrumentos de recolección	34
Técnicas de análisis de datos- tabla 2:	34
Diseño Metodológico.....	35
Tipo de investigación.....	35
Introducción	35
Tipo de investigación.....	35
Conclusiones del tipo de investigación.....	36
Método de investigación	37
Introducción	37
Método de investigación.....	37
Método histórico-comparativo:	38
El procedimiento metodológico se desarrollará en cuatro fases:.....	38
Conclusiones del método de investigación	39
Análisis y discusión de los resultados.....	39
Introducción	39
Verificación del Objetivo General.....	40
Verificación de los Objetivos Específicos	41
<i>OE1. Analizar los factores históricos, técnicos, regulatorios y climáticos (1990–2025)</i>	41
<i>OE2. Evaluar, por etapa, la contribución a la oferta y al precio promedio</i>	42
<i>OE3. Estudiar el efecto diferencial de la volatilidad en la Costa Caribe vs. otras regiones</i>	43
<i>OE4. Explorar alternativas de generación que promuevan equidad tarifaria</i>	43
<i>OE5. Formular recomendaciones para su incorporación al marco regulatorio</i>	44
Conveniencia de la investigación	45
Coherencia con el marco teórico	45
Eventos Clave.....	46
Introducción	46
• Evento clave 1. Volatilidad del spot (desv. estándar y CV) 2019–2025 con marcación de episodios ENSO	46

- **Evento clave 2. Diferencial de CU Caribe vs. nacional (componentes: generación, ATR, pérdidas).....** 47
- **Evento clave 3. Línea de tiempo de hitos históricos** 47
- Conclusiones Eventos Claves** 48
- Limitaciones y validez..... 48
- Conclusiones generales..... 49
- Referencias..... 51

Introducción

El acceso confiable y asequible a la energía eléctrica constituye un pilar fundamental para el desarrollo económico y social de cualquier país. En Colombia, sin embargo, el mercado eléctrico se ha caracterizado por una alta volatilidad de precios, derivada de factores estructurales y coyunturales que han limitado su estabilidad a lo largo de las últimas tres décadas. Esta dinámica resulta especialmente crítica en la región Caribe, donde los hogares y empresas enfrentan tarifas elevadas, frecuentes interrupciones y un sistema que no ha logrado adaptarse a las particularidades territoriales.

El caso caribeño es paradigmático porque combina problemáticas históricas, como la débil infraestructura de transmisión y distribución, con fenómenos más recientes, entre ellos la demora en proyectos estratégicos de generación, la creciente dependencia de fuentes térmicas y la persistencia de pérdidas técnicas y no técnicas superiores al promedio nacional. Tales condiciones han configurado un entorno en el que los sobrecostos energéticos son asumidos, en gran medida, por los usuarios formales, lo que profundiza brechas sociales y económicas en una región que ya enfrenta altos índices de pobreza y desigualdad.

Comprender las causas de esta situación exige un análisis integral que considere la interacción entre aspectos técnicos, regulatorios, financieros y sociales. Al explorar la evolución del mercado desde la apertura del sector en la década de 1990 hasta los eventos recientes de 2025, este estudio busca identificar las raíces de la volatilidad tarifaria, así como sus principales efectos sobre la sostenibilidad del sistema y el bienestar de la población. De este modo, se aportan elementos para

la formulación de estrategias que contribuyan a la equidad territorial y a la consolidación de un modelo energético más justo y resiliente para el Caribe colombiano.

Título

Volatilidad y asimetrías del mercado eléctrico colombiano: bases estructurales, evidencia para la Costa Caribe y rutas de estabilización tarifaria (1990–2025)

Planteamiento del Problema

Los precios de la energía eléctrica en Colombia presentan una alta volatilidad a nivel nacional, afectada directamente por los fenómenos de El Niño o regiones con problemas estructurales como la Costa Caribe. Esta variabilidad afecta negativamente la sostenibilidad financiera del sector, la capacidad de pago de los usuarios y la confianza en el sistema regulatorio, lo cual hace necesario la construcción de un modelo que permita reducir el comportamiento impredecible del mercado energético.

Colombia presenta una de las mayores volatilidades en los precios de la energía eléctrica en América Latina, como resultado de un sistema mayoritariamente hidro dependiente (70%) y de un diseño de mercado expuesto a variaciones climáticas y regulatorias. Las interrupciones en generación y la especulación en bolsa afectan significativamente los precios diarios y mensuales del mercado spot (Botero et al., 2016). “A esta problemática se suma el desafío de los usuarios subnormales - conexiones informales que representan un nivel significativo de consumo en

algunas zonas del Caribe (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2022), que distorsionan los costos reales del servicio y generan sobrecargas en redes ya deterioradas.”

El caso de Hidroituango representa un punto de inflexión clave. Esta hidroeléctrica, pensada para cubrir cerca del 17% de la demanda nacional, ha sufrido una cadena de retrasos desde 2018, generando sobrecostos estimados en más de 4,6 billones de pesos, y afectando la estabilidad y planeación del sector eléctrico. Documentos técnicos y análisis contrafactuales demuestran que su ausencia ha intensificado la volatilidad de precios, aumentado la dependencia de fuentes térmicas más costosas, y creado escenarios de incertidumbre que afectan particularmente regiones como la Costa Caribe, donde el costo de la energía es mayor por razones estructurales y de transmisión (Trespacios et al., 2025).

En la Costa Caribe, esta situación se agrava por tres factores concurrentes: (1) una red de transmisión obsoleta con pérdidas técnicas del 12% (XM Administradores del mercado eléctrico, 2023), (2) la alta prevalencia de usuarios subnormales que incrementan las pérdidas no técnicas, y (3) la vulnerabilidad climática de la infraestructura. Como señala el último reporte de la (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2023), esta combinación de factores genera un círculo vicioso donde los costos adicionales terminan siendo asumidos por los usuarios formales a través de tarifas más elevadas.

Antecedentes del Problema

Desde la apertura del mercado energético en la década de 1990, Colombia adoptó un modelo estructurado bajo los principios de libre competencia en las etapas de generación y

comercialización, y regulación estatal en transmisión y distribución. Este esquema se fundamentó en la Ley 143 de 1994 (Congreso de la República de Colombia, 1994), cuyo objetivo era promover la eficiencia, atraer inversión privada y garantizar la seguridad del suministro eléctrico. Sin embargo, a lo largo de más de tres décadas, el modelo no ha logrado corregir las brechas territoriales preexistentes y, por el contrario, ha contribuido a reproducir desigualdades regionales.

El suministro de energía eléctrica en Colombia se desarrolla a través de una cadena de valor compuesta por cuatro etapas fundamentales: generación, transmisión, distribución y comercialización. Cada una de estas fases cuenta con actores específicos en la región Caribe, pero todas han estado históricamente marcadas por fallas estructurales, decisiones políticas controversiales y un marco regulatorio que ha tendido a favorecer a las regiones con mayor capacidad de generación propia y mejor infraestructura.

La problemática del alto costo y la alta volatilidad de la energía eléctrica en la región Caribe tiene raíces estructurales que se remontan a décadas anteriores y que afectan de manera directa a las cuatro etapas del proceso. Uno de los hitos históricos más relevantes fue el apagón nacional de 1992, que expuso la precariedad del sistema de generación y la insuficiente inversión en infraestructura. De acuerdo con el análisis retrospectivo del (Departamento Nacional de Planeación DNP, 2018), la crisis fue consecuencia de la dependencia excesiva de fuentes hidroeléctricas, la ausencia de planificación frente al crecimiento de la demanda y las debilidades institucionales del sector energético. A raíz de este episodio, se impulsaron reformas estructurales que derivaron en la

creación de un mercado mayorista, la participación de agentes privados y la separación operativa de las etapas del servicio, lo que configuró el esquema vigente hasta la actualidad.

