



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Artes en Energía y Ambiente

**IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE
DIMENSIONAMIENTO Y ASIGNACIÓN DE RESERVA RODANTE OPERATIVA MEDIANTE
LA DIFERENCIACIÓN PARA SUBIR Y BAJAR GENERACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO DE GUATEMALA**

Ing. Victor Hugo Lutín Sandoval

Asesorado por la Mtra. Inga. Ana Lucía Martínez Arriola

Guatemala, abril de 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE
DIMENSIONAMIENTO Y ASIGNACIÓN DE RESERVA RODANTE OPERATIVA MEDIANTE
LA DIFERENCIACIÓN PARA SUBIR Y BAJAR GENERACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. VICTOR HUGO LUTÍN SANDOVAL
ASESORADO POR LA MTRA. INGA. ANA LUCÍA MARTÍNEZ ARRIOLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
MAESTRO EN ARTES EN ENERGÍA Y AMBIENTE

GUATEMALA, ABRIL DE 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Mauro Fernando Oroxóm Popa
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE
DIMENSIONAMIENTO Y ASIGNACIÓN DE RESERVA RODANTE OPERATIVA MEDIANTE
LA DIFERENCIACIÓN PARA SUBIR Y BAJAR GENERACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO DE GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 05 de marzo de 2022.

Ing. Victor Hugo Lutín Sandoval

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Estudios de Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO Y ASIGNACIÓN DE RESERVA RODANTE Y OPERATIVA MEDIANTE LA DIFERENCIACIÓN PARA SUBIR Y BAJAR GENERACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA**, presentado por: **Ing. Victor Hugo Lutín Sandoval**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Energía y ambiente después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, abril de 2023

AACE/gaoc



Guatemala, abril de 2023

LNG.EEP.OI.359.2023

En mi calidad de Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del asesor, verificar la aprobación del Coordinador de Maestría y la aprobación del Área de Lingüística al trabajo de graduación titulado:

“IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO Y ASIGNACIÓN DE RESERVA RODANTE OPERATIVA MEDIANTE LA DIFERENCIACIÓN PARA SUBIR Y BAJAR GENERACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA”

presentado por **Ing. Victor Hugo Luján Sandoval** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Energía y ambiente** ; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”



Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Guatemala, 13 de enero de 2023

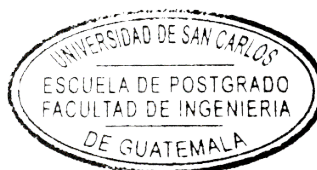
M.A. Ing. Edgar Dario Alvarez Coti
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

Estimado M.A. Ing. Alvarez Coti

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el **INFORME FINAL y ARTÍCULO CIENTÍFICO** titulado: **IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO Y ASIGNACIÓN DE RESERVA RODANTE OPERATIVA MEDIANTE LA DIFERENCIACIÓN PARA SUBIR Y BAJAR GENERACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA** del estudiante **Victor Hugo Lutín Sandoval** quien se identifica con número de carné **201325526** del programa de Maestria En Energía Y Ambiente .

Con base en la evaluación realizada hago constar que he evaluado la calidad, validez, pertinencia y coherencia de los resultados obtenidos en el trabajo presentado y según lo establecido en el **Normativo de Tesis y Trabajos de Graduación aprobado por Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería Punto Sexto inciso 6.10 del Acta 04-2014 de sesión celebrada el 04 de febrero de 2014**. Por lo cual el trabajo evaluado cuenta con mi aprobación.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.



Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador
Maestria En Energía Y Ambiente
Escuela de Estudios de Postgrado

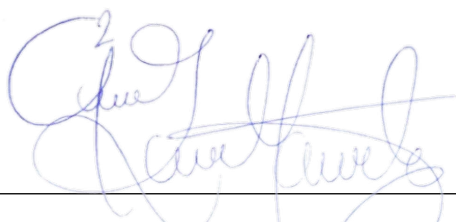
Guatemala, 13 de enero de 2023

M.A. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrados
Presente

Estimado M.A. Ing. Álvarez Cotí:

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el Trabajo de Graduación y el Artículo Científico: **“IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO Y ASIGNACIÓN DE RESERVA RODANTE OPERATIVA MEDIANTE LA DIFERENCIACIÓN PARA SUBIR Y BAJAR GENERACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA”** del estudiante **Victor Hugo Lutín Sandoval** del programa de **Maestría en Energía y Ambiente** identificado con el número de carné 201325526.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales, me suscribo.



Mtra. Inga. Ana Lucía Martínez A.
Ing. Civil y Mtra. En Gestión de Mercados
Eléctricos Regulados
Col. 15072

Mtra. Inga. Ana Lucía Martínez Arriola
Colegiada No. 15072
Asesora de Tesis

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por ser el centro de mi vida y darme la fortaleza para culminar esta etapa.

Mis padres

Por guiarme y llenarme de valores durante todo este tiempo.

Mis hermanos

Por ser mis mayores ejemplos a seguir en todos los sentidos.

Mi novia

Mónica García por llegar a mi vida a darle sentido a todo, por ser mi mayor inspiración y motivarme durante todo este proceso.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la <i>alma mater</i> que me permitió nutrirme de conocimientos.
Facultad de Ingeniería	Por proporcionarme los conocimientos que me han permitido realizar este trabajo de graduación.
Administrador del Mercado Mayorista	Por darme la oportunidad y los insumos para realizar este trabajo de graduación.
Mis compañeros	Por haberme acompañado durante la carrera.

ÍNDICE GENERAL

INDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XI
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	XIII
OBJETIVOS	XVII
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XIX
INTRODUCCIÓN	XXIX
1. ANTECEDENTES	1
2. MARCO TEÓRICO	9
2.1. Reserva rodante operativa (RRO)	9
2.1.1. Definición	9
2.1.2. Metodología de asignación en Guatemala	11
2.1.2.1. Metodología vigente hasta abril de 2021	11
2.1.2.2. Nueva metodología	11
2.2. Costo total de operación	13
2.2.1. Definición	13
2.2.2. Función objetivo	14
2.2.3. Despacho económico	15
2.3. Precio <i>spot</i>	17
2.3.1. Definición	17
2.3.2. Metodología de cálculo en Guatemala	19

2.3.3.	Mercado <i>spot</i> en Guatemala	20
3.	MARCO CONCEPTUAL	23
3.1.	Modelo nuevo corto plazo (NCP)	23
3.2.	Seguridad energética	24
3.3.	Servicios complementarios	26
3.4.	Sistema Nacional Interconectado (SNI)	27
4.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	29
4.1.	Características del estudio	29
4.1.1.	Diseño	29
4.1.2.	Enfoque	30
4.1.2.1.	Paradigma	30
4.1.3.	Alcance.....	30
4.1.4.	Tipo	30
4.1.5.	Unidad de análisis	31
4.2.	Variables	31
4.3.	Fases del desarrollo de la investigación.....	34
4.3.1.	Fase I: revisión bibliográfica y establecimiento del horizonte analizado	34
4.3.2.	Fase II: cuantificación de la RRO disponible	35
4.3.3.	Fase III: estimación de las variaciones del costo total de operación del SNI	36
4.3.4.	Fase IV: cálculo de las variaciones del precio <i>spot</i>	37
4.3.5.	Fase V: elaboración de tablas y gráficas.....	38
4.3.6.	Organización de la información	39
4.4.	Obtención de insumos.....	40
4.5.	Técnicas de análisis de información.....	41

4.5.1.	Muestreo no probabilístico.....	41
4.5.2.	Análisis univariado.....	42
4.5.3.	Análisis aritmético y estadístico	42
4.5.4.	Simulaciones de despachos de electricidad o generación.....	43
5.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	45
5.1.	Proporción de reserva rodante operativa disponible al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación.....	46
5.2.	Variaciones en el costo total de operación del Sistema Nacional Interconectado al aumentarse la proporción de reserva rodante disponible	49
5.3.	Variaciones en el precio <i>spot</i> derivado del dimensionamiento diferenciado de reserva rodante operativa	51
6.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	53
6.1.	¿En qué proporción aumentó la reserva rodante operativa disponible al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación?.....	54
6.2.	¿Qué variaciones tuvo el costo total de operación del Sistema Nacional Interconectado al aumentarse la proporción de reserva rodante operativa disponible?.....	55
6.3.	¿Qué variaciones tuvo el precio <i>spot</i> derivado del dimensionamiento diferenciado de reserva rodante operativa?.....	56
6.4.	¿Qué impacto se tuvo debido a la implementación de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de reserva rodante operativa mediante la diferenciación para	

subir y bajar generación en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala?	57
CONCLUSIONES.....	59
RECOMENDACIONES	61
REFERENCIAS	63
APÉNDICES.....	69

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Balance carga-generación	12
2.	Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos	16
3.	Organización de la interfaz.....	24
4.	Índice de riesgo de la seguridad energética en el mundo	25
5.	Ejemplo de organización de la información.....	39
6.	Ubicación de las programaciones diarias en el sitio web del AMM	40
7.	Tolerancias de convergencia del modelo NCP	44
8.	Aumento de RRO disponible para subir	46
9.	Aumento de RRO disponible para bajar.....	48
10.	Variaciones en el costo total de operación del SNI	50
11.	Variaciones en el precio <i>spot</i> o POE.....	51

TABLAS

I.	Cuadro resumen de las variables.....	XXI
II.	Formato para recolección de datos	XXII
III.	Definición teórica y operativa de variables	31
IV.	Ejemplo de recolección de datos de RRO.....	33
V.	Ejemplo de recolección de datos de costo total de operación.....	33
VI.	Ejemplo de recolección de datos de precio <i>spot</i>	33
VII.	Horizonte de tiempo analizado	45
VIII.	Aumento de RRO disponible para subir	47
IX.	Aumento de RRO disponible para bajar.....	48

X.	Variaciones en el costo total de operación del SNI.....	50
XI.	Variaciones en el precio <i>spot</i> o POE	52

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
US\$-día	Dólares al día
US\$/MWh-día	Dólares por megavatio-hora al día
Hz	Hertz
h	Horas u hora
=	Igual que
<i>i</i>	Índice de sumatoria
x_i	i-ésima variable en estudio
kW	Kilovatio
kV	Kilovoltio
kU\$	Kilo dólares
kU\$-día	Kilo dólares al día
\bar{x}	Media aritmética
MW	Megavatio
MW-día	Megavatio al día
MWh	Megavatio-hora
%	Porcentaje
P	Potencia
<i>n</i>	Suma de cantidad de valores de la variable en estudio
Σ	Sumatoria
W	Vatio
<i>x</i>	Variable en estudio

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista. Entidad encargada de la operación técnica y comercial del mercado mayorista de electricidad de Guatemala
Embalse	Depósito de agua que se forma de manera artificial, en el cual se almacena agua de un río o de un arroyo.
Encarecimiento	Aumento del precio de un producto, servicio o factor económico
Exploratorio	Tipo de investigación utilizada para estudiar un problema que no está definido claramente.
Hidroeléctrica	Infraestructura que utiliza la energía hidráulica para generar electricidad.
Matriz energética	Radiografía de cómo está balanceado el consumo energético entre distintas fuentes en un dado período de tiempo dado.
Microsoft Excel	Herramienta que permite realizar tareas contables y financieras por medio de sus funciones desarrolladas específicamente para ayudar a crear y trabajar con hojas de cálculo.

Muestreo	Selección de un conjunto de personas, cosas o datos que se considera representativo del grupo al que pertenecen, con la finalidad de estudiar o determinar las características de una población o grupo.
NCC	Norma de Coordinación Comercial. Norma utilizada para la coordinación comercial del mercado mayorista de electricidad de Guatemala
NCO	Norma de Coordinación Operativa. Norma utilizada para la coordinación operativa del mercado mayorista de electricidad de Guatemala.
Orden de mérito	Forma de clasificar las fuentes de energía disponibles, especialmente la generación de electricidad, en función del orden de precios ascendente, junto con la cantidad de electricidad que se generará.
Programación	Precisión del despacho de generación de electricidad de un parque generador, la cual puede ser elaborada para diferentes horizontes de tiempo a futuro.
PSR	<i>Power system research</i> . Suministrador de soluciones tecnológicas y servicios de consultoría técnica en los sectores de energía eléctrica y de gas natural.
Termoeléctrica	Instalación empleada en la generación de electricidad a partir de la energía liberada por combustibles fósiles.

RESUMEN

La presente investigación tuvo como fin principal el determinar y presentar el impacto en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Guatemala, al implementarse una nueva metodología de dimensionamiento y asignación de reserva rodante operativa (RRO) tomando en consideración la diferenciación para subir y bajar generación. Para determinar el impacto en mención se cuantificó la proporción en que aumentó la RRO, se estimó las variaciones en el costo total de operación y se calculó las variaciones en el precio *spot* o precio de oportunidad de la energía.

Para dar respuesta a las preguntas de investigación y por ende alcanzar los objetivos planteados, se realizaron simulaciones de despachos de electricidad utilizando la herramienta nuevo corto plazo (NCP) considerando el cambio normativo, y así comparar los resultados obtenidos con datos de programaciones diarias realizadas por el AMM las cuales fueron elaboradas previamente por dicho ente. La muestra estudiada consideró dos semanas de abril de 2021; dicho horizonte de tiempo fue en el cual se realizaron las pruebas correspondientes por parte del investigador antes de la entrada en vigor de la diferenciación para subir y bajar generación dentro del procedimiento de dimensionamiento y asignación de RRO.

Por medio de los resultados obtenidos se cuantificó y comprobó el aumento de la RRO al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación. Adicionalmente, se estimó que en efecto hubo variaciones tanto en el costo total de operación como en el precio *spot*, derivado del aumento de la RRO disponible.

El aumento de RRO es sinónimo de mejoras en la seguridad energética de Guatemala, además de que las variaciones calculadas del costo total de operación el SNI y en el precio *spot* resultaron ser poco significativas respecto a los datos originales que fueron objeto de análisis y comparación.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Desde la promulgación de la Ley General de Electricidad en Guatemala y en consecuencia los Reglamentos y Normas que rigen al subsector eléctrico del país, no se había actualizado la metodología con la cual se calcula y asigna el requerimiento de RRO en el SNI. Derivado de esto y de que es función del AMM que la coordinación de la operación se realice dentro de los valores óptimos de calidad tanto del suministro eléctrico como de seguridad, por parte de dicho ente se identificaron mecanismos de mejora para el cálculo del requerimiento, asignación y prestación del servicio de RRO mediante la diferenciación de las magnitudes para subir y bajar, es decir, para cubrir escenarios de déficit o sobre generación.

- Contexto general

De los aspectos que fueron tomados en cuenta por parte del AMM para el desarrollo e implementación de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO, se puede mencionar el incremento histórico de demanda de electricidad, la intermitencia de la generación eólica y solar, y escenarios de pérdida de generación de las unidades de mayor capacidad instalada en el SNI, aspectos que podrían provocar que se incurra en contar con RRO insuficiente para cubrir desbalances entre la demanda y generación.

No hay duda de que al implementarse una nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO considerando los aspectos antes mencionados, se conciba una idea muy positiva en cuanto al aumento de seguridad energética en Guatemala, sin embargo, no se debía de pasar por alto

la evaluación del impacto de dicha implementación en variables y dimensiones de suma importancia.

- Descripción del problema

Uno de los principales resultados esperados del cambio normativo era el incremento de RRO disponible, por lo que fundamentalmente uno de los aspectos que se evaluó en la presente investigación para determinar el impacto provocado por dicho cambio, fue cuantificar el aumento de esta reserva al implementarse la diferenciación para subir y bajar generación.

Asimismo, de las dimensiones más importantes analizadas dentro del estudio realizado, se encontraba el costo total de operación y el precio *spot*, las cuales también fueron fundamentales para obtener resultados, conclusiones y recomendaciones al respecto del impacto que se pretendía medir, ya que es menester que el SNI sea operado al mínimo costo posible, así como el precio *spot* pueda seguir siendo un indicador significativo del valor y comportamiento de la energía durante las diferentes épocas del año.

Al abordarse desde otra arista la problemática tratada y por la cual se evaluaron las variables y dimensiones propuestas, se puede mencionar que el hecho de contar con mayor cantidad de RRO disponible en el SNI, podría llevar a situaciones en las que se requiere sincronizar más unidades de tecnología convencional que presten el servicio, aumentando el costo total de operación hasta el punto de que ya no sea económicamente deseable el aumento de RRO. Por tal razón el costo de la RRO no podía despreciarse en un análisis de esta índole, ya que este impacta directamente en el precio *spot* según su metodología de cálculo actual y en el costo total de operación.

- Formulación del problema

Lo anteriormente descrito dio como resultado una interrogante principal:

- Pregunta central
 - ¿Qué impacto se tuvo debido a la implementación de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de Reserva Rodante Operativa mediante la diferenciación para subir y bajar generación en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala?

El complemento que requirió la interrogante principal contempla las siguientes preguntas auxiliares:

- Preguntas auxiliares
 - ¿En qué proporción aumentó la reserva rodante operativa disponible al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación?
 - ¿Qué variaciones tuvo el costo total de operación del Sistema Nacional Interconectado al aumentarse la proporción de reserva rodante disponible?
 - ¿Qué variaciones tuvo el precio *spot* derivado del dimensionamiento diferenciado de reserva rodante operativa?

- Delimitación del problema

A continuación, se presenta la delimitación contextual, geográfica e histórica de la problemática estudiada:

- Delimitación contextual

El análisis realizado se contextualiza en el ámbito del cambio normativo de dimensionamiento y asignación de RRO que se implementó en 2021 dentro del subsector eléctrico de Guatemala, por lo que se midió las repercusiones en las principales variables y dimensiones presentes en el SNI, tales como la diferenciación para subir y bajar generación, la cantidad de RRO disponible, el costo total de operación y el precio *spot*.

- Delimitación geográfica

Para el análisis se utilizaron datos del SNI de Guatemala, tanto previo como posterior del cambio normativo, por lo que la delimitación geográfica se fundamentó en Guatemala y en el comportamiento de su sistema eléctrico de potencia incluyendo información de transacciones internacionales de electricidad con países vecinos.

- Delimitación histórica

Se realizó la delimitación histórica por decisión del investigador y tomando como base el periodo en que se realizó el cambio normativo y las pruebas correspondientes por parte del AMM en abril de 2021. Con base en muestreo no probabilístico se analizó el comportamiento de las variables y dimensiones antes mencionadas, durante un horizonte de dos semanas.

OBJETIVOS

General

Determinar el impacto debido a la implementación de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de Reserva Rodante Operativa mediante la diferenciación para subir y bajar generación en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

Específicos

1. Cuantificar la proporción en que aumentó la reserva rodante operativa disponible al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación.
2. Estimar las variaciones en el costo total de operación del Sistema Nacional Interconectado al aumentarse la proporción de reserva rodante operativa disponible.
3. Calcular las variaciones en el precio *spot* derivado del dimensionamiento diferenciado de reserva rodante operativa.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

A continuación, se presenta el resumen de la metodología utilizada en la presente investigación, con lo cual se pretende ahondar en el tipo o enfoque, alcance, diseño, variables y fases de estudio que esta tiene.

- Características del estudio

La investigación realizada tuvo enfoque cuantitativo, ya que esta considera únicamente variables cuantitativas del tipo continua, debido a que los datos utilizados, los métodos de análisis de información y los resultados obtenidos son de este tipo, es decir, toman cualquier valor dentro de cualquier intervalo o medición. Adicionalmente, el paradigma trabajado es del tipo positivista, con el cual se pretendió explicar por medio de resultados cuantitativos, el impacto debido al cambio normativo de dimensionamiento y asignación de RRO.

El alcance de la presente investigación fue descriptivo, ya que se conocían las características del fenómeno, por ende, se buscaba exponer los resultados obtenidos por medio del análisis de datos correspondiente. Es importante mencionar que el investigador cuenta con una buena base de conocimiento acerca del tema y del problema analizado, lo que también dio soporte a que la investigación realizada tuviera alcance descriptivo.

El diseño adoptado fue experimental, ya que al analizar el impacto de un cambio normativo de dimensionamiento y asignación de RRO, se manipularon dos conjuntos de datos, el primero no se modificó y se analizó tal y como se llevaba a cabo el procedimiento antes del cambio normativo, mientras que el

segundo fue manipulado por el investigador tomando en cuenta el cambio normativo, para realizar la comparación entre ambos conjuntos de datos.

Por lo mencionado anteriormente, la investigación realizada fue de tipo cuantitativa-descriptiva, ya que se evaluó el impacto en el SNI de Guatemala debido a la implementación de una nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO aunado a la exposición de los resultados de dicha evaluación.

