UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Evaluación del impacto de la modificación del procedimiento de pronóstico de demanda de energía de corto plazo para el Sistema Interconectado Nacional colombiano.

Cristian David Grajales Espinal

Trabajo final presentado como requisito parcial para obtener el título de:
Magister en Ingeniería - Sistemas Energéticos

Director:
Juan David Velásquez Henao

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2020

Resumen

Uno de los aspectos técnicos más importantes de la integración de las energías renovables al sistema interconectado nacional (SIN) es la variabilidad de la demanda a abastecer por parte del operador. A medida que exista una mayor penetración de energías renovables, tanto en generación distribuida como autogeneración a pequeña escala, existe mayor incertidumbre en la demanda residual que debe atender el operador del sistema. Por lo tanto, conocer con bajos niveles de error la demanda intra-horaria u horaria será una tarea de alta importancia para el operador del sistema eléctrico. Esta condición operativa no era un problema cuando se formuló el código de red en 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995), donde la demanda de energía dependía directamente de los recursos despachados centralmente y no tenía participación activa en el sistema. Sin embargo, la situación actual derivada de (Ministerio de Minas y Energía, 2014), ha venido impulsando en el sector eléctrico un conjunto de normas que hacen más dinámica la participación de la demanda en el sistema y en el mercado de energía eléctrica, esto trae consigo un sin número de inquietudes, una de ellas está relacionada con el manejo de los procedimientos que se realizan actualmente para garantizar la operación confiable y segura del sistema eléctrico. Para el caso particular de la demanda de energía, es importante evaluar si el procedimiento descrito (Consejo Nacional de Operación, 2017) y la regulación relacionada con el pronóstico de demanda puede ser mejorado a través de un procedimiento que aumente la frecuencia de las actualizaciones de los pronósticos de demanda de energía y su impacto sobre la planeación en escenarios de corto plazo y del despacho económico.

Palabras clave

Sistema Interconectado Nacional, Pronósticos de demanda, Consejo Nacional de Operación, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Generación Distribuida, Incertidumbre, Despacho Económico, Corto Plazo.

Abstract

Title: Evaluation of the modification impact on the short term energy demand forecasting procedure for the Colombian National Interconnected System.

One of the most important technical aspects of integrating renewable energy into the national interconnected system (SIN) is the variability of the load to be supplied by the operator. As there is a greater penetration of renewable energies, both in distributed generation and small-scale self-generation, there is greater uncertainty in the residual load that the system operator must meet. Therefore, knowing with low error levels the intra-hourly or hourly demand will be a highly important task for the electrical system operator. This operational condition was not a problem when (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995) was formulated in 1995, where the load depended directly on the resources dispatched centrally and had no active participation in the system. However, the current situation derived from (Ministerio de Minas y Energía, 2014), has been promoting a set of regulations in the electricity sector that make the participation of load in the system and in the electricity market more dynamic, this It brings with it a number of concerns, one of which is related to the management of the procedures that are currently carried out to guarantee the reliable and safe operation of the electrical system. For the particular case of energy load, it is important to evaluate whether the described procedure (Consejo Nacional de Operación, 2017) and the regulation related to load forecast can be improved through a procedure that increases the frequency of updates load forecasts and their impact on planning in short-term scenarios and day ahead market.

Keywords

National Interconnected System (SIN), load forecast, National Operation Council (CNO), Energy and Gas Regulation Commission (CREG), Distributed Generation, Uncertainty, Day Ahead Market, Short Term.

Tabla de contenido

Resumen 2
Palabras clave 2
Abstract 3
Keywords 3
Tabla de contenido 4
1 Introducción 8
1.1 Despacho económico del sistema eléctrico colombiano 9
1.2 Descripción detallada del proceso de pronóstico de demanda 11
1.3 Insumos para la construcción del pronóstico de demanda 12
1.4 Discusión 12
1.5 Hipótesis 15
1.6 Objetivos 15
1.6.1 Objetivo General 15
1.6.2 Objetivos específicos 15
1.7 Organización del documento. 15
2 Marco Teórico y estado del arte 16
2.1 Planificación de la operación del sistema 16
2.2 Pronóstico de la demanda 18
2.3 Modelos ARIMA 21
2.3.1 Modelos de Media Móvil $\boldsymbol{MA(q)}$ 22
2.3.2 Modelo Autorregresivo $\boldsymbol{AR(p)}$ 22
2.3.3 Modelos Mixtos con variables exógenas $\boldsymbol{ARMAp,q}$ 22
2.3.4 Modelos $\boldsymbol{SARIMAp,q}$ 22
3 Escenario de prueba de la hipótesis 24
4 Resultados 30
4.1 Resultados a nivel de operador de red 30
4.2 Resultados a nivel de área operativa 35
5 Conclusiones y trabajos futuros 44
5.1 Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos 44
5.1.1 Objetivo específico 1 44
5.1.2 Objetivo específico 2 45
5.1.3 Objetivo específico 3 45
5.1.4 Objetivo específico 4 46

5.1.5 Objetivo específico 5 46
5.1.6 Objetivo general 47
5.2 Trabajos Futuros 48
6 Bibliografía 49

Lista de Tablas

Tabla 1 Descripción ciclo de análisis y horizonte por categoría (Hong, Tao, 2010) 17
Tabla 2 Clasificación de tipos de día variable calendario 28
Tabla 3 Definición de las reconciliaciones positivas y negativas. 29
Tabla 4 MAPE pronósticos con actualización diaria (propuesta) frente al MAPE de los pronósticos oficiales reportados por operadores de red. 31
Tabla 5 Estadísticas de las desviaciones del pronóstico para el ÁREA1. 37
Tabla 6 Costos por periodo ÁREA1. 41
Tabla 7 Costos totales de penalización por desviación del pronóstico de demanda de energía. 42
Tabla 8 Penalizaciones por operador de red trimestrales y mensuales. 42

Lista de Figuras

Figura 1 Proceso de despacho económico. 10
Figura 2 Procedimiento de pronóstico de demanda de corto plazo para el SIN (fuente XM). 11
Figura 3 Demanda de energía típica de Colombia (Fuente XM). 13
Figura 4 Posibles impacto en la curva de demanda debido a la participación activa de los usuarios en el mercado (Fuente CAISO). 14
Figura 5 Nivel de incertidumbre asociada a las brechas temporales de los procesos de planeación fuente XM. 14
Figura 6 Serie de demanda de energía, característica no estacional. 23
Figura 7 Serie de demanda de energía diferenciada, característica estacional. 23
Figura 8 Niveles de agregación del pronóstico de demanda. 25
Figura 9 Desempeño del pronóstico de demanda propuesto frente al desempeño del pronóstico reportado por el OR1. 32
Figura 10 Desempeño del pronóstico de demanda propuesto frente al desempeño del pronóstico reportado por el OR2. 32
Figura 11 Desempeño del pronóstico de demanda propuesto frente al desempeño del pronóstico reportado por el OR3. 33
Figura 12 Desempeño del pronóstico de demanda propuesto frente al desempeño del pronóstico reportado por el OR4. 34
Figura 13 Desempeño del pronóstico de demanda propuesto frente al desempeño del pronóstico reportado por el OR5 (elaboración propia). 34
Figura 14 Desempeño del pronóstico propuesto para el ÁREA1 frente al oficial utilizado para el despacho económico. 35
Figura 15 Diagrama del comportamiento del error de la propuesta de este trabajo frente al error del pronóstico oficial. 36
Figura 16 Histograma de desviaciones para el pronóstico oficial utilizado por el despacho frente y para el pronóstico propuesto en este trabajo. 37
Figura 17 Número de unidades para control de tensión para el ÁREA1 (fuente XM). 38
Figura 18 Diferencia entre unidades de generación con pronóstico semanal y diario frente con el número de unidades calculado con la demanda real del ÁREA1. 39
Figura 19 Histograma de las diferencias entre unidades de generación con pronóstico semanal y diario frente con el número de unidades calculado con la demanda real del ÁREA1. 40
Figura 20 Histograma de comparación de costos de desviación por periodo para el ÁREA1. 41
Figura 21 Comparación de costos diarios por desviación superior al 4% para el ÁREA1. ... 42

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
SIN	Sistema Interconectado Nacional
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
FERNC	Fuentes de Energía Renovables No Convencionales

1 Introducción

En el año 1994 mediante la Ley 142 de servicios públicos domiciliarios, se estableció a través del Artículo 2, la prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, de los servicios públicos domiciliarios entre los que se encuentra la energía eléctrica (Congreso de Colombia, 2014a). Durante este mismo año se publicó la ley 143, que plantea abastecer la demanda de energía eléctrica bajo criterios económicos, de viabilidad financiera, haciendo uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos y con criterios de seguridad y confiabilidad (Congreso de Colombia, 2014b)

Teniendo en cuenta lo establecido en (Congreso de Colombia, 1994a) y (Congreso de Colombia, 1994b), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), --- el cual es el organismo encargado de crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera ---, publicó en 1995 el código de redes como parte del reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este código especificó que el planeamiento operativo se debía realizar a través de una descomposición funcional y temporal del planeamiento del SIN. La descomposición funcional considera el Planeamiento Operativo Energético y el Planeamiento Operativo Eléctrico, mientras que la temporal establece los horizontes de Largo Plazo que corresponde a 5 años, Mediano Plazo de 5 semanas, corto plazo de una semana, Despacho Económico de 24 horas y un Redespacho de una hora (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995).

Esta descomposición temporal y funcional le permite al Centro Nacional de Despacho (CND) como dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN, tener una aproximación del estado actual del sistema con el objetivo fundamental de dar señales tempranas relacionadas con necesidades técnicas y de recursos que se puedan presentar tanto en la operación en tiempo real como en el corto, mediano y largo plazo.

Cada una de las etapas de planeación mencionadas tienen como insumo común el pronóstico de demanda, el cual define las características energéticas del país, a lo que se suman las garantías que se tienen que dar a nivel de red para que este servicio se preste de manera permanente, segura, confiable y económica. Es por esto que esta variable se convierte en una de las más importantes para lograr el éxito de la planeación y por consiguiente el éxito en la operación.

Así mismo, La incorporación de las fuentes no convencionales de energía en el sector eléctrico colombiano, tales como biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos,

fuentes eólicas, fuentes geotérmicas y energía solar, generan nuevos retos para el operador del sistema, debido a su variabilidad intrínseca, la que a su vez deriva en variaciones de la demanda neta del sistema, obligando al operador a manejar un nivel de incertidumbre mayor.

Es Por esto que la proyección de la demanda de energía es clave para la evaluación de las diferentes actividades ejecutadas por el CND, por lo que la CREG debe iniciar un proceso de transformación de lo planteado a través de la Resolución CREG 025 de 1995 respecto al tema de pronóstico de demanda como insumo para el despacho económico (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995), así como también una reestructuración del acuerdo CNO 1020 de 2017, el cual define el proceso mediante el cual es gestionado el pronóstico de demanda (Consejo Nacional de Operación, 2017).

A continuación, se describen los procesos de despacho económico y de pronóstico de demanda de energía desarrollados actualmente en Colombia, con el objetivo de conocer detalladamente la necesidad de implementar un nuevo proceso de pronóstico de demanda que se ajuste a las condiciones actuales del sector eléctrico.

1.1 Despacho económico del sistema eléctrico colombiano

El despacho económico en Colombia es el proceso mediante el cual se realiza la programación de los recursos de generación para cubrir una demanda pronosticada, minimizando el costo de operación y cubriendo las restricciones técnicas del sistema. Para el desarrollo de esta actividad, el CND requiere insumos fundamentales como la oferta, el pronóstico de demanda, características técnicas, mantenimientos, AGC asignado y restricciones eléctricas (XM S.A E.S.P, 2017). Cada uno de estos insumos se encuentra enmarcado por un conjunto de resoluciones y acuerdos emitidos por la CREG y el CNO respectivamente, los cuales establecen las condiciones y características que se deben cumplir para que el proceso de optimización obtenido sea el del mínimo costo y que garantice en todo momento la operación segura del sistema ver Figura 1.

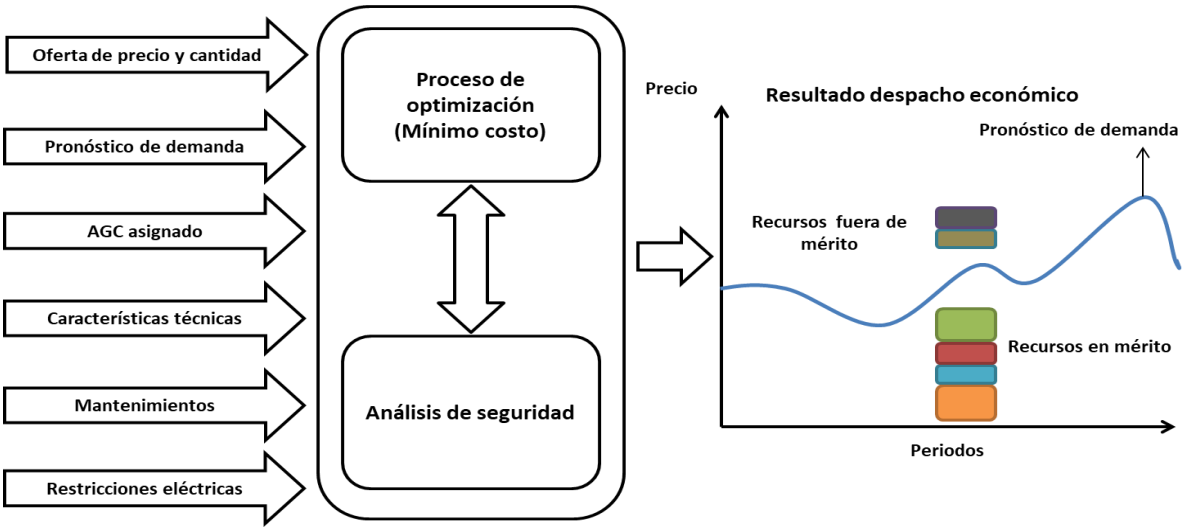

Figura 1 Proceso de despacho económico.

En lo relacionado con las ofertas, en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009) se estableció que todos los generadores deben informar diariamente al CND, antes de las 8:00 am, una única oferta de precio a la bolsa de energía para los 24 periodos expresada en valores enteros de $/MWh para cada recurso de generación y la mejor estimación de la disponibilidad esperada, expresada en valores enteros, a nivel horario para cada unidad de generación (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2003). Adicional a esto, las plantas de generación elegibles pueden libremente ofertar para cada día y periodo horario su disponibilidad para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia, la cual se debe realizar bajo las mismas condiciones del esquema de ofertas en la bolsa de energía (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1997).

Con el objetivo de cumplir con los criterios mínimos de seguridad, el despacho económico requiere que se declaren otro conjunto de parámetros técnicos generales asociados a las líneas de transmisión, transformadores y recursos de generación, que habilitan la construcción, a través herramientas de software, de una representación topológica del sistema cercana a la realidad, que permita tener los requerimientos mínimos de generación, limitaciones en la generación, límites de intercambios y recomendaciones adicionales relacionadas con las tensiones para algunos nodos del sistema.