Generación

- La evolución de la generación eléctrica en la Costa Caribe revela una línea de tiempo marcada por la dependencia externa, los altos costos y las oportunidades desaprovechadas:
- 1992-1993: El apagón nacional expuso la fragilidad del sistema eléctrico colombiano y la dependencia excesiva de fuentes hidroeléctricas. Según el (Departamento Nacional de Planeación DNP, 2018), la crisis fue causada por la falta de planificación de la demanda, la debilidad institucional y la dependencia hídrica. Este hito llevó a la promulgación de la Ley 143 de 1994 (Congreso de la República de Colombia, 1994), que introdujo la participación privada y separó las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- Década de 1990 – Actualidad: La generación de energía en Colombia se ha concentrado en la región Andina (Antioquia, Cundinamarca, Santander), dejando a la Costa Caribe históricamente deficitaria. Actualmente, la región aporta menos del 8 % de la capacidad instalada nacional, a pesar de representar cerca del 20 % de la demanda (XM S.A. E.S.P., 2022).
- Principales plantas térmicas: Termocandelaria (Cartagena) y Tebsa (Barranquilla) han sido las principales generadoras locales, pero sus costos son superiores a los de las hidroeléctricas, elevando el precio marginal. Durante los fenómenos de El Niño (1997–1998,

2015–2016), la limitada capacidad local incrementó la dependencia de generación térmica costosa.

- Potencial renovable desaprovechado: Informes de la (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2020) indican que, pese al alto potencial solar y eólico de La Guajira y el Cesar, la implementación de proyectos renovables ha sido lenta por barreras regulatorias, licenciamiento ambiental y conflictos sociales.
- 2018 – Retraso de Hidroituango: La no entrada en operación de esta hidroeléctrica, que debía aportar energía barata y estable, obligó a usar más generación térmica, encareciendo los precios en bolsa y afectando especialmente a regiones como la Costa Caribe (Trespacios et al., 2025).

Transmisión

El sistema de transmisión eléctrica en la Costa Caribe colombiana representa un caso paradigmático de cómo la falta de planeación estratégica, sumada a desafíos geográficos y sociales únicos, ha generado una crisis energética persistente. Este documento presenta un análisis cronológico de los principales eventos que han configurado la actual situación, sustentado en datos oficiales y estudios técnicos recientes.

- Los Cimientos del Problema (Décadas de 1980-1990). La infraestructura de transmisión en la región Caribe fue diseñada en las últimas décadas del siglo XX, cuando la demanda energética era considerablemente menor. Durante este período se establecieron líneas vitales como la conexión Cuestecitas-Copey en La Guajira, cuya vida útil estimada de 30 años está

actualmente en entredicho (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2005). Estas instalaciones, concebidas para un contexto demográfico y económico radicalmente distinto al actual, constituyen el primer eslabón en la cadena de problemas contemporáneos.

- El Desfase Creciente (2000-2010). El acelerado crecimiento urbano de ciudades como Barranquilla, Cartagena y Santa Marta durante la primera década del siglo XXI no fue acompañado por las necesarias inversiones en infraestructura eléctrica. Según reportes de la (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2010) la capacidad de las subestaciones clave en la región apenas aumentó un 15% frente a un incremento del 40% en la demanda. Este desbalance generó los primeros cuellos de botella significativos en el sistema, particularmente evidentes en las subestaciones de Barranquilla y Sincelejo.
- La Crisis se Agudiza (2015-2018). El período 2015-2018 marcó un punto de inflexión en la problemática. Los reportes de (XM S.A. E.S.P., 2018) revelaron que las pérdidas técnicas en la región alcanzaron el 12%, duplicando el promedio nacional. Paralelamente, la (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), 2018) documentó cómo el hurto de energía en barrios marginales de las principales ciudades caribeñas llegó a representar hasta el 30% del total distribuido en algunos municipios. Estos factores combinados comenzaron a generar un impacto tangible en los costos para los usuarios legales.
- Desastres Naturales y su Impacto (2020-2022). La vulnerabilidad del sistema quedó dramáticamente expuesta durante la temporada de huracanes de 2020 y, particularmente, con

la tormenta Julia en 2022. Según la (Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD), 2022), este último evento meteorológico colapsó múltiples torres de transmisión en el Magdalena, dejando sin servicio eléctrico a miles de usuarios durante 72 horas continuas. Los daños ascendieron a más de 45.000 millones de pesos, evidenciando la fragilidad de una infraestructura mal preparada para enfrentar eventos climáticos extremos.

- Los Conflictos Sociales (2018-2023). La expansión de la red de transmisión se ha visto particularmente afectada por tensiones sociales. El caso más emblemático es el de la línea Colectora-Cuestecitas, cuyo avance ha sido sistemáticamente bloqueado por comunidades wayúu que exigen mayor participación en las decisiones (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), 2021). A esto se suma el retraso de cinco años en la Interconexión La Loma-Cuestecitas, atribuible tanto a problemas contractuales como a fallas en la coordinación interinstitucional (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2025).
- La Paradoja de las Energías Renovables (2021-2023). Mientras La Guajira emerge como el epicentro de la transición energética nacional, con capacidad para generar más de 15 GW mediante parques eólicos, solo 0.5 GW están actualmente operativos (Congreso de la República de Colombia, 2023). Proyectos emblemáticos como Windpeshi, desarrollado por Enel, permanecen inactivos debido a la falta de infraestructura de transmisión adecuada. Esta situación paradójica mantiene a la región dependiente de fuentes térmicas costosas y contaminantes.

La crisis de transmisión eléctrica en la Costa Caribe es el resultado acumulado de décadas de decisiones técnicas cuestionables, falta de inversión oportuna y desafíos socioambientales no resueltos. Los datos analizados demuestran cómo esta problemática ha evolucionado desde ser una limitación técnica hasta convertirse en un obstáculo para el desarrollo regional y la transición energética. La solución requerirá no solo inversiones cuantiosas, sino también un enfoque integral que considere las particularidades geográficas, climáticas y sociales de la región.

Distribución

El servicio eléctrico en la región Caribe ha estado marcada por una profunda crisis operativa y financiera que culminó con la liquidación de Electricaribe. A continuación, se presenta una línea de tiempo con los principales acontecimientos que explican cómo se llegó a esa situación y cómo ha evolucionado el sistema desde entonces.

- 1998–2016: El servicio estuvo a cargo de Electricaribe, filial de Unión Fenosa y posteriormente de Gas Natural Fenosa. Durante estas dos décadas, la empresa acumuló altos niveles de pérdidas técnicas y no técnicas (superiores al 25 % cuando el promedio nacional estaba por debajo del 12%), infraestructura obsoleta y una reputación de mala calidad en la prestación del servicio.
- 2016: La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios) intervino Electricaribe debido a su inviabilidad financiera, deudas que superaban los 4 billones de pesos y la imposibilidad de garantizar inversiones para mejorar la red.

- 2019–2020: El Estado dividió la operación en dos nuevas empresas: Afinia (Grupo EPM), que asumió Bolívar, Cesar, Córdoba, Sucre y parte de Magdalena, y Air-e (Grupo Energía de Bogotá), que cubre Atlántico, La Guajira y el resto de Magdalena. Aunque se han iniciado planes de modernización, las inversiones necesarias son tan altas que se han trasladado parcialmente a las tarifas.
- 2021–2025: Los nuevos operadores han reducido algunos indicadores de interrupciones y pérdidas, pero la tarifa sigue siendo de las más altas del país debido a que los costos de inversión y las deudas históricas se integran a la estructura tarifaria.

En esta etapa es importante mencionar otro actor que influye en la problemática de la distribución de energía en la costa caribe, el cual hace referencia al fenómeno de los usuarios subnormales que representa uno de los desafíos más complejos y persistentes. Estas conexiones informales, que proliferan especialmente en zonas marginadas de ciudades como Barranquilla, Cartagena y Santa Marta, así como en áreas rurales de La Guajira y Magdalena, tienen su origen en décadas de crecimiento urbano desordenado, falta de planificación territorial y limitada cobertura de servicios públicos en las periferias. Según reportes de la Superintendencia de Servicios Públicos, la región Caribe presenta índices de pérdidas no técnicas que superan el 30% en algunos municipios, muy por encima del promedio nacional, siendo el hurto de energía a través de conexiones clandestinas uno de los principales factores.

La situación se agrava por las particulares condiciones socioeconómicas de la región. Estudios del (Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), 2025) revelan que

aproximadamente el 25% de la población rural carece de acceso formal a la energía eléctrica, lo que explica por qué muchas comunidades recurren a soluciones improvisadas y peligrosas. En barrios como Nelson Mandela en Cartagena o La Paz en Barranquilla, miles de familias dependen de empalmes ilegales que no solo comprometen su seguridad, con registros de hasta 14 muertes por electrocuciones en 2023, sino que además generan sobrecargas en una infraestructura de transmisión ya de por sí obsoleta. Esta problemática crea un círculo vicioso: las empresas prestadoras enfrentan menores ingresos por facturación, lo que limita su capacidad de inversión para mejorar y expandir la red, perpetuando así las condiciones que originan las conexiones informales.

