

PORTAFOLIO ÓPTIMO COMO ALTERNATIVA PARA EL DESPACHO
ECONÓMICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE COLOMBIA

IRVIN TAYPE HUAMAN

UNIVERSIDAD ICESI
FACULTA DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONÓMICAS
SANTIAGO DE CALI, NOVIEMBRE 2020

PORTAFOLIO ÓPTIMO COMO ALTERNATIVA PARA EL DESPACHO
ECONÓMICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE COLOMBIA

IRVIN TAYPE HUAMAN

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:
MAGISTER EN FINANZAS CUANTITATIVAS

DIRECTOR DEL TRABAJO DE GRADO:
YENY ESPERANZA RODRIGUEZ RAMOS

UNIVERSIDAD ICESI
FACULTA DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONÓMICAS
SANTIAGO DE CALI, NOVIEMBRE 2020

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	8
PALABRAS CLAVES	8
ABSTRACT	9
KEYWORDS	9
INTRODUCCIÓN	10
1. OBJETIVOS	13
1.1. OBJETIVO GENERAL	13
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
2. REVISIÓN DE LITERATURA	14
2.1. MERCADO ELÉCTRICO DE COLOMBIA	14
2.2. TEORÍA MODERNA DE PORTAFOLIO	19
2.3. ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO	20
2.4. COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE)	26
3. METODOLOGÍA	29
3.1. DATOS Y FUENTES DE INFORMACIÓN	29

3.2. APLICACIÓN DE PORTAFOLIO PARA CONFORMAR EL DESPACHO IDEAL	31
4. RESULTADOS	34
4.1. ANÁLISIS DESCRIPTIVO	34
4.2. ANÁLISIS DE LOS PORTAFOLIOS EFICIENTES DE MÍNIMO MARGEN	37
4.3. ANÁLISIS DE LA COMPOSICIÓN DE LOS PORTAFOLIOS DE DESPACHO IDEAL VS MÍNIMO MARGEN	41
4.4. PRECIOS SPOT CON PORTAFOLIO ÓPTIMO DE MÍNIMO MARGEN	61
5. CONCLUSIONES	68
REFERENCIAS	70

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 LCOE (USD/MWh) por tipo de combustible y departamento de Colombia	27
Tabla 2 Fechas de invierno y verano en Colombia	30
Tabla 3 Estadísticas Descriptivas	35
Tabla 4 Portafolios promedio de Despacho Ideal y de Mínimo Margen por época del año (Sin Inversión)	38
Tabla 5 Participación de las plantas en el despacho ideal del día 31 de marzo de 2019 bajo los dos métodos y por tipo de tecnología	42
Tabla 6 Participación de las plantas en el despacho ideal del día 30 de junio de 2019 bajo los dos métodos y por tipo de tecnología	47
Tabla 7 Participación de las plantas en el despacho ideal del día 30 de septiembre de 2019 bajo los dos métodos y por tipo de tecnología	52
Tabla 8 Participación de las plantas en el despacho ideal del día 31 de diciembre de 2019 bajo los dos métodos y por tipo de tecnología	57
Tabla 9 Estadísticas descriptivas de los precios estimados por Despacho Ideal y Mínimo Margen para cada época del año 2019	64

ÍNDICE DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfica 1 Esquema Institucional del Sector Eléctrico en Colombia _____	15
Gráfica 2 Flujograma de la metodología de portafolio propuesta para definir el despacho ideal _____	31
Gráfica 3 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 31 de marzo de 2019 (Parte 1 de 2) _____	43
Gráfica 4 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 31 de marzo de 2019 (Parte 2 de 2) _____	45
Gráfica 5 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 30 de junio de 2019 (Parte 1 de 2) _____	48
Gráfica 6 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 30 de junio de 2019 (Parte 2 de 2) _____	50
Gráfica 7 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 30 de septiembre de 2019 (Parte 1 de 2) _____	53
Gráfica 8 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 30 de septiembre de 2019 (Parte 2 de 2) _____	55
Gráfica 9 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 31 de diciembre de 2019 (Parte 1 de 2) _____	58
Gráfica 10 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 31 de diciembre de 2019 (Parte 2 de 2) _____	60

Gráfica 11 Precio Spot de Energía bajo el método actual de despacho ideal realizado por XM y el método de portafolio óptimo de mínimo margen durante el año 2019 _____ 62

Gráfica 12 Precios Spot de energía y desviación estándar bajo los dos métodos (Despacho Ideal y Portafolio de Mínimo Margen) _____ 63

RESUMEN

En el sector eléctrico las fuentes de riesgo se presentan a diferentes niveles: operativo, comercial, planificación y regulatorio. Una herramienta que ha sido utilizada para gestionar estos riesgos y facilitar la toma de decisiones es la administración de portafolios. En particular, en Colombia, el operador del mercado utiliza un proceso de optimización estándar minimizando el costo de producción de energía para definir el despacho económico. Este estudio propone un modelo de portafolio óptimo minimizando el margen para realizar el despacho ideal y posteriormente determinar el precio de energía. Los resultados muestran que la mayoría de los portafolios óptimos tienen un margen y un riesgo inferior a los portafolios estimados con el método actual, introduciendo una mayor participación de las térmicas y una menor participación de las hidráulicas. Además, los precios de energía estimados con el portafolio óptimo de Mínimo Margen, en la mayoría de los casos son inferiores a los precios spot de energía estimados con el método actual de Despacho Ideal.

PALABRAS CLAVES

Mercado eléctrico, costo nivelado de energía, portafolio óptimo, despacho de energía.

ABSTRACT

In the electricity sector, the sources of risk are presented at different levels: operational, commercial, planning, and regulatory. A tool that has been used to manage these risks and facilitate decision making is portfolio management. In Colombia, the market operator uses a standard optimization process minimizing the cost of energy production to define dispatch. economic. This study proposes an optimal portfolio model minimizing the margin to carry out the ideal dispatch and subsequently determine the energy price. The results show that most of the optimal portfolios have a lower margin and risk than the portfolios estimated with the current method, introducing a greater participation of thermals and a lower participation of hydroelectric ones. Furthermore, the energy prices estimated with the optimal Minimum Margin portfolio are lower than the spot energy prices estimated with the current Ideal Dispatch method.

KEYWORDS

Electricity market, levelized cost of energy, optimal portfolio, energy dispatch.

INTRODUCCIÓN

Los diferentes agentes del mercado eléctrico están sumergidos en múltiples incertidumbres a nivel operativo, comercial, de planificación y de regulación, que dificultan la toma de decisiones para realizar nuevas inversiones en generación, con la inserción de tecnologías no convencionales, y en transmisión y distribución, con la ampliación de redes (Schinko & Komendantova, 2016). Por tanto, ha surgido la necesidad de plantear nuevas herramientas para gestionar los riesgos derivados de estas incertidumbres. (Goh, y otros, 2014).

En el sector eléctrico la administración de portafolios ha sido utilizada como herramienta de gestión de riesgos en la toma de decisiones en las actividades de generación y transmisión (Jafarzadeh, Tareghian, Rahbarnia, & Ghanbari, 2015), (Escribano Francés, Marín-Quemada, & San Martín González, 2013), (Henao, Rodriguez, Viteri, & Dyner, 2019), y en las de distribución y comercialización (Suksonghong, Boonlong, & Goh, 2014), (Lorca & Prina, 2014) y (Contreras, Rodríguez, & Sosa, 2017). Sin embargo, a nivel de la programación de los recursos de generación que cubran la demanda esperada, de tal forma que para cada hora se utilicen los recursos de menor precio, comúnmente llamado despacho ideal, hasta lo que se revisó no hay estudios que utilicen la técnica de portafolio para la conformación de este tipo de despacho.

Por lo tanto, este estudio propone utilizar un modelo de portafolio para realizar el despacho ideal, de tal forma que cada hora se utilicen los recursos de menor margen. El margen se estima como el cociente entre la diferencia del precio ofertado por cada recurso de generación y los costos nivelados de energía (LCOE) por tipo de tecnología y el precio del recurso de generación. Los LCOE han sido tomados del estudio de [\(Castillo R., Mejía G., & Giraldo O., 2015\)](#). El modelo propuesto se aplicará en el contexto colombiano. Se realizarán comparaciones entre el precio de electricidad obtenido y el precio de electricidad que actualmente se presenta en el país.

Con el desarrollo de esta tesis se evidencia que los portafolios óptimos de Mínimo Margen presentan en la mayoría de los días, un menor margen y riesgo que los portafolios estimados a partir del Despacho Ideal realizado actualmente por XM. Además, el portafolio óptimo de Mínimo Margen diversifica la composición del portafolio, al introducir una mayor participación de las térmicas y una menor participación de las hidráulicas, siendo las hidráulicas las que aportan el mayor margen al portafolio. Aunque la tendencia de la participación de las plantas de fuentes renovables no convencionales no es clara, hacen parte del portafolio de Mínimo Margen con una participación mínima inferior a 5%. Por otro lado, en promedio los precios de energía estimados con el portafolio óptimo de Mínimo Margen en un 77,81% son inferiores a los precios spot de energía estimados con el método actual.

El resto del documento está organizado de la siguiente forma. En la Sección 1 se presentan los objetivos. En la Sección 2 se exponen los principales conceptos y teorías que son relevantes para el desarrollo de la investigación. En la Sección 3 se explica la metodología. Subsecuentemente se presenta los resultados en la Sección 4 y se concluye en la Sección 5.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

El objetivo general de este estudio es proponer un portafolio óptimo de mínimo margen como una alternativa para realizar el despacho ideal de energía eléctrica de Colombia.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos se enfocan en:

- Estimar el margen diario de cada planta usando el precio de oferta y el costo nivelado de energía.
- Construir el portafolio óptimo de mínimo margen para cada día del año 2019.
- Estimar los precios diarios de energía usando los resultados de los portafolios de mínimo margen para el año 2019.
- Comparar los resultados de los precios estimados obtenidos con la asignación de plantas hecha con portafolio y los precios spot de energía.

2. REVISIÓN DE LITERATURA

Esta sección tiene cuatro partes. La primera describe las dinámicas propias del mercado eléctrico de Colombia, incluyendo la programación de los recursos de generación conocido como despacho ideal. En la segunda se presentan los fundamentos teóricos de la teoría moderna de portafolio. En la tercera se presentan los estudios en el sector eléctrico que han utilizado la herramienta de conformación de portafolios. Finalmente, en la cuarta se explica en que consiste el costo nivelado de energía (LCOE).

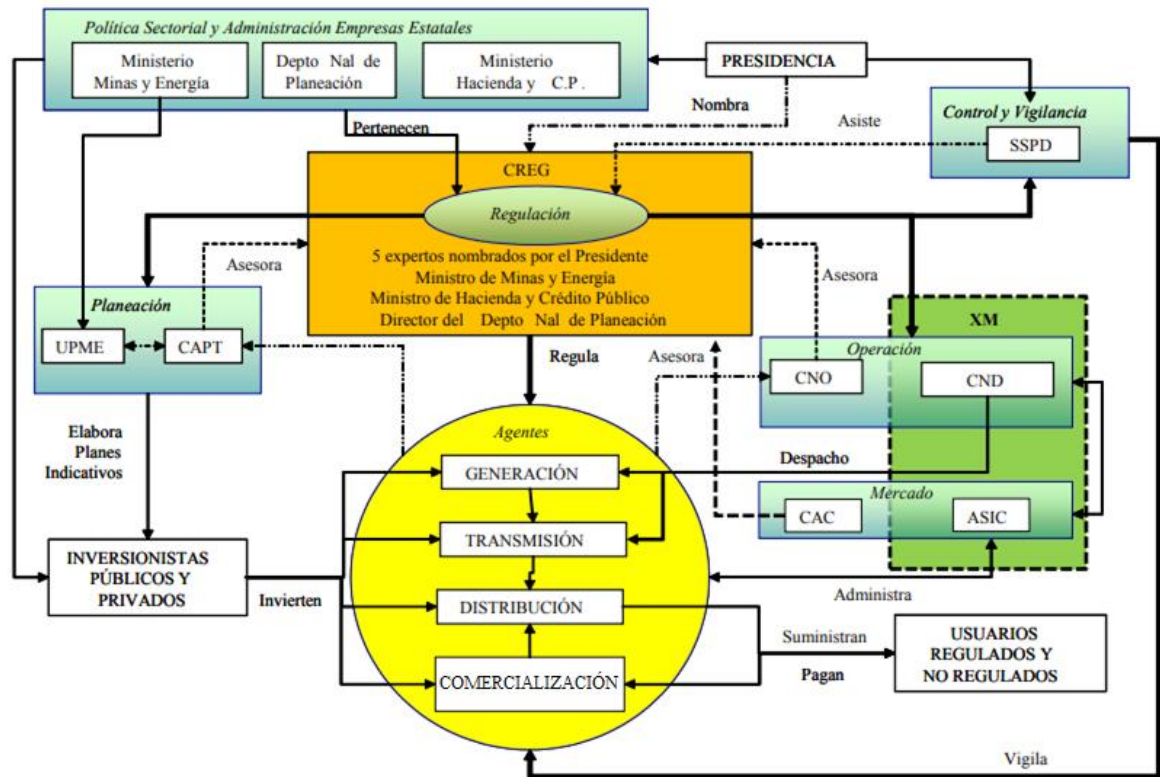
2.1. MERCADO ELÉCTRICO DE COLOMBIA

Esta sección primero presenta la estructura mercado de energía, y se describe su funcionamiento, incluyendo el criterio para conformación del precio de electricidad a través del despacho económico de los recursos de generación.

- **Estructura**

En la [Gráfica 1](#) se presenta la estructura del mercado de electricidad colombiano conformado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), los agentes de generación, transmisión, distribución y comercialización, y la Compañía Expertos en Mercados (XM).

Gráfica 1 Esquema Institucional del Sector Eléctrico en Colombia



Fuente: Tomado de la CREG (2019)

La CREG está conformada por ocho miembros, de los cuales cinco son expertos comisionados nombrados por la Presidencia de la República, el Ministro de Minas y Energía, el Director del Departamento Nacional de Planeación y el Ministro de Hacienda y Crédito Público. La principal función de este ente es regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia (Ley 142, 1994). La UPME se encarga de

realizar la planeación del desarrollo sostenible de los sectores de Minas y Energía de Colombia, para la formulación de las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del País, mediante el procesamiento y el análisis de información ([Ley 143, 1994](#)) y ([Decreto 255, 2004](#)). De acuerdo con la ([Resolución 051, 1998](#)), ([Resolución 004, 1998](#)), ([Resolución 022, 2001](#)) y ([Resolución 085, 2002](#)), la UPME contará con un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), con el objeto de compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional. Finalmente, la SSPD es la entidad encargada de inspeccionar, vigilar y controlar a las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios con el fin de promover y proteger los derechos y deberes de los usuarios y prestadores de los servicios públicos domiciliarios ([Ley 142, 1994](#)). Además, es la SSPD quien debe garantizar la prestación de estos servicios esenciales de manera sostenible y con calidad, con el fin de contribuir al mejoramiento de la calidad de vida de los colombianos, a la competitividad del sector y al desarrollo económico y social del país ([Ley 142, 1994](#)).

