

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS**

**MODELO DE RELIABILITY UNIT COMMITMENT ESTOCÁSTICO DE
DOS ETAPAS PARA MERCADOS ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN
EÓLICA Y DEMANDA INCIERTA**

**TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL INDUSTRIAL Y AL GRADO
DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA INDUSTRIAL**

AUTOR

LUCÍA TRINIDAD SAAVEDRA GUZMÁN

PROFESOR GUÍA

RODRIGO MENA BUSTOS

PROFESOR CO-REFERENTE

ESTEBAN SALGADO VALENZUELA

VALPARAÍSO DE CHILE, 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Modelo de *Reliability Unit Commitment* estocástico de dos etapas para mercados eléctricos con generación eólica y demanda incierta

Nombre del candidato(a): Lucía Trinidad Saavedra Guzmán

Carrera / Grado: Magíster en Ciencias de la Ingeniería Industrial

Campus: Casa Central Valparaíso

Departamento: Industrias

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Mena, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

6 meses 12 meses 2 años 3 años 5 años 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 13/05/2026

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 13/05/2026

Firma: 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia por su amor incondicional y por formar quien soy hoy. A mi mamá, por estar presente en todas las etapas de mi vida, siempre creer en mí y darme el gran ejemplo de una mujer alegre, profunda y generosa, que aspiro a ser. A mi papá, por sus mensajes, por los consejos y conversaciones ingenieriles y por siempre transmitirme calma y seguridad en los momentos necesarios. A mi hermano, gracias por ser mi compañero en todo y alegrar todos mis días, no hay palabras para expresar lo feliz que me hace ser tu hermana. A mis abuelos, Lucía y Fernando, gracias por entregarme su amor infinto y acompañarme hasta este momento, gracias por llevarme desde el jardín a la universidad, por los almuerzos, las llamadas y las velitas. A la Gigi y la Marcelita, que siempre llevaré en mi corazón.

También quiero agradecer a mis amigas y amigos, quienes hicieron que este camino se sintiera siempre acompañado y más sencillo. A Lucas, Maca, Martina y Diego, que son la prueba de que las primeras amistades se mantienen y se fortalecen, gracias por siempre estar, en los peores y mejores momentos, los quiero mucho. A Pulpito, por ser mi partner de CEEIND, por los abrazos y conversaciones. A la Vale, gracias por tu cariño, amistad genuina y por ser mi compañera de postgrado, sin ti esta etapa no hubiera sido igual. Faltan varios, pero agradezco de todo corazón haberlos conocido a todos.

Finalmente, quiero agradecer a Pablo, quien me acompañó en este proceso de principio a fin, gracias por todo tu cariño, tu apoyo constante, las risas, las llamadas y por siempre sacarme una sonrisa y hacerme muy feliz. Espero poder compartir muchas más etapas junto a ti.

Resumen

La creciente incorporación de energías renovables en los sistemas eléctricos ha introducido nuevos desafíos para la planificación y operación del sistema. La variabilidad e incertidumbre asociadas a recursos como la energía eólica, junto con posibles desviaciones en la demanda eléctrica, dificultan la programación eficiente y confiable de las unidades generadoras. En este contexto, el modelo de optimización de *Unit Commitment* (UC), ampliamente utilizado por los Operadores Independientes del Sistema (ISO), ha evolucionado para abordar distintas fuentes de incertidumbre y garantizar la seguridad operativa del sistema. Una de estas extensiones es el *Reliability Unit Commitment* (RUC), que considera la asignación preventiva de capacidad para cubrir posibles desviaciones entre la demanda ofertada en el mercado eléctrico y el pronóstico realizado por el ISO.

El presente trabajo tiene como propósito desarrollar la formulación matemática de un modelo de optimización estocástico de dos etapas que integre, las decisiones del mercado diario y las decisiones asociadas al RUC, incorporando simultáneamente la incertidumbre de la demanda eléctrica y de la generación eólica, con el objetivo de maximizar el bienestar social. En la primera etapa se determinan las decisiones de encendido y apagado de unidades, energía comprometida, asignación de reservas y capacidad destinada a RUC; mientras que en la segunda etapa, el modelo evalúa el desempeño de estas decisiones frente a diferentes realizaciones de la incertidumbre, representadas mediante un conjunto de escenarios. A diferencia de propuestas anteriores basadas en formulaciones deterministas o con representaciones limitadas de la variabilidad, esta formulación permite analizar el comportamiento del sistema bajo distintas condiciones de operación y evaluar el impacto del RUC desde múltiples perspectivas, incluyendo aspectos económicos, operacionales y medioambientales.

El modelo se implementa en el sistema de prueba IEEE-39 modificado, donde se desarrollan dos análisis comparativos principales. El primero evalúa el impacto de la inclusión de RUC en el modelo y el segundo analiza el efecto de representar la incertidumbre variando el número de escenarios considerados. Los resultados muestran que la incorporación de RUC mejora la preparación del sistema frente a la variabilidad, permitiendo una mayor utilización de tecnologías limpias y de menor costo, reduciendo la energía no suministrada, optimizando el uso de reservas y disminuyendo la congestión en las líneas de transmisión. Asimismo, considerar un mayor número de escenarios permite capturar de mejor manera el comportamiento del sistema, lo que se traduce en decisiones de programación más robustas y en un mejor desempeño operativo frente a escenarios adversos no previstos por el modelo.

Se concluye que el modelo propuesto y su análisis entregan información relevante respecto al valor de incorporar restricciones de confiabilidad mediante RUC y de representar adecuadamente la incertidumbre en sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables y participación de demanda elástica, abriendo oportunidades para el desarrollo de investigaciones futuras en esta línea.



Tabla de Contenidos

1. Introducción	9
2. Problema de Investigación	11
3. Objetivos	16
3.1. Objetivo General	16
3.2. Objetivos Específicos	16
4. Marco Teórico	18
4.1. Sistemas eléctricos	18
4.2. <i>Unit Commitment</i>	19
4.2.1. Definición general	19
4.2.2. <i>Security-Constrained Unit Commitment</i>	21
4.2.3. Incorporación de energías renovables	21
4.3. Mercado eléctrico	24
4.3.1. <i>Day-ahead market</i>	25
4.4. <i>Reliability Unit Commitment</i>	27
4.4.1. Integración DAM-RUC	28
5. Metodología	31
5.1. Descripción del problema	31
5.2. Supuestos	34
5.3. Definición del modelo	35



5.3.1.	Conjuntos	35
5.3.2.	Variables	36
5.3.3.	Parámetros	38
5.3.4.	Funciones	39
5.3.5.	Parámetros estocásticos	39
5.3.6.	Restricciones	42
5.3.7.	Función Objetivo	52
5.4.	Linealización	54
5.4.1.	Linealización función de costo de combustible	54
6.	Caso de Estudio	57
6.1.	Descripción del sistema	57
6.2.	Escenarios representativos	60
6.3.	Casos de análisis	62
7.	Resultados y discusión	65
7.1.	Análisis RUC	65
7.1.1.	Resultados primera etapa	65
7.1.2.	Resultados segunda etapa	70
7.1.3.	Interpretación económica	77
7.2.	Resultados análisis estocasticidad	81
7.2.1.	Resultados primera etapa	81
7.2.2.	Resultados segunda etapa	86



8. Conclusiones	91
A. Resultados adicionales RUC	93
B. Parámetros estocásticos	96

Lista de Tablas

1. Parámetros técnicos de las líneas de transmisión.	58
2. Valores del promedio y desviación estándar del perfil de demanda agregada	59
3. Factores nodales	60
4. Parámetros técnicos de unidades generadoras.	61
5. Parámetros de costos de las unidades generadoras	62
6. Generación total comprometida por tecnología.	68
7. Reservas de giro comprometidas por tecnología.	69
8. Valor de costos esperados.	71
9. Frecuencia de congestión de las líneas de transmisión.	75
10. Resumen resultados análisis RUC.	76
11. Energía comprometida.	83
12. Compromiso total de reservas por tecnología.	85
13. Valor de costos esperados.	86
14. Resumen de resultados análisis estocasticidad.	90
15. Demanda agregada del sistema en el periodo t para el escenario ξ , en MW.	96
16. Potencia de viento disponible en el periodo t para el escenario ξ , en MW.	97

Lista de Figuras

1.	Linealización curva de costo de combustible	54
2.	Diagrama del sistema de prueba IEEE 39 de Nueva Inglaterra modificado.	57
3.	Esquema de los casos de análisis para el modelo propuesto.	64
4.	Programación horaria. Solución modelos con y sin RUC.	66
5.	Generación total comprometida por tecnología. Solución modelos con y sin RUC.	67
6.	Capacidad RUC comprometida por tecnología. Solución modelos con y sin RUC.	67
7.	Reservas comprometidas por tecnología. Solución modelos con y sin RUC.	69
9.	Costos de segunda etapa. Resultado modelos con y sin RUC.	71
10.	Variación neta de energía. Solución modelos con y sin RUC.	72
11.	Despacho de energía por tecnología. Solución modelos con y sin RUC.	72
12.	Curtailment de viento.	73
13.	Emisiones de CO_2	73
14.	Curva de costos marginales agregada y curva de disposición a pagar agregada, $t = 1$	78
15.	Pérdida irrecuperable de la eficiencia, demanda elástica e inelástica.	79
16.	Programación horaria.	82
17.	Compromiso de energía RUC.	82
19.	Generación total comprometida por tecnología.	83
20.	Reservas comprometidas por periodo.	85
22.	Costos de segunda etapa. Resultado modelos de 1, 3 y 20 escenarios.	86
23.	Variación neta de energía por periodo.	87
24.	Despacho de energía por tecnología.	87



25. Curtailment de viento.	89
26. Emisiones de CO_2	89
27. Resultados para $D_{i,t}^C \in [D_{i,t}^F \cdot 80\%, D_{i,t}^F]$	93
28. Resultados para $D_{i,t}^C(1 - 20\%)$	94
29. Resultados para $D_{i,t}^C(1 - 50\%)$	95

1. Introducción

Hoy en día la electricidad es un pilar fundamental para el funcionamiento y desarrollo de la sociedad (Caceres, 2024). Actividades esenciales como el transporte, telecomunicaciones, servicios públicos e industria dependen en gran medida de la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos, vinculándose directamente el uso de la electricidad con el crecimiento económico (Council et al., 1986). En este contexto, la planificación y operación eficiente y confiable de los sistemas eléctricos se vuelve cada vez más relevante.

A medida que los mercados energéticos globales atraviesan un proceso de digitalización y liberalización, los sistemas eléctricos se vuelven cada vez más complejos, avanzando hacia una mayor descentralización (Cheng et al., 2025). Este cambio implica nuevos desafíos para la industria energética, donde la integración de energías renovables toma una gran importancia. La energía solar y eólica son dos ejemplos de energías provenientes de fuentes no convencionales que han sido ampliamente investigadas y que actualmente se encuentran en pleno proceso de adopción y/o expansión a nivel global. No obstante, los sistemas eléctricos actuales enfrentan dificultades provocadas por la volatilidad e intermitencia de estas fuentes, debido a su alta dependencia a las condiciones meteorológicas del entorno (Zhao, 2025).

Además de la variabilidad presente en la generación de energía renovable, otra fuente de incertidumbre importante para la operación de los sistemas eléctricos es la demanda energética. En particular, en el contexto de los mercados eléctricos, las decisiones de predespacho de unidades se toman con anticipación en función de pronósticos y, generalmente, existen desviaciones entre la oferta energética del mercado y el pronóstico de demanda, pudiendo comprometer la eficiencia y seguridad del suministro. Estas decisiones anticipadas corresponden al conocido problema de

Unit Commitment (UC), el cual permite determinar qué unidades deben operar en cada periodo del horizonte. Debido a que tanto la demanda como la generación renovable pueden presentar errores de pronóstico, los enfoques deterministas tradicionales pueden conducir a decisiones menos confiables, que no reflejan adecuadamente los riesgos asociados a estas incertidumbres.

Para hacer frente a estas desviaciones, en primer lugar, se emplean mecanismos complementarios que permitan garantizar la confiabilidad del sistema, siendo uno de ellos el predespacho de unidades por criterios de confiabilidad, conocido como *Reliability* (o *Residual*) *Unit Commitment* (RUC). Su propósito principal es asegurar la capacidad necesaria para enfrentar posibles diferencias entre la carga ofertada en el mercado y el pronóstico (Zhang et al., 2022). Sin embargo, el RUC aún se basa en un pronóstico puntual y no incorpora explícitamente la variabilidad de la generación renovable y la demanda. Para capturar adecuadamente estos efectos, se vuelve necesario recurrir a modelos estocásticos capaces de representar distintos escenarios posibles, reflejando de mejor manera las condiciones reales del sistema y permitiendo así una mejor preparación previa.

Finalmente, considerando el constante desarrollo de los sistemas eléctricos y los desafíos asociados a la creciente penetración de energías renovables, la participación de la demanda y la necesidad de garantizar confiabilidad, se evidencia la importancia de contar con modelos de optimización que integren estos elementos. En este contexto, surge la motivación por avanzar hacia formulaciones más completas que combinen las decisiones económicas del mercado con los criterios de confiabilidad del RUC, incorporando explícitamente estocasticidad de la demanda y de la producción eólica, como se propone en este trabajo de investigación.

2. Problema de Investigación

El problema de predespacho de unidades surge ante la necesidad de modelar el comportamiento de la operación de los sistemas eléctricos, con el fin de tomar decisiones más eficientes, reducir costos de operación y asegurar la confiabilidad del sistema. Este problema ha sido ampliamente estudiado en la literatura, donde tradicionalmente es modelado como un problema de optimización entero-mixto, no convexo y de gran escala (Wang et al., 2018). Su formulación tradicional consiste en la minimización de costos de operación, sujeto a restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado, límites de rampa y capacidad, estado de las unidades generadoras y restricciones de reservas (Sheble and Fahd, 1994); donde la toma de decisiones consiste en determinar el programa óptimo de encendido y apagado de unidades, junto con la generación de energía de cada una, en un horizonte determinado de programación, normalmente de 24 horas (Simopoulos et al., 2006).

Inicialmente, el modelo de UC ha sido formulado como un problema determinista, en el que la demanda y disponibilidad de generación de energía se asumen como parámetros de entrada conocidos. Sin embargo, con la creciente integración de fuentes de energía renovable a las redes eléctricas, se han incrementado los niveles de incertidumbre y variabilidad en el sistema, producto de la naturaleza intermitente de estas fuentes (Abujarad et al., 2017b). Además, trabajos existentes han abordado otras variantes del UC tradicional, entre ellas la incorporación de demanda elástica, donde se asume que existe una respuesta de los consumidores ante variaciones de precio en el mercado eléctrico, la cual se considera incierta (Wang et al., 2013). Lo anterior permite la construcción de curvas de disposición a pagar, haciendo que la demanda ofertada en el mercado pase a ser una variable de decisión, dando paso a modelos que no solo se limitan a minimizar los costos

de operación, sino que buscan maximizar el bienestar social, como el propuesto en (Zhao et al., 2013). De este modo, el problema de UC ha tenido que adaptarse para incorporar la incertidumbre y modelar el comportamiento estocástico de ciertos parámetros.

Dado lo anterior, un factor fundamental a considerar en el problema de predespacho de unidades es la confiabilidad del sistema, donde se busca asegurar que se tenga la capacidad suficiente para enfrentar posibles eventos inesperados o variaciones entre la generación y la demanda. En el contexto del mercado eléctrico, las decisiones de predespacho se toman en el mercado diario (*Day-ahead Market, DAM*), donde cierta cantidad de demanda es ofertada para vaciar el mercado. Esta demanda usualmente es menor al pronóstico realizado por los Operadores Independientes del Sistema (ISO), por lo que el sistema eléctrico requiere de procesos que permitan asegurar que estas diferencias no comprometan la confiabilidad (Papalexopoulos and Andrianesis, 2013). Como solución a esto, surge el modelo conocido como RUC, en el cual se realiza el despacho de unidades adicionales con el fin de tener la capacidad necesaria para suplir el pronóstico de demanda energética.

Es pertinente destacar que existen trabajos de investigación donde la confiabilidad del sistema recae en las reservas de giro existentes, y se han realizado diversas propuestas para determinar los niveles de reserva óptimos (Wu et al., 2008; Xiong and Jirutitijaroen, 2013). Sin embargo, en la práctica no se sabe con certeza si estas podrán ser despachadas en tiempo real, debido a que no se sabe de antemano en qué nodo serán requeridas y la posible congestión intrazonal de las líneas de transmisión podría no permitir activar las reservas (Wu et al., 2004). Por el contrario, como la capacidad despachada por RUC se determina en base a la demanda pronosticada en cada nodo, esta tiene una alta probabilidad de ser despachada en tiempo real (Papalexopoulos and Andrianesis, 2013).

En estudios existentes es posible encontrar diferentes metodologías respecto a la integración del DAM y RUC. En (Papalexopoulos and Andrianesis, 2014) se realiza una comparación entre un modelo secuencial DAM-RUC y un modelo integrado que optimiza las decisiones de ambas etapas simultáneamente minimizando los costos de operación y costos relacionados a servicios complementarios; en (LaBove et al., 2014) también se compara un modelo secuencial y un modelo integrado, pero agregando la maximización de la ganancia en la función objetivo; finalmente, en (Zhang et al., 2022) se propone un marco metodológico para internalizar el predespacho de unidades por RUC dentro de las decisiones del DAM, buscando reducir los pagos fuera de mercado necesarios para cubrir los costos asociados a la utilización de unidades adicionales por motivos de confiabilidad, que no fueron consideradas con anterioridad en la programación del DAM. Estos trabajos de investigación demuestran que la optimización conjunta de las decisiones tomadas en el DAM y RUC obtiene mejores soluciones óptimas en comparación a una optimización secuencial y logran una mayor eficiencia económica. Sin embargo, todas estas propuestas se limitan a modelos determinísticos que además no consideran la participación de la generación renovable.

Por otro lado, existen propuestas anteriores que sí incorporan la incertidumbre, aunque de forma parcial. En (Daraeepour et al., 2019) se desarrolla un modelo RUC que representa la variabilidad de la producción eólica mediante escenarios, pero la demanda y la disponibilidad de generadores se consideran determinísticas. De manera similar, en (Price, 2014) se aplica un enfoque estocástico dentro del proceso RUC considerando variabilidad en la demanda y en la generación renovable; sin embargo, la incertidumbre en la demanda se modela mediante desviaciones simplificadas respecto al pronóstico, considerando solo 2 escenarios posibles.

La relevancia de incorporar un enfoque estocástico radica en que los modelos deterministas, ampliamente utilizados en la práctica debido a su simplicidad, suelen reemplazar los parámetros

inciertos por valores esperados (Birge, 1982). Sin embargo, esta aproximación puede conducir a decisiones subóptimas, ya que puede presentar un desempeño significativamente inferior cuando se enfrenta a realizaciones reales de la demanda o de la generación renovable (Maggioni and Wallace, 2012). En particular, en problemas como el compromiso de unidades, donde la seguridad operativa es crítica, ignorar la incertidumbre puede comprometer tanto la eficiencia económica como la confiabilidad del sistema, por lo que se requiere de modelos capaces de representar múltiples escenarios posibles, permitiendo decisiones más consistentes con la variabilidad real del sistema. En este sentido, las formulaciones estocásticas proporcionan una mejor asignación de recursos, capturan de mejor manera la necesidad de reservas y permiten anticipar condiciones extremas que los modelos deterministas no consideran, resultando en estrategias de operación más seguras y económicamente eficientes (Wang et al., 2008).

En vista de lo anterior, las principales contribuciones de la propuesta se describen a continuación:

- Introducir una formulación que integra en un único modelo de optimización las decisiones del mercado diario y decisiones de confiabilidad, incorporando simultáneamente una alta participación de generación renovable y parámetros estocásticos asociados a la demanda y la producción eólica. Esta propuesta, que no había sido previamente abordada, permite capturar la interacción entre el ámbito económico y la seguridad del sistema, permitiendo analizar no solo los costos, sino que también otros aspectos relevantes como la flexibilidad y capacidad de adaptación a la variabilidad de las unidades generadoras.
- Presentar un modelo que permite la trazabilidad de las unidades utilizadas, diferenciando las unidades comprometidas por RUC de las unidades comprometidas en el vaciado de mercado,

permitiendo evaluar las implicancias de la asignación preventiva de RUC sobre el bienestar social, los costos operacionales y las emisiones, considerando diferentes condiciones de operación del sistema.

- Evaluar el impacto de la estocasticidad mediante indicadores que cuantifiquen e interpreten el valor agregado de su incorporación en comparación con una formulación determinista o con variabilidad limitada. De esta forma, además es posible analizar los efectos que tiene la representación de la incertidumbre sobre las soluciones obtenidas.

3. Objetivos

3.1. Objetivo General

Desarrollar y aplicar un modelo de optimización estocástica de dos etapas para la operación de un sistema eléctrico en un contexto de mercado; que permita determinar el predespacho de unidades generadoras de energía, tanto determinadas por el mercado como por confiabilidad (RUC), considerando fuentes de incertidumbre y demanda elástica, con el objetivo de maximizar el bienestar social.

3.2. Objetivos Específicos

- Realizar la revisión bibliográfica pertinente a los modelos UC, RUC, y modelos estocásticos para contextualizar el estado del arte y fundamentar la contribución del modelo propuesto.
- Formular matemáticamente un modelo de *Unit Commitment* estocástico, considerando variables y restricciones propias de los sistemas eléctricos.
- Integrar a la formulación del modelo el predespacho de unidades para la confiabilidad (RUC), permitiendo representar decisiones anticipadas que aseguren suficiencia de capacidad ante condiciones inciertas.
- Incorporar al modelo fuentes de incertidumbre, correspondientes a la generación de energía eólica y demanda energética, utilizando escenarios probabilísticos.
- Considerar en el modelo la existencia de demanda elástica, construyendo la curva de disposición a pagar, que permita estimar el excedente del consumidor en el contexto del mercado

eléctrico.

- Aplicar el modelo al sistema de prueba IEEE-39 como caso de estudio, utilizando el entorno de modelación Pyomo en Python para su implementación y resolución.
- Analizar los efectos operacionales, económicos y medioambientales de la inclusión del RUC en el sistema eléctrico, interpretando los resultados obtenidos para las dos etapas del modelo.
- Evaluar el impacto de considerar la estocasticidad de la generación renovable y de la demanda en las decisiones operativas de un sistema eléctrico que debe garantizar la confiabilidad, analizando los resultados obtenidos a partir de la aplicación del modelo.

4. Marco Teórico

4.1. Sistemas eléctricos

Un sistema eléctrico de potencia se define como el conjunto de instalaciones y equipos destinados a generar, transportar y distribuir energía eléctrica hasta los puntos de consumo, garantizando un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad (Zapata, 2011). Desde una perspectiva funcional, este se estructura en tres niveles: generación, encargada de producir electricidad a partir de fuentes convencionales o renovables; transmisión, que transporta grandes volúmenes de energía a alta tensión mediante redes interconectadas; y distribución, que entrega la electricidad a los consumidores finales a niveles de tensión adecuados (Vardhaman College of Engineering, 2021). Su operación exige que en todo momento se mantenga el equilibrio entre generación y demanda; donde la dificultad de esta tarea radica en el comportamiento de la curva de carga diaria, la cual presenta *peaks* de demanda que dependen de la hora del día y otros factores externos (Weedy, 1978).

A nivel físico, un sistema eléctrico está constituido por diversos componentes que interactúan de manera coordinada para garantizar el suministro. Los generadores transforman energía mecánica en electricidad, estando sujetos a limitaciones técnicas como potencias mínimas y máximas, rampas de variación y tiempos de arranque o parada (Ohler, 2013). La energía producida se transporta a través de las líneas de transmisión, cuyo comportamiento depende de parámetros eléctricos como la resistencia y la reactancia, y que permiten enlazar distintos puntos del sistema reduciendo pérdidas en el transporte. Estos puntos de conexión, conocidos como nodos, representan los lugares donde convergen generadores, cargas y líneas, y constituyen la base del modelado matemático a través del balance nodal. A su vez, las subestaciones y transformadores desempeñan

un papel fundamental en la adaptación de los niveles de tensión, posibilitando la interconexión entre diferentes segmentos de la red y facilitando la operación segura (U.S. Department of Energy, 2015). Finalmente, las cargas corresponden a la demanda eléctrica que se distribuye espacial y temporalmente, y cuyo comportamiento puede variar desde potencias fijas hasta respuestas elásticas al precio, mientras que los equipos de compensación y control, contribuyen a mantener la estabilidad de tensión y la calidad del suministro (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2023).

Un componente adicional clave para la confiabilidad del sistema son las reservas de giro, entendidas como la capacidad de generación adicional disponible en unidades ya sincronizadas a la red y listas para incrementar su potencia en caso de contingencias, como fallas de generadores o desviaciones de la demanda. Estas reservas constituyen la primera línea de defensa frente a eventos imprevistos y representan un compromiso entre costo y confiabilidad, ya que requieren mantener unidades encendidas pero muchas veces subutilizadas (Rebours and Kirschen, 2005; Ela et al., 2011).

4.2. *Unit Commitment*

4.2.1. Definición general

El UC se define como el problema de determinar el programa de operación de las unidades generadoras dentro de un sistema eléctrico, sujeto a restricciones técnicas y operativas. El proceso de decisión selecciona qué unidades estarán encendidas o apagadas, el tipo de combustible, la potencia a generar por cada unidad, la mezcla de combustibles cuando sea aplicable y los márgenes de reserva (Sheble and Fahd, 1994).

