



Unidad de Planeación
Minero Energética



Necesidades, Retos y Soluciones para un Futuro Sostenible:

COMPENSADORES SÍNCRONOS

como Elemento de Flexibilidad
en la Transición Energética

Artículo de Discusión

Noviembre de 2024





**Unidad de Planeación Minero Energética -
UPME**

Carlos Adrián Correa Flórez
Director General

José Lenin Morillo Carrillo
Subdirector de Energía Eléctrica

Carlos Arturo Saldarriaga Cortés
Asesor Dirección General

Andrés Felipe Peñaranda Bayona
Asesor Dirección General

Héctor Andrés Rosero Becerra
Asesor Dirección General

Edgar Ruben Muela Velasco
Profesional Especializado-
Subdirección de Energía Eléctrica

Linda Cárdenas Ramírez
Asesora de Comunicaciones

Diego Peñaranda Juyó
Diseño y Diagramación



En el panorama mundial del uso de la energía, nos encontramos con dos realidades contrastantes: 1) los entornos desarrollados, donde el consumo energético excesivo ha llevado al planeta a un estado de deterioro crítico, y 2) los entornos empobrecidos, donde la falta de acceso adecuado a la energía impide garantizar condiciones de vida digna para las poblaciones allí presentes. Las dinámicas de consumo excesivo, ineficiente e inequitativo han llevado a un importante crecimiento del consumo de energía a nivel mundial [1] y, por ende, a una mayor presión sobre los recursos naturales [2], [3] y las fronteras planetarias [4]. Infortunadamente, esto no ha garantizado el cubrimiento de las necesidades básicas de subsistencia para amplios sectores de la población, quienes, a su vez, sufren de manera desproporcionada los efectos del cambio climático [5], [6]. Ante esta situación, surge una pregunta:

¿Cómo podemos fomentar el desarrollo social que permita el uso de recursos energéticos y naturales en límites seguros de operación, sin comprometer la salud del planeta y asegurando condiciones de vida digna para esta y las futuras generaciones?

Este es el verdadero reto de la Transición Energética (TE), la cual debe aspirar a mucho más que un simple cambio tecnológico. Es fundamental repensar el papel de la tecnología, la sociedad y la idea de progreso para construir un futuro sostenible y equitativo.

Cada país, según su contexto, debe desarrollar una TE que se ajuste a su realidad, necesidades económicas y sociales, y a su responsabilidad histórica en el cambio climático, de forma que, en articulación con los demás países, se pueda lograr el objetivo común de descarbonizar la economía mundial, recuperar los ecosistemas globales y superar las falencias del desarrollo social, satisfaciendo las necesidades básicas de la población. Es por esto, que en Colombia se ha propuesto el

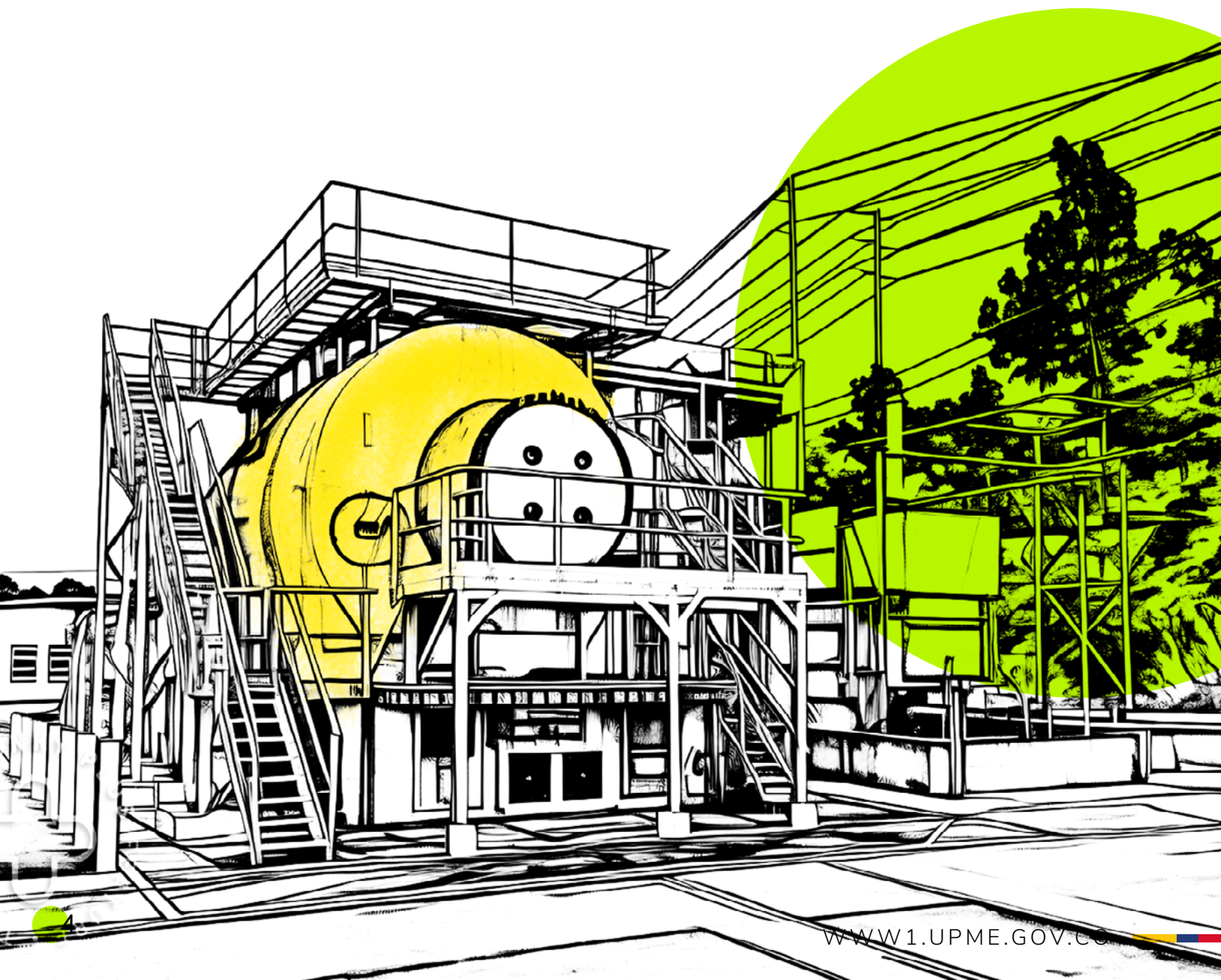
desarrollo de una Transición Energética Justa (TEJ), la cual debe ser entendida como una transformación del sector energético que permita involucrar a la ciudadanía de forma integral. Este enfoque no solo busca la participación activa de la comunidad en los beneficios de la cadena de suministro de la energía, sino también **transitar hacia nuevos paradigmas en torno a la producción, consumo e inversiones asociadas al mundo de la energía.**

Para lograr lo anterior, es necesario ampliar el círculo de discusión, incorporando y articulando una diversa gama de saberes para fomentar el debate tanto a nivel de la población general como a nivel experto. Por tal razón, este artículo busca contribuir a la discusión sobre algunos retos técnicos asociados a la TEJ y presentar los avances que ha realizado la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en el marco de la estrategia denominada **Misión Transmisión**, como la estrategia más ambiciosa y transformadora para la actualización y modernización del sistema eléctrico colombiano en las últimas décadas, y partiendo de un escenario de retraso material y tecnológico de la infraestructura de transmisión. Es necesario resaltar que, si bien los retos técnicos son solo una parte de los diferentes aspectos fundamentales que deben ser considerados en los procesos de transición, son una pieza clave en su viabilización y éxito.

Antes de profundizar en los detalles, es esencial proporcionar una visión general del presente documento para que las personas interesadas comprendan claramente su contenido. En primer lugar, en la sección 1 se presenta un breve contexto que aborda la necesidad de una transición energética desde perspectivas económica, técnica y ambiental, así como los impactos de no realizarla de manera oportuna y disruptiva. A continuación, en las secciones 2 y 3 se delimitan los principales conceptos y desafíos técnicos relacionados con la masificación del uso de Fuentes

No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), posteriormente en la sección 4 se profundiza en los principales conceptos asociados al funcionamiento de los Compensadores Síncronos (CS) y su aplicación en el fortalecimiento de la red eléctrica y la masificación de FNCER. Finalmente, en la sección 5 se exponen algunas de las soluciones identificadas y propuestas por la UPME hasta la fecha y en la sección 6 se presentan las principales conclusiones.

Dado que el objetivo principal de este artículo es establecer fundamentos claros y esenciales para fortalecer las discusiones sobre la Transición Energética Justa. Se espera que el contenido sea accesible para todo tipo de público, por lo cual se recomienda el siguiente enfoque de lectura: 1) Secciones 1-3 para todo tipo de público, 2) Secciones 3-6 para profesionales del ámbito energético interesados en los aspectos técnicos de la integración de FNCER en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y 3) Secciones 5-6 para expertos del sector energético que deseen conocer los avances de la UPME en la infraestructura para la flexibilidad operativa del SIN.



1. TRANSICIÓN ENERGÉTICA, UNA NECESIDAD PARA COLOMBIA QUE HA PASADO DE IMPORTANTE A URGENTE: CONTEXTO



La Transición Energética es un proceso que debe desarrollarse tanto a nivel mundial como nacional debido a los impactos globales del cambio climático. Estos impactos afectan el equilibrio biológico del planeta y la vida, especialmente en países tropicales como Colombia. Además, es necesario que el país se adapte técnica y económicamente a estos cambios, ya que las variaciones climáticas extremas pueden afectar el abastecimiento energético y la productividad nacional.

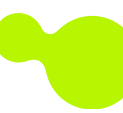
Para comprender con mayor profundidad la necesidad de la transición, es esencial analizar las siguientes tres aristas principales: 1) los impactos medioambientales asociados al cambio climático, las emisiones de gases de efecto invernadero y el uso adecuado de los recursos; 2) las necesidades técnicas asociadas a la diversidad y seguridad energética; y 3) las problemáticas económicas, que implican la creación de nuevos nichos de negocio, la modernización del mercado y la energía como un motor de desarrollo. A continuación, se discutirán estos puntos en detalle.

1.1. Aspectos Medioambientales y Cambio Climático

Las variaciones promedio de temperatura se acercan a los límites críticos que, según la ciencia, el planeta puede soportar para man-

tener la vida tal y como la conocemos [7], [8]. Según la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica de EEUU (NOAA por sus siglas en inglés), el año 2023 no solo fue el más cálido en los últimos 42 años, sino que también presentó un comportamiento muy distante de los valores esperados [9]. Es preocupante el hecho de que las temperaturas globales continúan aumentando, con el primer semestre de 2024 alcanzando temperaturas récord en varias regiones (ver **Fig. 1.1.a**).

Adicionalmente, la NOAA ha alertado que estas temperaturas extremas pueden exacerbar los efectos del fenómeno de El Niño [10], incrementando la frecuencia e intensidad de las sequías. Tal y como se observa en la **Fig. 1.1.b**, desde 1980 las anomalías de temperatura han implicado calentamientos superiores a los valores promedio, y las condiciones asociadas al fenómeno de El Niño (barras rojas) han incrementado paulatinamente su intensidad en términos de calentamiento. Esto es un aspecto crítico para países como Colombia, pues no solo afectará el equilibrio biológico de los ecosistemas y microclimas de su territorio, la disponibilidad de agua para el consumo humano y la agricultura, sino que también tendrá un impacto cada vez más fuerte en la generación hidroeléctrica, de la cual el país depende en gran medida. La adaptación a estos cambios es crucial para mitigar los efectos adversos en la economía y la población del país.



Daily Sea Surface Temperature, World (60°S–60°N, 0–360°E)

Dataset: NOAA OISST V2.1 | Image Credit: ClimateReanalyzer.org, Climate Change Institute, University of Maine

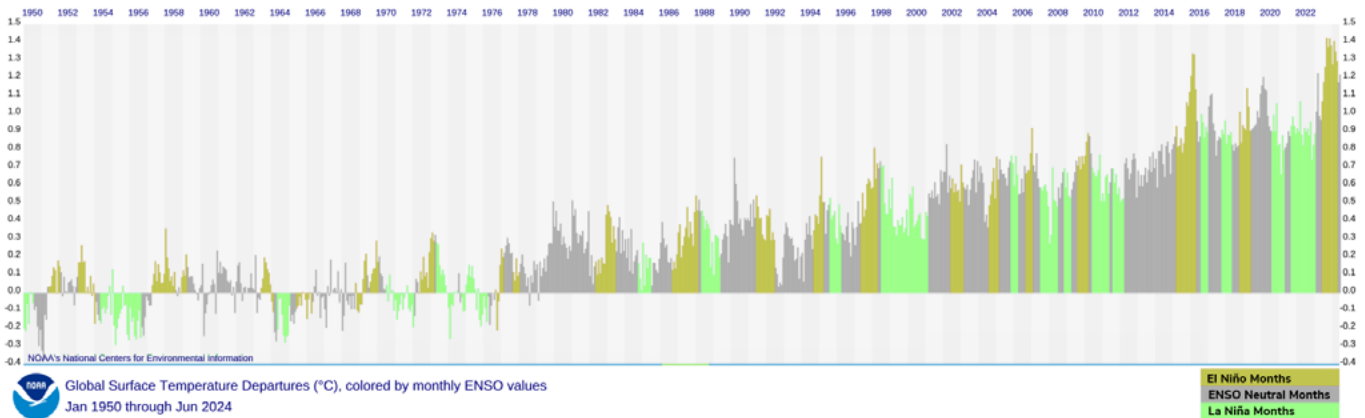
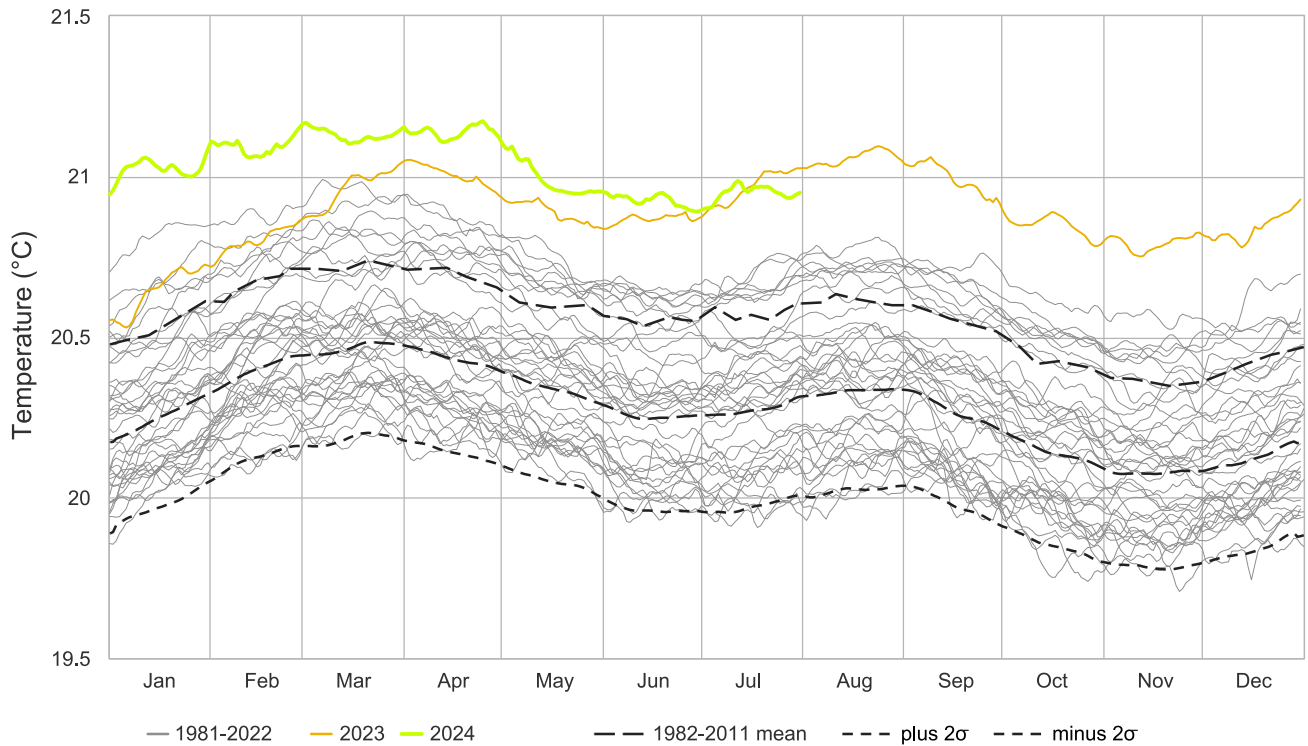


Figura 1.1: (a) Temperatura de la superficie del océano desde 1982 hasta 2024 [9]; (b) Anomalías de la temperatura mensual global desde 1950 [10]. Fuente: NOAA

1.2. Aspectos Técnicos de la Dependencia Hidro-Térmica

Como se mencionó en la sección anterior, el sistema eléctrico colombiano tiene una alta dependencia de la hidroelectricidad, lo cual lo

hace altamente vulnerable ante fenómenos de sequía extrema como El Niño. En la Fig. 1.2, se presenta la matriz de generación eléctrica actual del país. Esta tiene una composición que corresponde a un 65,42% hidroelectricidad (13.2GW), un 29.99% termoelectricidad (6.05GW), del cual el 68.37% utiliza gas natural y el 25.19% utiliza carbón, y un 4.59% de FNCER compuesto en su gran mayoría por energía solar fotovoltaica y un porcentaje minoritario de energía eólica terrestre.