En el sector eléctrico de Colombia la cadena productiva está formada por los generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores. Los generadores producen la energía eléctrica, los transmisores operan y transportan la energía eléctrica en un Sistema de Transmisión Nacional o Regional, los distribuidores operan y transportan la energía eléctrica en un Sistema de Distribución Local, y los comercializadores son aquellos agentes que compran la energía eléctrica y la venden a usuarios regulados y no regulados según la normativa ([Ley 142, 1994](#))

Además, son los agentes comercializadores y los grandes consumidores quienes pueden adquirir la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda ([Ley 142, 1994](#)). Además, para promover la competencia entre los agentes de toda la cadena de valor, se permite la participación de agentes públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista ([Ley 142, 1994](#)).

La operación y la administración del mercado la realiza la Compañía de Expertos en Mercados XM S.A. E.S.P. (XM), con el apoyo del Centro Nacional de Despacho (CND), el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN (LAC) ([Ley 143, 1994](#)). El CND se encarga de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica ([Ley 143, 1994](#)). El ASIC se encarga, entre otras funciones, de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo, de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa ([Ley 143, 1994](#)). El LAC se encarga de la liquidación y administración de cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que le sean asignadas y de calcular el ingreso

regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación que emite CREG ([Ley 143, 1994](#)).

- **Despacho Económico**

Una de las funciones de XM como operador y administrador del mercado está enfocada en realizar el despacho económico de generación de energía, el cual consiste en programar diariamente la utilización de los recursos de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para atender la demanda con criterios de economía, calidad, seguridad y confiabilidad, lo cual se realiza con base en las ofertas de precio y declaraciones de disponibilidad de los generadores y la disponibilidad de la infraestructura de transporte de electricidad ([Ley 142, 1994](#)) y ([Ley 143, 1994](#)).

XM realiza un despacho teniendo en cuenta los costos variables y las ofertas de costos de arranque de todas las unidades térmicas de generación, incluyendo sus características técnicas, como las rampas y los tiempos mínimos de subida y bajada, y todas las restricciones de la red de transmisión ([Corredor, Helman, Jara, & Wolak, 2020](#)). Con base en esta información, XM realiza el Despacho Ideal y establece un precio de mercado único, llamado Precio de Bolsa. El despacho Ideal consiste en determinar los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de

los Sistemas de Distribución Local (SDL), existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las plantas generadoras (CREG, 1995) y (CREG, 2009). De acuerdo con la resolución (CREG, 2009) , el despacho ideal presenta el siguiente modelo de optimización:

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (Pof_i \times Q_{it}) + Par_i$$

Sujeto a: (1)

$$D_t \leq \sum_i Q_{it}$$

donde Pof_i hace referencia al precio ofertado por la planta i , Q_{it} representa la disponibilidad declarada por la planta i en el día t , Par_i es el precio de arranque-parada de la planta i , y D_t se refiere a la demanda total del día t .

2.2. TEORÍA MODERNA DE PORTAFOLIO

La Teoría Moderna de Portafolio propuesta por (Markowitz, 1952) usa el retorno y la matriz de varianza-covarianza de los retornos de los activos como insumos para construir un portafolio óptimo. El supuesto fundamental del enfoque de Markowitz es que los retornos de los activos siguen una distribución normal, por tanto, para determinar la asignación óptima de activos en un portafolio, el inversionista está interesado en minimizar el riesgo del portafolio para un cierto retorno dado, o maximiza el retorno esperado del portafolio para un nivel dado de riesgo,

considerando a la desviación estándar de los retornos de los activos como medida de riesgo. La formulación matemática de este enfoque de media-varianza es como sigue:

$$\begin{aligned} \max_w E(r_p) &= w^t \mu_r \\ \text{Sujeto a:} & \end{aligned} \tag{2}$$

$$V(r_p) = w^t \Sigma w = K$$

$$0 \leq w_i \leq 1, \sum_{i=1}^n w_i = 1$$

Donde R_p hace referencia al retorno del portafolio p , el cual es definido como el promedio ponderado de los retornos de los activos, en donde w^t es un vector de pesos de los activos que toma valores positivos y la suma de los cuales es igual a 1, y μ_r es un vector con los retornos esperados de los activos que componen el portafolio. $V(r_p)$ es la varianza del portafolio, donde Σ es la matriz de varianza de los retornos de los activos, cuyos elementos en la diagonal son las varianzas de los retornos, y los elementos fuera de la diagonal son las covarianzas entre los retornos de los activos, y K representa una varianza dada.

2.3. ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Siguiendo a [\(Aien, Hajebrahimi, & Fotuhi-Firuzabad, 2016\)](#), debido a la reestructuración del sistema energético y la utilización de energías renovables, se ha dificultado la toma de decisiones en las inversiones de nuevas tecnologías, redes de transmisión y distribución, que llevan a los diferentes agentes del mercado a una

serie de incertidumbres a nivel operativo, comercial, de planificación y de regulación (Schinko & Komendantova, 2016). Por lo tanto, existe una línea de investigación que ha puesto su atención en analizar la incertidumbre y desarrollar nuevas herramientas de gestión de riesgos (Goh, y otros, 2014). La aplicación de portafolio óptimo ha sido contemplada como una herramienta que permite gestionar el riesgo de los diferentes agentes del mercado eléctrico, y dado que los agentes están sujetos a tomar decisiones con diferentes tipos de incertidumbres, esta herramienta permite analizar las incertidumbres de forma conjunta (Awerbuch, 2006). De forma general, la incertidumbre está presente en casi todos los procesos, eventos, parámetros y mediciones que afectan una amplia gama de problemas y en el caso del mercado eléctrico, los agentes enfrentan el riesgo de tomar decisiones incorrectas (Arnesano, Carlucci, & Laforgia, 2012), por lo que utilizar la herramienta de portafolio óptimo se vuelve relevante para la gestión de riesgo y la toma de decisiones.

Hay estudios que aplican portafolio óptimo para la toma de decisiones de los agentes que realizan las actividades de generación en cuanto a inversiones en proyectos de energía relacionadas con la diversificación de tecnologías (Cutler, Boerema, MacGill, & Outhred, 2011), (Jafarzadeh, Tareghian, Rahbarnia, & Ghanbari, 2015), (Winkler, Gaio, Pfluger, & Ragwitz, 2016), la ejecución de proyectos (Szolgayová, Fuss, Khabarov, & Obersteiner, 2010), (Boomsma, Meade, & Fleten, 2012), (Fuss, Szolgayová, Khabarov, & Obersteiner, 2012), y la complementariedad entre fuentes renovables (Escribano Francés, Marín-Quemada,

& San Martín González, 2013), (David, Andriamasomanana, & Liandrat, 2014), (Henaó, Rodríguez, Viteri, & Dyner, 2019).

Con respecto a las decisiones de diversificación de tecnologías, recursos y ubicación geográfica, se destacan varios estudios en diferentes contextos. Por ejemplo, (Cutler, Boerema, MacGill, & Outhred, 2011) exploran los problemas de integración de la energía eólica al Sur del Mercado Nacional de Electricidad de Australia. Estos autores realizan la evaluación de la interacción de la generación eólica regional, la demanda de electricidad y los precios spot de energía. Por otro lado, (Jafarzadeh, Tareghian, Rahbarnia, & Ghanbari, 2015) proponen un modelo teórico basado en portafolio óptimo para maximizar las ganancias de los proyectos teniendo en cuenta la combinación de proyectos, el cronograma de los proyectos seleccionados y el horizonte temporal. Finalmente, (Winkler, Gaio, Pfluger, & Ragwitz, 2016) analizan los impactos de los esquemas de apoyo que promueven la incorporación de energías renovables en el mercado eléctrico de Alemania.

Con respecto a las decisiones de ejecución de los proyectos los estudios que se han encontrado han utilizado el enfoque de opciones reales. (Szolgayová, Fuss, Khabarov, & Obersteiner, 2010) generan las distribuciones óptimas que surgen del comportamiento de inversión, teniendo en cuenta la incertidumbre y la irreversibilidad a nivel de planta. Estos autores, en la Unión Europea, plantean un modelo de portafolio dinámico, donde la medida de riesgo es el valor condicional en riesgo (CVaR). Por otro lado, (Boomsma, Meade, & Fleten, 2012) se enfocan en

analizar el tiempo de inversión y la elección de capacidad para proyectos de energía renovable en la región Nórdica y en Noruega, bajo diferentes esquemas de apoyo y considerando tanto las múltiples fuentes de incertidumbre bajo cada esquema de soporte como la incertidumbre con respecto a cualquier cambio de esquema de soporte a través de portafolio. Finalmente, ([Fuss, Szolgayová, Khabarov, & Obersteiner, 2012](#)) analizan el impacto de la incertidumbre en la toma de decisiones de inversión a nivel de planta en la Unión Europea, y derivan portafolios óptimos de tecnología óptima en diferentes escenarios socioeconómicos.

Con respecto a las decisiones de complementariedad de energías renovables hay estudios con diferentes focos aplicados en diferentes contextos, en los cuales se han utilizado diferentes métodos de optimización para construir la composición de la cartera de fuentes renovables. ([Escribano Francés, Marín-Quemada, & San Martín González, 2013](#)) examinan la relación entre la seguridad energética y las fuentes de energía en la Unión Europea, ([David, Andriamasomanana, & Liandrat, 2014](#)) presentan un análisis de la variabilidad de la producción fotovoltaica para Reunión, un pequeño territorio insular con estatus de departamento de ultramar francés. En Colombia se destaca ([Henao, Rodríguez, Viteri, & Dyner, 2019](#)), quienes proponen la inserción de sistemas de energía renovable (RES) en el sector eléctrico, considerando una competencia de generación basada en el costo entre las tecnologías convencionales (hidroeléctrica y térmica) y las alternativas RES (solar fotovoltaica y eólica).

También hay estudios que aplican portafolio óptimo para la toma de decisiones de los agentes que realizan las actividades de distribución y comercialización (Deng & Oren, 2006), (Sadeghi & Shavvalpour, 2006), (Liu & Wu, 2007), (Contreras, Rodríguez, & Sosa, 2017), (Pindoriya, Singh, & Singh, 2010), (Suksonghong, Boonlong, & Goh, 2014), (Lucia & Schwartz, 2002), (Lorca & Prina, 2014). En estos estudios se ha realizado la gestión de riesgos derivada de los cambios en los precios de energía, y con este foco se han utilizado metodologías financieras y estadísticas para el análisis, tales como uso de derivados financieros para compartir y controlar los riesgos no deseados a través de estrategias de cobertura (Deng & Oren, 2006), y simulación histórica de predicción ARMA y la varianza-covarianza basadas en enfoques de modelado GARCH para cuantificar el riesgo del mercado (Sadeghi & Shavvalpour, 2006). Otros estudios han utilizado modelos de optimización estáticos para la conformación de portafolios que permitan realizar gestión del riesgo de precios de contrato y de mercado, ya sea diseñando un portafolio diversificado a partir de la conformación de un portafolio con un activo libre de riesgo y n activos riesgosos (Liu & Wu, 2007), encontrando un portafolio que haga un balance entre riesgo y diversificación, para definir estrategias óptimas de compra de energía ya sea en el mercados spot, mercado regulado y mercado no regulado (Contreras, Rodríguez, & Sosa, 2017), con la construcción de un portafolio basado en el modelo de media-varianza-asimetría para tratar con activos cuya distribución de rendimiento no es normal (Pindoriya, Singh, & Singh, 2010), o proponiendo el desarrollo de algoritmos para resolver el problema de optimización de portafolio de un agente se enfrenta a diferentes opciones comerciales (Suksonghong, Boonlong,

& Goh, 2014). El uso de modelos de optimización dinámicos también ha sido frecuente para examinar la importancia del patrón regular en el comportamiento de los precios de la electricidad y sus implicaciones en los precios derivados (Lucia & Schwartz, 2002), o para involucrar la variable temporal como en el caso de (Lorca & Prina, 2014) quienes presentan un modelo de optimización de portafolio de energía a mediano plazo en un mercado de electricidad competitivo, considerando los precios de electricidad local y la gestión de riesgos.

Como se puede observar, la mayoría de los estudios se enfocan en analizar la incertidumbre, la gestión de riesgos y la toma de decisiones de los agentes generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores. No obstante, a nivel del operador de mercado, hasta lo que se revisó no se conoce un estudio que utiliza el enfoque de portafolio para seleccionar adecuadamente las plantas que cubrirán la demanda esperada teniendo en cuenta la disponibilidad, el precio ofertado y demás costos derivados de la producción de energía. Consideramos que la técnica de portafolio puede ser una herramienta alternativa para la construcción del despacho del mercado eléctrico, siendo esta la contribución de este estudio. Para realizar la asignación eficiente de las unidades de generación con el enfoque de portafolio se requiere no solo los precios ofertados por cada agente generadores para cada una de las planteaas, sino también el costo de generación de cada una de las fuentes de generación utilizadas, el cual puede ser estimado utilizando el Levelized Cost of Energy, LCOE por sus siglas en inglés, el cual se describe en la siguiente sección.

2.4. COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE)

El LCOE representa el precio mínimo de la energía a la que un proyecto puede recuperar sus costos y se usa como una herramienta para comparar diferentes tipos de tecnologías y capacidad de generación (Watts, Valdés, Jara, & Watson, 2015). (Branker, Pathak, & Pearce, 2011) mencionan que el LCOE depende de la tasa de descuento, el precio promedio del sistema, el método de financiamiento y la energía generada durante la vida útil, y (Ouyang & Lin, 2014) además adicionan las circunstancias específicas del país.

Existen diversos estudios sobre la estimación de LCOE por tipo de tecnología, capacidad y ubicación geográfica. Estudios como (Mentis, Siyal, Korkovelos, & Howells, 2016), estiman el LCOE para plantas eólicas teniendo en cuenta criterios socioeconómicos, geográficos y técnicos con respecto a la localización en India. (IRENA, 2018) señala que la energía renovable se ha convertido en una forma cada vez más competitiva de satisfacer las nuevas necesidades de generación de energía por lo que es necesario estudiar los costos de generación de energía renovable, utilizando los costos y precios de subastas de proyectos, incluyendo proyectos de fuentes no renovables, de todo el mundo, para estimar el LCOE teniendo en cuenta el tipo de tecnología y la capacidad instalada.

Siguiendo a (Ouyang & Lin, 2014), quienes señalan que el LCOE depende de características propias del país, se encuentra el estudio de (Castillo R., Mejía G., & Giraldo O., 2015) quienes en el contexto colombiano calculan el costo nivelado de energía (LCOE) de diferentes tecnologías de producción de energía (plantas de energía renovables y de combustibles fósiles) en diferentes ubicaciones geográficas y desarrollan una herramienta computacional para la evaluación de proyectos de generación de energía. Estos autores consideran diversos aspectos a nivel de región relacionados el tipo de tecnología, capacidad instalada y circunstancias propias de Colombia como recursos energéticos, costo de la inversión, la deuda e intereses, el impuesto de renta y otros tipos de impuestos, los costos de operación y mantenimiento, el reemplazo de equipos y un retorno a los inversores. En la Tabla 1 se puede observar el LCOE estimado por (Castillo R., Mejía G., & Giraldo O., 2015).