Para abordar la resolución del UC se han desarrollado diversas metodologías. No obstan-

te, la más ampliamente utilizada consiste en su formulación como un problema convencional de optimización, generalmente representado como un problema de programación lineal entera mixta (MILP), cuyas principales ventajas son la facilidad de su implementación y permitir asegurar la optimalidad de la solución obtenida (Montero et al., 2022). Bajo este enfoque, la formulación general del modelo tiene como función objetivo la minimización de costos, donde se incluyen los costos de producción, operación y mantenimiento, encendido y apagado de las unidades generadoras, emisiones de CO₂ y costos por energía no suministrada.

Debido a las limitaciones físicas de la red, las exigencias técnicas de los generadores y las condiciones particulares de operación de los sistemas eléctricos, el modelo de UC incluye una gran cantidad de restricciones necesarias para modelar de forma adecuada el comportamiento del sistema. Dentro de las principales restricciones se encuentran: límites de generación según la capacidad mínima y máxima de cada unidad; límites de rampa, asociados a la velocidad con la cual una unidad puede variar su producción de energía; tiempos mínimos de encendido y apagado; requerimiento mínimo de reservas, para garantizar la disponibilidad de capacidad extra de generación en caso de fallas o variaciones imprevistas en la demanda; límites de capacidad de las líneas de transmisión; restricción de balance de energía, donde se asegura que la generación de energía satisfaga la demanda para cada periodo; y finalmente, restricciones lógicas que utilizan variables binarias para establecer relaciones entre los encendidos, apagados y estado de cada unidad (Baldick, 2002; Montero et al., 2022). A lo anterior se podrían sumar restricciones asociadas a la generación renovable, servicios complementarios de confiabilidad, límites de emisiones, restricciones de seguridad de la red eléctrica, entre otras; de acuerdo a las necesidades y complejidad del sistema que se busca modelar.

4.2.2. *Security-Constrained Unit Commitment*

El SCUC surge ante la necesidad de garantizar la seguridad y confiabilidad operativa de los sistemas eléctricos. En sistemas orientados al mercado, debido a la creciente demanda energética, las redes de transmisión pueden llegar a operar cerca de sus límites físicos, por lo que una programación basada únicamente en la resolución de un problema de UC podría llevar a congestión en las líneas o costos por potenciales violaciones de la red. En consecuencia, la formulación tradicional del UC ha evolucionado gradualmente a modelos de SCUC (Yang et al., 2021), que incorporan explícitamente restricciones de seguridad como los límites de flujo de potencia y las restricciones angulares de voltaje (Wu et al., 2007).

Además, actualmente el SCUC constituye el núcleo de los procesos de liquidación de mercado y de compromiso de unidades para la confiabilidad. A través de esta formulación, los ISOs determinan el compromiso y despacho óptimo de las unidades generadoras que aseguran el equilibrio entre oferta y demanda, respetando simultáneamente las restricciones de seguridad de la red. Respecto a su resolución, generalmente el SCUC se expresa como un problema de programación lineal entera mixta de gran escala, cuya función objetivo busca minimizar el costo total de operación o, en contextos con demanda elástica, maximizar el bienestar social resultante de la interacción entre generadores y consumidores (Chen et al., 2022).

4.2.3. *Incorporación de energías renovables*

Actualmente, la participación de fuentes de energía renovable en los sistemas eléctricos ha experimentado un crecimiento sostenido, impulsado por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar los impactos del cambio climático. En 2024, las energías

renovables representaron la mayor proporción de crecimiento del suministro energético mundial con un aumento del 38 %, donde la energía eólica tiene la segunda mayor participación (17 %), solo detrás de la energía solar fotovoltaica (International Energy Agency (IEA), 2025). Este proceso de transición energética, apoyado por políticas públicas y compromisos internacionales en materia ambiental, ha modificado los objetivos tradicionales de la operación del sistema eléctrico, que ya no se limitan únicamente a la eficiencia económica, sino que también buscan minimizar las emisiones contaminantes y promover un suministro energético sostenible.

La incorporación de estas fuentes introduce importantes desafíos en la formulación y resolución del problema de UC. A diferencia de las unidades convencionales, cuya producción puede controlarse directamente, la generación eólica y solar depende de condiciones meteorológicas externas, como la velocidad del viento o la radiación solar, las cuales presentan una alta variabilidad e incertidumbre. Este comportamiento estocástico provoca fluctuaciones en la disponibilidad de generación renovable que no pueden representarse adecuadamente mediante un modelo determinista, lo cual impacta directamente en el cumplimiento del balance entre generación y demanda (Zhao, 2025), pudiendo comprometer la confiabilidad del sistema.

Para capturar esta variabilidad, los modelos de UC han evolucionado hacia formulaciones que incorporan explícitamente la incertidumbre, dando origen al *Stochastic Unit Commitment* (SUC). En estos modelos, la incertidumbre suele representarse mediante un conjunto de escenarios que describen posibles realizaciones de parámetros estocásticos, aunque también pueden emplearse enfoques basados en distribuciones de probabilidad, intervalos, simulación de Montecarlo o modelos robustos (Montero et al., 2022).

Desde un punto de vista práctico, la integración de fuentes de energía renovable afecta directamente en la formulación matemática del problema de UC. Dado que los objetivos económicos

y de emisiones entran en conflicto por naturaleza, en trabajos anteriores se han propuesto enfoques multiobjetivo, donde se busca simultáneamente minimizar los costos totales y las emisiones contaminantes. Por ejemplo, en (Shukla and Singh, 2016) se ponderan ambos criterios mediante factores de peso, optimizando una combinación lineal entre ambos objetivos, mientras que en (Mena et al., 2024) se generan soluciones de Pareto, representando la relación entre los costos esperados de operación y la cantidad total de emisiones esperadas de CO_2 . Por otra parte, también es posible mantener la optimización de un costo único, incorporando el impacto ambiental a través de una penalización económica por generación de emisiones. Dentro de las restricciones, se incluyen límites que representan la disponibilidad máxima de generación renovable, ecuaciones de balance que incorporan la energía entregada por estas fuentes y, en algunos casos, condiciones adicionales que vinculan la producción renovable con los requerimientos de reserva y servicios auxiliares necesarios para mitigar sus fluctuaciones (Goudarzi et al., 2021).

Por último, para los sistemas eléctricos con alta penetración de fuentes energías renovables, la presencia de unidades generadoras flexibles adquiere un rol esencial para mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema ante la disponibilidad variable e incierta de fuentes naturales. La flexibilidad se define como la capacidad del sistema de gestionar la variabilidad e incertidumbre, manteniendo un nivel de confiabilidad satisfactorio y a un costo razonable (Ma et al., 2013). Debido a esto, es importante evaluar la flexibilidad que pueden aportar los distintos tipos de unidades generadoras, considerando aquellas unidades con mayores capacidades de rampa, tiempo de respuesta más cortos y rangos amplios de operación, ya que estas características permiten adaptar la generación frente a cambios imprevistos en la oferta o la demanda, favoreciendo una operación más segura en contextos de alta participación de energía renovable.

4.3. Mercado eléctrico

El mercado eléctrico constituye el mecanismo institucional y operativo mediante el cual se coordinan las transacciones de compra y venta de energía entre los diferentes agentes del sistema, garantizando el equilibrio entre oferta y demanda bajo criterios de eficiencia económica, seguridad y confiabilidad operativa.

Hasta las dos últimas décadas del siglo XX, los sistemas eléctricos de todo el mundo estaban organizados de forma centralizada; administrados por el Estado e integrados verticalmente, donde una única entidad estaba a cargo de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía. Actualmente, los mercados eléctricos se organizan bajo esquemas competitivos que promueven la participación de múltiples agentes, buscando minimizar los costos totales de suministro y entregar señales de precio eficientes (Morales et al., 2013) .

En los mercados modernos, los generadores ofertan su producción de energía a determinados precios, mientras que los consumidores o entidades comercializadoras presentan sus ofertas de demanda en función de su disposición a pagar. La interacción entre ambas curvas determina los precios y las cantidades que equilibran el sistema y que maximizan el bienestar social; proceso conocido como vaciado de mercado (Litvinov et al., 2019). El despacho económico resultante de este proceso debe satisfacer la demanda prevista, cumpliendo simultáneamente con las restricciones técnicas de las unidades generadoras, los límites de la red de transmisión y los requerimientos de seguridad del sistema. La coordinación de estas transacciones de energía recae en los ISOs, responsables de garantizar que la operación se desarrolle de forma segura y eficiente (Kirschen and Strbac, 2018). Para ello, el día anterior al despacho real de energía, los ISOs resuelven problemas de optimización que representan las condiciones técnicas y económicas, entre los cuales destaca

el problema de SCUC, utilizado para determinar qué unidades deben operar y con qué niveles de generación en cada periodo del horizonte de planificación (Montero et al., 2022).

4.3.1. *Day-ahead market*

El mercado diario constituye la etapa principal de planificación en los sistemas eléctricos organizados bajo esquemas competitivos. En este mercado, los participantes presentan ofertas de venta y ofertas de demanda de energía para cada hora del horizonte del día siguiente. Estas ofertas pueden ser de carácter físico, asociadas a unidades reales de generación o consumo, o virtual, con el objetivo de aprovechar diferencias de precios o favorecer la convergencia entre los distintos mercados (Litvinov et al., 2019).

En el DAM se lleva a cabo el vaciado de mercado, donde se realiza un proceso de pre-despacho, determinando las unidades de generación necesarias para suplir la demanda al menor costo posible. Los resultados del DAM establecen compromisos económicos entre los participantes, definiendo las cantidades de energía comprometidas por cada agente y el precio de liquidación correspondientes a cada nodo, denominado precio marginal local (*Locational Marginal Price*, LMP). El LMP refleja el costo marginal de suministrar una unidad adicional de energía en un nodo específico, y puede ser definido como la suma de los costos marginales de los generadores necesarios para suplir la demanda, sumado a un conjunto de costos adicionales relacionados con las restricciones del sistema (Chen et al., 2002), típicamente asociados a congestión en líneas de transmisión y pérdidas eléctricas.

Generalmente, el proceso de la programación anticipada de unidades y despacho de energía se considera muy compleja, ya que cada ISO debe resolver un problema de SCUC, cuya complejidad se incrementa consecuentemente con el tamaño y desarrollo de los sistemas eléctricos (Al-

Abdullah et al., 2014). Debido a esto, la resolución del problema suele realizarse con aproximaciones, lo que posteriormente puede provocar desviaciones entre lo planificado y las condiciones reales. Frente a esto, es necesario que el ISO realice correcciones fuera del mercado, activando unidades adicionales o ajustando los flujos de potencia, lo cual implica costos adicionales que no son reflejados directamente por los precios del mercado, reduciendo la eficiencia económica y comprometiendo la transparencia frente a los participantes.

En Estados Unidos, si bien el diseño específico del mercado varía entre regiones, todos comparten una estructura de dos liquidaciones: el DAM y el mercado en tiempo real (*Real-time Market*, RTM) (Litvinov et al., 2019). Cuanto mejor sea la preparación del sistema en el DAM, menor debería ser la magnitud de los ajustes requeridos en el RTM, lo que contribuye a reducir los costos de corrección fuera del mercado, mejorando la eficiencia global y el bienestar social.

En este contexto, los servicios complementarios desempeñan un papel esencial al proporcionar la flexibilidad operativa necesaria para absorber las variaciones no previstas. Estos servicios, como las reservas de giro y unidades de arranque rápido, son cooptimizados junto con el despacho de energía a fin de asignar de manera eficiente la capacidad disponible y mantener la seguridad del sistema (Litvinov et al., 2019). Sin embargo, en algunos casos las reservas contratadas en el DAM pueden no ser suficientes, ya sea por errores en los pronósticos o por limitaciones de transmisión que impiden su utilización efectiva en ciertas zonas. Por esta razón, algunos ISOs implementan procedimientos complementarios, como el RUC, orientados a garantizar que exista suficiente capacidad para cubrir la demanda y respaldar el sistema ante contingencias o incertidumbres operativas.

4.4. *Reliability Unit Commitment*

RUC es un procedimiento adicional de programación de unidades que ejecuta el operador del sistema para asegurar capacidad suficiente en cada hora del día ante diferencias entre la demanda comprometida en el DAM y el pronóstico de demanda (Papalexopoulos and Andrianesis, 2014). Por razones de confiabilidad, es importante que el sistema tenga la capacidad de generación necesaria para cubrir la demanda real de energía en el RTM, independiente de la cantidad determinada al cierre del mercado diario (LaBove et al., 2014). Actualmente, en Estados Unidos todos los ISO implementan diversas versiones del proceso de RUC como complemento del DAM. Dado que este proceso busca realizar predicciones más precisas de la operación en tiempo real, se basa principalmente en los pronósticos del ISO para la demanda y generación variable, más que en las ofertas y demandas declaradas por los participantes del mercado (Singhal et al., 2024).

Además de garantizar cierto nivel de confiabilidad, otro objetivo principal del RUC es asegurar que la asignación de recursos adicionales de generación proporcione capacidad suficiente en las ubicaciones adecuadas para una operación confiable (Hui et al., 2009). A diferencia de las reservas de giro u otro tipo de servicios auxiliares, la capacidad comprometida por el RUC se determina a nivel nodal, y la potencia asignada se incluye en el análisis de seguridad del operador, por lo que tiene una alta probabilidad de ser despachada en tiempo real (Papalexopoulos and Andrianesis, 2013). Esto cobra relevancia en situaciones donde, debido a incidentes no previstos, como un aumento inesperado de la demanda en cierto nodo, la indisponibilidad de energía renovable que había sido previamente comprometida o fallas técnicas del sistema, las reservas de giro pueden estar disponibles pero no tener capacidad de entrega en la ubicación donde son requeridas, ya sea por congestión en las líneas de transmisión u otras restricciones operativas de la red (Wu et al.,

2004).

Desde el punto de vista metodológico, tanto el DAM como el RUC se formulan sobre la misma base de optimización, mediante un problema de SCUC. Ambos procesos emplean un modelo que incorpora las restricciones de red completas, considerando límites de transmisión y restricciones intertemporales para los generadores, como tasas de rampa, potencias mínimas y tiempos mínimos de encendido o apagado. La principal diferencia se encuentra en que, como se mencionó anteriormente, en el mercado diario se utilizan las ofertas de los distintos agentes para determinar un despacho económico, mientras que el RUC se basa en los pronósticos del operador. En muchos casos, la función objetivo de ambas etapas es similar, minimizando el costo total de operación (Papalexopoulos, 2006).

4.4.1. Integración DAM-RUC

En la práctica, cada operador del sistema implementa su propio método para ejecutar el proceso de RUC, aplicando distintos criterios de costos y reglas operativas para seleccionar las unidades de confiabilidad. Sin embargo, en general todos estos métodos tienen en común la utilización de un esquema secuencial, donde el RUC se ejecuta posteriormente a la solución obtenida en el DAM, de modo que las decisiones de compromiso y despacho de ambas etapas no se determinan de forma conjunta (Zhang et al., 2022). En este contexto, en la literatura se han identificado importantes limitaciones asociadas a la aplicación de este enfoque, que pueden generar ineficiencias operativas y económicas, motivo por el cual se han desarrollado propuestas orientadas a integrar los procesos DAM y RUC.

Entre los estudios que abordan las limitaciones del enfoque secuencial DAM–RUC se encuentra el trabajo de (Papalexopoulos and Andrianesis, 2013), donde se señala que la resolución de

ambos procesos en etapas separadas puede conducir a soluciones subóptimas, costos de operación más altos y dificultades en la asignación de costos. Esto ocurre porque las decisiones de compromiso obtenidas en el DAM se mantienen fijas en el RUC, restringiendo la flexibilidad del operador y generando despachos adicionales que no habrían sido necesarios en un modelo conjunto. Su propuesta integrada consiste en un SCUC determinista, donde se minimiza el costo total del sistema considerando las ofertas de energía, los costos de arranque y carga mínima, las reservas y la capacidad de confiabilidad. No obstante, la aplicación del modelo depende de supuestos simplificados sobre los parámetros de entrada, sin incorporar explícitamente la incertidumbre de la demanda o la generación renovable.

Por otra parte, en (LaBove et al., 2014) se compara el desempeño del enfoque secuencial DAM–RUC con un modelo combinado que optimiza ambos procesos de manera simultánea. Los resultados muestran que la formulación integrada permite reducir los costos operativos totales en torno a un 15 % y disminuir los pagos fuera del mercado, mientras que el esquema secuencial conduce a soluciones subóptimas y mayores rentas por congestión. El modelo propuesto también es de carácter determinista, formulado como un problema de SCUC, y demuestra que la coordinación simultánea de los compromisos de mercado y de confiabilidad puede mejorar la eficiencia económica del sistema.

Por último, en trabajos más recientes, como (Zhang et al., 2022), se destaca que el esquema secuencial puede generar problemas de incentivos para las unidades de confiabilidad, pagos fuera del mercado y costos de oportunidad perdidos. Para abordar estas limitaciones, se desarrolla un marco de internalización del RUC dentro del mercado diario, mediante un procedimiento multi-etapa que incluye la identificación de unidades candidatas, su compromiso óptimo y un despacho final integrado. Esta estructura permite que las unidades de confiabilidad puedan competir en el

mercado según sus costos marginales, participando en la formación de precios, lo que eliminaría los pagos fuera del mercado por capacidad RUC. Para reducir la carga computacional, el modelo simplifica ciertas restricciones temporales y determina las unidades candidatas para el RUC antes de optimizar el despacho económico, fijando las demás variables binarias asociadas a unidades no candidatas, lo cual podría resultar en soluciones subóptimas.

La revisión de la literatura muestra que, si bien se han desarrollado propuestas relevantes para avanzar hacia la integración del RUC en el mercado diario, los estudios existentes siguen siendo limitados en número y se basan principalmente en formulaciones deterministas. Hasta el momento, no se han encontrado modelos que incorporen de manera explícita la estocasticidad de la demanda o de la generación renovable dentro de un marco DAM–RUC integrado, lo cual permitiría analizar aspectos adicionales al momento de seleccionar las unidades generadoras, como su flexibilidad operativa y capacidad de adaptación frente a variaciones en el sistema. La incorporación de estocasticidad resulta esencial para representar de forma más realista el comportamiento de un sistema eléctrico de gran escala. Además, al reconocer la variabilidad, es posible anticipar estados críticos o adversos y así caracterizar de mejor manera los requerimientos de energía y reservas, entregando una solución más robusta y segura.

5. Metodología

Se presenta la metodología empleada para la construcción del modelo propuesto, que luego será aplicado en el sistema de prueba IEEE-39 como caso de estudio, para un posterior análisis de resultados. La sección se divide en cuatro subsecciones principales: 1) *Descripción del problema*, donde se presenta el problema de UC y sus elementos principales; 2) *Supuestos*, donde se exponen los supuestos y consideraciones relativas a la construcción del modelo o elementos de este; 3) *Definición del modelo*, donde se determinan sus conjuntos, parámetros, variables y función objetivo; y 4) *Linealización*, donde se detalla la metodología empleada para linealizar las funciones cuadráticas de costo de combustible, con el fin de convertir el modelo propuesto en un MILP.

5.1. Descripción del problema

El modelo se formula sobre un sistema eléctrico representado por una red compuesta por un conjunto de nodos $i \in \mathcal{N}$, interconectados mediante líneas de transmisión $(i, j) \in \mathcal{L}$. Dentro del sistema, algunos nodos presentan demanda mayor que 0, agrupados en el subconjunto $\mathcal{N}^D \subseteq \mathcal{N}$. Además, el sistema cuenta con un conjunto de unidades generadoras $g \in \mathcal{G}$, entre las cuales se distinguen unidades de generación convencional $\mathcal{G}^c \subseteq \mathcal{G}$ y granjas eólicas $\mathcal{G}^w \subseteq \mathcal{G}$. Dentro de las unidades convencionales, existe además un subconjunto de unidades a base de combustibles fósiles $\mathcal{G}^f \subseteq \mathcal{G}^c$. Todas estas unidades se encuentran ubicadas en nodos específicos de la red, los cuales pueden (o no) coincidir con nodos de demanda. El horizonte de operación \mathcal{T} tiene una duración de 24 horas, donde cada hora se considera un periodo $t \in \mathcal{T}$.

Los componentes del sistema presentan características técnicas que condicionan la operación. Cada línea de transmisión posee una capacidad máxima de transporte $\bar{P}_{(i,j)}$ y una susceptan-

cia $B_{(i,j)}$. Las unidades generadoras están restringidas a operar dentro de sus capacidades mínima y máxima $(\underline{P}_g, \overline{P}_g)$, y su producción solo puede variar entre periodos consecutivos dentro de su tasa de rampa ascendente y descendente (r_g^U, r_g^D) . También cuentan con tasas máximas de encendido y apagado (r_g^{SU}, r_g^{SD}) , que delimitan el aumento o reducción instantáneo de generación cuando la unidad cambia de estado. Además, si una unidad es apagada, debe permanecer al menos t_g^D periodos en dicho estado; de igual manera, una unidad recién encendida debe mantenerse operando por un mínimo de t_g^U periodos. Finalmente, el sistema tiene un requerimiento mínimo de reservas de giro r_{min} que debe ser suplido con la suma de las reservas de cada unidad de generación convencional.

Respecto a las granjas eólicas, estas se conforman por un total de N_g turbinas, cada una con una potencia nominal de \hat{W}_g MW. El funcionamiento de las turbinas depende de la velocidad del viento, donde se define una velocidad mínima U_g^{in} m/s para el arranque y una velocidad máxima U_g^{out} m/s de desconexión. Para cada granja eólica se dispone de un pronóstico de generación para cada periodo del horizonte, denotado por $W_{g,t}^F$.

En el caso de los nodos de demanda $i \in \mathcal{N}^D$, cada uno representa una fracción p_i de la demanda total del sistema, y cuenta con un pronóstico de demanda por periodo $D_{i,t}^F$. Todos los nodos tienen una parte de demanda inelástica $D_{i,t}^0$ y otra parte elástica, cuya curva se construye a partir de la elasticidad precio $\alpha_{i,t}$ y del coeficiente $A_{i,t}$ asociado al tamaño de la demanda elástica. Además, en cada nodo se define una oferta de consumo para cada periodo, representada por $D_{i,t}^C$, la cual puede diferir del nivel de demanda real del nodo.

Por otro lado, se considera un conjunto de escenarios $\xi \in \Omega$ para simular distintos valores de parámetros estocásticos en el horizonte de tiempo. Estos parámetros corresponden a la velocidad del viento $ws_{i,t,\xi}$, que afecta la potencia disponible de cada granja eólica $(\overline{W}_{g,t,\xi})$, y a la demanda

agregada del sistema $D_{t,\xi}$, que determina el nivel real de consumo requerido en cada periodo. Cada escenario ξ posee una probabilidad de ocurrencia asociada, lo que permite representar de manera explícita la incertidumbre.

Finalmente, respecto a los costos de operación, cada unidad generadora presenta costos variables y fijos asociados a su funcionamiento. Esto incluye costos de operación y mantenimiento (C_g^{OM}), costos de emisión de CO₂ ($C_g^{CO_2}$), costos de no-load (C_g^{NL}) vinculados a mantenerse encendida sin producir energía, costos de encendido y apagado derivados de los cambios en su estado operativo (C_g^{SU} , C_g^{SD}), y costos de combustible (C_g^F). Asimismo, la presencia de demanda no suministrada considera un costo de penalización C^{ENS} .

El objetivo del modelo es representar la operación del sistema eléctrico, asegurándose de cumplir con todas las restricciones y requerimientos, y determinar el programa óptimo para el día siguiente, definiendo en cada hora qué unidades estarán encendidas y cuál será su nivel de generación para satisfacer la demanda al menor costo posible. Dado que se incorpora el enfoque de RUC, además de cubrir la demanda ofertada en cada nodo, el modelo debe asegurar suficiente capacidad para abastecer el pronóstico de demanda, identificando las unidades que deben operar de manera preventiva para mantener la confiabilidad.

5.2. Supuestos

Se consideran los siguientes supuestos para la construcción del modelo:

- Se asume la aproximación DC para los flujos en la red, excluyendo parámetros y restricciones asociadas a la magnitud del voltaje y potencia reactiva.
- Como método de pronóstico para los parámetros estocásticos, se considera el promedio ponderado de los valores en cada escenario, según su probabilidad de ocurrencia.
- En cada nodo de demanda de la red eléctrica se considera un porcentaje de demanda elástica, lo cual permitirá estimar la curva de disposición a pagar y obtener el excedente del consumidor.
- Se asume que todas las unidades generadoras convencionales están siempre disponibles para su utilización dentro del horizonte de planificación, sin considerar tiempos de detención por mantenimiento o fallas.
- La demanda ofertada en cada nodo $D_{i,t}^C$ es determinada de forma arbitraria dentro del rango $[D_{i,t}^0, D_{i,t}^F]$, con el fin de simular las diferencias que podrían existir entre esta demanda y el pronóstico.

5.3. Definición del modelo

En primer lugar, se definen todos los elementos del modelo de optimización propuesto; incluyendo conjuntos, variables, parámetros, restricciones y función objetivo. La formulación se construye en base al modelo presentado en (Mena et al., 2024), incorporando elementos clave que permiten abordar los objetivos de esta investigación, como la inclusión del predespacho de unidades por confiabilidad (RUC), representación de demanda elástica mediante curvas de disposición a pagar, manejo de parámetros estocásticos mediante escenarios y una función objetivo orientada a la maximización del bienestar social, con una estructura similar a la propuesta en (Zhao et al., 2013).