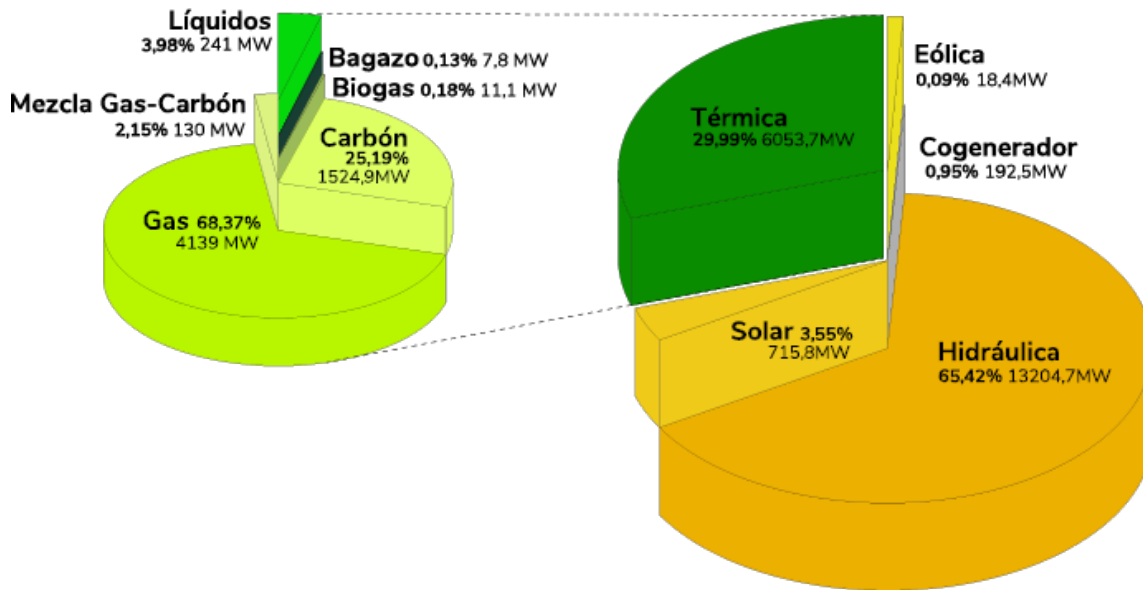


Figura 1.2: Matriz de generación eléctrica colombiana 2024. Elaboración propia, Fuente: Sinergox-XM actualizado a abril del 2024

Históricamente, el país ha desarrollado un sistema eléctrico con una composición totalmente hidro-térmica, tal y como se muestra en la Fig. 1.3, donde la única alternativa durante períodos de sequía es el uso de combustibles fósiles. Este enfoque es problemático, ya que el consumo de fósiles no solo exacerba el problema climático al contribuir a que las sequías futuras sean cada vez más severas, sino que también genera desafíos en el suministro de combustibles y hace más costosa la operación del sistema. Como se muestra en la Fig. 1.4, durante épocas de sequía, el consumo de gas natural puede llegar a duplicarse debido a la alta demanda del parque generador, lo que ha llevado a situaciones de escasez e incluso de racionamiento de gas natural en el pasado [11] y también lleva a depender de generación más costosa.

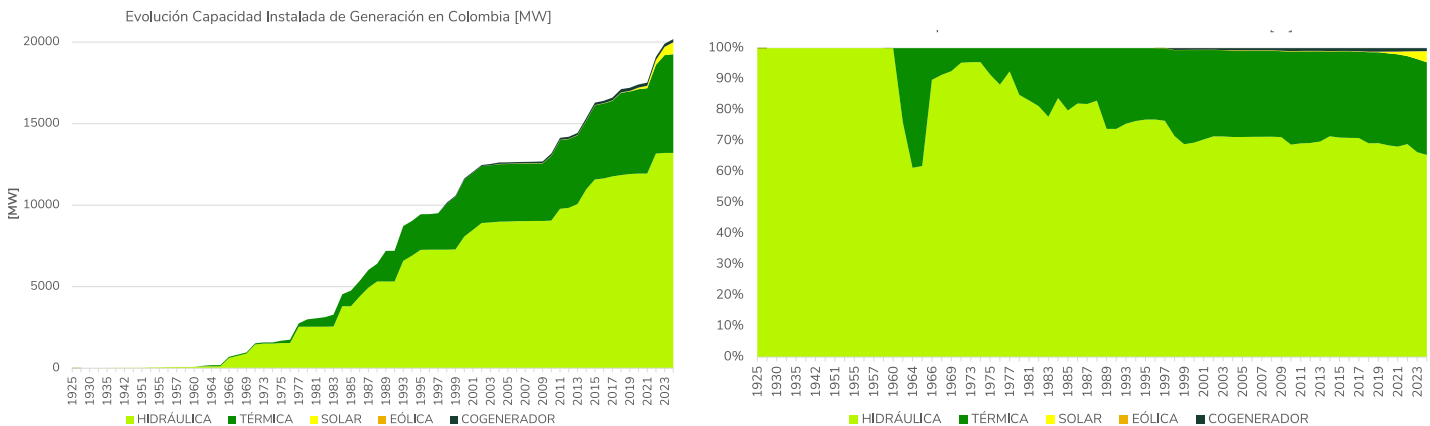


Figura 1.3: Evolución de la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica colombiana desde 1925 hasta 2024; (izq) capacidad instalada neta en MW; (der) composición porcentual. Elaboración propia, Fuente: Sinergox-XM

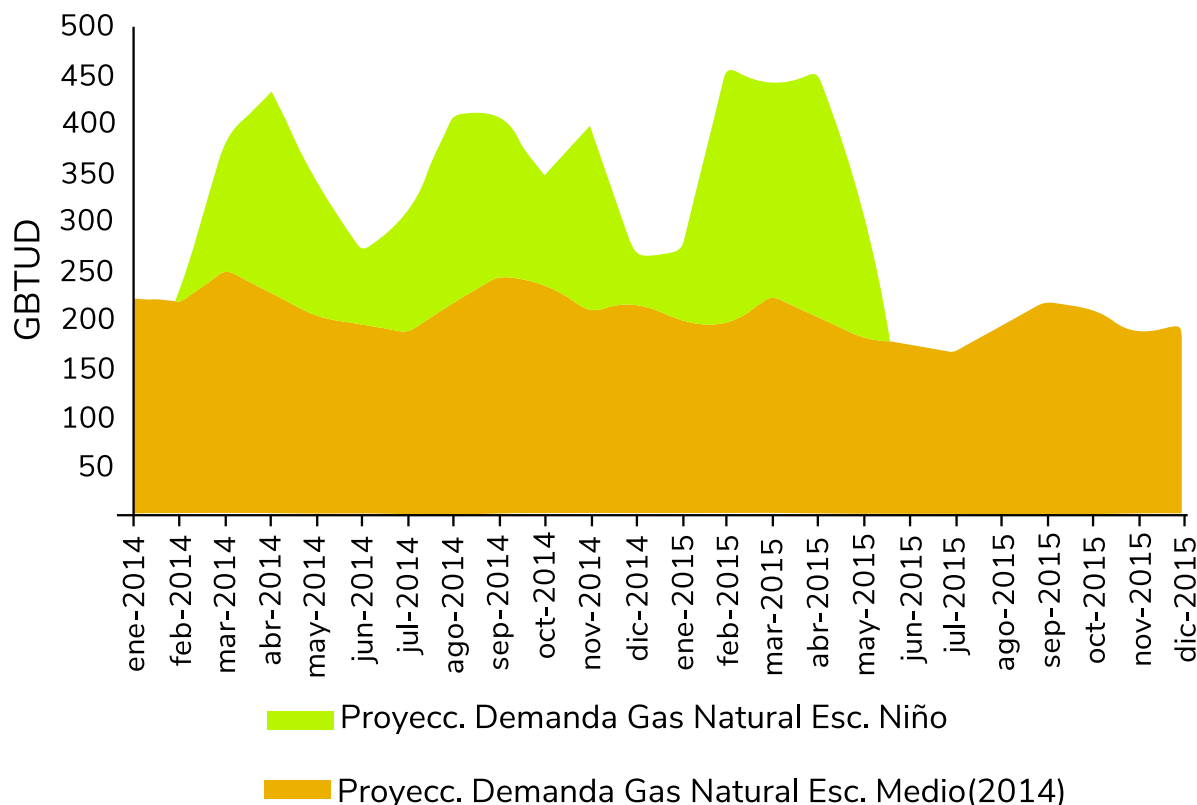
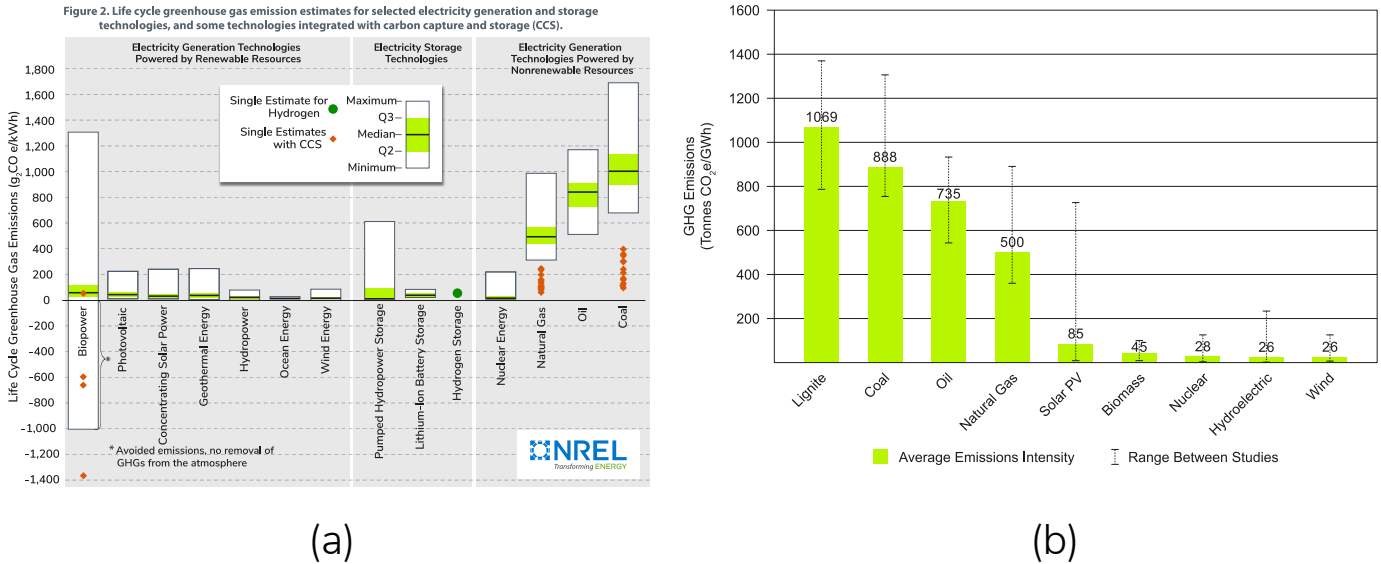


Figura 1.4: Consumo de gas natural bajo condiciones normales (verde) y de sequía (naranja) por efecto de El Niño 2014-2015 [12], Fuente: UPME

Aunque es innegable que el parque de generación térmico ha sido crucial para garantizar abastecimiento y confiabilidad, en el contexto de cambio climático actual y de costos para la operación del sistema, se debe repensar la conveniencia de su dependencia exclusiva para compensar la disminución de hidroelectricidad en periodos secos. La TE se plantea la manera apropiada, gradual, segura y económica de avanzar en la sana y postergada diversificación de la matriz, se plantea también las alternativas para reducir la dependencia de las tecnologías basadas en la quema de combustibles fósiles, fomentando su sustitu-

ción gradual por tecnologías modernas que garanticen un ciclo de vida con el menor impacto posible en términos de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). En la **Fig. 1.5**, se muestran estimaciones de emisiones de GEI realizadas por diferentes agencias de carácter internacional, allí se observa que las FNCER presentan estimaciones de GEI en su ciclo de vida considerablemente inferiores a las de las tecnologías de generación a partir de fuentes fósiles [13]-[15], por lo tanto, resulta deseable que la diversificación de la matriz de generación eléctrica del país busque priorizar la participación de las FNCER.



(a) (b) Lifecycle GHG emissions, in g CO₂ eq. per kWh, regional variation, 2020

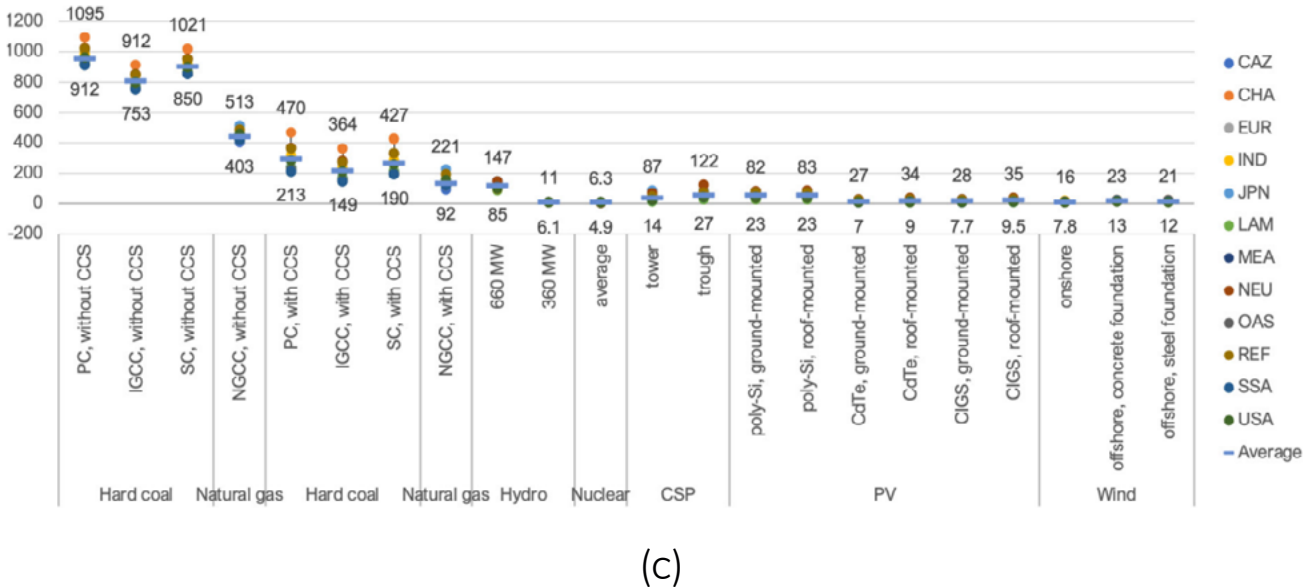


Figura 1.5: Estimación del ciclo de vida de las emisiones de GEI para tecnologías de generación de electricidad; (a) NREL [13], (b) WNA [14] (c) UNECE [15].

Un aspecto crucial que no se puede dejar de mencionar, es que no existe ningún medio de producción de energía que pueda catalogarse como 100% limpio, pues siempre existirá un impacto nocivo para la salud del planeta, en especial cuando se trata de transformaciones y usos de energía a gran escala como las requeridas a nivel mundial en la actualidad. Por lo tanto, es fundamental insistir en la importancia del **uso ético y consciente de la energía**, entendiendo que progreso no necesariamente es sinónimo de consumo indefinidamente creciente.