Tabla 1 LCOE (USD/MWh) por tipo de combustible y departamento de Colombia

DEPARTAMENTO	ACPM	AGUA	BAGAZO	CARBÓN	COMBUSTOLEO	GAS	JET-A1	MEZCLA GAS - JET- A1	RAD SOLAR	VIENTO
Antioquia	102,89	49,21	107,82	108,88	NA	141,99	102,89	NA	NA	NA
Atlántico	99,41	NA	NA	NA	NA	138,09	NA	NA	NA	NA
Bolívar	NA	NA	NA	NA	101,75	141,55	NA	NA	126,99	NA
Boyacá	NA	47,24	NA	96,38	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Caldas	NA	45,42	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Casanare	NA	NA	NA	NA	NA	128,68	NA	NA	NA	NA
Cauca	NA	44,95	107,82	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Cesar	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	130,99	NA
Córdoba	NA	42,68	NA	115,83	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Cundinamarca	NA	49,94	NA	93,69	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Guajira	NA	NA	NA	106,85	NA	NA	NA	NA	NA	229,64
Huila	NA	44,01	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Magdalena	NA	NA	NA	NA	98,08	NA	NA	NA	NA	NA
Meta	NA	NA	107,82	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Nariño	NA	42,51	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Norte de Santander	NA	NA	NA	92,01	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Risaralda	NA	NA	107,82	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Santander	NA	45,16	NA	NA	NA	141,22	NA	101,9	NA	NA
Tolima	NA	48,93	NA	NA	NA	143,17	NA	NA	NA	NA
Valle	116,95	56,72	107,82	96,31	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Promedio	106,42	46,98	107,82	101,42	99,92	139,12	102,89	101,9	128,99	229,64

Fuente: Elaboración propia con base en información de UPME (2019)

El LCOE promedio de las plantas de energía que utilizan agua y viento como combustible es de 46,98 USD/MWh y de 229,64 USD/MWh respectivamente, siendo el agua el menos costoso y el viento el más costoso entre los demás tipos de combustibles. Con respecto al combustible agua, el LCOE varía entre los departamentos; el LCOE menos costoso se ubica en el departamento de Nariño por 42,51 USD/MWh y el más costoso se ubica en el departamento del Valle del Cauca por 56,72 USD/MWh. Con respecto al combustible viento, solo existe una planta en el departamento de la Guajira.

En el caso de la radiación solar, las plantas que utilizan este recurso renovable no convencional para generar energía se ubican en los departamentos de Bolívar y Cesar, y el LCOE promedio es de 128,99 USD/MWh, siendo el tercer combustible más costoso por debajo del combustible de gas.

Finalmente, para los demás tipos de combustibles, el LCOE promedio está por encima de 100 USD/MWh, exceptuando combustóleo, cuyo LCOE es del orden de 99,92 USD/MWh y también varían entre los diferentes departamentos entre 92,01 USD/MWh y 143,17 USD/MWh.

3. METODOLOGÍA

Actualmente en Colombia, el Operador de mercado determina el despacho ideal a partir de los recursos de menor precio que cubren la demanda total, sin considerar las restricciones técnicas del STN, y establece un precio mínimo de energía. Como alternativa a este modelo, se propone un enfoque basado en la Teoría de Portafolio de media-varianza propuesto por [\(Markowitz, 1952\)](#) que minimice el margen. Para cumplir con este objetivo esta sección contiene dos partes. La primera contiene la descripción de los datos y las fuentes información. En la segunda se describe los pasos de la propuesta metodológica, la cual incluye el método de estimación del margen para cada planta o generador de energía, la conformación del despacho ideal del mercado eléctrico colombiano utilizando el enfoque de portafolio, y la estimación de los precios de energía a partir de la asignación óptima de despacho ideal realizada con la metodología de portafolio.

3.1. DATOS Y FUENTES DE INFORMACIÓN

La información utilizada para el desarrollo de este trabajo está relacionada con los precios de oferta, la disponibilidad declarada, el despacho ideal, y los precios spot de energía, en frecuencia diaria por planta y generador, para el periodo comprendido entre el primero de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2019. Además, para cada día se tomó la demanda total del sistema. La fuente de la información es el Operador del Mercado del Mercado de Electricidad colombiana,

Compañía Expertos en Mercados S.A. (XM). Los costos nivelados de energía (LCOE) por cada tipo de fuente de generación del año 2019 se tomaron del trabajo de (Castillo R., Mejía G., & Giraldo O., 2015), basado en la información tomada del Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL) administrado por la UPME. Estos autores estimaron un LCOE para cada planta o agente generador según su ubicación geográfica y las características propias del país en dólares estadounidenses. Se utilizó la tasa de cambio USD/COL teniendo en cuenta el TRM diario para el año 2019 tomado del Banco de la República.

Adicional, en la definición de la ventana de tiempo de los datos se tuvo en cuenta que países como Colombia que están localizados cerca de la línea del Ecuador, se caracterizan por presentar ausencia de estaciones y temperatura constantes a lo largo del año. Sin embargo, durante el año se distinguen dos épocas, invierno y verano, cuyas fechas específicas se presentan en la [Tabla 2](#).

Tabla 2 Fechas de invierno y verano en Colombia

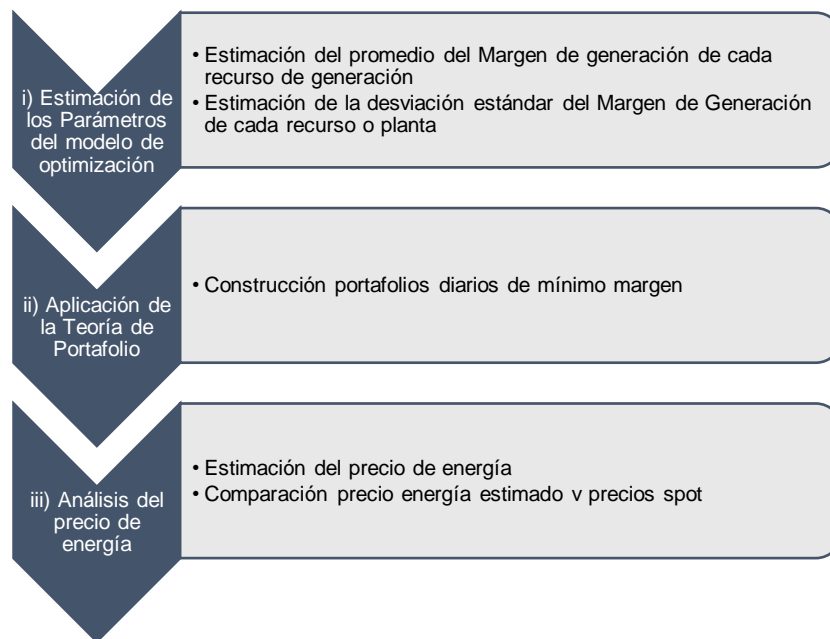
Época del Año	Fecha
Invierno	15 marzo a 15 junio
	15 septiembre a 15 diciembre
Verano	16 diciembre a 14 marzo
	16 junio a 14 de septiembre

Fuente: Elaboración propia con base en información de UNGRD (2018)

3.2. APLICACIÓN DE PORTAFOLIO PARA CONFORMAR EL DESPACHO IDEAL

En la [Gráfica 2](#) se presentan de forma esquemática los pasos que se siguen para realizar el despacho ideal con la metodología de portafolio.

Gráfica 2 Flujoograma de la metodología de portafolio propuesta para definir el despacho ideal



Fuente: Elaboración propia

Como primera medida se estiman los parámetros utilizados para construir el portafolio del despacho ideal, y la asignación de pesos de cada una de las plantas, derivada del proceso de portafolio, servirá para calcular el precio de energía estimado, y compararlo con el precio spot. A continuación, se explican en forma detallada cada uno de los estados de la metodología propuesta.

i. Estimación de los Parámetros del modelo de optimización

La metodología de portafolio requiere estimar tanto el promedio del margen de generación, como su desviación estándar. Estos parámetros se estiman a partir de la información histórica disponible para la época del año correspondiente. Por ejemplo, para estimar los parámetros a utilizar en la conformación del despacho ideal con portafolio del día 20 de febrero, se utilizará la información histórica disponible por planta, en la época de verano que le corresponde, es decir se toman los datos del 16 de diciembre del año 2018 al 19 de febrero del año 2019.

En particular, para estimar el margen diario de generación se emplea el precio ofertado por el generador y su respectivo costo nivelado de energía LCOE, utilizando la siguiente fórmula:

$$Margen_{it} = \frac{Pof_{it} - LCOE_{it}}{LCOE_{it}} \quad (3)$$

donde Pof_i se refiere al precio ofertado por la planta i en el día t , y $LCOE_{it}$ es el costo nivelado de energía por la planta i en el día t .

ii. Aplicación de la Teoría de Portafolio

Para cada día del año 2019, se aplicó la metodología de portafolio para determinar el portafolio de mínimo margen, e identificar la asignación óptima de las plantas respecto a la demanda total del correspondiente día.

El siguiente modelo de optimización es el que se propone en este trabajo para cada día t :

$$\min_w M(r_p) = w^t M_r \quad (4)$$

Sujeto a:

$$V(r_p) = w^t \Sigma w = K$$

$$(4) 0 \leq w_i \leq 1, \sum_{i=1}^n w_i = 1$$

$$w_i D_t \leq Q_{it}$$

Donde $M(r_p)$ y $V(r_p)$ hace referencia al margen y a la varianza del portafolio p , respectivamente. El margen se calcula teniendo en cuenta el precio ofertado por cada planta i y el costo nivelado de energía de cada planta. Además, w_i es la participación de la planta i . Finalmente, D_t es la demanda total del día t mientras que Q_i disponibilidad declarada por la planta i en el día de análisis.

iii. Análisis de los precios de energía

La estimación del precio de electricidad diario se llevó a cabo utilizando los pesos o participaciones resultantes del proceso de optimización de mínimo margen, descrito en el literal anterior. Estos precios estimados con el portafolio de mínimo margen se compararon con los precios spot de energía obtenidos con el modelo actual de despacho ideal. Se espera que los precios de energía con el modelo propuesto sean iguales o inferiores a los precios con el modelo actual de XM.

4. RESULTADOS

Esta sección contiene cinco partes. En la primera se presentan las estadísticas descriptivas relacionadas de las variables involucradas en el portafolio de mínimo margen. En la segunda se analiza la frontera eficiente basada en el portafolio de Mínimo Margen. La tercera se analiza los portafolios óptimos de Mínimo Margen y Despacho Ideal. La cuarta presenta un análisis de la participación de las plantas bajo los dos métodos. Finalmente, la quinta parte presenta una comparación entre los precios de energía estimados con los portafolios óptimos de Mínimo Margen y estimados con el método actual de Despacho Ideal realizado por XM.

4.1. ANÁLISIS DESCRIPTIVO

La información diaria utilizada como base para realizar el despacho ideal fue la correspondiente al periodo enero 1 de 2019 a diciembre 31 de 2019. A cada planta que participó durante ese periodo en el despacho, se le asignó su correspondiente costo nivelado de energía (LCOE) teniendo en cuenta el tipo de tecnología. Vale la pena señalar que el componente de inversión de las plantas hidráulicas y térmicas se eliminó del LCOE, teniendo en cuenta que en Colombia estas inversiones ya han sido remuneradas. En la [Tabla 3](#) se presenta las estadísticas descriptivas relacionadas con el total, mínimo, máximo, promedio, y desviación estándar, por tipo de tecnología, de las siguientes variables: precio ofertado y LCOE para el periodo analizado.

Tabla 3 Estadísticas Descriptivas

Estadísticas Descriptivas	Hidráulica	Térmica	Cogenerador	Solar	Eólica
<i>Precio Ofertado:</i>					
Mínimo	64,42	205,12	201,40	101,12	110,21
Máximo	600,15	1.021,79	631,75	172,51	183,74
Media	203,20	434,97	401,14	124,20	131,14
Desviación Estandar	143,81	368,43	108,63	32,84	35,84
<i>Costo Nivelado de Energía (LCOE):</i>					
Mínimo	27,22	176,30	330,43	390,11	705,46
Máximo	37,62	287,79	379,79	461,41	808,90
Media	31,97	224,44	353,67	423,23	753,47
Desviación Estandar	2,06	22,35	13,47	17,40	28,69
No. Plantas	45	49	9	2	1
No. Observaciones	16425	17885	3285	730	365

Fuente: Elaboración propia con base en información XM (2019)

Se observa que, con respecto al precio de oferta mínimo, las plantas hidráulicas ofertan el precio más bajo de \$64,42, seguido de las plantas solares y eólicas de \$101,12 y \$110,21 respectivamente, y posteriormente de las plantas cogeneradores y térmicas de \$201,40 y \$205,12 respectivamente. Con respecto al precio de oferta máximo, las plantas térmicas ofertan el precio más alto de \$1.021,79, seguido de las plantas cogeneradores e hidráulicas de \$631,75 y \$600,15 respectivamente, y posteriormente de las plantas eólicas y solar de \$183,74 y \$172,51 respectivamente. Con respecto a la desviación estándar, las plantas térmicas ofertan los precios más volátiles en comparación a las demás tecnologías, seguido de las plantas cogeneradores e hidráulicas; las plantas solares y eólicas ofertan los precios menos volátiles. Con respecto al precio ofertado promedio, las plantas solares y eólicas ofertan en promedio el precio más bajo de \$124,20 y \$131,14 respectivamente, en comparación a las demás tecnologías; seguido de las

plantas hidráulicas de \$203,20, y posteriormente de las plantas congeneradores y térmicas de \$401,14 y \$434,97 respectivamente.

Por otro lado, las plantas hidráulicas tienen el costo nivelado de energía mínimo más bajo de \$27,22, seguido de las plantas térmicas, congeneradores y solares de \$176,30, \$330,43 y \$390,11 respectivamente, y posteriormente de las plantas eólicas de \$705,46, siendo este último el mayor costo en comparación de las demás tecnologías. Por otro lado, las plantas eólicas tienen el costo nivelado máximo más alto de \$808,90, seguido de las plantas térmicas, congeneradores y solares de \$287,79, \$379,79 y \$461,41 respectivamente, y posteriormente de las plantas hidráulicas de \$37,62, siendo este último el menor costo en comparación de las demás tecnologías. Además, las plantas térmicas y eólicas tienen los costos nivelados con mayores volatilidades en comparación a las demás tecnologías, siendo las hidráulicas las que tienen la menor volatilidad. Finalmente, las hidráulicas tienen en promedio el costo nivelado más bajo de \$31,97, en comparación a las demás tecnologías, siendo las eólicas las que presentan el mayor costo promedio en comparación a las demás tecnologías.

El número de plantas que participan en el despacho varía de acuerdo con la oferta que realizan en un determinado día. Por lo tanto, cuando una planta no realiza una oferta, su precio y cantidad declarada en kilovatios (kW) es cero y no se tiene en cuenta al estimar el portafolio óptimo de mínimo margen.