5.3.1. Conjuntos

\mathcal{G}	Conjunto de unidades generadoras, indexado por g .
\mathcal{G}^1	Conjunto de unidades generadoras convencionales con una duración mínima de encendido $t_g^U = 1$, indexado por g .
\mathcal{G}^c	Conjunto de unidades generadoras convencionales, indexado por g .
\mathcal{G}_i^c	Conjunto de unidades generadoras convencionales ubicadas en el nodo $i \in \mathcal{N}$, indexado por g .
\mathcal{G}^f	Conjunto de unidades generadoras a base de combustible, indexado por g .
\mathcal{G}^w	Conjunto de granjas eólicas, indexado por g .
\mathcal{G}_i^w	Conjunto de granjas eólicas ubicadas en el nodo $i \in \mathcal{N}$, indexado por g .
\mathcal{L}	Conjunto de líneas de transmisión, indexado por (i, j) o (j, i) .
\mathcal{N}	Conjunto de nodos, indexado por i o j .
\mathcal{N}^D	Conjunto de nodos con demanda distinta de cero, indexado por i o j .
Ω	Conjunto de escenarios operacionales, indexado por ξ .
\mathcal{T}	Conjunto de periodos de tiempo del horizonte de planificación, indexado por t .

5.3.2. Variables

$d_{g,t}^- \geq 0$	Reserva de giro descendente entregada por la unidad convencional g en el periodo t , en MW.
$d_{g,t}^+ \geq 0$	Reserva de giro ascendente entregada por la unidad convencional g en el periodo t , en MW.
$\Delta\theta_{(i,j),t}^C \in \mathbb{R}$	Diferencia de ángulo de voltaje entre nodos i y j en vaciado de mercado, en el periodo t , en radianes.
$\Delta\theta_{(i,j),t,\xi} \in \mathbb{R}$	Diferencia de ángulo de voltaje entre nodos i y j en el periodo t , para el escenario ξ , en radianes.
$\Delta\theta_{(i,j),t}^R \in \mathbb{R}$	Diferencia de ángulo de voltaje entre nodos i y j en etapa RUC, en el periodo t , en radianes.
$f_{(i,j),t}^C$	Flujo de potencia en vaciado de mercado desde el nodo i hacia el nodo j en el período t , en MW.
$f_{(i,j),t,\xi}$	Flujo de potencia desde el nodo i hacia el nodo j en el período t , para el escenario ξ , en MW.
$f_{(i,j),t}^R$	Flujo de potencia en etapa RUC desde el nodo i hacia el nodo j en el período t , en MW.
$LS_{i,t,\xi} \geq 0$	Pérdida de carga en el nodo i , en el periodo t , para el escenario ξ , en MW.
$P_{g,t}^C \geq 0$	Potencia ofertada por la unidad convencional g en el periodo t , en MW.
$p_{g,t}^C \geq 0$	Potencia ofertada por sobre el mínimo técnico de la unidad convencional g en el periodo t , en MW.
$P_{g,t}^R \geq 0$	Potencia generada en la etapa RUC por la unidad convencional g en el periodo t , en MW.
$p_{g,t}^R \geq 0$	Potencia generada por RUC por sobre el mínimo técnico de la unidad convencional g en el periodo t , en MW.
$P_{g,t} \geq 0$	Potencia total generada por la unidad convencional g en el periodo t , en MW.
$P_{g,t,\xi} \geq 0$	Potencia generada por la unidad convencional g en el periodo t , para el escenario ξ , en MW.
$p_{g,t,\xi} \geq 0$	Potencia generada por sobre el mínimo técnico de la unidad convencional g en el periodo t , para el escenario ξ , en MW.
$r_{g,t}^- \geq 0$	Reserva de giro descendente asignada a la unidad convencional g en el periodo t , en MW.
$r_{g,t}^+ \geq 0$	Reserva de giro ascendente asignada a la unidad convencional g en el periodo t , en MW.
$u_{g,t}^C \in \{0, 1\}$	Encendido de la unidad generadora g en vaciado de mercado en el periodo t , 1: se enciende, 0: no se enciende.
$u_{g,t}^R \in \{0, 1\}$	Encendido de la unidad generadora g en etapa RUC en el periodo t , 1: se enciende, 0: no se enciende.

$u_{g,t} \in \{0, 1\}$	Encendido unificado de la unidad generadora g en el periodo t , 1: se enciende, 0: no se enciende.
$v_{g,t}^C \in \{0, 1\}$	Apagado de la unidad generadora g en vaciado de mercado en el periodo t , 1: se apaga, 0: no se apaga.
$v_{g,t}^R \in \{0, 1\}$	Apagado de la unidad generadora g en etapa RUC en el periodo t , 1: se apaga, 0: no se apaga.
$v_{g,t} \in \{0, 1\}$	Apagado unificado de la unidad generadora g en el periodo t , 1: se apaga, 0: no se apaga.
$W_{g,t}^C \geq 0$	Potencia ofertada por el parque eólico g en el periodo t , en MW.
$W_{g,t,\xi} \geq 0$	Potencia utilizada por el parque eólico g en el periodo t , para el escenario ξ en MW.
$W_{g,t}^R \geq 0$	Potencia del parque eólico g en etapa RUC en el periodo t , en MW.
$w_{g,t,\xi}^- \geq 0$	Variación de energía descendente del parque eólico g en el periodo t , en MW.
$w_{g,t,\xi}^+ \geq 0$	Varación de energía ascendente del parque eólico g en el periodo t , en MW.
$x_{g,t}^C \in \{0, 1\}$	Estado de compromiso en vaciado de mercado de la unidad generadora g en el periodo t , 1: encendida, 0: apagada.
$x_{g,t}^R \in \{0, 1\}$	Estado de compromiso en etapa RUC de la unidad generadora g en el periodo t , 1: encendida, 0: apagada.
$x_{g,t} \in \{0, 1\}$	Estado de compromiso unificado de la unidad generadora g en el periodo t , 1: encendida, 0: apagada.
$z_{g,t} \in \{0, 1\}$	Variable binaria auxiliar, representando la expresión lógica $(u_{g,t}^R \wedge v_{g,t}^C) \vee (u_{g,t}^C \wedge v_{g,t}^R)$.
$z_{g,t}^{CR} \in \{0, 1\}$	Variable binaria auxiliar, representando la expresión lógica $(u_{g,t}^C \wedge v_{g,t}^R)$.
$z_{g,t}^{RC} \in \{0, 1\}$	Variable binaria auxiliar, representando la expresión lógica $(u_{g,t}^R \wedge v_{g,t}^C)$.

5.3.3. Parámetros

a_g, b_g, c_g	Coefficientes de la función de costo de combustible de la unidad convencional g , en kUS\$/MW ² , kUS\$/MW, kUS\$, respectivamente.
$A_{i,t}$	Coefficiente asociado al tamaño de la demanda elástica en el nodo i , en el periodo t , en unidades derivadas.
$\alpha_{i,t}$	Elasticidad precio de la demanda elástica en el nodo i , en el período t , en unidades derivadas.
$B_{(i,j)}$	Susceptancia de la línea de transmisión (i, j) , en p.u.
C^{ENS}	Costo de penalización por energía no suplida, en kUS\$/MW.
C_g^{NL}	Costo fijo de operación de la unidad convencional g , en kUS\$/h.
C_g^{OM}	Costo variable de operación y mantenimiento de la unidad generadora g , en kUS\$/MW.
C_g^{SD}	Costo de apagado de la unidad convencional g , en kUS\$.
C_g^{SU}	Costo de encendido de la unidad convencional g , en kUS\$.
$D_{i,t}^F$	Demanda pronosticada para el nodo i en el periodo t , en MW.
D_t	Demanda agregada del sistema en el periodo t para el escenario ξ .
$D_{i,t}^0$	Parte inelástica de la demanda en el nodo i en el periodo t .
N_g	Número de turbinas en el parque eólico g .
p_i	Factor de demanda para el nodo i .
$\bar{P}_{(i,j)}$	Capacidad de transmisión de la línea (i, j) , en MW.
\bar{P}_g	Capacidad máxima de generación de la unidad convencional g , en MW.
\underline{P}_g	Mínimo técnico de generación para la unidad convencional g , en MW.
\hat{W}_g	Potencia nominal de las turbinas en parque eólico g , en MW.
r_g^D	Tasa máxima de rampa descendente de la unidad convencional g , como % de \bar{P}_g .
r_g^U	Tasa máxima de rampa ascendente de la unidad convencional g , como % de \bar{P}_g .
r^{min}	Requerimiento de reserva de giro, como % de la demanda agregada pronosticada $\sum D_{i,t}^F$.
r_g^{SD}	Tasa de apagado de la unidad convencional g , en MW.
r_g^{SU}	Tasa de encendido de la unidad convencional g , en MW.
S_0	Potencia base aparente del sistema, en MVA.

t_g^D	Duración mínima de apagado de la unidad generadora g , en h.
t_g^U	Duración mínima de encendido de la unidad generadora g , en h.
U_g^{in}	Velocidad de arranque de las turbinas en la granja eólica g , en m/s.
U_g^{out}	Velocidad de desconexión de las turbinas en la granja eólica g , en m/s.
\hat{U}_g	Velocidad nominal de las turbinas en la granja eólica g , en m/s.
$W_{g,t}^F$	Potencia eólica pronosticada para la granja eólica g en el período t , en MW.
$\overline{W}_{g,t,\xi}$	Potencia disponible en la granja eólica g en el período t para el escenario ξ , en MW.
$w_{i,t,\xi}$	Velocidad del viento en el nodo i en el período t para el escenario ξ , en m/s.
$D_{i,t}^C$	Demanda ofertada en el nodo i para el periodo t , en MW.

5.3.4. Funciones

C_g^F	Costo de combustible de la unidad g en el periodo t para el escenario ξ , en US\$.
$TWP_{i,t}$	Disposición a pagar total del nodo i en el periodo t , en US\$.
$w_{i,t}$	Curva de disposición a pagar de la demanda elástica del nodo i en el periodo t , en US\$/MW.

5.3.5. Parámetros estocásticos

Se presentan los dos parámetros estocásticos presentes en el modelo, correspondientes a la demanda agregada del sistema y la velocidad del viento para generación de energía eólica, junto con una breve descripción de cómo estos parámetros fueron obtenidos.

Demanda agregada de energía

La demanda agregada del sistema D_t MW para cada periodo t dentro del horizonte de planificación \mathcal{T} , se considera normalmente distribuida con promedio μ_t y varianza σ_t^2 (Hajebrahimi et al., 2017). Para evitar la generación de series temporales de D_t con patrones extremadamente irregulares, el proceso de muestreo de la demanda se lleva a cabo en dos etapas. En primer lugar, se identifican y almacenan los periodos $t' \in \mathcal{T}' \subset \mathcal{T}$, donde ocurren los máximos y mínimos de la demanda agre-

gada promedio del sistema. Luego, para estos periodos característicos se muestrean realizaciones de la demanda agregada $\{D_{t',\xi}\}_{t' \in \mathcal{T}'}$, con $\xi \in \Omega$, como se muestra en la ecuación (1).

$$D_{t',\xi} = \mu_{t'} + \sigma_{t'} \sqrt{2} \operatorname{erf}^{-1}(2\tilde{u}_{t',\xi} - 1) \quad (\forall t' \in \mathcal{T}', \xi \in \Omega) \quad (1)$$

donde $\tilde{u}_{t',\xi} \in [0, 1], \forall t' \in \mathcal{T}', \xi \in \Omega$ representa números aleatorios uniformemente distribuidos y $\operatorname{erf}(\cdot)$ es la función de error.

Una vez que la demanda agregada fue muestreada para los periodos característicos $t' \in \mathcal{T}'$, se generan realizaciones de la demanda $\{D_{t,\xi}\}_{t \in \mathcal{T} \setminus \mathcal{T}'}$ para los periodos de tiempo restantes. Estas realizaciones se muestrean a partir de distribuciones normales con promedios interpolados, como se muestra en la ecuación (2).

$$D_{t,\xi} = D_{t'_i,\xi} + \frac{D_{t'_{i+1},\xi} - D_{t'_i,\xi}}{t'_{i+1} - t'_i} + \sigma_t \sqrt{2} \operatorname{erf}^{-1}(2\tilde{u}_{t,\xi} - 1) \quad (\forall t \in \mathcal{T} \setminus \mathcal{T}', t'_i \in \mathcal{T}', t'_i < t < t'_{i+1}, \xi \in \Omega) \quad (2)$$

donde, $\tilde{u}_{t,\xi} \in [0, 1], \forall t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega$ representan números aleatorios uniformemente distribuidos.

Posteriormente, para determinar los perfiles de demanda en cada nodo del sistema $\{D_{i,t,\xi}\}_{t=1,\dots,|\mathcal{T}|}$ para cada escenario $\xi \in \Omega$, cada perfil de demanda agregada muestreado $\{D_{t,\xi}\}_{t \in \mathcal{T}}$ se pondera mediante un factor nodal $p_i \geq 0, \forall i \in \mathcal{N}^D$, donde $\sum_{i \in \mathcal{N}} p_i = 1$, siendo \mathcal{N}^D el conjunto de todos los nodos con demanda distinta de cero.

Velocidad nodal del viento

En cada nodo $i \in \mathcal{N}$ donde se ubican granjas eólicas, se sintetiza una serie temporal discreta de velocidad del viento $\{ws_{i,t,\xi}\}_{t=1,\dots,|\mathcal{T}|}$ m/s para cada escenario $\xi \in \Omega$. Esto se realiza mediante

un modelo de composición basado en el proceso estocástico Matèrn (Mena et al., 2022) como se describe en la ecuación (3).

$$ws_{i,t,\xi} = \mathcal{YJ}^{-1}(\tilde{r}_{i,t,\xi}^{\mathcal{M}}(\hat{\sigma}_i^2, \hat{\lambda}_i, \hat{\alpha}_i) \times \sqrt{\hat{x}_{i,t}^{\Lambda^2} + \hat{x}_{i,t}^{\Lambda}} \hat{\lambda}_i^{\mathcal{YJ}}) \quad (\forall i \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (3)$$

donde $\tilde{r}_{i,t,\xi}^{\mathcal{M}}$ denota una realización del proceso de Matèrn con varianza dependiente de la ubicación $\hat{\sigma}_i^2$, frecuencia de amortiguamiento $\hat{\lambda}_i$ y pendiente de potencia $\hat{\alpha}_i$. Por otro lado, $\hat{x}_{i,t}^{\Lambda}$ y $\hat{x}_{i,t}^{\Lambda^2}$ representan la componente periódica de alta energía presente en la media y varianza de los datos históricos de velocidad del viento en el nodo i , respectivamente. $\mathcal{YJ}(\cdot)$ corresponde a la transformación de potencia de Yeo-Johnson (YJ), con parámetro $\hat{\lambda}_i^{\mathcal{YJ}}$.

Posteriormente, las series temporales de velocidad del viento simuladas se utilizan como entrada en modelos de conversión de energía eólica, como el presentado en la ecuación (4), con el fin de determinar la potencia eólica disponible $\{\bar{W}_{g,t,\xi}\}_{t=1,\dots,|\mathcal{T}|}$ MW, para cada granja eólica.

$$\bar{W}_{g,t,\xi} = \begin{cases} 0 & 0 < ws_{i,t,\xi} < U_g^{\text{in}} \\ N_g \hat{W}_g \frac{ws_{i,t,\xi} - U_g^{\text{in}}}{\hat{U}_g - U_g^{\text{in}}} & U_g^{\text{in}} \leq ws_{i,t,\xi} < U_g^{\text{R}} \\ N_g \hat{W}_g & U_g^{\text{R}} \leq ws_{i,t,\xi} < U_g^{\text{out}} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (\forall g \in \mathcal{G}_i^{\text{w}}, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (4)$$

donde N_g es el número de turbinas en la granja $g \in \mathcal{G}_i^{\text{w}}$ ubicada en el nodo i , \hat{W}_g MW representa la potencia nominal las turbinas, y U_g^{in} m/s, \hat{U}_g m/s y U_g^{out} m/s corresponden a las velocidades de conexión, nominal y de desconexión, respectivamente.

5.3.6. Restricciones

A continuación se presentan las restricciones del modelo, las cuales se dividen en restricciones de primera y segunda etapa. Las restricciones de primera etapa corresponden a las decisiones *here-and-now*, relacionadas con el predespacho de unidades y la potencia ofertada en el vaciado de mercado y en el RUC, antes de conocer las realizaciones de la demanda agregada y de la velocidad del viento. Estas restricciones se clasifican a su vez en aquellas asociadas al vaciado de mercado y en las relacionadas con la confiabilidad del sistema. Por otro lado, las restricciones de segunda etapa comprenden las decisiones *wait-and-see*, cuyos valores se determinan una vez observadas las realizaciones de los parámetros estocásticos.

Vaciado de mercado

El vaciado de mercado incluye a las variables de decisión que se determinan de manera previa a conocer los valores reales de demanda y potencia de viento disponible. En esta etapa se determina el predespacho de las unidades generadoras para todos los periodos y su respectiva potencia comprometida, considerando restricciones técnicas propias del sistema.

1. Predespacho de unidades:

$$x_{g,t}^C - x_{g,t-1}^C = u_{g,t}^C - v_{g,t}^C, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t > 1) \quad (5)$$

$$\sum_{\tau=t-t_g^U+1}^t u_{g,\tau}^C \leq x_{g,t}^C, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t \geq t_g^U) \quad (6)$$

$$\sum_{\tau=t-t_g^D+1}^t v_{g,\tau}^C \leq 1 - x_{g,t}^C, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t \geq t_g^D) \quad (7)$$

La restricción (5) establece la relación entre los encendidos ($u_{g,t}^C$) y apagados ($v_{g,t}^C$) de cada unidad generadora con su estado en cada periodo ($x_{g,t}^C$), mientras que las restricciones (6) y (7) restringen

el tiempo mínimo en que cada unidad debe permanecer encendida (t_g^U) o apagada (t_g^D), además de no permitir la simultaneidad de ambas acciones.

2. Balance de potencia:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_i^c} P_{g,t}^C + \sum_{g \in \mathcal{G}_i^w} W_{g,t}^C + \sum_{(j,i) \in \mathcal{L}} f_{(j,i),t}^C - \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}} f_{(i,j),t}^C = D_{i,t}^C, \quad (\forall i \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}) \quad (8)$$

$$f_{(i,j),t}^C = S_0 B_{(i,j)} \Delta \theta_{(i,j),t}^C \quad (\forall (i,j) \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}) \quad (9)$$

$$D_{i,t}^C \leq D_{i,t}^F, \quad (\forall i \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}) \quad (10)$$

$$D_{i,t}^C \geq D_{i,t}^0, \quad (\forall i \in \mathcal{N}^D, t \in \mathcal{T}) \quad (11)$$

En la restricción (8) se define el balance de potencia en cada nodo del sistema; donde la potencia generada en el nodo (eólica o convencional), sumada a los flujos de entrada menos los flujos de salida del nodo, igualan a la demanda comprometida en la etapa de vaciado de mercado ($D_{i,t}^C$). Además, en (10) y (11) esta demanda se limita entre la demanda mínima a suplir en el nodo, correspondiente a la parte inelástica ($D_{i,t}^0$), y el pronóstico de demanda ($D_{i,t}^F$). Por último, en (9) se establece una restricción para el flujo de potencia en cada línea de transmisión, considerando su susceptancia y potencia base aparente.

3. Límites de línea de transmisión:

$$-\bar{P}_{(i,j)} \leq f_{(i,j),t}^C \leq \bar{P}_{(i,j)} \quad (\forall (i,j) \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}) \quad (12)$$

Esta restricción limita el flujo de potencia entre dos nodos, considerando los límites de capacidad de cada línea de transmisión.

4. Límites de generación:

$$P_{g,t}^C = \underline{P}_g x_{g,t}^C + p_{g,t}^C \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (13)$$

$$W_{g,t}^C \leq W_{g,t}^F \quad (\forall g \in \mathcal{G}^w, t \in \mathcal{T}) \quad (14)$$

$$p_{g,t}^C \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot x_{g,t}^C - (\bar{P}_g - r_g^{SU}) \cdot u_{g,t}^C - \max\{r_g^{SU} - r_g^{SD}, 0\} \cdot v_{g,t+1}^C \cdot \chi_t \quad (\forall g \in \mathcal{G}^1, t \in \mathcal{T}) \quad (15)$$

$$p_{g,t}^C \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot x_{g,t}^C - \max\{r_g^{SD} - r_g^{SU}, 0\} \cdot u_{g,t}^C - (\bar{P}_g - r_g^{SD}) \cdot v_{g,t+1}^C \cdot \chi_t \quad (\forall g \in \mathcal{G}^1, t \in \mathcal{T}) \quad (16)$$

$$p_{g,t}^C \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot x_{g,t}^C - (\bar{P}_g - r_g^{SU}) \cdot u_{g,t}^C - (\bar{P}_g - r_g^{SD}) \cdot v_{g,t+1}^C \cdot \chi_t \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c \setminus \mathcal{G}^1, t \in \mathcal{T}) \quad (17)$$

La restricción (13) define que la potencia total comprometida por cada unidad convencional $P_{g,t}^C$ se compone de dos términos; la potencia mínima que se debe generar si la unidad se encuentra encendida ($x_{g,t}^C = 1$), determinada por el mínimo técnico de cada unidad \underline{P}_g y la potencia generada sobre el mínimo técnico $p_{g,t}^C$. Además, las restricciones (15), (16) y (17) definen límites de generación para $p_{g,t}^C$, respetando la capacidad máxima y mínima de cada unidad, además de las tasas de encendido y apagado en caso de que la unidad generadora se encienda en el periodo o sea apagada en el periodo siguiente. Por último, la restricción (14) determina que la potencia entregada por cada granja eólica en el vaciado de mercado $W_{g,t}^C$ no puede superar el pronóstico de potencia de viento disponible $W_{g,t}^F$.

5. Límites de rampa:

$$-r_g^D \cdot \bar{P}_g \cdot (1 - v_{g,t}^C) - r_g^{SD} \cdot v_{g,t}^C \leq P_{g,t}^C - P_{g,t-1}^C \leq r_g^U \cdot \bar{P}_g \cdot (1 - u_{g,t}^C) + r_g^{SU} \cdot u_{g,t}^C \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t > 1) \quad (18)$$

Los límites de rampa establecen que la variación de potencia comprometida entre dos periodos consecutivos ($P_{g,t}^C - P_{g,t-1}^C$) debe encontrarse dentro de los límites permitidos de subida y bajada de potencia, definidos por las tasas máximas descendente y ascendente respectivamente (r_g^D, r_g^U),

multiplicadas por la capacidad máxima de cada unidad generadora convencional \bar{P}_g .

Reliability Unit Commitment

El RUC incluye a las variables de decisión relacionadas con la confiabilidad del sistema. Estas son decisiones preventivas para enfrentar la incertidumbre y permiten cubrir posibles desviaciones de la demanda y generación de potencia respecto a lo planificado en la etapa de vaciado de mercado.

6. Predespacho de unidades RUC:

$$x_{g,t}^R - x_{g,t-1}^R = u_{g,t}^R - v_{g,t}^R, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t > 1) \quad (19)$$

$$\sum_{\tau=t-t_g^U+1}^t u_{g,\tau}^R \leq x_{g,t}^R, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t \geq t_g^U) \quad (20)$$

$$\sum_{\tau=t-t_g^D+1}^t v_{g,\tau}^R \leq 1 - x_{g,t}^R, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t \geq t_g^D) \quad (21)$$

Al igual que en la etapa de vaciado de mercado, la restricción (19) establece una relación entre los encendidos y apagados de cada unidad generadora y su estado en cada periodo, esta vez dentro la etapa de confiabilidad. Las restricciones (20) y (21) aseguran el cumplimiento de los tiempos mínimos de permanencia en estado de apagado o encendido de cada unidad convencional.

7. Restricciones de trazabilidad:

$$x_{g,t}^C + x_{g,t}^R \leq 1, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (22)$$

$$u_{g,t}^C + u_{g,t}^R \leq 1, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (23)$$

$$v_{g,t}^C + v_{g,t}^R \leq 1, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (24)$$

Las unidades generadoras convencionales del sistema no pueden estar comprometidas simultáneamente para la etapa de vaciado de mercado y de RUC. La restricción (22) evita que la unidad esté

encendida ($x_{g,t}^R = 1$) para ambas etapas en un mismo periodo; mientras que (23) y (24) no permiten que una unidad se encienda ($u_{g,t}^R$) o apague ($v_{g,t}^R$) simultáneamente para el vaciado de mercado y RUC.