1.3. Aspectos Económicos, Riesgos de la Dependencia Hidro-Térmica y Oportunidades de la TEJ

Es importante resaltar que, aunque en Colombia la matriz de generación eléctrica puede ser considerada de bajas emisiones debido a su alto contenido de hidroelectricidad (siempre y cuando no existan condiciones de sequía), esta misma afirmación no es válida cuando se habla de la matriz energética. Ya que la matriz energética abarca todas las fuentes de energía utilizadas para diversas

actividades, como el transporte, la industria y el agro, entre otras; mientras que la matriz de generación eléctrica se refiere solo a las fuentes utilizadas para producir electricidad¹. En Colombia, la matriz energética tiene una alta dependencia de combustibles fósiles, mostrando una participación mayoritaria de combustibles como el petróleo (43.1%), el gas natural (22.6%) y el carbón (10%), tal y como se observa en la **Fig. 1.6.a**. Esta situación expone al país a riesgos de tipo ambiental, energéticos y económicos.

En la **Fig. 1.6.b** se presentan las emisiones equivalentes de CO₂ de Colombia, note que el sector energético es responsable del 35% de las emisiones de GEI ocupando el segundo lugar después del sector Agricultura, Silvicultura y Otros Usos de la Tierra (AFOLU por sus siglas en inglés), el cual es responsable del 55%. Es de resaltar, que el sector AFO-

LU en Colombia enfrenta retos para afrontar la descarbonización, pues la relación entre el uso de la tierra, la alta concentración de la misma, los costos de abatimiento, los tiempos extendidos y el conflicto armado dificultan su intervención directa a la velocidad requerida [16], [17]. A esto se suma el alto consumo de combustibles fósiles en sectores como el transporte y la industria, que contribuye significativamente a la contaminación del aire en zonas urbanas y genera graves problemas de salud pública [18]. En este contexto, el sector minero-energético tiene la responsabilidad de habilitar e impulsar alternativas energéticas y tecnológicas que permitan a los demás sectores acceder a energía poco contaminante y asequible -y más en un contexto en el que se espera electrificación creciente de múltiples actividades-, facilitando así el cumplimiento de sus metas de descarbonización y promoviendo un futuro más sostenible.

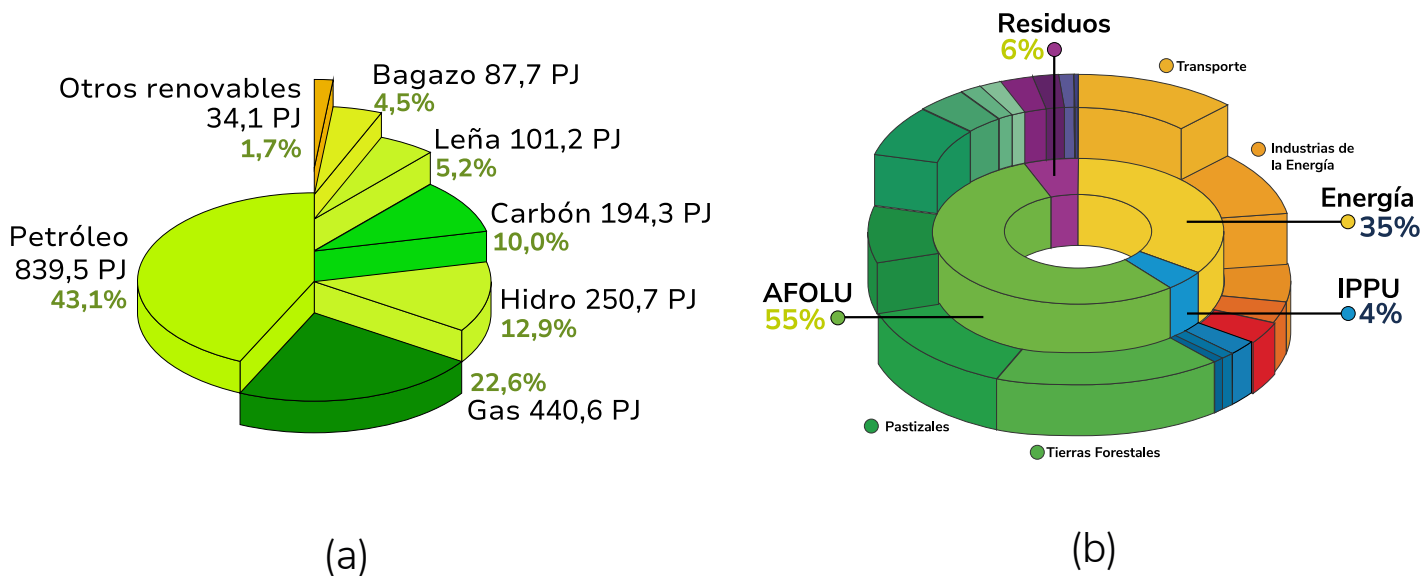


Figura 1.6: (a) Matriz energética colombiana 2022; (b) Emisiones GEI de Colombia 2022.
Fuente: (a) UPME; (b) IDEAM

1. En 2022, el consumo de energía eléctrica en Colombia fue de aproximadamente 78,900 GWh lo cual equivale a 284 PetaJoules, mientras que el consumo energético total del país en el mismo año fue de 1,948 PetaJoules.

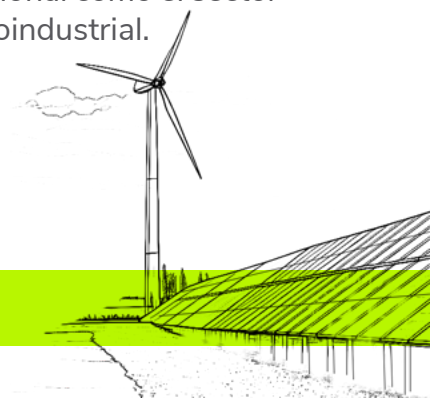
Por otro lado, a pesar de que Colombia es un país exportador de petróleo, depende energéticamente de las importaciones de combustibles derivados del petróleo, como gasolina y diésel, y también ha venido incrementando gradualmente su dependencia de importaciones de gas natural desde diciembre 2016 para abastecer las plantas de generación del Grupo Térmico de la costa, particularmente en periodos secos². Esta dependencia expone al país a la volatilidad de los precios internacionales de estos recursos y tiende a aumentar la vulnerabilidad del autoabastecimiento y la seguridad energética del país. Además, debido a los acuerdos internacionales relacionados con la mitigación del cambio climático, se anticipan reducciones en el consumo de petróleo a nivel mundial en las próximas décadas, cuya velocidad dependerá a la ambición internacional del cumplimiento de metas climáticas, y lo cual podría afectar significativamente los ingresos del país [19].

Esta situación subraya la necesidad de que Colombia diversifique su matriz energética y a la par, genere industrias que permitan reducir y compensar paulatinamente la dependencia fiscal, en balanza comercial, en PIB y en empleos, de las exportaciones de petróleo y carbón. Esto con el objetivo de mejorar la resiliencia y adaptabilidad del país ante los cambios inminentes provocados por el cam-

bio climático. En este contexto, la TEJ emerge como una oportunidad valiosa, pues el aprovechamiento de las FNCER y el desarrollo de encadenamientos productivos, como los asociados a la producción de hidrógeno y sus derivados (e.g. fertilizantes y combustibles sintéticos), son el caldo de cultivo para generar economías (circulares o no) que permitan la reindustrialización del país y el fortalecimiento de sectores claves como el agro y el transporte.

De igual forma, es crucial desarrollar industrias nacionales capaces de fabricar los equipos e insumos necesarios para la implementación de la nueva infraestructura energética, y por ende, la TEJ de nuevo se convierte en una oportunidad de formación de industria nacional y generación de empleo. En resumen, la energética es una de las múltiples transiciones que debe afrontar el país, ya que ofrece soluciones para mitigar los riesgos ambientales, económicos y técnicos que Colombia enfrentará en las próximas décadas. Y al mismo tiempo, brinda la oportunidad de aprovechar los círculos virtuosos asociados con la creación de nuevas industrias nacionales y empleos necesarios tanto para la implementación de las FNCER, como para la descarbonización y fortalecimiento de sectores claves en la economía nacional como el sector transporte y el sector agroindustrial.

2. LO QUE DEBES SABER SI DESEAS ENTENDER LOS RETOS TÉCNICOS DE LA TEJ: CONCEPTOS BÁSICOS



Para comprender los retos técnicos de la TEJ, es fundamental abordar una serie de conceptos clave que forman la base de los sistemas energéticos y eléctricos. En esta sección, se plantean preguntas cruciales que son esenciales para entender los fundamentos de la energía y su gestión: ¿Qué es la energía? ¿Cómo funciona el transporte de energía

eléctrica? ¿Cómo se produce la potencia activa y reactiva? ¿En qué consiste la operación de un sistema eléctrico de potencia? A través de estas preguntas, proporcionaremos las bases necesarias para facilitar una comprensión clara y detallada de los desafíos técnicos que enfrenta la TEJ y las soluciones que se están implementando para superarlos.

2. Desde el 2016 Colombia importa gas natural a través de la estación regasificadora de Cartagena - SPEC.

2.1. ¿Qué es la energía?

La energía es una propiedad fundamental del Universo que permite realizar trabajo y provocar cambios. Esta puede presentarse en diversas formas (e.g. térmica, química, eléctrica, entre otras) y transformarse de una a otra, pero no puede crearse ni destruirse, solo cambiar de forma, de acuerdo con el principio de conservación de la energía. Un aspecto fundamental que debe ser resaltado es que, según la segunda ley de la termodinámica, toda transformación de energía tiene un grado de irreversibilidad, lo que significa que los procesos de transformación de energía no pueden ser revertidos completamente sin dejar algún cambio en el entorno. En resumen, *no es posible transformar energía sin contaminar.*

Cuando se habla de energía eléctrica, se hace referencia a la forma de la energía que hace uso de campos electromagnéticos para producir el movimiento de cargas eléctricas a través de un material conductor y así transmitir y convertir energía en diversas formas utilizables, como luz, calor, y movimiento mecánico, entre otras. Esta es la forma de energía más utilizada debido a su facilidad y alta eficiencia para el transporte, conversión y aplicación en múltiples áreas.

Para comprender los aspectos asociados al comportamiento de la energía eléctrica, es necesario conocer el concepto de potencia eléctrica. Esta se define como la tasa o velocidad de cambio de la energía eléctrica (ΔE_e) en un periodo de tiempo (Δt), en otras palabras, la potencia eléctrica es la variación instantánea de la energía eléctrica.

Potencia_Elétrica = variación de la Energía_Elétrica con respecto al tiempo = $\Delta E_e / \Delta t$

La potencia eléctrica se compone de dos partes principales, la potencia activa y la potencia reactiva. La potencia activa es la que realiza el trabajo útil, es decir, es la que permite producir calor, luz o movimiento mecánico, esta se mide en Watts (W). Por otro lado, aunque la potencia reactiva no puede realizar ningún

tipo de trabajo útil, es la que permite la existencia oscilatoria de los campos eléctricos y magnéticos necesarios para el funcionamiento de los dispositivos de Corriente Alterna, y por ende resulta fundamental para garantizar las condiciones operativas requeridas para el correcto transporte de la energía eléctrica. La potencia reactiva se mide en Voltio-Amperios reactivos (VAR) y puede ser producida o consumida tanto por dispositivos pasivos tales como capacitores o inductores, como por equipos dinámicos como las máquinas eléctricas rotativas.

2.2. ¿Cómo funciona el transporte de energía eléctrica?

La forma más común de transportar grandes cantidades de energía eléctrica es mediante el uso de materiales conductores (líneas de transmisión), que actúan como una especie de 'tobogán' que guía el flujo de energía. Al igual que un tobogán necesita una inclinación para que el campo gravitacional provoque movimiento en función de la diferencia de altura (diferencia de potencial gravitacional), la energía eléctrica requiere una diferencia de potencial eléctrico, también llamada voltaje o tensión, para fluir a través de los conductores; la unidad de medida del voltaje es el Voltio (V). Esta diferencia de potencial genera fuerzas que impulsan los electrones en el material conductor, creando así una corriente eléctrica, cuya unidad de medida es el Amperio (A).

Así como en el ejemplo del tobogán, la energía de movimiento (energía cinética) que adquiere un cuerpo que se desliza por este, depende de la masa del cuerpo, de la aceleración de este (debida a la gravedad) y del tiempo que dure en movimiento el cuerpo; de la misma manera, la energía eléctrica transportada por un conductor dependerá de la corriente eléctrica (movimiento de electrones), del voltaje (potencial eléctrico) y del tiempo (Δt), por lo tanto:

$$\text{Energía_Elétrica} = \overbrace{\text{Corriente_Elétrica} * \text{Voltaje}}^{\text{Potencia_Elétrica}} * \Delta t$$

Para transmitir grandes cantidades de energía a través de grandes distancias en un periodo de tiempo determinado, es deseable tener grandes voltajes y bajas corrientes, pues las pérdidas de energía por calentamiento de los conductores son proporcionales al producto entre la longitud del conductor y el cuadrado de la corriente eléctrica transmitida. Se debe resaltar que para tener grandes voltajes, se requiere satisfacer los requerimientos de potencia reactiva de los campos electromagnéticos que permiten la existencia del voltaje y del flujo de corriente eléctrica. Por lo cual se tiene que, garantizar la suficiencia de potencia reactiva es fundamental para la transmisión de energía a gran escala en sistemas AC.

2.3. ¿Cómo se produce la potencia activa y reactiva?

La producción de energía eléctrica se puede hacer de diversas formas, la más común es a través de máquinas rotativas, estas transforman la energía cinética (energía de movimiento) en energía eléctrica gracias al fenómeno de inducción electromagnética, el cual fue descubierto y descrito por el físico inglés Michael Faraday en el siglo XIX. Este fenómeno consiste en que, al mover un material conductor dentro de un campo magnético, se producen fuerzas electromagnéticas que mueven las cargas eléctricas presentes en el conductor, produciendo así una corriente eléctrica.

Este es el principio de funcionamiento de los generadores eléctricos, los cuales utilizan energía mecánica para hacer girar un bobinado (alambre conductor enrollado) en medio de un campo magnético, el cual es producido o por un imán permanente o por una corriente eléctrica continua de magnitud controlable (conocida como excitación). La potencia mecánica que se transfiere a través del giro de la máquina está directamente relacionada con la producción de potencia activa, y la velocidad de giro define la frecuencia eléctrica; de forma tal que si se aumenta la demanda de potencia activa en la máquina pero no se incrementa

la potencia mecánica que se le suministra, entonces el faltante saldrá de la inercia rotacional, reduciendo así la velocidad de giro de la máquina y por tanto la frecuencia eléctrica, y en caso contrario, si la demanda de potencia activa se reduce pero la potencia mecánica se mantiene, entonces el excedente hará que la máquina se acelere ganando inercia rotacional y aumentando la frecuencia eléctrica. Por otro lado, la intensidad (magnitud) del campo magnético de la máquina define si esta consume o inyecta potencia reactiva, así como la cantidad respectiva; esto permite controlar el voltaje en los extremos del generador, ya que un aumento de la potencia reactiva implica un aumento del voltaje y viceversa.

2.4. ¿En qué consiste la operación de un sistema eléctrico de potencia?

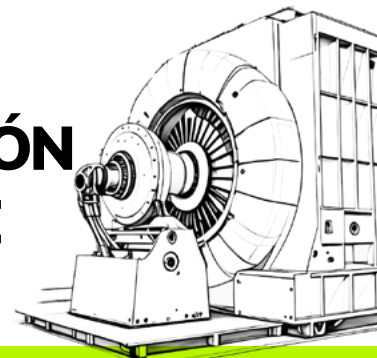
Para que un sistema eléctrico opere de manera apropiada, se debe cumplir que la frecuencia eléctrica se mantenga constante en el tiempo, o con variaciones muy lentas, para así poder garantizar estabilidad de frecuencia y evitar oscilaciones que pongan en riesgo la operación. De igual forma, se requiere que el voltaje en todos los equipos conectados se conserve dentro de los límites establecidos para su funcionamiento correcto, garantizando así la estabilidad de voltaje.

Mantener la frecuencia del sistema constante, implica que la potencia activa que el sistema consume sea igual a la potencia mecánica que se entrega a los generadores, de esta forma el giro de todas las máquinas se mantiene sincronizado. Mientras que, para lograr que el voltaje en cada punto del sistema se mantenga dentro de sus límites operativos, es necesario que la potencia reactiva sea gestionada de manera apropiada, ya sea mediante el control de la excitación de los generadores y compensadores síncronos o con la conexión y desconexión de equipos estáticos (capacitores, inductores, entre otros), los cuales por su naturaleza física inyectan o consumen reactivos.