Finalmente, la predicción de la demanda de energía completa este conjunto de variables de entrada y es el que define la necesidad energética que el país va a tener en el horizonte de planeación del despacho económico, el cual corresponde al día t+1 respecto al día operativo, convirtiéndolo en uno de los principales insumos, no solo para el despacho económico, sino también para la operación en tiempo real. Por consiguiente, los errores asociados al pronóstico de la demanda pueden derivar en excesos o deficiencias en la

programación de unidades de generación, infringir los límites de tensión y de sobrecarga de los diferentes elementos del sistema, programar unidades de generación de seguridad innecesarias, programación de demanda no atendida preventiva que no se requiere en la realidad y problemas operativos que comprometen la seguridad y estabilidad del sistema.

Conociendo de manera general el proceso del despacho económico y el impacto que tiene el insumo de la demanda sobre la planeación, es importante conocer cómo se tiene reglamentado este proceso en Colombia.

1.2 Descripción detallada del proceso de pronóstico de demanda

El pronóstico de demanda de energía lo efectúa el CND semanalmente de la siguiente forma Figura 2.

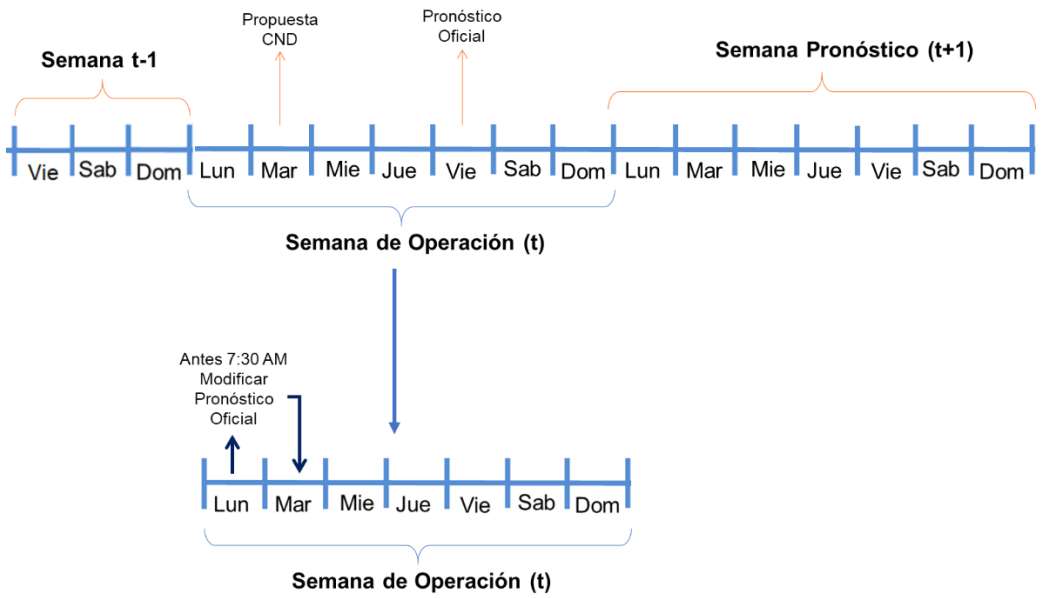

Figura 2 Procedimiento de pronóstico de demanda de corto plazo para el SIN (fuente XM).

- El lunes de la semana t, el CND prepara el pronóstico de la semana t+1.
- El martes de la semana t, el CND envía el pronóstico de la semana t+1 a las empresas (operadores de red y representante de la frontera de cargas conectadas directamente al STN).
- Las empresas pueden enviar modificaciones al pronóstico de la semana t+1 hasta las 13:00 horas del día viernes de la semana t.
- Los pronósticos que se entregan en la semana t, el día viernes hasta las 13:00 horas, se convierten en el pronóstico oficial de demanda de energía utilizado para los

estudios energéticos y eléctricos ejecutados desde el despacho económico y el redespacho.

Adicionalmente, el Acuerdo CNO 1020 de 2017 permite que las empresas realicen voluntariamente, y hasta las 7:30 horas del día actual, la modificación del pronóstico del día siguiente (Consejo Nacional de Operación, 2017). Sin embargo, los agentes no realizan las actualizaciones del pronóstico de demanda de energía, debido a que no hay obligatoriedad de ello y a que no hay penalizaciones asociadas a la falta de precisión de los pronósticos oficiales de demanda (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995).

1.3 Insumos para la construcción del pronóstico de demanda

Las series de tiempo utilizadas para realizar el pronóstico indicativo son construidas con los consumos de energía en las fronteras comerciales. Cuando se construye el pronóstico de la semana t+1, el día lunes de la semana t, solo se tiene disponible información histórica hasta el día viernes de la semana t-1; Esto implica que para construir el pronóstico de la semana t+1 se deben usar pronósticos para la semana t y para los días viernes, sábado y domingo de la semana t-1. Lo anterior, es debido a que los operadores de red deben reportar las demandas reales durante las siguientes 48 horas al día operativo (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014). Esto causa que el pronóstico de la demanda pueda ser muy impreciso; esto se debe a que el pronóstico del día lunes de la semana t+1 se está pronosticando con información real de hace 10 días, mientras que el día domingo se está pronosticando con información real de hace 16 días, lo que puede aumentar de manera significativa los errores en los pronósticos de demanda y por consiguiente, los errores en la planeación operativa que derivan en el detrimento de la seguridad y calidad de la operación en tiempo real del sistema.

1.4 Discusión

Esta condición operativa no era un problema cuando se formuló el código de red en 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995), donde la demanda de energía dependía directamente de los recursos despachados centralmente y no tenía participación activa en el sistema. Sin embargo, los programas de participación activa de la demanda impulsados mediante (Ministerio de Minas y Energía, 2014), ha venido impulsando en el sector eléctrico un conjunto de normas que hacen más dinámica la participación de la demanda en el sistema y en el mercado de energía eléctrica. Esto trae consigo un sin número de inquietudes; una de ellas está relacionada con el manejo de los procedimientos de

pronóstico de demanda que se realizan actualmente para garantizar la operación confiable y segura del sistema eléctrico.

Para el caso particular de la demanda de energía, es importante evaluar si el procedimiento descrito en (Consejo Nacional de Operación, 2017) para el pronóstico de demanda puede ser mejorado a través de un procedimiento que aumente la frecuencia de las actualizaciones de los pronósticos; actualmente, este procedimiento se realiza de manera semanal tal como se describe en sección 1.2, y por tanto, es de esperarse que un aumento en la granularidad del pronóstico permita disminuir la incertidumbre y mejorar la planeación operativa del sistema.

Con la variabilidad de la demanda como consecuencia de la transformación del consumidor a prosumidor, surge la necesidad de redefinir la frecuencia con la que los pronósticos de demanda son ejecutados y entregados al operador del sistema, por parte de los agentes responsables de esta actividad. Lo anterior se plantea con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la planeación operativa derivada de la inclusión de fuentes intermitentes que dependen del comportamiento de variables como la temperatura, la velocidad del viento, la radiación y la nubosidad sobre la demanda neta del sistema. En la Figura 3 y Figura 4 se presenta el comportamiento actual de la demanda y el posible impacto de fuentes intermitentes no observables sobre la demanda neta del sistema respectivamente, del cual se derivan retos operativos que deben ser resueltos con la menor incertidumbre posible.

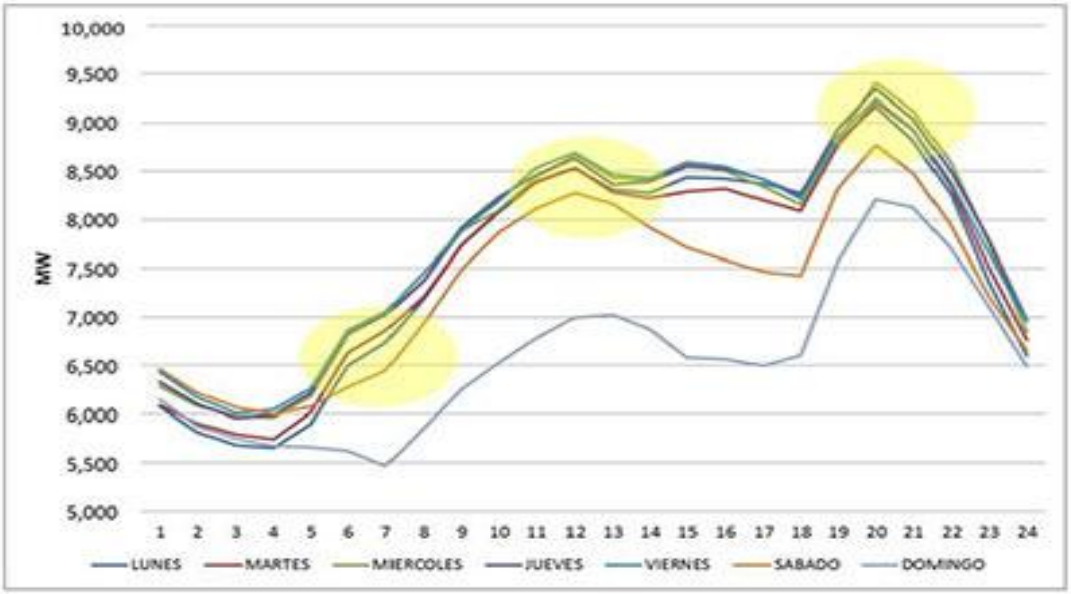

Figura 3 Demanda de energía típica de Colombia (Fuente XM).

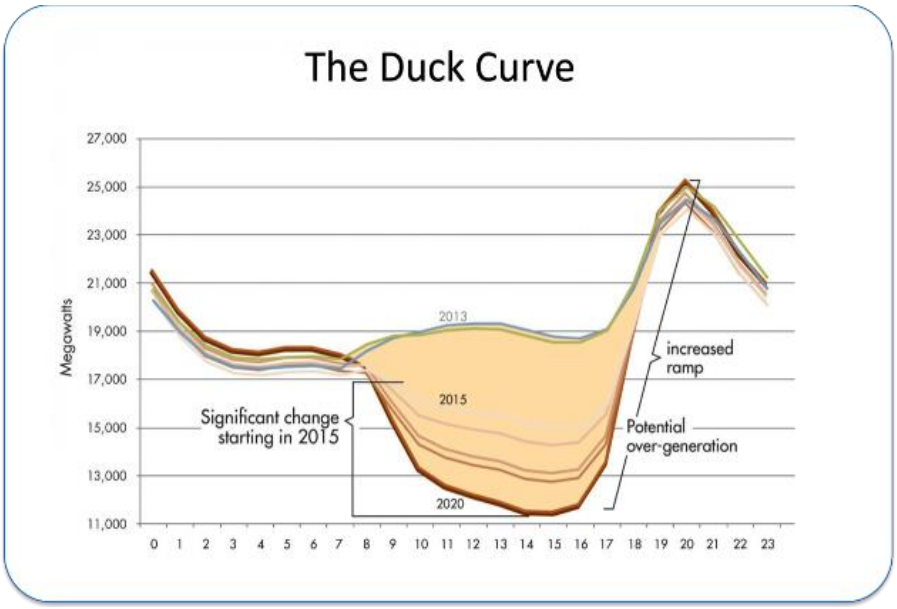

Figura 4 Posibles impacto en la curva de demanda debido a la participación activa de los usuarios en el mercado (Fuente CAISO).

Con base en la anterior, se plantea la implementación de un proceso de pronóstico de demanda que entregue insumos más cercanos a la operación en tiempo real, permitiendo así mejorar el desempeño de los pronósticos y en consecuencia la disminución de la incertidumbre de la planeación del SIN tal como se muestra en la Figura 5.

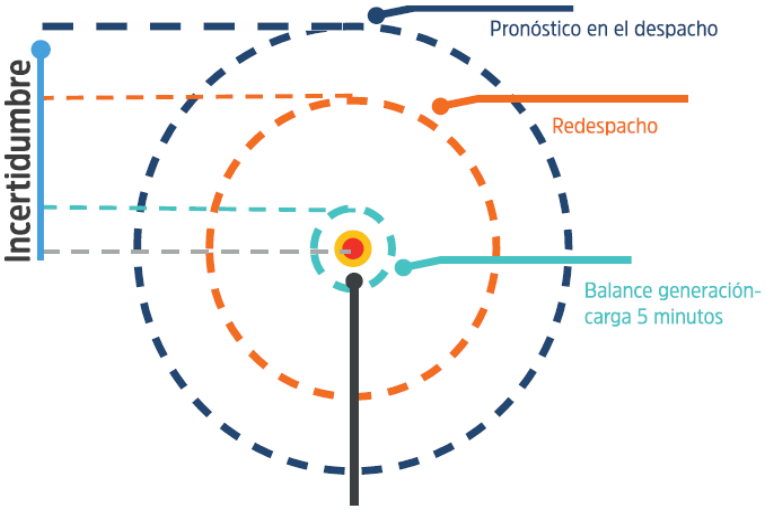

Figura 5 Nivel de incertidumbre asociada a las brechas temporales de los procesos de planeación fuente XM.

1.5 Hipótesis

La hipótesis de este trabajo es la siguiente: El aumento de la frecuencia del reporte del pronóstico de demanda de energía realizado por los agentes responsables de esta actividad, permite mejorar la planeación del sistema y reducir los costos de las restricciones del sistema asociadas a las desviaciones del pronóstico de demanda.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo General

Evaluar el impacto de la modificación del procedimiento del pronóstico de demanda de energía de corto plazo, relacionado con el aumento de la frecuencia de actualización de los pronósticos, sobre la planeación y sobre los costos de las restricciones del sistema asociadas a las desviaciones del pronóstico de demanda.

1.6.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

- Realizar la revisión del estado del arte sobre los procedimientos de pronóstico de demanda a nivel internacional, con el fin de determinar el avance del marco regulatorio colombiano respecto a otros mercados eléctricos.
- Realizar la revisión del marco regulatorio colombiano respecto al proceso de pronóstico de demanda de energía para establecer la situación actual del sistema.
- Evaluar el desempeño actual de los pronósticos de demanda teniendo en cuenta la reglamentación vigente, donde el pronóstico es realizado con un horizonte semanal.
- Realizar un proceso de simulación en el que se aumente el proceso de pronóstico de demanda pasando de frecuencia semanal a diaria.
- Evaluar si existen mejoras en el desempeño que deriven en un aumento en la seguridad y confiabilidad del sistema.

1.7 Organización del documento.

El documento se desarrollará mediante 5 capítulos; el primero contiene la introducción y objetivos del proyecto; el segundo presenta la descripción del marco teórico; el tercero describe el escenario de prueba de la hipótesis; en el cuarto se discuten los resultados; y finalmente, las conclusiones y trabajos futuros son presentados en el Capítulo 5.

2 Marco Teórico y estado del arte

2.1 Planificación de la operación del sistema

El pronóstico de demanda de electricidad es un proceso fundamental para las necesidades comerciales de los negocios del sector eléctrico como la compra de energía, la planeación de la transmisión y la distribución (Planeación T&D), la operación y el mantenimiento del sistema (O&M del sistema), la gestión de la demanda y la planeación financiera. Según (Hong, 2010), el análisis de cada uno de estos negocios depende del ciclo mínimo de actualización y del horizonte máximo de las predicciones. La clasificación de las técnicas de pronóstico de demanda no solo depende de las necesidades de los negocios del sector eléctrico, sino también de elementos cruciales que afectan el consumo de energía como, por ejemplo: el clima y las actividades humanas. El clima, por ejemplo, puede caracterizarse mediante variables como la temperatura, la humedad, el viento, la lluvia, etc., y también por sus respectivas variaciones a nivel espacial y temporal.