El impacto económico de este fenómeno es considerable. El (Congreso de la República de Colombia, 2023) ha estimado que los costos asociados a las pérdidas no técnicas en el Caribe terminan siendo asumidos por los usuarios regulares a través de tarifas más elevadas, con incrementos que pueden alcanzar el 20% en los estratos más bajos. Además, la presencia masiva de usuarios subnormales dificulta la implementación de soluciones técnicas avanzadas y desincentiva la inversión en modernización de la red. Esta situación se ha convertido en un obstáculo adicional para la transición energética en la región, ya que proyectos de generación distribuida o medición inteligente resultan inviables en zonas con altos índices de irregularidad. El caso de La Guajira es particularmente paradigmático, donde el potencial eólico contrasta con la realidad de comunidades que siguen dependiendo de generadores diésel o conexiones precarias, evidenciando las profundas desigualdades en el acceso a la energía.

Comercialización

La etapa de comercialización en la Costa Caribe ha estado marcada por la persistencia de ineficiencias estructurales, decisiones regulatorias controversiales y crisis financieras que han afectado de manera directa las tarifas y la estabilidad del servicio. Desde la expedición de la Ley 143 de 1994, se autorizó que los distribuidores pudieran también comercializar energía, consolidando en el caso caribeño un esquema de integración vertical bajo la operación de Electricaribe, empresa que desde su creación en 1998 concentró ambas funciones sin un marco de competencia efectiva. Esta condición favoreció un monopolio regional que, lejos de fortalecer el servicio, acumuló problemas de gestión, pérdidas no técnicas y altos índices de morosidad.

- **1994 – Ley 143:** Establece el marco de libre competencia en generación y comercialización, pero permite que los distribuidores también comercialicen energía. En la Costa Caribe, esta figura consolida a Electricaribe como operador integrado, favoreciendo un monopolio regional. (Congreso de la República de Colombia, 1994)
- **1998 – Creación de Electricaribe:** Inicia la operación combinando funciones de distribución y comercialización, acumulando en dos décadas altos niveles de pérdidas técnicas y no técnicas, morosidad estructural y deficiencias de gestión.
- **2004 – Cargo por confiabilidad:** Implementado para garantizar el suministro en épocas de escasez, pero diseñado de manera que favoreció a la generación térmica y no contempló compensaciones para regiones alejadas como la Costa Caribe.

- **2011–2022 – Retrasos y crisis de Hidroituango:** El proyecto, llamado a cubrir hasta el 26 % de la demanda caribeña, sufre sobrecostos superiores al 10 %, fallas técnicas y retrasos de casi tres años, obligando a la compra de energía más costosa en bolsa.
- **2020 – Liquidación de Electricaribe:** El Estado divide la operación en dos nuevos operadores: Afinia (Grupo EPM) y Air-e (Grupo Energía de Bogotá), quienes heredan infraestructura deteriorada y deudas históricas.
- **2023 – Crisis financiera de Afinia:** Reporta cartera morosa por 4,88 billones de pesos y un recaudo pendiente del 69,6 %, concentrado en estratos bajos.
- **Septiembre 2024 – Intervención a Air-e:** La Superintendencia de Servicios Públicos toma control por inviabilidad financiera; semanas después, la empresa sufre un ciberataque que compromete datos de facturación y gestión de clientes.
- **Enero 2025 – Deuda acumulada récord:** Las obligaciones financieras de los comercializadores en la Costa Caribe alcanzan los 7 billones de pesos, equivalentes al 45–60 % del déficit nacional en subsidios eléctricos, generando riesgo de racionamientos.

Conclusiones Generales de las Cuatro Etapas

- El examen de las etapas de **generación, transmisión, distribución y comercialización** de la energía en la Costa Caribe revela que el alto costo y la volatilidad tarifaria son el resultado de un entramado histórico de deficiencias estructurales, decisiones regulatorias asimétricas y crisis financieras recurrentes.

- La **generación** muestra dependencia crónica de fuentes externas, limitada capacidad local y desaprovechamiento del potencial renovable.
- La **transmisión** padece rezagos en infraestructura, vulnerabilidad ante eventos climáticos extremos y conflictos sociales que frenan proyectos estratégicos.
- La **distribución** hereda una red obsoleta con elevadas pérdidas técnicas y no técnicas, que encarecen la tarifa.
- La **comercialización** ha operado bajo esquemas poco competitivos, con problemas de cartera, exposición a precios de bolsa desfavorables y un marco regulatorio que traslada ineficiencias al usuario final.
- En conjunto, estas fallas interdependientes constituyen una barrera estructural para el desarrollo económico y social de la región, haciendo imperativo un rediseño integral del sistema eléctrico que priorice la eficiencia, la sostenibilidad y la equidad territorial.

Descripción del Problema

El mercado eléctrico colombiano exhibe una volatilidad estructural que se amplifica en la Costa Caribe por la confluencia de tres vectores:

1. **Hidrodependencia** elevada del sistema que torna el precio spot altamente sensible a choques hidrológicos.
2. **Asimetrías territoriales** en infraestructura (transmisión y distribución) que encarecen el acceso a la energía importada desde los centros de generación del interior.

3. **Mecanismos de formación y traslado de precios** que exponen a los comercializadores regionales a costos marginales elevados y a pasivos acumulados.

En términos prácticos, estos vectores se traducen en ciclos de precios mayoristas que, al traspasarse a la tarifa regulada, erosionan la capacidad de pago de los hogares y tensionan la sostenibilidad financiera de los agentes del mercado en la región. (XM S.A. E.S.P., (s.f.)).

En el plano nacional, la magnitud de la volatilidad reciente es verificable: el **precio promedio de bolsa** pasó de 558,12 COP/kWh en 2023 a **676,32 COP/kWh en 2024**, mientras que los **picos horarios** superaron con holgura el umbral de 1.000 COP/kWh y, entre septiembre y noviembre de 2024, alcanzaron máximos **superiores a 2.600 COP/kWh**. Tales niveles activan de facto la “frontera” del **precio de escasez** y confirman la naturaleza espigada de los precios eléctricos, este fenómeno ampliamente documentado en la literatura de mercados de energía. Esta situación se agrava durante episodios climáticos extremos, como el fenómeno de El Niño, cuando la reducción en el caudal de los embalses limita la generación hidroeléctrica, forzando la activación de plantas térmicas, cuyo costo de operación es considerablemente más alto. Estos datos provenientes del Boletín Estadístico del SIMEC/UPME con fuente XM muestran que la volatilidad no es un episodio aislado, sino una dinámica persistente del mercado reciente. (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2025).

Primero, el componente de **generación** en la tarifa regulada mostró niveles altos a lo largo de 2024 y, pese a ajustes transitorios, siguió presionando el costo final; el **Boletín tarifario** de la Superintendencia reporta para el **III trimestre de 2024** un promedio del componente de generación

de **327 COP/kWh** y evidencia la sensibilidad de este rubro frente a las condiciones de bolsa. A su vez, los **contratos bilaterales** en el mercado regulado alcanzaron **320,82 COP/kWh en septiembre de 2024**, confirmando que incluso el “ancla” contractual se encareció en el contexto de precios altos. (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), 2024) .

Segundo, las **restricciones de transmisión** y los **cuellos de botella** han sido reiteradamente diagnosticados por la planeación oficial; el **Plan de Expansión de Transmisión** de UPME mantiene la necesidad de reforzar corredores hacia y dentro de la costa caribe. Sirviendo incluso para evacuar renovables de La Guajira. Los retrasos en estas obras elevan pérdidas y costos de acceso (ATR - Acceso de Terceros a la Red, un término relacionado con los costos de acceso a la red eléctrica.), encareciendo la energía importada y reduciendo la posibilidad de arbitraje temporal o geográfico de precios. (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), (s.f.)).

Tercero, la **distribución** heredó una red obsoleta con **pérdidas técnicas y no técnicas** superan el 30% por encima del promedio nacional, lo que eleva el Costo Unitario del servicio en la región. Los boletines regulatorios y conceptos de la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) documentan el tratamiento de pérdidas eficientes y su impacto tarifario, mientras que análisis de centros regionales evidencian que los incrementos tarifarios en ciudades del Caribe como Montería, Sincelejo y Barranquilla, los incrementos tarifarios anuales han superado el 35 % en los últimos años, provocando inconformidad social, protestas y una creciente percepción de injusticia energética. (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2023).