- Unidad de análisis

La unidad de análisis o población analizada fue el SNI de Guatemala, partiendo del estudio de las consecuencias en la RRO disponible, en el costo total de operación y en el precio *spot* derivado del cambio normativo; se extrajeron muestras de forma intencional las cuales se estudiaron en su totalidad. La extracción de las muestras tomó en cuenta dos semanas previas a la fecha en que se llevó a cabo el cambio normativo en 2021.

- Variables de interés

Las variables que se estudiaron en la presente investigación son las siguientes:

- Variables dependientes

Las variables dependientes de la investigación realizada se refirieron a las que fueron objeto de estudio, dando respuesta a los objetivos específicos de la misma, las cuales fueron: la cantidad de RRO disponible, el costo total de operación del SNI y el precio *spot*. Estas variables permitieron la explicación y determinación del impacto debido a la implementación de la nueva metodología

de dimensionamiento y asignación de RRO mediante la diferenciación para subir y bajar generación.

- Variable independiente

Una peculiaridad de la investigación realizada fue que una de las variables en estudio se clasificó tanto dependiente como independiente. La variable en mención fue la RRO, ya que para clasificarla como variable dependiente se midió el aumento de ésta como consecuencia del cambio normativo estudiado, mientras que para clasificarla como variable independiente esta fue modificada por el investigador desde el punto de vista de su metodología de dimensionamiento y asignación.

Tabla I. **Cuadro resumen de las variables**

Tipo de variable	Descripción de la variable	Dimensional
Dependiente/independiente	Reserva rodante operativa	MW-día
Dependiente	Costo total de operación	kUS\$-día
Dependiente	Precio <i>spot</i>	US\$/MWh-día

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Para realizar las mediciones correspondientes de las variables planteadas, se utilizaron tablas que tenían un formato predeterminado o genérico y con las que se tabuló la información recopilada de los programas de despacho diario elaborados por el AMM, además de la información que se obtuvo al realizar simulaciones de despacho de electricidad considerando el cambio normativo de dimensionamiento y asignación de RRO. A continuación, se ejemplifica una tabla utilizada para la recolección de datos durante la realización de la presente investigación:

Tabla II. **Formato para recolección de datos**

Fecha	Variable posterior al cambio normativo	Variable previa al cambio normativo	Diferencia porcentual	Diferencia en magnitud

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

- **Fases de la investigación**

A continuación, se indican y describen las fases de la investigación realizadas, detallándose los criterios utilizados para la recolección de la información con la cual fue elaborado el presente estudio. La primera fase fue de orientación general para toda la investigación, es decir, se enfocó en lograr el objetivo general y el resto de las fases se enfocaron en un objetivo específico respectivamente. Adicionalmente, en las fases de la investigación también se consideró la elaboración de gráficas y tablas para la presentación de los datos recopilados, y finalmente la redacción del informe final.

- Fase I: revisión bibliográfica y establecimiento del horizonte de tiempo analizado

En la primera fase se llevó a cabo la búsqueda y consulta de fuentes bibliográficas asociadas a la temática tratada, donde se incluyó normativa nacional, artículos científicos, informes, entre otros, dándose sustento y fundamento a la investigación realizada y en donde se evaluó el impacto en el SNI de Guatemala debido al cambio normativo de dimensionamiento y

asignación de RRO por medio de la medición y análisis de las variables RRO disponible, costo total de operación y precio *spot*.

Adicionalmente, en esta fase se estableció el horizonte de tiempo analizado a criterio del investigador, con base en las fechas donde cobró vigencia el cambio normativo evaluado. Esta fase incluyó la obtención de los programas de despacho diario y bases de datos del NCP que fueron publicadas por el AMM, insumos con los que se llevó a cabo las siguientes fases de la investigación.

- Fase II: cuantificación de la RRO disponible

Para alcanzar el primer objetivo específico, en donde se cuantificó la proporción en que aumentó la RRO disponible por medio de la diferenciación para subir y bajar generación, inicialmente se extrajeron los datos de RRO de los días del horizonte analizado, los cuales se encontraban en los programas de despacho diario publicados por el AMM en formato Excel, en la hoja denominada como LDM_RRO. Dichos datos se encontraban en detalle horario y con dimensional de megavatios (MW), sin embargo, las mediciones y el análisis correspondiente se realizó en detalle diario, por lo que los datos de RRO disponible poseen dimensional de megavatios al día (MW-día).

Posterior a la recopilación de los datos previo al cambio normativo, se realizaron simulaciones de despachos de electricidad utilizando la herramienta NCP y considerando la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO; para esta etapa de la segunda fase también se analizaron las mismas fechas de horizonte establecido por el investigador. De los archivos de salida de la herramienta NCP, se obtuvo datos de RRO disponible para cada simulación de despacho de electricidad, los cuales se compararon con los datos obtenidos

inicialmente y de esta manera se cuantificó la proporción en que aumentó a RRO disponible, tanto porcentualmente como en MW-día.

- Fase III: estimación de las variaciones del costo total de operación del SNI

En esta fase de la investigación realizada se estimaron las variaciones del costo total de operación del SNI al aumentarse la proporción de RRO disponible, lo cual se llevó a cabo por medio de la comparación de datos previos al cambio normativo y datos posteriores a la implementación de la diferenciación para subir y bajar generación. Los datos previos fueron obtenidos de los archivos de salida de la herramienta NCP de las bases de datos con los que se elaboraron las programaciones diarias de despacho aún sin considerar el cambio normativo, y los datos posteriores se obtuvieron de los archivos de salida de las bases de datos de la herramienta NCP, con las que se realizaron las simulaciones de despachos de electricidad considerando la diferenciación para subir y bajar generación.

Cabe mencionar que las dimensionales de la variable costo total de operación se encontraban en kilodólares y la herramienta NCP arrojó dichos datos dependiendo del horizonte de tiempo para el cual se realizó la simulación del despacho de electricidad, que para fines del presente estudio fue diario. Por tal razón la dimensional en mención es kilodólares al día (kUS\$-día); la estimación de las variaciones en el costo total de operación del SNI se realizó por medio de la comparación entre ambos valores (previo y posterior al cambio normativo), analizando el mismo horizonte de tiempo mencionado en la segunda fase de la investigación. Las variaciones fueron estimadas tanto porcentualmente como en kUS\$-día.

- Fase IV: cálculo de las variaciones del precio *spot*

Los programas de despacho diario del horizonte analizado, contaban con una hoja de Excel denominada POE en donde se detalla la proyección del precio *spot* o Precio de Oportunidad de la Energía en detalle horario y expresado en dólares por megavatio-hora (US\$/MWh), datos que fueron analizados y medidos diariamente, por lo que la dimensional de la variable precio *spot* se encontraba en dólares por megavatio-hora al día (US\$/MWh-día); esto aplicó tanto para los datos medidos previo y posterior al cambio normativo.

Al realizar las simulaciones de despacho de electricidad por medio de la herramienta NCP y considerando el cambio normativo, también se calculó el precio *spot* de cada simulación diaria realizada, esto con base en la Norma de Coordinación Comercial No. 4 (NCC-4) Precio de oportunidad de la energía, para lo cual se utilizó Excel para dicho cálculo automático. Los resultados obtenidos se compararon con los datos de precio *spot* o POE de los programas de despacho diario antes mencionados, esto con el fin de calcular las variaciones derivadas del dimensionamiento diferenciado de RRO, tanto porcentual como en magnitud.

- Fase V: elaboración de tablas y gráficas

En una de las fases finales de la presente investigación, se elaboraron las tablas y gráficas correspondientes con el fin de presentar los resultados obtenidos de una manera clara, ordenada y gráfica, para que la información fuera transmitida a los lectores y público en general de la mejor manera posible. Esta fase implicó que el investigador tuviera la libertad de hacer cambios o las adecuaciones que considerara pertinentes a las tablas, gráficas o información importante de presentar en la sección de resultados, anexos o apéndices del

presente trabajo de graduación, por lo que se dejó abierta dicha posibilidad cuando se estaba desarrollando la investigación.

- Fase VI: redacción del informe final

La redacción del informe final involucró la elaboración y redacción de las páginas preliminares del trabajo de graduación, las cuales fueron la portada o carátula exterior, páginas institucionales, agradecimientos, índice general, índice de ilustraciones, índice de tablas, lista de símbolos y glosario. También se elaboró el Resumen, se actualizó o mejoró la redacción del planteamiento del problema e introducción, además de realizarse el resumen del marco metodológico. Finalmente, se llevó a cabo la sección de resultados, se realizó la discusión e interpretación de estos, se redactaron las conclusiones y recomendaciones, y se elaboraron los anexos y apéndices.

- Resultados obtenidos

Con base en las preguntas de investigación, los objetivos (general y específicos) y las fases del estudio realizado, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Datos de RRO disponibles que evidencian si en efecto el cambio normativo mediante la diferenciación para subir y bajar generación contribuyó al aumento de reserva respecto a la anterior metodología.
- Resultados del costo total de operación del SNI con los cuales se determinó si aumentó, disminuyó o se mantuvo dicho costo al

realizarse el cambio normativo de dimensionamiento y asignación de RRO.

- Resultados del precio *spot* con los cuales se determinó si aumentó, disminuyó o se mantuvo dicho precio al realizarse el cambio normativo de dimensionamiento y asignación de RRO.

INTRODUCCIÓN

Al realizarse el estudio y análisis del impacto del cambio normativo de dimensionamiento y asignación de reserva rodante operativa (RRO) en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Guatemala, desde una perspectiva en la que los resultados de RRO disponible, el costo total de operación y el precio *spot* brindaron las premisas para poder medir, concluir y realizar recomendaciones para el subsector eléctrico en general dentro del estudio propuesto, el presente documento podrá ser catalogado como el primer trabajo de graduación de esta índole en la maestría en Energía y Ambiente, debido a la reciente implementación de la diferenciación para subir y bajar generación, la cual se llevó a cabo en 2021.

La problemática planteada se derivó del incremento histórico de demanda de electricidad, la intermitencia de la generación de centrales eólicas y solares, escenarios de indisponibilidad de unidades generadoras de gran capacidad y principalmente la RRO insuficiente para cubrir desbalances entre la demanda y la generación, lo que dio paso a la implementación de una nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO tomando en cuenta los factores ya mencionados que anteriormente no eran considerados. Sin embargo, era fundamental la realización del presente estudio para determinar en función de los resultados obtenidos, si el impacto del cambio normativo fue positivo o no para el SNI de Guatemala.

La solución ensayada se fundamentó en la simulación de despachos de electricidad de carácter diario utilizando la herramienta nuevo corto plazo (NCP) considerándose el cambio normativo, para posteriormente comparar los

resultados obtenidos con datos de programaciones diarias realizadas por el AMM dentro del horizonte de tiempo analizado y las cuales se elaboraron bajo la anterior metodología de dimensionamiento y asignación de RRO. En cuanto a la factibilidad en general del estudio realizado, como se planteó desde la concepción del presente trabajo de graduación, no se tuvo inconveniente debido a que el investigador labora para el AMM y se contó con la disponibilidad total de herramientas e insumos para la ejecución de las simulaciones y mediciones correspondientes.

En el primer capítulo se presentan los antecedentes del estudio, los cuales toman en cuenta información asociada a la problemática tratada, estudios previos que sustentan la investigación y que pueden ser de utilidad para que el público lector del documento entienda y comprenda de la mejor manera posible lo que pretende transmitir el investigador. Cabe mencionar que dicho capítulo fue elaborado con base en artículos científicos y de revistas, tesis de grado y postgrado, normativa nacional, entre otros documentos.

El segundo capítulo está conformado por el marco teórico, elaborado en función de las tres variables principales estudiadas: RRO, costo total de operación y precio *spot*. Dentro de los subtemas abordados se resaltan las definiciones teóricas de cada variable, su metodología de cálculo y conceptos asociados a cada una de estas, con el fin de complementar al capítulo anterior para la conceptualización de la temática tratada.

El tercer capítulo contiene un marco conceptual que fue desarrollado considerando conceptos de suma importancia dentro de la investigación y que requieren una definición más amplia que la que hubiera podido darse en el glosario del presente documento. Los conceptos que se definieron son cuatro, los cuales son mencionados constantemente en cada sección del informe final:

modelo nuevo corto plazo, seguridad energética, servicios complementarios y Sistema Nacional Interconectado.

El desarrollo de la investigación se llevó a cabo en el cuarto capítulo, partiendo de las características del estudio, continuando con la presentación de la información asociada a las variables, fases del desarrollo de la investigación y organización de la información, determinación del horizonte analizado, obtención de insumos y finalmente las técnicas que se utilizaron para el análisis de la información en general. Es importante mencionar que las fases de la investigación se distribuyeron de tal forma que cada una de estas correspondiera al objetivo general y a los objetivos específicos respectivamente, y una quinta fase se utilizó para la elaboración de gráficas y tablas con las que se presentan los resultados e información obtenida.

En el quinto capítulo se presentan los resultados obtenidos, en donde esencialmente los datos corresponden a cada objetivo específico: proporción de RRO disponible al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación, variaciones en el costo total de operación del SNI al aumentarse la proporción de RRO disponible y las variaciones en el precio *spot* derivado del dimensionamiento diferenciado de RRO.

Finalmente, en el sexto capítulo se discuten los resultados obtenidos por medio de la respuesta a cada una de las preguntas de investigación formuladas en el planteamiento de la problemática abordada. Se partió de la pregunta de investigación del primer objetivo específico hasta llegar a responder la pregunta del objetivo general, que se respondió con base en las tres respuestas y discusiones anteriores. En este capítulo se evidencia si la problemática fue resuelta por medio de la investigación realizada.

1. ANTECEDENTES

En los últimos veinte años, se han realizado diferentes investigaciones a nivel internacional referente a la implementación de nuevas metodologías para el dimensionamiento y asignación de reservas operativas (principalmente la RRO) en sistemas eléctricos de potencia, tomando en consideración variables como escenarios críticos de indisponibilidad de unidades generadoras, desbalance y crecimiento de demanda de electricidad, penetración de energías renovables, entre otras, así como la determinación del impacto debido al cambio en el dimensionamiento y asignación de dichas reservas.

A continuación, se mencionan algunas investigaciones que dan un soporte importante a la implementación que se llevó a cabo en 2021, de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO mediante la diferenciación para subir y bajar generación en el SNI de Guatemala, además del análisis y diagnóstico del impacto de dicho cambio, lo cual fue el objetivo de la presente investigación:

Leite, Sales y Manso (2010) en el artículo titulado como *Long-Term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources*, propusieron una metodología para evaluar los requisitos de RRO en los sistemas de generación que cuentan con una gran cantidad de fuentes de energía renovable. Principalmente construyeron un enfoque para evaluar los diferentes índices de desempeño que se consideran regularmente en la planificación de largo plazo, adicional a los que ya existentes y que se utilizan para evaluar la confiabilidad de la capacidad en el sistema de generación, ya que

los nuevos índices se utilizarían para medir la disponibilidad de diferentes tipos de reserva rodante.

El estudio realizado por Leite *et. al.* (2010) tomó en cuenta principalmente a la energía eólica para el análisis; asimismo, se discutieron varios criterios de planificación que abordaban la capacidad del sistema de generación, tanto estático como rodante en la planificación de largo plazo. Esta fuente consultada fue de gran utilidad para obtener una idea más concreta del análisis y diagnóstico que se debe realizar de las variables y dimensiones de un sistema de generación debido a la implementación de una nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO.

Dentro de la planificación energética es muy importante “evaluar los requerimientos de reserva operativa de los sistemas de generación con grandes cantidades de fuentes de energía renovable” (Leite *et. al.*, 2010, p. 106). Es por esta razón que los planificadores energéticos deben considerar en el dimensionamiento de RRO la penetración de:

Nuevas tecnologías disponibles. La principal razón es que el número de las variables aleatorias y las complejidades del sistema aumentan considerablemente, cuando se agregan fuentes de energía renovables al sistema, debido a los niveles fluctuantes de capacidad de estas fuentes. (Leite *et. al.*, 2010, p. 106)

Los sistemas eléctricos de potencia de Portugal y de España a lo largo de los años han sido ejemplo de crecimiento y mejora en muchos aspectos, como es el caso de la RRO. Matos *et. al.* (2009) en su artículo titulado *Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases*, presentaron la aplicación de una

metodología probabilística para evaluar los requerimientos de reservas operativas de sistemas de generación con una alta penetración de energía renovable. Principalmente pretendieron investigar el comportamiento de los índices de confiabilidad cuando el mayor aporte renovable se deriva de energía eólica y otras fuentes intermitentes. Se introdujo un nuevo proceso para simulación que aborda la adecuación de la RRO considerando la penetración de fuentes renovables, observándose los índices de confiabilidad correspondientes.

El sustento que se obtuvo con este documento reside en la importancia de considerar en una metodología de dimensionamiento y asignación de RRO, la penetración de energías renovables. Para el caso de Guatemala estas tecnologías de energías renovables aún no han sido explotadas en gran volumen, sin embargo, es relevante iniciar la evaluación del impacto al implementar una metodología de dimensionamiento y asignación de RRO que considere la intermitencia de estas tecnologías, lo cual podría repercutir mayormente en el mediano y largo plazo.

La mayoría de los países en el mundo que consideran el concepto de sostenibilidad ambiental, no omiten el hecho de que:

El uso de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables constituye una parte importante del paquete de medidas necesarias para cumplir con el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (Matos *et al.*, 2009, p. 562)

Por lo que es menester que los planificadores energéticos desechen de una vez por todas la ideología de que: “La experiencia pasada, además de algunas situaciones críticas conocidas, es suficiente para evaluar las condiciones

de riesgo del sistema” (Matos *et al.*, 2009, p. 563). Ya que se estaría omitiendo el constante crecimiento de la penetración de las energías renovables en las metodologías de dimensionamiento y asignación de reserva operativas.

Dentro de dichas metodologías, también se deben considerar otros escenarios críticos, por ejemplo: “la pérdida de la unidad más grande disponible en el sistema como criterio determinista. Estos conceptos pueden resultar de gran utilidad para dimensionar las capacidades de reserva considerando recursos renovables” (Matos *et. al.*, 2009, p. 563).

En cuanto a otros causantes comunes del aumento del requerimiento de RRO en sistemas de generación, Ortega-Vazquez y Kirschen (2009) mencionaron en su artículo *Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration*, que la reserva rodante permite a los operadores del sistema compensar desequilibrios entre la demanda y la generación ocasionados por interrupciones repentinas de las unidades generadoras, errores en el pronóstico de demanda o desviaciones inesperadas de las unidades generadoras respecto a su programación. A medida que aumenta la producción de energía eólica, se dificulta más predecir con precisión la cantidad total de energía que deben inyectar los generadores al sistema eléctrico. Toda la incertidumbre mencionada debe tenerse en cuenta en el establecimiento de la reserva rodante requerida.

En el artículo anterior se propuso una metodología para calcular la cantidad óptima de RRO que el operador del sistema debe tener disponible, no solo para responder a cortes de generación sino también a errores de previsión de demanda y generación eólica (en Guatemala el mayor aporte de generación con fuentes renovables intermitentes es mediante centrales eólicas respecto a las centrales solares). Los resultados obtenidos por Ortega-Vazquez y Kirschen

(2009) demostraron que una mayor penetración de la energía eólica no requiere necesariamente mayores cantidades de RRO. Es importante evidenciar que para la investigación propuesta se pretendía entregar resultados asociados a variaciones en el costo total de operación del SNI de Guatemala derivado de la implementación de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO, por lo que era importante dar soporte al impacto económico que se puede tener debido a dicho cambio.

Hasta este punto y tomando como referencia la temática abordada, podría esperarse que ante una alta penetración de energías renovables en el sistema de generación se: “requiera un aumento significativo en el requisito de reserva rodante. Sin embargo, este no es siempre el caso. El costo de la reserva rodante está lejos de ser insignificante” (Ortega-Vazquez y Kirschen, 2009, p. 114).

Si en consecuencia se debe programar una cantidad de RRO mayor debido a un mayor uso de energías renovables: “entonces se necesitará sincronizar un mayor número de unidades generadoras convencionales. Esto aumentaría el costo operativo del sistema hasta tal punto que podría ser económicamente deseable frenar el aumento en el requisito de reserva rodante” (Ortega-Vazquez y Kirschen, 2009, p. 114). De modo que, para determinar el impacto de la implementación de una metodología nueva de dimensionamiento y asignación de RRO, es necesario que se analice, entre otras, las variaciones que podrían existir en el costo total de operación y en el precio spot.