Para ilustrar, en los países con estaciones climáticas, el pronóstico de la temperatura es empleado para computar el pronóstico de la demanda. Asimismo, el impacto de las actividades humanas sobre el consumo de la energía eléctrica depende de la resolución temporal analizada. En la resolución horaria, el impacto varía de acuerdo con los calendarios del año de los países, los cuales incluyen los días de la semana y el mes del año. En la resolución mensual y trimestral, el impacto varía de acuerdo con las condiciones económicas, las cuales pueden variar según la estabilidad de los mercados. En la resolución anual, tanto el clima como la economía pueden afectar el consumo de la energía. Y en la resolución a largo plazo, el consumo de energía puede afectarse por el desarrollo urbano, el cual está intrínsecamente relacionado con los cambios en el uso del suelo. Aunque en la actualidad no existe un consenso para analizar los pronósticos de demanda, (Hong, 2010) presentó una agrupación de los procesos de pronóstico de demanda en cuatro categorías dependiendo el horizonte del tiempo, así:

- Pronóstico de demanda de muy corto plazo (Very Short Term Load Forecasting - VSTLF)
- Pronóstico de demanda de corto plazo (Short Term Load Forecasting - STLF)
- Pronóstico de demanda de mediano plazo (Medium Term Load Forecasting - MTLF)
- Pronóstico de demanda de largo plazo (Long Term Load Forecasting - LTLF)

El ciclo de análisis de cada una de las categorías mencionadas se presenta en la Tabla 1.

Categoría	*Ciclo de análisis*	*Horizonte*
VSTLF	<=1 día	1 día
STLF	1 día	2 semanas
MTLF	1 mes	3 años
LTLF	1 año	30 años

Tabla 1 Descripción ciclo de análisis y horizonte por categoría (Hong, Tao, 2010)

En el mercado PJM, por ejemplo, se tienen pronósticos de demanda de energía con horizontes de 7 días y dos actualizaciones por hora, acompañado de un pronóstico final de demanda de energía de tiempo real que considera dos horas hacia adelante con actualizaciones cada cinco minutos, lo cual corresponde a las categorías de VSTLF y STLF (PJM, 2020).

De igual manera, en el mercado CAISO, tiene un proceso diario de programación de unidades de generación similar al despacho económico en el mercado colombiano; en este mercado se tienen pronósticos de demanda de energía que encajan en la categoría de STLF y un mercado de tiempo real cuyo objetivo es cubrir los incrementos de demanda durante el día operativo, proceso que requiere de pronósticos de demanda de categoría VSTLF (CAISO, 2020)

El mercado REE, presenta actualizaciones del pronóstico cada 10 minutos y sus resultados se despliegan en la página principal, donde es posible consultar la generación programada del despacho económico. Los datos de pronóstico presentados a través de este portal web tienen las características de STLF. La demanda en tiempo real y los pronósticos recurrentes son actualizados de acuerdo al comportamiento de la demanda de periodos anteriores y climatología, los cuales clasifican en la categoría de VSTLF.

Al contrastar los procesos de pronóstico de otros países frente al desarrollado en Colombia, es posible observar las diferencias que se tienen, ya que la frecuencia de ejecución y actualización de los pronósticos de demanda es semanal para el caso colombiano. En los casos más extremos para Colombia, el reporte del pronóstico puede llegar a tener 16 días de brecha temporal, mientras que para otros países esta brecha oscila entre los 5 y 10 minutos.

Teniendo en cuenta lo anterior y debido al planteamiento del objetivo general de esta investigación, este trabajo se enfoca en los pronósticos que son utilizados como insumo para el despacho económico, encajando en la clasificación de STLF y su efecto en aumentar las actualizaciones de este. Es por esto que en el siguiente capítulo se presenta una breve

descripción del estado del arte de las técnicas de pronóstico de demanda que pueden ser utilizados para las pruebas de concepto.

2.2 Pronóstico de la demanda

Los desarrollos tecnológicos de los últimos años han viabilizado la inclusión de las FERNC a los sistemas eléctricos de potencia, generando así un dinamismo en diferentes temas de investigación, entre los que se encuentran las técnicas de pronóstico de demanda de energía. Como evidencia de esto, es posible encontrar diversas versiones literarias que se complementan entre sí.

Rueda, Velásquez & Franco (2011) se presentan los avances de las técnicas y metodologías de pronósticos más utilizadas para la predicción de la demanda de energía eléctrica, así como las principales dificultades asociadas a la determinación de las variables que influyen en su buen desempeño, mencionando incluso, que es necesario involucrar el conocimiento de los expertos en los modelos matemáticos para tener un buen desempeño. Adicionalmente, este trabajo muestra que las principales investigaciones en el tema involucran metodologías de redes neuronales tipo perceptron multicapa y Modelos Autoregresivos integrados de Medias Móviles (ARIMA). Sin embargo, no fue posible establecer cual es más adecuada y en qué casos se debe aplicar una o la otra.

Hong (2010) destaca la importancia de considerar variables explicativas dentro de los modelos de pronóstico de demanda. Por esta razón, el autor propuso una metodología de selección de variables que fue aplicada a tres diferentes técnicas de STLF (Regresión Lineal, RN y FR). Particularmente, entre las técnicas de regresión lineal implementadas se encuentra la técnica de Regresión Lineal Múltiple, Modelo de Regresión Lineal Probabilístico y el Modelo Lineal General. Como resultados, el autor encontró que para cada una de las técnicas de pronóstico, la metodología propuesta era capaz de reducir los errores de pronóstico.

Por otra parte, en (Fan & Hyndman, 2012) se desarrolla un modelo de pronósticos STLF para un par de regiones en el mercado de electricidad de Australia. A través de una regresión, los autores se enfocan en identificar las relaciones no lineales existentes entre la demanda y las variables explicativas. El objetivo de este estudio se centra en permitir la convivencia de términos no lineales y términos no paramétricos dentro de una regresión mediante modelos aditivos. Específicamente, los autores proponen un modelo semi-paramétrico aditivo para estimar las relaciones entre la demanda y algunas variables exógenas como, por ejemplo: variables calendario y temperatura. Cabe destacar que para este artículo los

autores utilizan técnicas como RN para comparar los resultados de la propuesta principal, la cual se construyó mediante un modelo semi-paramétrico aditivo.

En el trabajo de (Saber & Alam, 2018) se utiliza la regresión lineal múltiple para el pronóstico de demanda de energía sobre grandes volúmenes de datos, usando técnicas de procesamiento en paralelo propias de bigdata.

Análogamente, el trabajo de (Morita et al., 2017) propone realizar el pronóstico usando un modelo de regresión lineal combinado con un modelo de escalamiento, mediante el cual se estima la demanda agregada de electricidad de varios cientos de hogares, usando una pequeña cantidad de hogares representativos. Al utilizar este modelo, las empresas proveedoras pueden conocer la demanda agregada total de electricidad en tiempo real.

Asimismo, autores como (He, Liu, & Han, 2017) plantean un modelo de densidad a partir de metodologías como KSVQR (*kernel-based support Vector Quantile Regression with copula*), el cual es aplicado en Singapur.

El trabajo presentado por (Gaillard, Goude, & Nedellec, 2016) propone una metodología basada en las técnicas de Modelos Aditivos Generalizados (GAM) y de Regresión cuantíl (QR) para pronosticar la demanda y el precio de la electricidad. En general, el método de QR se acopla con el método GAM mediante la sustitución de la función de pérdida de pinball por la función de pérdida cuadrada que provee GAM. Esta metodología denominada quantGAM ganó la competencia mundial de pronósticos de la energía del año 2014 tanto en el área de pronóstico de demanda como en el área de precio de la electricidad. En el área de demanda los autores analizan los MTLF y los STLF (usando un límite de 48 horas) incluyendo el efecto de la temperatura y el calendario. Para los MTLF los autores empiezan desarrollando un modelo quantGAM para el pronóstico de la temperatura basado en la fecha del año, luego desarrollan otro modelo quantGAM para construir la distribución de la demanda condicionada por la temperatura (asumiendo que la temperatura se conoce de antemano), y finalmente combinan ambos modelos para incluir el efecto de la incertidumbre de la temperatura futura. Para los STLF el proceso de análisis es similar al de los MTLF, con la única diferencia que, para el pronóstico de la temperatura, los autores generan 800 escenarios aleatorios que alimentan GAM con el fin de proveer pronósticos determinísticos que son usados como datos de entrada en el modelo QR para generar pronósticos probabilísticos.

Adicionalmente, (Hong & Fan, 2016) proporcionaron una revisión del estado del arte en el área de pronóstico de demanda probabilística . Como contribución principal, los autores explicaron la diferencia entre las técnicas y las metodologías de pronóstico de demanda. En

primer lugar, los autores comentaron que no existe ninguna técnica universal que sea mejor que las demás, y adicionalmente describieron las técnicas de pronóstico de demanda a través de ocho categorías, siendo estas: 1) la Regresión Lineal Múltiple (*Multiple Linear Regression - MLR*), 2) el modelo Aditivo Semi-Paramétrico (*Semi- Parametric Additive - SPA*), 3) el modelo Autoregresivo de Media Móvil (*Autoregressive Moving Average - ARMA*), 4) el Suavizamiento Exponencial (*Exponential Smoothing - ES*), 5) las Redes Neuronales (*RN*), 6) la Regresión Difusa (*Fuzzy Regression - FR*), 7) las Maquinas de Soporte Vectorial (Support Vector Machine - SVM) y 8) las Maquinas de Potenciación del Gradiente (*Gradient Boosting Machine - GBM*).

En (Deb, Zhang, Yang, Lee, & Shah, 2017) se realiza la revisión de 19 diferentes modelos de pronóstico, en los cuales clasifica las ventajas y desventajas de cada uno de ellos. Adicionalmente, (van der Meer, Widén, & Munkhammar, 2018) clasificó estos modelos en técnicas estadísticas y técnicas físicas, incorporando dentro de las técnicas estadísticas a las técnicas de inteligencia artificial, mientras autores como (Nowotarski & Weron, 2018) presentan el panorama de publicaciones y enfatizan en los modelos probabilísticos. Se destaca la utilidad de estos para la predicción del precio de la energía eléctrica. También muestran la importancia de los modelos autoregresivos con variables exógenas, denominados también ARX.

El trabajo mostrado en (Luo, Hong, & Yue, 2018) utiliza modelos de regresión ARIMAX. Según los autores, estos modelos dinámicos presentan mejor desempeño fuera de muestra. Como estrategia en el manejo de datos, se normalizan los datos de carga. Cuando un dato normalizado supera un umbral preestablecido, se considera como atípico (outlier). Para corregir este dato, se reemplaza el dato atípico por la predicción del modelo con los datos anteriores. Otro trabajo que recientemente utilizó modelos ARMA es el de (Alasali, Haben, Becerra, & Holderbaum, 2018).

Recientemente, la investigación realizada por (Panapongpakorn & Banjerdpongchai, 2019) propone un proceso de pronósticos de demanda de muy corto plazo basado en la comparación estadística del desempeño de modelos de series de tiempo ARIMA, SARIMA y de inteligencia *artificial Feed Forward Neuronal Network* (ANN), *Long-Short Term Memory Neuronal Network* (LSTM-RNN) y LSTM-RNN con Rango Medio Verdadero (ATR), donde el ATR es uno de los métodos estadísticos utilizados para el cálculo de la volatilidad de precios en la bolsa de valores. Como conclusión principal de este trabajo se tiene que el mejor modelo para la estimación de la demanda eléctrica de muy corto plazo en los escenarios planteados fue el LSTM-RNN con ATR.

Durante esta revisión se describieron diversos artículos que proponen el uso del modelo ARIMA como método de pronóstico de demanda de energía. Por ejemplo, en (Kaur, Pedro, & Coimbra, 2013) la investigación presentada hace mención de metodologías como AR, ARMA, persistencia, Machine Learning (kNN) y análisis de regresión, presentando mejor desempeño los modelos AR y ARMA.

Como el objetivo de este trabajo es evaluar el desempeño de los pronósticos de demanda de energía al aumentar la frecuencia de actualización, y teniendo en cuenta que en diversos artículos revisados se menciona que no existe un consenso que permita identificar una metodología de pronóstico mejor que otra, el capítulo 3 se basa en la descripción de los escenarios de prueba teniendo previamente establecida la técnica de pronóstico a utilizar, la cual corresponde a un modelo SARIMAX; esto teniendo en cuenta que este tipo de metodologías tiene como característica fundamental el buen desempeño para efectos de predicción de corto plazo, lo que se ajusta al horizonte temporal de análisis acá planteado, particularidad derivada de su capacidad de aprendizaje de los cambios en la dinámica de la serie. Adicionalmente, este tipo de metodologías cuenta con la posibilidad de elegir entre una gran familia de modelos, sumado a la facilidad de poder ser utilizados a través de software gratuitos como R y Python, lo que permite su reproducibilidad e implementación en el ámbito académico. Finalmente, se destaca de estos modelos, que un número reducido de parámetros permiten explicar la estructura de correlación que domina a una serie de tiempo.

A continuación, se presenta una descripción general de los modelos ARIMA, con el objetivo de hacer una contextualización entorno a la metodología utilizada para realizar los pronósticos de corto plazo planteados en este trabajo.

2.3 Modelos ARIMA

Las series temporales se encuentran en todas partes en el mundo, y la información que contienen se utiliza en una amplia variedad de campos para los cuales nos gustaría poder predecir el futuro, y la demanda de energía eléctrica es la serie temporal de interés en este trabajo, para la cual utilizaremos la metodología ARIMA (Autorregresive Integrate Moving Average) para conocer su comportamiento de corto plazo. Es por esto que a continuación se presentara una breve descripción del modelo matemático que define este tipo de metodologías.

2.3.1 Modelos de Media Móvil $MA_{(q)}$

En los modelos de media móvil, el proceso se representa a través de la suma ponderada de los errores actuales y anteriores. El número de rezagos del error considerados *q* determina el orden del modelo de media móvil y el número de parámetros a estimar.

$$y_{(t)} = m_1 e_{(t-1)} + m_2 e_{(t-2)} + \cdots + m_q e_{(t-q)} + e_t$$

2.3.2 Modelo Autorregresivo $AR_{(p)}$

Para los modelos autorregresivos el proceso se representa como una suma ponderada de observaciones pasadas de la variable; para este tipo de modelos el termino *p* determina el orden del modelo y los parámetros a estimar.

$$y_{(t)} = a_1 y_{(t-1)} + a_2 y_{(t-2)} + \cdots + a_q y_{(t-p)} + e_t$$

2.3.3 Modelos Mixtos con variables exógenas $ARMA_{(p,q)}$

Este tipo de modelos permiten representar el proceso en función de las observaciones pasadas de la variable y de los valores actuales rezagados del error, el número de rezagos de la variable de interés *p* y el número de rezagos del error *q* determinan el orden del modelo mixto.

$$y_{(t)} = m_1 e_{(t-1)} + a_1 y_{(t-1)} + m_2 e_{(t-2)} + a_2 y_{(t-2)} + \cdots + m_q e_{(t-q)} + a_q y_{(t-p)} + e_t$$

Una posible extensión de los modelos $\boldsymbol{ARMA_{(p,q)}}$ es utilizar entradas exógenas, lo que da origen a los modelos $\boldsymbol{ARMAX_{(p,q)}}$, esto significa que modelamos la serie temporal utilizando otras variables independientes, así como la misma serie temporal. Lo anterior se logra como una combinación entre un modelo $\boldsymbol{ARMA_{(p,q)}}$ y un modelo de regresión lineal normal.

$$ARMA\boldsymbol{X}_{(p,q)} = ARMA_{(p,q)} + x_1 z_{(t)}$$

2.3.4 Modelos $SARIMA_{(p,q)}$

Debido a que la serie de tiempo de la demanda de energía muestra tendencia, y su media se incrementa con el paso del tiempo como se muestra en la Figura 6, es necesario que esta sea diferenciada, con el fin de obligar a que la serie cumpla con el criterio de media y varianza constante Figura 7, es decir, transformar la serie no estacionaria a una estacionaria. Una vez la serie diferenciada es estacionaria, se dice que esta responde a un proceso $\boldsymbol{ARIMA_{(p,d,q)}}$.