Es importante destacar que la operación adecuada del sistema eléctrico también depende de la capacidad del operador para gestionar contingencias, tales como fallas y cambios bruscos en la demanda o generación, lo que implica mantener un equilibrio dinámico entre la oferta y la demanda de potencia en todo momento. Además, la implementación de

tecnologías avanzadas de monitoreo y control (SCADA por sus singlas en inglés), control automático de generación (AGC por sus singlas en inglés), y dispositivos que permitan flexibilidad (FACTS, líneas HVDC y Compensadores Síncronos, entre otros), es crucial para asegurar una operación eficiente y confiable del sistema eléctrico.

3. RETOS TÉCNICOS EN LA MASIFICACIÓN DE FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE (FNCER):



FLEXIBILIDAD, ESTABILIDAD Y OPERACIÓN SEGURA

La integración masiva de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en el sistema energético plantea varios desafíos técnicos, entre los que se destacan la flexibilidad, la estabilidad y la operación segura de la red eléctrica. A continuación, se describen algunos de los principales retos.

3.1. Estabilidad del Sistema

La estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia es un concepto clave que se refiere a la capacidad del sistema para mantener un equilibrio operativo tras ser sometido a perturbaciones, como cambios repentinos en la carga, fallas en la red, o desconexión de generadores. Este equilibrio se manifiesta en la capacidad del sistema para mantener la sincronización entre todos los generadores, asegurar que la frecuencia y el voltaje se mantengan dentro de los límites operativos, y garantizar que el ángulo de fase entre los generadores permanezca en sincronismo. La estabilidad es crucial para evitar apagones, asegurar la continuidad del suministro eléctrico y proteger los equipos de posibles daños debido a variaciones bruscas en las condiciones de operación.

La participación masiva de FNCER, como la solar y la eólica, presenta nuevos desafíos para la estabilidad de los sistemas eléctricos. Estas fuentes de energía son inherentemente intermitentes y, a diferencia de los generadores síncronos tradicionales, no contribuyen de manera significativa a la inercia del sistema, lo que puede dificultar el mantenimiento de la estabilidad de frecuencia. Además, las FNCER suelen estar desacopladas de la red a través de inversores electrónicos, lo que puede afectar la estabilidad de tensión y complicar la coordinación del ángulo de fase entre los diferentes generadores. La integración masiva de FNCER, por tanto, requiere la implementación de soluciones tecnológicas como los compensadores síncronos, que ayudan a proporcionar inercia, estabilizar la tensión y asegurar la sincronización de todo el sistema eléctrico, permitiendo una transición más segura hacia un sistema energético basado en fuentes renovables.

3.2. Flexibilidad de la Red

La flexibilidad en un sistema eléctrico se refiere a su capacidad para adaptarse eficientemente a las variaciones en el balance entre generación y demanda, respondiendo a cambios operativos en diferentes escalas y

horizontes de tiempo. Esto implica la habilidad del sistema para manejar la variabilidad e incertidumbre en la generación, especialmente con la creciente integración de FNCER. La flexibilidad se enfoca en la capacidad de las unidades de generación para arrancar y detenerse, en la capacidad de la red de transporte para gestionar flujos de energía variables, y en la gestión de reservas y rampas de generación, todo ello crucial para enfrentar la intermitencia y variabilidad de las FNCER. Mantener la estabilidad del sistema ante fluctuaciones repentinas en la carga, variaciones en la generación renovable, o eventos inesperados como fallas, requiere un sistema que no solo sea capaz de reaccionar al cambio de la demanda neta (la demanda total menos la generación de FNCER, ver Fig. 3.1), sino que lo haga sin comprometer la integridad y eficiencia operativa de las unidades de generación y la red de transporte.

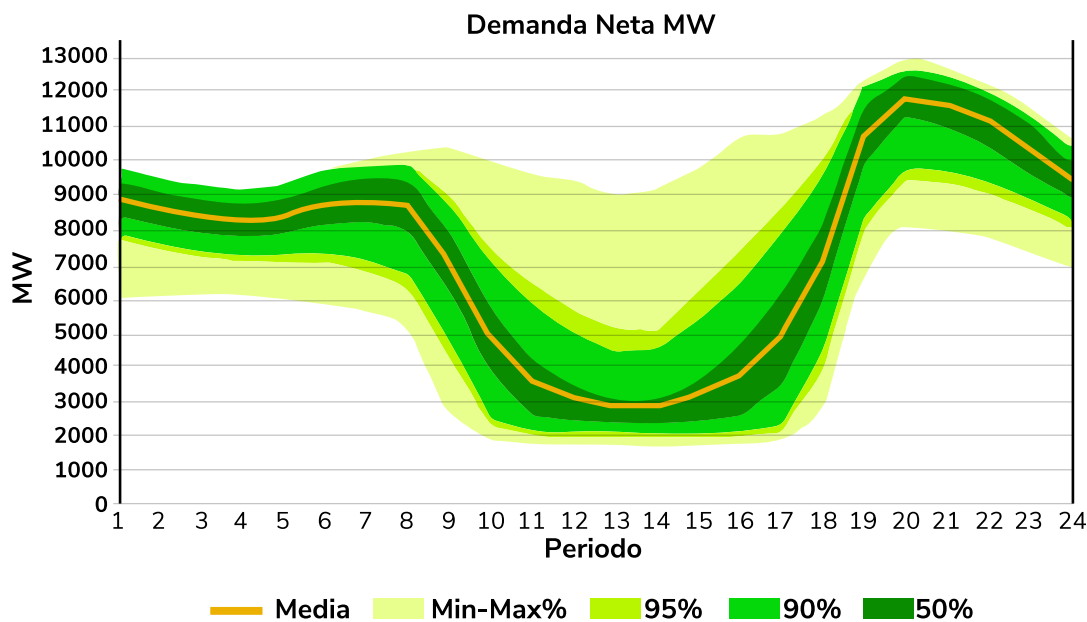


Figura 3.1: Demanda neta. Fuente: Estudio de flexibilidad 2024 XM

La participación masiva de FNCER plantea un desafío considerable para la flexibilidad de los sistemas eléctricos. Debido a su intermitencia, estas fuentes pueden introducir una mayor variabilidad en el balance generación-demanda, exigiendo una mayor capacidad de respuesta del sistema. Esta variabilidad puede obligar a las unidades de generación tradicionales a realizar más arranques y paradas, y a manejar rampas más pronunciadas en su producción, aumentando así el estrés operativo. Además, la infraestructura de transporte debe ser capaz de adaptarse a estos cambios sin provocar congestiones o vertimientos de energía. Por ello, es fundamental modernizar y adaptar los sistemas de transmisión para incorporar tecnologías avanzadas que permitan una gestión eficiente y adecuada de la red

3.3. Operación Segura

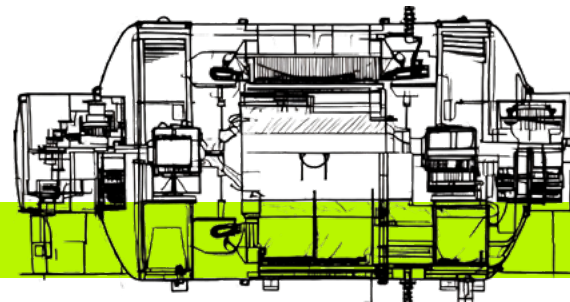
La operación segura de un sistema de potencia implica garantizar que la red eléctrica tenga la capacidad de ser estable y flexible, adaptándose rápidamente a las fluctuaciones de generación y demanda. Esto se vuelve especialmente relevante con una alta participación de FNCER.

Para asegurar una operación segura, es crucial mantener la estabilidad de frecuencia y tensión, gestionar adecuadamente el flujo de potencia y minimizar los riesgos de apagones. Cuando se tiene una alta participación de FNCER, algunos de los aspectos más relevantes a considerar incluyen la gestión de los niveles de tensión y la mitigación de fenómenos

como la Recuperación Lenta Inducida de Tensión por Falla (FIDVR por sus siglas en inglés). Las FNCER pueden causar fluctuaciones significativas en los niveles de tensión debido a su naturaleza variable. Los dispositivos como los compensadores síncronos ayudan a estabilizar la tensión, proporcionando o absorbiendo potencia reactiva según sea necesario.

Además, el fenómeno FIDVR, que ocurre cuando la tensión tarda en recuperarse después de una falla, puede ser agravado por la falta de inercia en sistemas dominados por FNCER. Los compensadores síncronos emulan la inercia que tradicionalmente proporcionaban los generadores convencionales, mejorando la respuesta de la red ante fallas y asegurando una recuperación más rápida de los niveles de tensión, lo que es crucial para mantener la seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico.

4. COMPENSADORES SÍNCRONOS: CONCEPTOS Y APLICACIONES



En esta sección, se presenta una revisión conceptual general del funcionamiento de los compensadores síncronos (CS). Se abordarán los aspectos generales de la máquina, tales como sus componentes clave y su comportamiento electromecánico, con énfasis en los modos operativos que dependen del control de la corriente de campo. Posteriormente, se profundizará en las aplicaciones de los CS en la red eléctrica, destacando su impacto en la fortaleza de la red, el control de potencia reactiva para la estabilidad de tensión, el aporte de corrientes de cortocircuito, y la inercia.

Además, se analizará cómo los CS actúan como habilitadores clave para la integración masiva de FNCER, y su papel esencial en la descarbonización y en la Transición Energética Justa. Finalmente, se explorará la viabilidad de convertir generadores térmicos que puedan entrar en un esquema de reconversión, en compensadores síncronos, aprovechando así la infraestructura existente y promoviendo nuevos esquemas de negocio en el sector eléctrico.

4.1. Introducción a los compensadores síncronos y sus componentes principales

Los compensadores síncronos (CS) son máquinas eléctricas rotatorias que usan fuerzas electromagnéticas para hacer girar un rotor a una velocidad constante, sincronizada con la frecuencia de la red eléctrica. Por esta razón, se les denomina “síncronos”. En esencia, son motores síncronos que operan sin carga mecánica, esto significa que solo requieren potencia activa para llevar el rotor desde el reposo hasta la velocidad síncrona, almacenando energía cinética en la masa del rotor a través de la inercia de su giro, y suministrando la energía necesaria para suplir las pérdidas mecánicas debidas a la fricción en los cojinetes que soportan el eje, y las pérdidas eléctricas causadas por el calentamiento de los conductores debido a la ley de Ohm. Lo anterior implica que, durante la mayor parte de su tiempo de operación, el CS consume cantidades de potencia activa muy bajas. En cuanto a la potencia reactiva, los CS pueden absorber o inyectar potencia reactiva en grandes rangos al controlar la intensidad del campo magnético del rotor.

En la Fig.4.1 se presenta un diagrama esquemático de un CS, en la parte izquierda se muestra un corte transversal del CS y en la derecha un corte frontal. En términos mecánicos, los principales componentes del CS son: 1) el eje de rotación, que soporta y transmite el movimiento del rotor; 2) los cojinetes, que

permiten el giro suave del eje minimizando la fricción; 3) la carcasa, que protege y alberga los elementos internos como los devanados del estator; 4) el sistema de ventilación, que controla la temperatura del rotor y el estator durante la operación garantizando la operación eficiente del equipo; y 5) la fundación antivibratoria elástica, que soporta el gran peso del equipo y absorbe las vibraciones, garantizando la estabilidad mecánica y prolongando la vida útil de la máquina.

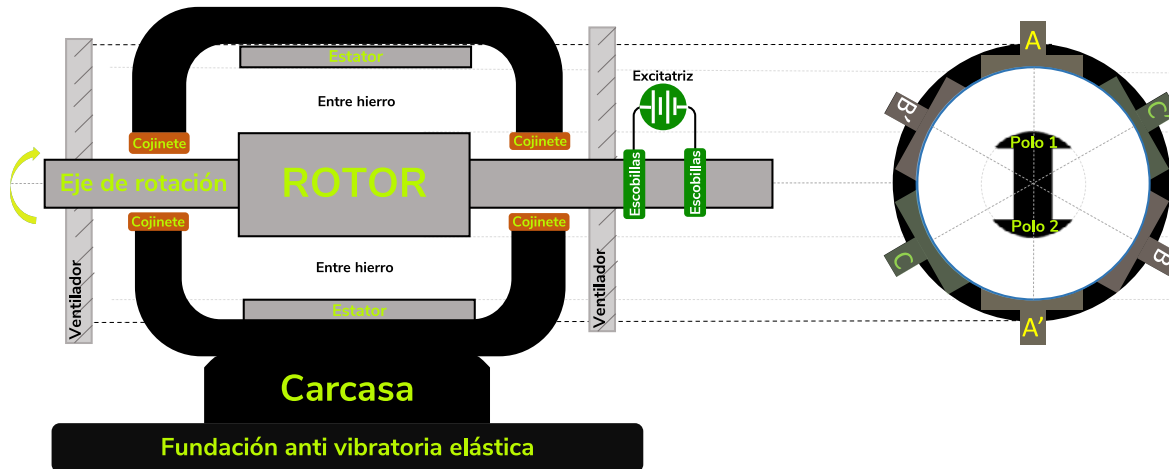


Figura 4.1: Principales componentes de un compensador síncrono. Elaboración: UPME

Desde el punto de vista eléctrico, los principales componentes de un CS son:

1) el rotor, este corresponde al componente giratorio de la máquina y está equipado con un devanado de campo, que es un conjunto de bobinas por donde circula una corriente continua I^R , la cual genera el campo magnético del rotor, que es de magnitud constante $B_{(t)}^R = B^R$ y gira alineado con este (ver Fig. 4.2.a); la relación entre la corriente y el campo del rotor se deriva de la Ley de Ampère y la Ley de Biot-Savart y se muestra en la ecuación 4.1. Dependiendo del diseño, el rotor puede tener múltiples pares de polos magnéticos, y estos pueden ser salientes (sobresalientes), que son ideales para aplicaciones de baja velocidad y proporcionan un mayor par de arranque, o lisos (no sobresalientes), que son comunes en máquinas de alta velocidad y ofrecen una mejor distribución del campo magnético.

$$B^R = \kappa^R \cdot I^R; \quad (4.1)$$

Donde:

- B^R es la densidad del campo magnético producido por el rotor.
- I^R es la corriente de campo que pasa por los devanados del rotor.
- κ^R es una constante de proporcionalidad que depende de las características de diseño del rotor, incluyendo el número de espiras en el devanado de campo, la permeabilidad del material magnético del rotor, y la geometría del entrehierro.

2) la excitatriz, es el sistema que suministra la corriente continua I^R necesaria para excitar el rotor del CS y generar su campo magnético, puede ser de excitación estática o rotatoria (e.g. pequeño generador eléctrico). Sus principales componentes incluyen un rectificador, que transforma la corriente alterna en continua; y un sistema de escobillas y anillos rozantes, que transmiten la corriente continua al rotor. Estos elementos aseguran un control preciso de la corriente del rotor y por ende de su campo magnético.

3) el estator, corresponde a la parte fija del CS que rodea al rotor. Contiene devanados trifásicos que se encuentran distribuidos de manera que presentan un espaciado espacial de 120° mecánicos entre sí. Estos devanados generan tres campos magnéticos $B_{(t)}^A$, $B_{(t)}^B$, y $B_{(t)}^C$, los cuales se representan como vectores (flechas amarilla, roja y verde respectivamente de la Fig. 4.2.b) cuya dirección es fija y depende de la ubicación espacial del devanado, y su magnitud varía sinusoidalmente en el tiempo de acuerdo con el voltaje de alimentación trifásico balanceado (ver ecuación 4.1). La suma vectorial (dirección y magnitud) de estos campos individuales genera el campo magnético del estator $B_{(t)}^S$.

$$\begin{aligned} V_{(t)}^A &= |V^f| \cdot \cos(\omega^s \cdot t); \\ V_{(t)}^B &= |V^f| \cdot \cos(\omega^s \cdot t - 120^\circ); \\ V_{(t)}^C &= |V^f| \cdot \cos(\omega^s \cdot t - 240^\circ); \end{aligned} \tag{4.1}$$

Donde:

- $|V^f|$ es la magnitud del voltaje de fase (en condición balanceada).
- ω^s es la velocidad síncrona, la cual es directamente proporcional a la frecuencia eléctrica del sistema .