Una vez asignado el predespacho de unidades en el vaciado de mercado y RUC, se requiere unificar estas decisiones para determinar el programa de cada unidad generadora en el horizonte de planificación. De esta manera, las variables de encendido ($u_{g,t}^C, u_{g,t}^R$), apagado ($v_{g,t}^C, v_{g,t}^R$) y estado ($x_{g,t}^C, x_{g,t}^R$) se unifican en las variables $u_{g,t}$, $v_{g,t}$ y $x_{g,t}$, las cuales indican respectivamente los encendidos, apagados y estados de cada unidad, independiente de la razón por la cual la unidad fue utilizada.

$$x_{g,t} - x_{g,t-1} = u_{g,t} - v_{g,t}, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t > 1) \quad (25)$$

$$\sum_{\tau=t-t_g^U+1}^t u_{g,\tau} \leq x_{g,t}, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t \geq t_g^U) \quad (26)$$

$$\sum_{\tau=t-t_g^D+1}^t v_{g,\tau} \leq 1 - x_{g,t}, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t \geq t_g^D) \quad (27)$$

Las restricciones (25), (26) y (27) cumplen la misma función que las restricciones de predespacho descritas anteriormente, pero sin diferenciar entre vaciado de mercado y RUC. Estas relacionan los encendidos y apagados de cada unidad con su estado en cada periodo, además de cumplir con el tiempo mínimo de permanencia en cada estado.

$$x_{g,t} \geq x_{g,t}^C, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (28)$$

$$x_{g,t} \geq x_{g,t}^R, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (29)$$

$$x_{g,t} \leq x_{g,t}^C + x_{g,t}^R, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (30)$$

$$u_{g,t} \leq u_{g,t}^C + u_{g,t}^R, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (31)$$

$$u_{g,t} \leq 1 - z_{g,t}, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (32)$$

$$u_{g,t} \geq \frac{u_{g,t}^R + u_{g,t}^C}{2} + (1 - z_{g,t}) - 1, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (33)$$

$$v_{g,t} \leq v_{g,t}^C + v_{g,t}^R, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (34)$$

$$v_{g,t} \leq 1 - z_{g,t}, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (35)$$

$$v_{g,t} \geq \frac{v_{g,t}^R + v_{g,t}^C}{2} + (1 - z_{g,t}) - 1, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (36)$$

Las restricciones (28)-(36) unifican las variables de estado, encendido y apagado del vaciado de mercado y RUC. La variable auxiliar $z_{g,t}$ indica si en algún periodo una unidad se apaga para el vaciado de mercado y simultáneamente pasa a ser encendida por RUC o viceversa, lo que en la práctica significa que la unidad sigue operando y no se debe contabilizar que fue encendida o apagada en ese periodo.

$$z_{g,t} \geq z_{g,t}^{RC}, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (37)$$

$$z_{g,t} \geq z_{g,t}^{CR}, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (38)$$

$$z_{g,t} \leq z_{g,t}^{RC} + z_{g,t}^{CR}, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (39)$$

$$z_{g,t}^{RC} \leq u_{g,t}^R, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (40)$$

$$z_{g,t}^{RC} \leq v_{g,t}^C, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (41)$$

$$z_{g,t}^{RC} \geq u_{g,t}^R + v_{g,t}^C - 1, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (42)$$

$$z_{g,t}^{CR} \leq u_{g,t}^C, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (43)$$

$$z_{g,t}^{CR} \leq v_{g,t}^R, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (44)$$

$$z_{g,t}^{CR} \geq u_{g,t}^C + v_{g,t}^R - 1, \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (45)$$

Finalmente las restricciones (37)-(45) representan las expresiones lógicas correspondiente a las variables auxiliares $z_{g,t}$, $z_{g,t}^{CR}$ y $z_{g,t}^{RC}$.

8. Balance de potencia RUC:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_i^c} P_{g,t}^R + \sum_{g \in \mathcal{G}_i^w} W_{g,t}^R + \sum_{(j,i) \in \mathcal{L}} f_{(j,i),t}^R - \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}} f_{(i,j),t}^R = D_{i,t}^F - D_{i,t}^C \quad (\forall i \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}) \quad (46)$$

$$f_{(i,j),t}^R = S_0 B_{(j,i)} \Delta \theta_{(i,j),t}^R \quad (\forall (i,j) \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}) \quad (47)$$

La potencia generada por RUC tiene como objetivo suplir la diferencia entre la demanda ofertada en el vaciado de mercado y el pronóstico de demanda ($D_{i,t}^F - D_{i,t}^C$). Las variables de decisión $P_{g,t}^R$ y $W_{g,t}^R$ representan la potencia generada por las unidades convencionales y granjas eólicas en cada nodo, y la variable $f_{(i,j),t}^R$ representa el flujo de entrada o salida de cada nodo. Además, en (47) se establece una restricción para el flujo de potencia en cada línea de transmisión, considerando su susceptancia y potencia base aparente.

9. Límites de línea de transmisión:

$$-\bar{P}_{(i,j)} \leq f_{(i,j),t}^C + f_{(i,j),t}^R \leq \bar{P}_{(i,j)} \quad (\forall (i,j) \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}) \quad (48)$$

Esta restricción limita el flujo de potencia entre dos nodos en el RUC, considerando los límites de capacidad de cada línea de transmisión. Esta vez se considera como flujo total la suma de los flujos de potencia por vaciado de mercado $f_{(i,j),t}^C$ y por confiabilidad $f_{(i,j),t}^R$.

10. Límites de generación:

$$P_{g,t}^R = \underline{P}_g x_{g,t}^R + p_{g,t}^R \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (49)$$

$$P_{g,t} = \underline{P}_g x_{g,t} + p_{g,t}^C + p_{g,t}^R \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (50)$$

$$W_{g,t}^C + W_{g,t}^R \leq W_{g,t}^F \quad (\forall g \in \mathcal{G}^w, t \in \mathcal{T}) \quad (51)$$

Se determinan los límites de generación RUC, donde la potencia total generada por cada unidad

en cada periodo $P_{g,t}$, no puede superar la potencia comprometida para el vaciado de mercado ($\underline{P}_g x_{g,t} + p_{g,t}^C$) sumado a la potencia generada por RUC ($p_{g,t}^R$) por sobre el mínimo técnico. Por otro lado la potencia total entregada por cada granja eólica en cada periodo ($W_{g,t}^C + W_{g,t}^R$) no puede superar el pronóstico de potencia eólica disponible $W_{g,t}^F$.

$$p_{g,t}^C + p_{g,t}^R \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot x_{g,t} - (\bar{P}_g - r_g^{\text{SU}}) \cdot u_{g,t} - \max\{r_g^{\text{SU}} - r_g^{\text{SD}}, 0\} \cdot v_{g,t+1} \cdot \chi_t - r_{g,t}^+ \quad (\forall g \in \mathcal{G}^1, t \in \mathcal{T}) \quad (52)$$

$$p_{g,t}^C + p_{g,t}^R \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot x_{g,t} - \max\{r_g^{\text{SD}} - r_g^{\text{SU}}, 0\} \cdot u_{g,t} - (\bar{P}_g - r_g^{\text{SD}}) \cdot v_{g,t+1} \cdot \chi_t - r_{g,t}^+ \quad (\forall g \in \mathcal{G}^1, t \in \mathcal{T}) \quad (53)$$

$$p_{g,t}^C + p_{g,t}^R \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot x_{g,t} - (\bar{P}_g - r_g^{\text{SU}}) \cdot u_{g,t} - (\bar{P}_g - r_g^{\text{SD}}) \cdot v_{g,t+1} \cdot \chi_t - r_{g,t}^+ \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c \setminus \mathcal{G}^1, t \in \mathcal{T}) \quad (54)$$

$$p_{g,t}^C + p_{g,t}^R \geq r_{g,t}^- \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}) \quad (55)$$

Además, al igual que restricciones mencionadas anteriormente, se establecen límites para la potencia total generada sobre el mínimo técnico ($p_{g,t}^C + p_{g,t}^R$), donde se debe respetar la capacidad máxima y mínima de cada unidad, además de las tasas de encendido y apagado en caso de que la unidad generadora se encienda en el periodo o sea apagada en el periodo siguiente. Por último, la restricción (55) establece que la potencia total generada sobre el mínimo técnico debe ser mayor a la reserva de giro descendente, para cada unidad convencional g en cada periodo t .

11. Requerimiento de reservas:

Se establece un requerimiento mínimo de reservas de giro, donde las reservas ascendentes ($r_{g,t}^+$) y descendentes ($r_{g,t}^-$) de cada unidad generadora convencional no deben ser menores a cierto porcentaje mínimo requerido de la demanda agregada pronosticada para cada periodo.

$$r^{\min} \sum_{i \in \mathcal{N}} D_{i,t}^F \leq \sum_{g \in \mathcal{G}^c} r_{g,t}^+ \quad (\forall t \in \mathcal{T}) \quad (56)$$

$$r^{\min} \sum_{i \in \mathcal{N}} D_{i,t}^F \leq \sum_{g \in \mathcal{G}^c} r_{g,t}^- \quad (\forall t \in \mathcal{T}) \quad (57)$$

12. Límites de rampa:

$$-r_g^D \cdot \bar{P}_g \cdot (1 - v_{g,t}^R) - r_g^{SD} \cdot v_{g,t}^R + (r_{g,t-1}^+ + r_{g,t}^-) \leq P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq r_g^U \cdot \bar{P}_g \cdot (1 - u_{g,t}^R) + r_g^{SU} \cdot u_{g,t}^R - (r_{g,t}^+ + r_{g,t-1}^-) \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t > 1) \quad (58)$$

La restricción (57) establece que la variación de potencia total comprometida entre dos periodos consecutivos ($P_{g,t} - P_{g,t-1}$) debe encontrarse dentro de los límites permitidos de subida y bajada de potencia, esta vez también considerando las reservas de giro existentes, las cuales permiten una mayor holgura en la variación de potencia de un periodo a otro.

Restricciones de segunda etapa

Las restricciones de segunda etapa siguen la misma lógica que todas las restricciones descritas anteriormente, sin embargo, esta vez se consideran los valores reales de demanda energética y energía eólica disponible en cada escenario. Lo anterior implica que para cada escenario existirán ajustes al despacho de potencia determinado en la primera etapa (vaciado de mercado y RUC), por lo que se incluyen las variables de *load-shedding* $LS_{i,t,\xi}$ y reservas de giro utilizadas para las unidades convencionales ($d_{g,t,\xi}^+, d_{g,t,\xi}^-$) y variación de energía de las granjas eólicas ($w_{g,t,\xi}^+ - w_{g,t,\xi}^-$).

13. Balance de potencia:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_i^c} P_{g,t,\xi} + \sum_{g \in \mathcal{G}_i^w} W_{g,t,\xi} + \sum_{(j,i) \in \mathcal{L}} f_{(j,i),t,\xi} - \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}} f_{(i,j),t,\xi} + LS_{i,t,\xi} = D_{i,t,\xi} \quad (\forall i \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (59)$$

$$f_{(i,j),t,\xi} = S_0 B_{(j,i)} \Delta \theta_{(i,j),t,\xi} \quad (\forall (i,j) \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (60)$$

En el balance nodal de segunda etapa (59) se agrega la variable $LS_{i,t,\xi}$, la cual representa la energía faltante para suplir la demanda total del nodo en cierto periodo. Lo anterior es necesario ya que pueden existir escenarios donde el predespacho de energía y reservas determinados en la primera etapa no sean suficientes.

14. Límites de línea de transmisión:

$$-\bar{P}_{(i,j)} \leq f_{(i,j),t,\xi} \leq \bar{P}_{(i,j)} \quad (\forall (i,j) \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (61)$$

15. Límites de generación:

$$P_{g,t,\xi} = \underline{P}_g x_{g,t} + p_{g,t,\xi} \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (62)$$

$$P_{g,t,\xi} = P_{g,t} + d_{g,t,\xi}^+ - d_{g,t,\xi}^- \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (63)$$

$$-r_{g,t}^- \leq d_{g,t,\xi}^+ - d_{g,t,\xi}^- \leq r_{g,t}^+ \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (64)$$

$$W_{g,t,\xi} = W_{g,t}^C + W_{g,t}^R + w_{g,t,\xi}^+ - w_{g,t,\xi}^- \quad (\forall g \in \mathcal{G}^w, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (65)$$

$$W_{g,t,\xi} \leq \bar{W}_{g,t,\xi} \quad (\forall g \in \mathcal{G}^w, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (66)$$

La variable $P_{g,t,\xi}$ representa la potencia real despachada por cada unidad de generación convencional en cada periodo en la segunda etapa. La restricción (63) indica que esta potencia es igual a la potencia despachada en primera etapa más la utilización de reservas de giro ascendentes y/o descendentes ($d_{g,t,\xi}^+, d_{g,t,\xi}^-$), las cuales están restringidas por las reservas determinadas en la primera etapa, según (64). Por otro lado, la energía eólica despachada $W_{g,t,\xi}$ está limitada por la potencia

disponible para cada escenario (66), por lo que también puede presentar variaciones $(w_{g,t,\xi}^+, w_{g,t,\xi}^-)$ respecto de lo definido en la primera etapa.

$$p_{g,t,\xi} \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot x_{g,t} - (\bar{P}_g - r_g^{SU}) \cdot u_{g,t} - \max\{r_g^{SU} - r_g^{SD}, 0\} \cdot v_{g,t+1} \cdot \chi_t \quad (\forall g \in \mathcal{G}^1, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (67)$$

$$p_{g,t,\xi} \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot x_{g,t} - \max\{r_g^{SD} - r_g^{SU}, 0\} \cdot u_{g,t} - (\bar{P}_g - r_g^{SD}) \cdot v_{g,t+1} \cdot \chi_t \quad (\forall g \in \mathcal{G}^1, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (68)$$

$$p_{g,t,\xi} \leq (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot x_{g,t} - (\bar{P}_g - r_g^{SU}) \cdot u_{g,t} - (\bar{P}_g - r_g^{SD}) \cdot v_{g,t+1} \cdot \chi_t \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c \setminus \mathcal{G}^1, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (69)$$

16. Límites de rampa:

$$-r_g^D \bar{P}_g (1 - v_{g,t}) - r_g^{SD} \cdot v_{g,t} \leq P_{g,t,\xi} - P_{g,t-1,\xi} \leq r_g^U \bar{P}_g (1 - u_{g,t}) + r_g^{SU} \cdot u_{g,t} \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, t > 1, \xi \in \Omega) \quad (70)$$

5.3.7. Función Objetivo

Finalmente, se define la función objetivo del modelo, cuyo objetivo es maximizar el bienestar social, representado por la disposición a pagar total $TWP_{i,t}$ menos los costos operacionales de primera y segunda etapa. En la primera etapa se consideran los costos de encendido y apagado, y costo fijo de operación; y para la segunda etapa se considera el costo esperado de combustible, emisiones de CO_2 , O&M y costo por energía no suplida (ENS).

$$F.O. = \max_{\mathbf{x}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{N}^{Dc}} TWP_{i,t} - \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{g \in \mathcal{G}^c} (C_g^{SU} u_{g,t} + C_g^{SD} v_{g,t} + C_g^{NL} \Delta t x_{g,t}) - \mathbb{E}(C_\xi(\mathbf{x})) \quad (71)$$

donde, $\mathbb{E}(C_\xi(\mathbf{x}))$ se define como:

$$\mathbb{E}(C_\xi(\mathbf{x})) = \sum_{\xi \in \Omega} \mathbb{P}_\xi \left\{ \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{g \in \mathcal{G}^c} (C_g^{OM} \Delta t P_{g,t,\xi} + C_{g,t,\xi}^F) + \sum_{g \in \mathcal{G}^w} C_g^{OM} \Delta t W_{g,t,\xi} \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{g \in \mathcal{G}^f} C^{CO_2} \mu_g^f H_g P_{g,t,\xi} \Delta t + \sum_{i \in \mathcal{N}^D} C^{ENS} L S_{i,t,\xi} \right) \right\} \quad (72)$$

Los costos de segunda etapa dependen de la potencia generada en cada escenario por las distintas unidades generadoras. En la función objetivo, estos costos se incorporan mediante su valor espe-

rado, el cual se obtiene multiplicando el costo asociado a cada escenario por su probabilidad de ocurrencia y sumando sobre todos los escenarios.

Además, las funciones utilizadas se definen de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} C_{g,t,\xi}^F &= a_g P_{g,t,\xi}^2 + b_g P_{g,t,\xi} + c_g & (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \\ TWP_{i,t} &= \int_0^{D_{i,t}^C} w_{i,t}(D_{i,t}^C) dD_{i,t}^C & (\forall i \in \mathcal{N}^{De}, t \in \mathcal{T}) \\ w_{i,t}(D_{i,t}^C) &= \left(\frac{D_{i,t}^C}{A_{i,t}} \right)^{\frac{1}{\alpha_{i,t}}} & (\forall i \in \mathcal{N}^{De}, t \in \mathcal{T}) \end{aligned}$$

El costo de combustible $C_{g,t,\xi}^F$ depende de la potencia generada por cada unidad y de los coeficientes a_g , b_g y c_g que definen la curva cuadrática del costo variable. Para mantener la formulación del problema como un MILP, esta curva es aproximada mediante una linealización por tramos.

Por otra parte, la disposición a pagar total $TWP_{i,t}$ se calcula como el área bajo la curva de disposición a pagar en cada nodo $w_{i,t}(\cdot)$, la cual depende del nivel de demanda ofertada, de la elasticidad precio y del coeficiente que caracteriza la magnitud de la demanda elástica en cada nodo. Solo se considera el área correspondiente a la componente elástica de la demanda, es decir, dentro del intervalo $[D_{i,t}^0, D_{i,t}^C]$.

5.4. Linealización

5.4.1. Linealización función de costo de combustible

La función de costo de combustible es normalmente representada como una función cuadrática, definida por:

$$C_{g,t,\xi}^F = a_g P_{g,t,\xi}^2 + b_g P_{g,t,\xi} + c_g \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (73)$$

donde a_g , b_g y c_g son los coeficientes de la función de costo de combustible de cada unidad generadora convencional y $P_{g,t,\xi}$ es la potencia real generada por cada unidad, en el periodo t , en el escenario ξ .

Para linealizar esta curva de costos, se utilizó un método de aproximación por tramos, basado en la Formulación I de (Wu, 2011), donde se realizan equiparticiones de la región de potencia real entregada, dividiéndola en N segmentos, como se representa en la Figura 1.

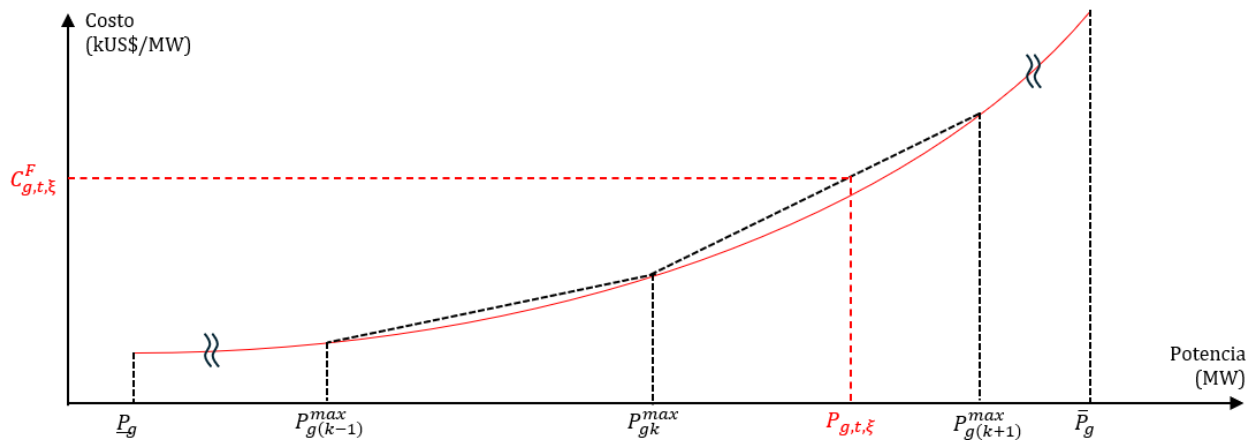


Figura 1: Linealización curva de costo de combustible

Donde se considera que:

$$\underline{P}_g \leq P_{g,t,\xi} \leq \bar{P}_g \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (74)$$

$$P_{g,0}^{max} = \underline{P}_g \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c) \quad (75)$$

$$P_{g,k}^{max} = \underline{P}_g + (\bar{P}_g - \underline{P}_g) \cdot \frac{k}{N} \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, k = 1, \dots, N) \quad (76)$$

Luego, la formulación para la aproximación lineal por tramos se define de la siguiente manera:

$$C_{g,t,\xi}^F = C_g^{min} \cdot x_{g,t} + \sum_k s_{g,k} \cdot p_{g,t,\xi}^k \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega) \quad (77)$$

$$0 \leq p_{g,t,\xi}^k \leq (P_{g,k}^{max} - P_{g,(k-1)}^{max}) \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega, k = 1, \dots, N) \quad (78)$$

$$C_g^{min} = a_g \underline{P}_g^2 + b_g \underline{P}_g + c_g \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c) \quad (79)$$

$$s_{g,k} = \frac{[C^F(P_{g,k}^{max}) - C^F(P_{g,(k-1)}^{max})]}{[P_{g,k}^{max} - P_{g,(k-1)}^{max}]} \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, k = 1, \dots, N) \quad (80)$$

donde $C_{g,t,\xi}^F$ representa el costo de combustible para la unidad convencional g en el periodo t para el escenario ξ ; $C^F(\cdot)$ es la función de costo de combustible; C_g^{min} representa el costo mínimo por generar la potencia requerida por el mínimo técnico de cada unidad; $s_{g,k}$ es la pendiente en cada segmento; $P_{g,k}^{max}$ es la capacidad máxima en cada segmento; y $p_{g,t,\xi}^k$ es la potencia generada por la unidad g en cada segmento k , en el periodo t , para el escenario ξ .

En términos prácticos, el método de linealización presentado, implica añadir las siguientes variables, parámetros y restricciones al modelo de optimización propuesto:

Variables

- $p_{g,t,\xi}^k$: potencia generada en cada segmento k , por la unidad g , en el periodo t , para el escenario ξ .

Parámetros

- $P_{g,k}^{max}$: capacidad máxima en cada segmento k para la unidad convencional g .
- C_g^{min} : costo mínimo de combustible de la unidad convencional g .
- $s_{g,k}$: pendiente del segmento k para la unidad convencional g .

Restricciones

$$0 \leq p_{g,t,\xi}^k \leq (P_{g,k}^{max} - P_{g,(k-1)}^{max}) \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega, k = 1, \dots, N) \quad (81)$$

$$p_{g,t,\xi} = \sum_k p_{g,t,\xi}^k \quad (\forall g \in \mathcal{G}^c, t \in \mathcal{T}, \xi \in \Omega, k = 1, \dots, N) \quad (82)$$

La restricción (81) determina que la potencia generada en cada segmento de la curva de costo de combustible, debe ser mayor que 0 y menor que la diferencia entre la potencia máxima del segmento k y el segmento anterior $(k - 1)$. Para la formulación presentada, el valor de $(P_{g,k}^{max} - P_{g,(k-1)}^{max})$ será contante, ya que se realiza una equipartición del eje x.

Por último, la restricción (82) establece que la sumatoria de la potencia generada en cada segmento $p_{g,t,\xi}^k$ es igual a la potencia total por sobre el mínimo técnico $p_{g,t,\xi}$, generada por la unidad g en el periodo t para el escenario ξ .

6. Caso de Estudio

Para la implementación de la metodología propuesta, se utiliza el sistema de prueba IEEE-39 modificado, donde se considera la integración de generación eólica y dos unidades adicionales de generación convencional.

6.1. Descripción del sistema

El sistema de prueba IEEE-39 modificado está compuesto por 21 nodos de demanda, 46 líneas de transmisión y $|\mathcal{G}| = 11$ unidades de generación convencional. En la Figura 2 se muestra un diagrama de la configuración de este sistema.

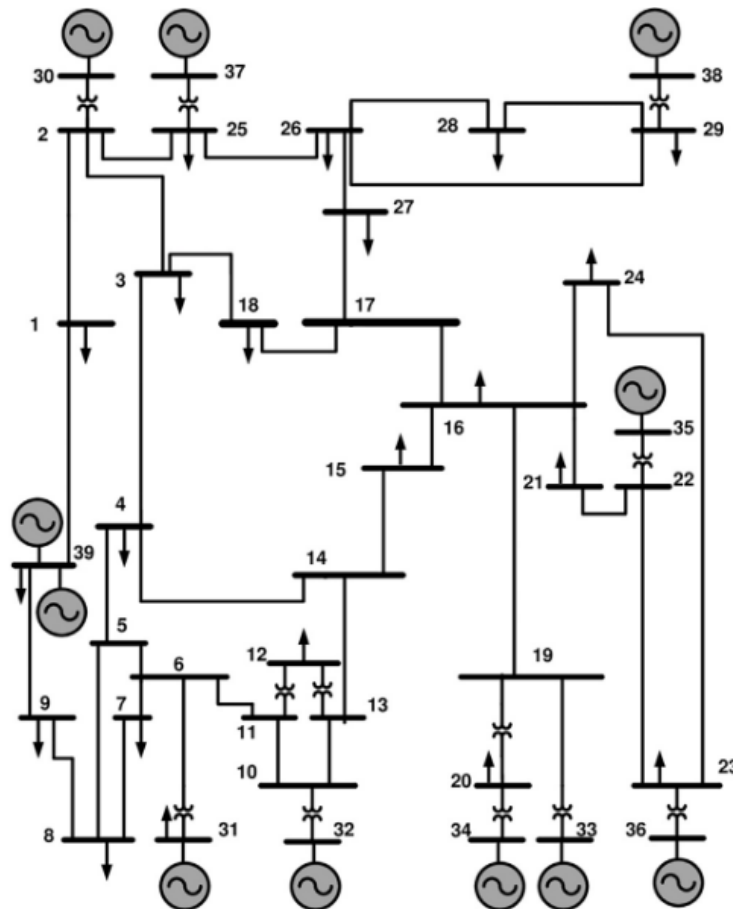


Figura 2: Diagrama del sistema de prueba IEEE 39 de Nueva Inglaterra modificado.