4.2. ANÁLISIS DE LOS PORTAFOLIOS EFICIENTES DE MÍNIMO MARGEN

Se construyó una frontera eficiente media-varianza de Mínimo Margen para cada uno de los días del año 2019, es decir, para diferentes niveles de riesgo, se determinó el portafolio de Mínimo Margen propuesto previamente en la ecuación (4). La frontera eficiente obtenida en todos los casos es una parábola en forma de U. A continuación, se presenta el análisis de los portafolios eficientes obtenidas para cada época del año.

En la [Tabla 4](#) se presenta un resumen de los resultados obtenidos a partir de la aplicación del modelo de portafolio de Mínimo Margen para cada época del año. Se presentan el margen del portafolio promedio diario, así como su riesgo, el número de días que el margen del portafolio de Despacho Ideal fue mayor al portafolio de Mínimo Margen, y la composición promedio por fuente de generación. Vale la pena aclarar que el LCOE utilizado en las corridas no presenta el valor correspondiente a la inversión de las plantas hidráulicas y térmicas.

Tabla 4 Portafolios promedio de Despacho Ideal y de Mínimo Margen por época del año (Sin Inversión)

Época del Año	Margen Promedio	Riesgo Promedio	No. Días Mayor Margen	Participación de las plantas				
				Hidráulica	Térmica	Congenerador	Solar	Eólica
<i>Invierno 15 de marzo – 15 de junio:</i>								
Despacho Ideal	31,14%	24,13%	75	79,74%	19,03%	0,97%	0,13%	0,13%
Mínimo Margen	28,86%	17,33%	15	60,36%	38,19%	1,21%	0,11%	0,13%
Total Días			90					
<i>Verano 16 de junio – 14 de septiembre:</i>								
Despacho Ideal	35,64%	27,45%	53	92,89%	6,00%	0,78%	0,20%	0,12%
Mínimo Margen	25,84%	14,48%	38	42,36%	56,19%	1,12%	0,21%	0,12%
Total Días			91					
<i>Invierno 15 de septiembre – 15 de diciembre:</i>								
Despacho Ideal	32,71%	26,69%	84	92,65%	6,07%	0,99%	0,22%	0,08%
Mínimo Margen	29,84%	17,48%	8	65,28%	33,13%	1,30%	0,22%	0,08%
Total Días			92					
<i>Verano 16 de diciembre – 14 de marzo:</i>								
Despacho Ideal	31,79%	25,79%	72	80,23%	18,70%	0,78%	0,22%	0,07%
Mínimo Margen	27,84%	16,33%	20	59,43%	39,14%	1,17%	0,24%	0,02%
Total Días			92					

Fuente: Elaboración Propia

- **Época: Invierno 15 de marzo – 15 de junio**

Se observa que, en 75 de los 90 días de esta época del año, el margen de los portafolios de Despacho Ideal es mayor al margen de los portafolios de Mínimo Margen. Además, el margen y el riesgo promedios del portafolio de Despacho Ideal es de 31,14% y 24,13% respectivamente, mientras que para el portafolio de Mínimo Margen es de 28,86% y 17,33% respectivamente. Es decir, que en promedio los portafolios de Despacho Ideal tienen un margen y riesgo mayores. Con respecto a la participación promedio de las plantas, se observa una mayor participación de las hidráulicas de 79,74% y una menor participación de las térmicas de 19,03% en los portafolios de Despacho Ideal en comparación con los portafolios de Mínimo

Margen, los cuales reducen la participación promedio de las hidráulicas en alrededor de 20 puntos básicos, los cuales se trasladan a las plantas térmicas, doblando la participación que presentaban en el despacho ideal, evidenciando en época de invierno una menor dependencia del recurso hidráulico cuando se construye el portafolio de mínimo margen.

- **Época: Verano 16 de junio – 14 de septiembre**

Se observa que, en 53 de los 91 días de esta época del año, el margen de los portafolios de Despacho Ideal es mayor al margen de los portafolios de Mínimo Margen. El margen y riesgo promedios del portafolio de Despacho Ideal es de 35,64% y 27,45% respectivamente, mientras que para el portafolio de Mínimo Margen es de 25,84% y 14,48% respectivamente. Es decir, que en promedio los portafolios de Despacho Ideal tienen un margen y riesgo mayor. Con respecto a la participación promedio de las plantas, se observa una mayor participación de las hidráulicas de 92,89% y una menor participación de las térmicas de 6,00% en los portafolios de Despacho Ideal en comparación con los portafolios de Mínimo Margen con una participación de hidráulicas de 42,36% y térmicas de 56,19%. En esta época del año, la composición del portafolio de mínimo margen es más diversificada que la composición del portafolio de despacho ideal. En épocas con fenómeno del niño, presentar la composición del portafolio diversificado podría ser una ventaja para un país como el nuestro que presenta un sistema de generación hidrodominado.

- **Época: Invierno 15 de septiembre – 15 de diciembre**

Se observa que, en 84 de 92 días de esta época del año, el margen de los portafolios de Despacho Ideal es mayor al margen de los portafolios de Mínimo Margen. Además, el margen y riesgo promedios del portafolio de Despacho Ideal es de 32,71% y 26,69% respectivamente, mientras que para el portafolio de Mínimo Margen es de 29,84% y 17,48% respectivamente. Es decir, que en promedio los portafolios de Despacho Ideal tienen un margen y riesgo mayor. Con respecto a la participación promedio de las plantas, se observa una mayor participación de las hidráulicas de 92,65% y una menor participación de las térmicas de 6,07% en los portafolios de Despacho Ideal en comparación con los portafolios de Mínimo Margen con una participación de hidráulicas de 65,28% y térmicas de 33.13%. Nuevamente, como en el caso de la época del año anterior, se observa que el portafolio de Mínimo Margen es más diversificado que el obtenido con el de Despacho Ideal.

- **Época: Invierno 16 de diciembre – 14 de marzo**

Se observa que, en 72 de 92 días de esta época del año, el margen de los portafolios de Despacho Ideal es mayor al margen de los portafolios de Mínimo Margen. Además, el margen y riesgo promedios del portafolio de Despacho Ideal es de 31,79% y 25,79% respectivamente, mientras que para el portafolio de Mínimo Margen es de 27,84% y 16,33% respectivamente. Es decir, que en promedio los

portafolios de Despacho Ideal tienen un margen y riesgo mayor. Con respecto a la participación promedio de las plantas, se observa una mayor participación de las hidráulicas de 80,23% y una menor participación de las térmicas de 18,70% en los portafolios de Despacho Ideal en comparación con los portafolios de Mínimo Margen con una participación de hidráulicas de 59,43% y térmicas de 39,14%. En la misma forma que en la primera época de invierno del año, se observa que la participación de las fuentes hidráulicas se reducen 20 puntos básicos, los cuales se trasladan a las plantas térmicas.

Finalmente, la participación promedio explica el margen y riesgo promedio de los portafolios de Despacho Ideal y de Mínimo Margen, debido que una mayor participación de las hidráulicas aumenta el margen, mientras que una mayor participación de la térmicas reduce el margen; además, una mayor concentración en plantas hidráulicas aumenta el riesgo mientras que una asignación de las plantas menos concentradas, diversifica la composición del portafolio.

4.3. ANÁLISIS DE LA COMPOSICIÓN DE LOS PORTAFOLIOS DE DESPACHO IDEAL VS MÍNIMO MARGEN

A partir de los portafolios estimados bajo los dos métodos, portafolio óptimo de mínimo margen y Descacho Ideal realizado por XM, se analizan los portafolios de un determinado día para cada época del año con la finalidad de identificar los cambios en la participación de las plantas bajo los dos métodos.

- **Época: Invierno 15 de marzo – 15 de junio**

Se analiza los portafolios del día 31 de marzo de 2019. En la [Tabla 5](#) se observa que, de los 106 plantas generadores de energía, 87 plantas ofertaron precio y cantidades (kW). Bajo el método de despacho ideal realizado por XM, participaron 83 plantas, de las cuales, 39 son hidráulicas, 33 son térmicas, 8 son cogeneradores, 2 son solares y 1 es eólica. Bajo el método de portafolio óptimo de mínimo margen, participaron 62 plantas, de las cuales, 31 son hidráulicas, 21 son térmicas, 8 son cogeneradores, 1 es solar y 1 es eólica.

Tabla 5 Participación de las plantas en el despacho ideal del día 31 de marzo de 2019 bajo los dos métodos y por tipo de tecnología

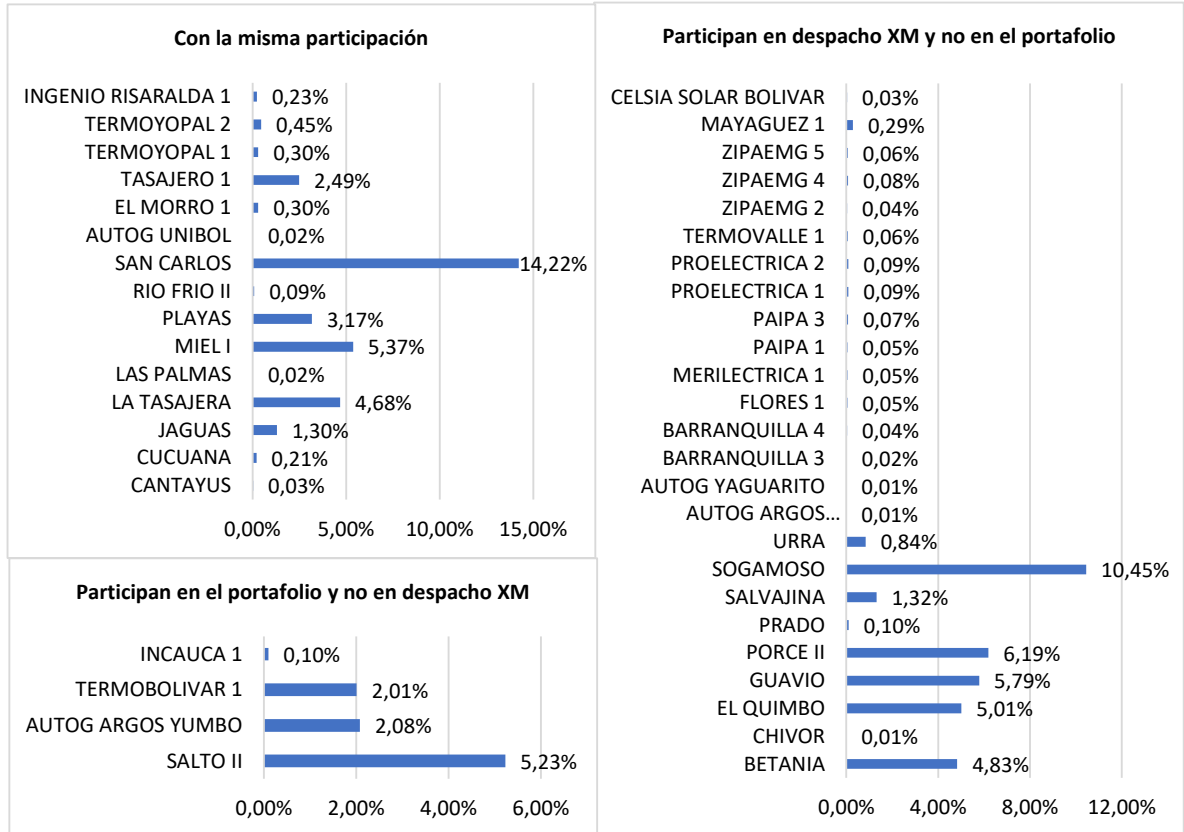
Concepto	Hidráulica	Termica	Cogenerador	Solar	Eólica	Total
Sin participación	5	14	0	0	0	19
Con la misma participación	9	5	1	0	0	15
Participan en el portafolio y no en despacho XM	1	2	1	0	0	4
Participan en despacho XM y no en el portafolio	9	14	1	1	0	25
Aumenta la participación en portafolio	13	3	4	0	0	20
Disminuye la participación en portafolio	8	11	2	1	1	23
Total Plantas	45	49	9	2	1	106

Fuente: Elaboración Propia

El 54,72% de las 106 plantas involucradas en el despacho coinciden en ambos métodos de asignación. Sin embargo, tan solo 14,15% presentan la misma participación. En la [Gráfica 3](#) se presenta la participación de las plantas en común bajo los dos métodos de asignación utilizados, así como los pesos de las plantas

que participan en el portafolios de mínimo margen y no en el despacho de XM y viceversa.

Gráfica 3 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 31 de marzo de 2019 (Parte 1 de 2)



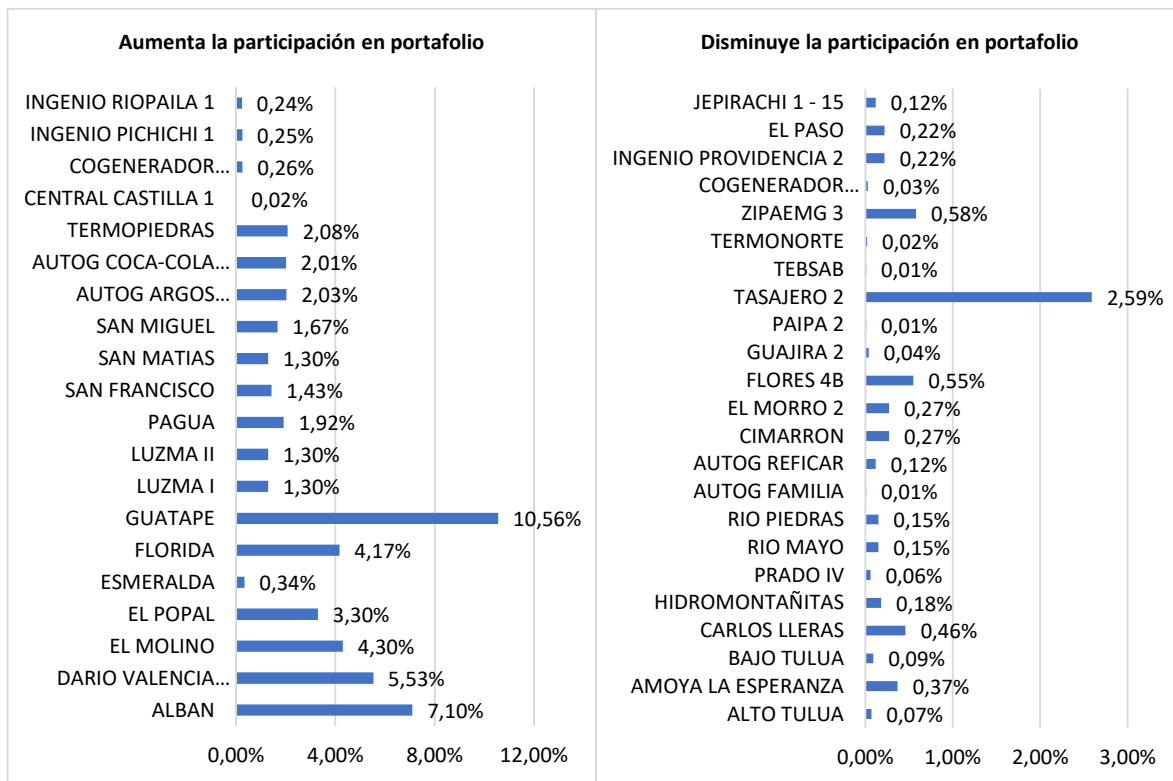
Fuente: Elaboración Propia

Se observa que los dos métodos de asignación de pesos presentan 15 plantas en común con la misma participación, nueve de ellas hidráulicas (CANTAYUS, CUCUANA, JAGUAS, LA TASAJERA, LAS PALMAS, MIEL I, PLAYAS, RIO FRIO II y SAN CARLOS), cinco térmicas (AUTOG UNIBOL, EL MORRO 1, TASAJERO 1, TERMOYOPAL 1 y TERMOYOPAL 2) y el cogenerador INGENIO RISARALDA 1.