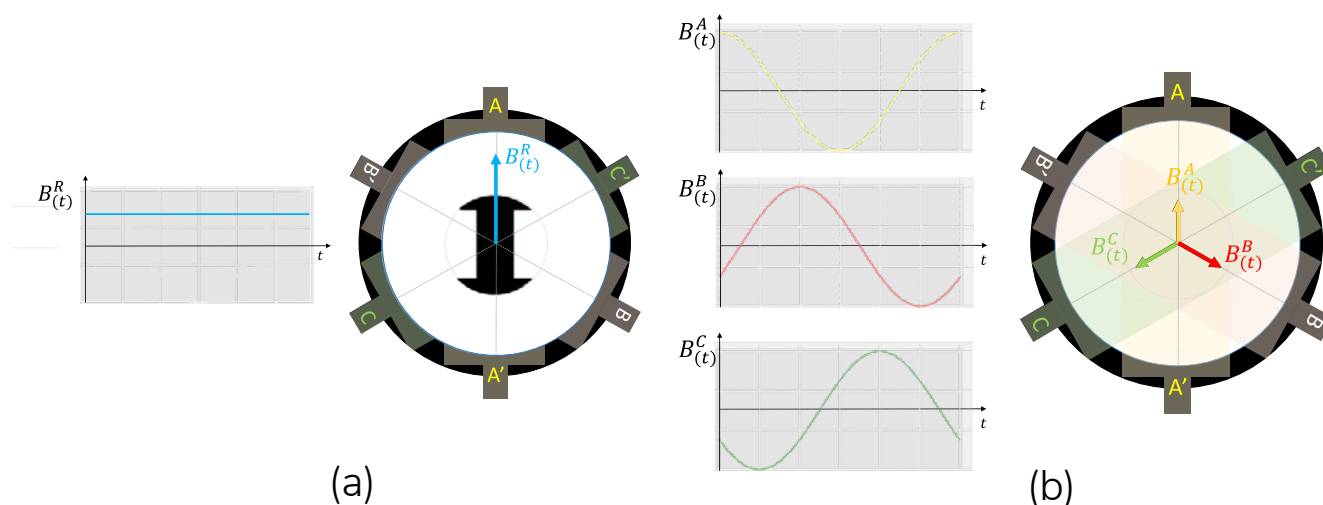


Figura 4.2: Campos magnéticos de los bobinados del CS; (a) rotor, (b) estator. Elaboración: UPME

4.2. Comportamiento electromagnético y electromecánico

Para comprender el comportamiento electromagnético del CS es necesario analizar el campo magnético de su estator $B_{(t)}^S$, para esto observe la Fig. 4.3. En esta figura, se muestra la formación del campo magnético del estator en 6 instantes de tiempo consecutivos con espaciados constantes de $\frac{1}{12 \cdot 60}$ segundos

(se asume una frecuencia eléctrica de 60hz). Note que en cada instante de tiempo el campo magnético del estator es el resultado de la suma vectorial espacio-temporal (dirección y magnitud) de los campos individuales de cada uno de sus devanados $B_{(t)}^A$, $B_{(t)}^B$, y $B_{(t)}^C$, lo que da como resultado que el campo magnético del estator tenga una magnitud constante en el tiempo B^S y que su dirección presente un comportamiento giratorio, cuya velocidad de giro $\omega^s = 2\pi \cdot f$ resulta proporcional a la frecuencia eléctrica de los voltajes de alimentación del estator. Por tal razón el campo B^S recibe el nombre de campo magnético giratorio.

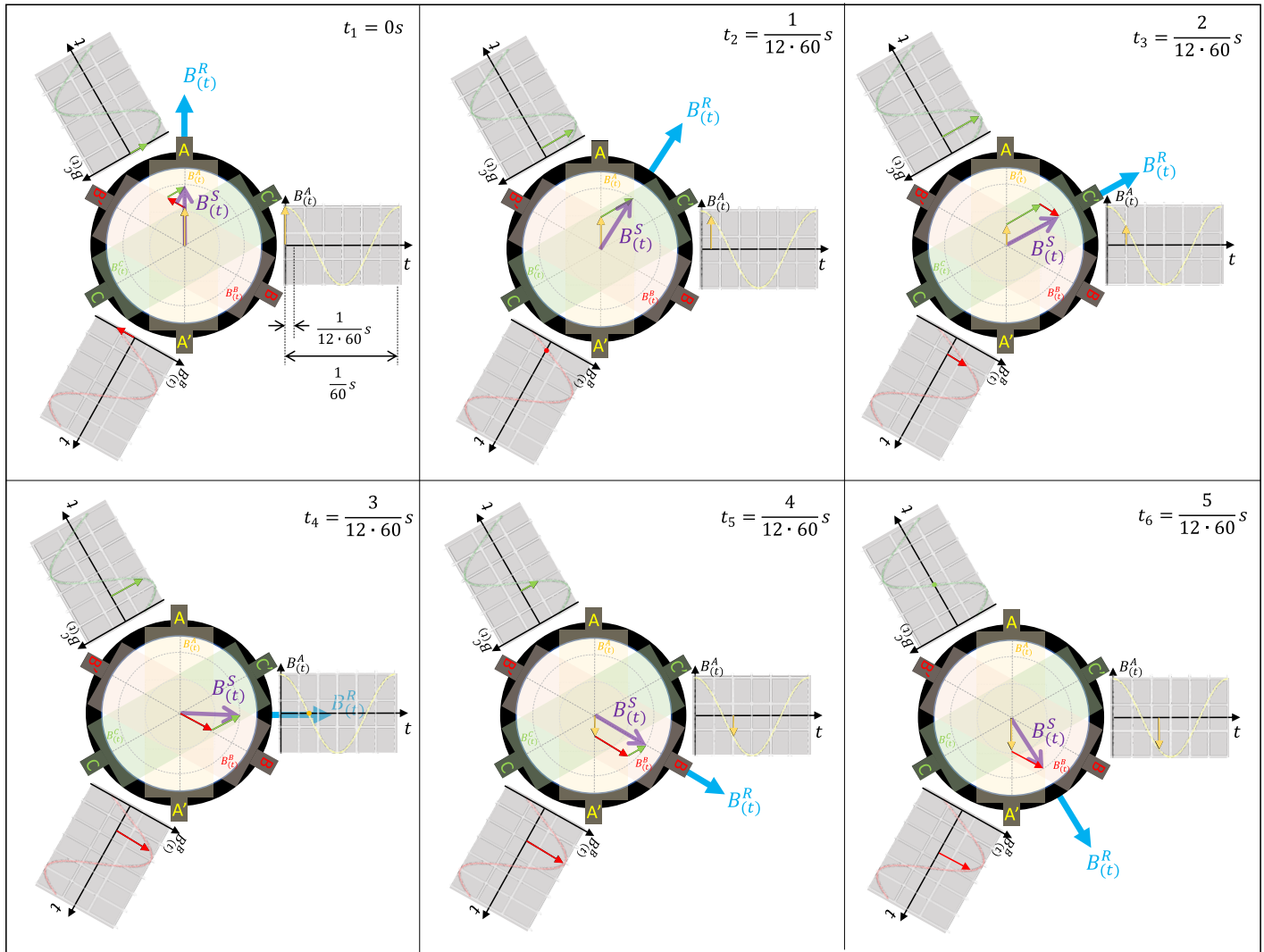


Figura 4.3: Formación del campo magnético giratorio del estator de un CS. Elaboración: UPME

Observe la **Fig. 4.4**, note que a medida que el campo magnético del estator B^S gira, este ejerce una fuerza sobre el campo magnético del rotor B^R que lo obliga a moverse y a alinearse entre sí, razón por la cual una vez se alcance un estado operativo de régimen permanente, se tendrá que la velocidad de giro del campo magnético del rotor será igual a la velocidad de giro de B^S , es decir la velocidad síncrona ω^S . El ángulo δ que se forma entre ambos campos es llamado ángulo de carga,

su magnitud depende del torque mecánico que ejerza el motor, como se mostrará más adelante, y dado que para el caso de los motores síncronos es el campo giratorio (estator) el que produce la fuerza electromagnética de arrastre que interactúa con el campo del rotor, generando el movimiento, entonces se tiene que el campo del rotor en los motores síncronos siempre atrasa al campo giratorio, por ende.

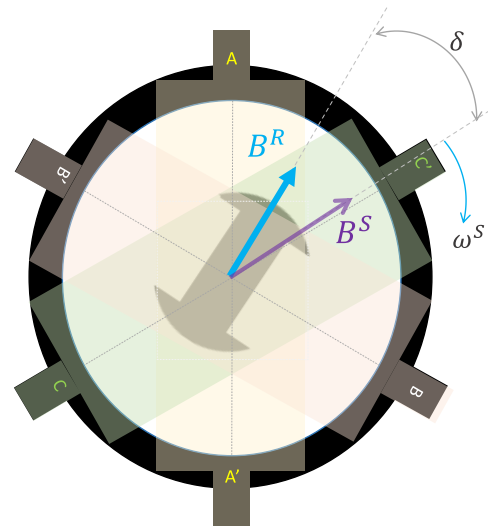


Figura 4.4: Interacción entre campo magnético giratorio del estator y el campo magnético del rotor en un motor síncrono. Elaboración: UPME

En la **Fig. 4.5** se muestra el equivalente circuital de un motor síncrono, note que, debido a la Ley de inducción de Faraday, el giro del campo magnético del rotor induce una fuerza electro motriz o tensión inducida en cada devanado del estator $E_{(t)}^A, E_{(t)}^B, E_{(t)}^C$ (ver **Fig. 4.5.b**), estas representan la conversión de energía eléctrica en energía mecánica en el motor y tiene un efecto directo sobre los consumos de

potencia activa y reactiva de la máquina. La ecuación 4.2 representa el comportamiento de las tensiones inducidas.

$$\begin{aligned} E_{(t)}^A &= |E^f| \cdot \cos(\omega^S \cdot t + \delta); \\ E_{(t)}^B &= |E^f| \cdot \cos(\omega^S \cdot t + \delta - 120^\circ); \\ E_{(t)}^C &= |E^f| \cdot \cos(\omega^S \cdot t + \delta - 240^\circ); \end{aligned} \quad (4.2)$$

Donde:

- $|E^f|$ es la magnitud de la tensión inducida, la cual es directamente proporcional a la corriente del rotor y a la velocidad síncrona.

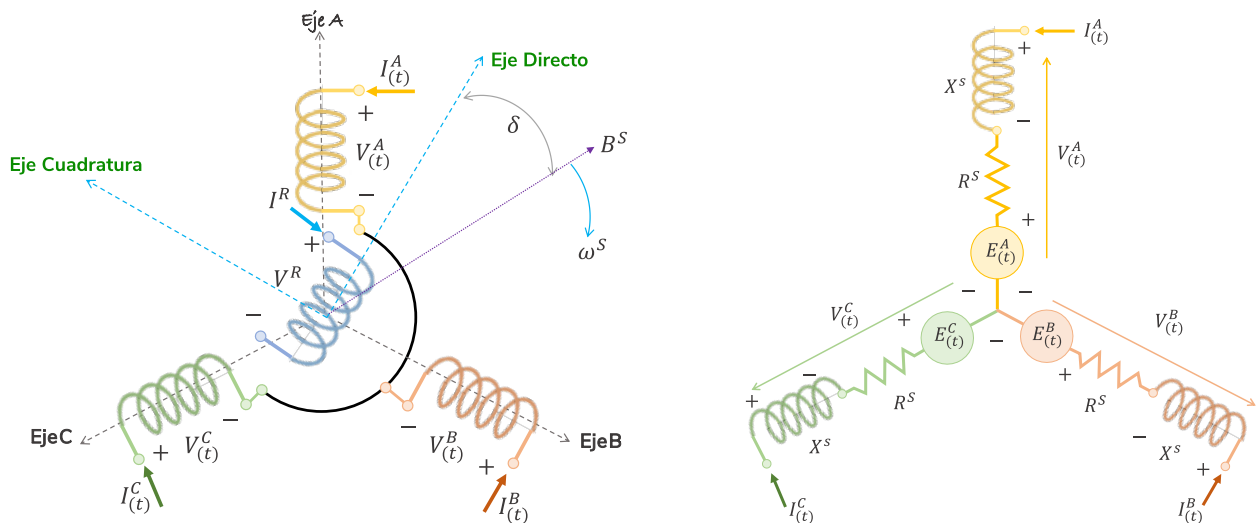


Figura 4.5: Equivalente circuital de un motor síncrono. Elaboración: UPME

Para determinar el impacto del CS sobre el sistema, es necesario encontrar la relación existente entre los voltajes de fase de alimentación del CS, las tensiones inducidas en el estator del CS y las corrientes de fase del estator. Para esto considere los diagramas fasoriales presentados en la **Fig. 4.6**, los cuales resultan de aplicar la segunda regla de Kirchhoff al estator del motor en condiciones balanceadas y de estado estable, cuando se alimenta la máquina con los voltajes de fase

de la ecuación 4.1 y las corrientes de fase de la ecuación 4.3 y despreciando el efecto de la resistencia del estator R^s , puesto que esta es mucho más pequeña que la reactancia síncrona $R^s \ll X^s$.

$$\begin{aligned} I_{(t)}^A &= |I^f| \cdot \cos(\omega^s \cdot t - \theta); \\ I_{(t)}^B &= |I^f| \cdot \cos(\omega^s \cdot t - \theta - 120^\circ); \\ I_{(t)}^C &= |I^f| \cdot \cos(\omega^s \cdot t - \theta - 240^\circ); \end{aligned} \quad (4.3)$$

Donde:

- $|I^f|$ es la magnitud de la corriente de fase del estator.
- θ es el ángulo eléctrico de desfase entre el voltaje de fase y la corriente de fase del estator.

(a) Motor síncrono sobrecitado

(b) Motor síncrono Subexcitado

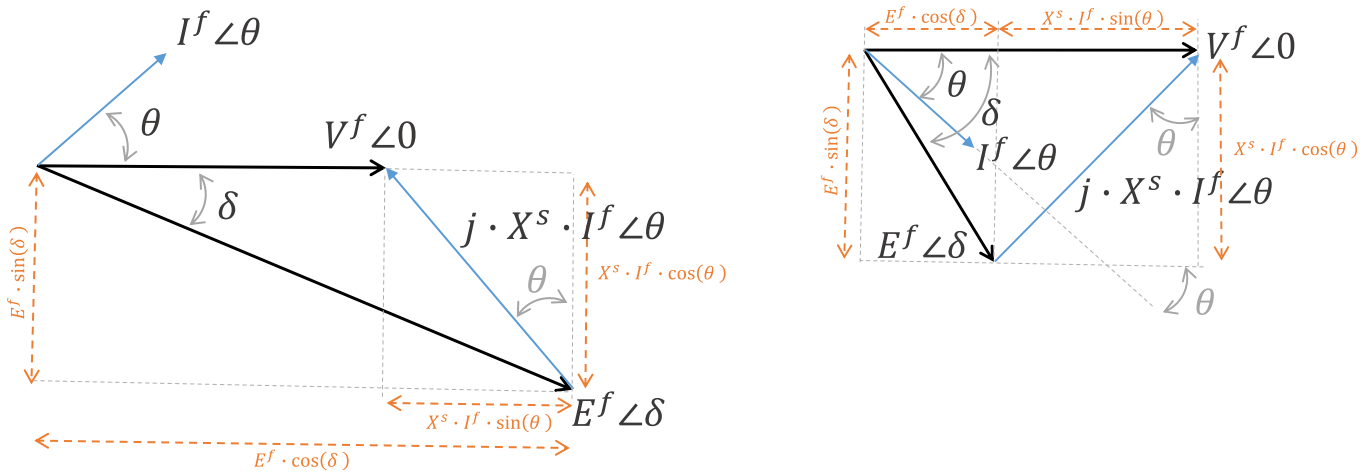


Figura 4.6: Diagramas fasoriales de las tensiones en el estator de un motor síncrono, (a) factor de potencia en adelanto $\theta \geq 0$; (b) factor de potencia en atraso $\theta \leq 0$: Elaboración: UPME

Note que la ecuación 4.4 resulta cuando el motor opera con un factor de potencia en adelanto (ver **Fig. 4.6.a**), mientras que la ecuación 4.5 resulta cuando el motor opera con un factor de potencia en atraso (ver **Fig. 4.6.b**).

$$|V^f| = |E^f| \cdot \cos(\delta) - X^s \cdot |I^f| \cdot \sin(|\theta|); \quad (4.4)$$

$$|V^f| = |E^f| \cdot \cos(\delta) + X^s \cdot |I^f| \cdot \sin(-|\theta|); \quad (4.5)$$

Si se considera que la función seno es impar, es decir $\sin(-|\theta|) = -\sin(|\theta|)$, y que la potencia reactiva monofásica consumida por el motor es $Q^f = |V^f| \cdot |I^f| \cdot \sin(|\theta|)$, entonces se obtiene la ecuación 4.6, de la cual se puede deducir la magnitud de la tensión inducida $|E^f|$ determina el comportamiento reactivo de la máquina.

$$Q^f = \frac{|V^f|}{X^s} \cdot (|E^f| \cdot \cos(\delta) - |V^f|); \quad (4.6)$$

Dado que, la tensión inducida en el estator es directamente proporcional a la corriente del rotor $|E^f| \propto I^R$, se tiene que en cuanto al control de reactivos se realiza principalmente mediante la manipulación de $|E^f|$ a través de la regulación de la corriente de excitación del rotor I^R , es importante tener en cuenta que dado que el CS es un motor síncrono que opera sin carga mecánica, entonces su torque mecánico es muy pequeño ocasionando que $\delta \approx 0$. Por lo tanto, dependiendo de la magnitud de $|E^f|$, y por ende de la magnitud de la corriente del rotor I^R , el CS puede operar un alguno de los siguientes tres modos:

- **Modo Capacitivo o Sobrexcitación:** Cuando se aumenta la magnitud de la corriente del rotor generando que, el campo magnético del rotor se fortalezca, lo que provoca que $|E^f| > |V^f|$ (sobrexcitación) y el CS genere potencia reactiva (comportamiento capacitivo, $Q > 0$). Esta potencia reactiva se inyecta en la red, lo que ayuda a aumentar el voltaje en el sistema.
- **Modo Inductivo o Subexcitación:** Cuando se reduce la magnitud de la corriente del rotor, el campo magnético del rotor se debilita, haciendo que $|E^f| < |V^f|$ (subexcitación), y el CS absorba potencia reactiva (comportamiento inductivo, $Q < 0$). Esto ayuda a reducir el voltaje en el sistema si es necesario.
- **Modo Neutro:** El CS no suministra ni absorbe potencia reactiva ($Q = 0$), manteniendo un factor de potencia unitario.