Para el caso de México, que cuenta con un sistema eléctrico de potencia de gran envergadura, Sánchez (2018) por medio de su tesis de maestría titulada *Metodología de Cálculo de las curvas de demanda de reserva para el Mercado Eléctrico Mexicano*, mencionó que una condición fundamental en un sistema eléctrico de potencia es el de mantener el balance entre la generación y

demanda, sin embargo, existen condiciones que ocasionan desbalances como se ha mencionado anteriormente: indisponibilidades imprevistas de unidades generadoras, desviaciones en los pronósticos de demanda y penetración de tecnologías intermitentes de generación. Debido a esto las diferentes metodologías de cálculo del requerimiento y asignación de reservas operativas deben considerar dichas condiciones. Esta bibliografía engloba las causas del planteamiento del problema del análisis y diagnóstico realizados, sin dejar por un lado la importancia de las señales económicas que son consecuencia de una metodología de dimensionamiento y asignación de RRO que considere dichas causas del problema.

Dentro el impacto positivo que debería tenerse en los mercados eléctricos al implementarse mecanismos de mejora en el dimensionamiento y asignación de RRO, Sánchez (2018), indicó que están las “señales de precios adecuadas que le indiquen a los participantes cuando y donde invertir en nueva capacidad de generación, además se requiere de mecanismos de mercado que dictaminen el precio correcto de dicha capacidad extra como reserva operativa” (p. 1). Y debería estar en función del beneficio que aporta a la seguridad energética del sistema de generación, sin olvidar que “el propósito más importante de un sistema eléctrico de potencia es el de suministrar energía eléctrica a los consumidores de forma confiable y al mismo tiempo esto debe ser realizado de la manera más económica posible” (Sánchez, 2018, p. 1).

Finalmente, Zhou y Botterud (2014), en su artículo *Dynamic Scheduling of operating reserves in co-optimized electricity markets with wind power*, propusieron una metodología para estimar una curva de demanda de reservas operativas que represente el monto que un operador del sistema está dispuesto a remunerar por estos servicios. En dicha metodología se consideraba que el requerimiento de reserva se calculaba en función del costo de la energía no

suministrada y la pérdida de carga esperada. La peculiaridad de este documento es que en él se planteaban nuevos insumos para una metodología de cálculo de RRO, como es el costo de la energía no suministrada y el costo total de operación de la RRO necesaria, por lo que estos servirán de ejemplo y referencia para mejoras a futuro del subsector eléctrico guatemalteco y a nivel internacional para el cálculo y asignación del servicio.

Para el caso del precio *spot* o precio de oportunidad de la energía, es importante tomar en cuenta que “si un mercado se encuentra en una situación de escasez, los precios tanto de la energía como de las reservas deberían aumentar para reflejar esta realidad, lo que indica la necesidad de una nueva capacidad” (Zhou y Botterud, 2014, p. 161). Lo cual da la pauta a las variaciones que podría tener el precio spot y el costo total de operación de un sistema eléctrico de potencia antes y después del redimensionamiento del requerimiento de RRO. Adicionalmente, se debe mantener una innovación constante y dinámica de las metodologías de dimensionamiento y asignación de RRO ya que “con la rápida expansión de la energía renovable, está claro que los errores de pronóstico jugarán un papel más importante en la determinación de las necesidades de reservas operativas” (Zhou y Botterud, 2014, p. 161).

Entre los principales aportes de la literatura revisada para la presente sección, se tiene la identificación de las variables y dimensiones evaluadas para determinar el impacto de un cambio de metodología de dimensionamiento y asignación de RRO en un sistema eléctrico de potencia, dando soporte a las preguntas de investigación planteadas por el investigador y por ende a los objetivos tanto general como específicos. Otro aporte importante fue el haber identificado que, en efecto, en otros países también se aplican los mismos criterios considerados en la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO en el SNI de Guatemala.

2. MARCO TEÓRICO

La elaboración del marco teórico del presente informe final se basó en las tres variables principales que se analizaron en el estudio realizado: reserva rodante operativa, costo total de operación y precio *spot*. Se presentan los conceptos asociados a la definición teórica de cada variable, metodología de cálculo y subtemas de importancia que se relacionan con cada una de estas.

2.1. Reserva rodante operativa (RRO)

La temática abordada requiere la explicación de conceptos generales en cuanto a la definición de la RRO y su metodología de dimensionamiento y asignación, tanto antes como después del cambio normativo.

2.1.1. Definición

La RRO es un servicio remunerado que puede prestar unidades generadoras de un sistema eléctrico de potencia, con el fin de dar soporte a requerimientos operativos como es la regulación secundaria de frecuencia ante desbalances entre la generación y demanda, que no puedan ser corregidos por las unidades que prestan la reserva para la regulación primaria de frecuencia.

Para el caso de la RRO, el Administrador del Mercado Mayorista en su Norma de Coordinación Comercial No. 8 la define como: “la fracción de la capacidad de una unidad generadora que no está asignada a la producción de energía. Tiene como finalidad que la unidad generadora participe en la regulación

secundaria y que esté disponible para otros requerimientos operativos” (Administrador del Mercado Mayorista, 2021, p. 2).

Una definición de RRO fundamentada por la necesidad de contar con dicha reserva en un sistema eléctrico de potencia es presentada por Vallejo (2021):

Para cubrir aumentos inesperados en la demanda o la falta de generación debido a la salida forzada de un generador o de alguna línea de transmisión se utilizan las reservas operativas las cuales deben de tener una respuesta rápida ante los desbalances de demanda y generación que se presente en tiempo real en el sistema eléctrico. (p. 23)

Finalmente, Jaimes y Latorre (2021) mencionan que en la operación en tiempo real es común que existan desbalances entre la generación y demanda de electricidad, ocasionados por diferentes motivos como por ejemplo el retraso que pueda llegar a tener una unidad generadora para ingresar a línea por causas internas o externas a esta. Para estos casos. La RRO como la herramienta necesaria para restablecer el balance ante variaciones entre la demanda y generación, por medio de una capacidad adicional de generación que estará sincronizada al sistema eléctrico de potencia, pero será utilizada únicamente para dicho fin.

En definitiva, la RRO es fundamental para la correcta planificación y operación de un sistema eléctrico de potencia, basándose en el criterio de mantener la equiparación entre la demanda y la generación, ya que como bien se sabe, idealmente la energía eléctrica demandada por el usuario final debe de estar disponible en todo momento.

2.1.2. Metodología de asignación en Guatemala

La metodología de dimensionamiento y asignación de RRO en Guatemala antes de abril de 2021 era establecida estáticamente, es decir, sin considerar ciertos aspectos variables que podrían ocasionar desbalances entre la generación y demanda. Sin embargo, a partir de la fecha mencionada cobró vigencia la nueva metodología de carácter dinámico.

2.1.2.1. Metodología vigente hasta abril de 2021

Antes del cambio normativo, para el dimensionamiento y asignación de RRO no existía una metodología como tal para el cálculo de esta, únicamente se establecían los márgenes estáticos con los que se debía contar en todo momento tales como en la reserva rodante: de 00:01 horas a 06:00 horas, 4 % de la potencia generada en el SNI. De 06:01 horas a 18:00 horas, 3 % de la potencia generada en el SNI. De 18:01 horas a 22:00 horas, 2 % de la potencia generada en el SNI. De 22:01 horas a 24:00 horas, 4 % de la potencia generada en el SNI (Administrador del Mercado Mayorista, 2020).

Por tal motivo fue necesario que, por parte del AMM se identificarán mecanismos de mejora para dicho procedimiento, considerando aspectos muy importantes que se detallan a continuación.

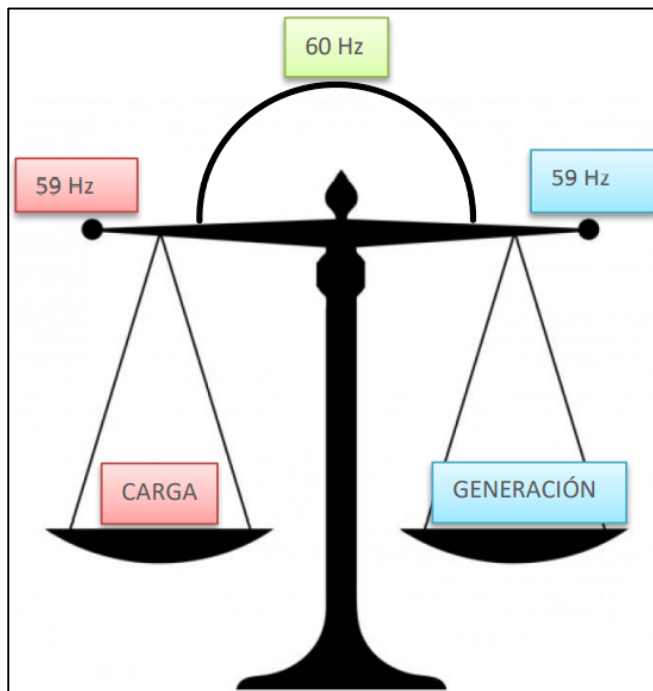
2.1.2.2. Nueva metodología

Si bien es cierto, la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO mediante la diferenciación para subir y bajar generación considera variedad de criterios para el aseguramiento del abastecimiento de electricidad,

dicha metodología basa su nueva ecuación dinámica de cálculo en los siguientes criterios:

Comportamiento histórico y estadístico de la demanda y generación del S.N.I. Comportamiento histórico y estadístico de la variabilidad de la generación de las centrales tipo renovable no gestionable (eólico y solar) conectadas al S.N.I. y el mínimo de seguridad operativa, de acuerdo con el estadístico e histórico de disparos de unidades generadoras en el S.N.I. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2020, p. 7)

Figura 1. **Balance carga-generación**



Fuente: Vallejo. (2021). *Metodología de cálculo de las curvas de demanda de reserva para el Mercado Eléctrico Mexicano.*

Cómo se logra observar en los párrafos anteriores, la nueva metodología de dimensionamiento y asignación considera aspectos muy importantes para la seguridad del suministro de energía eléctrica y que en un futuro también serán de gran utilidad, ya que como en la mayoría de los países del mundo, Guatemala muy posiblemente contará con mayor penetración de centrales de tipo renovable no convencional, unidades generadoras de mayor capacidad, así como aumento histórico de demanda de electricidad.

2.2. Costo total de operación

Es menester tener en cuenta que los conceptos de costo total de operación, función objetivo y despacho económico están relacionados directamente entre sí, tal y como se explica a continuación.

2.2.1. Definición

Para entender de una manera clara y sencilla la definición de costo total de operación, Felipe (2016), como se citó en Lutín (2021) indica que “la función objetivo de la optimización del despacho de generación, desde el punto de vista del operador del sistema, es la función de costo total de la operación, comúnmente llamado costo operativo” (p. 23).

En cuanto a los insumos que son utilizados para alimentar a la función objetivo, se debe de considerar fundamentalmente lo indicado por Felipe como se citó en Lutín (2021):

Las variables de decisión principales son los costos y tiempos de operación de cada central que se utiliza para abastecer la demanda y reservas diarias operativas. Además, puede considerarse dentro del costo

total de la operación los costos por energía no suministrada al déficit de generación para su cobertura. (Felipe, 2016, como se citó en Lutín, 2021, p. 23)

Para el caso de las herramientas computacionales que se utilizan para realizar despachos de generación, estas basan sus corridas en maximizar ingresos o minimizar costos según lo requiera el Operador del Sistema, para lo cual la programación utilizada optimiza el costo total de operación por medio de la función objetivo.

2.2.2. Función objetivo

La relación entre el costo total de operación y la función objetivo es fundamental para la optimización de un parque de generación, por lo que para llevar a cabo esto la primera característica es la inclusión del costo de operación dentro de la función objetivo, tomando en consideración los costos variables de generación, costos de restricciones operativas, costos de servicios complementarios, entre otros (Alayo y Rider, 2013).

Al realizar la inclusión indicada la función objetivo será minimizar el costo de operación total para el conjunto de etapas analizadas, lo cual hace entrever el concepto de despacho económico en un parque de generación (Alayo y Rider, 2013).

En cuanto a la representación de la función objetivo en un modelo matemático adecuado para la optimización de un parque de generación, según Mejillones y Salazar (2006) se deben “hallar valores de variables desconocidas, tal que una función objetivo es minimizada o maximizada bajo restricciones representadas por ecuaciones e inecuaciones lineales” (p. 3).

Un problema de optimización como es el caso de un parque de generación, el cual cuenta con un componente principal que para este caso es la función objetivo según lo que comenta Canacuán (2017):

Este es el elemento utilizado para decidir valores adecuados de las variables de control que resuelvan el problema de optimización. Algunos de estos criterios pueden ser por ejemplo de tipo económico (coste total, beneficio), de tipo tecnológico (energía mínima, máxima capacidad de carga, máxima tasa de producción) o de tipo temporal (tiempo de producción mínimo) entre otros. (p. 18)

La analogía más sencilla para comprender el concepto de función objetivo es la de una ecuación, la cual está conformada por diferentes variables de decisión o cálculo; adicionalmente, se establece una tolerancia que es esencial para obtener la mejor respuesta posible según lo desee el usuario de la herramienta computacional en donde está inmersa la función objetivo.

2.2.3. Despacho económico

La mayoría de los despachos de generación son realizados bajo el criterio de despacho económico, por lo que es muy importante entender dicho concepto. Para definir lo que significa despacho económico, Mejillones y Salazar (2006) indican lo siguiente:

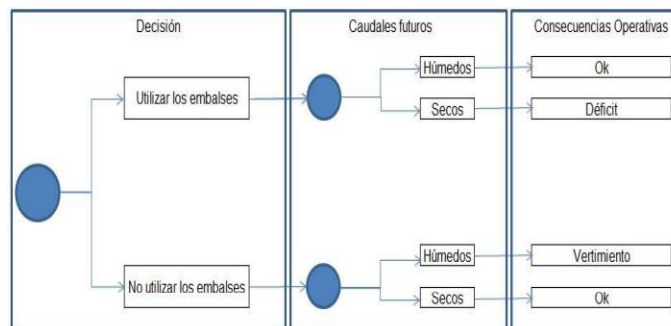
Consiste en la determinación de la potencia de salida de cada generador acoplado a un sistema de energía eléctrica, de forma tal que se suministre la demanda del consumo de energía eléctrica y esto se realiza de tal manera que el costo de producción total (C) sea mínimo. (p. 6)

El objetivo principal del despacho económico de un parque de generación es establecer funciones objetivas y restricciones de acuerdo con las características estructurales y los requisitos operacionales del sistema de energía (Mosquera y Carrión, 2020).

Para el caso del tradicionalismo del despacho económico, Mosquera y Carrión (2020) mencionan la importancia de centrar dicho despacho en el abastecimiento de la demanda de electricidad se basa únicamente en el despacho para atender la demanda de carga, para garantizar la fiabilidad de la fuente de alimentación, una gran cantidad de dispositivos a menudo se configuran en el lado de la generación.

Básicamente el despacho económico de generación se realiza mediante la optimización del costo total de operación como función objetivo, lo cual debe de considerarse en la planificación y así pueda ser ejecutado en la operación en tiempo real.

Figura 2. **Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos**



Fuente: Lutín. (2021). *Estudio de seguridad energética del parque generador de electricidad de guatemala ante escenarios de pérdida de generación de las centrales san josé y jaguar energy.*

2.3. Precio *spot*

El precio *spot* puede considerarse principalmente como un indicador económico muy importante dentro de un mercado eléctrico, así como puede ser utilizado para valorizar transacciones de energía. A continuación, se presenta la temática requerida para comprender el concepto de precio *spot*.

2.3.1. Definición

En cuanto a su definición, el Administrador del Mercado Mayorista en su Norma de Coordinación Comercial No. 4 indica que el precio *spot* es “el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible” (Administrador del Mercado Mayorista, 2015, p. 1).

La metodología de cálculo, concepto que será abordado más adelante, en la Norma de Coordinación Comercial No. 4 se relaciona con el término de despacho económico y servicios complementarios, conceptos muy importantes en la problemática tratada y que se puede considerar como otra definición de precio *spot*:

El costo marginal de corto plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras, en el nodo de referencia, que fueron convocadas por el despacho económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del despacho diario, respetando los requerimientos de servicios complementarios. (Administrador del Mercado Mayorista, 2015, p. 1)

La definición de precio *spot* se puede entender de mejor manera al aunarse a la explicación del uso que se le puede dar a este “es uno de los principales indicadores del mercado eléctrico y señal de su condición de adaptación entre oferta y demanda. En términos simples refleja el costo de suministrar un kilowatt hora (kWh) adicional al sistema eléctrico” (Sikora, Campos y Bustos, 2017, p. 4).

Entre otras aplicaciones que tiene el precio *spot* o Precio de oportunidad de la energía, Sikora *et. al.* (2017) mencionan la siguiente:

Representa el precio a utilizar en la valorización de las transferencias de energía entre empresas generadoras. En general, el costo marginal se percibe como señal de corto plazo, pero a la vez influye en el precio de contratos de suministro de mediano y largo plazo. (p. 4)

Los conceptos de precio *spot*, despacho económico y mercado *spot* están directamente relacionados, tal y como lo explican García, Bohórquez, López y Marín (2013). a continuación:

En el mercado *spot*, el Operador del Sistema es el encargado de realizar el despacho ideal de los recursos ofertados de generación para cubrir el pronóstico de demanda en cada una de las 24 horas del día siguiente. Todos los agentes registrados en el mercado tienen la obligación de participar haciendo ofertas de cantidad y precio con base en sus costos variables de generación y un componente de riesgo. (p. 16)

En el mercado eléctrico chileno, el cual en conjunto con el argentino y que en su momento fueron la base para la elaboración de la normativa que

actualmente regula el mercado eléctrico guatemalteco, se define el precio *spot* de la siguiente manera:

El precio del mercado *spot* para un período dado, corresponde al costo variable de la última unidad generadora despachada que esté en condiciones de satisfacer un incremento de demanda. Es decir que el precio corresponde al mayor costo variable de las unidades generadoras despachadas, tomando en cuenta las restricciones que tiene el sistema eléctrico. (Testart, 2010, p. 15)

Existe diversidad de literatura para poder definir el concepto del precio *spot*, sin embargo, es importante notar que las diferentes definiciones se centran en que es de gran utilidad como indicador del precio de la energía, así como para valorizar las transacciones del mercado de oportunidad o mercado *spot*.

2.3.2. Metodología de cálculo en Guatemala

El precio *spot* es calculado en Guatemala bajo el criterio de prioridad de suministro de la demanda nacional, con la peculiaridad de que los contratos firmes de exportación a México y Centroamérica son considerados también para el establecimiento de dicho precio, como se explica a continuación.

La metodología de cálculo del precio *spot* en Guatemala es presentada por el Administrador del Mercado Mayorista (2015) en su Norma de Coordinación Comercial No. 4 *Precio de oportunidad de la energía*, en donde se establece que el precio *spot* o precio de oportunidad de la energía (POE) es establecido horariamente por el costo variable de generación trasladado al nodo de referencia del SNI, de la última máquina despachada en orden de mérito para abastecer demanda nacional más contratos firmes de exportación a países vecinos, es

decir, dichos contratos firmes son tomados en cuenta como demanda nacional debido a la firmeza o prioridad de suministro que se les da.

Referente a las unidades generadoras requeridas para el abastecimiento del resto de transacciones internacionales o por requerimientos operativos, como por ejemplo restricciones de arranque y parada, prestación del servicio complementario de RRO, soporte de regulación de tensión, requerimiento propio, entre otros., estas serán consideradas como unidades generadoras forzadas y dicho forzamiento será cubierto por los usuarios o el agente según corresponda.

2.3.3. Mercado *spot* en Guatemala

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica por medio del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM), define al mercado *spot* como uno de los principales mercados en los que se realizan operaciones de compra y venta en el Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala:

Un mercado de oportunidad o mercado *spot*, para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, con un precio establecido en forma horaria, o el precio que defina la comisión, en caso de que la misma considere necesario reducir este período. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta disponible. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1998, p. 67)

El mercado *spot* en Guatemala es una excelente opción para realizar transacciones de energía eléctrica en el día a día y también para los casos en los que se esté incursionando dentro del mercado eléctrico del país por medio de un

proyecto de energía renovable, para el cual no se posea aún la certeza de su producción o no se cuente aún con una contraparte interesada en la compra de su generación.

3. MARCO CONCEPTUAL

A continuación, se presentan conceptos de suma relevancia dentro del presente informe final, los cuales deben ser definidos ampliamente para el correcto entendimiento por parte del lector y público en general del documento.