SAN CARLOS es la planta con mayor participación. Por otro lado, el portafolio óptimo de mínimo margen introduce la participación de 4 plantas que no contempla el portafolio de despacho actual, la hidráulica SALTO II, dos térmicas (AUTOG ARGOS YUMBO y TERMOBOLIVAR 1), y el cogenerador INCAUCA 1. Finalmente, el portafolio de despacho ideal que actualmente utiliza XM para la asignación eficiente introduce la participación de 25 plantas que no contempla el portafolio óptimo de mínimo margen. Se destacan nueve hidráulicas (BETANIA, CHIVOR, EL QUIMBO, GUAVIO, PORCE II, PRADO, SALVAJINA, SOGAMOSO y URRÁ), catorce plantas térmicas (AUTOG ARGOS CARTAGENA, AUTOG YAGUARITO, BARRANQUILLA 3, BARRANQUILLA 4, FLORES 1, MERILECTRICA 1, PAIPA 1, PAIPA 3, PROELECTRICA 1, PROELECTRICA 2, TERMOVALLE 1, ZIPAEMG 2, ZIPAEMG 4 y ZIPAEMG 5), el cogenerador MAYAGUEZ 1 y la planta solar CELSIA SOLAR BOLIVAR.

El 40,6% de las 106 plantas coinciden en los dos métodos, pero con participaciones disímiles. En la [Gráfica 4](#) se presentan estas plantas en común con los dos métodos, diferenciando si su participación aumentó o disminuyó respecto a la de despacho ideal, y las participaciones obtenidas en el portafolio de mínimo margen.

Gráfica 4 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 31 de marzo de 2019 (Parte 2 de 2)



Fuente: Elaboración Propia

El 18,9% de las 106 plantas son comunes en los dos métodos y aumentaron su participación en el portafolio de mínimo margen. Se destacan en total 13 plantas hidráulicas (ALBAN, DARIO VALENCIA SAMPER, EL MOLINO, EL POPAL, ESMERALDA, FLORIDA, GUATAPE, LUZMA I, LUZMA II, PAGUA, SAN FRANCISCO, SAN MATIAS y SAN MIGUEL), tan solo tres térmicas (AUTOG ARGOS SOGAMOSO, AUTOG COCA-COLA FEMSA y TERMOPIEDRAS), y cuatro cogeneradoras (CENTRAL CASTILLA 1, COGENERADOR PROENCA, INGENIO PICHICHI 1 e INGENIO RIOPAILA 1). Las plantas que en el portafolio de mínimo margen disminuyen su participación representan el 21,7% de las 106

plantas involucradas, de las cuales ocho son hidráulicas (ALTO TULUA, AMOYA LA ESPERANZA, BAJO TULUA, CARLOS LLERAS, HIDROMONTAÑITAS, PRADO IV, RIO MAYO y RIO PIEDRAS), once son térmicas (AUTOG FAMILIA, AUTOG REFICAR, CIMARRON, EL MORRO 2, FLORES 4B, GUAJIRA 2, PAIPA 2, TASAJERO 2, TEBSAB, TERMONORTE y ZIPAEMG 3), dos son cogeneradores (COGENERADOR MANUELITA 2 e INGENIO PROVIDENCIA 2), la planta solar EL PASO y la eólica JEPİRACHI 1 – 15. En resumen, en el día 31 de marzo de 2019, el portafolio de mínimo margen se enfoca en aumentar la participación de las plantas hidráulicas, que son en su mayoría las de mínimo margen, y disminuir la participación de las plantas térmicas, las cuales están relacionadas con un margen mayor.

- **Época: Verano 16 de junio – 14 de septiembre**

Se analiza los portafolios del día 30 de junio de 2019. En la [Tabla 6](#) se observa que, de los 106 plantas generadores de energía, 79 plantas ofertaron precio y cantidades (kW). Bajo el método de despacho ideal realizado por XM, participaron 71 plantas, de las cuales, 38 son hidráulicas, 21 son térmicas, 9 son cogeneradores, 2 es solar y 1 es eólica. Bajo el método de portafolio óptimo de mínimo margen, participaron 59 plantas, de las cuales, 32 son hidráulicas, 17 son térmicas, 8 son cogeneradores, 1 es solar y 1 es eólica.

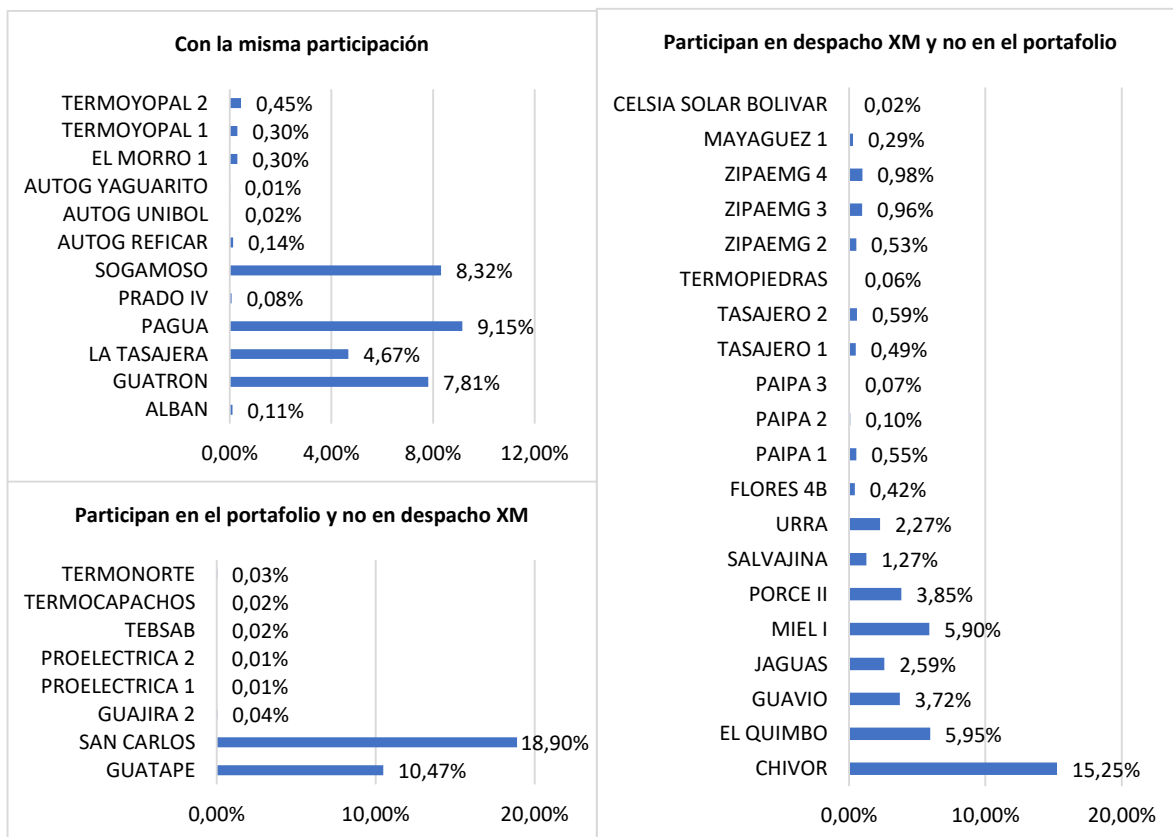
Tabla 6 Participación de las plantas en el despacho ideal del día 30 de junio de 2019 bajo los dos métodos y por tipo de tecnología

Concepto	Hidráulica	Termica	Cogenerador	Solar	Eólica	Total
Sin participación	5	22	0	0	0	27
Con la misma participación	6	6	0	0	0	12
Participan en el portafolio y no en despacho XM	2	6	0	0	0	8
Participan en despacho XM y no en el portafolio	8	10	1	1	0	20
Aumenta la participación en portafolio	14	2	7	1	0	24
Disminuye la participación en portafolio	10	3	1	0	1	15
Total Plantas	45	49	9	2	1	106

Fuente: Elaboración Propia

El 48,11% de las 106 plantas involucradas en el despacho coinciden en ambos métodos de asignación. Sin embargo, tan solo 11,32% presentan la misma participación. En la [Gráfica 5](#) se presenta la participación de las plantas en común bajo los dos métodos de asignación utilizados, así como los pesos de las plantas que participan en el portafolios de mínimo margen y no en el despacho de XM y viceversa.

Gráfica 5 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 30 de junio de 2019 (Parte 1 de 2)



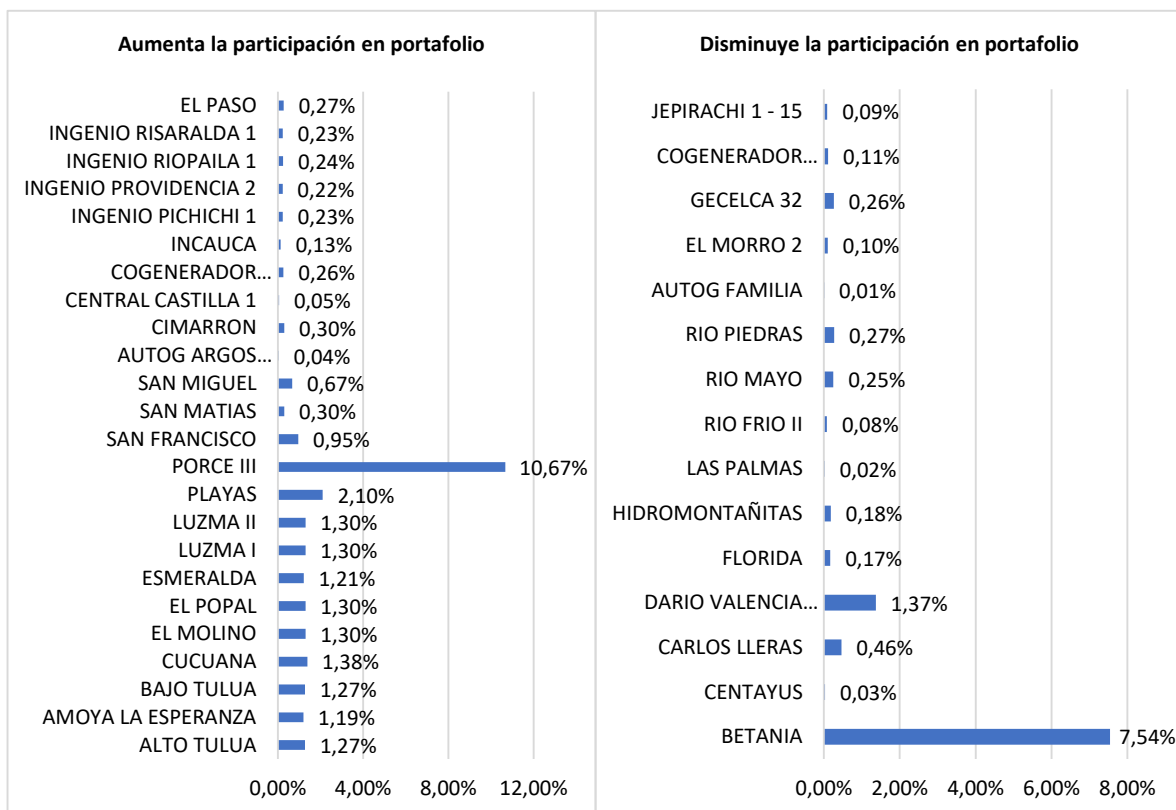
Fuente: Elaboración Propia

Se observa que los dos métodos de asignación de pesos presentan 12 plantas en común con la misma participación, seis de ellas hidráulicas (ALBAN, GUATRON, LA TASAJERA, PAGUA, PRADO IV y SOGAMOSO) y seis térmicas (AUTOG REFICAR, AUTOG UNIBOL, AUTOG YAGUARITO, EL MORRO 1, TERMOYOPAL 1 y TERMOYOPAL 2). PAGUA es la planta con mayor participación. Por otro lado, el portafolio óptimo de mínimo margen introduce la participación de 8 plantas que no contempla el portafolio de despacho actual, dos hidráulicas (GUATAPE y SAN CARLOS) y seis térmicas (GUAJIRA 2, PROELECTRICA 1, PROELECTRICA 2,

TEBSAB, TERMOCAPACHOS y TERMONORTE). Finalmente, el portafolio de despacho ideal que actualmente utiliza XM para la asignación eficiente introduce la participación de 20 plantas que no contempla el portafolio óptimo de mínimo margen. Se destacan ocho hidráulicas (CHIVOR, EL QUIMBO, GUAVIO, JAGUAS, MIEL I, PORCE II, SALVAJINA y URRRA), diez térmicas (FLORES 4B, PAIPA 1, PAIPA 2, PAIPA 3, TASAJERO 1, TASAJERO 2, TERMOPIEDRAS, ZIPAEMG 2, ZIPAEMG 3 y ZIPAEMG 4), el cogenerador MAYAGUEZ 1 y la planta solar CELSIA SOLAR BOLIVAR.

El 36,79% de las 106 plantas coinciden en los dos métodos, pero con participaciones disímiles. Además, en la [Gráfica 6](#) se presentan estas plantas en común con los dos métodos, diferenciando si su participación aumentó o disminuyó respecto a la de despacho ideal, y las participaciones obtenidas en el portafolio de mínimo margen.

Gráfica 6 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 30 de junio de 2019 (Parte 2 de 2)



Fuente: Elaboración Propia

El 22,64% de las 106 plantas son comunes en los dos métodos y aumentaron su participación en el portafolio de mínimo margen. Se destacan en total catorce plantas hidráulicas (ALTO TULUA, AMOYA LA ESPERANZA, BAJO TULUA, CUCUANA, EL MOLINO, EL POPAL, ESMERALDA, LUZMA I, LUZMA II, PLAYAS, PORCE III, SAN FRANCISCO, SAN MATIAS y SAN MIGUEL), dos térmicas (AUTOG ARGOS SOGAMOSO y CIMARRON), siete cogeneradoras (CENTRAL CASTILLA 1, COGENERADOR PROENCA, INCAUCA 1, INGENIO PICHICHI 1, INGENIO PROVIDENCIA 2, INGENIO RIOPAILA 1 e INGENIO RISARALDA 1) y la

planta solar EL PASO. Las plantas que en portafolio de mínimo margen disminuyen su participación representan el 14,15% de las 106 plantas involucradas, de las cuales diez son hidráulicas (BETANIA, CANTAYUS, CARLOS LLERAS, DARIO VALENCIA SAMPER, FLORIDA, HIDROMONTAÑITAS, LAS PALMAS, RIO FRIO II, RIO MAYO y RIO PIEDRAS), tres térmicas (AUTOG FAMILIA, EL MORRO 2 y GECELCA 32), el cogenerador COGENERADOR MANUELITA 2 y la planta eólica JEPİRACHI 1 – 15. En resumen, en el día 30 de junio de 2019, el portafolio de mínimo margen se enfoca en aumentar y disminuir la participación de ciertas plantas hidráulicas, con la finalidad de encontrar una combinación eficiente que minimice el margen.