Cuarto, los agentes **comercializadores** del Caribe tras la liquidación de Electricaribe y la llegada de Afinia y Air-e han afrontado **cartera morosa** elevada y una exposición mayor al mercado spot. La **opción tarifaria** (resoluciones CREG 101-027/029 de 2022) alivió transitoriamente el pago de los usuarios, pero generó **saldos diferidos** que hoy presionan la tarifa y las finanzas de las empresas. En enero de 2025, la prensa reportó **deudas acumuladas por alrededor de 7 billones de pesos** asociadas a subsidios y diferimientos, indicador de una fragilidad financiera que se retroalimenta con la volatilidad de precios. (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2022).

A esto se suma, el problema que aborda esta investigación en dos frentes: El primero hace referencia en cuanto al nivel **sistémico**, un mercado cuyo precio spot por diseño marginalista e hidrodependiente es altamente **volátil** y propenso a **picos extremos** en presencia de choques hidrológicos o de oferta por ejemplo los retrasos de grandes proyectos como Hidroituango, y el segundo frente hace referencia a que a nivel **territorial**, una región como la Costa Caribe donde las **brechas de infraestructura** y las **ineficiencias operativas** amplifican el **traslado** de esa volatilidad a la tarifa regulada, con efectos distributivos regresivos. Resolver este problema exige, por un lado, **mecanismos de estabilización** y coberturas (contractuales y regulatorias) que amortigüen la transmisión de choques de corto plazo; y, por otro, **inversiones focalizadas** en transmisión y distribución que reduzcan pérdidas, integren renovables de la región y mitiguen los sobrecostos de acceso que hoy pagan los hogares y empresas del Caribe. (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), 2024).

Pregunta de investigación

¿Cuáles son las causas estructurales y coyunturales del alto costo de la energía eléctrica en la región Caribe de Colombia?

Objetivos

Objetivo General

Analizar las causas estructurales y coyunturales que generan alta volatilidad en los precios de la energía eléctrica en Colombia, con especial énfasis en su impacto en la región Caribe, para proponer estrategias y recomendaciones técnicas y de infraestructura que permitan mitigar la inestabilidad tarifaria y promover mayor equidad en el acceso al servicio.

Objetivos Específicos

- Identificar los factores históricos, técnicos, regulatorios y climáticos que han impactado en la volatilidad de los precios de la energía eléctrica en Colombia desde la década de 1990 hasta 2025, considerando la interacción entre eventos sistémicos y regionales.
- Examinar las cuatro etapas del proceso eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización) evaluando cómo cada una ha contribuido a la configuración actual de precios y a la vulnerabilidad del mercado frente a choques de oferta y demanda.
- Comparar el impacto de la volatilidad de precios en la región Caribe respecto a otras zonas del país, identificando las brechas de infraestructura y gestión que profundizan las desigualdades tarifarias.

- Explorar alternativas de generación eléctrica, incluyendo fuentes renovables no convencionales, que permitan diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de generación externa en la Costa Caribe, priorizando criterios de sostenibilidad técnica, económica y social.
- Formular recomendaciones concretas que inciden en la priorización de inversiones estratégicas, orientadas a estabilizar las tarifas, permitiendo mejorar la calidad del servicio y garantizar la sostenibilidad financiera del sector en la región.

Conveniencia de la Investigación

Este proyecto busca identificar las causas estructurales y coyunturales del alto costo de la energía en la región Caribe, generando insumos estratégicos para la toma de decisiones tanto en políticas públicas como en empresas del sector energético. Desde la perspectiva de la Administración Financiera, se aportarán herramientas para mejorar la planeación de inversiones, mitigar riesgos tarifarios y reducir pérdidas financieras asociadas a la volatilidad del mercado eléctrico. En Gestión Humana, permitirá comprender el impacto de la crisis energética sobre el clima y estabilidad laboral y la productividad de los empleados del sector. Este proyecto combina análisis históricos, técnicos y financieros, con enfoque regional, fortaleciendo la capacidad de diagnóstico organizacional. Teóricamente, contribuye al debate sobre la eficiencia de los modelos de mercado en servicios públicos y la justicia tarifaria en contextos de desigualdad estructural. Sus resultados son aplicables a decisiones regulatorias, estrategias empresariales y planes de mejora en gestión operativa y talento humano.

Marco teórico

Estado del arte (síntesis crítica)

Evidencia internacional

- Formación de precios y picos (“*spikes*”): La literatura caracteriza los precios eléctricos como procesos con saltos, no linealidades y reversiones a la media lo que justifica enfoques GARCH, saltos-compuestos y regímenes de Markov (Geman & Roncoroni, 2006; Weron, 2014; Lucia & Schwartz, 2002; Barndorff-Nielsen et al., 2013).
- Diseño de mercado: La tarificación marginal, la señal locacional (LMP), los mecanismos de capacidad (opciones de confiabilidad) y los precios de escasez condicionan la estabilidad de precios y la inversión (Stoft, 2002; Joskow, 2008; Pérez-Arriaga & Batlle, 2012; Oren, 2005; De Vries & Heijnen, 2008).
- Equidad tarifaria y pobreza energética: La traslación de costos a usuarios vulnerables genera brechas distributivas si no existen fondos de estabilización ni esquemas de protección (Borenstein & Bushnell, 2015; Bouzarovski & Petrova, 2015).

Evidencia nacional (Colombia)

- Marco pos-1994: La apertura con las Leyes 142 y 143 separa actividades, crea mercado mayorista y marcos de remuneración (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) /Ministerio de Minas y Energía). La evidencia empírica muestra sensibilidad de precios

frente a Niño, disponibilidad hidráulica y señales del cargo por confiabilidad (Botero et al., 2016; Compañía de Expertos en Mercado (XM), 2024; Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), 2005 -2024).

- Volatilidad reciente: Los boletines SIMEC de la Unidad de Planeación Minero-Energética y reportes de la Compañía de Expertos en Mercado (XM) registran alzas y picos, con activación del precio de escasez (2005-2024) la opción tarifaria suavizó transitoriamente, pero generó saldos diferidos (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), 2005-2024; Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2005-2024).
- Costa Caribe: Persisten pérdidas altas, cuellos de transmisión, déficit de generación local y presión sobre comercialización (intervenciones, morosidad), lo que amplifica la transmisión de la volatilidad a tarifa (Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), 2005-2024; Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2005-2024; Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) 2005-2024; Fundesarrollo, 2023).
- Hidroituango: El retraso incrementó dependencia térmica y volatilidad spot (Trespacios et al., 2025), con repercusiones mayores en regiones deficitarias como el Caribe.

Brecha identificada: faltan estudios integrados que cuantifiquen cómo interactúan (i) choques hidrológicos, (ii) restricciones de red y (iii) pérdidas/finanzas de comercializadores para explicar la magnitud del traspaso de volatilidad a la tarifa regulada en el Caribe.

Teorías, modelos y marcos conceptuales

Economía del sistema eléctrico:

- **Tarifificación al costo marginal y señal de congestión (LMP)** — eficiencia asignativa en el corto plazo (Kirschen & Strbac, 2004; Stoft, 2002).
- **Mecanismos de confiabilidad:** cargo por confiabilidad / reliability options para asegurar capacidad firme ante escasez (Oren, 2005; Pérez-Arriaga & Batlle, 2012)
- Remuneración de redes: LRMC (Long-Run Marginal Cost O Costo Marginal a Largo Plazo en español) versus enfoques de costo medio, tratamiento de pérdidas y cargos de acceso (Pérez-Arriaga, 2014).
- **Hidro-térmico estocástico:**
 - Planeación estocástica de embalses y despacho con restricciones hídricas (Pereira & Barroso, 2012).
 - ENSO como shock exógeno de oferta hidráulica y su traducción a precio spot (Rudnick et al., 2006).
 - **Modelado de volatilidad:** ARIMA-GARCH/EGARCH, saltos de Poisson, Markov-Switching para capturar leptocurtosis y asimetrías (Geman & Roncoroni, 2006; Weron, 2014; Barndorff-Nielsen et al., 2013).

- **Equidad tarifaria y diseño distributivo:**
 - Precios Ramsey y tarifas multipartes; subsidios focalizados/compensaciones y fondos de estabilización (Borenstein & Bushnell, 2015; Newbery, 2005).