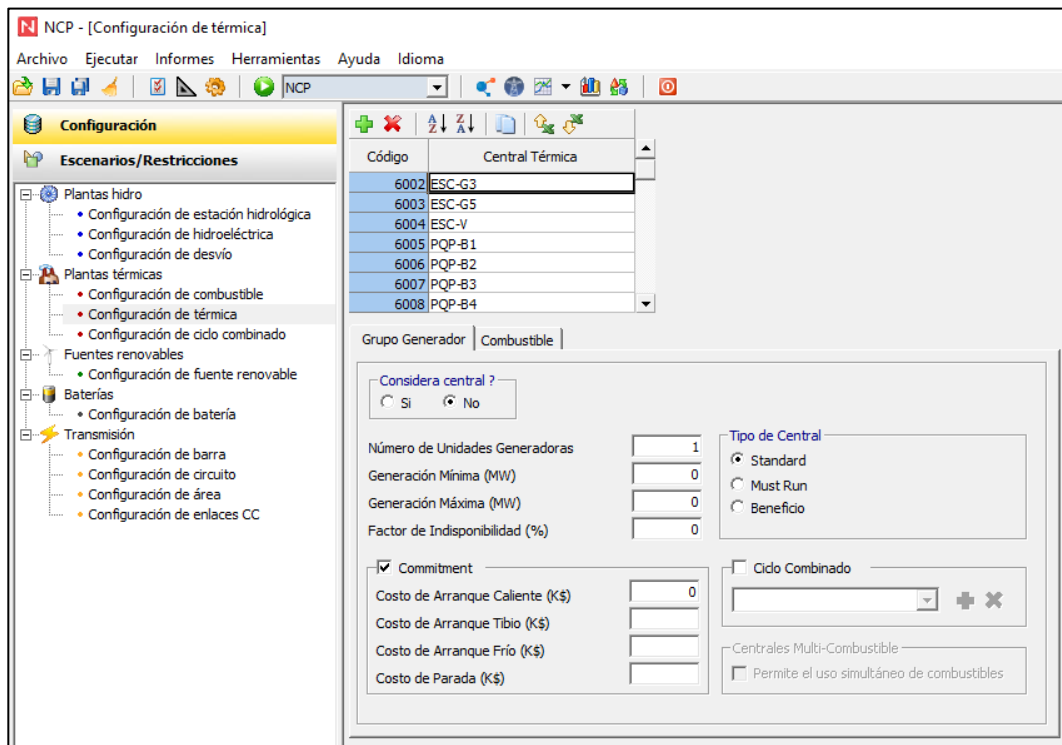
3.1. Modelo nuevo corto plazo (NCP)

Actualmente en Guatemala, el Administrador del Mercado Mayorista realiza las programaciones del despacho de carga de carácter trimestral, semanal y diario utilizando el modelo o herramienta NCP, la cual es definida por Power System Research (2021) en su manual de usuario:

El NCP es un modelo de programación lineal entero-mixta que tiene el objetivo de determinar el despacho óptimo (mínimo costo o máximo ingreso) de un sistema eléctrico compuesto por plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, en etapas horarias, de 30 minutos, de 15 minutos o de 5 minutos, para un horizonte de hasta dos meses (1488 etapas temporales).
(p. 1)

El NCP en los últimos años se ha ido actualizando según nuevas ideas del fabricante, pero principalmente por cambios o mejoras solicitadas por los operadores del sistema de los países que lo utilizan. Tal es el caso de la implementación de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de la RRO en Guatemala, por medio de la diferenciación para subir y bajar generación, ya que en las versiones anteriores al 2021 el NCP aún no contaba con las opciones necesarias para modelar lo requerido en el cambio normativo.

Figura 3. Organización de la interfaz



Fuente: Power System Research. (2021). *Modelo nuevo corto plazo manual de usuario*.

3.2. Seguridad energética

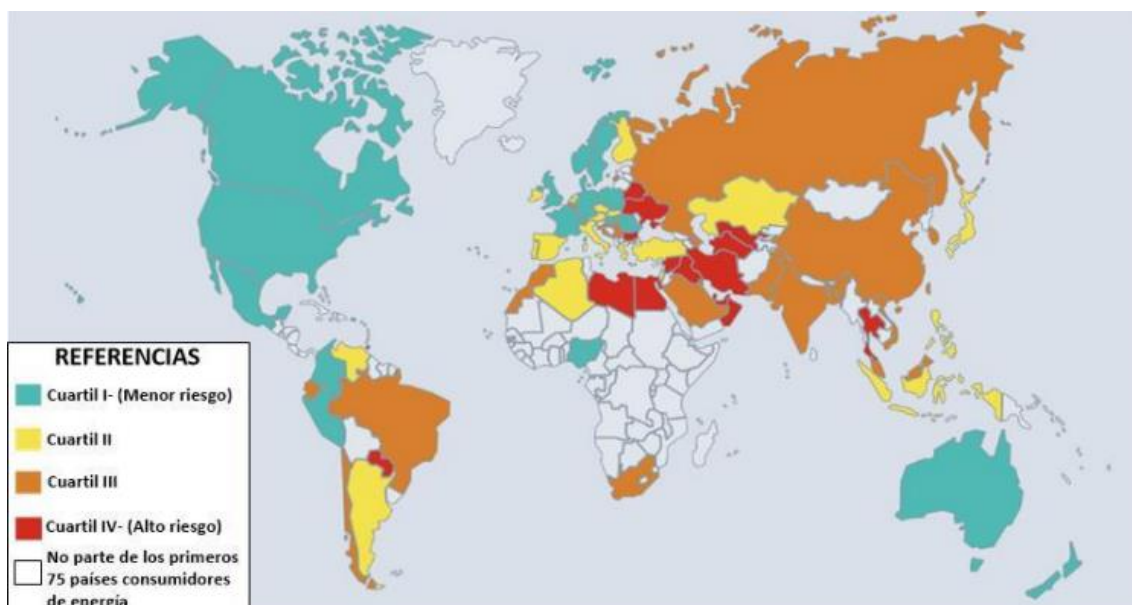
Es muy importante conocer el concepto de seguridad energética, no solo a nivel de abastecimiento de electricidad sino también a nivel de las implicaciones que pueda llegar a tener si en determinado país se cuenta con un nivel bajo de seguridad energética. Es por esta razón que Savacool (2011) como se citó en Rodríguez (2018) menciona que por lo menos existen cuarenta y cinco definiciones de seguridad energética, las cuales abordan diferentes aristas.

Una de las definiciones más general que se extrae de la literatura consultada menciona que la seguridad energética “es la capacidad de un país

para satisfacer la demanda nacional de energía con suficiencia, oportunidad, sustentabilidad y precios adecuados, en el presente y hacia un futuro, que suele medirse por lustros y decenios más que por años” (Navarrete, 2008, como se citó en Rodríguez, 2018, p. 19).

La RRO, como se mencionó en el marco teórico del presente trabajo de graduación, es fundamental para mantener el balance entre la demanda y la generación en un sistema eléctrico, por lo que la seguridad energética también puede definirse como “la capacidad para evitar el impacto adverso de cortes en el suministro de energía causados por eventos naturales, accidentales o intencionales que afectan los sistemas de suministro y distribución de energía y servicios públicos” (Kleber, 2009, como se citó en Rodríguez, 2018, p. 20).

Figura 4. **Índice de riesgo de la seguridad energética en el mundo**



Fuente: Rodríguez. (2018). *Seguridad energética: análisis y evaluación del caso de México*.

3.3. Servicios complementarios

En el Mercado Mayorista de Guatemala se comercializan varios productos, entre los cuales se encuentran los servicios complementarios, que más que productos que generan ingresos para los oferentes, son mecanismos indispensables para asegurar el abastecimiento de electricidad. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (1998) define a los servicios complementarios como “los servicios requeridos para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado, con el nivel de calidad y el margen de confiabilidad, de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas y en las de Coordinación” (p. 66).

Existen servicios complementarios que son remunerados y otros que no, sin embargo, todos tienen como fin indispensable el aseguramiento del abastecimiento de electricidad dentro de los márgenes de calidad y confiabilidad requeridos como se mencionó anteriormente. Los servicios complementarios en el Mercado Mayorista de Guatemala son los siguientes:

Regulación de frecuencia (primaria y secundaria (RRO), arranque en negro, reserva fría, reserva rápida para emergencias e imprevistos, así como los requisitos técnicos de producción o absorción de la potencia reactiva que el Administrador del Mercado Mayorista le requiera, sobre la base de la curva de capacidad informada. Asimismo, deberán establecer las obligaciones de transportistas, distribuidores y grandes usuarios respecto a su participación en la producción o absorción de potencia reactiva y desconexión de carga. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1998, p. 83)

Si bien existen varios servicios complementarios, la RRO es considerada de los más importantes, ya que es la encargada de cubrir las variaciones de frecuencia que son ocasionadas por la variabilidad de las centrales renovables no convencionales, variaciones en los pronósticos de demanda, indisponibilidad de unidades generadoras, entre otros factores que no pueden ser compensados por las unidades generadoras que prestan el servicio complementario de Reserva Rodante Regulante para la regulación primaria de frecuencia.

3.4. Sistema Nacional Interconectado (SNI)

Es común que al leer o escuchar el término Sistema Nacional Interconectado, la primera idea que se genere sea únicamente la de elementos de transmisión o en todo caso también de distribución de electricidad, sin embargo, el término SNI engloba todos los elementos que conforman a un sistema eléctrico de potencia. Adicionalmente, existen sistemas eléctricos aislados de la red principal de un sistema eléctrico de potencia, que por lo general son de tecnologías renovables de generación (solar, eólico o híbridos), lo cual explica la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en la Ley General de Electricidad por medio de la definición de Sistema Eléctrico Nacional y Sistema Nacional Interconectado:

El Sistema Eléctrico Nacional es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país, mientras que el Sistema Nacional Interconectado es la porción

interconectada del Sistema Eléctrico Nacional. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1996, p. 6)

El SNI de Guatemala consta de diferentes niveles de tensión o voltaje a los cuales se conectan las unidades generadoras y con los cuales se interconectan las líneas de transmisión y de distribución. Dichos niveles de tensión son 400 kV, 230 kV y 138 kV para el caso de transmisión; el nivel de tensión de 69 kV puede ser catalogado como transmisión o subtransmisión por estar intermedio entre los niveles de tensión de transmisión y distribución. Los niveles de tensión de distribución son 34.5 kV, 13.8 kV y 13.2 kV dependiendo de la empresa de distribución.

4. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación se llevó a cabo con base en el marco metodológico que se planteó en el protocolo y en el resumen de dicho marco el cual se presenta al inicio de este documento. En términos generales, la investigación fue realizada con base en la comparación de datos previos al cambio normativo que se ha abordado hasta este punto, y resultados obtenidos considerando dicho cambio normativo.

4.1. Características del estudio

Las características del estudio realizado toman en consideración los siguientes aspectos:

4.1.1. Diseño

El diseño de la investigación realizada fue experimental, debido a que como se mencionó anteriormente, se trabajó con dos conjuntos de datos los cuales se compararon entre sí para determinar el impacto en el SNI de Guatemala al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación, dentro de la metodología de dimensionamiento y asignación de RRO. Un grupo de datos fue extraído de la información pública que proporciona el AMM y el otro grupo de datos fue manipulado por el investigador considerando el cambio normativo en mención.

4.1.2. Enfoque

En cuanto al enfoque de la investigación, este fue cuantitativo debido a que los datos utilizados y las variables analizadas en todos los ámbitos posibles, fueron cuantitativos del tipo continuo. Dicho en otras palabras, los datos y variables tomaron cualquier valor numérico dentro de los intervalos establecidos o mediciones realizadas por el investigador.

4.1.2.1. Paradigma

El paradigma trabajado fue del tipo positivista, derivado de que en la presente investigación se pretendió explicar por medio de resultados cuantitativos, el impacto en el SNI de Guatemala al implementarse una nueva metodología para el dimensionamiento y asignación de RRO.

4.1.3. Alcance

Al conocerse las características del fenómeno estudiado, el alcance de la investigación fue descriptivo. Por tal razón se buscó exponer los resultados obtenidos por medio del análisis de datos respectivo. Otro aspecto importante considerado, es que el investigador contaba con experiencia previa acerca de la problemática abordada, lo que también dio soporte a que la investigación realizada tuviera alcance descriptivo.

4.1.4. Tipo

La investigación realizada fue del tipo cuantitativa-descriptiva, esto considerando que se evaluó el impacto del cambio normativo de dimensionamiento y asignación de RRO, además de la exposición de los

resultados obtenidos al llevarse a cabo dicha evaluación. No fue necesario comprobar hipótesis alguna dentro del desarrollo de la investigación.

4.1.5. Unidad de análisis

La unidad de análisis fue el SNI de Guatemala y para lo cual se extrajeron muestras de manera intencional y que se analizaron en su totalidad de RRO, costo total de operación y precio *spot* tanto previo como posterior al cambio normativo. Las muestras extraídas consideraron dos semanas de abril de 2021, previas a oficializarse el cambio normativo.

4.2. Variables

A continuación, se presentan las variables estudiadas, así como su definición teórica y operativa:

Tabla III. Definición teórica y operativa de variables

Variable	Definición teórica	Definición operativa
Reserva rodante operativa	Capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al SNI pero que no está asignada a la producción de energía. Tiene como finalidad que la unidad generadora participe en la regulación secundaria y que esté disponible para otros requerimientos operativos.	Previo al cambio normativo, los datos de RRO disponibles se obtuvieron de programas de despacho diario publicados por el AMM. Posterior al cambio normativo, los datos se obtuvieron de simulaciones de despachos de generación realizadas con el NCP y considerando la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO. Los datos medidos fueron de tipo diario, por lo que su unidad o dimensión fue de megavatios al día (MW-día).

Continuación de la tabla III.

Variable	Definición teórica	Definición operativa
Costo total de operación	Costo total de la operación del SNI, incluyendo costos de generación (térmica e hidráulica) y costo de la RRO.	Previo al cambio normativo, los datos de costo total de operación se obtuvieron de los archivos de salida de las bases de datos del NCP con las que se realizaron los programas de despacho diario correspondientes. Posterior al cambio normativo, los datos se obtuvieron de los archivos de salida del NCP con las que realizaron las simulaciones de despachos de generación considerando la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO. Los datos medidos fueron de tipo diario, por lo que su unidad o dimensión fue kilodólares al día (kUS\$-día).
Precio spot	Costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible.	Previo al cambio normativo, los datos de precio <i>spot</i> se obtuvieron de programas de despacho diario publicados por el AMM. Posterior al cambio normativo, los datos se obtuvieron de simulaciones de despachos de generación realizadas con el NCP y considerando la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO, con base en la NCC-04. Se calculó el precio <i>spot</i> promedio para obtener datos de carácter diario, por lo que los datos medidos tuvieron dimensional de dólares por megavatio-hora al día (US\$/MWh-día).

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (1996). *Ley General de Electricidad*.

En la sección de resumen de marco metodológico se detalló por medio de la tabla II, el formato de las tablas que se utilizaron para la recolección de datos además de la comparación respectiva tanto porcentual como en magnitud. A

continuación, se muestran algunos extractos de las tablas a las que se hace mención y que detallarán en su totalidad en las secciones correspondientes del presente documento:

Tabla IV. **Ejemplo de recolección de datos de RRO**

Fecha	RRO para subir (MW-día)	RRO original (MW- día)	Aumento en (%)	Aumento en (MW- día)
4/04/2021	1104.8	790.5	39.8 %	314.3
5/04/2021	1259.5	899.4	40.0 %	360.1

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

Tabla V. **Ejemplo de recolección de datos de costo total de operación**

Fecha	CTO con RRO S&B (k\$-día)	CTO con RRO original (k\$-día)	Variación en (%)	Variación en (k\$-día)
4/04/2021	85.5	65.3	31.0 %	20.2
5/04/2021	157.4	130.0	21.0 %	27.3

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

Tabla VI. **Ejemplo de recolección de datos de precio *spot***

Fecha	POE promedio (RRO S&B)	POE promedio (RRO original)	Variación en (%)	Variación en (\$)
4/04/2021	\$18.3	\$17.0	7.7 %	\$1.3
5/04/2021	\$46.6	\$59.6	21.9 %	\$13.0

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

4.3. Fases del desarrollo de la investigación

Además de cada una de las fases desarrolladas en la presente investigación, a continuación, se presentan los aspectos más relevantes en cuanto al procedimiento llevado a cabo para la elaboración del informe final del trabajo de graduación.

4.3.1. Fase I: revisión bibliográfica y establecimiento del horizonte analizado

En la primera fase de la investigación se llevó a cabo la búsqueda y consulta de fuentes bibliográficas necesarias para dar sustento a la realización del análisis propuesto, y obtener bases teóricas e informativas para el adecuado entendimiento del público lector en general del documento. La información obtenida y que fue plasmada principalmente en los capítulos de antecedentes, marco teórico y marco conceptual, se fundamentó principalmente en los siguientes tipos de documentos:

- Artículos científicos y de revistas.
- Normativa nacional, incluyendo Leyes, Reglamentos, Normas y Resoluciones.
- Informes.
- Tesis de grado y postgrado.
- Entre otros.

El establecimiento del horizonte de tiempo analizado se realizó al obtenerse las fechas en las que el AMM ejecutó las pruebas necesarias antes de la entrada en vigor del cambio normativo de dimensionamiento y asignación de

RRO. Las pruebas mencionadas fueron realizadas por el investigador durante dos semanas de abril de 2021, es decir, catorce días:

- 04/04/2021 (domingo)
- 05/04/2021 (lunes)
- 06/04/2021 (martes)
- 07/04/2021 (miércoles)
- 08/04/2021 (jueves)
- 09/04/2021 (viernes)
- 10/04/2021 (sábado)
- 11/04/2021 (domingo)
- 12/04/2021 (lunes)
- 13/04/2021 (martes)
- 14/04/2021 (miércoles)
- 15/04/2021 (jueves)
- 16/04/2021 (viernes)
- 17/04/2021 (sábado)

4.3.2. Fase II: cuantificación de la RRO disponible

Los datos de RRO disponible previo al cambio normativo fueron obtenidos de las programaciones diarias que publicó el AMM en su sitio web para las fechas analizadas (www.amm.org.gt). Dichas programaciones se descargaron al ingresar al apartado de *Planificación de la Operación* y filtrando la búsqueda para realizarla en carácter *Diario* y seleccionando el tipo de informe, que para tal caso fue *Despacho Diario*. Como se mencionó anteriormente, los datos de RRO se extrajeron de la hoja denominada LDM_RRO, en donde se encontraba totalizada la información horariamente para el día correspondiente. Al realizar la suma de la RRO para las veinticuatro horas del día, se obtuvo la reserva disponible para

subir o bajar generación durante cada fecha y con dimensional de megavatios al día (MW-día).

Posteriormente, los datos de RRO disponible considerando la nueva metodología de dimensionamiento y asignación, fueron calculados de la misma manera que los datos previos al cambio normativo, con la diferencia de que la información fue obtenida de los archivos de salida del NCP al realizarse las simulaciones de despachos de electricidad o generación. El cálculo de la diferencia porcentual entre ambos conjuntos de datos se realizó respecto a la RRO disponible previo al cambio normativo y la diferencia en magnitud se calculó restando los datos que consideraron la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de dicha reserva, menos los datos previos al cambio normativo.

4.3.3. Fase III: estimación de las variaciones del costo total de operación del SNI

Para obtener los datos de costo total de operación del SNI tanto previos como posteriores al cambio normativo, se hizo uso de bases de datos del NCP. Dichas bases de datos proporcionaron entre muchos, un archivo de salida delimitado por comas (CSV) denominado ncpcopec, el cual contenía la información y detalle del costo total de operación del despacho de electricidad realizado. Los datos previos al cambio normativo se obtuvieron de las bases de datos del NCP que el AMM proporcionó al investigador y que se utilizaron para hacer las programaciones diarias respectivas, y los datos posteriores al cambio normativo se obtuvieron de las bases de datos del NCP manipuladas por el investigador para el mismo horizonte de tiempo, considerando la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO.

El cálculo de la diferencia porcentual entre ambos conjuntos de datos se realizó respecto al costo total de operación previo al cambio normativo y la diferencia en magnitud se calculó restando los datos que consideraron la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO, menos los datos previos al cambio normativo. Es importante mencionar que, en esta fase de la investigación y para no modificar la dimensional que a su vez es la tolerancia absoluta utilizada por el AMM en las bases de datos originales o previas al cambio normativo, los datos con los que se trabajó se encontraban en dimensional de kilodólares al día (kUS\$-día).