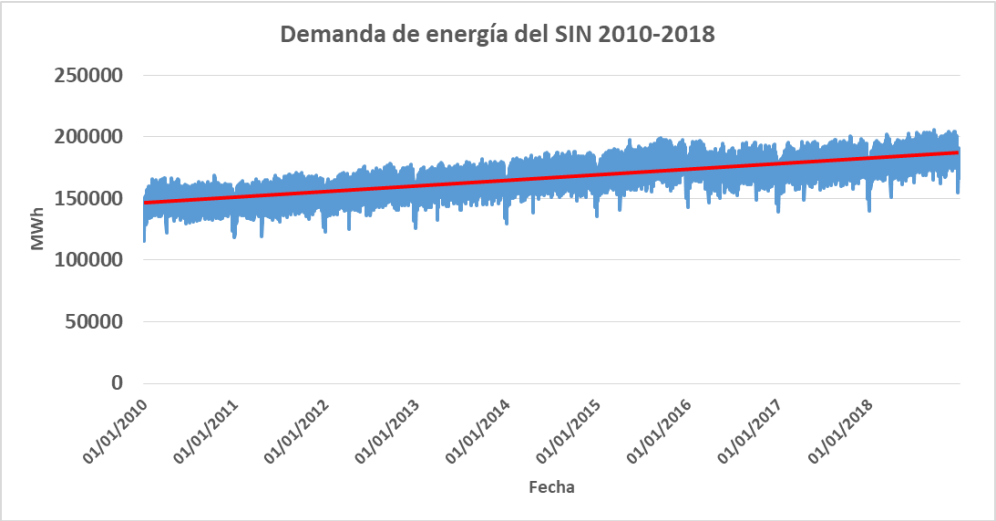

Figura 6 Serie de demanda de energía, característica no estacional.

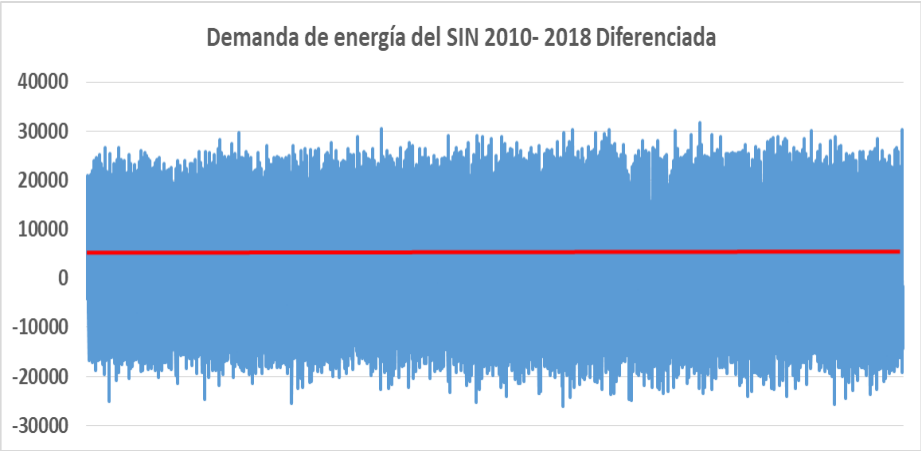

Figura 7 Serie de demanda de energía diferenciada, característica estacional.

Finalmente, la serie de demanda de energía tiene como característica la estacionalidad, es decir, que el comportamiento de la serie se repite después de un periodo de tiempo, estos ciclos pueden repetirse de manera anual, semanal o diario, y para incluir este comportamiento al modelo se agregan los rezagos de interés *P*, la diferenciación *I* y el número de rezagos del error *Q* de la parte estacional, dando como resultado el modelo $\boldsymbol{SARIMA}_{(\boldsymbol{p},\boldsymbol{d},\boldsymbol{q})(\boldsymbol{P},\boldsymbol{D},\boldsymbol{Q})\boldsymbol{S}}$. Para ejemplificar matemáticamente este tipo de modelo, se presenta el modelo estacional $\boldsymbol{SARIMA}_{(\mathbf{0},\mathbf{0},\mathbf{0})(\mathbf{2},\mathbf{0},\mathbf{1})\mathbf{7}}$

$$\boldsymbol{S}ARMA\boldsymbol{X}_{(0,0,0)(2,0,1)7} = a_7 y_{(t-7)} + a_{14} y_{(t-14)} + m_7 e_{(t-7)} + e_t$$

3 Escenario de prueba de la hipótesis

Para validar la hipótesis propuesta, se plantea simular un reporte diario obligatorio del pronóstico de demanda de energía para un área operativa[1] particular del SIN, lo anterior con el objetivo de realizar la comparación del desempeño de estos pronósticos frente a los reportados oficialmente por cada operador de red para el despacho económico de los meses de septiembre octubre y noviembre del año 2018.

La comparación se realizará periodo a periodo durante los tres meses mencionados y se contrastará el número de unidades mínimas de seguridad necesarias para iniciar el proceso de análisis eléctrico y energético del despacho económico, es decir, el número de unidades mínimas de generación para un área operativa con el pronóstico reportado por los agentes frente al número que se tenga como resultado del pronóstico implementado en este trabajo.

El rango de unidades mínimas de generación de seguridad por periodo para cada área operativa es entregado al despacho económico por el equipo de planeación del CND. El despacho económico, a partir del pronóstico oficial de áreas operativas, es el encargado de definir el valor inicial de las unidades mínimas de generación necesarias para evitar problemas de tensión, violación de los límites de intercambio entre áreas y garantizar las condiciones técnicas para ejecución de mantenimientos, todo esto en pro de garantizar la seguridad del sistema.

Sin embargo, los operadores de red no entregan al operador del sistema los pronósticos por áreas operativas; es por esto que en esta tesis fue necesario realizar el pronóstico de cinco zonas que conforman un área operativa del SIN, y posteriormente se realizó la agregación para obtener el pronóstico por área, simulando así, una aproximación del proceso real que se ejecuta para la construcción del pronóstico de áreas operativas.

De igual manera, es importante mencionar que el pronóstico de demanda es utilizado por los equipos del CND en diferentes niveles de agregación iniciando en el nivel máximo que corresponde al total del sistema, pasando por áreas, subáreas, operadores de red y finalmente a nivel de barra, siendo este último el nivel mínimo de expresión del pronóstico, el cual, es un insumo de gran importancia para la construcción del modelo, y por ende para los estudios eléctricos y energéticos que permiten evaluar las diferentes condiciones operativas, el impacto de los mantenimientos, la entrada de nuevos proyectos y la

[1] Un área operativa comprende un conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presentan alguna restricción eléctrica que limitan los intercambios con el resto del sistema.

evaluación de condiciones mínimas de seguridad asociadas a las contingencias n-1, en pocas palabras el pronóstico a este nivel es uno de los más relevantes para las actividades del CND; sin embargo, para efectos de este estudio, utilizar los pronósticos a nivel de área constituyen una muy buena aproximación para la evaluación del impacto que se quiere analizar.

Para conocer el detalle de la trasformación de los pronósticos que realiza el CND se presenta la Figura 8, donde el nivel 0 del pronóstico corresponde al insumo original, conocido como pronóstico por mercado de comercialización, es decir, la serie de tempo originalmente pronosticada y reportada por los operadores de red; el nivel 1 corresponde a la desagregación del pronóstico del nivel 0 a pronósticos de barras, esta desagregación se realiza con unos factores de participación por barra reportados por los operadores de red y actualizados con una frecuencia bimensual; los niveles 2 y 3 corresponden a las subáreas y áreas operativas, las cuales son construidas a partir de la agregación de la demanda de nivel 1, es decir, con la demanda de las barras; finalmente, es construida la demanda total del sistema interconectado, nivel 4, a través de la suma de la demanda de la totalidad de las barras del sistema o a través de la demanda por mercado de comercialización.

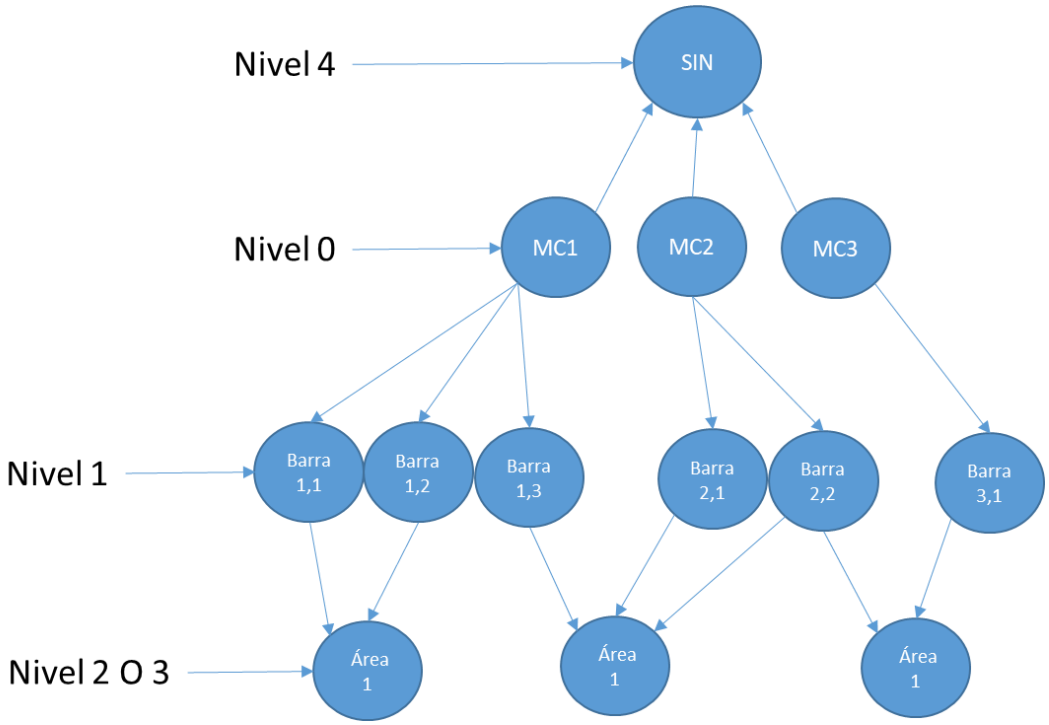

Figura 8 Niveles de agregación del pronóstico de demanda.

De acuerdo a lo anterior, se realizó la construcción de los modelos de pronóstico de las cinco zonas que conforman el área operativa de estudio; para esto, se tomaron datos históricos

de demanda de energía desde el año 2010 y la variable tipo calendario que involucra días ordinarios (lunes a viernes), sábados, domingos, lunes festivos, festivos no lunes, vacaciones de junio y vacaciones de diciembre. Para el entrenamiento y validación del modelo se trabajó sobre la base del conjunto de datos mencionados previamente separados, utilizando una parte para la construcción del modelo, la cual es denominada normalmente como conjunto de datos de entrenamiento, mientras que el resto de los datos conformaron el conjunto de datos de validación.

a. **Entrenamiento:** Todos los modelos fueron entrenados con datos históricos de demanda y la variable tipo calendario del 01 de enero de 2010 hasta el sábado 01 de septiembre de 2018, esto con la finalidad de tener diversidad de información y así garantizar que el modelo pueda captar los distintos patrones de comportamiento de la serie.

b. **Validación:** La validación fuera de muestra del pronóstico se realizó con datos del 02 al 30 de septiembre de 2018.

c. **Fecha de inicio del pronóstico:** Para la simulación del caso de prueba, se toma como último día operativo el 02 de septiembre de 2018 (día t); por tal motivo se inició con pronósticos a partir del lunes 03 de septiembre de 2018 (día siguiente al operativo, t+1). Debido a que se quiere simular que este pronóstico es el insumo para el despacho económico, es necesario que el modelo haga pronóstico de dos pasos hacia adelante; es decir, se asume que para el pronóstico de demanda de energía utilizado para el despacho del día t+1, se dispone de información hasta el sábado 01 de septiembre (día t-1), se pronostica el día t como dato para completar la serie de tiempo, el cual se convierte en dato para el modelo, y el pronóstico del día t+1, es entregado al despacho económico el día t antes de las 7:30 am de acuerdo a lo establecido en (Consejo Nacional de Operación, 2017). Este proceso se repite hasta completar los tres meses de análisis.

d. **Actualizaciones diarias del modelo:** Se asume que el agente encargado del pronóstico tiene disponibilidad de la información histórica del día t-1, siendo el día t el día operativo, al momento de ejecutar los modelos; por consiguiente, los modelos son actualizados el día t con la demanda de energía del día t-1, por ejemplo, para el pronóstico del martes 04 de septiembre de 2018, se asume disponibilidad total de la información de demanda de energía del domingo 02 de septiembre, información que se convierte en insumo para hacer update del modelo de

pronóstico que es ejecutado el lunes 03 antes de las 07:30 horas, para posteriormente ser enviado al CND.

e. **Variable calendario:** contiene la clasificación de los tipos de día utilizados como variable exógena para cada uno de los modelos construidos. La Tabla 2 muestra la clasificación de los tipos de día utilizados como variable exógena para cada uno de los modelos construidos.

Código tipo día	***Descripción***
1--ENE	Primero de enero
2--ENE	Dos de enero
VIVENE	Viernes de vacaciones de enero
SAVENE	Sábado de vacaciones de enero
DOVENE	Domingo de vacaciones de enero
LFENE	Lunes festivo de enero
MAVENE	Martes de vacaciones de enero
MIVENE	Miércoles de vacaciones de enero
JUVENE	Jueves de vacaciones de enero
LUNES	Lunes ordinario
MARTES	Martes ordinario
MIERCOLES	Miércoles ordinario
SABADO	Sábado ordinario
DOMINGO	Domingo ordinario
JUEVES	Jueves ordinario
VIERNES	Viernes ordinario
SAALF	Sábado antes de lunes festivo
DOALF	Domingo antes de lunes festivo
LF	Lunes festivo
MADLF	Martes después de lunes festivo
MSS	Martes de semana santa
JSS	Jueves de semana santa
VSS	Viernes de semana santa
SSS	Sábado de semana santa
DSS	Domingo de semana santa
1--MAY	1 de mayo
20--JUL	20 de julio
7--AGO	7 de agosto

8--DIC	8 de diciembre
SAVDIC	Sábado de vacaciones de diciembre
DOVDIC	Domingo de vacaciones de diciembre
LUVDIC	Lunes de vacaciones de diciembre
MAVDIC	Martes de vacaciones de diciembre
MIVDIC	Miércoles de vacaciones de diciembre
24--DIC	24 de diciembre
25--DIC	25 de diciembre
31--DIC	31 de diciembre

Tabla 2 Clasificación de tipos de día variable calendario

El resultado de los pronósticos de las cinco zonas será citado a lo largo de este trabajo como Pronóstico del Operador de Red 1 (Pr-OR1), Pronóstico del Operador de Red 2 (Pr-OR2) y así sucesivamente hasta el pronóstico de la zona cinco como Pr-OR5; Mientras que el pronóstico del área operativa de estudio será citada como ÁREA1, esto con el fin de evitar citar textualmente el nombre de los operadores de red del SIN y su asociación con áreas del sistema.