Marco legal y regulatorio (síntesis)

- Ley 142 de 1994 (Servicios Públicos) y Ley 143 de 1994 (Eléctrica): separación de actividades,
- Competencia en generación/comercialización y regulación en transmisión/distribución.
- Cargo por confiabilidad (2004–2024): asegura energía firme; define precio de escasez.
- Opción tarifaria (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 101-027/029 de 2022): diferimiento temporal de incrementos; genera saldos por recuperar.
- Planificación, Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) (PET/Planes de expansión): refuerzos hacia Costa y evacuación de renovables (La Guajira).
- Lineamientos Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: seguimiento a calidad, pérdidas y cartera en operadores de la Costa.

Marco conceptual (definiciones de uso en el estudio)

- Volatilidad del precio spot: variabilidad estadística del precio horario/día (desv. estándar, CV, volatilidad realizada).
- Precio de escasez: umbral regulatorio activado ante déficits de oferta.
- ATR (acceso a la red): cargos de transporte y uso de red (pérdidas y peajes).
- Pérdidas técnicas/no técnicas: energía no facturada por física de red (técnicas) o por hurtos/medición (no técnicas).
- Usuarios subnormales: conexiones no regularizadas que distorsionan costos y calidad.
- Equidad tarifaria: capacidad del esquema de precios para no profundizar brechas territoriales y socioeconómicas.

Enfoque adoptado a partir del estado del arte

El estudio se posiciona en una perspectiva sistémica que integra economía del mercado eléctrico, planeación hidro-térmica y regulación tarifaria para cuantificar y explicar la transmisión de choques de oferta a la tarifa de usuarios regulados en la Costa Caribe, y evaluar instrumentos de estabilización (contratos, mecanismos regulatorios y refuerzos de red).

Marco institucional

Ámbito institucional del estudio

Autoridades y agentes:

- Ministerio de Minas y Energía (política), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (regulación), Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) (planeación), Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM) / Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía (operación y mercado), Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (vigilancia).
- Operadores de red y comercializadores en la Costa: Afinia (Grupo EPM) y Air-e (Grupo Energía de Bogotá).
- Generadores relevantes: Termocandelaria, Tebsa; portafolio eólico/solar en La Guajira.
- **Clasificación CIU Rev. 4 A.C.:** 3511 (Generación), 3512 (Transmisión), 3513 (Distribución), 3514 (Comercialización).
- **Cobertura territorial:** Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre (mercado regulado).

Objeto institucional del estudio: el mercado eléctrico regulado de la Costa Caribe y su interacción con la operación mayorista Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) (planeación), Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM) (operación) y la regulación económica (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) /Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), para explicar volatilidad a tarifa y sus determinantes.

Metodología

Primer nivel: enfoque, alcance y diseño

- **Enfoque:** mixto.
 - **Cuantitativo:** análisis de series históricas (1990–2024), panel regional y métricas de volatilidad y costos.
 - **Cualitativo:** Revisión documental y análisis de reportes oficiales (Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM); (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), prensa económica).
- **Alcance:** descriptivo–correlacional con énfasis aplicado (insumos para intervención regulatoria/operativa).
- **Diseño:** no experimental, transversal para primarios análisis comparativo de datos secundarios (provenientes de boletines estadísticos, resoluciones regulatorias, informes anuales de empresas y observatorios de energía).
- **Unidades de análisis:** (i) series de precio/ATR/pérdidas por región; (ii) usuarios regulados (hogares/comercios); (iii) empresas (Afinia/Air-e).

Definición de variables (conceptual y operacional) - tabla 1.

Variable	Definición conceptual	Definición operacional/ Medición	Fuente esperada
Volatilidad spot	Variabilidad del precio mayorista	σ diaria/mensual; CV; volatilidad realizada; picos > precio de escasez	(Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM),2023) (series horarias)
Precio de contratos (regulado)	Precio promedio de contratos bilaterales	COP/kWh mensual por agente/zona	(Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM),2023) -(Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD),2023)
ATR	Cargos por uso de red	COP/kWh por nivel de tensión; evolución trimestral	(Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ,2014)-(SSPD,2023)
Pérdidas técnicas	Energía no facturada por efectos físicos	% sobre energía inyectada	(Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD),2023)/operadores
Pérdidas no técnicas	Energía no facturada por fraude/medición	% y evolución por municipio/estrato	(Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), ,2022)/operadores
SAIDI/SAIFI	Calidad del servicio	Horas y frecuencia de interrupciones	(Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), ,2023)
Índice ENSO (Niño 3.4)	Choque hidrológico	Promedios trimestrales; eventos Niño/Neutral/Niña	(National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA),2023)- (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM),2023)
Generación local vs importada	Dependencia externa	% de demanda abastecida por generación local	(Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM),2023) – (Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME),2023)
Cartera morosa	Sostenibilidad comercial	Saldo cartera / ingresos; días cartera	(Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD),2022)
Ingresos por subsidios	Cobertura social	Flujo vs déficit trimestral	(Ministerio de Minas y Energías (MME),2024; Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD),2024)

Fuente: Elaboración Propia

Población y muestra

- **Población 1 (usuarios regulados):** hogares y micronegocios de los siete departamentos del Caribe.
 - Muestreo: estratificado por departamento y estrato (1–4), selección aleatoria proporcional. Se utilizará información estadística consolidada de la Supersección y Departamento Administrativo Nacional de Estadística (estratificación socioeconómica y consumos promedio). (Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE),2024; Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD),2024)
- **Población 2 (expertos/decisores):** regulador Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) / Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), (planeación) Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), operador Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM), empresas (Afinia/Air-e) y academia.
- **Muestreo:** Se aplicará análisis de contenido sobre comunicados de prensa, resoluciones, minutas regulatorias y pronunciamientos públicos de Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Ministerio de Minas y Energía y operadores.
- **Series históricas:** censo de todas las horas/meses 1990–2024 (según disponibilidad oficial del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

Segundo nivel: instrumentos y técnicas

Instrumentos de recolección

- Matriz de revisión documental: donde se sistematizan las fuentes primarias y secundarias, clasificando hallazgos por etapa de la cadena eléctrica.
- Fichas técnicas de indicadores: para capturar variables clave (precio spot, ATR, pérdidas, calidad del servicio, cartera morosa) a partir de bases de datos oficiales.
- Cuadro comparativo histórico: que registra eventos críticos (apagones, reformas, liquidación de Electricaribe, retraso de Hidroituango) y su efecto sobre los precios y tarifas.

Técnicas de análisis de datos- tabla 2:

Instrumento	Técnica de análisis	Descripción
Matriz documental	Análisis de contenido temático	Codificación de textos en categorías (generación, transmisión, distribución, comercialización, regulación) para identificar patrones y problemáticas recurrentes.
Fichas de indicadores	Estadística descriptiva y series de tiempo	Medición de promedios, volatilidad, tasas de variación y gráficos de tendencia de precios y pérdidas.
Cuadro histórico	Análisis de línea de tiempo	Relaciona hitos históricos con cambios en la tarifa, permitiendo visualizar correlaciones entre eventos y picos de precio.

Fuente: Elaboración propia.

Diseño Metodológico

Tipo de investigación

Introducción

El presente informe describe el tipo de investigación adoptado en el proyecto, fundamentando su selección en la naturaleza del problema, los objetivos formulados y el contexto del mercado eléctrico colombiano. Esta sección tiene como propósito justificar la elección metodológica más adecuada para analizar la volatilidad de los precios de la energía y su impacto en la región Caribe, asegurando coherencia entre el enfoque teórico, la estructura del estudio y la factibilidad operativa.

Tipo de investigación

De acuerdo con la orientación del estudio, la investigación se clasifica como aplicada, puesto que busca generar conocimientos útiles que sirvan de base para formular alternativas regulatorias y operativas (Sampieri,2014). Paralelamente, incorpora un componente básico que permite consolidar los fundamentos teóricos sobre economía energética, mecanismos de confiabilidad, equidad tarifaria y gestión de riesgos en sistemas hidro-térmicos.

En cuanto al alcance, el estudio se considera descriptivo–correlacional, ya que no pretende manipular variables, sino observar y analizar las relaciones existentes entre los factores que inciden en la formación del precio de la energía y su traslado a la tarifa de los usuarios (Sampieri,2014).

Esta característica permite establecer asociaciones entre fenómenos climáticos, estructurales y regulatorios, identificando patrones que expliquen la magnitud de la variabilidad tarifaria.

El diseño adoptado es no experimental, porque los fenómenos se analizan tal como ocurren en la realidad, y transversal, con una ventana retrospectiva que abarca el periodo 1990–2025. Este enfoque posibilita reconstruir la evolución histórica del mercado eléctrico colombiano, tomando como hito el apagón de 1992 y las reformas introducidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, hasta los impactos recientes derivados del retraso del proyecto Hidroituango y los fenómenos de El Niño.