Tabla 1: Parámetros técnicos de las líneas de transmisión.

$i \in \mathcal{N}$	$j \in \mathcal{N}$	$\bar{P}_{(i,j)}$ MW	$X_{(i,j)}$ p.u.	$i \in \mathcal{N}$	$j \in \mathcal{N}$	$\bar{P}_{(i,j)}$ MW	$X_{(i,j)}$ p.u.
1	2	600	0.0411	14	15	600	0.0217
1	39	1000	0.0250	15	16	600	0.0094
2	3	500	0.0151	16	17	600	0.0089
2	25	500	0.0086	16	19	600	0.0195
2	30	1200	0.0181	16	21	600	0.0135
3	4	500	0.0213	16	24	600	0.0059
3	18	500	0.0133	17	18	600	0.0082
4	5	600	0.0128	17	27	600	0.0173
4	14	500	0.0129	19	20	900	0.0138
5	6	1200	0.0026	19	33	900	0.0142
5	8	900	0.0112	20	34	900	0.0180
6	7	900	0.0092	21	22	900	0.0140
6	11	480	0.0082	22	23	600	0.0096
6	31	1800	0.0250	22	35	900	0.0143
7	8	900	0.0046	23	24	600	0.0350
8	9	900	0.0363	23	36	900	0.0272
9	39	900	0.0250	25	26	600	0.0323
10	11	600	0.0043	25	37	900	0.0232
10	13	600	0.0043	26	27	600	0.0147
10	32	900	0.0200	26	28	600	0.0474
12	11	500	0.0435	26	29	600	0.0625
12	13	500	0.0435	28	29	600	0.0151
13	14	600	0.0101	29	38	1200	0.0156

Los parámetros técnicos de las líneas de transmisión, incluyendo la capacidad máxima de flujo $\bar{P}_{(i,j)}$ (MW) y la reactancia X_{ij} (p.u.), se presentan en la Tabla 1. El flujo de potencia se modela bajo la aproximación DC, donde se desprecia la resistencia de las líneas y se considera una relación lineal entre los ángulos de fase y los flujos de potencia activa (Purchala et al., 2005). En consecuencia, la susceptancia de cada línea B_{ij} se aproxima como $B_{ij} = -1/X_{ij}$, siendo X_{ij} (p.u) la reactancia, considerando una potencia aparente base de $S_0 = 100$ MVA.

Se considera un horizonte $\mathcal{T} = 24$ h donde cada hora representa un periodo t . Los valores promedio μ_t del perfil de demanda agregada normalmente distribuida D_t , descrito en la Sección 5.3.5, se

Tabla 2: Valores del promedio y desviación estándar del perfil de demanda agregada

$t \in \mathcal{T}$	μ_t (MW)	σ_t (MW)	$t \in \mathcal{T}$	μ_t (MW)	σ_t (MW)
1'	2139.12	133.81	13	-	75.73
2	-	75.73	14	-	75.73
3	-	75.73	15	-	75.73
4	-	75.73	16	-	75.73
5	-	75.73	17'	3055.89	190.38
6	-	75.73	18	-	75.73
7	-	75.73	19	-	75.73
8	-	75.73	20'	4278.25	266.53
9	-	75.73	21	-	75.73
10	-	75.73	22	-	75.73
11	-	75.73	23	-	75.73
12'	4583.84	285.41	24'	2444.71	153.49

' Periodo característico $t' \in \mathcal{T}'$.

encuentran en la Tabla 2.

A partir del perfil de demanda agregada muestreado $\{D_{t,\xi}\}_{t=1,\dots,|\mathcal{T}|}$, la demanda nodal $D_{i,t,\xi}$ se obtiene aplicando los factores nodales p_i , cuyos valores se presentan en la Tabla 3 para los nodos con demanda mayor que 0 ($i \in \mathcal{N}^D$).

Respecto a las unidades generadoras, para este caso de estudio se consideran dos unidades adicionales de carbón y gas en el nodo $i = 39$, en reemplazo de la interconexión existente en el sistema original. Con esta modificación se busca analizar el modelo bajo condiciones operativas más estrictas, reduciendo la flexibilidad que provee la interconexión.

Por otra parte, para representar la variabilidad de la generación renovable, se incorpora una granja eólica al sistema. Esta se ubica arbitrariamente en el nodo $i = 6$, ya que este no presenta demanda y tiene suficiente capacidad de transmisión. La capacidad de la granja se define por $N_g^w = 1250$ turbinas con una potencia nominal de $P_g^R = 2$ MW, basado en el modelo Vestas V90 Wind Turbine Models (2011). Las velocidades de conexión, nominal y desconexión para el modelo de conversión

Tabla 3: Factores nodales

$i \in \mathcal{N}^D$	p_i	$i \in \mathcal{N}^D$	p_i
1	0.016	21	0.045
3	0.049	23	0.039
4	0.08	24	0.049
7	0.037	25	0.035
8	0.083	26	0.021
9	0.01	27	0.044
12	0.013	28	0.031
15	0.054	29	0.043
16	0.05	31	0.002
18	0.024	39	0.171
20	0.104	-	-

de energía eólica descrito en (4), son $U_g^{in} = 4$ m/s, $U_g^R = 13$ m/s y $U_g^{out} = 25$ m/s respectivamente.

Los parámetros técnicos y parámetros de costos de todas las unidades generadoras se presentan en las Tablas 4 y 5 respectivamente.

Adicionalmente, el sistema considera un costo de penalización para la energía no suministrada $C^{ENS} = 10000$ US\$/MWh y un costo por emisiones de $C^{CO2} = 40$ US\$/Ton. Finalmente, los requerimientos de reserva de giro mínimos r^{min} se definen como el 7 % de la demanda agregada pronosticada del sistema para cada periodo.

6.2. Escenarios representativos

La variabilidad de los parámetros estocásticos es representada mediante un conjunto reducido de escenarios representativos, obtenidos siguiendo la metodología propuesta en (Mena et al., 2025).

Inicialmente se genera un conjunto de $|\Omega'| = 1000$ escenarios de demanda agregada $\{D_{t,\xi}\}_{t=1,\dots,|\mathcal{T}|}$ y velocidad del viento $\{ws_{i,t,\xi}\}_{t=1,\dots,|\mathcal{T}|}$ en el nodo $i = 6$, $\forall \xi \in \Omega'$.

Con el fin de mantener la tractabilidad computacional del problema de optimización, se aplica un procedimiento de reducción de escenarios basado en el método de agrupamiento no supervisado

Tabla 4: Parámetros técnicos de unidades generadoras.

Gen.	Tec.	Fuente de	H_g	μ_g^f	\bar{P}_g	\underline{P}_g	r_g^U, r_g^D	r_g^{SU}, r_g^{SD}	t_g^U, t_g^D	
$i \in \mathcal{N}$	$g \in \mathcal{G}$	Energía	MBtu/MWh	t/MBtu	MW	MW	%	MW	h	
30	1	Hydro	Agua	-	-	1040	624	1.00	936.0	5
31	2	CST	Carbón	8.9	0.096	646	207	0.15	207.0	3
32	3	CCGT	Gas	6.6	0.053	725	327	0.30	327.0	2
33	4	CST	Carbón	8.9	0.096	652	209	0.15	209.0	3
34	5	OCGT	Gas	10.0	0.053	508	229	0.50	406.4	2
35	6	CST	Carbón	8.9	0.096	687	220	0.15	220.0	3
36	7	OCGT	Gas	9.6	0.053	580	290	0.50	464.0	1
37	8	CST	Carbón	8.9	0.096	564	180	0.15	180.0	3
39	9	OCGT	Gas	9.6	0.053	580	290	0.50	464.0	1
39	10	CST	Carbón	8.9	0.096	564	180	0.15	180.0	3
38	11	Nuclear	Uranio	9.72	-	865	346	0.05	346.0	5
6	12	Eólica	Viento	-	-	1250	0	-	-	-

de *k-medoids* (Radovanović et al., 2020). Este método se implementa sobre las series temporales de la demanda agregada neta,

$$ND_{t,\xi} = D_{t,\xi} - \bar{W}_{g,t,\xi}, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall \xi \in \Omega', \quad (83)$$

donde $\bar{W}_{g,t,\xi}$ MW representa la potencia eólica disponible en la granja g ubicada en el nodo $i = 6$ para el escenario ξ , de acuerdo al modelo de conversión de energía eólica presentado en (4). El algoritmo agrupa los perfiles diarios de demanda neta en k clústeres, minimizando la inercia intra-clúster, y selecciona como escenarios representativos los medoides de cada grupo.

De esta forma, se obtiene un conjunto reducido de escenarios, con $|\Omega| = k$, donde cada escenario representativo corresponde a un perfil horario de demanda y generación eólica. La probabilidad de ocurrencia de cada uno se aproxima como la relación entre el número de escenarios por clúster respecto al número de escenarios muestreados $|\Omega'| = 1000$.

Tabla 5: Parámetros de costos de las unidades generadoras

Gen. $g \in \mathcal{G}$	C_g^{OM} US\$/MW	C_g^{SU} US\$/h	C_g^{NL} US\$/MWh	a_g US\$/MW	b_g US\$/MW	c_g US\$/MW
1	3.40	0.00	1000	-	-	-
2	2.97	53.50	680	0.004447	12.400	323
3	3.00	37.47	450	0.001730	27.790	670
4	3.57	53.50	680	0.004447	12.400	323
5	3.50	32.12	450	0.017990	38.27041	1356.6592
6	2.98	53.50	680	0.004447	12.400	323
7	2.72	37.47	480	0.011990	37.551	1177.7551
8	4.0	53.50	680	0.004447	12.400	323
9	2.72	37.47	480	0.011990	37.551	1177.7551
10	4.50	53.50	680	0.004447	12.400	323
11	2.30	25.69	1200	0.002840	6.660	794.53
12	2.25	-	-	-	-	-

6.3. Casos de análisis

El desarrollo de esta sección se organiza en dos partes, cada una orientada a evaluar el impacto de los dos elementos principales del modelo propuesto: la integración del RUC y la inclusión de la estocasticidad. De esta manera, se busca cuantificar cómo cada uno de estos componentes influye en las decisiones de primera etapa y en el desempeño del sistema bajo condiciones variables. En la Figura 3 se presenta de manera visual la estructura de los dos análisis realizados.

Análisis RUC En esta primera parte se evalúa el impacto de la incorporación del RUC sobre la operación del sistema. Para esto, se comparan dos formulaciones:

- Caso A: Modelo con RUC. Corresponde al modelo propuesto en la Sección 5, el cual considera la capacidad preventiva RUC que permite cubrir desviaciones entre la demanda del mercado diario y el pronóstico.
- Caso B: Modelo sin RUC. Es una versión modificada del anterior en la cual todas las varia-

bles asociadas al RUC se fijan en cero. En este caso, cualquier diferencia entre la demanda ofertada y la demanda pronosticada no se cubre preventivamente, por lo que las desviaciones se resuelven únicamente en la segunda etapa mediante la utilización de reservas.

Ambos modelos se resuelven para el mismo concepto de 20 escenarios, permitiendo una comparación directa de las decisiones de primera etapa, como el despacho de unidades y reservas comprometidas, y de los resultados de segunda etapa, como comportamiento de reservas utilizadas, costos totales y congestión de líneas de transmisión. Además, se realiza una breve interpretación económica referente al impacto de la utilización de RUC para el bienestar social y los pagos fuera de mercado.

Análisis estocasticidad La segunda parte del estudio busca evaluar cómo la representación de la incertidumbre afecta la calidad de las decisiones de primera etapa ante la variabilidad de la demanda y velocidad del viento. Para esto se analizan tres configuraciones del modelo, que difieren en el número de escenarios considerados en su resolución:

- Caso A: Modelo determinista con 1 escenario. Se selecciona uno de los 20 escenarios originales que sea representativo del comportamiento promedio del sistema. Este caso actúa como una aproximación determinista basada en un único pronóstico.
- Caso B: Modelo con 3 escenarios representativos. De los 20 escenarios se seleccionan tres que reflejen condiciones contrastantes del sistema; uno con alta demanda y baja disponibilidad de viento, uno con baja demanda y alta disponibilidad de viento, y un escenario intermedio.
- Caso C: Modelo estocástico con 20 escenarios. Corresponde al modelo completo, que incor-

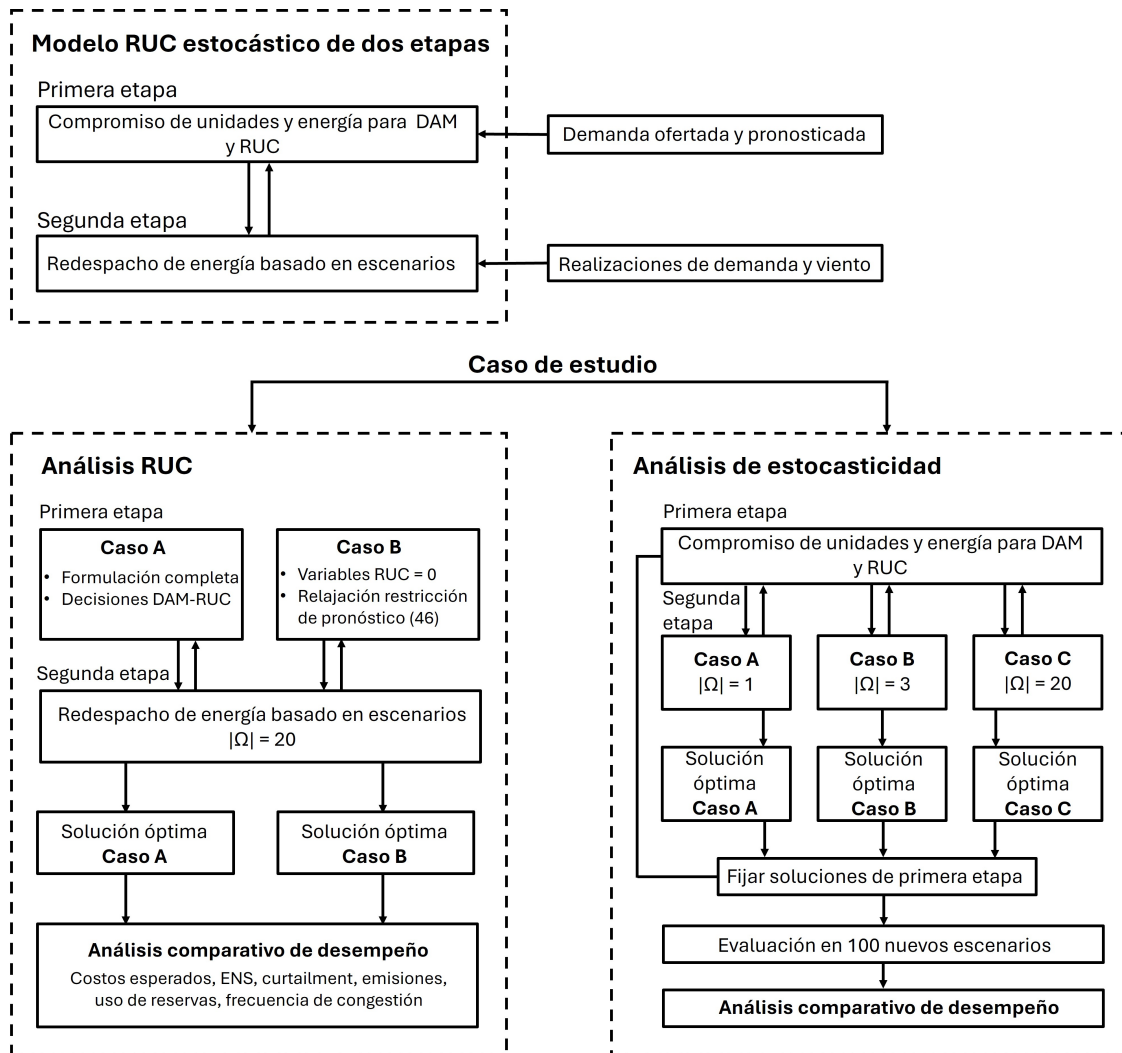


Figura 3: Esquema de los casos de análisis para el modelo propuesto.

para toda información disponible sobre la variabilidad y actúa como referencia para medir la pérdida de precisión de los casos reducidos.

Una vez obtenidas las decisiones de primera etapa de cada uno de estos tres casos, se evalúa su desempeño en la segunda etapa utilizando un conjunto ampliado de 100 escenarios, con el fin de simular una mayor variabilidad y exponer el sistema a escenarios no previstos por el modelo.

7. Resultados y discusión

En esta sección se presentan los principales resultados obtenidos a partir de los dos análisis descritos anteriormente. Para cada caso de estudio, se obtienen las soluciones de primera y segunda etapa del modelo, lo que permite evaluar, en primer lugar, el nivel de preparación del sistema frente a la incertidumbre y, posteriormente, la calidad de su desempeño una vez expuesto a los distintos escenarios.

7.1. Análisis RUC

Se resuelven los modelos con y sin RUC considerando un mismo conjunto de 20 escenarios de demanda y generación eólica. Con el fin de generar un sistema con una alta participación de RUC y evaluar su impacto en los resultados obtenidos, se disminuye arbitrariamente la demanda ofertada $D_{i,t}^C$ en un 20 %, 30 % y 50 %, aumentando su diferencia con el pronóstico de demanda. Se analiza en mayor profundidad el caso que considera una reducción del 30 %, mientras que para los demás casos se presenta una comparación de los indicadores más relevantes, lo cual permite identificar tendencias y consistencia en los resultados.

7.1.1. Resultados primera etapa

En la Figura 4 se muestra la programación horaria de las unidades de generación convencional comprometidas, donde el color negro indica que la unidad está apagada ($x_{g,t} = 0$), el blanco que la unidad está encendida y su generación está destinada a cubrir la demanda ofertada ($x_{g,t}^C = 1$), y en gris las unidades encendidas destinadas a cubrir la capacidad RUC ($x_{g,t}^R = 1$). En el caso (A), se observa una programación horaria estructurada y consistente a lo largo del horizonte de tiempo. Se enciende un menor número de unidades en comparación al caso (B) y se minimizan los

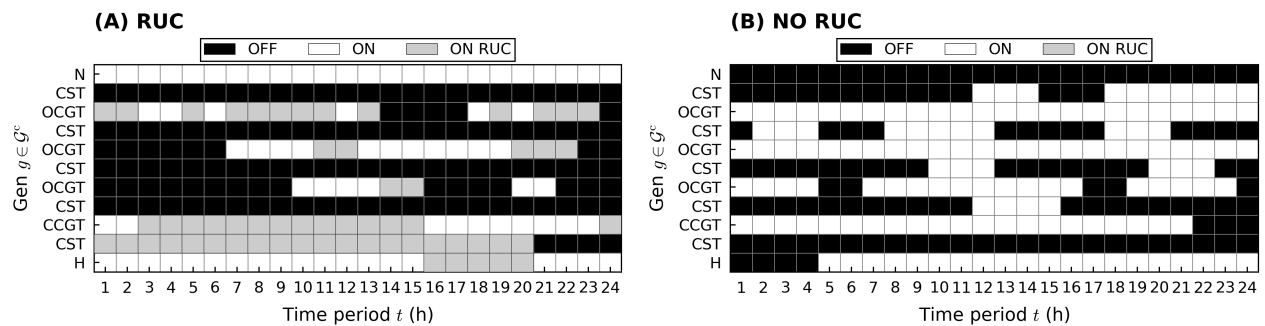


Figura 4: Programación horaria. Solución modelos con y sin RUC.

encendidos y apagados, manteniendo la mayoría de las unidades en una operación continua. En contraste, el modelo sin RUC presenta una programación más irregular, con un mayor número de unidades encendidas y una operación fragmentada.

A pesar de que el modelo sin RUC enciende más unidades en el horizonte de programación, esto no se traduce en un mayor nivel de energía comprometida, debido a que muchas de las unidades operan en su mínimo técnico, como se mostrará a continuación. Es posible inferir que lo anterior es un estrategia preventiva del sistema, que anticipa la necesidad de un aumento en la generación y, por lo tanto, mantiene más unidades convencionales encendidas para contar con mayor capacidad disponible, aun cuando el nivel de energía comprometida en la primera etapa es menor.

La Figura 5 muestra el compromiso total (vaciado de mercado y RUC) de energía de la primera etapa por tecnología y por periodo de operación, comparando los casos (A) con RUC y (B) sin RUC, mientras que la Figura 6 muestra únicamente la capacidad RUC comprometida, destinada a suplir la diferencia entre la demanda ofertada y el pronóstico. La Tabla 6 contiene el total comprometido por tecnología en cada caso.

A partir de los gráficos, se observa que en el modelo con RUC la energía comprometida es mayor a lo largo de todo el horizonte de programación, dado que el sistema está forzado a cubrir de manera

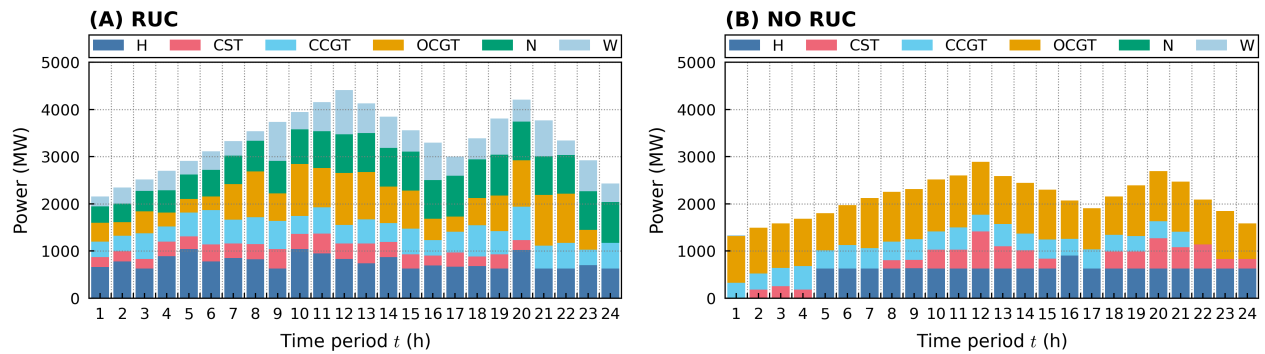


Figura 5: Generación total comprometida por tecnología. Solución modelos con y sin RUC.

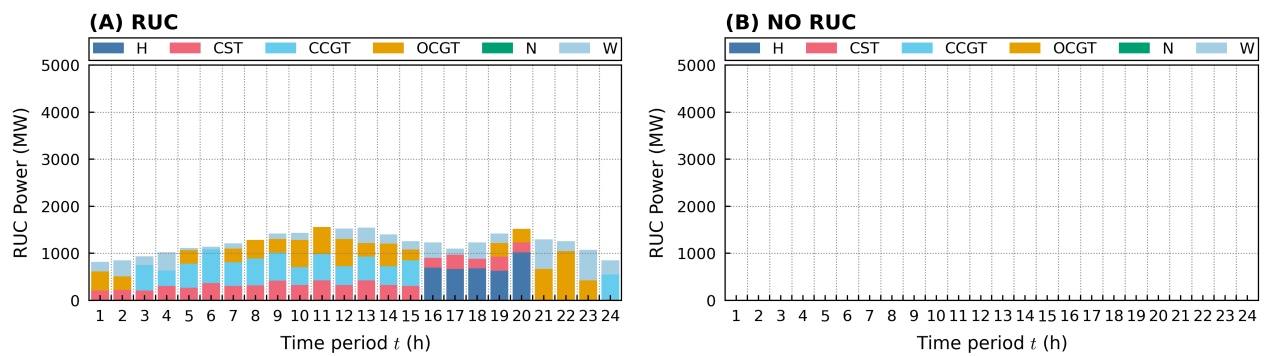


Figura 6: Capacidad RUC comprometida por tecnología. Solución modelos con y sin RUC.

preventiva el pronóstico de demanda en cada periodo. Lo anterior permite la participación de una mayor variedad de tecnologías, donde predominan las tecnologías flexibles, como OCGT, y con un menor costo marginal, como la generación hidráulica, nuclear y eólica.

Por otra parte, en el caso sin RUC se observa una menor cantidad de energía comprometida, ya que solo se requiere suficiente capacidad para cubrir la demanda ofertada en cada nodo. En este caso, debido a los mínimos técnicos de cada unidad generadora y a sus límites de rampa, la variedad de tecnologías encendidas es menor y el sistema prioriza el encendido de unidades con tecnologías altamente flexibles, como OCGT, la cual tiene una participación cercana al 50% de la energía total comprometida. Este comportamiento se explica principalmente porque ambos modelos se resuelven considerando el mismo conjunto de 20 escenarios en la segunda etapa; por lo tanto, si bien el modelo sin RUC no se prepara preventivamente para las variaciones en la demanda y

Tabla 6: Generación total comprometida por tecnología.