En cuanto a la potencia activa, de la **Fig. 4.6** se puede obtener la ecuación 4.7 para cualquier modo operativo de la máquina, de esta ecuación se tiene que la potencia activa monofásica consumida por el CS está dada por la ecuación 4.8.

$$|E^f| \cdot \sin(\delta) = X^s \cdot \underbrace{|I^f| \cdot \cos(|\theta|)}_{P^f / |V^f|}; \quad (4.7)$$

$$P^f = \frac{|V^f| \cdot |E^f|}{X^s} \cdot \sin(\delta); \quad (4.8)$$

Si se considera que el torque mecánico τ es equivalente a la relación entre la potencia activa trifásica y la velocidad síncrona, se tiene que la ecuación del torque está dada por la ecuación 4.9.

$$\tau = \frac{3 \cdot P^f}{\omega^s} = \frac{3 \cdot |V^f| \cdot |E^f| \cdot \sin(\delta)}{X^s \cdot \omega^s} = \frac{3 \cdot \kappa}{X^s} \cdot |V^f| \cdot I^R \cdot \sin(\delta); \quad (4.9)$$

Como ya se indicó previamente, el CS es un motor operando en vacío, es decir, sin carga mecánica adicional a su propia masa, por ende el torque será muy pequeño y como se puede deducir de la ecuación 4.9, esto genera que el ángulo de desfase entre el campo magnético giratorio y el campo magnético del rotor también sea muy pequeño.

4.3. El papel de los CS en la fortaleza de la red, la estabilidad de tensión y la habilitación de la integración de FNCER

Los compensadores síncronos (CS) juegan un papel crucial en la mejora de la fortaleza de las redes eléctricas, especialmente en sistemas débiles caracterizados por una baja capacidad de control de tensión y alta radialidad. En

estos sistemas, los CS proporcionan un apoyo esencial al inyectar o absorber potencia reactiva de manera controlada, lo que es vital para mantener la estabilidad de tensión en la red. Como se describe en [20], la creciente adopción de generadores asíncronos, como los utilizados en plantas fotovoltaicas, puede reducir el nivel de fallas de la red, debilitando la capacidad del sistema para soportar perturbaciones. Los CS contrarrestan este efecto al aportar corrientes de cortocircuito adicionales y al mejorar la capacidad de recuperación de la red durante fallas, lo que fortalece significativamente la infraestructura eléctrica.

En el contexto de la transición energética hacia una matriz más sostenible, los CS son habilitadores clave para la integración masiva de FNCER, como la solar y la eólica. Estas fuentes, aunque de bajas emisiones, son intermitentes y no proporcionan inercia al sistema, lo que puede comprometer la estabilidad de la red. Sin embargo, los CS pueden compensar estas deficiencias al ofrecer inercia rotacional, lo que permite amortiguar las variaciones de frecuencia y estabilizar la red durante perturbaciones. Esto es particularmente relevante en sistemas con alta penetración de energía eólica, como se señala en [21], donde los generadores eólicos desacoplados de la red mediante inversores no pueden proporcionar la misma inercia que los generadores síncronos tradicionales. Al habilitar una mayor penetración de FNCER sin comprometer la estabilidad de la red, los CS contribuyen directamente a la descarbonización del sector eléctrico, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y apoyando una transición energética justa y sostenible.

Además, los CS desempeñan un papel crítico en la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico. Aunque los CS no generan potencia activa, el acoplamiento magnético entre el estator y el rotor y su inercia rotacional permite amortiguar las variaciones de frecuencia en situaciones de desequilibrio entre generación y demanda. En condiciones de baja frecuencia, los CS pueden liberar energía cinética almacenada en su rotor para contribuir a la estabilización de la frecuencia del sistema. De manera similar, si la frecuencia del sistema aumenta, los CS pueden absorber temporalmente potencia activa, aumentando la energía cinética del rotor y ayudando a mitigar la aceleración de la frecuencia. Por otro lado, la capacidad de los CS para inyectar corrientes significativas de naturaleza reactiva durante fallas es esencial para evitar colapsos de tensión en la red, haciendo que estos dispositivos sean indispensables no solo en condiciones normales, sino también durante eventos críticos, asegurando así una operación robusta y segura del sistema eléctrico.

4.4. Dispositivos adicionales que requieren los compensadores síncronos

Además de los componentes principales mencionados en la sección 4.1, los CS incorporan varios elementos adicionales que son cruciales para su funcionamiento. Entre estos componentes se encuentran los sistemas de refrigeración, las bombas de vacío, los volantes de inercia, y los motores de encendido, cada uno desempeñando un papel específico que contribuye al rendimiento óptimo del CS.

- **Sistema de Refrigeración:** El sistema de refrigeración es fundamental en un compensador síncrono para mantener la temperatura dentro de límites seguros durante su operación. Dado que el CS maneja corrientes eléctricas significativas y sufre pérdidas tanto eléctricas como mecánicas, se genera una cantidad considerable de calor. Este sistema puede ser de aire, aceite o, en aplicaciones más exigentes, de hidrógeno, debido a su alta capacidad de disipación de calor y su baja densidad, lo que reduce el rozamiento interno y las pérdidas mecánicas. La eficiencia del sistema de refrigeración es crucial para evitar el sobrecalentamiento y garantizar la longevidad del equipo.
- **Bombas de Vacío:** Las bombas de vacío son utilizadas en los sistemas de refrigeración basados en hidrógeno. Estas bombas eliminan el aire del interior de la carcasa del CS, permitiendo que el hidrógeno, que reemplaza al aire, circule eficientemente y mejore la disipación de calor. Al reducir la presión interna y minimizar la cantidad de oxígeno, no solo se mejora la eficiencia de la refrigeración, sino que también se reduce el riesgo de combustión, lo cual es especialmente importante en aplicaciones que requieren altos niveles de seguridad operativa.

- **Volante de Inercia:** El volante de inercia es una gran masa rodante que aumenta la inercia del CS y por ende aumenta su capacidad de almacenamiento de energía cinética, proporcionando estabilidad adicional al sistema eléctrico. En un CS, el volante de inercia permite mantener la velocidad del rotor constante ante fluctuaciones temporales en la red, actuando como un regulador natural de frecuencia. Este componente es particularmente útil en sistemas eléctricos que experimentan perturbaciones frecuentes, ya que ayuda a amortiguar las variaciones rápidas de frecuencia, contribuyendo a la estabilidad general de la red.
- **Motor de Encendido:** Dado que las máquinas síncronas en general carecen de par de arranque, estas requieren de un motor de encendido para llevar el rotor desde el reposo hasta la velocidad síncrona antes de que el CS comience a operar en su modo normal. Este componente es esencial para iniciar el proceso de sincronización con la red eléctrica. Una vez que el rotor alcanza la velocidad adecuada, el motor de encendido se desacopla, permitiendo que el CS funcione de manera autónoma.

trategia innovadora y atractiva para fortalecer la red eléctrica de Colombia en su transición hacia un sistema energético más limpio y eficiente. Con la salida programada de varias plantas térmicas, surge la oportunidad de aprovechar la infraestructura existente de estas plantas para su transformación en CS. Este enfoque no solo optimiza el uso de recursos, sino que también reduce significativamente los costos de inversión asociados con la instalación de nuevos equipos, al tiempo que se mantienen activos valiosos elementos de la red eléctrica.

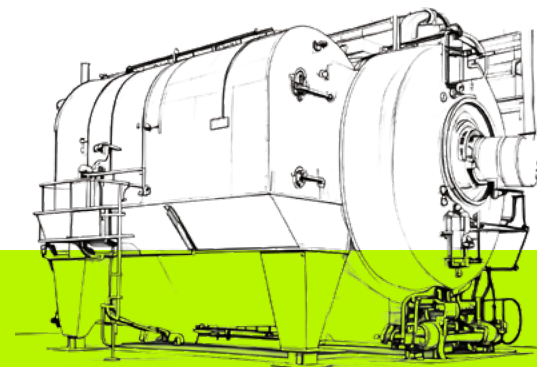
El proceso de conversión de generadores térmicos en CS consiste en adaptar las máquinas existentes para que, en lugar de generar potencia activa, se dediquen exclusivamente a la regulación de voltaje, la provisión de inercia y la inyección o absorción de potencia reactiva. Esta transformación es técnicamente viable y permite que las máquinas síncronas pertenecientes a las antiguas plantas térmicas continúen desempeñando un papel crucial en la estabilidad y la fortaleza de la red. La descarbonización del sector energético es esencial para mitigar el cambio climático, y la reutilización de infraestructuras existentes puede facilitar este proceso, manteniendo la fuerza laboral y minimizando el impacto social.

4.5. Conversión de generadores térmicos en compensadores síncronos

La conversión de generadores térmicos en compensadores síncronos representa una es-

En el contexto colombiano, la conversión de generadores térmicos en CS no solo se alinea con los objetivos de sostenibilidad y eficiencia energética, sino que también promueve nuevos esquemas de negocio en el sector eléctrico.

5. SOLUCIONES ANALIZADAS Y PROPUESTAS POR LA UPME: COMPENSADORES SINCRONOS STR GUAJIRA-CESAR-MAGDALENA



En el contexto de la planeación y expansión del sistema eléctrico colombiano, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha identificado varias problemáticas críticas en la red eléctrica de la región Caribe, específicamente en la sub-área Guajira, Cesar y Magdalena (GCM). El plan de expansión de referencia Generación – Transmisión 2022-2036 reveló que los perfiles de tensión en esta región son inadecuados, a lo que se suma, la vulnerabilidad de

esta parte del sistema ante anomalías como el Fenómeno de Recuperación Lenta Inducida de Tensión por Falla (FIDVR). Además, los retrasos en la ejecución de obras de expansión, principalmente debido a dificultades en el licenciamiento ambiental, han exacerbado las restricciones operativas y eléctricas en esta sub-área. La proyección de un crecimiento de la demanda mayor al promedio nacional en la región Caribe intensifica aún más los riesgos, amenazando con la ocurrencia de eventos de Demanda No Atendida (DNA) y problemas de seguridad en la red.

Frente a esta problemática, la implementación de compensadores síncronos (CS) en la región Caribe, especialmente en las subestaciones clave de la sub-área GCM, se presenta como una solución estratégica para mitigar los riesgos asociados a la baja fortaleza de la red. Los CS tienen la capacidad de mejorar significativamente los perfiles de tensión, estabilizar la red ante contingencias y reducir la susceptibilidad al FIDVR. Esto es crucial en una región donde la alta radialidad de la red y el crecimiento acelerado de la demanda imponen desafíos operativos únicos. La instalación de CS en puntos críticos como las subestaciones El Banco, La Jagua, Riohacha, Guatapurí y Bureche (ver Fig 5.1), permitirá

un control dinámico y efectivo de la potencia reactiva, asegurando así el cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión eléctrica tanto en estado estacionario como dinámico, incluso en escenarios de contingencia.

La ubicación estratégica de CS en la subárea GCM es crucial no solo para abordar las problemáticas actuales, sino también para facilitar la integración de nuevos proyectos de generación que presentan Fechas de Puesta en Operación (FPO) en el periodo 2024-2029 (ver Tabla 5.1). Estos CS desempeñarán un papel esencial en la modernización de la infraestructura eléctrica de la región, mejorando la capacidad de intercambio de potencia entre el área Caribe y el resto del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Además, con la incorporación masiva de FNCER en la región Caribe, los CS se convierten en componentes fundamentales para garantizar la estabilidad de tensión y la operación segura del SIN. Su capacidad para gestionar dinámicamente la potencia reactiva es clave para mantener niveles de tensión adecuados, especialmente en situaciones de alta exportación o importación de potencia, permitiendo que la red se adapte a las fluctuaciones e intermitencia propias de las FNCER y asegurando así una operación confiable en un entorno de creciente complejidad y demanda.

Tabla 5.1: Proyectos FNCER con FPO entre 2024 y 2029

Año	Tecnología generación	Capacidad [MW]
2024	Eólica	710
	Solar fotovoltaica	1556,9
Total 2024		2266,9
2025	Eólica	1621
	Solar fotovoltaica	755,8
Total 2025		2376,8
2026	Eólica	201
	Solar fotovoltaica	309,6
Total 2026		510,6
2027	Eólica	50
	Solar fotovoltaica	209,9
Total 2027		259,9
2029	Solar fotovoltaica	19,9
	Total 2029	19,9
Suma total		5434,1

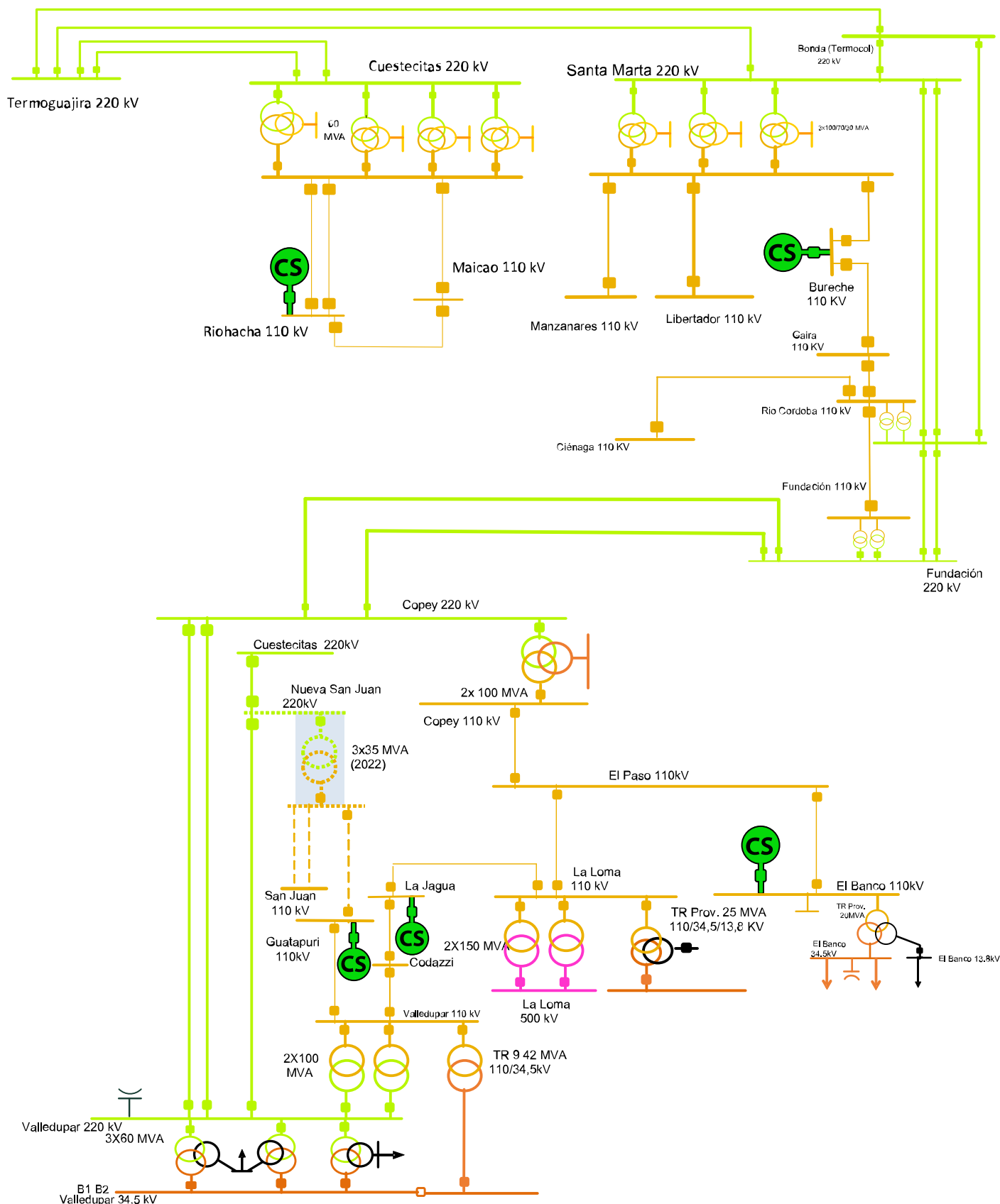


Figura 5.1: Diagrama unifilar GCM -Localización de compensadores Síncronos GCM. Fuente: UPME