La investigación se apoya en una metodología documental, sustentada en la revisión sistemática de fuentes oficiales y académicas (Sampieri, 2014). Entre las principales bases de datos se incluyen los informes de Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM), Unidad de Planeación Minero-Energética, Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y publicaciones científicas indexadas (Scopus, JSTOR y ScienceDirect). Se privilegian fuentes verificables, actualizadas y pertinentes para garantizar el rigor metodológico y la validez de los resultados (Ocampo, 2021).

Conclusiones del tipo de investigación

- El tipo de investigación seleccionado responde a la necesidad de comprender un fenómeno complejo desde una perspectiva integral, combinando la rigurosidad teórica con la aplicabilidad práctica.

- La clasificación como estudio aplicado, descriptivo–correlacional y no experimental asegura la coherencia con los objetivos del proyecto y con la disponibilidad de información secundaria verificada.

Método de investigación

Introducción

En este informe se detallan los métodos empleados para el desarrollo del estudio, los cuales orientan el proceso de recolección, análisis e interpretación de la información. La elección de los métodos responde a la naturaleza documental y analítica del proyecto, priorizando la validez de las fuentes y la pertinencia de las técnicas frente a la pregunta de investigación.

Método de investigación

Para el presente informe se adoptó una combinación de tres métodos complementarios que garantizan una visión integral de la situación eléctrica en la costa caribe colombiana:

Método analítico–sintético: Permite descomponer el sistema eléctrico de la costa caribe colombiana en sus componentes fundamentales (generación, transmisión, distribución y comercialización) y, posteriormente, integrar los hallazgos para visibilizar las causas estructurales de la volatilidad tarifaria (Sampieri,2014).

Método histórico-comparativo:

Facilita el estudio de los cambios ocurridos a lo largo de una década (2014–2024), comparando los efectos de decisiones regulatorias, crisis energéticas y políticas tarifarias en distintos periodos. Este enfoque ayuda a comprender cómo los hitos históricos han incidido en la estructura de precios (Sampieri,2014).

Método hipotético-deductivo: Orienta la formulación de proposiciones teóricas que posteriormente se contrastan con la evidencia empírica obtenida de informes, resoluciones y series estadísticas. Esto permite evaluar si la volatilidad tarifaria puede explicarse por la interacción entre factores climáticos, estructurales y regulatorios (Sampieri,2014).

El procedimiento metodológico se desarrollará en cuatro fases:

- **Revisión documental sistemática:** Identificación, selección y clasificación de fuentes primarias y secundarias.
- **Análisis de contenido temático:** Organización de la información en categorías y subcategorías alineadas a los objetivos específicos.
- **Reconstrucción histórico-comparativa:** Análisis de eventos clave y su relación con los cambios tarifarios.
- **Síntesis interpretativa:** Integración de resultados y formulación de conclusiones aplicadas.

Conclusiones del método de investigación

- La combinación de los métodos analítico–sintético, histórico–comparativo e hipotético–deductivo fortalece la estructura lógica del estudio y asegura una comprensión multidimensional del problema (Sampieri,2014).
- El método documental y la revisión sistemática de fuentes oficiales proporcionan un sustento empírico sólido para la validación de los resultados.
- Esta estrategia metodológica permite vincular la teoría con la evidencia, asegurando que las conclusiones sean coherentes, verificables y orientadas a la toma de decisiones en materia energética (Sampieri,2014).

Análisis y discusión de los resultados

Introducción

Este proyecto presenta los hallazgos más relevantes del estudio y su interpretación, en estricto vínculo con las variables (precio spot y de contratos, ATR, pérdidas técnicas y no técnicas, SAIDI/SAIFI, generación local vs. importada, cartera morosa y choques ENSO) y con las dimensiones analíticas de la cadena eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización). La discusión se estructura para validar, una por una, las promesas de conocimiento formuladas en el objetivo general y en los objetivos específicos, y para examinar si los resultados respaldan la conveniencia declarada y son consistentes con el marco teórico adoptado.

Verificación del Objetivo General

Objetivo general: *Analizar las causas estructurales y coyunturales que generan alta volatilidad en los precios de la energía eléctrica en Colombia, con especial énfasis en su impacto en la Región Caribe, para proponer estrategias y recomendaciones técnicas y de infraestructura que permitan mitigar la inestabilidad tarifaria y promover mayor equidad en el acceso al servicio.*

Resultado

La evidencia triangulada (series de precios, cronología regulatoria y eventos críticos) confirma que la volatilidad obedece a una interacción sistémica de:

- Hidrodependencia y choques ENSO.
- Déficit de generación local y retrasos de proyectos ancla (Hidroituango).
- Congestión de transmisión que encarece ATR y restringe arbitraje geográfico.
- Altas pérdidas y cartera morosa en distribución y comercialización que elevan el costo unitario.
- Esquemas regulatorios que, en la práctica, trasladan ineficiencias al usuario final.

Esta combinación explica por qué los picos del spot se convierten en presión sostenida sobre la tarifa regulada, particularmente en la Costa Caribe. Los resultados, por lo tanto, validan el objetivo general y justifican las rutas de estabilización propuestas en el proyecto (portafolio de contratos de generación eléctrica, coberturas, refuerzos de red y gestión de pérdidas).

Verificación de los Objetivos Específicos

OE1. Analizar los factores históricos, técnicos, regulatorios y climáticos (1990–2025)

Resultados clave:

- **Historia y regulación:** El apagón de 1992 y las Leyes 142 y 143 (1994) reconfiguran el mercado, pero no corrigen asimetrías territoriales; el cargo por confiabilidad (2004) estabiliza firmeza de largo plazo, sin resolver sobrecostos locacionales del Caribe.
- **Clima y oferta:** Los choques climáticos (ENSO) elevan el costo marginal vía generación eléctrica térmica ya que cuando hay escasez de precipitaciones se reduce la generación de energía por lo tanto se debe recurrir a la generación eléctrica vía termoeléctrica y el retraso de Hidroituango intensifica picos spot y encarece contratos.
- **Gestión y operación:** Las pérdidas superiores al 25% y la morosidad elevada en la región caribe sostienen un costo unitario sistemáticamente mayor.
- **Discusión.** El patrón observado es compatible con la literatura de mercados eléctricos con “spikes” y regímenes: Choques climáticos activan precios extremos cuando coexisten restricciones estructurales.

El caso de la región Caribe añade una capa distributiva: El traslado de sobrecostos a usuarios vulnerables.

Conclusión: OE1 cumplido.

OE2. Evaluar, por etapa, la contribución a la oferta y al precio promedio.

Resultados por eslabón:

- **Generación.** Baja cuota local y uso intensivo de térmicas incrementan el precio marginal en la región; la entrada parcial de Hidroituango alivió temporalmente el spot, pero no resolvió la brecha estructural.
- **Transmisión.** Cuellos de botella y atrasos en refuerzos (evacuación de parques eólicos de La Guajira) elevan ATR y pérdidas.
- **Distribución.** Red obsoleta y pérdidas técnicas/no técnicas sostienen costos altos; SAIDI/SAIFI por encima de la media confirman que su calidad es deficiente.
- **Comercialización.** Exposición al spot y cartera diferida (opción tarifaria) presionan tarifa; crisis financieras 2023–2024 evidencian fragilidad.

Discusión. La división y separación de las etapas confirman un efecto acumulativo: cada una de ellas suman fricciones que, integradas, elevan el Costo Unitario de la Región Caribe.

Conclusión: OE2 cumplido.

OE3. Estudiar el efecto diferencial de la volatilidad en la Costa Caribe vs. otras regiones

Resultados.

El diferencial persistente del CU (Costo Unitario) de la región Caribe respecto al promedio nacional, en términos de ATR es más alto para esta región, generando mayores pérdidas y una elevada exposición a spot.

- La región importa gran parte de su demanda desde centros hidráulicos andinos; cuando el spot sube, el impacto local es más elástico.

Discusión. Los datos respaldan que la hipótesis de asimetría territorial es apropiada ya que faltan las etapas de generación y transmisión en esta región lo que genera que la volatilidad se amplifique y se traslade.

Conclusión: OE3 cumplido.

OE4. Explorar alternativas de generación que promuevan equidad tarifaria

Resultados.

- El potencial eólico/solar de La Guajira y Cesar es elevado, pero su aporte efectivo depende de la infraestructura de transmisión desde estos departamentos hacia los demás y de la adecuada gestión social de estos proyectos.
- La generación distribuida y medición avanzada podrían reducir pérdidas y aliviar picos locales, si se acompaña con regularización de usuarios subnormales.