Tecnología	(A) RUC (MW)	(B) NO RUC (MW)
CST	5953.565	6381.055
CCGT	11749.482	8299.493
OCGT	15587.967	23601.293
Hydro	18365.076	12765.275
Nuclear	16997.250	0.000
Eólica	11893.467	23.078
Total	80546.807	51070.194

disponibilidad de potencia eólica, sí puede anticipar escenarios donde se requerirán correcciones en la generación, por lo que privilegia el compromiso de unidades con la capacidad técnica suficiente para permitir dichos ajustes.

Finalmente, se observa una participación prácticamente nula de energía eólica en el compromiso del modelo sin RUC. Como la generación renovable no está sujeta a tiempos de encendido y apagado, límites de rampa o mínimos técnicos, el modelo puede postergar su utilización hasta la segunda etapa, permitiendo el encendido de una mayor cantidad de unidades de energía convencional en la primera etapa. Como se mostrará posteriormente, en la segunda etapa la energía eólica es utilizada en gran medida cada vez que se encuentra disponible.

Para complementar el análisis anterior, se presentan en la Tabla 7 las reservas de giro totales comprometidas por tecnología y en la Figura 7 su distribución en cada periodo, donde las líneas color negro representan el nivel mínimo de reservas requerido.

En el caso (A), se observa que las reservas comprometidas se distribuyen de manera más equilibrada entre reservas ascendentes y descendentes. Predominan las tecnologías con mayor flexibilidad operativa, como OCGT y la generación hidráulica, las cuales permiten un mejor manejo de la variabilidad que se presenta en la segunda etapa, debido a sus mayores capacidades de rampa. Además,

Tabla 7: Reservas de giro comprometidas por tecnología.

Tecnología	Reservas ascendentes		Reservas descendentes	
	(A) RUC (MW)	(B) NO RUC (MW)	(A) RUC (MW)	(B) NO RUC (MW)
CST	521.499	1081.848	762.844	310.643
CCGT	2225.186	3808.163	2081.014	0.000
OCGT	6889.330	12657.418	3845.967	5280.293
Hydro	6490.928	7930.725	3389.073	285.275
Nuclear	389.250	0.000	129.750	0.000
Total	16516.193	25478.154	10208.648	5876.211

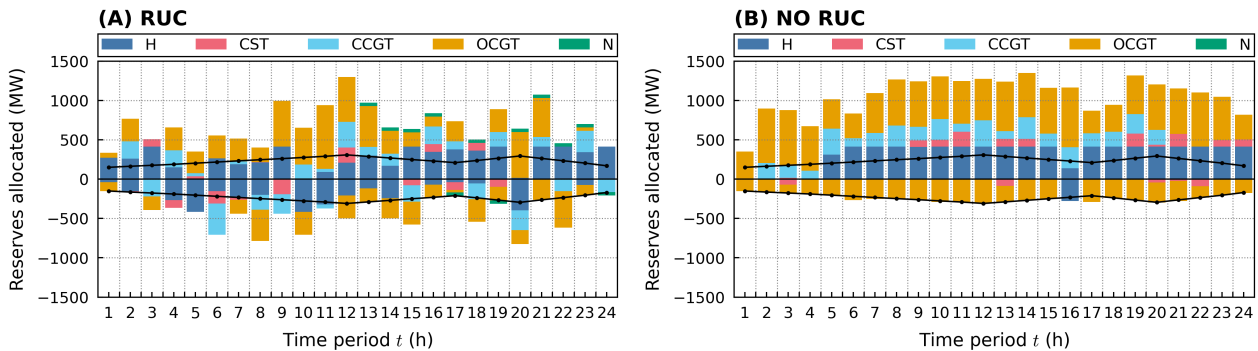


Figura 7: Reservas comprometidas por tecnología. Solución modelos con y sin RUC.

la cantidad total de reservas resulta menor al comprometido en el caso (B), lo que sugiere que el sistema genera una mejor solución de primera etapa y habrá una menor necesidad de correcciones posteriores.

Por el contrario, en el modelo sin RUC se observa una asignación de reservas ascendentes considerablemente mayor. Esto confirma lo mencionado anteriormente, donde se interpreta que el sistema anticipa la necesidad de incrementar la generación en la segunda etapa, por lo que asigna una gran cantidad de reservas, donde predomina con una amplia diferencia la tecnología OCGT.

Los resultados de las reservas de giro asignadas son consistentes con el compromiso de energía observado en la primera etapa. En el caso (B) se intenta compensar mediante reservas la capacidad que es provista de manera preventiva por el RUC en el caso (A); sin embargo, como se mostrará en

el análisis de la segunda etapa, esta estrategia no siempre resulta eficiente para cubrir la capacidad faltante.

7.1.2. Resultados segunda etapa

El análisis de los resultados de segunda etapa permite evaluar el desempeño de las soluciones de primera etapa obtenidas al exponer el sistema a la variabilidad condiciones entre escenarios.

La Figura 9 (a) muestra una notoria diferencia entre los costos esperados de los dos casos en análisis. El costo esperado total para el modelo con RUC es de 2321.641 kUS\$, mientras que para el caso sin RUC los costos esperados totales alcanzan los 12779.152 kUS\$, donde más de un 75 % se debe a energía no suministrada (C^{ENS}).

Para complementar los valores esperados, en la Figura 9 (b) se presenta la distribución del costo por ENS en los escenarios, ya que este costo presenta la mayor variabilidad entre escenarios, a diferencia de los demás costos que permanecen muy cercanos al promedio. El gráfico de caja y bigotes representa el rango de los valores que se encuentran entre los cuartiles 1 y 3 (caja) y el rango total de los datos (bigotes), el promedio y la mediana están representados por un punto rojo y una línea amarilla respectivamente, los puntos grises de los extremos indican valores atípicos, y el gráfico de violín permite visualizar la distribución de los valores que toma C_{ξ}^{ENS} , similar a un histograma suavizado. En esta figura se observa que para el caso sin RUC, si bien los valores de C^{ENS} se concentran en la parte inferior del gráfico, hay escenarios donde se alcanzan valores extremadamente altos, cercanos a los 60000 kUS\$. Lo anterior evidencia que, en ausencia de capacidad preventiva asociada al RUC, existen condiciones en las cuales el compromiso de primera etapa y las reservas disponibles no son suficientes para cubrir la totalidad de la demanda, generando costos adicionales muy elevados.

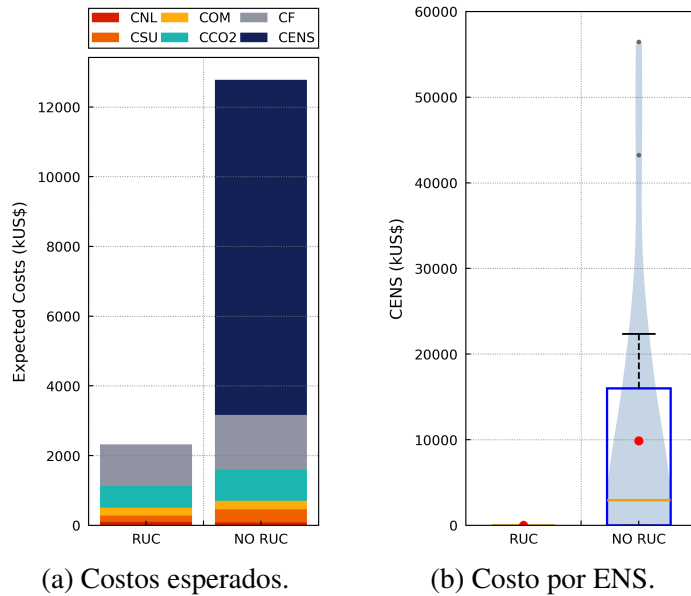


Tabla 8: Valor de costos esperados.

Costo	RUC (kUS\$)	NO RUC (kUS\$)
C^{NL}	97.12	82.12
C^{SU}	181.78	378.84
C^{OM}	226.63	238.06
C^{CO_2}	618.59	893.43
C^F	1 197.52	1 574.53
C^{ENS}	0.00	9 612.17
Total	2 321.64	12 779.15

Figura 9: Costos de segunda etapa. Resultado modelos con y sin RUC.

Para comprender en mayor profundidad cómo se maneja la variabilidad en la segunda etapa para los casos con RUC (A) y sin RUC (B), se analiza el uso de reservas y el despacho por tecnología. En la Figura 10 se muestra la variación total neta de energía en cada periodo, donde los gráficos de caja representan la diferencia entre las reservas ascendentes y descendentes que fueron utilizadas, y las líneas punteadas indican el nivel de reservas disponibles para cada periodo, siguiendo la lógica de la restricción (64) descrita en la Sección 5.

En el caso (A), se observa un menor grado de dispersión en la variación neta de energía y una mayor holgura respecto a los límites de reservas disponibles, particularmente en el caso de las reservas ascendentes. Los gráficos de caja muestran que en la mayoría de los periodos los valores de la variación neta se mantienen alejados del límite superior, habiendo incluso periodos ($t = 2, 3, 4, 15, 17$) donde no se alcanza el límite en ningún escenario. Esto es un indicador de que el sistema dispone de suficiente capacidad y flexibilidad para cubrir las desviaciones entre la energía comprometida y las realizaciones de la demanda en segunda etapa, reflejando una preparación de

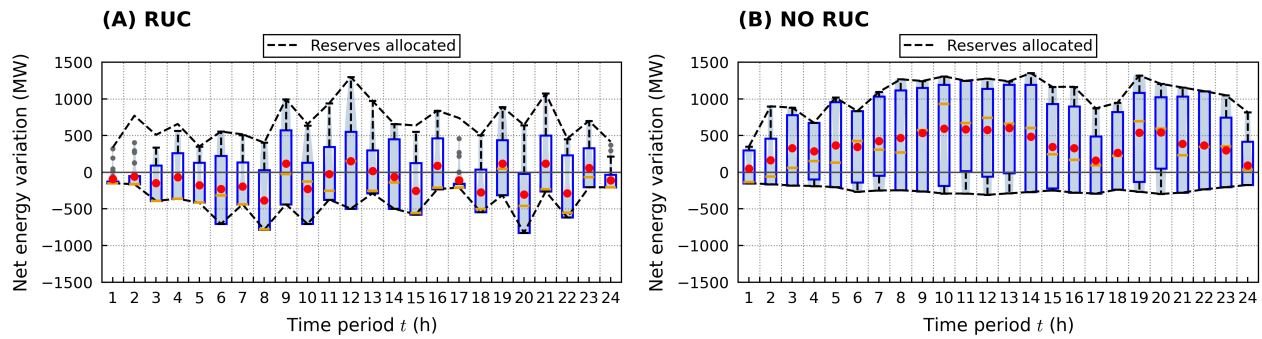


Figura 10: Variación neta de energía. Solución modelos con y sin RUC.

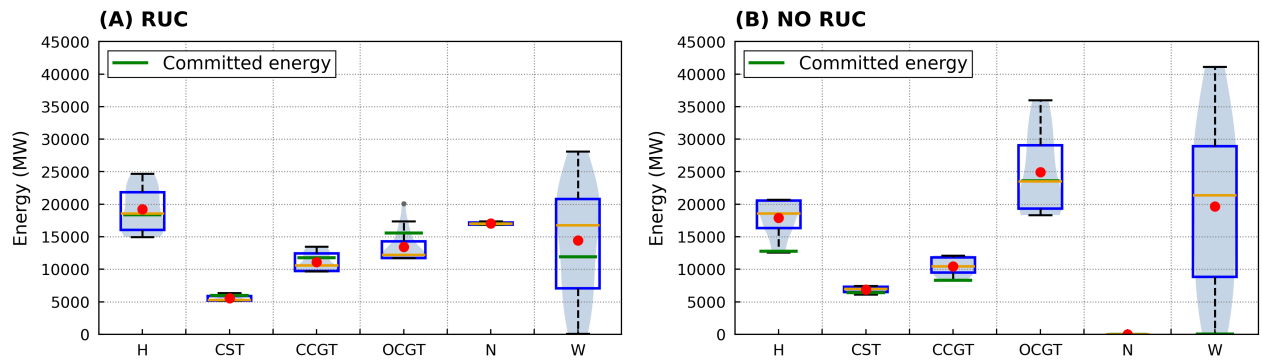


Figura 11: Despacho de energía por tecnología. Solución modelos con y sin RUC.

primera etapa más eficiente que requiere de una menor cantidad de correcciones.

En contraste, para el caso (B) se evidencia una dispersión mayor de la variación neta de energía, con valores promedio positivos en todos los periodos, por lo que predomina el uso de reservas ascendentes. Además, se observa que en todos los periodos la variación neta alcanza los límites de reservas disponibles en uno o más escenarios, lo que sugiere que las correcciones requeridas por el sistema se ven restringidas por las reservas disponibles y no siempre es posible cubrir completamente la diferencia entre la energía comprometida y la demanda en cada escenario. Este resultado es consistente con el análisis de costos anterior y explica la presencia de un alto costo por ENS en el modelo sin RUC.

Respecto al despacho de energía en la segunda etapa, la Figura 11 muestra la generación total de energía por tecnología, donde las líneas verdes indican el nivel de energía comprometida en primera

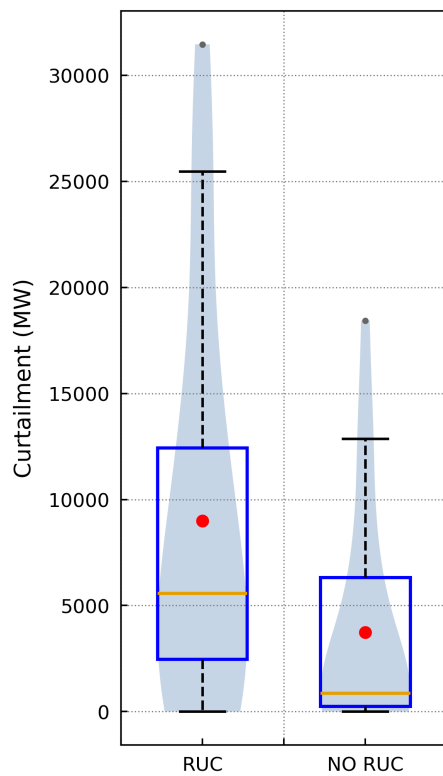
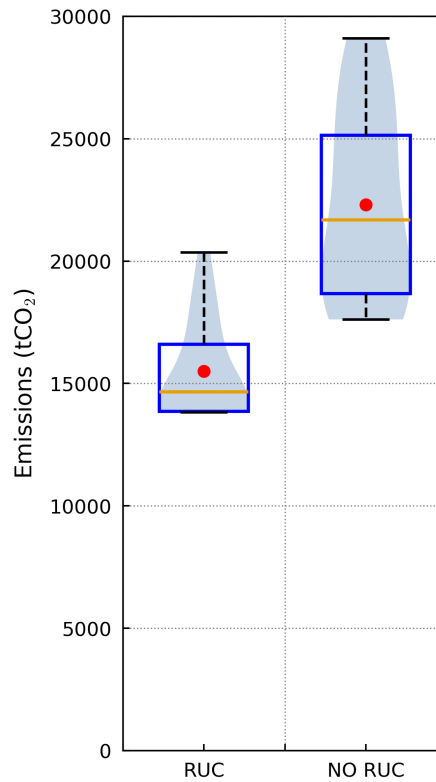


Figura 12: Curtailment de viento.

Figura 13: Emisiones de CO_2 .

etapa. Se observa en el caso (A) que la generación hidráulica (H) es la energía convencional con la mayor dispersión, lo cual indica su contribución al acomodo de la variabilidad de la demanda y generación renovable. Por otro lado, las tecnologías CCGT y OCGT tienden a disminuir su generación respecto a lo comprometido en la primera etapa, proporcionando capacidad de rampa para permitir la inyección de energía eólica (W), cuya utilización se incrementa en la segunda etapa.

En la Figura 11 (B) se observa una distribución diferente del despacho, donde la tecnología OCGT es la energía convencional con la mayor participación y mayor dispersión. A diferencia del caso anterior, la generación de segunda etapa de todas las tecnologías supera lo comprometido en primera etapa, evidenciando el uso extensivo de las reservas ascendentes. Además, se observa una participación significativa de generación eólica, aún mayor que en el caso (A), lo cual confirma

lo mencionado en el análisis del compromiso de primera etapa, donde se afirma que el modelo sin RUC posterga la utilización del viento, generando una mayor diferencia entre la energía eólica comprometida y su despacho efectivo.

En línea con lo anterior, la Figura 12 presenta el *curtailment* de potencia eólica para ambos casos de estudio. Se observa que el modelo sin RUC tiene un menor *curtailment* en todos los escenarios, lo que implica una mayor utilización de la energía eólica disponible. Sin embargo, este resultado no necesariamente representa un beneficio para el sistema; por el contrario, refleja una peor preparación de primera etapa en el caso (B), donde como último recurso el modelo utiliza la mayor cantidad de energía eólica disponible para intentar cubrir la demanda. Esta estrategia resulta ineficiente, ya que los costos por ENS indican que el modelo sin RUC no logra suplir completamente la demanda y además, como se observa en la Figura 13, la cantidad de emisiones sigue siendo superior, donde el caso (B) genera en promedio un 44 % más de toneladas de CO_2 que el caso (A). Lo anterior evidencia que una mayor utilización de energía eólica no se traduce necesariamente en un menor impacto ambiental del sistema.

Finalmente, se observa que el modelo con RUC permite una mayor utilización de tecnologías con menores costos marginales, tales como la hidráulica, nuclear y eólica. En cambio, el modelo sin RUC, al requerir de mayor flexibilidad para realizar los ajustes necesarios frente a la variabilidad de la demanda y de la generación renovable, tiende a priorizar el encendido de unidades con mayores costos pero con una mayor capacidad de rampa. Como consecuencia, tecnologías con menor flexibilidad pero con bajos costos marginales, como la nuclear, quedan desplazadas del despacho, a diferencia de lo observado en el modelo con RUC, donde esta tecnología realiza un aporte significativo a la generación total.

Tabla 9: Frecuencia de congestión de las líneas de transmisión.

Línea (i, j) $\in \mathcal{L}$	RUC (%)	NO RUC (%)	Línea (i, j) $\in \mathcal{L}$	RUC (%)	NO RUC (%)
(26,29)	52.07	99.78	(14,15)	30.71	3.03
(3,18)	37.46	99.59	(3,4)	20.20	28.10
(10,13)	78.42	60.94	(16,21)	15.83	19.20
(6,7)	55.00	65.46	(5,8)	15.59	5.50
(2,3)	37.13	59.93	(23,24)	14.26	0.00
(22,23)	17.27	58.35	(4,14)	11.78	10.17
(4,5)	44.79	55.48	(7,8)	5.13	10.23
(16,17)	53.77	6.55	(10,11)	5.72	8.91
(2,25)	6.25	53.62	(25,26)	0.33	5.44
(16,24)	52.94	22.45	(17,18)	0.00	4.98
(12,13)	22.30	48.68	(15,16)	0.00	4.47
(28,29)	47.93	1.65	(12,11)	3.79	0.00
(26,27)	44.89	0.52	(17,27)	0.00	2.81
(1,2)	44.05	14.43	(8,9)	0.59	1.92
(13,14)	38.91	10.20	(9,39)	0.00	0.43
(6,11)	15.54	36.89	(26,28)	0.00	0.22
(5,6)	32.15	24.32	(16,19)	0.00	0.20

Para continuar con la comparación de los dos casos expuestos, se calcula la frecuencia de congestión de las líneas de transmisión, definida por la ecuación (84). Esta medida se interpreta como la probabilidad de que una línea dada opere a su máxima capacidad en cualquier periodo t del horizonte de programación \mathcal{T} (Mena et al., 2024).

$$\%F_{(i,j)}^c = 100 \cdot \sum_{\xi \in \Omega} p_{\xi} \sum_{t \in \mathcal{T}} \frac{C_{(i,j),t,\xi}}{|\mathcal{T}|}, \quad C_{(i,j),t,\xi} = \begin{cases} 1, & |f_{(i,j),t,\xi}| = \bar{P}_{(i,j)} \\ 0, & |f_{(i,j),t,\xi}| < \bar{P}_{(i,j)} \end{cases} \quad (84)$$

En la Tabla 9 se observa que, para el caso sin RUC, ocho líneas de transmisión presentan una frecuencia de congestión relativamente alta, superando el 50 %. Específicamente, las líneas $(i, j) \in \{(26, 29), (3, 18)\}$ alcanzan frecuencias cercanas al 100 %, lo que indica que se encuentran con-

Tabla 10: Resumen resultados análisis RUC.

Demanda ofertada	Caso	C^{ENS} (kUS\$)	Curtailement (MW)	Emisiones (t)	$F_{(i,j)}^c$ (%)
$D_{i,t}^C$	RUC	0.00	8642.65	15464.75	26.81
	NO RUC	15.66	8467.38	15436.68	26.85
$D_{i,t}^C (1 - 20\%)$	RUC	0.00	8761.52	15698.60	25.10
	NO RUC	309.75	5508.04	25008.50	25.59
$D_{i,t}^C (1 - 30\%)$	RUC	0.00	8642.64	15464.75	23.67
	NO RUC	9612.17	3494.57	22335.75	24.25
$D_{i,t}^C (1 - 50\%)$	RUC	0.00	8642.64	15464.75	22.94
	NO RUC	106608.00	1346.00	24938.13	27.51

gestionadas prácticamente la totalidad del tiempo de operación en todos los escenarios. En el caso con RUC solo cinco líneas superan el umbral del 50 %, y únicamente una de ellas presenta una frecuencia superior al 60 %. Estos resultados indican que, en ausencia de RUC, los flujos de potencia se distribuyen de manera menos eficiente en la red, dando lugar a líneas que se encuentran congestionadas de forma constante. Lo anterior puede afectar negativamente la confiabilidad y seguridad del sistema, además de generar un incremento en los LMPs, los cuales incluyen el costo asociado a la saturación de las líneas (Litvinov et al., 2019; Guguloth and Kumar, 2016).

En términos generales, los resultados confirman que la inclusión del RUC permite una mejor preparación del sistema en la primera etapa, evitando que las correcciones frente a la variabilidad recaigan exclusivamente en la utilización de reservas; lo cual, como se mostró anteriormente, no siempre resulta eficiente.

El modelo con RUC presenta de manera consistente menores costos por ENS, una utilización más diversificada de las tecnologías disponibles y una mayor participación de unidades con menores costos marginales y menores emisiones. Además, permite una mejor distribución de la generación,

lo que se traduce en una reducción de la frecuencia de congestión de las líneas de transmisión en la segunda etapa.

Estos efectos se hacen más notorios a medida que aumenta la necesidad de capacidad RUC, es decir, cuando la demanda ofertada se aleja del pronóstico de demanda. No obstante, incluso en los casos con menor participación de RUC, el modelo propuesto muestra un desempeño superior al modelo sin RUC. La Tabla 10 resume estos resultados globales para distintos niveles de reducción de la demanda ofertada, la cual originalmente se fija entre un 100 % y un 80 % del pronóstico, y luego se disminuye en un 20 %, 30 % (caso analizado) y 50 %. Finalmente, en el Anexo A se encuentran los gráficos de los principales resultados obtenidos para todos los casos, donde se observan las diferencias de la preparación de primera etapa y utilización de reservas a medida que aumenta la necesidad de capacidad RUC.

7.1.3. Interpretación económica

Además de los resultados presentados en la sección anterior, es posible realizar una interpretación económica de la inclusión del RUC en el sistema. Dado que el modelo propuesto se formula como un problema de maximización del bienestar social, este puede interpretarse como la diferencia entre el área bajo la curva de disposición a pagar de la demanda y el área bajo la curva de costos marginales de generación (Zhao et al., 2013). Bajo esta interpretación, la demanda elástica y la estructura de costos de las unidades desempeñan un rol central, ya que las decisiones de compromiso de primera etapa determinan la forma de la curva de costos marginales y, en consecuencia, los resultados de bienestar social bajo distintos esquemas de programación.

En la Figura 14 se presenta, para el periodo $t = 1$, la curva de costo marginal agregado del sistema. Cada escalón representa el costo marginal de las unidades comprometidas en dicho periodo,

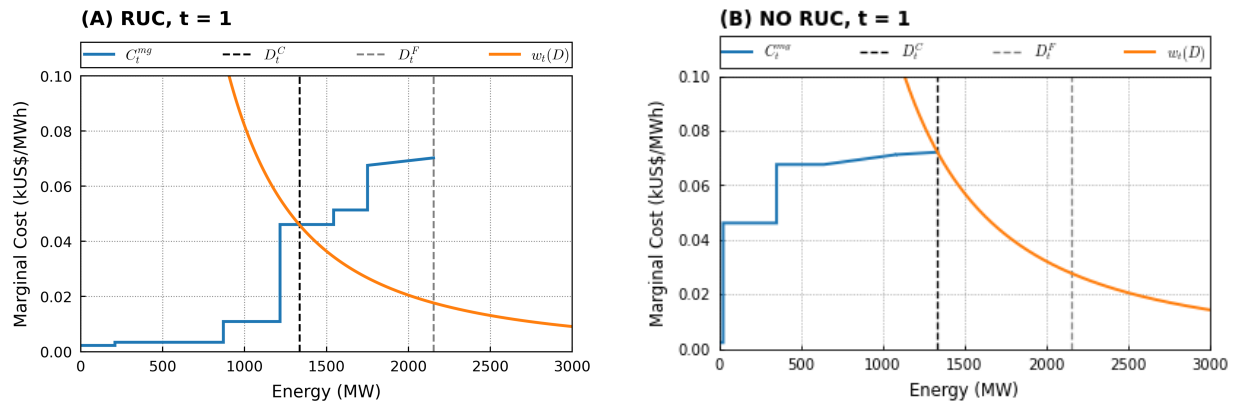


Figura 14: Curva de costos marginales agregada y curva de disposición a pagar agregada, $t = 1$.

mientras que su longitud corresponde a la energía comprometida por cada una de ellas. Asimismo, se incluye la curva de disposición a pagar agregada, construida de manera que el punto de equilibrio se ubique en D_t^C para ambos casos. Si bien en el modelo el valor de la demanda ofertada D_t^C corresponde a un parámetro, desde un punto de vista económico puede interpretarse como el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía en el mercado diario. Cabe destacar que la curva de disposición a pagar tiene la misma forma en ambos casos analizados, mientras que la curva de costos marginales agregada difiere según las unidades comprometidas para cubrir la energía requerida en cada caso. Estas curvas reflejan las decisiones e interacciones que tienen lugar en el mercado diario, previo a la realización de la demanda y de la disponibilidad efectiva de generación renovable en el mercado en tiempo real.