Adicionalmente, se plantea monetizar las desviaciones por periodo del pronóstico con un reporte diario para compararlas con las presentadas oficialmente por los operadores de red para el despacho económico; para esto, se asume que las restricciones del sistema son causadas en su totalidad por las desviaciones del pronóstico de demanda de energía. Por consiguiente, los costos de las restricciones del sistema corresponden a los costos de las reconciliaciones positivas por desviaciones de la demanda que superen el umbral de +/- 4%[2], lo anterior teniendo en cuenta que las restricciones del sistema, a groso modo, corresponden al sobrante de las reconciliaciones positivas una vez hecho el balance de reconciliaciones, el cual involucra: reconciliaciones positivas, negativas y control automático de carga.

De acuerdo a su definición, las reconciliaciones positivas corresponden a las unidades de generación fuera de mérito necesarias para abastecer la demanda del sistema, mientras que las reconciliaciones negativas corresponden a la generación en merito que no fue entregada a la demanda (XM S.A E.S.P, 2020). Estos dos conceptos toman como referencia la generación ideal, la cual es comparada con la generación real como se muestra en la Tabla 3.

[2] Este umbral corresponde al definido en (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2019)

Reconciliación	***Definición***	***Comentario***
Positiva	$Generación\ Real > Generación\ Ideal$	El agente generador recibe un pago por tener una generación real mayor a la ideal.
Negativa	$Generación\ Real < Generación\ Ideal$	El agente debe devolver el dinero de la generación no entregada al mercado.

Tabla 3 Definición de las reconciliaciones positivas y negativas.

A continuación, se presentan las definiciones usadas en la Tabla 3:

- Generación Real: Se calcula como la sumatoria de las generaciones netas medidas a nivel horario para cada uno de los agentes generadores en sus puntos de frontera.

- Generación Ideal: Despacho de generación que resulta de considerar una red de transporte inexistente, es decir, que no se consideran las características técnicas de la red.

Teniendo la descripción detallada del escenario de prueba, en el siguiente capítulo se presentarán los resultados del experimento y su comparación con los reportes hechos por los operadores de red.

4 Resultados

Inicialmente, se presentará la comparación del desempeño de los pronósticos por operador de red que permitan evidenciar si existen mejoras a nivel individual, lo cual abre paso a los resultados de agrupación por área, para posteriormente realizar la evaluación de las unidades mínimas de generación de seguridad y la monetización de las desviaciones.

4.1 Resultados a nivel de operador de red

Para cuantificar las diferencias entre el desempeño de los pronósticos realizados con actualización diaria frente a los presentados por el operador de red, será utilizado el Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE), el cual se define como se presenta en la siguiente ecuación.

$$MAPE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{|DR_t - PR_t|}{|DR_t|}}{n}$$

Donde:

DR_t: Demanda real[3] de energía para el instante t.

PR_t: Pronóstico de demanda de energía para el instante t.

n : Cantidad de pronósticos evaluados

La Tabla 4 presenta los resultados del MAPE para el pronóstico realizado mediante la metodología propuesta en este trabajo y el MAPE de los pronósticos oficiales reportados por los diferentes operadores de red involucrados en este estudio. Mediante esta tabla es posible evidenciar que los pronósticos con actualización diaria presentan mejor desempeño que los reportados oficialmente por cada operador de red durante el periodo de estudio, ya que el error máximo para la propuesta de este trabajo se presentó para el OR5 con un MAPE de 3.38%, mientras que el MAPE máximo para el pronóstico oficial tuvo un valor de 9.48% (OR4). Adicionalmente, el MAPE mínimo de la propuesta presentó un desempeño de 2.31% (OR1) mientras que el mínimo del pronóstico oficial apenas logro llegar al 5.24% (OR1).

[3] Demanda real: Es la energía que fue registrada por los diferentes contadores del mercado de energía y referida al STN, que corresponden a la energía efectivamente entregada. Esta definición corresponde con la definición de Demanda Atendida presentada en (Consejo Nacional de Operación, 2017).

Operador de Red	***MAPE propuesta***	***MAPE Oficial***
OR1	2.31%	5.24%
OR2	2.60%	7.09%
OR3	2.93%	6.68%
OR4	2.46%	9.48%
OR5	3.38%	6.76%

Tabla 4 MAPE pronósticos con actualización diaria (propuesta) frente al MAPE de los pronósticos oficiales reportados por operadores de red.

De igual manera, las Figuras 9, 10, 11, 12 y 13, las cuales fueron construidas a través de la librería matplotlib de Python, presentan la comparación diaria del error porcentual de los pronósticos reportados por cada operador de red frente a los obtenidos mediante esta propuesta, donde se evidencia que en la mayoría de los casos el pronóstico realizado mediante actualizaciones diarias se encuentra en rangos inferiores al 4%, lo anterior, debido a que estas actualizaciones diarias permiten capturar variaciones del comportamiento de la demanda cercanas al punto de operación y derivadas de cambios bruscos de temperatura, humedad y eventos inesperados, que aunque no fueron incluidas de manera explícita a través del modelo, pueden ser capturadas con información del comportamiento cercano a tiempo real y que en el reporte semanal son difíciles de incluir.

Mediante estas gráficas de desempeño también se observa que el modelo con actualización diaria tiene buena reacción ante las dinámicas de la serie de tiempo, ya que cuando se presentan errores significativos, es decir mayores al 4%, el modelo con la última información disponible como entrada, es capaz de reaccionar recuperando su desempeño y ubicando el error por debajo del límite establecido; con estos resultados es posible inferir que las actualizaciones diarias pueden ayudar a mitigar los impactos operativos derivados de las desviaciones del pronóstico.

Con el objetivo de detallar los resultados mencionados, es posible observar mediante laFigura 9, que los pronósticos obtenidos a través de ambos modelos del OR1, tienden a aumentar el error cuando existen cambios en la dinámica de la serie, sin embargo, el modelo construido en este trabajo, que implica actualizaciones diarias, permite capturar estos cambios y recuperar el desempeño de los pronósticos a niveles que se ajustan a los criterios de calidad, esto se puede ver de manera clara durante la primera semana de octubre, donde el reporte semanal presenta errores altos durante toda la semana, mientras que los resultados con actualización diaria, inician un proceso de ajuste a través de nueva información de entrada disponible en base de datos, que ayuda a un proceso de convergencia alrededor de los valores de desviación permitidos.

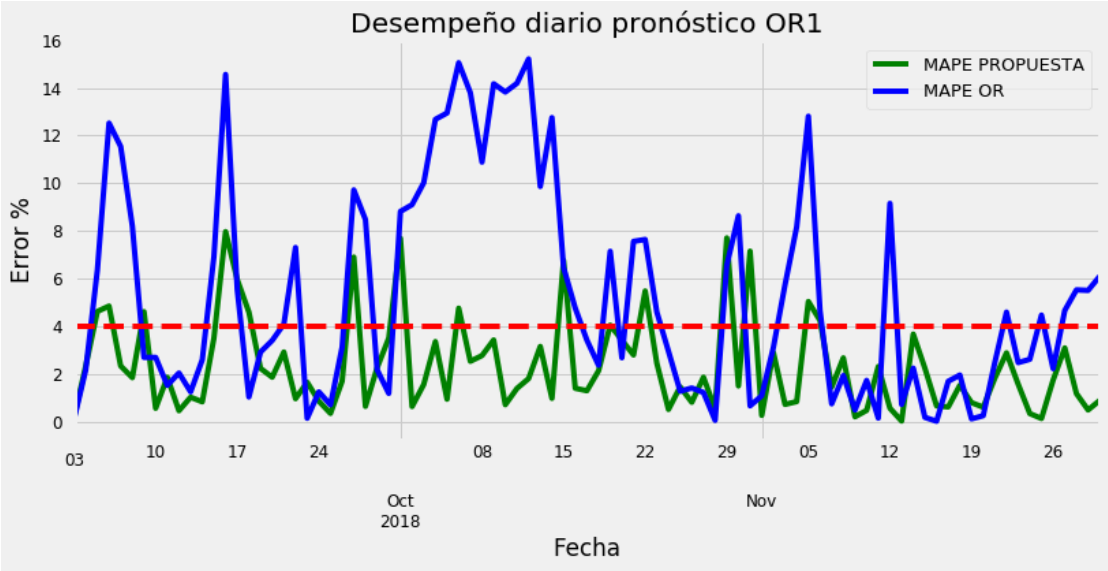

Figura 9 Desempeño del pronóstico de demanda propuesto frente al desempeño del pronóstico reportado por el OR1.

De igual manera, a través de la Figura 10, se muestran cambios significativos en el comportamiento de la demanda que no fueron capturados por el modelo semanal, como es el caso de la segunda semana de septiembre y las dos primeras semanas de noviembre, las cuales permiten evidenciar aumentos en el error considerablemente altos, mientras que estos mismos aumentos en el error, son corregidos fácilmente por el modelo diario a través de las actualizaciones de información de entrada de los modelos, es decir, con el último dato de demanda disponible.

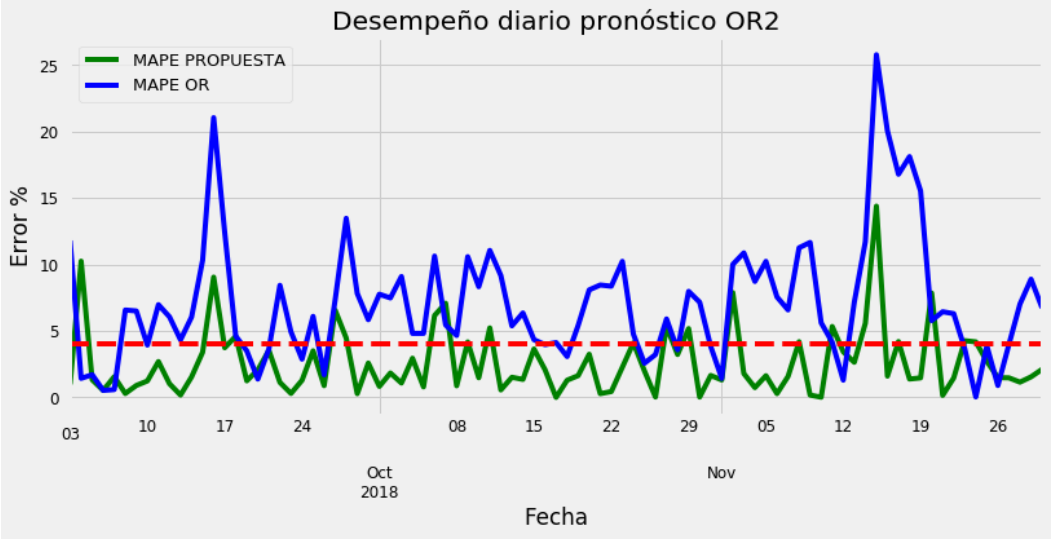

Figura 10 Desempeño del pronóstico de demanda propuesto frente al desempeño del pronóstico reportado por el OR2.

Para el caso del operador de red OR3 mostrado en la Figura 11, se evidencia que el modelo semanal utilizado por el agente presentaba problemas de calibración, esto debido a que los errores sobrepasan los límites establecidos durante casi dos meses, y que fue apenas finalizando noviembre cuando posiblemente se ajustó el modelo, mientras que el comportamiento del modelo diario se ajusta casi en la totalidad de la ventana de tiempo a los límites permitidos.

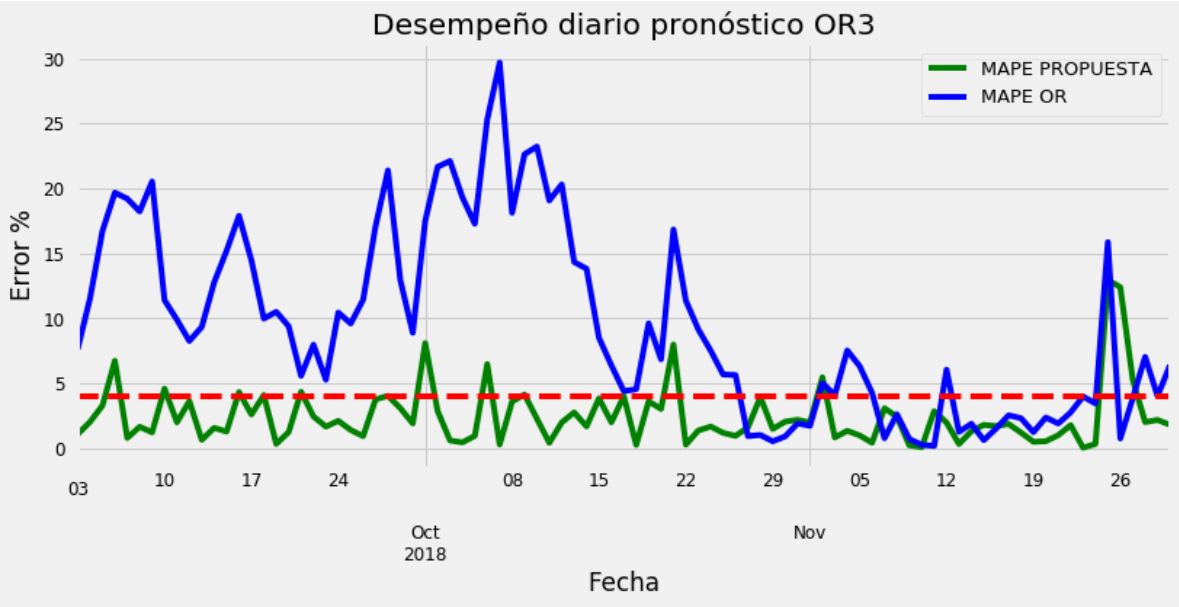

Figura 11 Desempeño del pronóstico de demanda propuesto frente al desempeño del pronóstico reportado por el OR3.

El caso del OR4 que se muestra a través de la Figura 12, al igual que los resultados presentados para el OR1 y OR2, muestra picos de desviaciones significativos para ambas propuestas, sin embargo, los picos de desviación para el modelo de la propuesta diaria, en general son inferiores a los que se presentan en la propuesta semanal. Adicionalmente, se observa que la reacción de los modelos diarios frente a los cambios de comportamiento es rápida, esto se observa claramente en las semanas del 3 al 9 de septiembre y en la semana del 24 al 30 del mismo mes.