Discusión. Sin redes y gobernanza social, el potencial renovable no se monetiza en tarifa.

La evidencia sugiere priorizar refuerzos PET-UPME, soluciones behind the meter (sistema de generación, almacenamiento o consumo de energía que se encuentra en el lado del cliente) y esquemas de compensación por pérdidas.

Conclusión: OE4 cumplido.

OE5. Formular recomendaciones para su incorporación al marco regulatorio

Resultados de la síntesis.

- Portafolios de cobertura como PPAS (Contratos a largo plazo entre productor de energía y un comprador) junto con coberturas financieras para estabilizar el componente de generación.
- Refuerzos de red (corredores entre la región Caribe y el interior del país junto con la ampliación de parques eólicos y solares) como condición necesaria para bajar la volatilidad ATR.
- Plan de pérdidas con metas graduales y regularización de usuarios subnormales y garantizar que el despliegue AMI (Infraestructura de medición avanzada limitada a un área o a un grupo de usuarios específicos) este correctamente focalizado.
- **Fondo de estabilización tarifaria** transitorio para regiones con déficit de acceso a energía eléctrica, alineados con la literatura de estabilidad de precios y equidad.

Discusión. Las propuestas se derivan directamente de la evidencia y son coherentes con el marco conceptual (costo marginal de largo plazo, confiabilidad y diseño distributivo).

Conclusión: OE5: cumplido.

Conveniencia de la investigación

Los resultados entregan **insumos accionables** para política pública (rutas de estabilización y criterios de priorización de inversión), para empresas (gestión de cartera, pérdidas y coberturas) y para usuarios (mejoras de calidad y asequibilidad). Se verifica la **utilidad práctica** anunciada en la conveniencia: el estudio produce criterios para **decidir** (qué reforzar, dónde, con qué instrumentos) y para **ordenar** una transición justa en la región.

Coherencia con el marco teórico

Los hallazgos son consistentes con:

- Estructura fina de precios con “*spikes*” y no linealidades (procesos con saltos, regímenes): los picos observados durante ENSO y choques de oferta son justos de acuerdo con los inconvenientes encontrados en el sistema.
- Diseño de mercado: el cargo por confiabilidad asegura energía firme, pero sin generación local suficiente puede no corregir sobrecostos regionales.
- Equidad tarifaria: sin fondos de estabilización y tratamiento diferenciado de pérdidas/ATR, la tarifa puede volverse regresiva en regiones vulnerables.

En conclusión, la teoría explica los datos y los datos confirman la teoría.

Eventos Clave

Introducción

Los siguientes eventos clave permiten demostrar de manera comparativa y analítica los resultados obtenidos en relación con los objetivos específicos del estudio. Cada evento sintetiza la evolución de las principales variables analizadas: la volatilidad del precio spot de la energía, los diferenciales tarifarios entre la región Caribe, el promedio nacional, y los hitos históricos o regulatorios que han marcado el comportamiento del sistema eléctrico colombiano. El análisis realizado por cada evento complementa la discusión teórica desarrollada en el marco del proyecto, facilitando una comprensión de las tendencias y relaciones que explican la persistente inequidad tarifaria en la Costa Caribe.

- **Evento clave 1. Volatilidad del spot (desv. estándar y CV) 2019–2025 con marcación de episodios ENSO.**

Análisis

El evento demuestra que la tendencia creciente del precio spot promedio de la energía entre 2019 y 2025, genera picos más pronunciados en los años de mayor afectación climática por el fenómeno de El Niño (2019–2020) y una leve estabilización posterior a 2023. La volatilidad del mercado (expresada como desviación estándar del precio) evidencia una correlación directa con estos periodos, lo que demuestra la alta dependencia hidroeléctrica y la sensibilidad del sistema frente a las variaciones hidrológicas. De acuerdo a este análisis se valida el objetivo general del

estudio, al reflejar la necesidad de mecanismos regulatorios que mitiguen las fluctuaciones derivadas de los eventos climáticos extremos.

- **Evento clave 2. Diferencial de CU Caribe vs. nacional (componentes: generación, ATR, pérdidas).**

Análisis

En este evento se evidencia que existe un diferencial sostenido entre el costo unitario (CU) promedio de la región Caribe y el del promedio nacional durante el periodo 2021–2025. Mientras el CU nacional crece moderadamente de 600 a 740 COP/kWh, el de la región Caribe se incrementa de 750 a 940 COP/kWh, consolidando una brecha estructural superior al 25%. Este comportamiento se relaciona con mayores pérdidas técnicas, sobrecostos de transmisión (ATR) y una infraestructura de distribución menos eficiente, tal como se planteó en los antecedentes y descripción del problema. Los resultados confirman el tercer objetivo específico, al demostrar cuantitativamente el efecto diferencial de la volatilidad tarifaria en la región Caribe frente a otras zonas del país.

- **Evento clave 3. Línea de tiempo de hitos históricos**

Análisis

En este evento se presentan los principales hitos regulatorios y operativos del sector eléctrico colombiano desde el apagón nacional de 1992 hasta las nuevas políticas regulatorias previstas para 2025. También se logró evidenciar que la sucesión de reformas estructurales (Ley 143

de 1994), crisis operativas (Electricaribe 2010–2016), retrasos en proyectos clave (Hidroituango 2018) y las recientes intervenciones en empresas distribuidoras (Air-e y Afinia) generaron que esta cronología permita comprender que la evolución histórica de las causas que sostienen la problemática central, cumplen a cabalidad con el segundo objetivo específico sobre la evaluación de los impactos en cada etapa del proceso energético.

Conclusiones Eventos Claves

- El análisis del conjunto de eventos presentados refleja la complejidad del sistema eléctrico colombiano y la persistente desigualdad tarifaria en la Costa Caribe.
- El análisis argumentativo presentado respalda empíricamente los hallazgos del proyecto, mostrando que la volatilidad de precios responde a factores estructurales, regulatorios y climáticos.
- La comparación entre regiones confirma la necesidad de fortalecer la generación diversificada, mejorar la infraestructura de distribución y revisar los mecanismos de formación de precios para garantizar la equidad energética nacional.

Limitaciones y validez

- **Medición:** Algunas cifras de pérdidas y cartera se reportan por empresa y trimestre; lo que mitigó la triangulación de fuentes oficiales.
- **Causalidad:** El diseño no experimental impide inferencias causales estrictas; se privilegió coherencia temporal y robustez descriptiva.

- **Generalización:** Las conclusiones aplican con mayor fuerza a sistemas hidro-térmicos y regiones deficitarias como el Caribe.

Conclusiones generales

1. La volatilidad tarifaria en la Costa Caribe es el resultado de la superposición de tres planos: choques climáticos (ENSO), cuellos estructurales (déficit de generación local y congestión de transmisión) y fricciones distributivas (pérdidas y morosidad). Ningún plano, por sí solo, explica el fenómeno; su interacción sí.
2. El diseño regulatorio vigente (marginalista con cargo por confiabilidad) estabiliza la firmeza de largo plazo, pero no internaliza los sobrecostos locales del Caribe; en presencia de congestión y pérdidas altas, el usuario formal absorbe un precio “todo incluido” superior al nacional.
3. La equidad tarifaria requiere políticas de diferenciación territorial: refuerzos de red priorizados, metas de pérdidas alcanzables con regularización de usuarios subnormales y fondos de estabilización que aislen a los más vulnerables de los picos del spot.
4. El potencial renovable del Caribe (eólico/solar) sólo rebajara la tarifa si esta se acompaña de capacidad de evacuación, transmisión, gestión social y mecanismos de contratación de largo plazo que trasladen el menor costo a los usuarios regulados.

5. Para acotar la volatilidad, la ruta más costo-efectiva combina:

- Portafolio de coberturas y PPAs
- PET con énfasis Caribe-interior y evacuación de renovables
- AMI + plan de pérdidas con regularización.
- Gobernanza financiera (cartera, subsidios).
- Mecanismos de Regulación de Usuarios Subnormales transitorios. Estas medidas son coherentes con la literatura internacional y con la evidencia local analizada.

Referencias

Libros:

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). (2021). Consulta Previa.

Barndorff-Nielsen, O. E., Benth, F. E., & Veraart, A. E. D. (2013). Modelling energy spot prices by volatility-modulated Lévy-driven Volterra processes. *Bernoulli*, 19(3), 803–845.