En el caso sin RUC (B), el compromiso de energía se limita a satisfacer D_t^C , alcanzándose el equilibrio en el punto (1334.816 MW, 72.11 US\$/MWh). Esto indica que el costo marginal alcanzado para abastecer la demanda ofertada en dicho periodo es de 72.11 US\$/MWh. Sin embargo, como se evidenció en el análisis previo, el modelo sin RUC tiende a comprometer niveles de generación inferiores a la demanda real, por lo que una parte de esta debe ser cubierta posteriormente en el

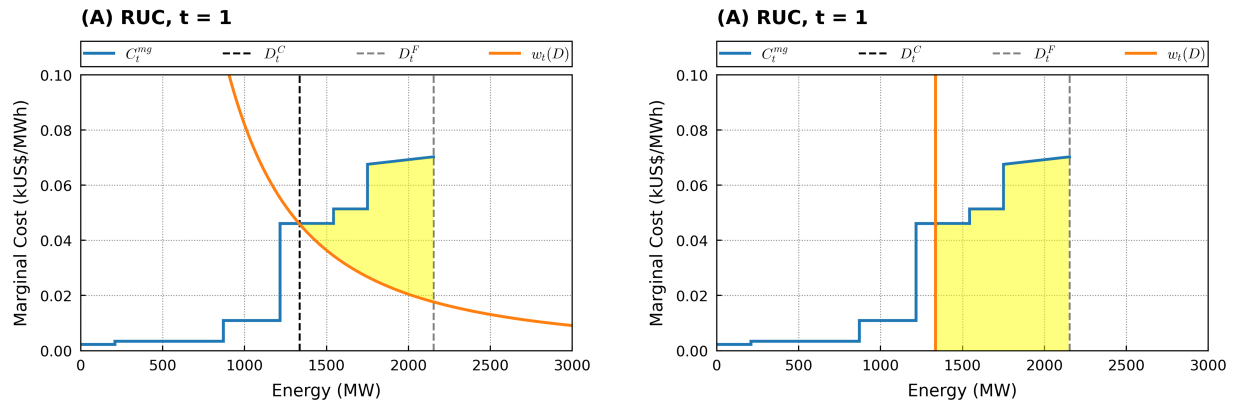


Figura 15: Pérdida irrecuperable de la eficiencia, demanda elástica e inelástica.

mercado en tiempo real. Mientras que los precios del mercado diario suelen ser relativamente estables, los precios en tiempo real presentan una mayor volatilidad debido a errores de pronóstico, restricciones de rampa, contingencias y otras fuentes de incertidumbre de corto plazo (ECCO International, 2024). En consecuencia, cuando una mayor proporción de la energía debe ajustarse en esta etapa, una parte más significativa de las transacciones termina realizándose bajo condiciones de precio más volátiles, lo que incrementa el riesgo tanto para consumidores como para generadores que participan en el mercado eléctrico (Litvinov et al., 2019).

Por otro lado, en el caso con RUC (A), la curva de costos marginales se extiende hasta cubrir el pronóstico de demanda D_t^F , alcanzando un costo marginal de 70.29 US\$/MWh para abastecer la demanda pronosticada de 2153.397 MW en el periodo $t = 1$. Como se observa en la Figura 14 (A), este mayor compromiso de energía permite la utilización de unidades con costos marginales menores y, además desplaza el punto de equilibrio respecto del caso sin RUC.

Desde una perspectiva microeconómica, el modelo con RUC opera fuera del equilibrio teórico, ya que se impone un nivel de generación superior al correspondiente al punto de equilibrio entre las curvas, lo que conlleva un costo adicional para el sistema. Este efecto puede interpretarse de mane-

ra análoga a un subsidio a la oferta, el cual provoca un desplazamiento de la curva de oferta hacia la derecha y cuyo impacto depende de las elasticidades de la oferta y la demanda (Pindyck et al., 2013). Siguiendo esta analogía, el área adicional generada entre ambas curvas más allá del punto de equilibrio, indicada en color amarillo en la Figura 15, corresponde a una pérdida irrecuperable de eficiencia, que en este caso representa la pérdida de bienestar social asociada a la inclusión de la capacidad RUC en el compromiso de primera etapa. Mientras que en un subsidio dicho costo es financiado externamente, en este contexto, el costo adicional es asumido por los propios consumidores del sistema eléctrico, ya que la capacidad RUC se trata de un servicio adicional y sus costos operacionales deben ser cubiertos (Zhang et al., 2022).

Adicionalmente, la Figura 15 permite observar el rol que desempeña la elasticidad de la demanda en la magnitud de esta pérdida de bienestar. En particular, en el caso de una demanda inelástica, la inclusión de RUC genera una pérdida de bienestar social significativamente mayor, mientras que una mayor elasticidad atenúa el efecto.

Para concluir, desde la perspectiva del mercado diario, el compromiso adicional de generación para cubrir el pronóstico de demanda puede interpretarse como un costo adicional o una pérdida de bienestar social. Sin embargo, como se mostró en los resultados previos, la ausencia de RUC puede derivar en mayores costos por ENS, mayor congestión de la red de transmisión y un mayor número de correcciones en el mercado en tiempo real, contribuyendo a una mayor volatilidad de precios.

7.2. Resultados análisis estocasticidad

Se resuelve el modelo presentado en la Sección 5 considerando (A) 1 escenario $\xi \in \{1\} \subset \Omega$, (B) 3 escenarios $\xi \in \{1, 13, 15\} \subset \Omega$ y (C) 20 escenarios $\xi \in \Omega$. Los valores de la demanda agregada $D_{t,\xi}$ y disponibilidad de energía eólica $\overline{W}_{t,\xi}$ en cada periodo $t \in \mathcal{T}$ y escenario $\xi \in \Omega$ se encuentran en la Tabla 15 y Tabla 16, respectivamente. Para todos los casos se considera la misma cantidad de demanda ofertada $D_{i,t}^C$ y, por lo tanto, el mismo nivel de capacidad RUC requerida. Los resultados de primera etapa se exponen a 100 nuevos escenarios generados con la metodología descrita en la Sección 6.2. De esta forma, se evalúa el desempeño de las soluciones obtenidas frente a realizaciones que no fueron previstas durante la resolución del modelo, con el objetivo de analizar la importancia de una adecuada representación de la variabilidad para la etapa de programación.

7.2.1. Resultados primera etapa

En la Figura 16 se presenta la programación horaria de las unidades de generación convencional, diferenciando el compromiso de unidades destinadas a la capacidad RUC. Se observa que, en el caso (A), las unidades que permanecen encendidas durante una mayor cantidad de periodos corresponden a aquellas con menor costo marginal, específicamente $g = \{1, 3, 4, 11\}$. Dado que la generación eólica presenta una amplia participación en la energía comprometida en la primera etapa, la mayor parte de la capacidad RUC recae en este recurso, requiriéndose únicamente el encendido de una unidad OCGT en el periodo $t = 19$ para complementar dicha capacidad, como se muestra en la Figura 17.

En el caso con tres escenarios (B), se observa un mayor encendido de unidades de tecnología CST, destacando la unidad $g = 2$, la cual presenta una participación relevante en la energía comprome-

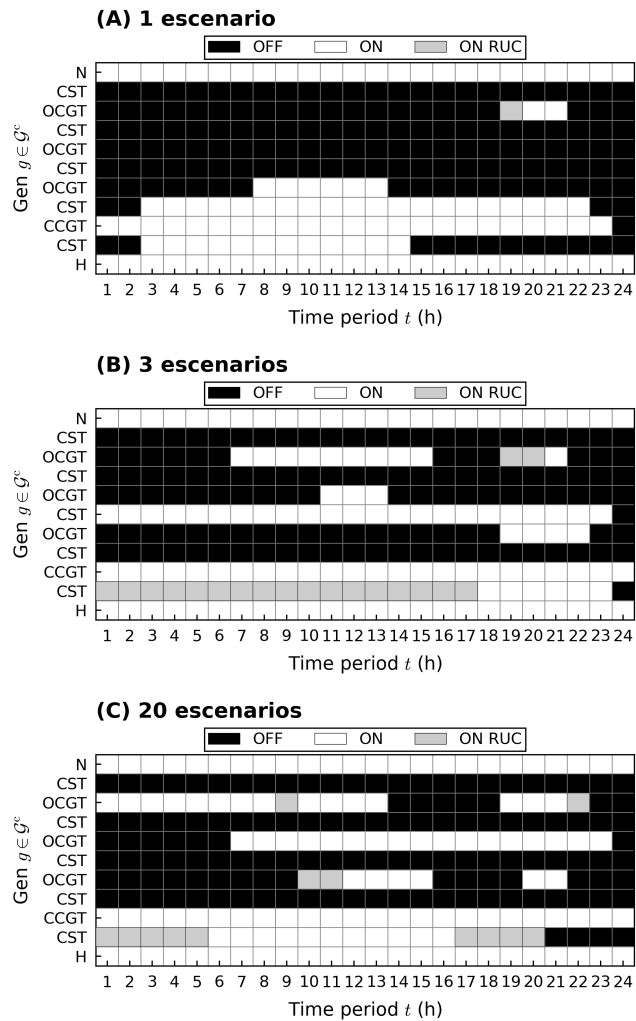


Figura 16: Programación horaria.

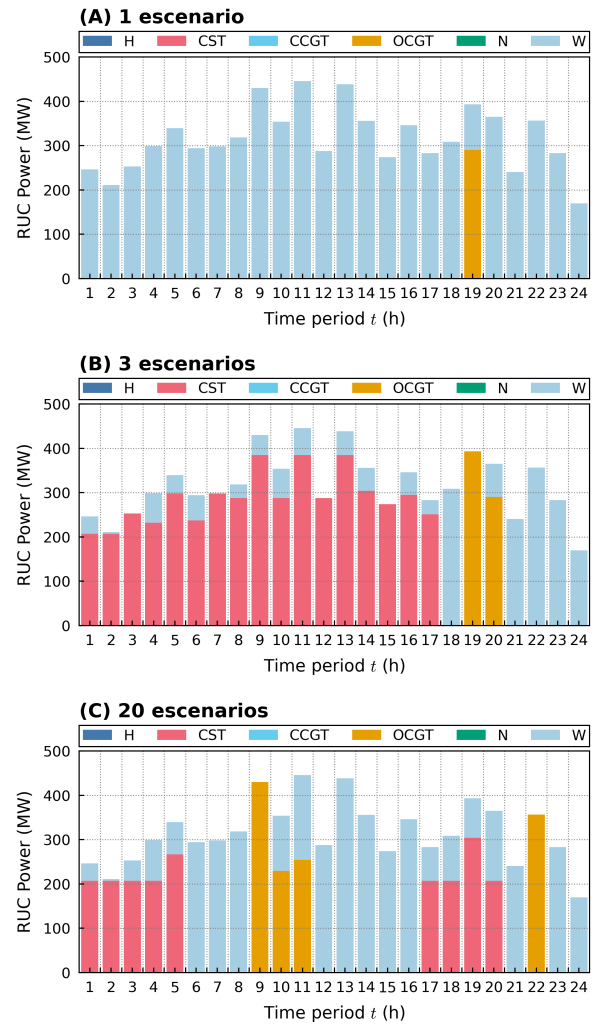


Figura 17: Compromiso de energía RUC.

tida por RUC, siendo coherente con una menor participación de la generación eólica en la primera etapa y la limitada anticipación de la variabilidad. Finalmente, en el caso (C), el modelo presenta el encendido de un mayor número de unidades a gas durante un mayor número de periodos, reflejando la necesidad de contar con mayor flexibilidad operativa; en este caso, la capacidad RUC se distribuye entre la generación eólica y las tecnologías CST y OCGT, mostrando una distribución más equilibrada para cubrir los requerimientos de confiabilidad del sistema.

Complementando lo anterior, en la Figura 19 se presenta el compromiso de energía por tecnología obtenido para los tres casos de análisis. Como se observa en la Tabla 11, el compromiso total es

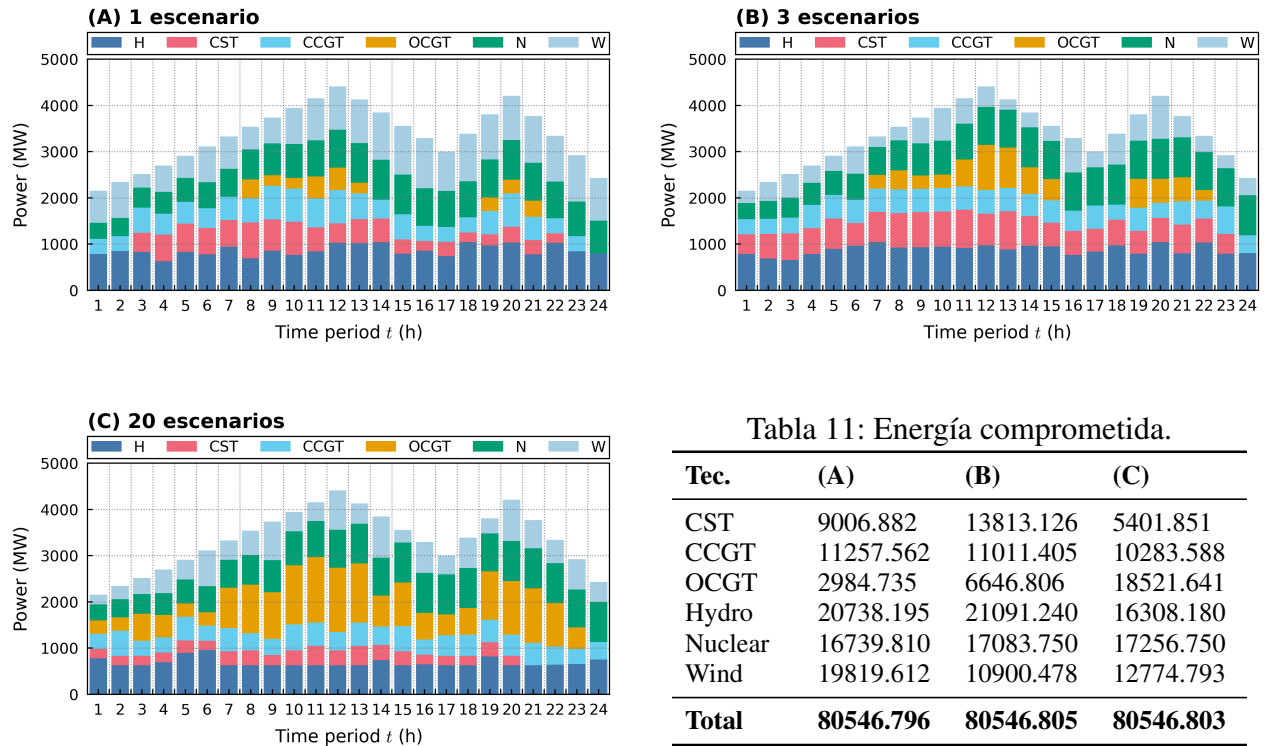


Tabla 11: Energía comprometida.

Tec.	(A)	(B)	(C)
CST	9006.882	13813.126	5401.851
CCGT	11257.562	11011.405	10283.588
OCGT	2984.735	6646.806	18521.641
Hydro	20738.195	21091.240	16308.180
Nuclear	16739.810	17083.750	17256.750
Wind	19819.612	10900.478	12774.793
Total	80546.796	80546.805	80546.803

Figura 19: Generación total comprometida por tecnología.

igual para los casos (A), (B) y (C), dado que en todos ellos se debe cubrir el mismo nivel de demanda pronosticada. Sin embargo, la principal diferencia radica en la distribución del compromiso de primera etapa entre tecnologías, donde se observa una tendencia a una mayor utilización de tecnologías flexibles a medida que se considera un mayor número de escenarios.

En el caso (A), al considerarse un único escenario posible, el modelo no anticipa la necesidad de realizar grandes ajustes en la segunda etapa, por lo que el criterio de selección de las tecnologías se basa principalmente en su costo. Como resultado, se privilegia el uso de tecnologías de menor costo marginal, tales como la hidráulica, eólica y nuclear. Por el contrario, en el caso (C) el modelo logra anticipar una mayor variabilidad en la segunda etapa, lo que requiere comprometer unidades generadoras capaces de adaptarse a variaciones en la demanda o en la disponibilidad de generación eólica, aumentando considerablemente la participación de tecnologías más flexibles como OCGT.

Finalmente, el caso (B) presenta un comportamiento intermedio, ya que al considerar tres escenarios representativos logra anticipar parcialmente la necesidad de flexibilidad, comprometiendo una mayor cantidad de OCGT que el caso determinista, pero menor que el modelo estocástico de veinte escenarios.

Por otro lado, se observa que el compromiso de energía eólica también depende de la capacidad de anticipar la variabilidad en cada caso. En (A), al considerarse un único escenario, la potencia de viento asociada a esa realización se asume disponible y, dado su bajo costo marginal, se compromete una mayor cantidad de energía eólica en la primera etapa. En contraste, el caso (B) puede anticipar tres escenarios posibles, dentro de los cuales el escenario $\xi = 15$ presenta una disponibilidad de energía eólica casi nula a lo largo del horizonte, lo que conduce a un compromiso de primera etapa más conservador para este recurso. En el caso (C), el modelo considera una mayor variabilidad, capturando escenarios con alta y baja disponibilidad de viento; por esto, si bien el compromiso eólico resulta menor que en (A), la decisión no es tan conservadora como en (B).

Para cerrar el análisis de la primera etapa, en la Figura 20 y en la Tabla 12 se muestran las reservas de giro asignadas por periodo y por tecnología en cada caso. Se observa que tanto el nivel de reservas ascendentes como descendentes aumenta a medida que se considera un mayor número de escenarios en la resolución del modelo. En el caso (A), el modelo solo anticipa las diferencias entre el pronóstico y un único escenario, donde durante los primeros periodos se presenta una baja disponibilidad de energía eólica (<1000 MW), mientras que a partir del periodo $t = 11$ dicha disponibilidad aumenta. Este comportamiento es consistente con la asignación de reservas, ya que el modelo se prepara para incrementar la generación convencional cuando disminuye la disponibilidad eólica y para reducirla cuando es posible aumentar la inyección de energía renovable. En (B), se observa un aumento significativo en el compromiso de reservas de giro ascendentes, lo cual

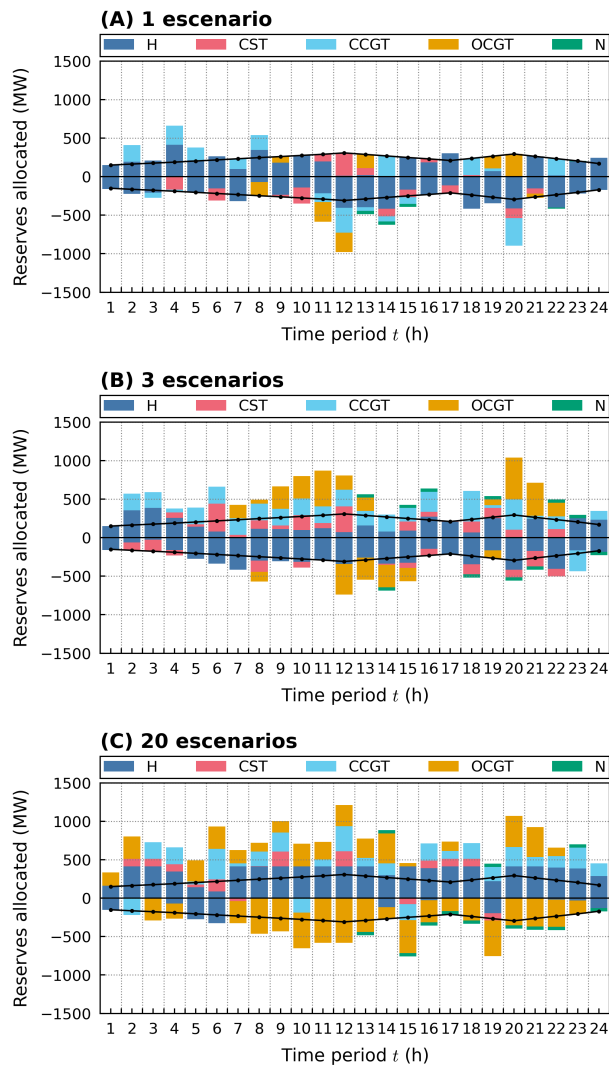


Figura 20: Reservas comprometidas por periodo.

responde a la inclusión de escenarios con mayores niveles de demanda y menor disponibilidad de potencia eólica, preparando al sistema para realizar ajustes más exigentes en la segunda etapa. Por último, (C) presenta el mayor nivel de reservas comprometidas; como se ha señalado anteriormente, al considerar un conjunto más amplio de escenarios, el modelo anticipa una mayor variedad de realizaciones posibles y, por lo tanto, se prepara para realizar una mayor cantidad de correcciones. Posteriormente, en la segunda etapa se evaluará qué tan adecuadas resultaron estas decisiones de preparación en cada caso.

Tabla 12: Compromiso total de reservas por tecnología.

Tec.	(A)	(B)	(C)
Reservas ascendentes			
CST	546.712	1913.567	1162.800
CCGT	1701.750	4202.495	3691.080
OCGT	705.844	2854.524	3978.246
Hydro	4117.805	3764.759	8547.820
Nuclear	5.740	259.500	129.750
Total	7077.850	12994.845	17509.696
Reservas descendentes			
CST	1051.487	1229.211	211.130
CCGT	1085.814	272.620	615.120
OCGT	740.735	1380.806	6779.641
Hydro	5762.195	6115.240	1332.180
Nuclear	142.940	216.250	389.250
Total	8783.172	9214.127	9327.321

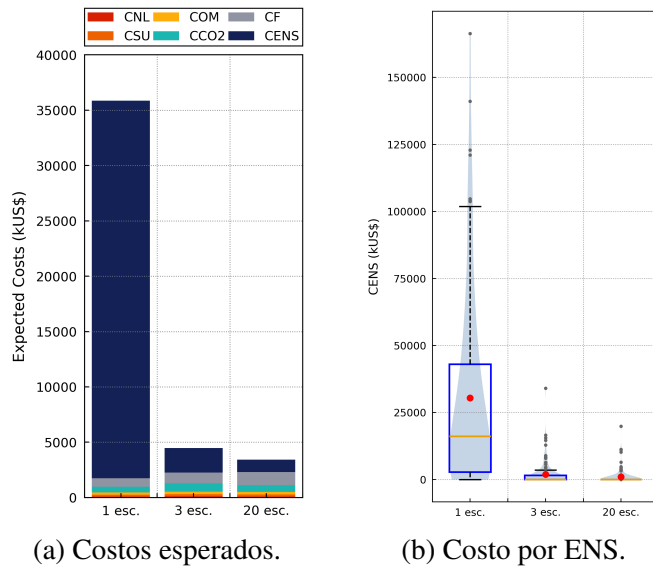


Tabla 13: Valor de costos esperados.

Costo	1 esc. (kUS\$)	3 esc. (kUS\$)	20 esc. (kUS\$)
C^{NL}	89.05	103.88	97.12
C^{SU}	156.88	202.22	181.78
C^{OM}	222.95	229.98	228.35
C^{CO_2}	513.59	734.66	611.26
C^F	769.47	985.78	1184.44
C^{ENS}	34114.92	2224.18	1109.67
Total	35866.85	4480.69	3412.63

Figura 22: Costos de segunda etapa. Resultado modelos de 1, 3 y 20 escenarios.

7.2.2. Resultados segunda etapa

La Figura 22 muestra los costos esperados obtenidos para cada caso, al exponer las decisiones de primera etapa a 100 escenarios no previstos por el modelo. Se observa que el caso que considera un único escenario presenta un costo por energía no suministrada extremadamente elevado, el cual representa aproximadamente un 95 % de los costos esperados totales, existiendo realizaciones en las que este costo supera los 100000 kUS\$. Este resultado indica una subestimación de la variabilidad del sistema, dando lugar a decisiones de primera etapa poco confiables.

Al aumentar a tres el número de escenarios considerados, los costos asociados a ENS disminuyen de manera drástica. No obstante, estos continúan representando cerca del 50 % de los costos esperados totales. Lo anterior refleja una mejor representación de la incertidumbre y una preparación más adecuada en la primera etapa, donde se compromete una mayor cantidad de energía proveniente de tecnologías flexibles y mayores niveles de reservas.