- **Época: Invierno 15 de septiembre – 15 de diciembre**

Se analiza los portafolios del día 30 de septiembre de 2019. En la [Tabla 7](#) se observa que, de los 106 plantas generadores de energía, 78 plantas ofertaron precio y cantidades (kW). Bajo el método de despacho ideal realizado por XM, participaron 72 plantas, de las cuales, 40 son hidráulicas, 22 son térmicas, 8 son cogeneradores y 2 son solares. Bajo el método de portafolio óptimo de mínimo margen, participaron 69 plantas, de las cuales, 35 son hidráulicas, 24 son térmicas, 8 son cogeneradores, 1 es solar y 1 es eólica.

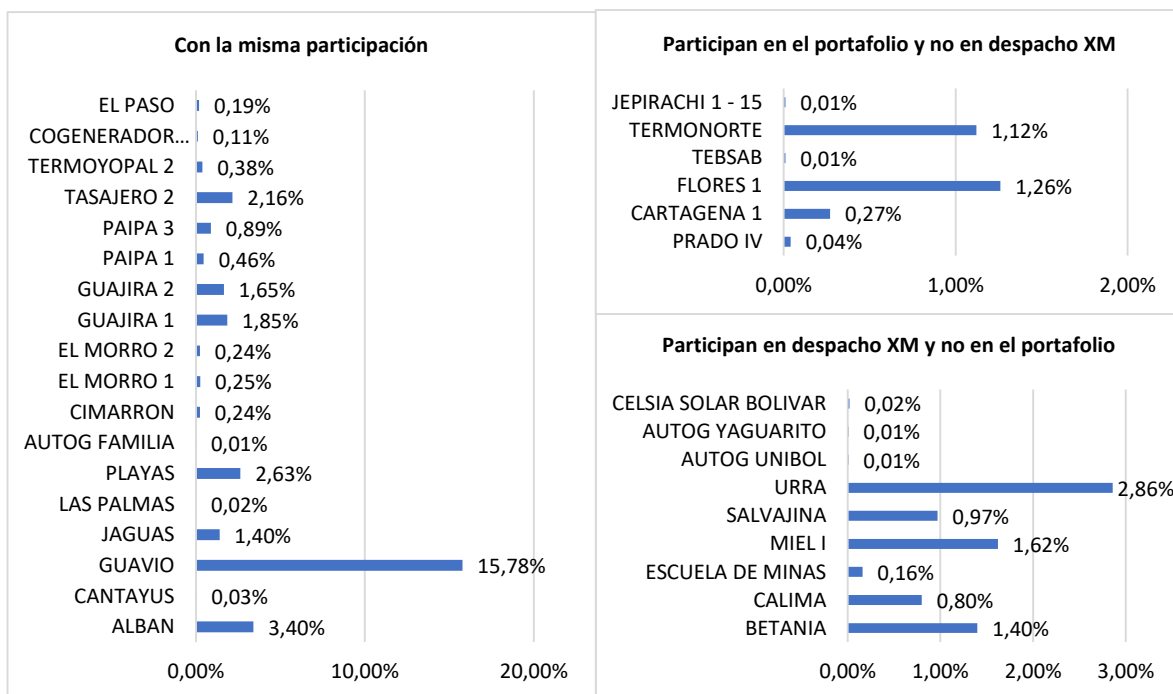
Tabla 7 Participación de las plantas en el despacho ideal del día 30 de septiembre de 2019 bajo los dos métodos y por tipo de tecnología

Concepto	Hidráulica	Termica	Cogenerador	Solar	Eólica	Total
Sin participación	4	23	1	0	0	28
Con la misma participación	6	10	1	1	0	18
Participan en el portafolio y no en despacho XM	1	4	0	0	1	6
Participan en despacho XM y no en el portafolio	6	2	0	1	0	9
Aumenta la participación en portafolio	19	2	6	0	0	27
Disminuye la participación en portafolio	9	8	1	0	0	18
Total Plantas	45	49	9	2	1	106

Fuente: Elaboración Propia

El 59,43% de las 106 plantas involucradas en el despacho coinciden en ambos métodos de asignación. Sin embargo, tan solo 16,98% presentan la misma participación. En la [Gráfica 7](#) se presenta la participación de las plantas en común bajo los dos métodos de asignación utilizados, así como los pesos de las plantas que participan en el portafolios de mínimo margen y no en el despacho de XM y viceversa.

Gráfica 7 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 30 de septiembre de 2019 (Parte 1 de 2)



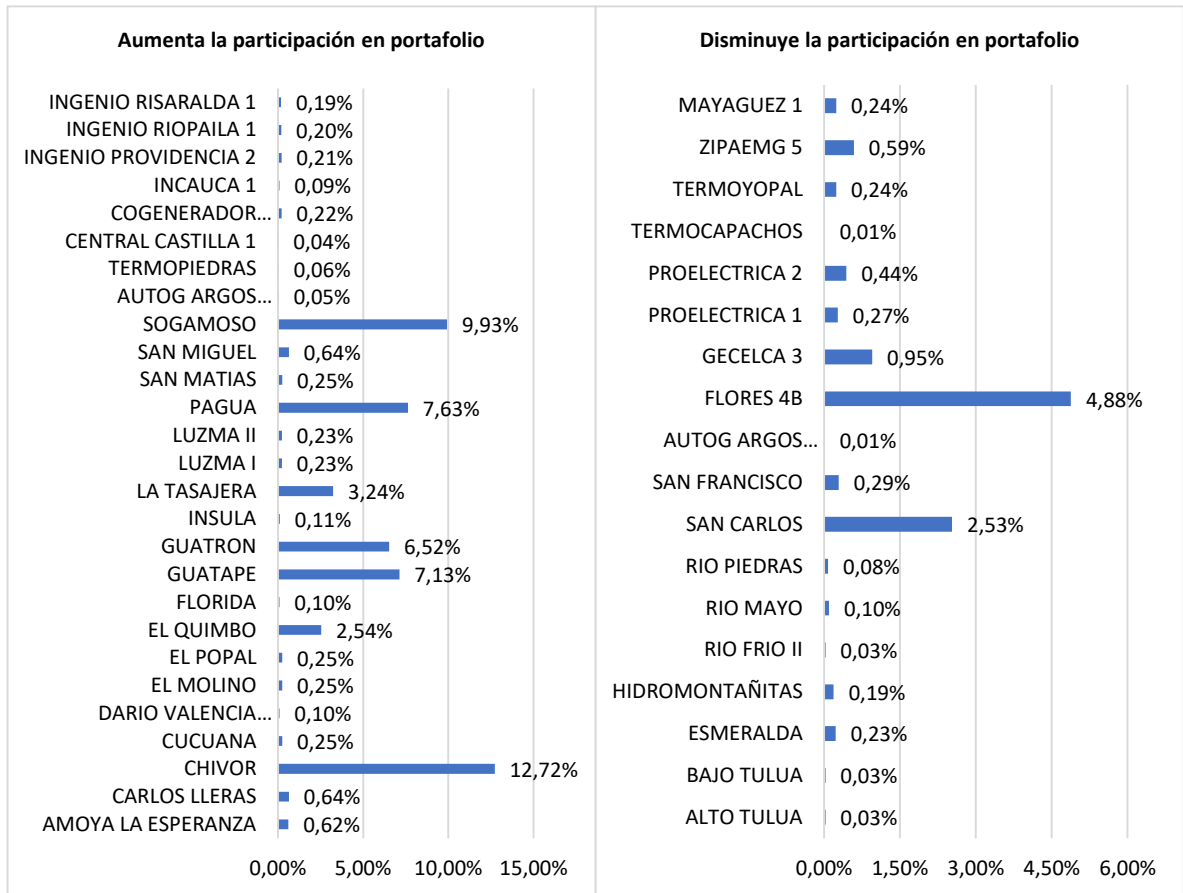
Fuente: Elaboración Propia

Se observa que los dos métodos de asignación de pesos presentan 18 plantas en común con la misma participación, seis de ellas hidráulicas (ALBAN, CANTAYUS, GUAVIO, JAGUAS, LAS PALMAS y PLAYAS), diez térmicas (AUTOG FAMILIA, CIMARRON, EL MORRO 1, EL MORRO 2, GUAJIRA 1, GUAJIRA 2, PAIPA 1, PAIPA 3, TASAJERO 2 y TERMOYOPAL 2), el cogenerador COGENERADOR MANUELITA 2 y la planta solar EL PASO. GUAVIO es la planta con mayor participación. Por otro lado, el portafolio óptimo de mínimo margen introduce la participación de 6 plantas que no contempla el portafolio de despacho actual, la

hidráulica PRADO IV, cuatro térmicas (CARTAGENA 1, FLORES 1, TEBSAB y TERMONORTE) y la planta eólica JEPİRACHI 1 – 15. Finalmente, el portafolio de despacho ideal que actualmente utiliza XM para la asignación eficiente introduce la participación de 9 plantas que no contempla el portafolio óptimo de mínimo margen. Se destacan seis hidráulicas (BETANIA, CALIMA, ESCUELA DE MINAS, MIEL I, SALVAJINA y URRRA), dos plantas térmicas (AUTOG UNIBOL y AUTOG YAGUARITO) y la planta solar CELSIA SOLAR BOLIVAR.

El 44,45% de las 106 plantas coinciden en los dos métodos, pero con participaciones disímiles. En la [Gráfica 8](#) se presentan estas plantas en común con los dos métodos, diferenciando si su participación aumentó o disminuyó respecto a la de despacho ideal, y las participaciones obtenidas en el portafolio de mínimo margen.

Gráfica 8 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 30 de septiembre de 2019 (Parte 2 de 2)



Fuente: Elaboración Propia

El 25,47% de las 106 plantas son comunes en los dos métodos y aumentaron su participación en el portafolio de mínimo margen. Se destacan en total 19 plantas hidráulicas (AMOYA LA ESPERANZA, CARLOS LLERAS, CHIVOR, CUCUANA, DARIO VALENCIA SAMPER, EL MOLINO, EL POPAL, EL QUIMBO, FLORIDA, GUATAPE, GUATRON, INSULA, LA TASAJERA, LUZMA I, LUZMA II, PAGUA, SAN MATIAS, SAN MIGUEL y SOGAMOSO), tan solo dos térmicas (AUTOG

ARGOS SOGAMOSO y TERMOPIEDRAS) y seis cogeneradoras (CENTRAL CASTILLA 1, COGENERADOR PROENCA, INCAUCA 1, INGENIO PROVIDENCIA 2, INGENIO RIOPAILA 1 e INGENIO RISARALDA 1). Las plantas que en el portafolio de mínimo margen disminuyen su participación representan el 16.98% de las 106 plantas involucradas, de las cuales ocho son hidráulicas (ALTO TULUA, BAJO TULUA, ESMERALDA, HIDROMONTAÑITAS, RIO FRIO II, RIO MAYO, RIO PIEDRAS, SAN CARLOS y SAN FRANCISCO), ocho son térmicas (AUTOG ARGOS CARTAGENA, FLORES 4B, GECELCA 3, PROELECTRICA 1, PROELECTRICA 2, TERMOCAPACHOS, TERMOYOPAL 1 y ZIPAEMG 5) y el cogenerador MAYAGUEZ 1. En resumen, en el día 30 de septiembre de 2019, el portafolio de mínimo margen se enfoca en aumentar la participación de las plantas hidráulicas, que son en su mayoría las de mínimo margen, y disminuir la participación de las plantas térmicas, las cuales están relacionadas con un margen mayor

- **Época: Verano 16 de diciembre – 14 de marzo**

Se analiza los portafolios del día 31 de diciembre de 2019. En la [Tabla 8](#) se observa que, de los 106 plantas generadores de energía, 86 plantas ofertaron precio y cantidades (kW). Bajo el método de despacho ideal realizado por XM, participaron 79 plantas, de las cuales, 36 son hidráulicas, 36 son térmicas, 4 son cogeneradores, 2 son solares y 1 eólica. Bajo el método de portafolio óptimo de mínimo margen,

participaron 68 plantas, de las cuales, 29 son hidráulicas, 30 son térmicas, 7 son cogeneradores y 2 son solares

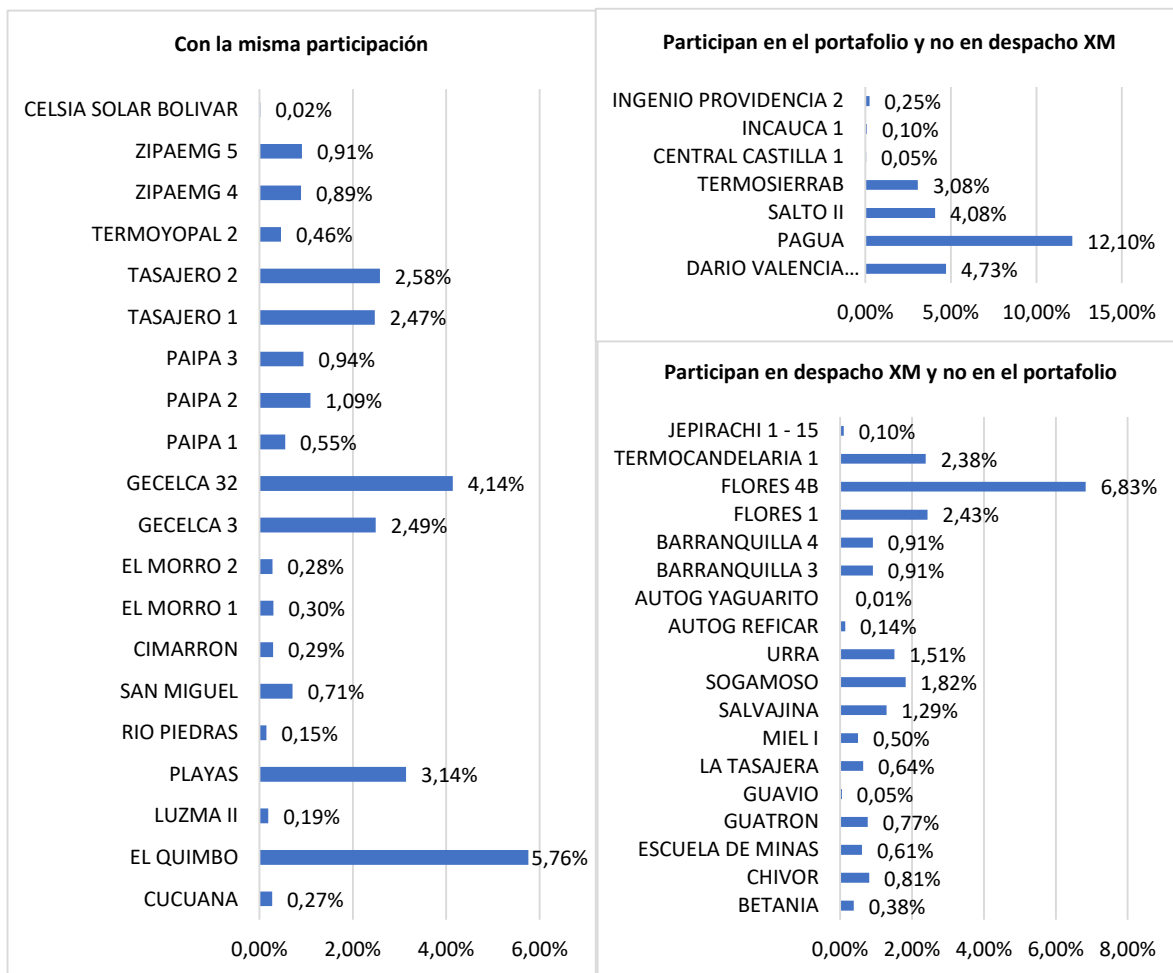
Tabla 8 Participación de las plantas en el despacho ideal del día 31 de diciembre de 2019 bajo los dos métodos y por tipo de tecnología

Concepto	Hidráulica	Termica	Cogenerador	Solar	Eólica	Total
Sin participación	6	12	2	0	0	20
Con la misma participación	6	13	0	1	0	20
Participan en el portafolio y no en despacho XM	3	1	3	0	0	7
Participan en despacho XM y no en el portafolio	10	7	0	0	1	18
Aumenta la participación en portafolio	5	7	3	1	0	16
Disminuye la participación en portafolio	15	9	1	0	0	25
Total Plantas	45	49	9	2	1	106

Fuente: Elaboración Propia

El 57,54% de las 106 plantas involucradas en el despacho coinciden en ambos métodos de asignación. Sin embargo, tan solo 18,87% presentan la misma participación. En la [Gráfica 9](#) se presenta la participación de las plantas en común bajo los dos métodos de asignación utilizados, así como los pesos de las plantas que participan en el portafolios de mínimo margen y no en el despacho de XM y viceversa.