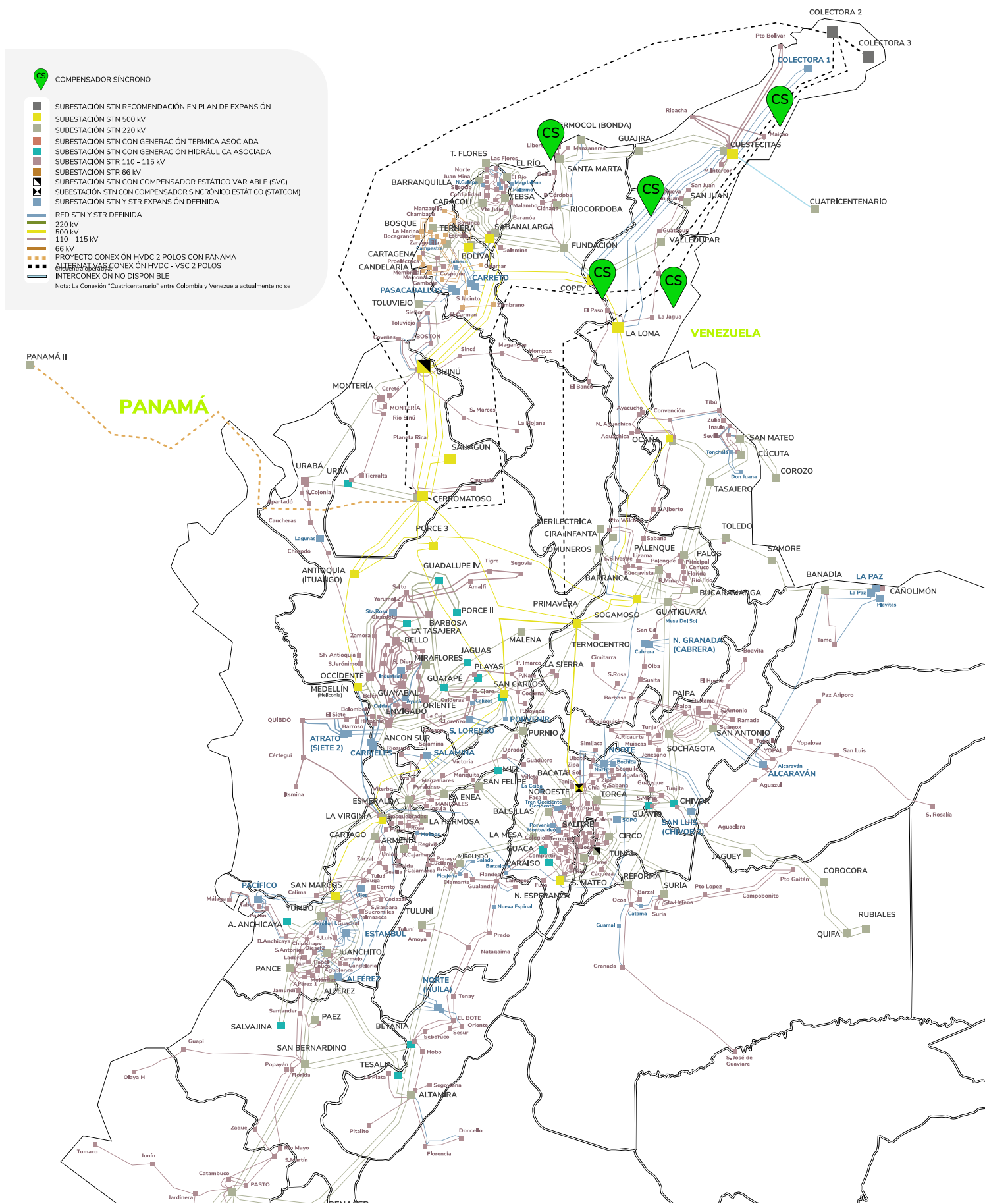


Figura 5.2: Ubicación geográfica de los Compensadores Síncronos dentro del SIN. Fuente: UPME

5.1. Consideraciones y supuestos en el estudio de ubicación de compensadores síncronos en la sub-área GCM

El estudio para la ubicación de compensadores síncronos en la sub-área GCM se realizó tomando en cuenta las obras asociadas al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y al Sistema de Transmisión Regional (STR) aprobadas en los planes de expansión vigentes para el período 2024-2033. No se consideraron la topología ni los activos del Sistema de Distribución Local (SDL), por lo que las demandas se referencian a las subestaciones de nivel de tensión 4. Los análisis eléctricos siguieron los criterios de la Resolución CREG 025 de 1995, que establecen, entre otros, que las tensiones en las barras de 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV deben mantenerse entre el 90% y el 110% de su valor nominal, mientras que para la red de 500 kV el rango permitido es del 90% al 105%. También se consideraron los límites operativos de carga para los equipos del SIN tanto en condiciones normales como de sobrecarga, y se evaluó la respuesta del sistema ante contingencias sencillas (N-1) en las líneas de transmisión y transformadores.

Los análisis incluyeron supuestos específicos, como la instalación de compensadores de la

misma capacidad en todos los puntos de conexión, con una FPO establecida para 2028 y un período de evaluación entre 2028 y 2033. Se utilizaron los parámetros de red reportados por los agentes a octubre de 2023, y se consideró la condición radial de algunas subestaciones del área GCM para evaluar el cumplimiento de los rangos de tensión necesarios para una operación segura. El estudio abarcó 97 nodos distribuidos en niveles de tensión de 34,5 kV a 500 kV, y evaluó 151 contingencias para determinar el impacto de diferentes alternativas de dimensionamiento de los CS, que incluyeron opciones de 30 MVAR, 40 MVAR, 50 MVAR y 60 MVAR. Las subestaciones El Banco, La Jagua, Riohacha, Guatapurí y Bureche fueron seleccionadas como puntos clave para la instalación de los CS, considerando también que Guatapurí y Bureche, al ser subestaciones nuevas, ofrecerán mayores facilidades para la conexión de estos equipos.

El análisis de la demanda en la subárea GCM se realizó utilizando las proyecciones del Informe de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2023-2037, y se evaluaron tres escenarios de demanda: máxima, media y mínima. Se analizaron diferentes casos, como la operación del sistema con todas las unidades de generación en servicio, un caso sin las unidades Guajira 1 y 2, y un caso adicional sin la compensación en la subestación Bureche, en la Tabla 5.2 se muestran los escenarios de simulación utilizados.

Tabla 5.2: Escenarios de simulación considerados en la evaluación del proyecto.

Escenario	Localización compensadores síncronos	Condición especial de operación*	Capacidad de compensación MVAR
0	Sin compensación	N/A	N/A
1	Todas las propuestas	N/A	30
2			40
3			50
4			60
5	Todas las propuestas	Sin las plantas térmicas de Guajira	30
6			40
7			50
8			60

Escenario	Localización compensadores síncronos	Condición especial de operación*	Capacidad de compensación MVAR
9	Todas las propuestas excepto Bureche 110 kV	Sin las plantas térmicas de Guajira Sin S/E Bureche 110 kV	30
10			40
11			50
12			60

*N/A = No aplica

Como criterio de evaluación, se analizó el impacto del proyecto sobre las tensiones en las subestaciones del STN y STR en la sub-área GCM, abarcando niveles de tensión de 500 kV, 220/230 kV y 110/115 kV. Para ello, se utilizaron dos métricas clave: 1) la norma euclidiana de la desviación de las tensiones en por unidad (p.u.) respecto al valor de referencia (1 p.u.) y 2) la desviación máxima del conjunto de tensiones. Estas métricas se aplicaron de manera integral para todo el conjunto de datos y de forma parcial para las tensiones fuera de los límites de seguridad, permitiendo así evaluar la eficacia de cada alternativa de dimensionamiento de los CS.

para mejorar los problemas de tensión identificados. Los resultados más destacados se presentan para la alternativa con CS de 50 MVAR, que mostró un rendimiento apreciablemente superior en comparación con el Caso Base.

5.2. Principales análisis y resultados

En el estudio de ubicación de CS en la sub-área GCM, se evaluaron diversas alternativas

5.2.1. Caso Base (sin compensadores)

En el periodo de análisis 2028-2033, sin la inclusión de compensadores, se observaron numerosos eventos de tensión fuera de los rangos de seguridad, especialmente bajo condiciones de demanda máxima y mínima, pues se detectaron 2095 eventos de tensión fuera de rangos de seguridad, distribuidos de la siguiente manera: demanda máxima (888), media (31) y mínima (1176). En las Fig 5.3 y 5.4 se muestra el histograma de frecuencia de tensión en la sub-área GCM y el diagrama de caja de los valores de tensión en los nodos más críticos del sub-área GCM resultante del análisis de contingencias.

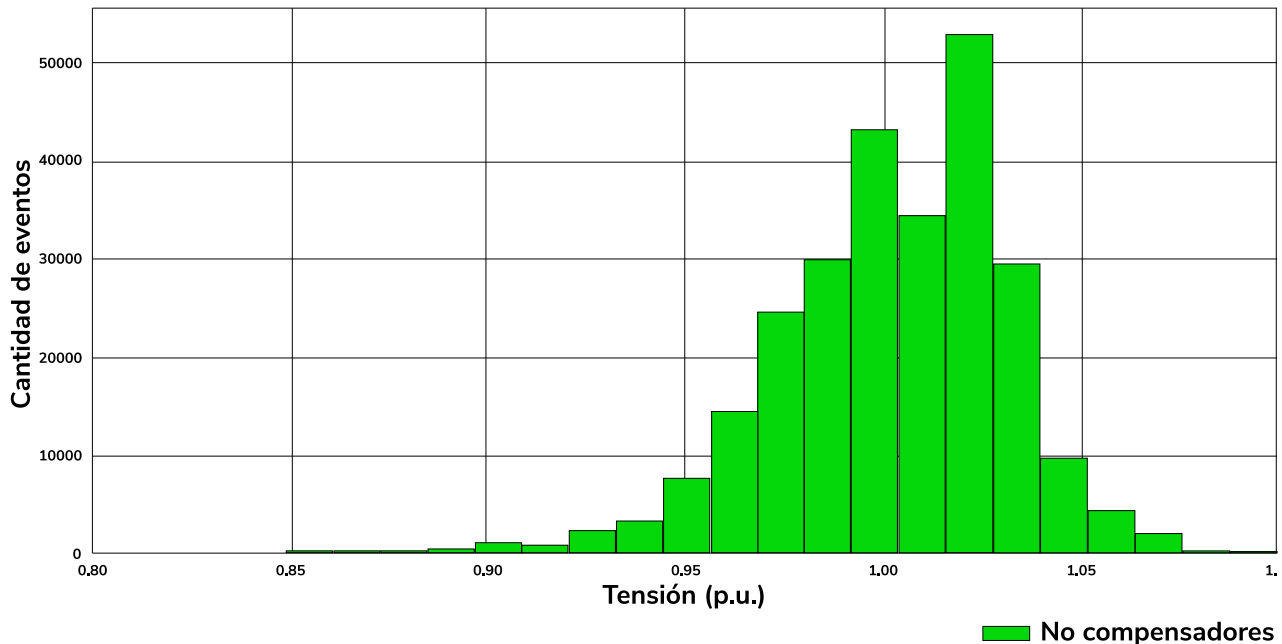


Figura 5.3: Histograma de frecuencia – Sin Compensadores Síncronos. Elaboración: UPME

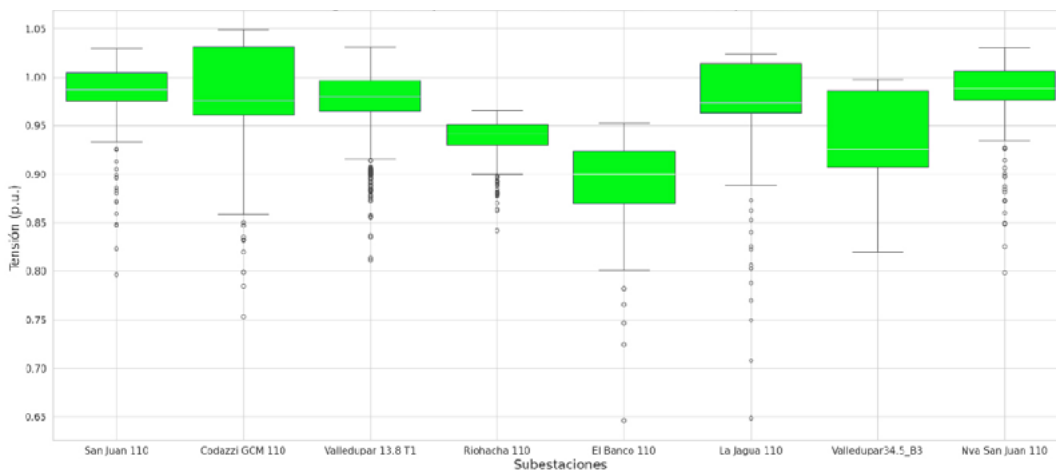


Figura 5.4: Diagrama de caja – Subestaciones GCM – Sin compensación. Elaboración: UPME

Los problemas de tensión fueron frecuentes en subestaciones críticas como El Banco y Valledupar, con una alta incidencia de eventos durante las contingencias. Este escenario reflejó la vulnerabilidad del sistema ante aumentos en la demanda y fallas en la red, destacando la necesidad urgente de medidas correctivas.

5.2.2. Mejor alternativa (50 MVAR)

En la evaluación de la alternativa que considera la inclusión de compensadores síncronos de 50 MVAR en la red del STR en la sub-área GCM, se analizaron tres escenarios: i) caso completo, ii) caso sin Guajiras y iii) caso sin Guajiras e indisponible la compensación en Bureche. Con la inclusión de CS de 50 MVAR, el análisis mostró una mejora considerable en los valores de tensión. En este caso, la cantidad de eventos de tensión fuera de los ran-

gos de seguridad se redujo drásticamente en comparación con el caso base.

Para el periodo de análisis, en escenarios de demanda máxima, media y mínima, se observó que, bajo operación normal, no se presentaron desviaciones de tensión fuera de los rangos de seguridad en las subestaciones de la subárea GCM en ninguno de los casos estudiados. Sin embargo, en escenarios con contingencias, se identificaron 23, 23 y 32 eventos de tensión fuera de los rangos de seguridad para los casos completos, sin Guajiras y sin Guajiras con compensación en Bureche indisponible, respectivamente. Estos eventos, similares en número a los observados en alternativas con CS de menor capacidad, se concentraron en subestaciones críticas como Valledupar, particularmente relacionados con la salida en contingencia de los transformadores en esa zona.