Borenstein, S., & Bushnell, J. (2015). The U.S. electricity industry after 20 years of restructuring. *Annual Review of Economics*, 7, 437–463.

Botero, J. P., García, J., & Velásquez, H. (2016). Efectos del cargo por confiabilidad. *Cuadernos de Economía*, 35(68), 491–519.

Bouzarovski, S., & Petrova, S. (2015). A global perspective on domestic energy deprivation. *Energy Research & Social Science*, 10, 31–40.

Conejo, A. J., Carrion, M., & Morales, J. (2010). *Decision making under uncertainty in electricity markets*. Springer.

De Vries, L., & Heijnen, P. (2008). The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms. *Utilities Policy*, 16(3), 215–227.

Elsevier. (s. f.). Scopus [Base de datos de resúmenes y citas]. Recuperado de <https://www.scopus.com/home.uri>

- Geman, H., & Roncoroni, A. (2006). Understanding the fine structure of electricity prices. *The Journal of Business*, 79(3), 1225-1261.
- Hernández-Sampieri, R., Fernández-Collado, C., & Baptista, P. (2014). Metodología de la investigación (6.ª ed.). McGraw-Hill Interamericana
- Joskow, P. L. (2008). Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*, 29(2_suppl), 9-42.
- Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2018). *Fundamentals of power system economics*. John Wiley & Sons.
- Lucia, J. J., & Schwartz, E. S. (2000). Electricity prices and power derivatives. *Evidence from the Nordic Power Exchange. Forthcoming in Review of Derivatives Research*.
- Newbery, D. (2005). Electricity liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design. *The Energy Journal*, 26(1_suppl), 43-70.
- Ocampo, D. (2021, marzo). Innovación organizacional. [Diapositiva 20-21]. Material no publicado
- Oren, S. S. (2003). Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets.
- Pérez-Arriaga, I. J., & Batlle, C. (2012). Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1(2), 3-18.
- Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International journal of forecasting*, 30(4), 1030-1081.

Stoft, S. (2002). Power system economics. IEEE Press & Wiley-InterScience. [http://dx. doi.
org/10.1109/9780470545584](http://dx.doi.org/10.1109/9780470545584).

Leyes, informes y resoluciones:

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). (2021). Tablero control consulta previa.

ANLA. https://www.anla.gov.co/01_anla/proyectos/mecanismos-de-participacion-ciudadana-ambiental/tablero-control-consulta-previa

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2014). Resolución CREG 0179 de 2014: Cargos por uso por nivel de tensión.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0179_2014.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2022). Resolución CREG 101-027 de 2022. Gestor Normativo CREG.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-27_2022.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2023). *Concepto 2555 de 2023*.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0002555_2023.htm

Congreso de la República de Colombia. (1994). *Ley 142 de 1994: Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones*. <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30019356>

Congreso de la República de Colombia. (1994). *Ley 143 de 1994: Por la cual se establece el*

régimen del servicio público de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631>

Congreso de la República de Colombia. (2023). *Decreto 1276 de 2023*. Gestor Normativo – CREG.

<https://faolex.fao.org/docs/pdf/col221345.pdf>

Departamento Nacional de Planeación DNP. Unión Temporal Ernst & Young Servicios Públicos Domiciliarios (29 de Mayo de 2018). Evaluación de resultados de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios en temas de energía eléctrica en el país. Departamento Nacional de Planeación DNP.

https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Sinergia/Documentos/Evaluacion_Politica_Servicios_Publicos_Domiciliarios_Energia_Electrica_Documento.pdf

Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2025). *Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV) 2024: Población campesina*. Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2024>

Fundesarrollo. (2023). Dinámica tarifaria y calidad del servicio en la región Caribe.

<https://www.fundesarrollo.org.co/2023/01/06/el-caribe-el-mas-golpeado-por-el-alza-de-los-precios>

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2023). Monitoreo del fenómeno ENSO y su impacto en Colombia. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.

<http://archivo.ideam.gov.co/web/guest>

National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). (2023). El Niño 3.4 index. NOAA Climate Prediction Center.

https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). (2018). Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2017 . Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. [https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-](https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/diagnosticodecalidad2017_version_06072018_1%20%281%29.pdf)

[files/diagnosticodecalidad2017_version_06072018_1%20%281%29.pdf](https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/diagnosticodecalidad2017_version_06072018_1%20%281%29.pdf)

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). (2024). Boletín tarifario de energía eléctrica: Julio-septiembre, 2024. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-tarifario-de-energia-tercer-trimestre-de-2024.pdf>

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2023). INFORME DE SEGUIMIENTO No. 10 SEGUNDO TRIMESTRE 2023. Superservicios.

<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Anexo-1-seguimiento-a-los-indicadores-Aire-segundo-trimestre-2023.pdf>

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, (. (2022). INFORME SECTORIAL DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2022. Bogotá D.C .

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-sectorial-de-la-prestacion-del-servicio-de-energia-2022.pdf>

Trespalacios, A. , Vélez, L.G. , Franco, L.E. , Carrasquilla, F. , Palacios, Y. y Giraldo, E. 2024.
Análisis de la afectación del precio spot de energía eléctrica en Colombia debido al retraso del
proyecto hidroeléctrico Ituango . Revista de Economía Institucional. 27, 52 (dic. 2024), 285–317.
DOI:<https://doi.org/10.18601/01245996.v27n52.10>.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). ((s.f.)). Plan de Expansión de Transmisión -
PET. UPME – Planeación Energética. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-de-expansion-de-transmision/>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2005). Plan de expansión de referencia
generación-transmisión 2005–2019. Biblioteca Digital UPME.
<https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1030>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2010). Plan de Expansión de Referencia
Generación-Transmisión 2010-2024. Biblioteca Digital UPME.
https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Impresos/Plan_Expansion_Referencia_2010-2024.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2020). Plan de Expansión de Referencia
Generación- Transmisión 2020-2034. Repositorio Institucional del Ministerio de Minas y
Energía-UPME.
https://minenergia.gov.co/documents/6450/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_Plan_de_Expansi%C3%B3n_2020-2034_VF.pdf

UPME. (2023). Reporte de generación y demanda de energía eléctrica. Unidad de Planeación
Minero-Energética. <https://www.upme.gov.co>

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2025). *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2020–2024 S1*

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2025). Boletín Estadístico de Minas y Energía 2020–2024 S1. Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Boletin-estadistico/Boletin_Estadistico_2020-2024_S1VF_Abril_VFD-07abr25.pdf

Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD). (2022). Informe de Gestión 2022. Portal de la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD) . <https://portal.gestiondelriesgo.gov.co/Documents/Atencion-al-Ciudadano/INFORME-DE-GESTION-2022-SERVICIO-AL-CIUDADANO.pdf>

XM.(2023). Informe operativo y de mercado eléctrico.XM Compañía de Expertos en Mercados. <https://www.xm.com.co>

XM Administradores del mercado eléctrico. (2023). Reporte Integral de Sostenibilidad, Operación y Mercado. XM Administradores del mercado eléctrico. <https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Reporte%20Integral%20de%20Sostenibilidad>

XM S.A. E.S.P. ((s.f)). Precio de bolsa y escasez. XM S.A. E.S.P.. <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/precio-de-bolsa-y-escasez>

- XM. (2020). Reporte de información periodos de carga por nivel de tensión - Resolución CREG 015-2018. <https://www.xm.com.co/noticias/2174-reporte-de-informacion-periodos-de-carga-por-nivel-de-tension-resolucion-creg-015>
- XM S.A. E.S.P. (2018). Informe Operación del SIN y Administración del Mercado. XM S.A E.S.P. <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-de-la-operacion-y-el-mercado/informe-operacion-del-sin-y-administracion-del-mercado>
- XM. (2021). Reporte de información periodos de carga por nivel de tensión - Resolución CREG 015-2018 (periodo abril 2020-marzo 2021). <https://www.xm.com.co/noticias/2180-reporte-de-informacion-periodos-de-carga-por-nivel-de-tension-resolucion-creg-015>
- XM S.A. E.S.P. (2022). Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2022. XM Sumamos energía, sumamos Pasión. <https://informeanual.xm.com.co/index.html>

Fuentes periodísticas

- El País (2024, 2025). Intervención/ciberataque y deudas sectoriales en la Costa.
- La República (2021). Hidroituango y señales tarifarias.
- La Pulla – El Espectador (2021a; 2021b). Documentales sobre Hidroituango y efectos sistémicos.