Gráfica 9 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 31 de diciembre de 2019 (Parte 1 de 2)



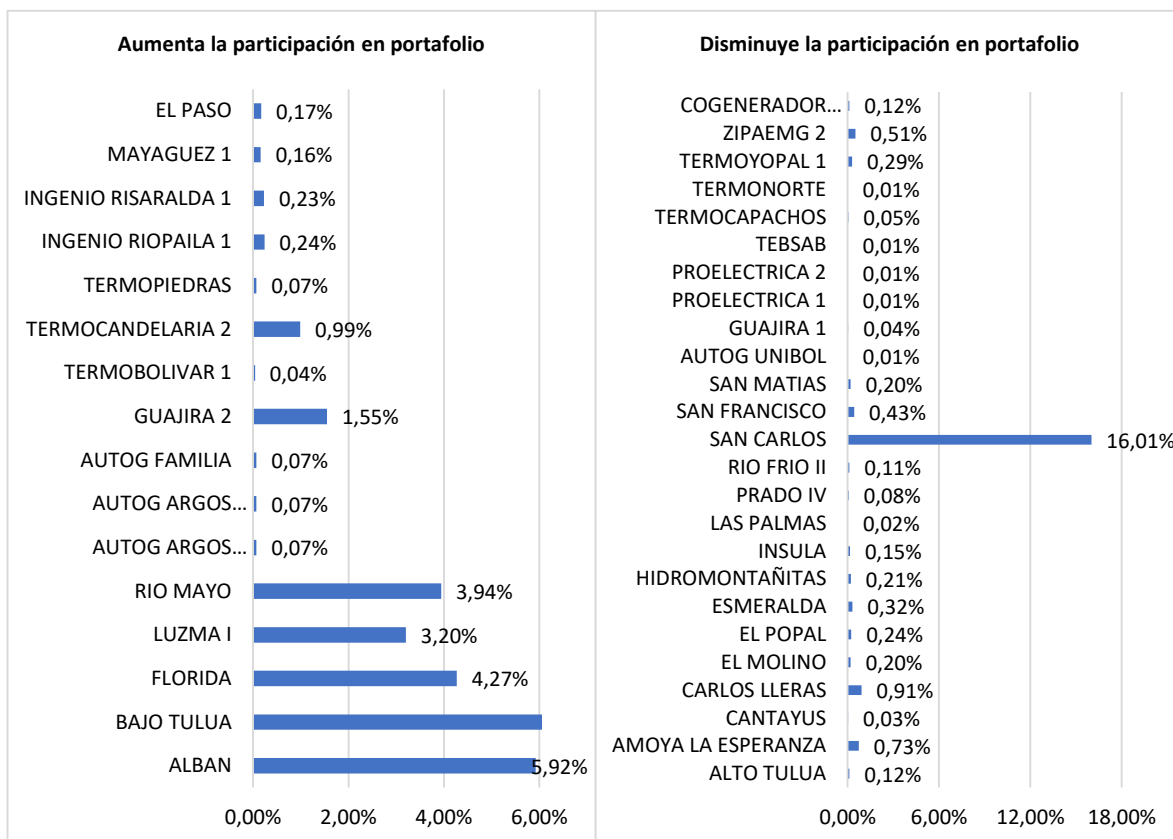
Fuente: Elaboración Propia

Se observa que los dos métodos de asignación de pesos presentan 20 plantas en común con la misma participación, seis de ellas son hidráulicas (CUCUANA, EL QUIMBO, LUZMA II, PLAYAS, RIO PIEDRAS y SAN MIGUEL), trece térmicas (CIMARRON, EL MORRO 1, EL MORRO 2, GECELCA 3, GECELCA 32, PAIPA 1, PAIPA 2, PAIPA 3, TASAJERO 1, TASAJERO 2, TERMOYOPAL 2, ZIPAEMG 4 y ZIPAEMG 5) y la planta solar CELSIA SOLAR BOLIVAR. Por otro lado, el portafolio

óptimo de mínimo margen introduce la participación de 7 plantas que no contempla el portafolio de despacho actual, tres hidráulicas (DARIO VALENCIA SAMPER, PAGUA y SALTO II), la térmica TERMOSIERRAB y tres generadores (CENTRAL CASTILLA 1, INCAUCA 1 e INGENIO PROVIDENCIA 2). Finalmente, el portafolio de despacho ideal que actualmente utiliza XM para la asignación eficiente introduce la participación de 18 plantas que no contempla el portafolio óptimo de mínimo margen. Se destacan diez hidráulicas (BETANIA, CHIVOR, ESCUELA DE MINAS, GUATRON, GUAVIO, LA TASAJERA, MIEL I, SALVAJINA, SOGAMOSO y URRRA), siete plantas térmicas (AUTOG REFICAR, AUTOG YAGUARITO, BARRANQUILLA 3, BARRANQUILLA 4, FLORES 1, FLORES 4B y TERMOCANDELARIA 1) y la planta eólica JEPİRACHI 1 - 15

El 38,68% de las 106 plantas coinciden en los dos métodos, pero con participaciones disímiles. En la [Gráfica 10](#) se presentan estas plantas en común con los dos métodos, diferenciando si su participación aumentó o disminuyó respecto a la de despacho ideal, y las participaciones obtenidas en el portafolio de mínimo margen.

Gráfica 10 Comparación de la participación de las plantas bajo los dos métodos en el despacho ideal del día 31 de diciembre de 2019 (Parte 2 de 2)



Fuente: Elaboración Propia

El 15,09% de las 106 plantas son comunes en los dos métodos y aumentaron su participación en el portafolio de mínimo margen. Se destacan en total cinco hidráulicas (ALBAN, BAJO TULUA, FLORIDA, LUZMA I y RIO MAYO), siete plantas térmicas (AUTOG ARGOS CARTAGENA, AUTOG ARGOS SOGAMOSO, AUTOG FAMILIA, GUAJIRA 2, TERMOBOLIVAR 1, TERMOCANDELARIA 2 y TERMOPIEDRAS), tan solo tres cogeneradoras (INGENIO RIOPAILA 1, INGENIO RISARALDA 1 y MAYAGUEZ 1) y la planta solar EL PASO. Las plantas que en el portafolio de mínimo margen disminuyen su participación representan el 23,58% de

las 106 plantas involucradas, de las cuales quince son hidráulicas (ALTO TULUA, AMOYA LA ESPERANZA, CANTAYUS, CARLOS LLERAS, EL MOLINO, EL POPAL, ESMERALDA, HIDROMONTAÑITAS, INSULA, LAS PALMAS, PRADO IV, RIO FRIO II, SAN CARLOS, SAN FRANCISCO y SAN MATIAS), nueve son térmicas (AUTOG UNIBOL, GUAJIRA 1, PROELECTRICA 1, PROELECTRICA 2, TEBSAB, TERMOCAPACHOS, TERMONORTE, TERMOYOPAL 1 y ZIPAEMG 2) y el cogenerador COGENERADOR MANUELITA 2. En resumen, en el día 31 de diciembre de 2019, el portafolio de mínimo margen se enfoca en disminuir la participación de las plantas hidráulicas, que son en su mayoría las de mínimo margen, y aumentar la participación de las plantas térmicas, las cuales están relacionadas con un margen mayor, con la finalidad de encontrar una combinación eficiente que minimice el margen y aumente la diversificación del riesgo.

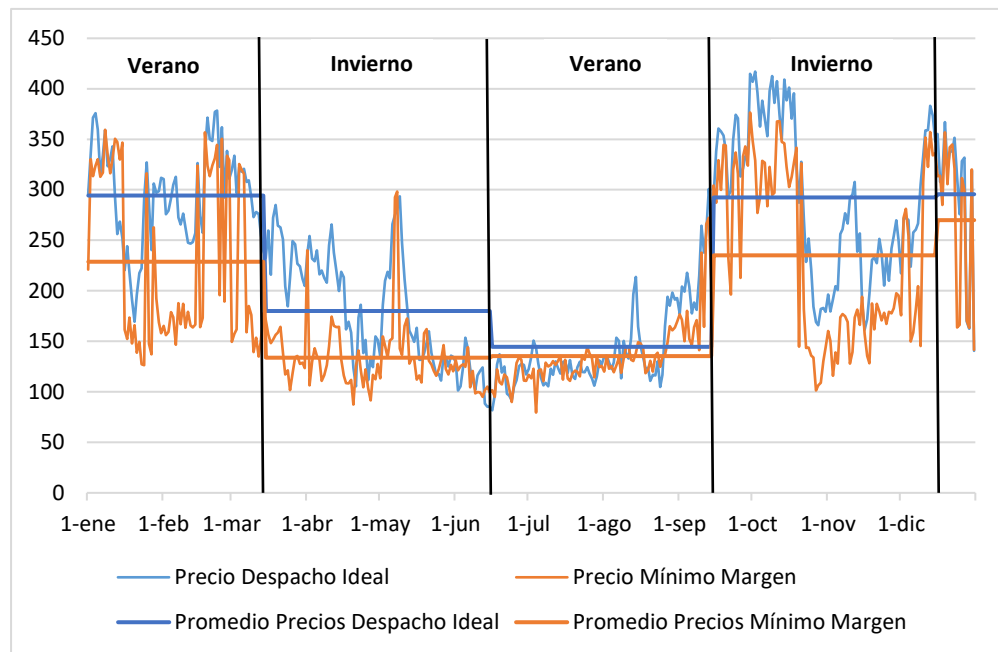
4.4. PRECIOS SPOT CON PORTAFOLIO ÓPTIMO DE MÍNIMO MARGEN

Esta sección contiene una comparación de los precios estimados con la composición del portafolio de Mínimo Margen y de los precios estimados con la participación de las plantas que participan en el Despacho Ideal.

En la [Gráfica 11](#) se presentan los precios spot de energía estimados con el método actual de Despacho Ideal realizado por XM y los precios spot de energía estimado con el método de portafolio óptimo de Mínimo Margen, para el periodo 1 de enero

de 2019 a 31 de diciembre de 2019. También se muestra el promedio de los precios para ambos métodos según la época del año.

Gráfica 11 Precio Spot de Energía bajo el método actual de despacho ideal realizado por XM y el método de portafolio óptimo de mínimo margen durante el año 2019

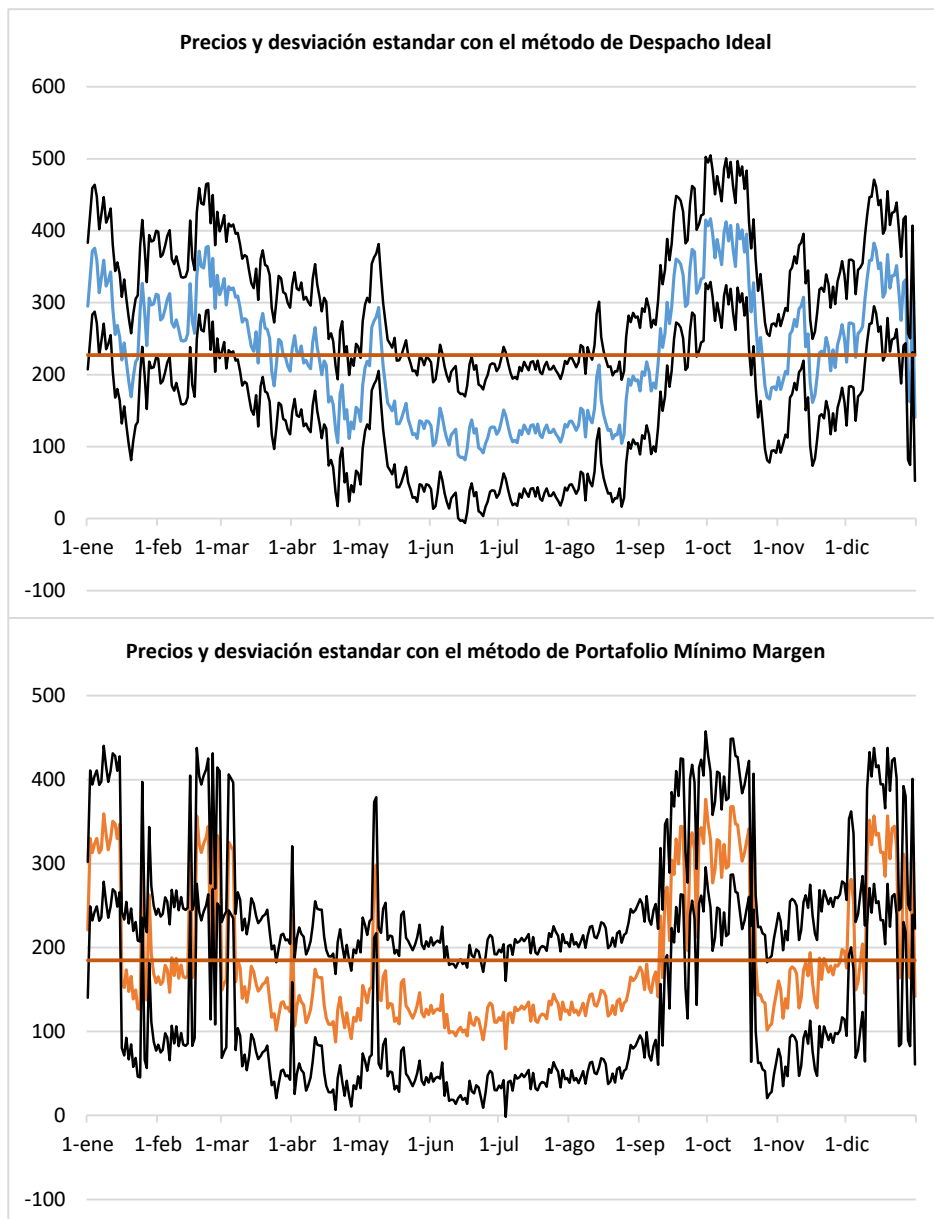


Fuente: Elaboración Propia

Durante el periodo analizado se observa que independiente de la época del año, con el método de Mínimo Margen el promedio de los precios de energía es inferior al promedio de los precios con el método de Despacho Ideal. Esto se debe a la mayor participación de las hidráulicas, las cuales tienen un menor margen, y a la menor participación de las térmicas, las cuales tienen un margen mayor que las hidráulicas, en la conformación del portafolio con el método de Mínimo Margen.