4.3.4. Fase IV: cálculo de las variaciones del precio *spot*

La obtención de los datos de precio *spot* previo al cambio normativo, también se realizó utilizando las programaciones diarias elaboradas y publicadas por el AMM. Dichos datos se encontraban en la hoja denominada POE con detalle horario y con dimensional de dólares por megavatio-hora (US\$/MWh), por lo que se procedió a calcular el promedio diario de cada fecha, dando como resultado datos con dimensional de dólares por megavatio-hora al día (US\$/MWh-día). Los datos posteriores al cambio normativo se obtuvieron y calcularon en función de las simulaciones de despachos de electricidad ya realizadas y que consideraban el dimensionamiento diferenciado de RRO por medio de las magnitudes para subir y bajar generación; el cálculo del precio *spot* posterior al cambio normativo se llevó a cabo con base en la Norma de Coordinación Comercial No. 4 Precio de oportunidad de la energía, con la cual el AMM también elabora sus proyecciones del precio en mención.

El cálculo de la diferencia porcentual entre ambos conjuntos de datos se realizó respecto al precio *spot* o precio de oportunidad de la energía previo al cambio normativo y la diferencia en magnitud se calculó restando los datos que

consideraron la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO, menos los datos previos al cambio normativo.

4.3.5. Fase V: elaboración de tablas y gráficas

Como se ejemplificó en secciones anteriores, el ordenamiento de los datos con los que se trabajó para desarrollar la presente investigación se centró en los siguientes aspectos y que a su vez fueron los encabezados de las tablas respectivas:

- Fecha.
- Variable o dato afectado por la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO.
- Variable o dato original, es decir, previo al cambio normativo estudiado.
- Diferencia porcentual respecto a la variable o dato original.
- Diferencia en magnitud.

Cabe mencionar que, para cada columna de las tablas de resultados obtenidos, también se calculó el promedio total del horizonte de tiempo establecido. Por ejemplo, para el caso de los resultados de RRO disponible se calculó el promedio total de reserva posterior y previo al cambio normativo, además del promedio total de la diferencia porcentual y en magnitud; lo anteriormente mencionado aplicó para todas las variables estudiadas.

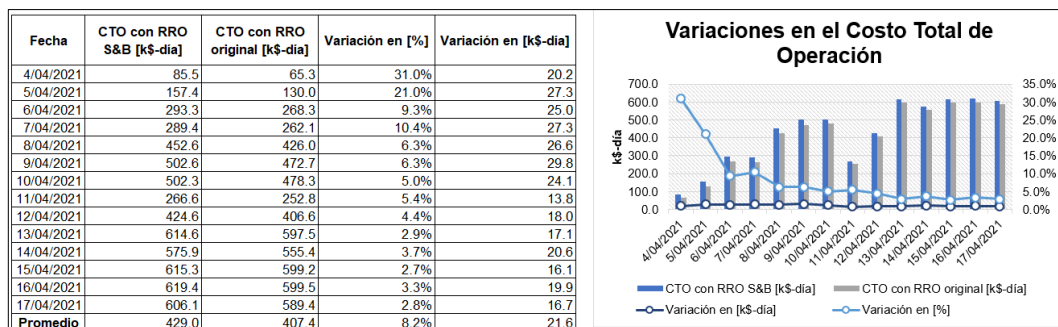
El formato de las gráficas elaboradas constó de columnas o barras y líneas con marcadores, las cuales fueron elaboradas en Excel al igual que las tablas. Para el caso de las variables o datos previos y posteriores al cambio normativo, fueron las columnas o barras las que representaron gráficamente los datos, y

para las diferencias porcentuales y en magnitud, estas se presentaron por medio de las líneas con marcadores.

4.3.6. Organización de la información

Los datos correspondientes a los resultados obtenidos fueron integrados en un único documento de Excel. Las primeras hojas del libro se utilizaron para ordenar la información de una manera general y dinámica, además se trabajó con una hoja individual para los resultados asociados a cada objetivo específico, es decir, una hoja del libro de Excel para el primer objetivo específico y así sucesivamente.

Figura 5. Ejemplo de organización de la información



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

A continuación, se lista lo concerniente al documento en mención:

- Hoja 1, hoja 2 y hoja 3: datos y tablas dinámicas que fueron utilizados para organizar los resultados de cada objetivo específico.
- Hoja denominada Objetivo Específico 1: información de RRO disponible.

- Hoja denominada objetivo específico 2: información de costo total de operación.
- Hoja denominada objetivo específico 3: información de precio *spot* o POE.

4.4. Obtención de insumos

Los insumos utilizados para la elaboración de la presente investigación se basaron en información pública emitida por el AMM. Tanto las programaciones diarias como las bases de datos del NCP son de acceso al público general, sin embargo, para el caso de las bases de datos del NCP estas fueron utilizadas directamente por el investigador debido al permiso otorgado por dicha entidad para realizar el estudio respectivo.

Figura 6. **Ubicación de las programaciones diarias en el sitio web del AMM**

The screenshot displays the 'Informes Diarios del Mercado Mayorista' web interface. On the left, a sidebar lists navigation options: Diarios, Semanales, Trimestrales, Anuales, and MER. The main content area features the AMM logo and the title 'INFORMES DIARIOS DEL MERCADO MAYORISTA'. Below this, there is a dropdown menu labeled 'Seleccione un Informe:' with 'Despacho Diario' selected. A calendar for March 2023 is shown, with the date '14' circled. At the bottom right, there is a blue button labeled 'Ver Documento'.

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. (2023). *Informes diarios del Mercado Mayorista*.

Consultado el 14 de marzo de 2023. Recuperado de

https://www.amm.org.gt/portal/?page_id=1995.

4.5. Técnicas de análisis de información

A continuación, se indica el tipo de muestro utilizado para la obtención de la información la cual consistió principalmente en los datos que fueron utilizados de referencia para las comparaciones respectivas, los insumos para la realización de las simulaciones de despachos diarios de electricidad o generación, presentándose también el tipo de análisis que se empleó en dichas comparaciones. Todos los cálculos y análisis numéricos se llevaron a cabo por medio de Microsoft Excel.

4.5.1. Muestreo no probabilístico

Este tipo de muestreo emplea una técnica que le permitió al investigador realizar la selección de muestras con base en un criterio subjetivo y no en uno aleatorio. Debido a que el estudio realizado fue descriptivo, este tipo de muestreo se adaptó de excelente manera a lo requerido por el investigador, ya que es una de las técnicas de muestreo menos estricta y que se encuentra en función principalmente de la experiencia que pueda tener el investigador en el área correspondiente.

Cabe mencionar que el muestreo no probabilístico empleado, agilizó la obtención de la información, ya que el investigador conocía ampliamente la muestra. Para el caso del presente estudio, las muestras obtenidas principalmente fueron de:

- RRO
- Costo total de operación
- Precio *spot* o POE
- Bases de datos del NCP

- Programas de despacho diario
- Entre otros.

Como se mencionó anteriormente, las muestras fueron obtenidas del sitio web del AMM, información de carácter público. El criterio que utilizó el investigador para la obtención de las muestras se basó en el análisis de dos semanas previo a la entrada en vigor del cambio normativo que se llevó a cabo en 2021. Dicho criterio fue establecido en su totalidad por el investigador para que los resultados esperados evidenciaron de la mejor manera posible la solución a la problemática planteada.

4.5.2. Análisis univariado

Para dar respuesta a las preguntas de investigación planteadas inicialmente, el análisis de cada una de las variables fue de carácter univariado, ya que si bien es cierto al realizar despachos de electricidad o generación se obtuvo datos de RRO, costo total de operación y precio *spot*, cada una de estas variables se estudiaron por separado y se utilizó el nivel de medición de razón.

4.5.3. Análisis aritmético y estadístico

Las comparaciones entre los datos previos al cambio normativo y los datos considerando la diferenciación para subir y bajar generación dentro del procedimiento de dimensionamiento y asignación de RRO, se realizaron utilizando operaciones algebraicas simples (restas, multiplicaciones y divisiones), además de emplearse estadística descriptiva por medio del cálculo de la media aritmética para los datos diarios de precio *spot* y los totales de cada variable, es decir, los datos promedio de RRO, costo total de operación y precio *spot* incluyendo las diferencias porcentuales y en magnitud.

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (\text{Ec. 1})$$

$$\text{Diferencia en magnitud} = X_{S\&B} - X_{S-B} \quad (\text{Ec. 2})$$

$$\text{Diferencia porcentual (\%)} = \frac{\text{Diferencia en magnitud}}{X_{S-B}} \times 100 \quad (\text{Ec. 3})$$

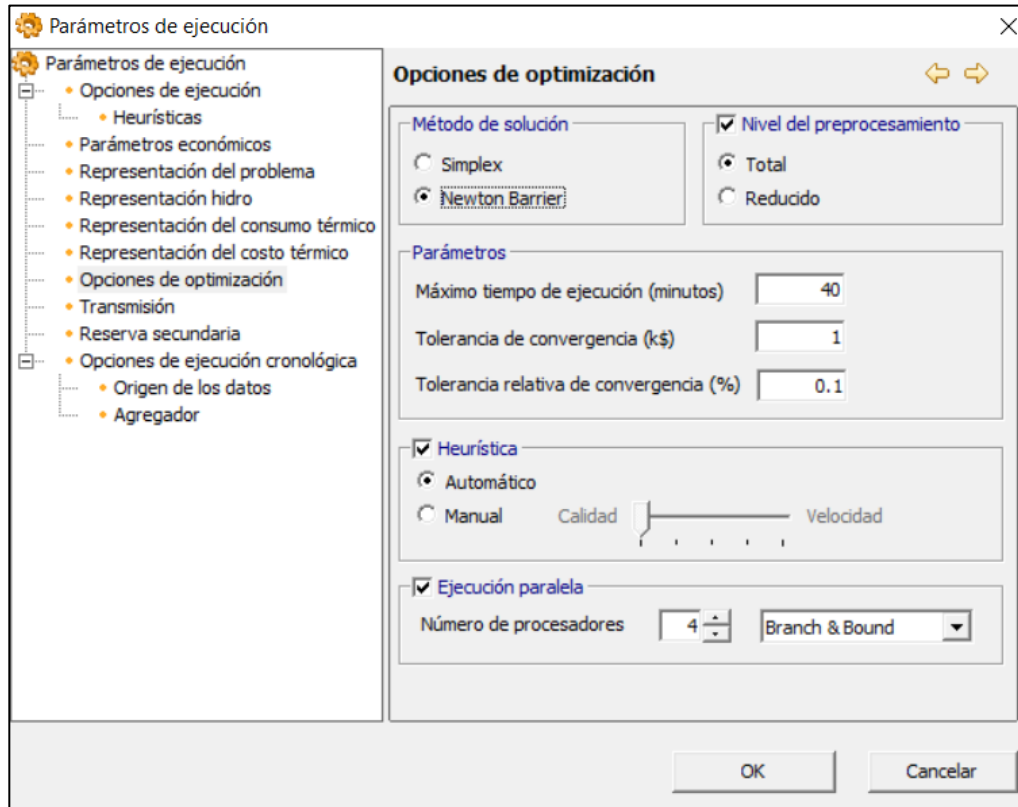
Donde:

- \bar{x} : media aritmética
- n : suma de valores de la variable en estudio
- x_i : i-ésima variable en estudio
- $X_{S\&B}$: valor posterior al cambio normativo
- X_{S-B} : valor previo al cambio normativo

4.5.4. Simulaciones de despachos de electricidad o generación

Dentro de las técnicas de análisis de información fue importante también establecer la medida en la que los resultados obtenidos fueron confiables y válidos, por lo que el investigador estableció la tolerancia de convergencia absoluta y relativa del NCP con la que se realizaron las simulaciones de despachos de electricidad, propiedad que fue modificable al utilizar dicho modelo dentro de sus opciones de optimización. La tolerancia de convergencia en kilodólares (kUS\$) fue establecida en valor de 1 y la tolerancia de convergencia relativa (%) fue establecida en 0.1; ambos valores se establecieron a criterio del investigador con base en la experiencia adquirida del uso del modelo NCP para el estudio realizado y las programaciones de despacho diario del AMM.

Figura 7. Tolerancias de convergencia del modelo NCP



Fuente: Power System Research. (2021). *Modelo nuevo corto plazo manual de usuario*.

5. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos durante el desarrollo de la presente investigación se presentan a continuación partiendo de la información correspondiente a Reserva Rodante Operativa disponible, seguido de datos de costo total de operación del SNI y finalmente de precio *spot* o Precio de Oportunidad de la Energía. Como se mencionó en el capítulo anterior, el horizonte de tiempo analizado abarcó las siguientes fechas:

Tabla VII. **Horizonte de tiempo analizado**

No.	Fecha	Día
1	04 de abril de 2021	Domingo
2	05 de abril de 2021	Lunes
3	06 de abril de 2021	Martes
4	07 de abril de 2021	Miércoles
5	08 de abril de 2021	Jueves
6	09 de abril de 2021	Viernes
7	10 de abril de 2021	Sábado
8	11 de abril de 2021	Domingo
9	12 de abril de 2021	Lunes
10	13 de abril de 2021	Martes
11	14 de abril de 2021	Miércoles
12	15 de abril de 2021	Jueves
13	16 de abril de 2021	Viernes
14	17 de abril de 2021	Sábado

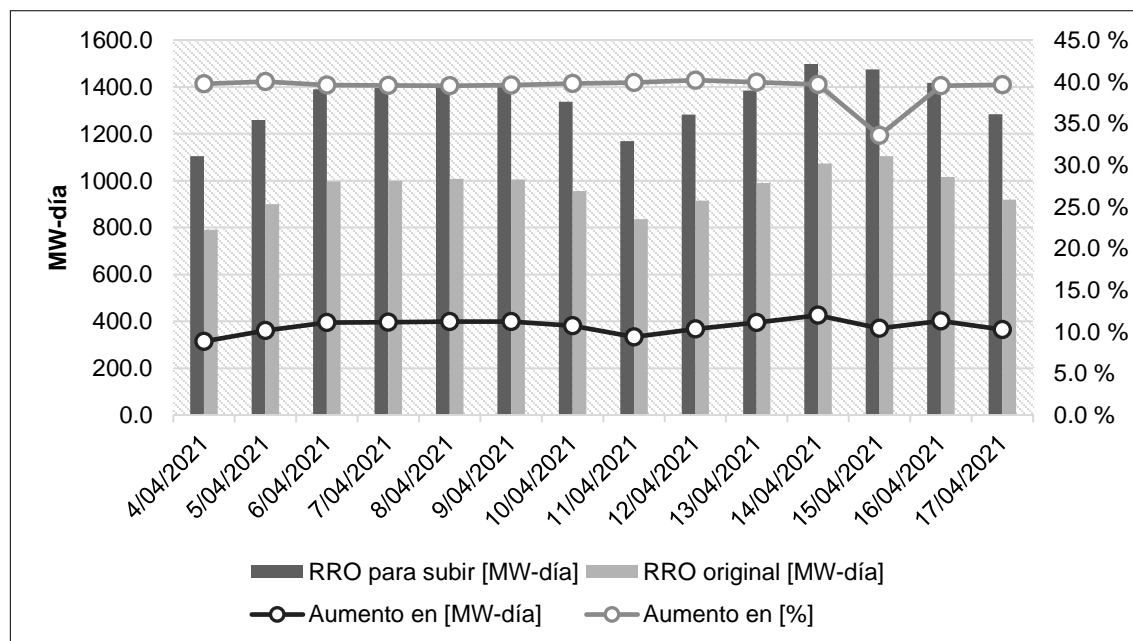
Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Cabe resaltar que el formato establecido de semana, el cual se observa que abarca de domingo a sábado, es el formato que utiliza el AMM para elaborar sus programaciones de despacho semanales y consecuentemente las programaciones de despacho diarias.

5.1. Proporción de reserva rodante operativa disponible al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación

A continuación, se presentan los resultados de la proporción de RRO disponible tanto previo como posterior al cambio normativo:

Figura 8. **Aumento de RRO disponible para subir**



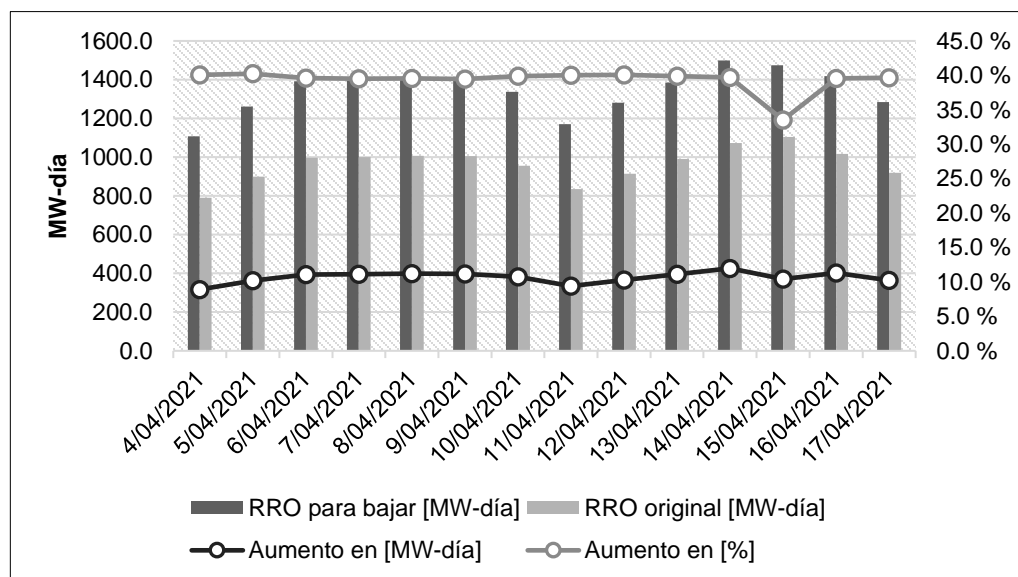
Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla VIII. **Aumento de RRO disponible para subir**

Fecha	RRO para subir [MW-día]	RRO original [MW-día]	Aumento en [%]	Aumento en [MW-día]
4/04/2021	1104.8	790.5	39.8 %	314.3
5/04/2021	1259.5	899.4	40.0 %	360.1
6/04/2021	1390.7	996.3	39.6 %	394.3
7/04/2021	1394.8	999.4	39.6 %	395.4
8/04/2021	1405.8	1007.5	39.5 %	398.3
9/04/2021	1403.5	1005.4	39.6 %	398.1
10/04/2021	1336.7	956.3	39.8 %	380.4
11/04/2021	1168.8	835.5	39.9 %	333.3
12/04/2021	1281.7	914.3	40.2 %	367.4
13/04/2021	1384.8	989.7	39.9 %	395.2
14/04/2021	1498.6	1073.1	39.7 %	425.5
15/04/2021	1475.0	1104.4	33.6 %	370.6
16/04/2021	1417.9	1016.4	39.5 %	401.5
17/04/2021	1284.0	919.5	39.6 %	364.5
Promedio	1343.3	964.8	39.3 %	378.5

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 9. **Aumento de RRO disponible para bajar**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla IX. **Aumento de RRO disponible para bajar**

Fecha	RRO para bajar [MW-día]	RRO original [MW-día]	Aumento en [%]	Aumento en [MW-día]
4/04/2021	1107.4	790.5	40.1 %	316.9
5/04/2021	1261.3	899.4	40.2 %	361.9
6/04/2021	1390.9	996.3	39.6 %	394.6
7/04/2021	1394.2	999.4	39.5 %	394.8
8/04/2021	1405.8	1007.5	39.5 %	398.3
9/04/2021	1402.1	1005.4	39.4 %	396.6
10/04/2021	1337.7	956.3	39.9 %	381.5
11/04/2021	1170.1	835.5	40.0 %	334.6
12/04/2021	1280.5	914.3	40.1 %	366.3
13/04/2021	1384.4	989.7	39.9 %	394.7
14/04/2021	1498.9	1073.1	39.7 %	425.8

Continuación de la tabla IX.