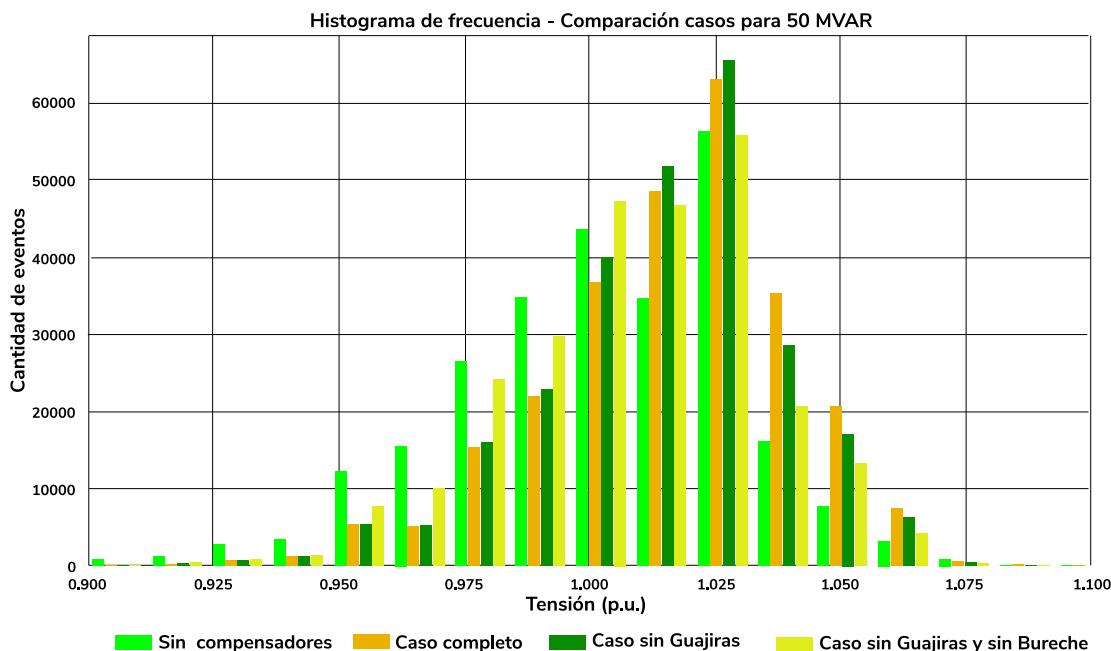


Figura 5.5: Histograma de frecuencia – con CS de 50 MVAR. Elaboración: UPME

El análisis de las Fig 5.5 y 5.6 destaca que el desempeño de las tensiones en la sub-área GCM es aceptable, incluso bajo contingencias como la ausencia de las unidades de Guajira y la indisponibilidad de la compensación en la subestación Bureche. La comparación en la Fig 5.6, enfocada en las subestaciones críticas, muestra una notable mejoría en las tensiones con la implementación de los compensadores síncronos en comparación con el caso base.

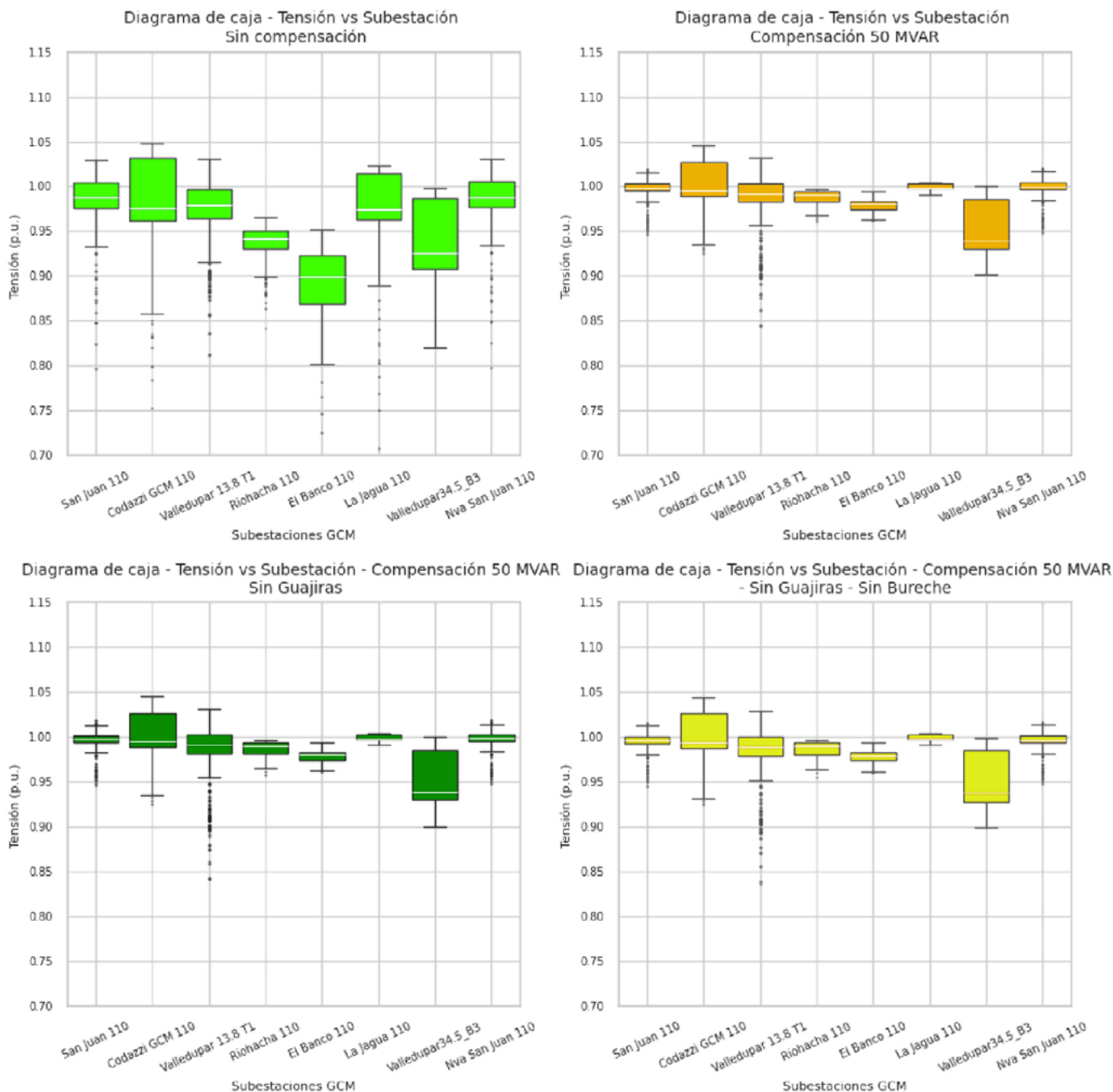


Figura 5.6: Diagrama de caja – Comparación de casos de estudio – CS 50 MVar – Nodos críticos, con contingencias. Elaboración: UPME

El resumen de estadísticos básicos (media y desviación estándar) así como la valoración de las métricas establecidas en la sección 5.1 se presentan en la Tabla 5.3. Allí se puede observar que la ubicación de los CS produce una notoria mejoría en las métricas de evaluación de tensión propuestas en comparación con el caso base.

Tabla 5.3: Resumen de métricas - Valoración de. Compensación 50 MVAR

Métrica	Caso base	Caso completo	Caso completo - Sin Guajiras	Caso completo - Sin Guajiras -Sin Bureche
Valor medio tensión (p.u.)	1.002	1.016	1.014	1.008
Desviación estándar tensión (p.u.)	0.030	0.025	0.024	0.025
Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones (pu)	15.573	15.195	14.539	13.717
Desviación máxima tensión (p.u.)	0.354	0.156	0.159	0.164
Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad (pu)	6.054	0.553	0.563	0.656

5.3. Evaluación de la relación beneficio-costo de la mejor alternativa

La evaluación de la relación beneficio-costo de los compensadores síncronos de 50 MVAR se realizó considerando los costos en Unidades Constructivas, conforme a la Resolución CREG 015 de 2018 (ver Tabla 5.4), lo que proporciona un marco regulatorio estándar

para la valoración económica de los proyectos de infraestructura eléctrica en Colombia. Los beneficios se determinaron tanto en condiciones de operación en estado estable como en escenarios de contingencias que podrían generar DNA debido a bajas tensiones en la sub-área GCM, exacerbadas por el crecimiento de la demanda. Este análisis tomó en cuenta la entrada de obras del STN y del STR, y se verificó mediante simulaciones en el software PowerFactory, que incluyeron diferentes escenarios de generación proyectados.

Tabla 5.4: Costo del proyecto en UC al 2024

	Costo en COP\$ - UC	Costo en USD - UC
STR	\$643,599,115,211	\$153.237.884
STN	\$0	\$0
Total	\$643,599,115,211	\$153.237.884

Con base en la selección de la localización de los compensadores y de su capacidad nominal se realizó la evaluación de la relación de Beneficio-Costo (B/C), las cuales dependen de la cuantificación de beneficios que puede tener el proyecto (ver Tabla 5.5).

Tabla 5.5: Relación B/C con base en los escenarios

CARACTERÍSTICAS	B/C	VPN - Beneficios por DNA [USD]
Compensadores síncronos con una capacidad de 50 MVAR en las subestaciones El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí y Bureche, todas en 110 kV, incluidos todos los elementos requeridos para su adecuada conexión al Sistema Interconectado Nacional - SIN	9.234	\$1,414,929,929.98

El análisis realizado concluye que la instalación de compensadores síncronos en el STR del sub-área GCM es altamente recomendable, dado que los beneficios asociados a la reducción de DNA con el proyecto superan los costos de la obra. Específicamente, se determinó que cada compensador síncrono debe tener una capacidad mínima de 50 MVAR para garantizar su efectividad. Se recomienda que estos compensadores sean instalados en las subestaciones estratégicas de El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí y Bureche, todas a un nivel de tensión de 110 kV, para maximizar el impacto sobre los problemas de tensión del sub-área GCM.

6. CONCLUSIONES

La Transición Energética Justa es un proceso ordenado, gradual, prioritario y urgente para Colombia, dado su papel en la mitigación de los riesgos ambientales, energéticos y económicos derivados de la dependencia de combustibles fósiles. La TEJ no solo busca reducir estas dependencias, sino también impulsar la reindustrialización del país, crear nuevas industrias y generar empleo, fortaleciendo sectores estratégicos como el agro y el transporte a través de la implementación de tecnologías de bajas emisiones como las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

La TEJ no es solo un cambio tecnológico, sino que debe abordar las desigualdades sociales y ambientales asociadas al consumo energético. Es crucial promover un uso ético y consciente de la energía, reconociendo que ningún sistema de generación es completamente limpio, pero que la diversificación de la matriz energética con FNCER permitirá una mayor resiliencia ante fenómenos climáticos extremos como El Niño, que pone en riesgo la generación hidroeléctrica y el abastecimiento energético del país.

En este sentido, el sector minero-energético tiene la responsabilidad de habilitar alternativas energéticas y tecnológicas que permitan a los demás sectores acceder a energía de baja contaminación y asequible, facilitando el cumplimiento de sus metas de descarbonización y promoviendo un desarrollo sostenible y equitativo. La modernización del sistema eléctrico colombiano y la diversificación de su

matriz energética son pasos fundamentales para garantizar que el país cuente con la resiliencia y adaptabilidad necesaria para estar preparado para los retos del cambio climático.

En este contexto, la Misión Transmisión, liderada por la UPME, juega un rol fundamental en la actualización y modernización del sistema eléctrico colombiano. Esta estrategia se centra en resolver los problemas técnicos estructurales que han limitado la operación eficiente del sistema, mejorando su fortaleza y flexibilidad. Además, es clave para facilitar la integración masiva de FNCER, asegurando una transición energética eficiente y sostenible que fortalezca la resiliencia y adaptabilidad del país ante los desafíos energéticos futuros y permita avanzar hacia la descarbonización.

Finalmente, los compensadores síncronos desempeñan un papel esencial en este proceso. Estos dispositivos permiten controlar la potencia reactiva y estabilizar los niveles de tensión en redes con baja fortaleza de red (como es el caso de la costa Caribe colombiana) o con alta penetración de FNCER, cuya intermitencia y variabilidad generan fluctuaciones que pueden poner en riesgo la operación del sistema. Además, los compensadores síncronos aportan inercia, ayudando a mantener la frecuencia en momentos de variaciones bruscas de carga o generación, y proporcionan corriente de cortocircuito en situaciones de falla, mejorando así la fortaleza de la red.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Hannah Ritchie, Pablo Rosado and Max Roser (2020) - "Energy Production and Consumption" Published online at OurWorldInData.org. Último acceso Julio 2024 <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>
- [2] Population Media Center. "Why Does the Earth Overshoot?" Population Media Center. Último acceso Julio 2024. <https://www.populationmedia.org/the-latest/why-does-the-earth-overshoot>.
- [3] Merz, Joseph & Barnard, Phoebe & Rees, William & Smith, Dane & Maroni, Mat & Rhodes, Christopher & Dederer, Julia & Bajaj, Nandita & Joy, Mike & Wiedmann, Thomas & Sutherland, Rory. (2023). "World scientists' warning: The behavioural crisis driving ecological overshoot". Science Progress. 106. 1-22. DOI:10.1177/00368504231201372
- [4] Richardson, K., Steffen, W., Lucht, W., Bendtsen, J., Cornell, S.E., Donges, J.F., Drüke, M., Fetzer, I., Bala, G., von Bloh, W., Feulner, G., Fiedler, S., Gerten, D., Gleeson, T., Hofmann, M., Huiskamp, W., Kummu, M., Mohan, C., Nogués-Bravo, D., Petri, S., Porkka, M., Rahmstorf, S., Schaphoff, S., Thonicke, K., Tobian, A., Virkki, V., Weber, L., & Rockström, J, "Earth beyond six of nine planetary boundaries. Science Advances," Science Advances, Volume 9(37), 2023, eadh2458.9. DOI 10.1126/sciadv.adh2458
- [5] Wiedmann, T., Lenzen, M., Keyßer, L.T. et al. Scientists' warning on affluence. Nat Commun 11, 3107 (2020). <https://doi.org/10.1038/s41467-020-16941-y>
- [6] United Nations. "Climate Emergency: UN Rights Expert Calls for Global Recognition of 'Right to a Healthy Environment'." UN News. October 17, 2019. Último acceso Julio 2024. <https://news.un.org/en/story/2019/10/1048452>
- [7] National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). (n.d.). "Climate change impacts". Último acceso Julio 2024 <https://www.noaa.gov/education/resource-collections/climate/climate-change-impacts>.
- [8] McCulloch, M. T., Winter, A., Sherman, C. E. & Trotter, J. A. (2024). "300 years of sclero-sponge thermometry shows global warming has exceeded 1.5°C." Nature Climate Change. <https://doi.org/10.1038/s41558-023-01919-7>
- [9] Climate Change Institute, University of Maine. (n.d.). Sea Surface Temperature (SST) Daily Maps. Climate Reanalyzer. Retrieved from https://climatreanalyzer.org/clim/sst_daily/.
- [10] National Centers for Environmental Information (NCEI). (2024). Global Climate Report - June 2024: Supplemental Information. Retrieved from <https://www.ncei.noaa.gov/access/monitoring/monthly-report/global/202406/supplemental/page-4>
- [11] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2009). **Resolución 181654 de 2009**. Por la cual se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural. https://gestor-normativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_181654_2009.htm

[12] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2014). Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2014-2028.

http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan_GT_2014-2028.pdf

[13] NREL, "Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update". National Renewable Energy Laboratory. Disponible en <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80580.pdf>

[14] World Nuclear Association. (2011). "Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources. World Nuclear Organization". Disponible en: <https://world-nuclear.org/our-association/publications/working-group-reports/lifecycle-ghg-emissions-of-electricity-generation>

[15] United Nations Economic Commission for Europe (UNECE). (2021). Carbon neutrality in the UNECE region: Integrated life-cycle assessment of electricity sources. United Nations. Disponible en: https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf

[16] Fundación Ideas para la Paz (FIP). (2022). "Los conflictos por la tierra: avances y desafíos de un problema histórico". Disponible en: <https://ideaspaz.org/publicaciones/investigaciones-analisis/2022-12/los-conflictos-por-la-tierra-avances-y-desafios-de-un-problema-historico>.

[17] Del Río Duque, C., Vanegas, M., Castro, A., & others, "Understanding systemic land use dynamics in conflict-affected territories: The cases of Cesar and Caquetá, Colombia." PLOS ONE, 2022. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0269088>

[18] Bai, X., Liu, Y., Wang, S., et al. (2018). "Physicochemical Characterization of Airborne Particulate Matter in Medellín, Colombia, and its Use in an In Silico Study of Ventricular Action Potential." Water, Air, & Soil Pollution. <https://doi.org/10.1007/s11270-018-3775-9>

[19] United Nations Development Programme (UNDP). (2023). Global Decarbonization in Fossil Fuel Export-Dependent Economies. Disponible en: <https://www.undp.org/publications/dfs-global-decarbonization-fossil-fuel-export-dependent-economies>

[20] N. Upadhayay, M. Nadarajah and A. Ghosh, "System Strength Enhancement with Synchronous Condensers for Power Systems with High Penetration of Renewable Energy Generators," 2021 31st Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Perth, Australia, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/AUPEC52110.2021.9597835.

[21] N. Masood, S. Mahmud, N. Ansary, S. Deeba, "Improvement of system strength under high wind penetration: A techno-economic assessment using synchronous condenser and SVC," Energy, Volume 246, 2022, 123426, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123426>.



Unidad de Planeación Minero Energética



2024