Además, en la [Gráfica 12](#) se observa una mayor concentración de los precios de energía por debajo de la media en el portafolio de Mínimo Margen de 71,23% comparado con el Despacho Ideal de 51.51%.

Gráfica 12 Precios Spot de energía y desviación estándar bajo los dos métodos (Despacho Ideal y Portafolio de Mínimo Margen)



Fuente: Elaboración Propia

Para profundizar el análisis, en la [Tabla 9](#) se presentan las estadísticas descriptivas del precio con ambos métodos y la cantidad de días donde el precio spot de energía estimado por el portafolio óptimo de Mínimo Margen es inferior al precio spot de energía estimado por el método actual de Despacho Ideal por XM, para cada época del año 2019.

Tabla 9 Estadísticas descriptivas de los precios estimados por Despacho Ideal y Mínimo Margen para cada época del año 2019

Época del Año	Precio Promedio	Desviación Estándar	Precio Máximo	Precio Mínimo	No. Días Menor Precio	%
<i>Invierno 15 de marzo – 15 de junio:</i>						
Despacho Ideal	180,11	55,82	293,52	85,01	15	16,67%
Mínimo Margen	133,60	33,34	298,31	87,42	75	83,33%
Total Días:					90	100,00%
<i>Verano 16 de junio – 14 de septiembre:</i>						
Despacho Ideal	144,38	43,04	300,72	81,72	38	41,76%
Mínimo Margen	135,49	30,68	272,15	79,35	53	58,24%
Total Días:					91	100,00%
<i>Invierno 15 de septiembre – 15 de diciembre:</i>						
Despacho Ideal	292,33	74,38	416,93	161,44	8	8,70%
Mínimo Margen	235,04	84,68	376,57	101,39	84	91,30%
Total Días:					92	100,00%
<i>Verano 16 de diciembre – 14 de marzo:</i>						
Despacho Ideal	294,58	51,53	378,22	140,51	20	21,74%
Mínimo Margen	236,23	82,87	359,29	126,30	72	78,26%
Total Días:					92	100,00%

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se analizan los resultados por cada época del año.

- **Época: Invierno 15 de marzo – 15 de junio**

Tanto el precio promedio y desviación estándar con el método de Despacho Ideal, \$180,11 y \$55,82, respectivamente, son inferiores a los respectivos valores estimados por el método de Mínimo Margen (\$133,60 con desviación estándar de \$33,34. Con el método de Despacho Ideal se obtuvieron precios de electricidad máximo y mínimo de \$293,52 y \$85,01, respectivamente, mientras que con el método de Mínimo Margen se obtuvieron valores mayores del orden de \$298,31 y \$87,42, respectivamente. Sin embargo, 75 de 90 días el precio estimado con el método de Mínimo Margen es inferior al estimado con el Despacho Ideal, equivalente al 83,33% del número de días de la época del año.

- **Época: Invierno 16 de junio – 14 de septiembre**

El precio promedio y la desviación estándar con el método de Despacho Ideal fueron \$144,38 y \$43,04 respectivamente, mientras que con el método de Mínimo Margen los valores respectivos fueron menores y del orden de \$135,49 y de \$30,68, respectivamente. En cuanto al precio máximo y mínimo, con el método de Despacho Ideal es de \$300,72 y \$81,72 respectivamente, mientras que con el método de Mínimo Margen es de \$272,15 y \$79,35 respectivamente. Es decir, el método de Mínimo Margen tiene precios máximo y mínimo menores al método de Despacho Ideal. Sin embargo, sólo 53 de 90 días el precio con Mínimo Margen es inferior al de Despacho Ideal, equivalente al 58,24% de los días de la época de invierno.

- **Época: Invierno 15 de septiembre – 15 de diciembre**

El precio promedio y la desviación estándar con el método de Despacho Ideal fueron \$292,33 y \$74,38 respectivamente, mientras que con el método de Mínimo Margen el precio promedio los valores respectivos ascendieron a \$235,04 y \$85,04. Se destaca que el precio promedio de mínimo margen es inferior con respecto al método de Despacho Ideal, sin embargo, hay mayor variación con el enfoque de mínimo riesgo respecto al método de Despacho Ideal. En cuanto al precio máximo y mínimo, con el método de Despacho Ideal los valores fueron \$416,93 y \$161,44 respectivamente, mientras que con el método de Mínimo Margen los valores respectivos fueron menores y del orden de \$376,57 y \$101,39 respectivamente. En esta época del año 84 de 92 días presentaron un precio inferior al de Despacho Ideal, equivalente al 91,30% de los días de la época.

- **Época: Invierno 16 de diciembre – 14 de marzo**

El precio promedio como la desviación estándar con el método de Despacho Ideal fueron \$294,58 y \$51,53 respectivamente, y en comparación con los valores obtenido con el método de Mínimo Margen, el precio promedio es de \$236,23, el cual es inferior con respecto al método de Despacho Ideal, y una desviación estándar de \$82,87, el cual es mayor con respecto al método de Despacho Ideal. En cuanto al precio máximo y mínimo, con el método de Despacho Ideal es de \$378,22 y \$140,51 respectivamente, mientras que con el método de Mínimo Margen

es de \$359,29 y \$126,30 respectivamente. Es decir, el método de Mínimo Margen se obtiene unos precios máximo y mínimo menores al método de Despacho Ideal, presentando 72 de 92 días un precio inferior al de Despacho Ideal, equivalente al 78,26% de los días de la época.

5. CONCLUSIONES

Este estudio aborda la teoría de portafolio como una herramienta para la toma de decisiones del Operador del mercado eléctrico de Colombia. A lo largo de la literatura, esta herramienta ha sido usada para la gestión de riesgos y toma de decisiones de los agentes de generación, transmisión, distribución y comercialización. Sin embargo, hasta lo que se revisó no se encontraron estudios para la asignación de plantas para la construcción del Despacho Ideal realizada por el Operador del mercado. En este sentido la contribución principal de este estudio es proponer un portafolio óptimo de mínimo margen como una herramienta alternativa para realizar el despacho de energía en Colombia.

El portafolio óptimo de mínimo margen permite estimar la participación óptima de las plantas en el despacho ideal teniendo en cuenta el margen y riesgo de cada planta, y tomando como ventana de tiempo los trimestres que conforman las dos estaciones que se presentan en Colombia. El portafolio óptimo se estima para cada día, y se determinan las participaciones óptimas de las plantas de generación que permiten cubrir la demanda esperada. Los resultados obtenidos muestran que estos portafolios óptimos, en la mayoría de los días, tienen un margen y riesgo inferior al portafolio estimado con las participaciones del Despacho Ideal actual realizado por XM.

El modelo propuesto identifica e introduce una mayor participación de las plantas térmicas y una menor participación de las plantas hidráulicas, de tal forma que disminuya el margen y diversifique la composición del portafolio dado que evita tener una concentración mayoritaria de plantas hidráulicas, las cuales son las que generan el mayor margen. En cuanto a la participación de las plantas congeneradores, solares y la eólica no es claro una tendencia a una mayor o menor participación. Sin embargo, el modelo los considera dentro del portafolio, permitiendo que las plantas de fuentes renovables no convencionales ingresen en el despacho ideal.

Por otro lado, al estimar los precios de energía a partir de las participaciones de los portafolios óptimos diarios de Mínimo Margen, se observa que el modelo permite determinar un precio de energía inferior al modelo de despacho actual realizado por XM en 284 de 365 días del año 2019, equivalente al 77,81%. Por lo tanto, la herramienta propuesta, le permite al Operador del Mercado Eléctrico, una alternativa para seleccionar las plantas que cubren la demanda esperada al menor precio ofertado garantizando calidad, seguridad, confiabilidad y economía.

Para futuras investigaciones, el modelo se puede ampliar contemplando las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de los Sistemas de Distribución Local (SDL), existentes en la operación, permitiendo al operador del mercado realizar el despacho económico de generación de energía.

REFERENCIAS

- Aien, M., Hajebrahimi, A., & Fotuhi-Firuzabad, M. (2016). A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1077-1089.
- Arnesano, M., Carlucci, A., & Laforgia, D. (2012). Extension of portfolio theory application to energy planning problem – The Italian case. *Energy*, 112-124. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.053>
- Awerbuch, S. (2006). Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Policy Implications For Renewables And Energy Security. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 693–710. doi:<https://doi.org/10.1007/s11027-006-4754-4>
- Boomsma, T. K., Meade, N., & Fleten, S.-E. (2012). Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach. *European Journal of Operational Research*, 225-237. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ejor.2012.01.017>
- Branker, K., Pathak, M., & Pearce, J. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 4470-4482.
- Castillo R., A., Mejía G., D., & Giraldo O., J. D. (2015). Geospatial Levelized Cost of Energy in Colombia: GeoLCOE. *Innovative Smart Grid Technologies Latin America*.

- Contreras, J., Rodríguez, Y. E., & Sosa, A. (2017). Construction of an efficient portfolio of power purchase decisions based on risk-diversification tradeoff. *Energy Economics*, 286-297. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.04.007>
- Corredor, P., Helman, U., Jara, D., & Wolak, F. A. (2020). Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro. Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico. *White Paper*, Banco Interamericano de Desarrollo-BID. Banco Mundial-BM.
- CREG, C. d. (13 de 07 de 1995). Resolución CREG 24. Colombia.
- CREG, C. d. (07 de 05 de 2009). Resolución CREG 51. Colombia.
- Cutler, N. J., Boerema, N. D., MacGill, I. F., & Outhred, H. R. (2011). High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market. *Energy Policy*, 5939-5949. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.053>
- David, M., Andriamasomanana, F. H., & Liandrat, O. (2014). Spatial and Temporal Variability of PV Output in an Insular Grid: Case of Reunion Island. *Energy Procedia*, 1275-1282. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.117>
- Deng, S., & Oren, S. (2006). Electricity derivatives and risk management. *Energy*, 940-953. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.02.015>
- Escribano Francés, G., Marín-Quemada, J. M., & San Martín González, E. (2013). RES and risk: Renewable energy's contribution to energy security. A portfolio-

based approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 549-559.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.015>

Fuss, S., Szolgayová, J., Khabarov, N., & Obersteiner, M. (2012). Renewables and climate change mitigation: Irreversible energy investment under uncertainty and portfolio effects. *Energy Policy*, 59-68.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.061>

Goh, H., Lee, S., Chua, Q., Goh, K., Kok, B., & Teo, K. (2014). Renewable energy project: Project management, challenges and risk. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 917-932.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.078>

Henao, F., Rodriguez, Y., Viteri, J. P., & Dyner, I. (2019). Optimising the insertion of renewables in the Colombian power sector. *Renewable Energy*, 81-92.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.099>

IRENA. (2018). Renewable Power Generation Costs in 2018. Obtenido de ISBN: 978-92-9260-126-3

Jafarzadeh, M., Tareghian, H., Rahbarnia, F., & Ghanbari, R. (2015). Optimal selection of project portfolios using reinvestment strategy within a flexible time horizon. *European Journal of Operational Research*, 658-664.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.ejor.2014.12.013>

- Liu, M., & Wu, F. F. (2007). Portfolio optimization in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 1000-1009. doi:<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.025>
- Lorca, Á., & Prina, J. (2014). Power portfolio optimization considering locational electricity prices and risk management. *Electric Power Systems Research*, 80-89. doi:<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.12.004>
- Lucia, J. J., & Schwartz, E. S. (2002). Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange. *Review of Derivatives Research*, 5-50. doi:<https://doi.org/10.1023/A:1013846631785>
- Markowitz, H. (1952). Portfolio Selection. *The Journal of Finance*, 77-91. Obtenido de <http://links.jstor.org/sici?sici=0022-1082%28195203%297%3A1%3C77%3APS%3E2.0.CO%3B2-1>
- Mentis, D., Siyal, S. H., Korkovelos, A., & Howells, M. (2016). A geospatial assessment of the techno-economic wind power potential in India using geographical restrictions. *Renewable Energy*, 77-88. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.057>
- Ossa Lopez, D. F. (2012). *Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano*. Medellín: (Tesis de maestría), Universidad Nacional de Colombia.
- Ouyang, X., & Lin, B. (2014). Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy*, 64-73.

- Pindoriya, N., Singh, S., & Singh, S. (2010). Multi-objective mean–variance–skewness model for generation portfolio allocation in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 1314-1321. doi:<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.05.006>
- Sadeghi, M., & Shavvalpour, S. (2006). Energy risk management and value at risk modeling. *Energy Policy*, 3367-3373. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.07.004>
- Santa María, M., Von Der Fehr, N.-H., Millán, J., Benavides, J., & Gracia, O. (2009). El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores. Los precios de la electricidad en Colombia: ¿cuáles son los verdaderos problemas? *Bogotá: Fedesarrollo*, 304.
- Schinko, T., & Komendantova, N. (2016). De-risking investment into concentrated solar power in North Africa: Impacts on the costs of electricity generation. *Renewable Energy*, 262-272. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.009>
- Soroudi, A., & Amraee, T. (2013). Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 376-384. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.039>
- Suksonghong, K., Boonlong, K., & Goh, K.-L. (2014). Multi-objective genetic algorithms for solving portfolio optimization problems in the electricity market.

International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 150-159.

doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.01.014>

Szolgayová, J., Fuss, S., Khabarov, N., & Obersteiner, M. (2010). A dynamic CVaR-portfolio approach using real options: an application to energy investments.

European Transactions on Electrical Power, 1825-1841.

doi:<https://doi.org/10.1002/etep.429>

Watts, D., Valdés, M. F., Jara, D., & Watson, A. (2015). Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,

1037-1051. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.201>

Winkler, J., Gaio, A., Pfluger, B., & Ragwitz, M. (2016). Impact of renewables on electricity markets – Do support schemes matter? *Energy Policy*, 157-167.

doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.049>

XM. (22 de 07 de 2020). *Generación*. Obtenido de Despacho: <http://www.xm.com.co/Paginas/Generacion/despacho.aspx>

XM. (22 de 07 de 2020a). *Mercado de energía*. Obtenido de Descripción del sistema eléctrico colombiano: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>

XM. (23 de 07 de 2020b). *Mercado de energía*. Obtenido de Sobre el Funcionamiento del mercado eléctrico colombiano:

<http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>