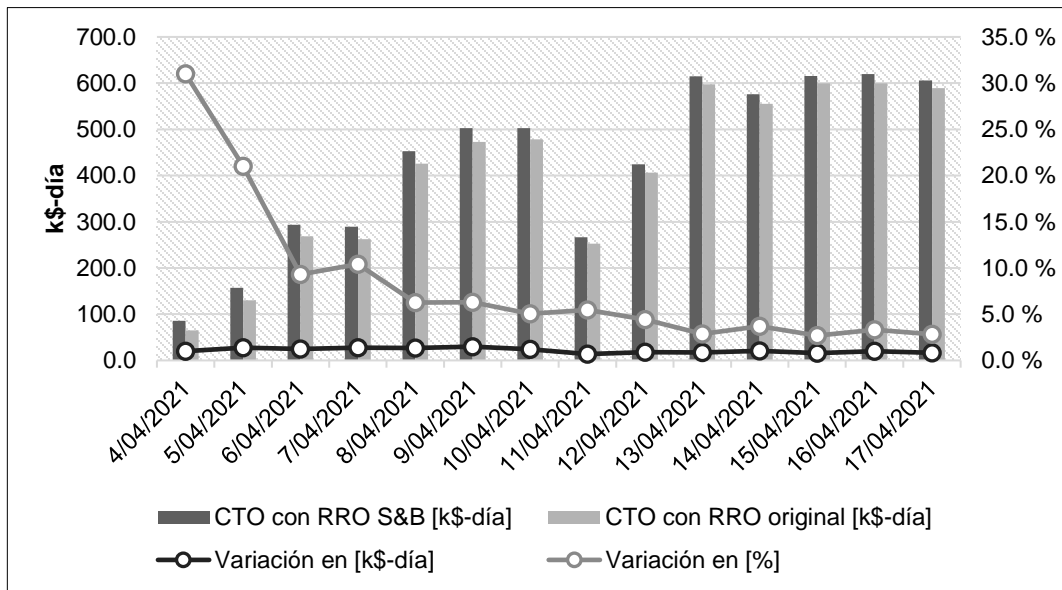
15/04/2021	1474.7	1104.4	33.5 %	370.3
16/04/2021	1418.4	1016.4	39.5 %	402.0
17/04/2021	1284.3	919.5	39.7 %	364.8
Promedio	1343.6	964.8	39.3 %	378.8

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

5.2. Variaciones en el costo total de operación del Sistema Nacional Interconectado al aumentarse la proporción de reserva rodante disponible

En la siguiente figura y tabla se presentan los resultados de costo total de operación del SNI, bajo las condiciones previas y posteriores al aumento de proporción de RRO disponible derivado del cambio normativo de dimensionamiento y asignación por medio de la diferenciación de las magnitudes para subir y bajar generación. Se utilizó por simplicidad y abreviatura, las siglas CTO para referirse al costo total de operación, tanto en la figura como en la tabla mencionadas.

Figura 10. **Variaciones en el costo total de operación del SNI**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla X. **Variaciones en el costo total de operación del SNI**

Fecha	CTO con RRO S&B [k\$-día]	CTO con RRO original [k\$-día]	Variación en [%]	Variación en [k\$-día]
4/04/2021	85.5	65.3	31.0 %	20.2
5/04/2021	157.4	130.0	21.0 %	27.3
6/04/2021	293.3	268.3	9.3 %	25.0
7/04/2021	289.4	262.1	10.4 %	27.3
8/04/2021	452.6	426.0	6.3 %	26.6
9/04/2021	502.6	472.7	6.3 %	29.8
10/04/2021	502.3	478.3	5.0 %	24.1
11/04/2021	266.6	252.8	5.4 %	13.8
12/04/2021	424.6	406.6	4.4 %	18.0
13/04/2021	614.6	597.5	2.9 %	17.1
14/04/2021	575.9	555.4	3.7 %	20.6

Continuación de la tabla X.

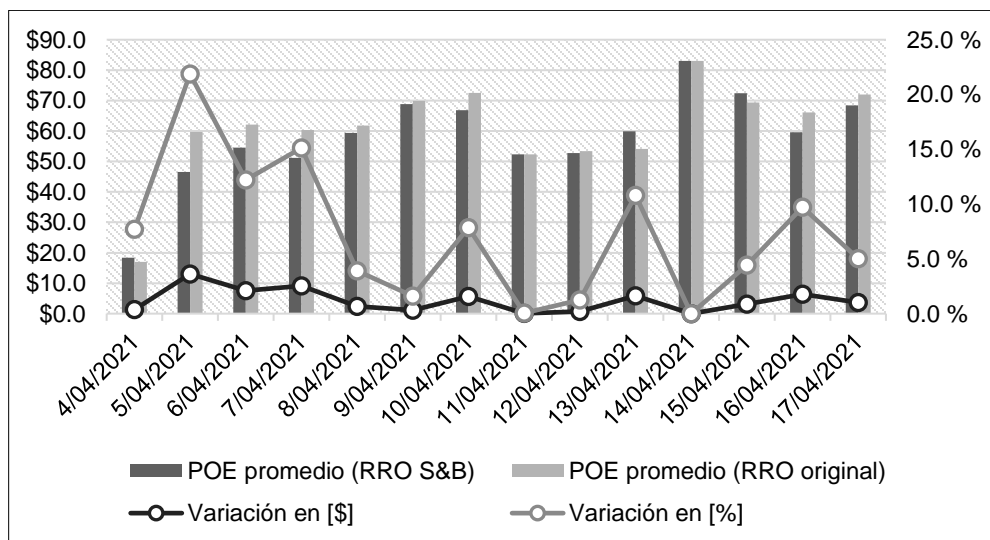
15/04/2021	615.3	599.2	2.7 %	16.1
16/04/2021	619.4	599.5	3.3 %	19.9
17/04/2021	606.1	589.4	2.8 %	16.7
Promedio	429.0	407.4	8.2 %	21.6

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

5.3. Variaciones en el precio *spot* derivado del dimensionamiento diferenciado de reserva rodante operativa

Los resultados obtenidos de precio *spot* originalmente se encontraban en detalle horario para cada día analizado, sin embargo, para fines de simplificación en el presente capítulo los datos se presentan en promedio diario.

Figura 11. Variaciones en el precio *spot* o POE



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tabla XI. **Variaciones en el precio *spot* o POE**

Fecha	POE promedio (RRO S&B)	POE promedio (RRO original)	Variación en [%]	Variación en [\$]
4/04/2021	\$18.3	\$17.0	7.7 %	\$1.3
5/04/2021	\$46.6	\$59.6	21.9 %	\$13.0
6/04/2021	\$54.5	\$62.1	12.2 %	\$7.6
7/04/2021	\$51.2	\$60.3	15.1 %	\$9.1
8/04/2021	\$59.4	\$61.8	3.9 %	\$2.4
9/04/2021	\$68.8	\$69.9	1.6 %	\$1.1
10/04/2021	\$66.8	\$72.5	7.9 %	\$5.7
11/04/2021	\$52.3	\$52.3	0.0 %	\$0.0
12/04/2021	\$52.7	\$53.4	1.3 %	\$0.7
13/04/2021	\$59.9	\$54.1	10.8 %	\$5.8
14/04/2021	\$83.0	\$83.0	0.0 %	\$0.0
15/04/2021	\$72.4	\$69.4	4.4 %	\$3.1
16/04/2021	\$59.6	\$66.1	9.7 %	\$6.4
17/04/2021	\$68.4	\$72.0	5.0 %	\$3.6
Promedio	\$58.1	\$61.0	7.3 %	\$4.3

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Para iniciar la presente discusión de los resultados obtenidos, es importante recalcar aspectos fundamentales correspondientes a la validez de los datos utilizados para llevar a cabo las simulaciones de despachos de electricidad haciendo uso del modelo NCP. La información utilizada de insumo para elaborar las simulaciones mencionadas tuvo las mismas características con las que el AMM desarrolla y publica las programaciones diarias del despacho de carga según la normativa vigente en el subsector eléctrico de Guatemala.

Lo mencionado anteriormente consideró una tolerancia absoluta de convergencia y una tolerancia relativa de convergencia, debido a que el NCP es un modelo de optimización que realiza iteraciones para alcanzar la solución más exacta según las condiciones establecidas por el usuario de dicho modelo.

Si bien los valores de tolerancia absoluta y relativa de convergencia fueron mencionados en secciones anteriores del presente documento (1 kUS\$ y 0.1 % respectivamente), se hace mención nuevamente de dicha información debido al sustento que esta da al momento de discutir los resultados obtenidos, los cuales fueron alcanzados considerando todos los aspectos que el AMM utiliza para llevar a cabo los pronósticos diarios del abastecimiento de electricidad en el país, incluyendo la optimización de las transacciones de exportación e importación con países vecinos.

A continuación, se discute la información mostrada en el capítulo de Presentación de Resultados, dando respuesta a las preguntas de investigación planteadas para abordar la problemática correspondiente.

6.1. ¿En qué proporción aumentó la reserva rodante operativa disponible al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación?

De los propósitos principales al implementarse una nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO era que aumentara dicha reserva, sin embargo, no se tenía la certeza o la información concreta de la proporción en que esta aumentaría respecto a la anterior metodología. Los datos presentados en las tablas V y VI del capítulo anterior, evidenciaron el aumento de la RRO disponible tanto para subir como para bajar generación.

Para ambos casos de diferenciación de las magnitudes de RRO (para subir y para bajar), se observó que el aumento porcentual promedio para el horizonte de tiempo estudiado fue de aproximadamente el 40 % respecto a la RRO establecida previo al cambio normativo. En cuanto al aumento de megavatios al día, se observó que tanto para la RRO para subir como para bajar, esta incrementó en promedio aproximadamente 400 MW-día. En las figuras 11 y 12 se puede apreciar gráficamente el incremento de la RRO al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación.

Es notorio que el incremento de la proporción de RRO disponible al diferenciarse las magnitudes para subir y bajar generación fue muy estable porcentualmente, únicamente los datos de la fecha 15/04/2021 tuvieron un comportamiento atípico y por ende pueden despreciarse para el análisis correspondiente. Por otra parte, el aumento en magnitud (MW-día) evidencia un comportamiento más acorde a la demanda de electricidad existente para cada día de las semanas analizadas, es decir, para días de baja demanda el aumento de la RRO disponible fue menor y para días de mayor demanda el aumento de la RRO disponible fue mayor.

6.2. ¿Qué variaciones tuvo el costo total de operación del Sistema Nacional Interconectado al aumentarse la proporción de reserva rodante operativa disponible?

Idealmente y con el único fin de mejorar la seguridad energética de Guatemala, se desearía que al aumentarse la RRO disponible no se tuvieran variaciones al alza en el costo total de operación del SNI y por ende en la tarifa del usuario final. Sin embargo, el costo de la RRO disponible no es despreciable dentro de la función objetivo del modelo NCP y por lo que, al tenerse aumento de dicha reserva, esto se reflejaría en variaciones al alza en el costo total de operación.

El comportamiento de las variaciones del costo total de operación, el cual se puede observar en la figura 13 y en la tabla VII del capítulo anterior, denotó valores porcentuales y en magnitud muy estables a partir de los datos de la fecha 08/04/2021, principalmente para las diferencias porcentuales. Para el caso de los datos del resto de fechas en atraso, los despachos de electricidad tanto previos como posteriores al cambio normativo, fueron los correspondientes a días de baja demanda, por lo que los datos porcentuales tuvieron un comportamiento atípico y no tan estable al alza.

El aumento promedio porcentual del costo total de operación fue de aproximadamente el 8 %, mientras que el aumento promedio en magnitud fue de aproximadamente 22 k\$/día; las variaciones que se deseaban estimar resultaron ser al alza respecto al costo total de operación previo al cambio normativo. Es importante mencionar que el costo de la RRO está en función de la tecnología de las unidades generadoras que presten el servicio y los precios indicados por los oferentes, lo que repercute directamente en el costo total de operación y no necesariamente si para cada fecha hubo más o menos RRO disponible.

6.3. ¿Qué variaciones tuvo el precio *spot* derivado del dimensionamiento diferenciado de reserva rodante operativa?

El precio *spot* presentó un comportamiento similar a lo discutido respecto al costo total de operación del SNI de Guatemala, en cuanto a que para los primeros días del horizonte analizado la variación porcentual y en magnitud fue relativamente alta respecto al resto de días. De las dos variables económicas analizadas en el presente estudio, se observó que el precio *spot* fue la que menos variaciones tuvo respecto a la información calculada bajo la anterior metodología (ver figura 14 y tabla VIII del capítulo anterior). En promedio se tuvo aproximadamente para el horizonte analizado, una variación porcentual del 7 % y una variación en magnitud de 4 US\$/MWh-día.

Los datos mencionados son indicador de que se esperaba que a lo largo de la utilización de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO, el precio *spot* tenga variaciones al alza o a la baja poco significativas o despreciables y que dichas variaciones no sean representativas de que al contar con más reserva se aumente o disminuya considerablemente el precio de la energía que pueda transarse en el mercado *spot*.

Tanto las variaciones estimadas de costo total de operación como de precio *spot*, estuvieron en función de la optimización realizada por el NCP al realizar las simulaciones de despachos de electricidad, debido a que es probable que en algunas ocasiones el modelo le haya dado prioridad a la energía más barata para abastecer la demanda total (incluyendo exportaciones) y la RRO haya sido asignada en su mayoría a unidades generadoras convencionales (generación más cara). Lo que fue un hecho es que tanto las programaciones diarias elaboradas por el AMM como las simulaciones de despachos de

electricidad, se realizaron en todo momento bajo el criterio de despacho económico.

6.4. ¿Qué impacto se tuvo debido a la implementación de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de reserva rodante operativa mediante la diferenciación para subir y bajar generación en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala?

Con base en los resultados presentados en el capítulo anterior y a lo discutido hasta este punto, podría considerarse que el impacto del cambio normativo de dimensionamiento y asignación de RRO fue positivo, debido a que la RRO aumentó considerablemente al diferenciarse las magnitudes para subir y bajar generación, el costo total de operación del SNI y el precio *spot* presentaron variaciones coherentes respecto a los datos obtenidos de las programaciones diarias elaboradas por el AMM previo al cambio normativo objeto de análisis.

Para el caso del costo total de operación del SNI, fue la variable económica que denotó un mayor aumento, observándose un comportamiento coherente debido a que el costo de la RRO se consideró dentro de la función objetivo optimizada para obtener los valores analizados de dicha variable. Mientras que para el precio *spot* las variaciones resultaron ser en menor grado, sin obviar que estas tomaron valores al alza y a la baja (la información presentada en la figura 14 y en la tabla VIII del capítulo anterior, fueron de variaciones absolutas porcentuales y en magnitud).

Es importante mencionar que los resultados presentados y discutidos para determinar el impacto de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO, tienden a lo ideal, ya que el desarrollo de la presente investigación se llevó a cabo con base en pronósticos y simulaciones de

despachos de abastecimiento de electricidad. Sin embargo, la validez de la información presentada es considerable debido a las condiciones tomadas en cuenta por el investigador y el ente operador del SNI de Guatemala: el AMM.

CONCLUSIONES

1. Al realizarse la diferenciación para subir y bajar generación, la proporción de RRO disponible aumentó. Según los datos promedio calculados, porcentualmente el aumento fue del 39.3 % tanto de RRO para subir como para bajar, mientras que para subir aumentó 378.5 MW-día y para bajar aumentó 378.8 MW-día.
2. Debido al aumento de RRO disponible, en promedio el costo total de operación del SNI mostró variaciones al alza. Porcentualmente se tuvo un aumento de 8.2 % y en magnitud el aumento fue de 21,600 US\$/día.
3. Respecto al dimensionamiento diferenciado de RRO, este provocó variaciones al alza y a la baja en el precio *spot*. La variación porcentual promedio del precio *spot* fue de 7.3 % y la variación en magnitud promedio resultó ser de 4.3 US\$/MWh-día.
4. Para fines del estudio realizado no se definieron índices globales de seguridad energética o económicos, para establecer si el impacto del cambio normativo fue positivo o no en función de dichos valores. Sin embargo, los resultados del aumento de RRO disponible, de variaciones en el costo total de operación y en el precio *spot* denotaron ser coherentes y representativos de un impacto positivo como se mencionó al inicio de la sección 6.4 del capítulo de Discusión de Resultados.

RECOMENDACIONES

1. Continuar por parte del AMM con la constante identificación de mecanismos de mejora de la metodología de dimensionamiento, asignación y prestación del servicio complementario de RRO, como es el hecho de considerar otras variables y/o supuestos que podrían hacer que se incurra en déficit de dicha reserva para cubrir desbalances entre la demanda y generación de electricidad.
2. Evaluar por medio de estudios, el impacto de la nueva metodología de dimensionamiento y asignación de RRO, pero utilizando datos reales de RRO disponible, costo total de operación del SNI y precio *spot*, para luego comparar los resultados obtenidos con la información del presente documento, con el fin de determinar la significancia y relevancia del estudio realizado.
3. Elaborar estudios con diferentes niveles de penetración de dichas tecnologías y así determinar hasta qué punto es recomendable en función de la cantidad de RRO disponible y el costo total de operación respectivo, la instalación de centrales de este tipo.
4. Monitorear por parte del AMM a las unidades generadoras que actualmente prestan el servicio complementario de RRO, para determinar cuáles tecnologías son las que, dependiendo de su recurso primario, pueden subir y bajar generación sin inconvenientes, lo cual podría considerarse dentro de futuras mejoras en la metodología de dimensionamiento, asignación y prestación del servicio.

REFERENCIAS

1. Administrador del Mercado Mayorista. (2000). *Norma de Coordinación Operativa No. 4 Determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio*. Guatemala: Autor.
2. Administrador del Mercado Mayorista. (2015). *Norma de Coordinación Comercial No. 4 Precio de oportunidad de la energía*. Guatemala: Autor.
3. Administrador del Mercado Mayorista. (2021). *Norma de Coordinación Comercial No. 8 Cargo por servicios complementarios*. Guatemala: Autor.
4. Alayo, J. y Rider, M. (octubre, 2013). Un modelo de planificación para el sistema de transmisión eléctrico Peruano: una representación eficiente del costo de operación en la función objetivo. *Conference Paper*, 1(1), 1-17. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/279447539_Un_Modelo_de_Planificacion_para_el_Sistema_de_Transmision_Electrico_Peruano_Una_Representacion_Eficiente_del_Costo_de_Operacion_en_la_Funcion_Objetoivo.
5. Canacuán, D. (2017). *Flujo óptimo de potencia linealizado para minimizar costos operativos de generación en sistemas eléctricos de potencia* (Tesis de licenciatura). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. Recuperado de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18846>.

6. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (1996). *Ley General de Electricidad*. Guatemala: Autor. Recuperado de <https://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>.
7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (1998). *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. Guatemala: Autor. Recuperado de <https://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/Reglamento%20del%20AMM.pdf>.
8. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2020). *Modificación y ampliación a la norma de coordinación operativa no. 4 determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio. resolución CNEE 295-2020*. Guatemala: Autor. Recuperado de <https://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/2020/CNEE%20295%202020.pdf>.
9. García, J., Bohórquez, S., López, G. y Marín, F. (diciembre, 2013). Poder de Mercado en Mercados Spot de generación eléctrica. metodología para su análisis. *Documentos de trabajo Economía y Finanzas*, 13(5), 1-41. Recuperado de https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2393226.
10. Jaimes, J. y Latorre, G. (diciembre, 2011). Establecimiento de la reserva operativa como servicio complementario. *UIS Ingenierías*, 3(2), 117-126. Recuperado de

<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias/article/view/2255>.

11. Leite, A., Sales, W. y Manso, L. (marzo, 2010). Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), 106 - 116. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/5374085>.
12. Lutín, V. (2021). *Estudio de seguridad energética del parque generador de electricidad de Guatemala ante escenarios de pérdida de generación de las Centrales San José y Jaguar Energy* (Tesis de maestría). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/id/eprint/15713>.
13. Matos, M., Peças, J., Rosa, M., Ferreira, R., Leite, A., Sales, W., Resende, L., Manso, L., Cabral, P., Ferreira, M., Martins, N., Artaiz, C., Soto, F. y López, R. (octubre, 2009). Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 31(9), 562-569. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S014206150900057X?via%3Dihub>.
14. Mejillones, M. y Salazar, J. (noviembre, 2006). Programación lineal difusa aplicada al despacho económico de carga. *Electricidad y Regulación*, 1(5), 3-10. Recuperado de <https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/IMG-REVISTA-admin-2010-09-21-revista5nov2006.pdf>.

15. Mosquera, F. y Carrión, D. (julio, 2020). Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia. *Revista de I+D Tecnológico*, 16(2), 5-16. Recuperado de <https://revistas.utp.ac.pa/index.php/id-tecnologico/article/view/2827/3500>.
16. Ortega-Vazquez, M. A. y Kirschen, D. (septiembre, 2009). Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems With Significant Wind Power Generation Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1), 114-124. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/4682642>.
17. Power System Research. (2021). *Modelo nuevo corto plazo manual del usuario*. Brasil: Autor.
18. Rodríguez, V. (2018). *Seguridad energética: Análisis y evaluación del caso de México*. México: CEPAL. Recuperado de <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/44366>.
19. Sánchez, D. (2018). *Metodología de cálculo de las curvas de demanda de reserva para el Mercado Eléctrico Mexicano* (Tesis de maestría). Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, México. Recuperado de <http://hdl.handle.net/11285/630214>.
20. Sikora, I., Campos, J. y Bustos, J. (octubre, 2017). Determinantes del precio spot eléctrico en el sistema interconectado Central de Chile. *Revista de Análisis Económico*, 32(2), 3-38. Recuperado de https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-88702017000200003.