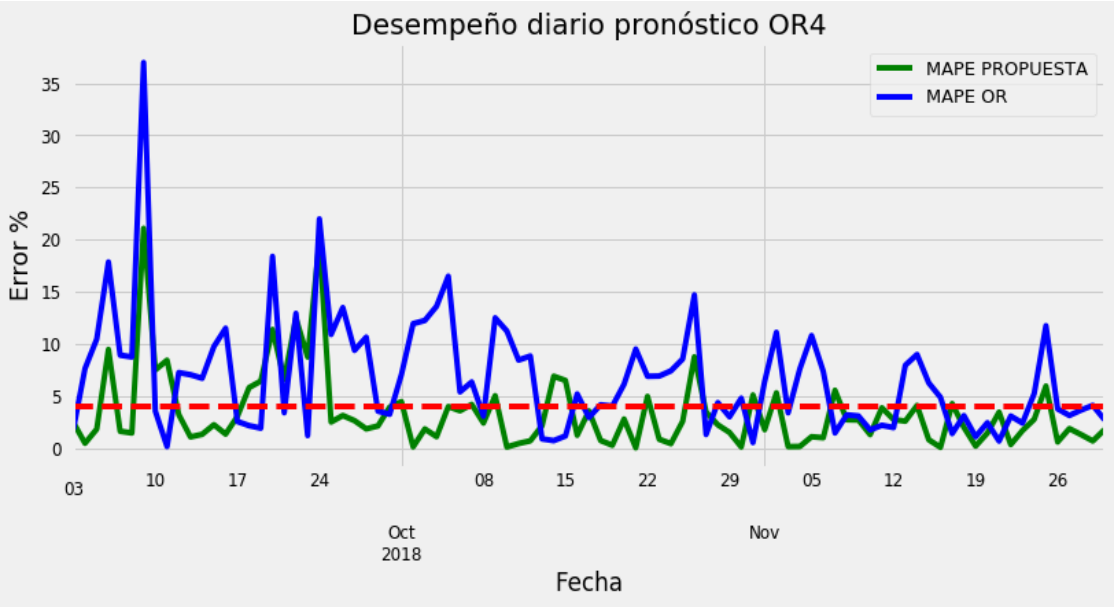

Figura 12 Desempeño del pronóstico de demanda propuesto frente al desempeño del pronóstico reportado por el OR4.

Finalmente, se presenta el desempeño de los pronósticos del operador de red OR5 en la Figura 13, donde la propuesta semanal presenta errores superiores al 4% casi de manera constante para los primeros dos meses de análisis, y que al ser comparados con el pronóstico diario es evidente que estos últimos se ajustan mejor a las condiciones reales de operación.

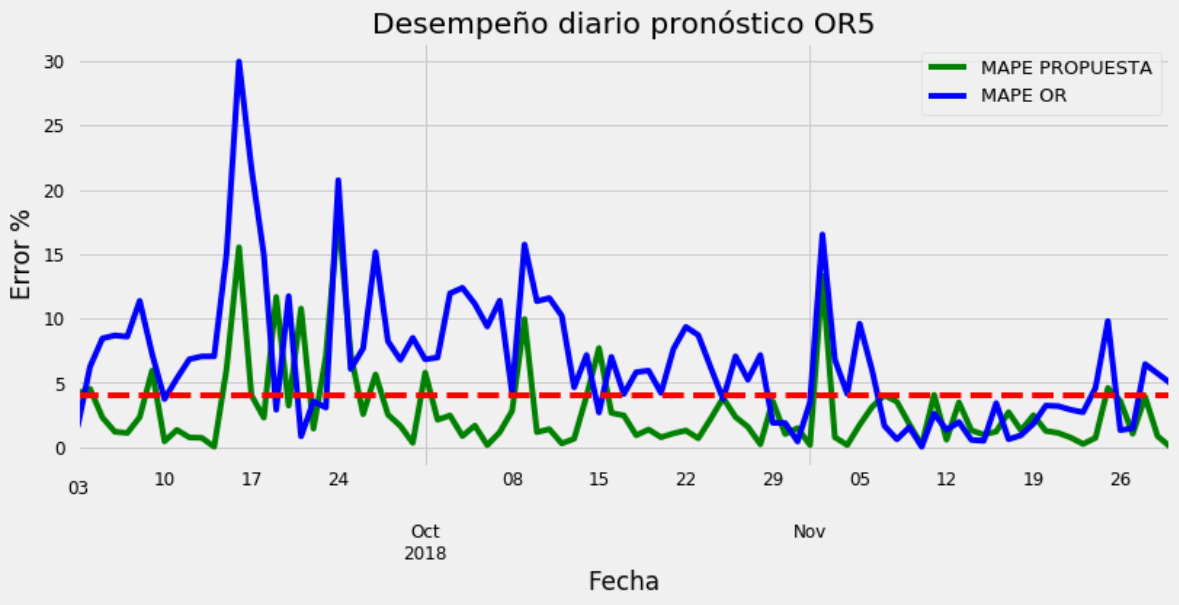

Figura 13 Desempeño del pronóstico de demanda propuesto frente al desempeño del pronóstico reportado por el OR5 (elaboración propia).

Una vez presentados los resultados a nivel de operador de red y validado que el desempeño del pronóstico con actualización diaria tiene mejor desempeño, se procederá a presentar los resultados a nivel de área operativa.

4.2 Resultados a nivel de área operativa

El proceso ejecutado por el operador del sistema para obtener la demanda de cada una de las áreas considera inicialmente una desagregación del pronóstico de cada operador de red a nivel de barras o nodos del sistema, sin embargo, en este trabajo, se plantea como aproximación a este proceso la construcción del pronóstico del área operativa directamente del pronóstico de los operadores de red. Esta aproximación es válida debido a que se seleccionaron los pronósticos de los operadores de red que constituyen la demanda total del área seleccionada para el estudio.

La Figura 14 y la Figura 15 presentan el desempeño del pronóstico del ÁREA1 con actualizaciones diarias y del pronóstico utilizado oficialmente por el despacho económico; de estos resultados se tiene que el 75% de los pronósticos con actualización diaria presentan errores que oscilan entre 0 y 2.9%, mientras que el 75% de los errores de los pronósticos oficiales, reportados semanalmente, oscilan entre 0 y 9.9%.

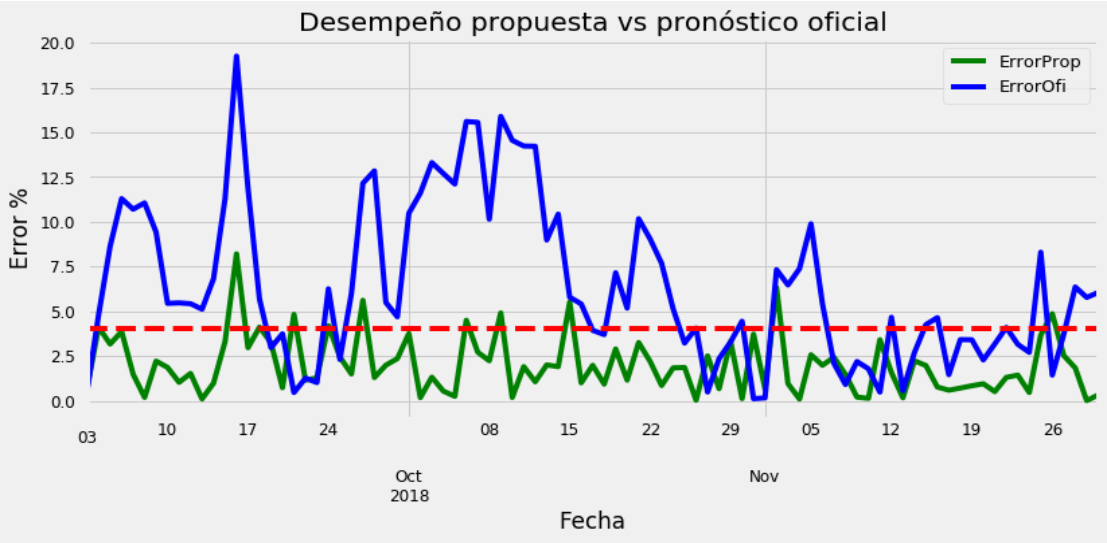

Figura 14 Desempeño del pronóstico propuesto para el ÁREA1 frente al oficial utilizado para el despacho económico.

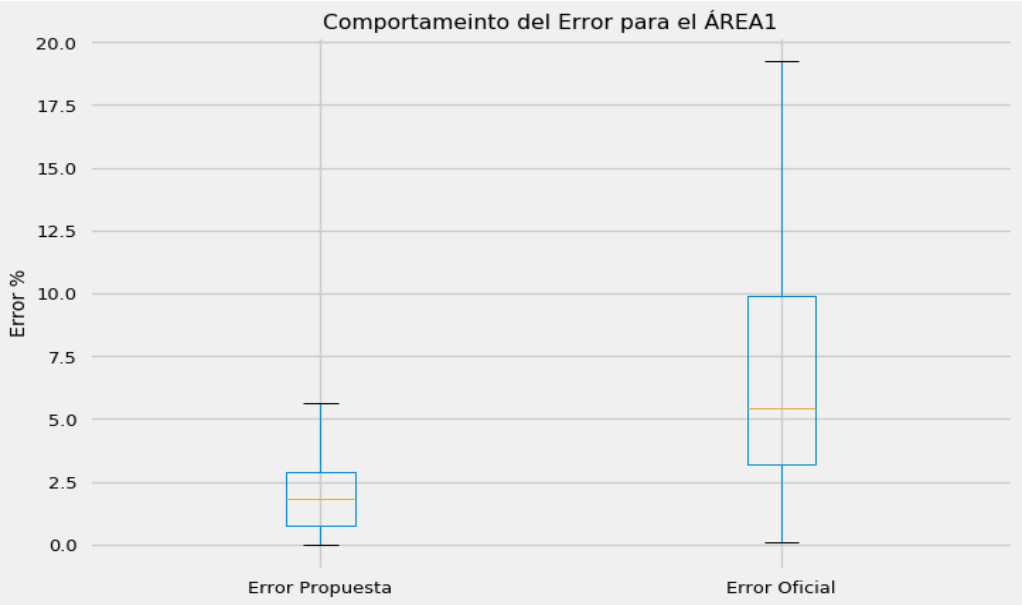

Figura 15 Diagrama del comportamiento del error de la propuesta de este trabajo frente al error del pronóstico oficial.

Adicionalmente, la Figura 16 muestra el histograma de desviaciones de demanda de energía para ambos pronósticos, donde es posible observar que el pronóstico del ÁREA1, construido a partir de los reportes semanales, tiene una desviación media por periodo de -116 MWh, es decir, que en promedio se están sobreestimando 116 MWh por periodo, mientras que la desviación media del pronóstico propuesto tiene valor por periodo de -1 MWh. Adicionalmente, en la Tabla 5 son reportadas las estadísticas básicas de las desviaciones, y es posible afirmar que el pronóstico con actualizaciones diarias presenta un desempeño mejor al reportado por los agentes de manera semanal.

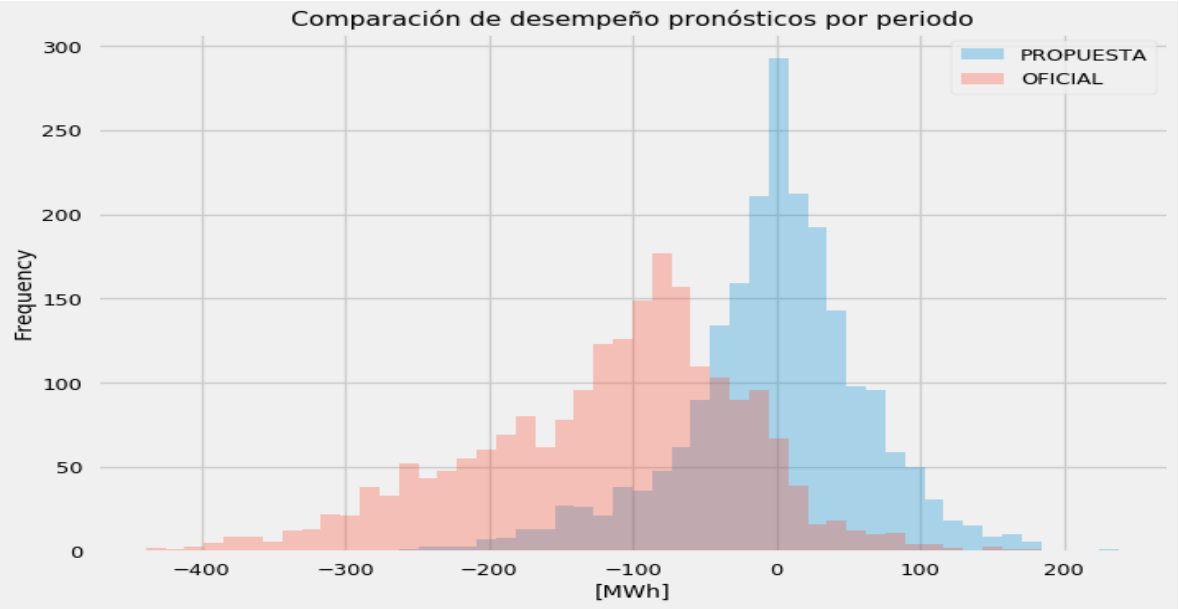

Figura 16 Histograma de desviaciones para el pronóstico oficial utilizado por el despacho frente y para el pronóstico propuesto en este trabajo.

	Propuesta [MWh]	***Oficial [MWh]***
# Datos	2136	2136
media	-1	-116
std	64	94
min	-250	-439
25%	-32	-176
50%	1	-100
75%	35	-53
max	238	174

Tabla 5 Estadísticas de las desviaciones del pronóstico para el ÁREA1.

Como se mencionó en la descripción del caso de prueba, el despacho económico toma como insumo una tabla que relaciona el número de unidades mínimas que se requieren por área para cumplir con los límites de tensión para diferentes rangos de demanda, y es con el pronóstico de demanda de cada área que se selecciona el rango y por consiguiente las unidades de generación necesarias para establecer las condiciones iniciales del caso de estudio que permite evaluar las condiciones de seguridad y estabilidad del sistema.

Teniendo en cuenta esto y extrapolando los resultados de desempeño del pronóstico, se puede inferir que estas desviaciones son trasladadas directamente al número de unidades para control de tensión que seleccionó el despacho para construir el escenario inicial de análisis, lo que posiblemente deriva en problemas para la operación en tiempo real debido

a subestimación o sobreestimación de unidades para control de tensión, es decir, que a menor desempeño del pronóstico mayor incertidumbre y error en la definición de las condiciones iniciales necesarias para ejecutar el despacho económico.

Para validar lo planteado en el párrafo anterior es necesario realizar la comparación del número de unidades de generación que se obtiene con la demanda real del ÁREA1 frente las unidades que se obtienen con cada uno de los pronósticos acá citados.

La Figura 17 muestra el insumo que recibe el despacho económico, y que es utilizado como base para definir las unidades de generación de seguridad a partir del pronóstico de demanda del área, donde el eje horizontal muestra los rangos de demanda en MWh y el eje vertical la cantidad de unidades de generación para cada rango.

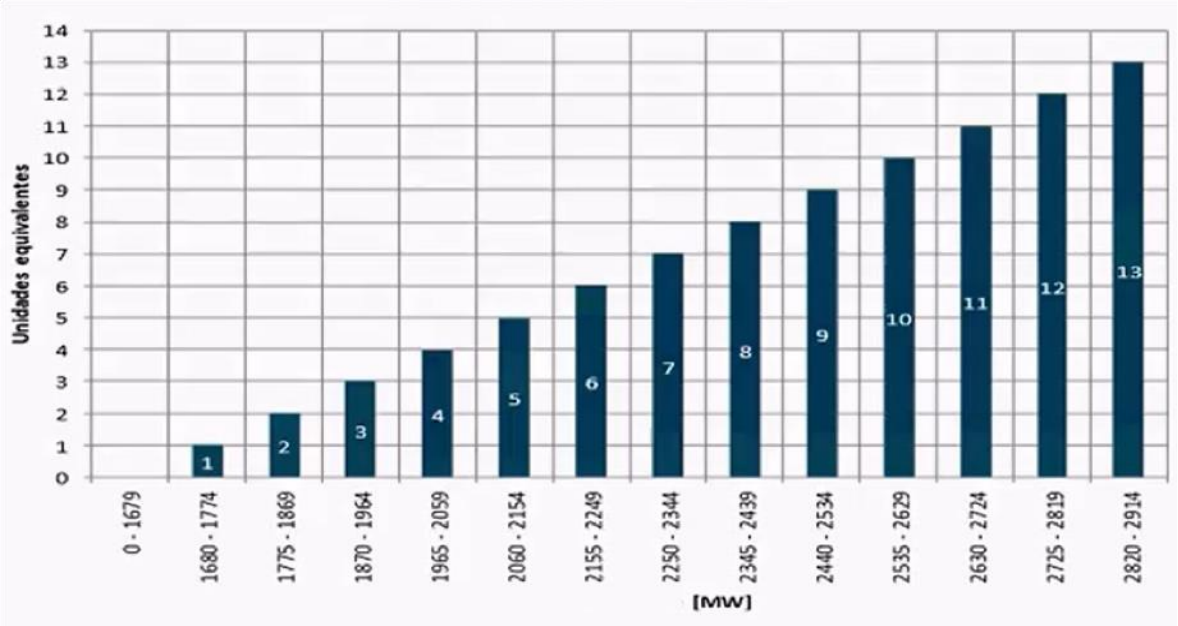

Figura 17 Número de unidades para control de tensión para el ÁREA1 (fuente XM).

Con los datos suministrados para la definición de las unidades mínimas de generación para control de tensión, es posible calcular la diferencia entre el número de unidades por periodo para cada uno de los pronósticos frente a la demanda real, donde será posible validar los efectos directos de las desviaciones del pronóstico en la definición de las condiciones iniciales del despacho económico.

Para lograr mostrar este impacto se construyó la Figura 18, donde se presentan las diferencias entre las unidades de generación calculadas con la demanda real de energía frente a las calculadas con cada pronóstico. Esta figura nos ayuda a afirmar que a menor desempeño del pronóstico, mayor incertidumbre en la definición de las condiciones

iniciales del despacho económico; ya que para el pronóstico semanal (oficial), el cual tiene menor desempeño, se evidencia un desfase mayor en número de unidades de generación por periodo (curva en color rojo) frente a las obtenidas con la demanda real, mientras que el desfase de unidades que se presenta con el pronóstico diario (propuesta), evidentemente se aproxima más al cálculo realizado con la demanda real. Adicionalmente, la Figura 19 muestra que en la mayoría de los casos la diferencia entre unidades de generación calculadas con el pronóstico propuesto frente al cálculo de unidades con la demanda real, se encuentra alrededor de cero y que el desfase máximo es de 3 unidades, mientras que, para el pronóstico semanal, el desfase máximo llaga hasta 5 unidades.

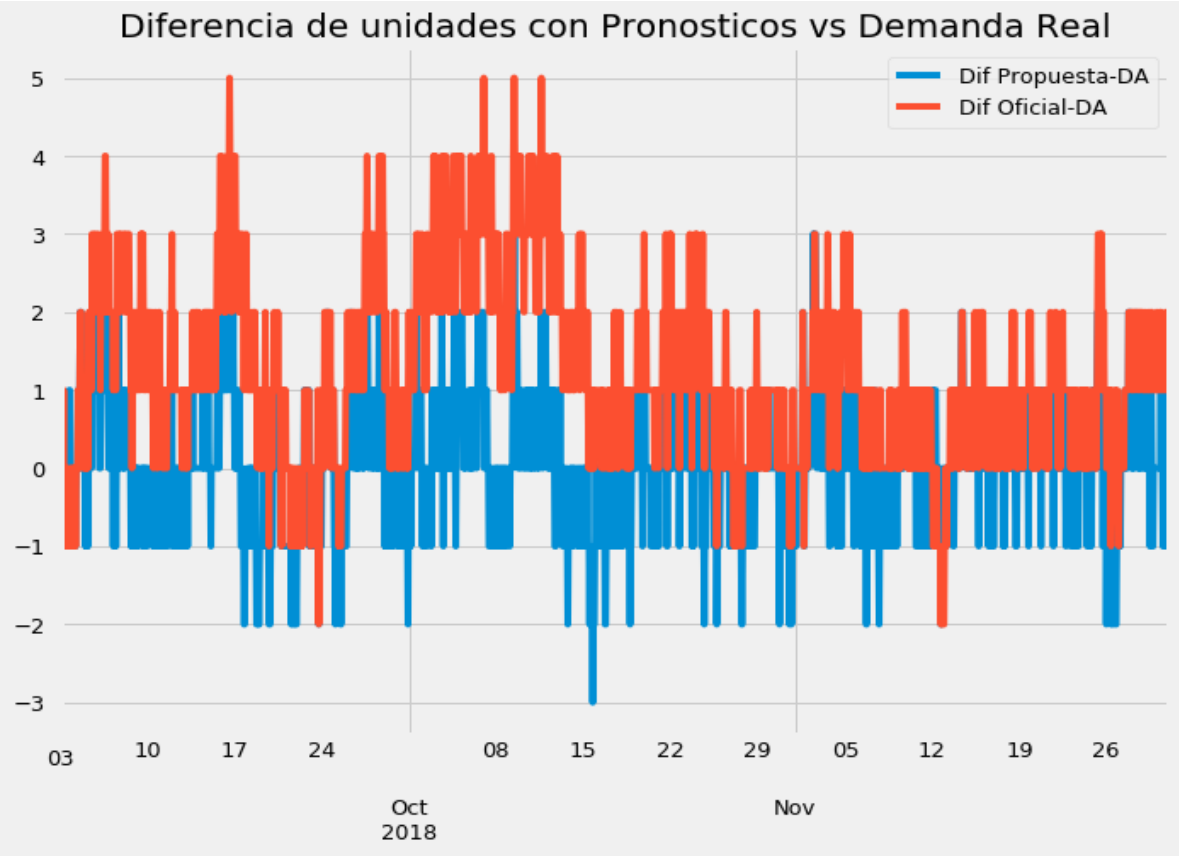

Figura 18 Diferencia entre unidades de generación con pronóstico semanal y diario frente con el número de unidades calculado con la demanda real del ÁREA1.

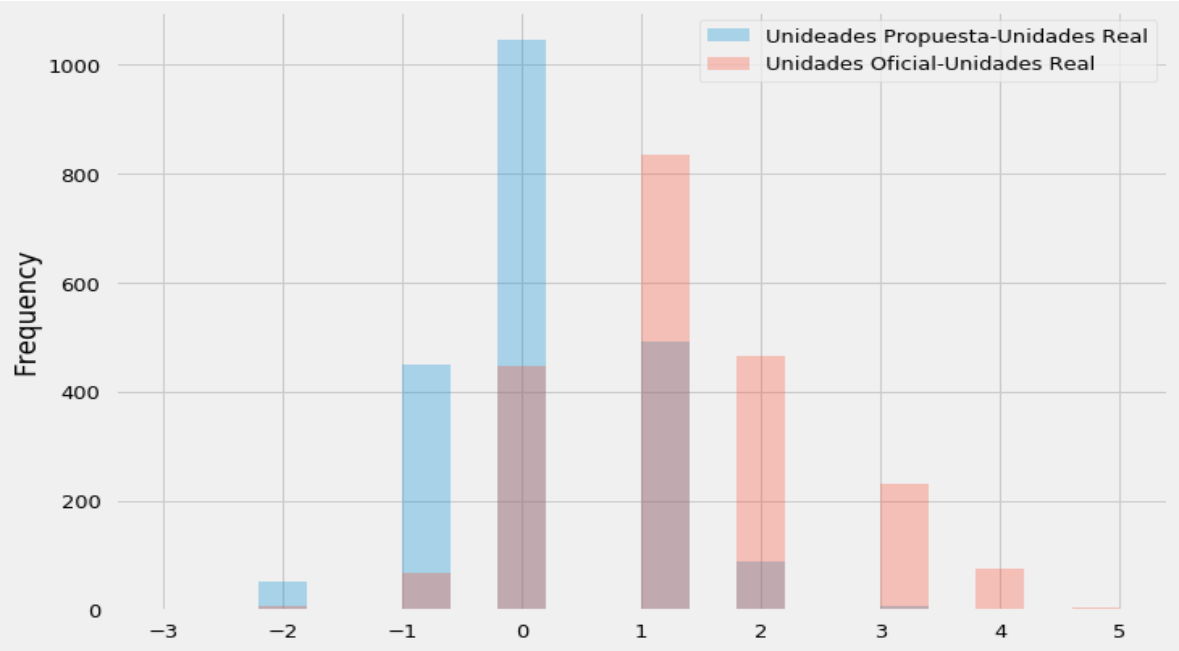

Figura 19 Histograma de las diferencias entre unidades de generación con pronóstico semanal y diario frente con el número de unidades calculado con la demanda real del ÁREA1.

Finalmente, se presenta una simulación de la monetización de las desviaciones, donde se plantea que el costo de estas desviaciones es calculado a partir de las reconciliaciones positivas; para esto se parte del hecho que van a ser penalizadas únicamente las desviaciones diarias del pronóstico superiores al 4%. Teniendo en cuenta esta condición, la Figura 20 presenta el histograma que permite comparar los costos de las desviaciones para cada caso, donde se evidencia que los costos de las desviaciones asignados al ÁREA1 con el pronóstico oficial son mucho mayores a los que se presentan con el pronóstico planteado a través de este trabajo, donde el costo medio de las desviaciones es de $1,070,292 por periodo, mientras que para el reporte oficial sería de $8,925,910 (Ver Tabla 6).

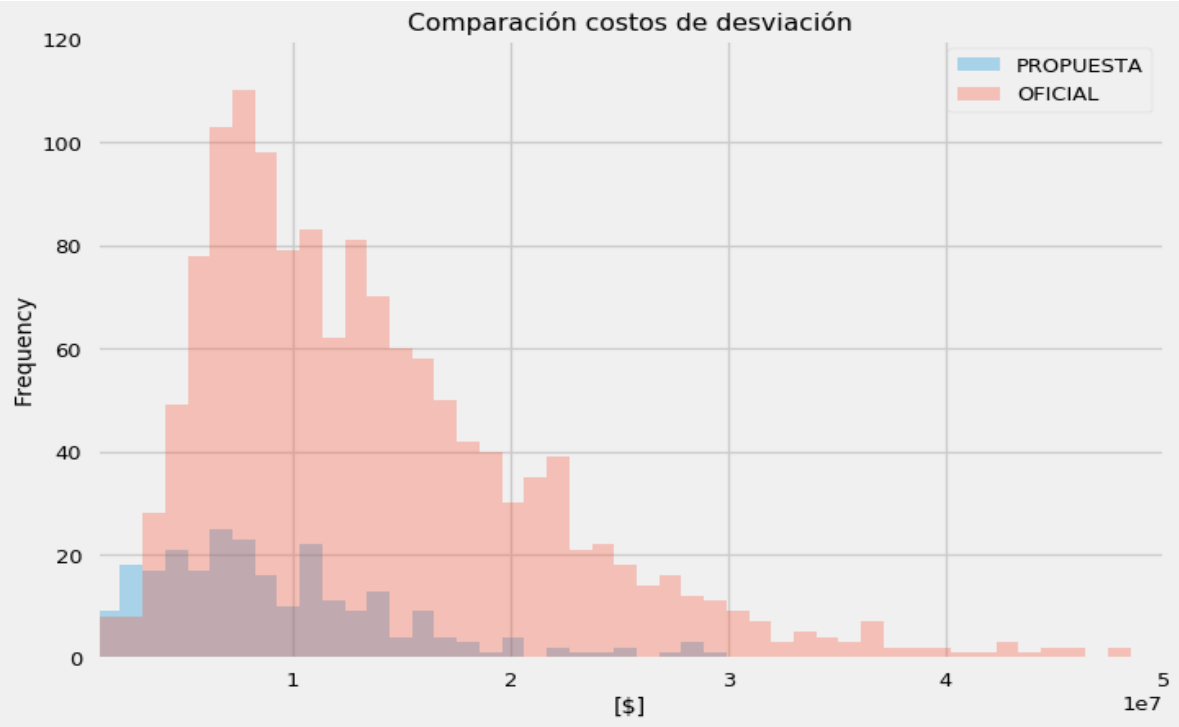

Figura 20 Histograma de comparación de costos de desviación por periodo para el ÁREA1.

	Costos por periodo Propuesta [$]	***Costos por periodo Oficial [$]***
Datos	2136	2136
media	$1,070,292	$8,925,910
std	$3,529,235	$9,122,847
25%	$0	$0
50%	$0	$7,578,960
75%	$0	$14,268,663
max	$29,426,586	$51,613,567

Tabla 6 Costos por periodo ÁREA1.

Así entonces se tendría que los costos diarios de penalización por desviación de demanda para el ÁREA1 presentarían el comportamiento de la Figura 21; si estos costos se totalizan para el trimestre de estudio, se tendría que los costos de desviación para el pronóstico semanal superan casi en nueve veces al costo obtenido con el pronóstico reportado de manera diaria (ver Tabla 7).

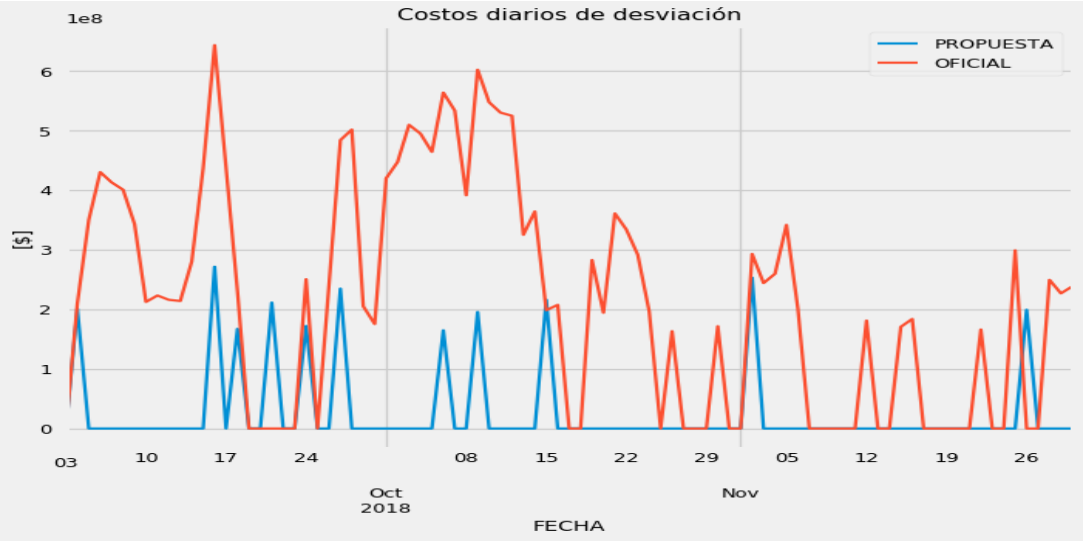

Figura 21 Comparación de costos diarios por desviación superior al 4% para el ÁREA1.