21. Testart, C. (2010). *Análisis del mercado de generación eléctrica: spot, contratos y comportamientos estratégicos* (Tesis de licenciatura). Universidad de Chile, Chile. Recuperado de. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/103880>.
22. Vallejo, S. (2021). *Cálculo del Margen de Reserva Operativa en el Sistema Eléctrico para cumplir con los Estándares del Mercado Eléctrico Mayorista* (Tesis de maestría). Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, México. Recuperado de <https://hdl.handle.net/20.500.12371/14696>.
23. Zhou, Z. y Botterud, A. (julio, 2014). Dynamic Scheduling of Operating Reserves in Co-Optimized Electricity Markets With Wind Power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1), 160-171. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/6609097>.

APÉNDICES

Apéndice 1. Detalle horario de precio *spot* o POE

Fecha	Horario	POE (RRO S&B)	POE (RRO original)
4/04/2021	00:00	\$ 14.18	\$ 11.53
4/04/2021	01:00	\$ 12.34	\$ 11.53
4/04/2021	02:00	\$ 12.34	\$ 11.17
4/04/2021	03:00	\$ 12.34	\$ 11.17
4/04/2021	04:00	\$ 14.18	\$ 12.34
4/04/2021	05:00	\$ 14.18	\$ 12.34
4/04/2021	06:00	\$ 18.83	\$ 15.73
4/04/2021	07:00	\$ 18.83	\$ 15.73
4/04/2021	08:00	\$ 18.83	\$ 15.73
4/04/2021	09:00	\$ 18.83	\$ 16.84
4/04/2021	10:00	\$ 18.83	\$ 16.84
4/04/2021	11:00	\$ 18.83	\$ 16.84
4/04/2021	12:00	\$ 18.83	\$ 16.84
4/04/2021	13:00	\$ 18.83	\$ 16.84
4/04/2021	14:00	\$ 18.83	\$ 16.84
4/04/2021	15:00	\$ 20.99	\$ 20.99
4/04/2021	16:00	\$ 20.99	\$ 20.99
4/04/2021	17:00	\$ 15.73	\$ 15.73
4/04/2021	18:00	\$ 28.87	\$ 28.87
4/04/2021	19:00	\$ 28.87	\$ 28.87
4/04/2021	20:00	\$ 28.87	\$ 28.87
4/04/2021	21:00	\$ 21.01	\$ 21.01
4/04/2021	22:00	\$ 13.19	\$ 13.19
4/04/2021	23:00	\$ 12.34	\$ 11.53
5/04/2021	00:00	\$ 37.01	\$ 37.01
5/04/2021	01:00	\$ 37.01	\$ 37.01

Continuación del apéndice 1.

5/04/2021	02:00	\$ 37.01	\$ 37.01
5/04/2021	03:00	\$ 37.01	\$ 37.01
5/04/2021	04:00	\$ 37.01	\$ 48.76
5/04/2021	05:00	\$ 37.01	\$ 48.76
5/04/2021	06:00	\$ 37.15	\$ 48.78
5/04/2021	07:00	\$ 55.05	\$ 83.89
5/04/2021	08:00	\$ 50.70	\$ 70.20
5/04/2021	09:00	\$ 50.70	\$ 70.20
5/04/2021	10:00	\$ 50.70	\$ 70.20
5/04/2021	11:00	\$ 50.70	\$ 70.20
5/04/2021	12:00	\$ 50.70	\$ 70.20
5/04/2021	13:00	\$ 50.70	\$ 55.05
5/04/2021	14:00	\$ 48.78	\$ 55.05
5/04/2021	15:00	\$ 48.78	\$ 55.05
5/04/2021	16:00	\$ 48.78	\$ 55.05
5/04/2021	17:00	\$ 48.78	\$ 55.05
5/04/2021	18:00	\$ 54.32	\$ 85.33
5/04/2021	19:00	\$ 54.32	\$ 85.33
5/04/2021	20:00	\$ 54.32	\$ 85.33
5/04/2021	21:00	\$ 54.32	\$ 85.33
5/04/2021	22:00	\$ 50.57	\$ 48.76
5/04/2021	23:00	\$ 37.01	\$ 37.01
6/04/2021	00:00	\$ 48.89	\$ 69.12
6/04/2021	01:00	\$ 51.38	\$ 54.26
6/04/2021	02:00	\$ 48.89	\$ 54.26
6/04/2021	03:00	\$ 48.89	\$ 54.26
6/04/2021	04:00	\$ 48.89	\$ 69.12
6/04/2021	05:00	\$ 54.26	\$ 69.12
6/04/2021	06:00	\$ 69.62	\$ 69.62
6/04/2021	07:00	\$ 69.62	\$ 69.62
6/04/2021	08:00	\$ 55.15	\$ 69.62

Continuación del apéndice 1.

6/04/2021	09:00	\$ 55.15	\$ 69.62
6/04/2021	10:00	\$ 55.15	\$ 69.62
6/04/2021	11:00	\$ 55.15	\$ 55.15
6/04/2021	12:00	\$ 55.15	\$ 55.15
6/04/2021	13:00	\$ 55.15	\$ 55.15
6/04/2021	14:00	\$ 55.15	\$ 69.62
6/04/2021	15:00	\$ 50.52	\$ 69.62
6/04/2021	16:00	\$ 48.79	\$ 69.62
6/04/2021	17:00	\$ 48.79	\$ 48.79
6/04/2021	18:00	\$ 54.29	\$ 69.54
6/04/2021	19:00	\$ 69.54	\$ 69.54
6/04/2021	20:00	\$ 69.54	\$ 69.54
6/04/2021	21:00	\$ 54.29	\$ 54.29
6/04/2021	22:00	\$ 48.89	\$ 48.89
6/04/2021	23:00	\$ 37.03	\$ 37.03
7/04/2021	00:00	\$ 49.04	\$ 49.04
7/04/2021	01:00	\$ 49.04	\$ 49.04
7/04/2021	02:00	\$ 37.21	\$ 49.04
7/04/2021	03:00	\$ 49.04	\$ 49.04
7/04/2021	04:00	\$ 49.04	\$ 49.04
7/04/2021	05:00	\$ 49.04	\$ 49.04
7/04/2021	06:00	\$ 49.26	\$ 70.03
7/04/2021	07:00	\$ 55.01	\$ 70.03
7/04/2021	08:00	\$ 55.01	\$ 70.03
7/04/2021	09:00	\$ 55.01	\$ 70.03
7/04/2021	10:00	\$ 55.01	\$ 70.03
7/04/2021	11:00	\$ 49.26	\$ 70.03
7/04/2021	12:00	\$ 50.43	\$ 70.03
7/04/2021	13:00	\$ 49.26	\$ 55.01
7/04/2021	14:00	\$ 49.26	\$ 55.01

Continuación del apéndice 1.

7/04/2021	15:00	\$ 49.26	\$ 70.03
7/04/2021	16:00	\$ 49.26	\$ 70.03
7/04/2021	17:00	\$ 49.26	\$ 50.43
7/04/2021	18:00	\$ 54.32	\$ 70.06
7/04/2021	19:00	\$ 70.06	\$ 70.06
7/04/2021	20:00	\$ 54.32	\$ 70.06
7/04/2021	21:00	\$ 54.32	\$ 54.32
7/04/2021	22:00	\$ 49.04	\$ 49.04
7/04/2021	23:00	\$ 49.04	\$ 49.04
8/04/2021	00:00	\$ 49.04	\$ 49.04
8/04/2021	01:00	\$ 49.04	\$ 51.46
8/04/2021	02:00	\$ 49.04	\$ 54.12
8/04/2021	03:00	\$ 49.04	\$ 54.12
8/04/2021	04:00	\$ 54.12	\$ 54.12
8/04/2021	05:00	\$ 69.15	\$ 69.15
8/04/2021	06:00	\$ 70.00	\$ 70.00
8/04/2021	07:00	\$ 70.00	\$ 70.00
8/04/2021	08:00	\$ 70.00	\$ 70.00
8/04/2021	09:00	\$ 70.00	\$ 70.00
8/04/2021	10:00	\$ 70.00	\$ 70.00
8/04/2021	11:00	\$ 70.00	\$ 70.00
8/04/2021	12:00	\$ 55.02	\$ 70.00
8/04/2021	13:00	\$ 55.02	\$ 70.00
8/04/2021	14:00	\$ 55.02	\$ 55.02
8/04/2021	15:00	\$ 55.02	\$ 55.02
8/04/2021	16:00	\$ 55.02	\$ 55.02
8/04/2021	17:00	\$ 49.23	\$ 49.23
8/04/2021	18:00	\$ 69.78	\$ 69.78
8/04/2021	19:00	\$ 69.78	\$ 69.78
8/04/2021	20:00	\$ 69.78	\$ 69.78
8/04/2021	21:00	\$ 54.32	\$ 69.78

Continuación del apéndice 1.

8/04/2021	22:00	\$ 49.04	\$ 49.04
8/04/2021	23:00	\$ 49.04	\$ 49.04
9/04/2021	00:00	\$ 69.18	\$ 51.51
9/04/2021	01:00	\$ 54.11	\$ 54.11
9/04/2021	02:00	\$ 48.99	\$ 54.11
9/04/2021	03:00	\$ 48.99	\$ 54.11
9/04/2021	04:00	\$ 69.18	\$ 78.94
9/04/2021	05:00	\$ 69.18	\$ 78.94
9/04/2021	06:00	\$ 69.68	\$ 69.68
9/04/2021	07:00	\$ 78.20	\$ 78.20
9/04/2021	08:00	\$ 78.20	\$ 78.20
9/04/2021	09:00	\$ 78.20	\$ 78.20
9/04/2021	10:00	\$ 78.20	\$ 78.20
9/04/2021	11:00	\$ 78.20	\$ 78.20
9/04/2021	12:00	\$ 78.20	\$ 78.20
9/04/2021	13:00	\$ 78.20	\$ 78.20
9/04/2021	14:00	\$ 69.68	\$ 69.68
9/04/2021	15:00	\$ 69.68	\$ 69.68
9/04/2021	16:00	\$ 69.68	\$ 69.68
9/04/2021	17:00	\$ 55.03	\$ 69.68
9/04/2021	18:00	\$ 78.08	\$ 78.08
9/04/2021	19:00	\$ 78.08	\$ 78.08
9/04/2021	20:00	\$ 78.08	\$ 78.08
9/04/2021	21:00	\$ 78.08	\$ 78.08
9/04/2021	22:00	\$ 48.99	\$ 48.99
9/04/2021	23:00	\$ 48.99	\$ 48.99
10/04/2021	00:00	\$ 49.07	\$ 78.99
10/04/2021	01:00	\$ 54.15	\$ 78.99
10/04/2021	02:00	\$ 49.07	\$ 51.51
10/04/2021	03:00	\$ 49.07	\$ 78.99
10/04/2021	04:00	\$ 54.15	\$ 78.99

Continuación del apéndice 1.

10/04/2021	05:00	\$ 54.15	\$ 78.99
10/04/2021	06:00	\$ 78.23	\$ 78.23
10/04/2021	07:00	\$ 78.23	\$ 78.23
10/04/2021	08:00	\$ 78.23	\$ 78.23
10/04/2021	09:00	\$ 78.23	\$ 78.23
10/04/2021	10:00	\$ 78.23	\$ 78.23
10/04/2021	11:00	\$ 78.23	\$ 78.23
10/04/2021	12:00	\$ 78.23	\$ 78.23
10/04/2021	13:00	\$ 78.23	\$ 78.23
10/04/2021	14:00	\$ 78.23	\$ 78.23
10/04/2021	15:00	\$ 78.23	\$ 78.23
10/04/2021	16:00	\$ 51.09	\$ 51.09
10/04/2021	17:00	\$ 49.26	\$ 49.26
10/04/2021	18:00	\$ 78.26	\$ 78.26
10/04/2021	19:00	\$ 78.26	\$ 78.26
10/04/2021	20:00	\$ 78.26	\$ 78.26
10/04/2021	21:00	\$ 78.26	\$ 78.26
10/04/2021	22:00	\$ 49.07	\$ 49.07
10/04/2021	23:00	\$ 49.07	\$ 49.07
11/04/2021	00:00	\$ 53.69	\$ 53.69
11/04/2021	01:00	\$ 53.69	\$ 53.69
11/04/2021	02:00	\$ 53.69	\$ 53.69
11/04/2021	03:00	\$ 53.69	\$ 53.69
11/04/2021	04:00	\$ 53.69	\$ 53.69
11/04/2021	05:00	\$ 53.69	\$ 53.69
11/04/2021	06:00	\$ 54.54	\$ 54.54
11/04/2021	07:00	\$ 53.94	\$ 54.54
11/04/2021	08:00	\$ 54.54	\$ 54.54
11/04/2021	09:00	\$ 54.54	\$ 54.54
11/04/2021	10:00	\$ 54.54	\$ 54.54

Continuación del apéndice 1.

11/04/2021	11:00	\$ 54.54	\$54.54
11/04/2021	12:00	\$ 54.54	\$ 54.54
11/04/2021	13:00	\$ 54.54	\$ 54.54
11/04/2021	14:00	\$ 54.54	\$ 54.54
11/04/2021	15:00	\$ 54.54	\$ 54.54
11/04/2021	16:00	\$ 54.54	\$ 54.54
11/04/2021	17:00	\$42.63	\$ 42.63
11/04/2021	18:00	\$ 53.95	\$ 53.95
11/04/2021	19:00	\$ 53.95	\$ 53.95
11/04/2021	20:00	\$ 53.95	\$ 53.95
11/04/2021	21:00	\$ 53.95	\$ 53.95
11/04/2021	22:00	\$ 37.77	\$ 37.77
11/04/2021	23:00	\$ 37.77	\$ 37.77
12/04/2021	00:00	\$ 53.64	\$ 53.64
12/04/2021	01:00	\$ 37.59	\$ 53.64
12/04/2021	02:00	\$ 37.59	\$ 37.59
12/04/2021	03:00	\$ 53.64	\$ 53.64
12/04/2021	04:00	\$ 53.64	\$ 53.64
12/04/2021	05:00	\$ 53.64	\$ 53.65
12/04/2021	06:00	\$ 53.94	\$ 53.94
12/04/2021	07:00	\$ 54.62	\$ 54.62
12/04/2021	08:00	\$ 54.62	\$54.62
12/04/2021	09:00	\$ 54.62	\$ 54.62
12/04/2021	10:00	\$ 54.62	\$ 54.62
12/04/2021	11:00	\$ 54.62	\$ 54.62
12/04/2021	12:00	\$ 54.62	\$ 54.62
12/04/2021	13:00	\$ 54.62	\$ 54.62
12/04/2021	14:00	\$ 53.94	\$ 53.94
12/04/2021	15:00	\$ 53.94	\$ 53.94
12/04/2021	16:00	\$ 53.94	\$ 53.94
12/04/2021	17:00	\$ 53.94	\$ 53.94

Continuación del apéndice 1.

12/04/2021	18:00	\$ 53.99	\$ 53.99
12/04/2021	19:00	\$ 53.99	\$ 53.99
12/04/2021	20:00	\$ 53.99	\$ 53.99
12/04/2021	21:00	\$ 53.99	\$ 53.99
12/04/2021	22:00	\$ 53.64	\$ 53.64
12/04/2021	23:00	\$ 53.64	\$ 53.64
13/04/2021	00:00	\$ 53.64	\$ 53.64
13/04/2021	01:00	\$ 53.64	\$ 53.64
13/04/2021	02:00	\$ 53.64	\$ 53.64
13/04/2021	03:00	\$ 53.64	\$ 53.64
13/04/2021	04:00	\$ 53.64	\$ 53.64
13/04/2021	05:00	\$ 53.64	\$ 53.64
13/04/2021	06:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	07:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	08:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	09:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	10:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	11:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	12:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	13:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	14:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	15:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	16:00	\$ 54.51	\$ 54.51
13/04/2021	17:00	\$ 54.51	\$ 53.67
13/04/2021	18:00	\$ 100.46	\$ 53.95
13/04/2021	19:00	\$ 100.46	\$ 53.95
13/04/2021	20:00	\$ 100.46	\$ 53.95
13/04/2021	21:00	\$ 53.95	\$ 53.95
13/04/2021	22:00	\$ 53.64	\$ 53.64
13/04/2021	23:00	\$ 53.64	\$ 53.64
14/04/2021	00:00	\$ 53.73	\$ 53.73

Continuación del apéndice 1.

14/04/2021	01:00	\$ 53.73	\$ 53.73
14/04/2021	02:00	\$ 53.73	\$ 53.73
14/04/2021	03:00	\$ 53.73	\$ 53.73
14/04/2021	04:00	\$ 53.73	\$ 53.73
14/04/2021	05:00	\$ 53.73	\$ 53.73
14/04/2021	06:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	07:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	08:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	09:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	10:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	11:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	12:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	13:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	14:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	15:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	16:00	\$ 100.52	\$ 100.52
14/04/2021	17:00	\$ 54.64	\$ 54.64
14/04/2021	18:00	\$ 100.48	\$ 100.48
14/04/2021	19:00	\$ 100.48	\$ 100.48
14/04/2021	20:00	\$ 100.48	\$ 100.48
14/04/2021	21:00	\$ 100.48	\$ 100.48
14/04/2021	22:00	\$ 53.73	\$ 53.73
14/04/2021	23:00	\$ 53.73	\$ 53.73
15/04/2021	00:00	\$ 53.63	\$ 70.77
15/04/2021	01:00	\$ 53.63	\$ 53.63
15/04/2021	02:00	\$ 53.63	\$ 53.63
15/04/2021	03:00	\$ 53.63	\$ 53.63
15/04/2021	04:00	\$ 53.63	\$ 70.77
15/04/2021	05:00	\$ 70.77	\$ 70.77
15/04/2021	06:00	\$ 71.51	\$ 71.51
15/04/2021	07:00	\$ 71.51	\$ 71.51

Continuación del apéndice 1.

15/04/2021	08:00	\$ 77.55	\$ 71.51
15/04/2021	09:00	\$ 77.55	\$ 77.55
15/04/2021	10:00	\$ 77.55	\$ 77.55
15/04/2021	11:00	\$ 77.55	\$ 71.51
15/04/2021	12:00	\$ 77.55	\$ 71.51
15/04/2021	13:00	\$ 77.55	\$ 71.51
15/04/2021	14:00	\$ 77.55	\$ 71.51
15/04/2021	15:00	\$ 77.55	\$ 71.51
15/04/2021	16:00	\$ 77.55	\$ 71.51
15/04/2021	17:00	\$ 71.51	\$ 71.51
15/04/2021	18:00	\$ 100.46	\$ 78.49
15/04/2021	19:00	\$ 100.46	\$ 78.49
15/04/2021	20:00	\$ 100.46	\$ 78.49
15/04/2021	21:00	\$ 78.49	\$ 78.49
15/04/2021	22:00	\$ 53.63	\$ 53.63
15/04/2021	23:00	\$ 53.63	\$ 53.63
16/04/2021	00:00	\$ 53.85	\$ 53.85
16/04/2021	01:00	\$ 53.85	\$ 53.85
16/04/2021	02:00	\$ 53.85	\$ 53.85
16/04/2021	03:00	\$ 53.85	\$ 53.85
16/04/2021	04:00	\$ 53.85	\$ 53.85
16/04/2021	05:00	\$ 53.85	\$ 70.71
16/04/2021	06:00	\$ 53.96	\$ 71.13
16/04/2021	07:00	\$ 71.13	\$ 71.13
16/04/2021	08:00	\$ 71.13	\$ 71.13
16/04/2021	09:00	\$ 71.13	\$ 71.13
16/04/2021	10:00	\$ 71.13	\$ 71.13
16/04/2021	11:00	\$ 71.13	\$ 71.13
16/04/2021	12:00	\$ 53.96	\$ 71.13
16/04/2021	13:00	\$ 53.96	\$ 71.13
16/04/2021	14:00	\$ 53.96	\$ 71.13

Continuación del apéndice 1.

16/04/2021	15:00	\$ 53.96	\$ 71.13
16/04/2021	16:00	\$ 53.96	\$ 71.13
16/04/2021	17:00	\$ 53.96	\$ 71.13
16/04/2021	18:00	\$ 71.08	\$ 71.08
16/04/2021	19:00	\$ 71.08	\$ 71.08
16/04/2021	20:00	\$ 71.08	\$ 71.08
16/04/2021	21:00	\$ 53.96	\$ 71.08
16/04/2021	22:00	\$ 53.85	\$ 53.85
16/04/2021	23:00	\$ 53.85	\$ 53.85
17/04/2021	00:00	\$ 53.69	\$ 53.69
17/04/2021	01:00	\$ 53.69	\$ 53.69
17/04/2021	02:00	\$ 53.69	\$ 53.69
17/04/2021	03:00	\$ 53.69	\$ 53.69
17/04/2021	04:00	\$ 53.69	\$ 53.69
17/04/2021	05:00	\$ 53.69	\$ 53.69
17/04/2021	06:00	\$ 78.97	\$ 85.16
17/04/2021	07:00	\$ 78.97	\$ 85.16
17/04/2021	08:00	\$ 78.97	\$ 85.16
17/04/2021	09:00	\$ 78.97	\$ 85.16
17/04/2021	10:00	\$ 78.97	\$ 85.16
17/04/2021	11:00	\$ 78.97	\$ 85.16
17/04/2021	12:00	\$ 78.97	\$ 85.16
17/04/2021	13:00	\$ 78.97	\$ 85.16
17/04/2021	14:00	\$ 78.97	\$ 85.16
17/04/2021	15:00	\$ 78.97	\$ 85.16
17/04/2021	16:00	\$ 54.53	\$ 54.53
17/04/2021	17:00	\$ 53.74	\$ 53.74
17/04/2021	18:00	\$ 78.67	\$ 84.83
17/04/2021	19:00	\$ 78.67	\$ 84.83
17/04/2021	20:00	\$ 78.67	\$ 84.83
17/04/2021	21:00	\$ 78.67	\$ 84.83

Continuación del apéndice 1.

17/04/2021	22:00	\$53.69	\$53.69
17/04/2021	23:00	\$53.69	\$53.65

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Apéndice 2. Detalle horario de RRO

Fecha	Hora	RRO Subir [MW]	RRO Bajar [MW]	RRO Original [MW]
4/04/2021	00:01	47.6	47.6	38.1
4/04/2021	01:01	45.9	45.9	36.7
4/04/2021	02:01	44.3	44.3	35.3
4/04/2021	03:01	44.7	44.7	35.8
4/04/2021	04:01	45.6	45.6	36.5
4/04/2021	05:01	41.2	50.0	36.6
4/04/2021	06:01	41.1	32.9	24.3
4/04/2021	07:01	39.6	39.6	26.4
4/04/2021	08:01	38.5	38.6	28.9
4/04/2021	09:01	42.1	42.1	31.6
4/04/2021	10:01	44.3	44.3	33.2
4/04/2021	11:01	44.4	44.4	33.3
4/04/2021	12:01	44.2	44.2	33.1
4/04/2021	13:01	42.9	42.9	32.2
4/04/2021	14:01	42.3	42.3	31.7
4/04/2021	15:01	42.0	42.0	31.5
4/04/2021	16:01	47.7	47.7	31.8
4/04/2021	17:01	60.6	48.5	36.4
4/04/2021	18:01	43.1	57.4	28.7
4/04/2021	19:01	51.2	50.8	29.2
4/04/2021	20:46	50.0	49.6	28.6

Continuación del apéndice 2.

4/04/2021	21:01	46.8	58.5	23.4
4/04/2021	22:01	62.9	51.5	45.8
4/04/2021	23:01	51.9	52.1	41.5
5/04/2021	00:01	46.4	46.4	37.1
5/04/2021	01:01	41.6	41.6	33.3
5/04/2021	02:01	41.1	41.1	32.9
5/04/2021	03:01	42.1	42.1	33.7
5/04/2021	04:01	44.2	44.2	35.3
5/04/2021	05:01	45.1	55.1	40.0
5/04/2021	06:01	52.5	42.0	31.5
5/04/2021	07:01	51.0	51.0	34.0
5/04/2021	08:01	50.3	50.3	37.8
5/04/2021	09:01	54.2	54.2	40.3
5/04/2021	10:01	55.2	55.2	41.4
5/04/2021	11:01	55.9	55.9	41.9
5/04/2021	12:01	55.5	55.5	41.6
5/04/2021	13:01	55.5	55.7	41.8
5/04/2021	14:01	55.5	55.9	41.9
5/04/2021	15:01	55.5	56.0	42.0
5/04/2021	16:01	61.7	61.7	41.2
5/04/2021	17:01	71.1	56.9	42.7
5/04/2021	18:01	46.9	62.5	31.3
5/04/2021	19:01	55.3	55.3	31.3
5/04/2021	20:46	52.7	52.7	30.1
5/04/2021	21:01	49.2	61.4	24.6
5/04/2021	22:01	68.0	55.7	49.5
5/04/2021	23:01	53.0	53.0	42.4
6/04/2021	00:01	52.5	52.5	42.0
6/04/2021	01:01	52.5	52.5	42.0
6/04/2021	02:01	51.2	50.9	40.9
6/04/2021	03:01	50.2	50.2	40.2

Continuación del apéndice 2.

6/04/2021	04:01	53.0	53.0	42.4
6/04/2021	05:01	52.9	65.1	47.4
6/04/2021	06:01	63.7	51.0	38.3
6/04/2021	07:01	63.3	63.3	42.2
6/04/2021	08:01	57.7	57.7	43.3
6/04/2021	09:01	58.6	58.6	44.0
6/04/2021	10:01	59.7	59.7	44.8
6/04/2021	11:01	59.7	59.7	44.8
6/04/2021	12:01	60.3	60.3	45.3
6/04/2021	13:01	58.6	58.6	43.9
6/04/2021	14:01	59.5	59.5	44.6
6/04/2021	15:01	60.3	60.3	45.2
6/04/2021	16:01	66.7	66.7	44.5
6/04/2021	17:01	73.8	59.0	44.3
6/04/2021	18:01	48.1	64.2	32.1
6/04/2021	19:01	56.8	56.8	32.4
6/04/2021	20:01	55.2	54.9	31.6
6/04/2021	21:01	51.2	64.0	25.6
6/04/2021	22:01	69.6	56.9	50.4
6/04/2021	23:01	55.5	55.5	44.4
7/04/2021	00:01	51.3	51.3	41.1
7/04/2021	01:01	49.3	49.3	39.5
7/04/2021	02:01	49.4	49.4	39.5
7/04/2021	03:01	51.4	51.4	41.1
7/04/2021	04:01	53.4	53.4	42.7
7/04/2021	05:01	51.8	63.3	46.0
7/04/2021	06:01	63.3	50.6	38.0
7/04/2021	07:01	60.5	60.5	40.4
7/04/2021	08:01	56.8	56.8	42.6
7/04/2021	09:01	60.3	60.3	45.2
7/04/2021	10:01	61.2	61.2	45.8

Continuación del apéndice 2.

7/04/2021	11:01	62.3	62.3	46.7
7/04/2021	12:01	62.2	62.2	46.6
7/04/2021	13:01	61.2	61.2	45.8
7/04/2021	14:01	62.7	62.7	46.9
7/04/2021	15:01	61.6	61.5	46.2
7/04/2021	16:01	67.4	67.4	44.9
7/04/2021	17:01	75.8	60.7	45.5
7/04/2021	18:01	47.4	63.2	31.6
7/04/2021	19:01	56.4	56.4	32.2
7/04/2021	20:01	54.4	54.4	31.1
7/04/2021	21:01	49.7	62.2	24.9
7/04/2021	22:01	68.4	56.0	49.7
7/04/2021	23:01	56.6	56.6	45.3
8/04/2021	00:01	53.0	53.0	42.4
8/04/2021	01:01	50.3	50.3	40.3
8/04/2021	02:01	50.7	50.7	40.5
8/04/2021	03:01	51.1	51.1	40.9
8/04/2021	04:01	54.6	54.6	43.7
8/04/2021	05:01	52.9	64.7	47.0
8/04/2021	06:01	63.9	51.1	38.3
8/04/2021	07:01	61.3	61.3	40.9
8/04/2021	08:01	58.1	58.1	43.6
8/04/2021	09:01	59.1	59.1	44.4
8/04/2021	10:01	60.7	60.7	45.5
8/04/2021	11:01	60.9	60.9	45.7
8/04/2021	12:01	59.9	59.9	44.9
8/04/2021	13:01	61.4	61.4	46.1
8/04/2021	14:01	61.8	61.8	46.3
8/04/2021	15:01	60.1	60.1	45.1
8/04/2021	16:01	66.5	66.5	44.3
8/04/2021	17:01	74.3	59.4	44.6

Continuación del apéndice 2.

8/04/2021	18:01	48.6	64.9	32.4
8/04/2021	19:01	57.0	57.0	32.5
8/04/2021	20:01	55.2	55.2	31.6
8/04/2021	21:01	52.0	65.0	26.0
8/04/2021	22:01	73.0	59.8	53.1
8/04/2021	23:01	59.3	59.3	47.4
9/04/2021	00:01	53.3	53.3	42.6
9/04/2021	01:01	53.0	53.0	42.4
9/04/2021	02:01	51.1	51.1	40.9
9/04/2021	03:01	49.9	49.9	40.0
9/04/2021	04:01	55.0	55.0	44.0
9/04/2021	05:01	49.8	60.9	44.3
9/04/2021	06:01	65.0	52.0	39.0
9/04/2021	07:01	61.4	61.4	40.9
9/04/2021	08:01	57.7	57.7	43.3
9/04/2021	09:01	59.7	59.7	44.8
9/04/2021	10:01	61.9	61.9	46.4
9/04/2021	11:01	61.6	61.6	46.2
9/04/2021	12:01	60.7	60.6	45.5
9/04/2021	13:01	59.3	59.3	44.5
9/04/2021	14:01	60.4	60.4	45.3
9/04/2021	15:01	60.3	60.3	45.2
9/04/2021	16:01	66.3	66.3	44.2
9/04/2021	17:01	74.4	59.5	44.6
9/04/2021	18:01	47.8	63.7	31.8
9/04/2021	19:01	56.3	56.3	32.2
9/04/2021	20:01	54.6	54.6	31.2
9/04/2021	21:01	52.1	65.2	26.1
9/04/2021	22:01	74.8	61.2	54.4
9/04/2021	23:01	57.1	57.1	45.7
10/04/2021	00:01	55.3	55.3	44.2

Continuación del apéndice 2.

10/04/2021	01:01	53.4	53.4	42.7
10/04/2021	02:01	51.8	51.8	40.6
10/04/2021	03:01	53.1	53.1	42.1
10/04/2021	04:01	54.3	54.3	43.4
10/04/2021	05:01	51.2	62.6	45.5
10/04/2021	06:01	61.3	49.1	36.8
10/04/2021	07:01	56.9	56.9	38.0
10/04/2021	08:01	53.9	53.9	40.4
10/04/2021	09:01	54.4	54.4	40.8
10/04/2021	10:01	54.8	54.8	41.1
10/04/2021	11:01	54.8	54.7	41.1
10/04/2021	12:01	54.3	54.3	40.5
10/04/2021	13:01	54.2	54.2	40.5
10/04/2021	14:01	53.8	53.8	40.3
10/04/2021	15:01	53.7	53.7	40.3
10/04/2021	16:01	61.5	61.5	41.0
10/04/2021	17:01	70.6	56.5	42.3
10/04/2021	18:01	46.5	62.1	31.0
10/04/2021	19:01	55.7	55.7	31.8
10/04/2021	20:01	53.6	53.6	30.6
10/04/2021	21:01	52.8	65.9	26.4
10/04/2021	22:01	69.7	57.0	50.7
10/04/2021	23:01	55.4	55.4	44.3
11/04/2021	00:01	46.6	46.6	38.1
11/04/2021	01:01	46.5	46.5	36.7
11/04/2021	02:01	44.9	44.9	35.3
11/04/2021	03:01	45.7	45.7	35.8
11/04/2021	04:01	47.6	47.6	36.5
11/04/2021	05:01	42.8	52.4	36.6
11/04/2021	06:01	48.1	38.4	24.3
11/04/2021	07:01	45.7	45.7	26.4

Continuación del apéndice 2.

11/04/2021	08:01	43.8	43.9	28.9
11/04/2021	09:01	46.5	46.5	31.6
11/04/2021	10:01	48.4	48.4	33.2
11/04/2021	11:01	48.0	48.0	33.3
11/04/2021	12:01	48.3	48.3	33.1
11/04/2021	13:01	47.2	47.1	32.2
11/04/2021	14:01	45.9	45.9	31.7
11/04/2021	15:01	45.6	45.6	31.5
11/04/2021	16:01	53.8	53.8	31.8
11/04/2021	17:01	66.0	52.8	36.4
11/04/2021	18:01	43.7	58.3	28.7
11/04/2021	19:01	51.7	51.6	29.2
11/04/2021	20:01	50.0	50.0	28.6
11/04/2021	21:01	46.4	58.0	23.4
11/04/2021	22:01	64.3	52.6	45.8
11/04/2021	23:01	51.6	51.6	41.5
12/04/2021	00:01	43.7	43.7	35.0
12/04/2021	01:01	41.8	41.8	33.4
12/04/2021	02:01	41.0	41.0	32.8
12/04/2021	03:01	41.4	41.4	33.1
12/04/2021	04:01	44.6	44.6	35.7
12/04/2021	05:01	43.9	53.6	39.0
12/04/2021	06:01	56.3	45.0	33.7
12/04/2021	07:01	55.0	55.0	36.7
12/04/2021	08:01	51.8	51.8	38.8
12/04/2021	09:01	55.3	55.3	41.5
12/04/2021	10:01	56.3	56.3	42.2
12/04/2021	11:01	57.2	57.1	42.9
12/04/2021	12:01	56.4	56.3	42.3
12/04/2021	13:01	57.4	57.4	43.0
12/04/2021	14:01	60.6	60.6	45.5

Continuación del apéndice 2.

12/04/2021	15:01	58.4	58.3	43.8
12/04/2021	16:01	63.8	63.7	42.5
12/04/2021	17:01	71.3	57.0	42.8
12/04/2021	18:01	46.5	62.0	31.0
12/04/2021	19:01	55.9	55.9	31.9
12/04/2021	20:01	53.4	53.4	30.5
12/04/2021	21:01	48.6	60.7	24.3
12/04/2021	22:01	69.1	56.6	50.3
12/04/2021	23:01	52.0	52.0	41.6
13/04/2021	00:01	50.6	50.6	40.5
13/04/2021	01:01	49.3	49.3	39.3
13/04/2021	02:01	47.7	47.7	38.2
13/04/2021	03:01	46.6	46.6	37.3
13/04/2021	04:01	50.4	50.4	40.3
13/04/2021	05:01	49.2	60.1	43.7
13/04/2021	06:01	61.2	49.0	36.7
13/04/2021	07:01	59.6	59.6	39.8
13/04/2021	08:01	55.8	55.8	41.9
13/04/2021	09:01	57.7	57.7	43.3
13/04/2021	10:01	59.2	59.2	44.4
13/04/2021	11:01	61.4	61.4	46.0
13/04/2021	12:01	59.9	59.9	44.9
13/04/2021	13:01	60.8	60.8	45.6
13/04/2021	14:01	61.2	61.1	45.9
13/04/2021	15:01	61.7	61.7	46.2
13/04/2021	16:01	66.5	66.5	44.3
13/04/2021	17:01	74.9	59.9	44.9
13/04/2021	18:01	48.5	64.6	32.3
13/04/2021	19:01	57.5	57.5	32.8
13/04/2021	20:01	58.9	58.9	33.7
13/04/2021	21:01	52.9	66.2	26.5

Continuación del apéndice 2.

13/04/2021	22:01	74.7	61.1	54.3
13/04/2021	23:01	58.7	58.7	47.0
14/04/2021	00:01	58.9	58.9	47.1
14/04/2021	01:01	55.4	55.4	44.3
14/04/2021	02:01	53.7	53.7	43.0
14/04/2021	03:01	55.7	55.7	44.5
14/04/2021	04:01	57.2	57.2	45.8
14/04/2021	05:01	54.1	66.1	48.1
14/04/2021	06:01	64.0	51.2	38.4
14/04/2021	07:01	65.7	65.7	43.8
14/04/2021	08:01	58.4	58.4	43.8
14/04/2021	09:01	61.2	61.2	45.9
14/04/2021	10:01	61.6	61.6	46.2
14/04/2021	11:01	65.1	65.1	48.9
14/04/2021	12:01	64.1	64.1	48.0
14/04/2021	13:01	66.5	66.5	49.9
14/04/2021	14:01	66.5	66.5	49.8
14/04/2021	15:01	64.7	64.7	48.5
14/04/2021	16:01	70.6	70.6	47.0
14/04/2021	17:01	82.9	66.3	49.7
14/04/2021	18:01	52.8	70.4	35.2
14/04/2021	19:01	61.3	61.3	35.0
14/04/2021	20:01	59.9	59.9	34.2
14/04/2021	21:01	57.3	71.7	28.7
14/04/2021	22:01	78.3	64.1	57.0
14/04/2021	23:01	62.9	62.9	50.4
15/04/2021	00:01	56.7	56.7	45.3
15/04/2021	01:01	53.9	53.9	43.1
15/04/2021	02:01	53.9	53.9	43.1
15/04/2021	03:01	53.7	53.7	43.0
15/04/2021	04:01	56.8	56.8	45.4

Continuación del apéndice 2.

15/04/2021	05:01	54.5	66.6	48.4
15/04/2021	06:01	64.2	51.3	38.5
15/04/2021	07:01	63.8	63.8	42.6
15/04/2021	08:01	61.2	61.2	45.9
15/04/2021	09:01	62.5	62.5	65.9
15/04/2021	10:01	63.9	63.9	52.9
15/04/2021	11:01	64.7	64.7	48.5
15/04/2021	12:01	63.9	63.9	66.9
15/04/2021	13:01	64.3	64.3	53.2
15/04/2021	14:01	64.3	64.3	47.8
15/04/2021	15:01	63.4	63.1	47.5
15/04/2021	16:01	69.8	69.8	46.5
15/04/2021	17:01	79.9	63.9	47.9
15/04/2021	18:01	50.4	67.1	33.6
15/04/2021	19:01	60.2	60.2	34.4
15/04/2021	20:01	59.5	59.5	33.9
15/04/2021	21:01	54.6	68.3	27.3
15/04/2021	22:01	75.1	61.4	54.6
15/04/2021	23:01	60.1	60.1	48.1
16/04/2021	00:01	55.2	54.8	44.1
16/04/2021	01:01	52.8	52.8	42.2
16/04/2021	02:01	52.1	52.1	41.7
16/04/2021	03:01	52.1	52.1	41.7
16/04/2021	04:01	53.8	53.8	43.1
16/04/2021	05:01	53.5	65.4	47.6
16/04/2021	06:01	63.7	50.9	38.2
16/04/2021	07:01	60.1	60.1	40.1
16/04/2021	08:01	57.2	57.3	43.0
16/04/2021	09:01	59.4	59.6	44.7
16/04/2021	10:01	61.4	61.4	46.1
16/04/2021	11:01	61.8	61.8	46.4

Continuación del apéndice 2.

16/04/2021	12:01	60.2	60.2	45.1
16/04/2021	13:01	61.8	61.8	46.2
16/04/2021	14:01	61.0	61.0	45.7
16/04/2021	15:01	60.3	60.3	45.2
16/04/2021	16:01	66.5	66.5	44.0
16/04/2021	17:01	73.3	58.7	44.0
16/04/2021	18:01	49.1	65.7	32.9
16/04/2021	19:01	59.3	59.3	33.9
16/04/2021	20:01	57.0	57.0	32.6
16/04/2021	21:01	51.7	64.7	25.9
16/04/2021	22:01	74.7	61.1	54.3
16/04/2021	23:01	59.9	59.9	47.9
17/04/2021	00:01	50.4	50.4	40.3
17/04/2021	01:01	48.6	48.6	38.9
17/04/2021	02:01	47.0	47.4	37.9
17/04/2021	03:01	46.6	47.0	37.6
17/04/2021	04:01	49.1	49.1	39.3
17/04/2021	05:01	46.3	56.8	41.3
17/04/2021	06:01	56.6	45.2	33.9
17/04/2021	07:01	56.1	56.1	37.4
17/04/2021	08:01	53.1	53.1	39.9
17/04/2021	09:01	54.8	54.8	41.1
17/04/2021	10:01	56.2	56.2	42.2
17/04/2021	11:01	56.3	56.3	42.2
17/04/2021	12:01	54.2	54.2	40.6
17/04/2021	13:01	50.4	50.4	37.8
17/04/2021	14:01	50.8	50.8	38.1
17/04/2021	15:01	51.3	51.3	38.5
17/04/2021	16:01	58.4	58.4	38.9
17/04/2021	17:01	68.4	54.7	41.1
17/04/2021	18:01	45.8	61.1	30.6

Continuación del apéndice 2.

17/04/2021	19:01	54.8	54.8	31.3
17/04/2021	20:01	53.0	52.9	30.3
17/04/2021	21:01	51.3	63.4	25.6
17/04/2021	22:01	69.3	56.2	50.4
17/04/2021	23:01	55.3	54.9	44.3

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