Pronóstico	***Costos totales Trimestre***
Propuesta	$2,286,142,649
Oficial	$19,065,744,306

Tabla 7 Costos totales de penalización por desviación del pronóstico de demanda de energía.

Si se asume que las desviaciones son divididas por partes iguales para cada operador de red perteneciente al ÁREA1, tendríamos para cada operador de red las penalizaciones, en pesos colombianos, trimestrales y mensuales mostradas en la Tabla 8.

Pronóstico	***Penalización por operador de red Trimestre***	***Penalización por operador de red Mensual***
Propuesta	$ 457,228,529.83	$ 152,409,509.94
Oficial	$ 3,813,148,861.19	$ 1,271,049,620.40

Tabla 8 Penalizaciones por operador de red trimestrales y mensuales.

Los resultados de la Tabla 8 son de gran relevancia debido a que demuestran que los costos de una posible penalización incentivarían a los encargados del pronóstico de demanda a mejorar sus resultados, al tiempo que los llevaría a realizar inversiones al interior de las empresas, permitiendo así, la reestructuración del proceso mediante investigación desarrollo y capacitación de recurso humano en un tema que cada vez se convierte en fundamental para la operación del SIN.

Con los resultados mostrados hasta este punto se termina la evaluación del escenario de prueba utilizado para validar la hipótesis de este trabajo, el cual permite concluir de manera general que las actualizaciones diarias mejoran el desempeño de los pronósticos oficiales y

por consiguiente la planeación de la operación, abriendo así el capítulo de conclusiones y trabajos futuros.

5 Conclusiones y trabajos futuros

5.1 Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos

La transformación que ha venido presentando el sector eléctrico colombiano ha generado grandes retos regulatorios y operativos relacionados con participación activa de la demanda, generación distribuida, movilidad eléctrica y almacenamiento, esto conlleva al replanteamiento de los procesos existentes y que soportan la planeación para lograr una operación confiable segura y económica del SIN. En este orden de ideas, el pronóstico de demanda tal como se encuentra definido en Colombia debe ser revisado y replanteado para adecuarse a las nuevas características del sector eléctrico y del sistema.

A continuación, se presentan las conclusiones de este trabajo final de maestría de acuerdo con los objetivos definidos para el logro y cumplimiento del objetivo general, esperando contribuir al debate y toma de decisiones sobre las modificaciones necesarias al pronóstico de demanda de energía desarrollado en Colombia para la planeación y operación del SIN.

5.1.1 Objetivo específico 1

"Realizar la revisión del estado del arte sobre los procedimientos de pronóstico de demanda a nivel internacional, con el fin de determinar el avance del marco regulatorio colombiano respecto a otros mercados eléctricos".

El capítulo dos, sección 2.1 muestra un resumen de los estudios de pronóstico de demanda definidos en la literatura mediante los cuales se presenta una clasificación del pronóstico de demanda de acuerdo con los horizontes de tiempo. Esta clasificación permitió identificar que el proceso de pronóstico desarrollado en Colombia requiere modificaciones que permitan tener pronósticos más cercanos a tiempo real, ya que para varios de los países y artículos de investigación revisados, el proceso de pronóstico de demanda presenta incluso actualizaciones en tiempo real, permitiéndoles así capturar variaciones en el consumo de demanda de energía derivados de eventos no programados, así como de eventos externos, mientras que el proceso colombiano, por sus características de reporte semanal no logra reflejar cambios en el consumo de la demanda de energía cercanos a la operación en tiempo real causando deterioro en el desempeño de los pronósticos.

El auge del análisis de datos y de la inteligencia artificial ha aumentado el número de investigaciones relacionadas con diferentes metodologías de pronóstico de demanda aplicados al sector eléctrico y en específico al pronóstico de demanda de energía, sin

embargo, durante esta revisión no se encontró ningún trabajo que permitiera concluir que existe métodos mejores a otros, por el contrario, destacan la dificultad para establecer que metodología es mejor para cada caso particular, y a su vez, destacan el criterio de los expertos en cada tema para definir las características y metodologías que mejor se adapten a sus procesos.

5.1.2 Objetivo específico 2

"Realizar la revisión del marco regulatorio colombiano respecto al proceso de pronóstico de demanda de energía para establecer la situación actual del sistema."

El capítulo 1, sección 1.2 permite tener una visión global del proceso de pronóstico de demanda de corto plazo desarrollado en Colombia y el cual es utilizado como insumo para el despacho económico, de esta revisión se identificaron dos aspectos de suma importancia, el primero, que los pronósticos definidos regulatoriamente son reportados muy alejados del punto real de operación, para el peor de los casos llega a tener 16 días de desfase temporal, lo que hace muy complicado tener buen desempeño del pronóstico de demanda de energía, derivando así en una incertidumbre mayor debido a que no es posible capturar comportamientos y alteraciones del consumo de la demanda de energía que se presentan cercanos al punto de operación. Por otra parte, no se identifican resoluciones que generen incentivos ni penalizaciones a los encargados del pronóstico de demanda, es decir, que no existen mecanismos para garantizar que este insumo sea entregado con estándares de alta calidad.

5.1.3 Objetivo específico 3

"Evaluar el desempeño actual de los pronósticos de demanda teniendo en cuenta la reglamentación vigente, donde el pronóstico es realizado con un horizonte semanal."

La evaluación del desempeño de los pronósticos semanales definidos en la resolución, que corresponden a los reportados por los operadores de red, permiten evidenciar errores significativamente altos y que posiblemente derivaron en problemas operativos, sobrecostos y reprocesos en la cadena de planeación, ya que para algunos de los casos evaluados se presentaron errores diarios alrededor del 30%. Adicionalmente, los resultados de estos pronósticos semanales permiten evidenciar que mientras este proceso no se encuentre asociado con incentivos, los agentes no implementaran acciones correctivas ni procesos estructurados que permitan mejorar los resultados acá planteados.

5.1.4 Objetivo específico 4

"Realizar un proceso de simulación en el que se aumente el proceso de pronóstico de demanda pasando de frecuencia semanal a diaria."

Mediante este proceso de simulación se evidenció que al aumentar la frecuencia de reporte de los pronósticos de semanal a diario, el desempeño de los modelos mejoró de manera significativa, ya que para los cinco operadores de red el desempeño fue mejor durante toda la ventana de tiempo de estudio, lo que permite inferir que es necesario realizar un ajuste al proceso de pronósticos de demanda que obligue a los operadores de red a reportar de manera diaria los pronósticos de demanda de energía. De esta manera, se concluye que es imperativo realizar un ajuste regulatorio de manera inmediata al proceso de pronóstico de demanda, disminuyendo así la probabilidad de ocurrencia de problemas de seguridad y estabilidad en el sistema y posiblemente a un apagón generalizado.

5.1.5 Objetivo específico 5

"Evaluar si existen mejoras en el desempeño que deriven en un aumento en la seguridad y confiabilidad del sistema"

La comparación de unidades mínimas de generación para control de tensión calculada con el pronóstico semanal, con el pronóstico diario y con la demanda real, permitió evidenciar que a menor desempeño del pronóstico mayor incertidumbre en la definición de las condiciones iniciales de los casos de estudio utilizadas por el despacho económico. Esta aumento en la incertidumbre lleva a que los analistas del despacho económico, tengan un caso de estudio base, muy alejado de las condiciones reales que se puedan presentar en la operación en tiempo real, generando que los insumos entregados para la operación, en algunas ocasiones, no puedan ser utilizados en tiempo real, obligando a los operadores a llevar al SIN a limites extremos de operación o incluso a superar condiciones de seguridad establecidos para garantizar la continuidad del servicio.

Adicionalmente, a través de la monetización de las desviaciones y con la definición de límites mínimos de calidad del pronóstico de demanda, se demostró que se puede incentivar a través de mecanismos de penalización, una reestructuración del proceso de pronósticos de demanda de energía que haga que los encargados de este insumo inviertan en tecnología, investigación, desarrollo y recurso humano que garantice un mejor insumo para el CND. Esto se plantea teniendo en cuenta que actualmente este proceso se encuentra definido en la regulación pero no existe ningún control de calidad vinculante,

dejando así al operador del sistema sin argumentos fuertes para exigir mejoras significativas relacionadas con este tema.

5.1.6 Objetivo general

"Evaluar si la modificación del procedimiento del pronóstico de demanda de energía de corto plazo, relacionado con el aumento de la frecuencia de actualización de los pronósticos, tiene impacto sobre la planeación y sobre los costos de las restricciones del sistema asociadas a las desviaciones del pronóstico de demanda."

Los procesos de pronóstico de demanda de energía a nivel internacional han ido evolucionando de manera significativa, al punto que en muchos de los casos entregan información pública del comportamiento de la demanda y de los pronósticos con granularidad de cinco minutos, lo anterior, como respuesta a los cambios que se presentaron en todo el mundo por la masificación de las fuentes no convencionales de energía, sin embargo, Colombia aún tiene implementado un proceso de pronóstico con reporte semanal y con ausencia de incentivos para garantizar que este dato sea entregado al CND con calidad.

La evaluación de los escenarios de prueba planteados a lo largo del trabajo, permitieron demostrar que es necesario realizar cambios en el proceso de pronóstico de demanda de energía, ya que el comparar los resultados de la propuesta, que involucra actualizaciones al pronóstico de manera diaria, se mejoran los desempeños de los pronósticos a nivel de operador de red y de área operativa, derivando esto en un aumento en la calidad de los estudios de planeación presentados por el despacho económico y por consiguiente en la operación en tiempo real.

Adicionalmente, se demostró que para la definición de los casos iniciales de estudio del despacho económico, se presentan resultados que se acercan más a las condiciones reales de operación con pronósticos diarios. Además, se evitaría con esto generar reprocesos que deriven en la utilización de recursos fuera de mérito, lo que conlleva finalmente al aumento de las restricciones del sistema.

El planteamiento de penalizaciones por desviación en el pronóstico de demanda sujetas a los costos de las restricciones, también permitió vislumbrar los costos a los que se verían enfrentados los encargados del pronóstico, en caso de presentar pronósticos con desempeños por fuera de los rangos establecidos, estos costos se vieron disminuidos de

manera significativa con el aumento en la frecuencia del reporte de semanal a diario, lo que nos permite concluir que la ausencia de penalizaciones hace que los agentes no le den la importancia suficiente a este proceso, y que sin lugar a duda, la implementación de un proceso diario y además penalizado derivaría en incentivos para que las empresas inviertan en programas de mejoramiento y restructuración de los procesos relacionados con el pronóstico de demanda de energía, mejorando así la seguridad, la calidad y la economía de la operación.

5.2 Trabajos Futuros

- Evaluar una metodología de cálculo de factores de distribución y potencia que mejore el insumo mencionado en (Consejo Nacional de Operación, 2017) y que permite la trasformación del pronóstico de operador de red a barra del modelo eléctrico.

- Realizar un estudio del impacto sobre la planeación similar al presentado en este trabajo pero a nivel de barras del sistema eléctrico.

- Realizar un estudio que permita identificar las principales variables explicativas del comportamiento de la demanda de energía de corto plazo para cada operador de red del sistema.

6 Bibliografía

Alasali, F., Haben, S., Becerra, V., & Holderbaum, W. (2018). Day-ahead industrial load forecasting for electric RTG cranes. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, *6*(2), 223–234. https://doi.org/10.1007/s40565-018-0394-4

CAISO. (2020). Market processes and products. Retrieved from http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx

Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución CREG 025 de 1995*. , (1995).

Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución CREG 198 de 1997*. , (1997).

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2003). *Resolución CREG 004 de 2003*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución CREG 051 del 2009*. , (2009).

Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 038 de 2014. , Comision de Regulacion de Energia y Gas § (2014).

Congreso de Colombia. *Ley 142 de 1994*. , (2014).

Congreso de Colombia. *Ley 143 de 1994*. , (2014).

Consejo Nacional de Operación. *Acuerdo 1020 Por el cual se aprueban los procedimientos para la gestión integral de la demanda*. , (2017).

Deb, C., Zhang, F., Yang, J., Lee, S. E., & Shah, K. W. (2017). A review on time series forecasting techniques for building energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *74*(January), 902–924. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.085

Fan, S., & Hyndman, R. J. (2012). Short-term load forecasting based on a semi-parametric additive model. *IEEE Transactions on Power Systems*, *27*(1), 134–141. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2162082

Gaillard, P., Goude, Y., & Nedellec, R. (2016). Additive models and robust aggregation for GEFCom2014 probabilistic electric load and electricity price forecasting. *International Journal of Forecasting*, *32*(3), 1038–1050. https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2015.12.001

He, Y., Liu, R., & Han, A. (2017). Short-Term Power Load Probability Density Forecasting Method Based on Real Time Price and Support Vector Quantile Regression. *Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao/Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering*, *37*(3), 768–775. https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.152332

Hong, T. (2010). *Short Term Electric Load Forecasting*.

Hong, T., & Fan, S. (2016). Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. *International Journal of Forecasting*, *32*(3), 914–938. https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2015.11.011

Kaur, A., Pedro, H. T. C., & Coimbra, C. F. M. (2013). Impact of onsite solar generation on system load demand forecast. *Energy Conversion and Management*, *75*, 701–709. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.08.026

Luo, J., Hong, T., & Yue, M. (2018). Real-time anomaly detection for very short-term load

forecasting. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, *6*(2), 235–243. https://doi.org/10.1007/s40565-017-0351-7

Ministerio de Minas y Energía. *Ley 1715 de 2014*. , (2014).

Morita, K., Shiromaru, H., Manabe, Y., Kato, T., Funabashi, T., & Suzuoki, Y. (2017). A study on estimation of aggregated electricity demand for one-hour-ahead forecast. *Applied Thermal Engineering*, *114*, 1443–1448. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.09.162

Nowotarski, J., & Weron, R. (2018). Recent advances in electricity price forecasting: A review of probabilistic forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *81*(March 2017), 1548–1568. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.234

Panapongpakorn, T., & Banjerdpongchai, D. (2019). Short-Term Load Forecast for Energy Management Systems Using Time Series Analysis and Neural Network Method with Average True Range. *2019 1st International Symposium on Instrumentation, Control, Artificial Intelligence, and Robotics, ICA-SYMP 2019*, *2*(2), 86–89. https://doi.org/10.1109/ICA-SYMP.2019.8646068

PJM. (2020). Seven-Day Load Forecast. Retrieved from https://dataminer2.pjm.com/feed/load_frcstd_7_day/definition

Rueda, V. M., Velásquez Henao, J. D., & Franco Cardona, C. J. (2011). Avances recientes en la predicción de la demanda de electricidad usando modelos no lineales. *DYNA (Colombia)*, *78*(167), 36–43.

Saber, A. Y., & Alam, A. K. M. R. (2018). Short term load forecasting using multiple linear regression for big data. *2017 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence, SSCI 2017 - Proceedings*, *2018-January*, 1–6. https://doi.org/10.1109/SSCI.2017.8285261

van der Meer, D. W., Widén, J., & Munkhammar, J. (2018). Review on probabilistic forecasting of photovoltaic power production and electricity consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *81*(December 2016), 1484–1512. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.212

XM S.A E.S.P. (2017). Despacho Económico en Colombia. Retrieved from https://www.youtube.com/watch?v=uK-hnlU2ReA

XM S.A E.S.P. (2020). Glosario XM. Retrieved from https://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Herramientas/glosario.aspx