Por último el caso que considera veinte escenarios aún presenta costos por ENS, aunque estos se

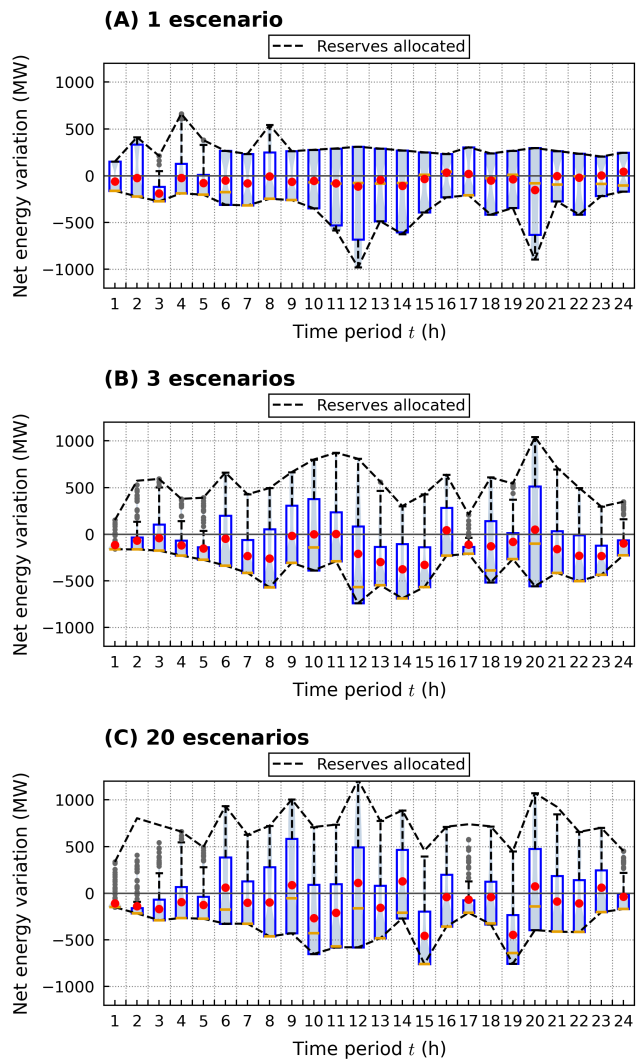


Figura 23: Variación neta de energía por periodo.

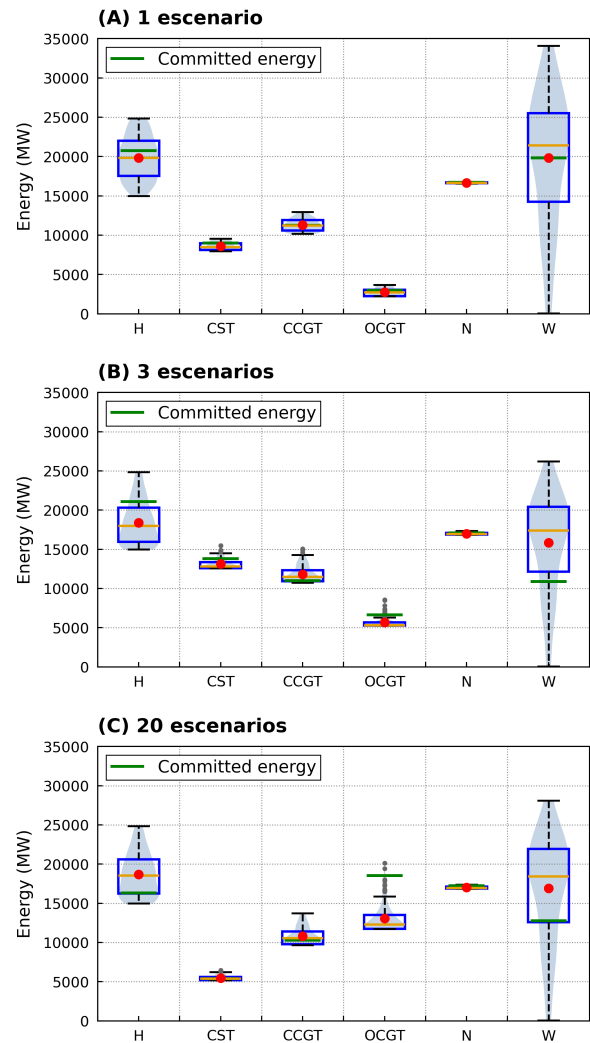


Figura 24: Despacho de energía por tecnología.

reducen aproximadamente a la mitad respecto del caso anterior. Además, al analizar su distribución en la Figura 22 (b), se observa que el diagrama de caja no presenta caja ni bigotes y que su mediana se ubica en cero. Esto indica que, en la mayoría de los escenarios, el costo por energía no suministrada es nulo; sin embargo, existen algunos escenarios atípicos en los que dicho costo alcanza valores elevados.

Respecto a la generación de energía en la segunda etapa, las Figuras 23 y 24 presentan, la utili-

zación de reservas por período y el despacho total de energía por tecnología respectivamente. En el caso (A), tal como era esperado, se observa una variación neta de energía que se ve restringida por las reservas asignadas en la primera etapa, donde en gran parte de los escenarios se alcanza el máximo nivel de reservas disponibles. Además, en la Figura 24 (A) se aprecia una elevada utilización de la energía eólica, lo que sugiere que, ante la falta de reservas de las demás unidades, el modelo busca compensar los desbalances recurriendo al máximo aprovechamiento de la energía eólica disponible.

Por otra parte, en el caso (B) se observa una mayor holgura en la utilización de reservas, lo que refleja una mejor preparación del sistema respecto del caso determinista. Sin embargo, al no disponer de suficientes unidades con tecnologías más flexibles, el modelo presenta dificultades para realizar las correcciones necesarias que permitan adaptarse a la variabilidad de todos los escenarios. En cuanto a la utilización de energía eólica, se observa que, en general, se emplea una cantidad superior a la comprometida en la primera etapa. Al mismo tiempo, el despacho de las tecnologías hidráulica y OCGT resulta inferior a lo comprometido, lo que sugiere que estas unidades utilizan sus reservas descendentes para permitir la inyección de más potencia de viento. No obstante, esta flexibilidad resulta insuficiente para permitir el aprovechamiento total de este recurso.

A diferencia de los casos anteriores, en el caso (C) se observa, por un lado, una mayor holgura en la utilización de reservas, existiendo incluso períodos ($t \in \{2, 3, 15, 17, 21\}$) en los que en ningún escenario se alcanza el máximo de reservas ascendentes asignado. Por otro lado, al comprometerse una mayor cantidad de unidades con tecnología OCGT en la primera etapa, se observa que el despacho de esta tecnología en general es inferior al comprometido. Esto indica que estas unidades proporcionan la flexibilidad necesaria para absorber la variabilidad del sistema y permitir una mayor utilización de la energía eólica, cuya participación resulta superior a la observada en el

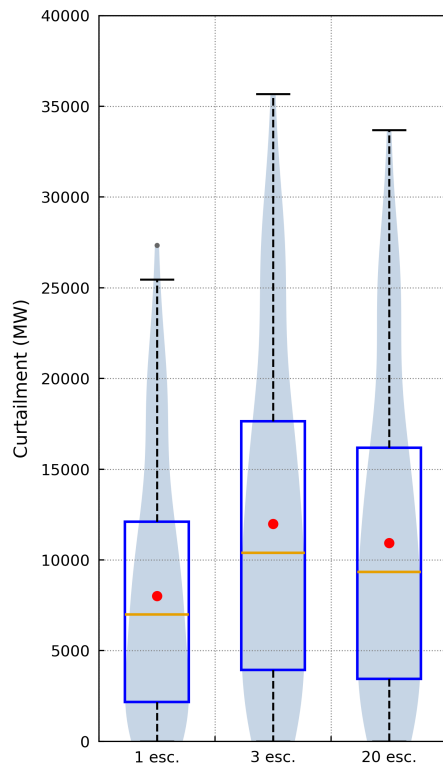
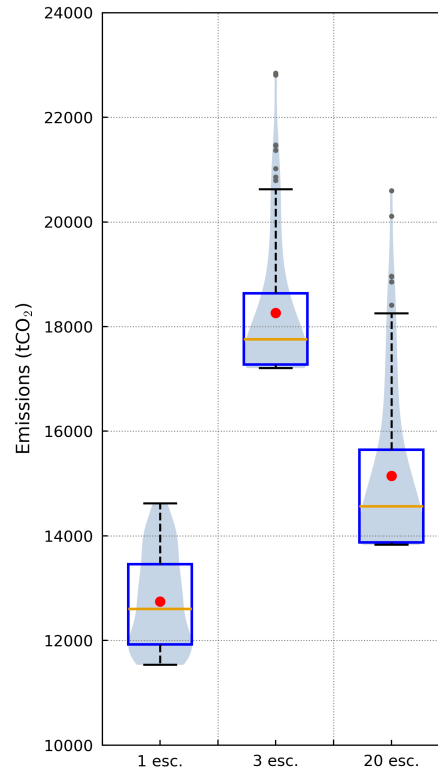


Figura 25: Curtailment de viento.

Figura 26: Emisiones de CO₂.

caso (B).

Para complementar el análisis anterior, la Figura 25 presenta el *curtailment* de energía eólica para cada caso. Se observa que el caso con tres escenarios es el que presenta el mayor nivel de *curtailment*, lo que confirma que corresponde al caso con la menor utilización de la energía eólica disponible. En coherencia con este resultado, el caso (B) también presenta el mayor nivel de emisiones de CO₂, asociado a una mayor utilización de unidades a carbón y a una menor participación de generación eólica en el despacho. Por otro lado, si bien el caso determinista presenta los menores niveles de emisiones y la mayor utilización de energía eólica, este resultado no refleja una preparación adecuada del sistema, ya que se observan altos costos por ENS.

En resumen, como se muestra en la Tabla 14, el caso que considera un mayor número de escenarios

Tabla 14: Resumen de resultados análisis estocasticidad.

Caso	C^{ENS} (kUS\$)	Curtailement (MW)	Emisiones CO_2 (t)
(A) 1 esc.	34114.92	7656.82	12839.75
(B) 3 esc.	2224.18	11361.75	18366.50
(C) 20 esc.	1109.67	10348.96	15281.50

en la resolución del modelo es el que logra una mejor preparación en la primera etapa, lo que se traduce en menores costos esperados, un uso más eficiente de las reservas y una mayor integración de tecnologías limpias. Por una parte, la disponibilidad de reservas permite aumentar la generación cuando es requerido, reduciendo los costos asociados a ENS; y por otra, posibilita disminuir la generación convencional en escenarios con mayor disponibilidad de energía eólica, contribuyendo así a la reducción de las emisiones de CO_2 y de los costos esperados de O&M.

8. Conclusiones

En este trabajo se propuso la formulación de un modelo de optimización estocástico que integra el *Reliability Unit Commitment* e incorpora parámetros estocásticos tales como la demanda y la disponibilidad de energía eólica. El objetivo principal fue, por una parte, incluir en una misma formulación la asignación preventiva de capacidad mediante RUC y la variabilidad de la demanda y generación eólica en el sistema eléctrico, combinación que no ha sido ampliamente abordada en la literatura existente. Por otra parte, se buscó evaluar el impacto operacional y económico que tiene la inclusión de estos elementos en la operación de una red eléctrica.

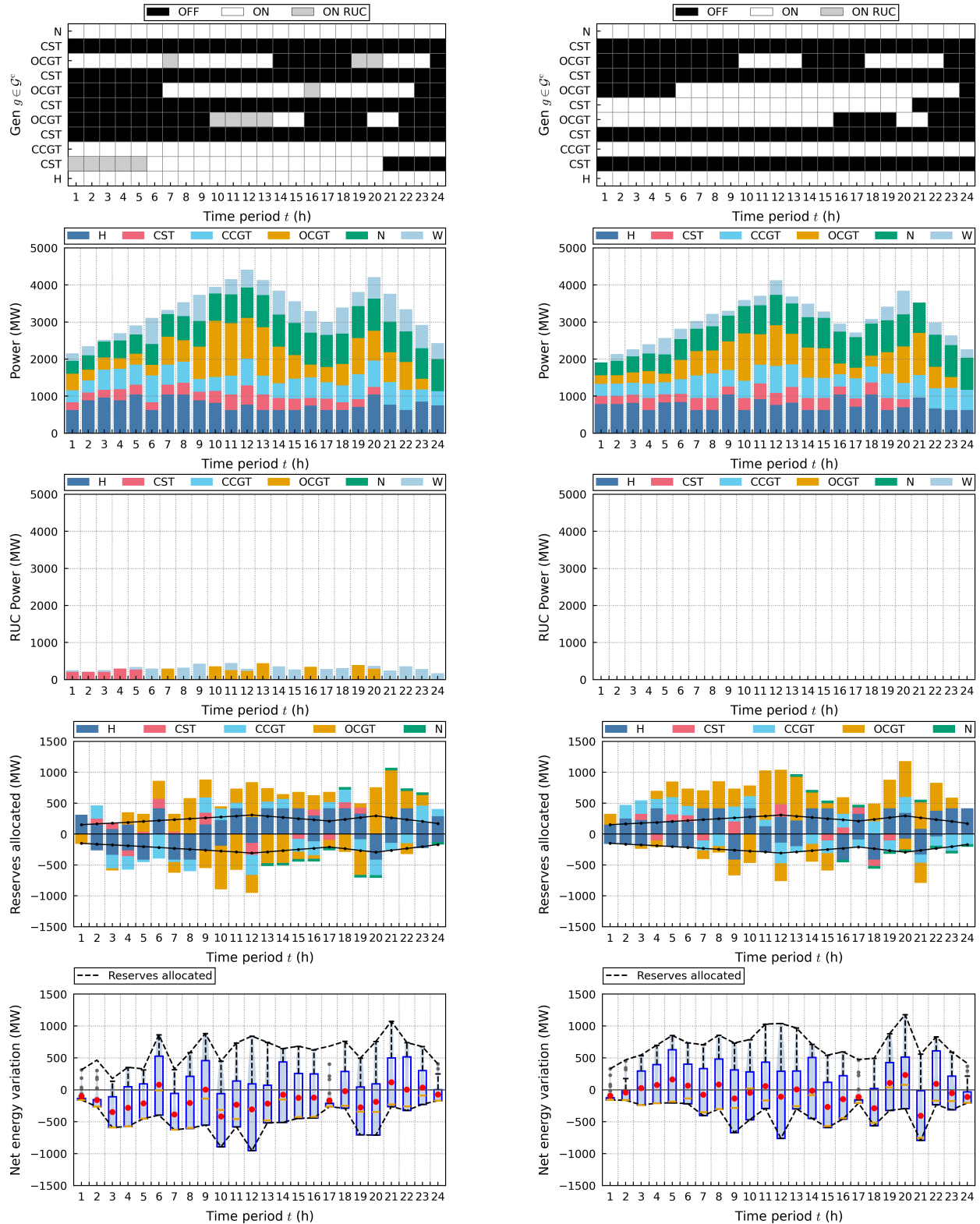
El modelo propuesto fue aplicado al sistema de prueba IEEE-39 de Nueva Inglaterra. Los resultados obtenidos fueron analizados considerando dos ejes principales, que son la inclusión del RUC y la representación de la estocasticidad. En el análisis asociado al RUC, se compararon los resultados de un modelo con y sin RUC para distintos niveles de participación de la demanda ofertada. En el análisis de estocasticidad, se evaluaron tres casos con diferentes representaciones de la variabilidad, considerando 1, 3 y 20 escenarios.

Los resultados demuestran que tanto la incorporación del RUC como la representación explícita de la variabilidad del sistema contribuyen a una mejor preparación en la primera etapa y a un mejor desempeño en la segunda etapa del modelo. En particular, se observan mejoras en términos de costos esperados, reducción de la energía no suministrada, utilización más eficiente de las reservas, menor congestión de las líneas de transmisión, menores emisiones de CO_2 y una utilización más efectiva de la generación eólica. Respecto al análisis de RUC, los resultados indican que mientras mayor es la participación de la capacidad preventiva requerida, mayor es el impacto negativo asociado a su ausencia en el sistema. Por su parte, el análisis de estocasticidad demuestra la impor-

tancia de una adecuada representación de la variabilidad, mostrando que el desempeño de la red mejora cuando las decisiones de primera etapa consideran escenarios que reflejan de mejor forma la incertidumbre real.

Finalmente, si bien los resultados obtenidos se centran principalmente en el análisis operacional del sistema, el estudio realizado presenta las bases para evaluaciones económicas más profundas. En particular, una futura investigación podría consistir en profundizar el análisis económico de la inclusión del RUC, cuantificando de manera explícita el *trade-off* entre pérdida de bienestar social y confiabilidad, así como el impacto de distintos niveles de elasticidad de la demanda.

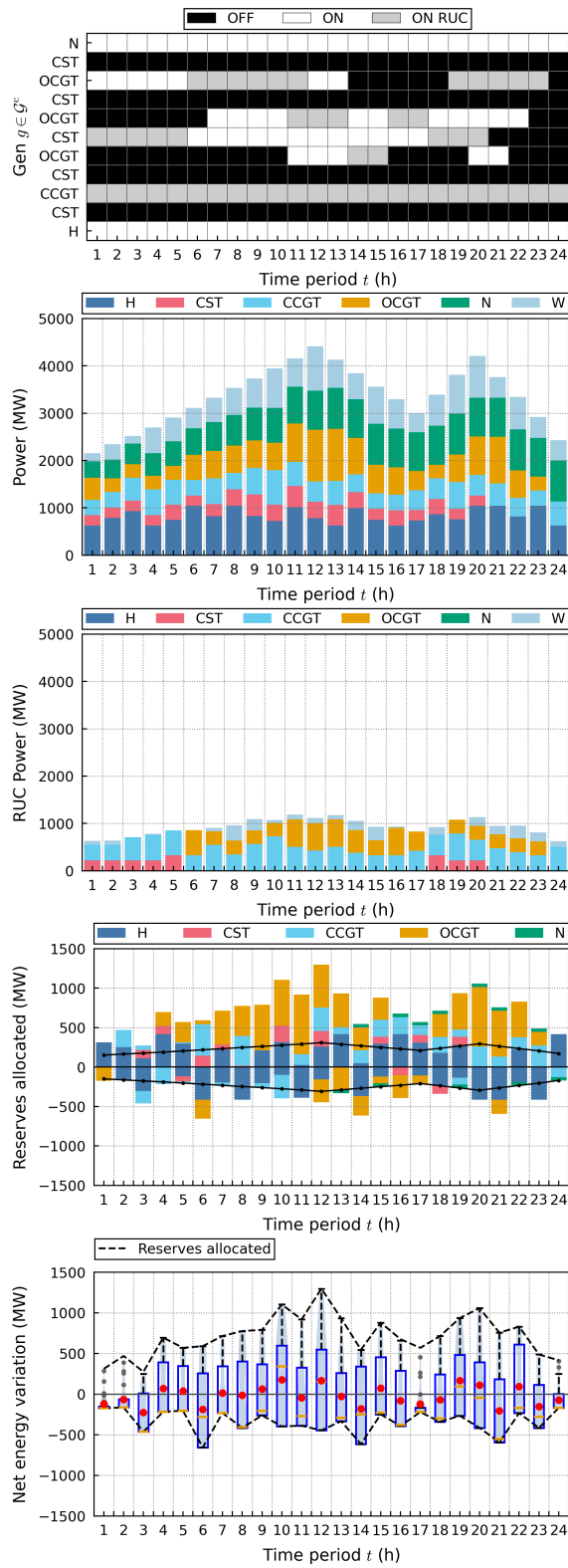
A. Resultados adicionales RUC



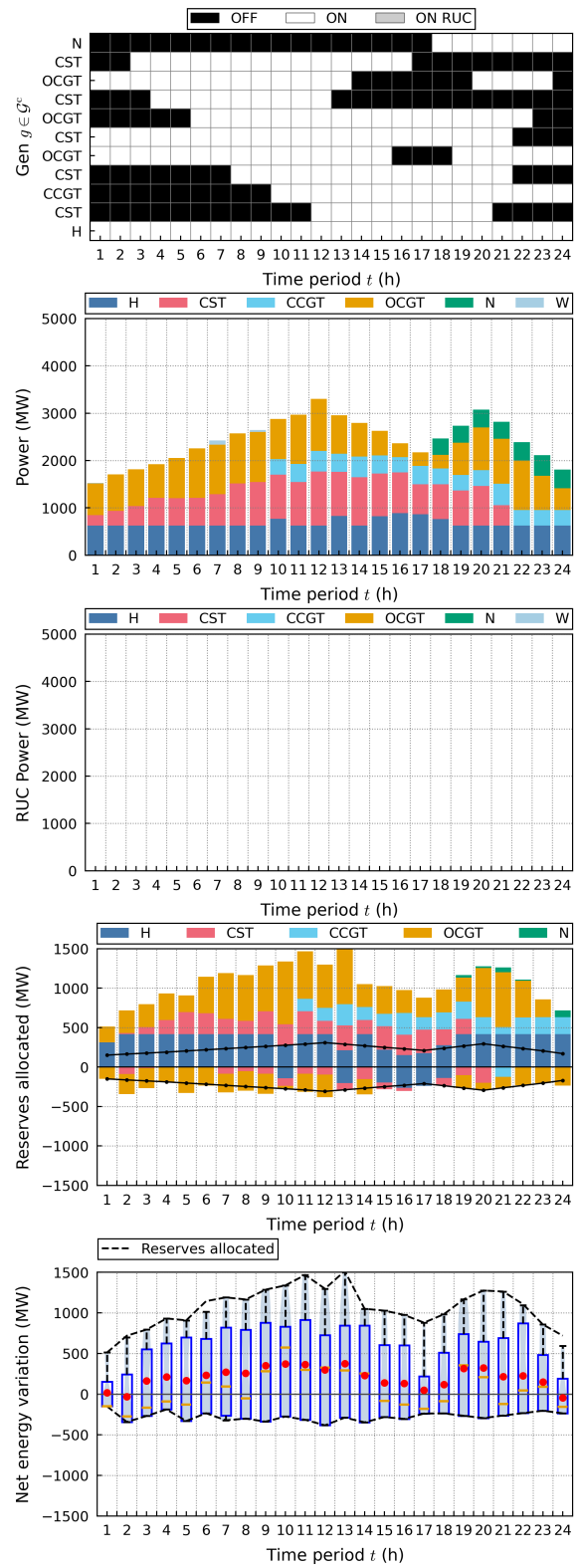
(a) Modelo con RUC

(b) Modelo sin RUC

Figura 27: Resultados para $D_{i,t}^C \in [D_{i,t}^F \cdot 80\%, D_{i,t}^F]$.

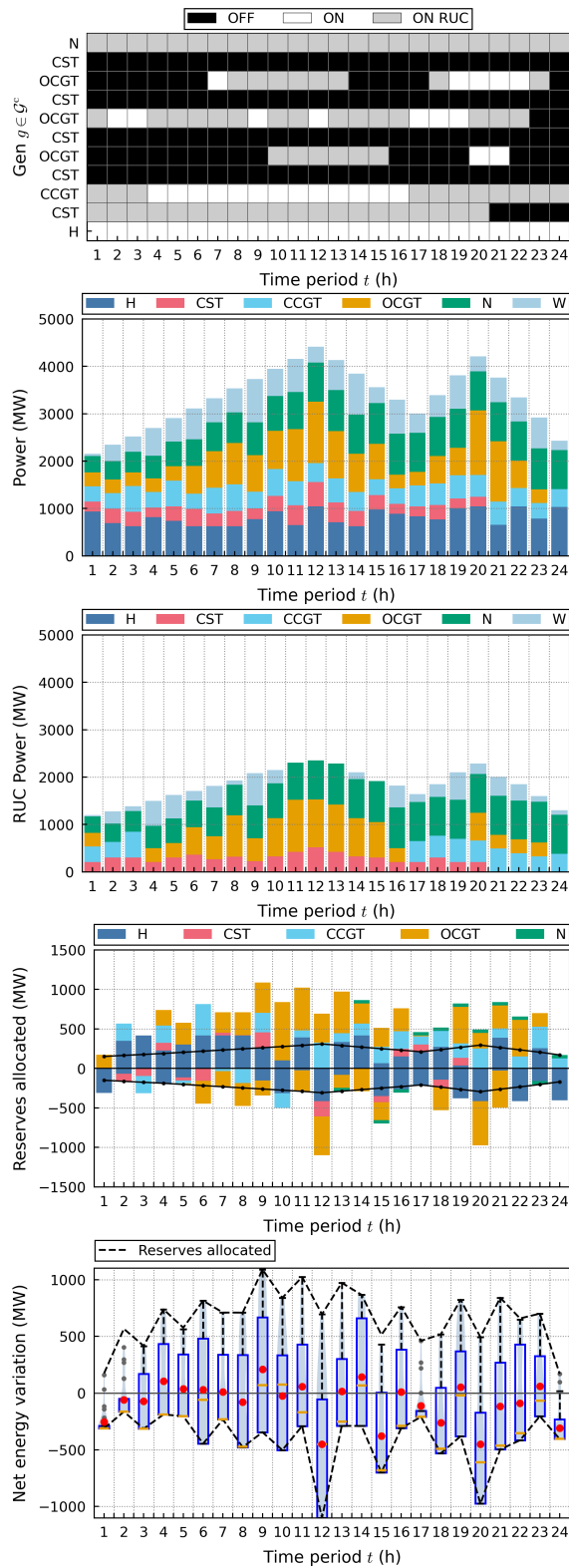


(a) Modelo con RUC

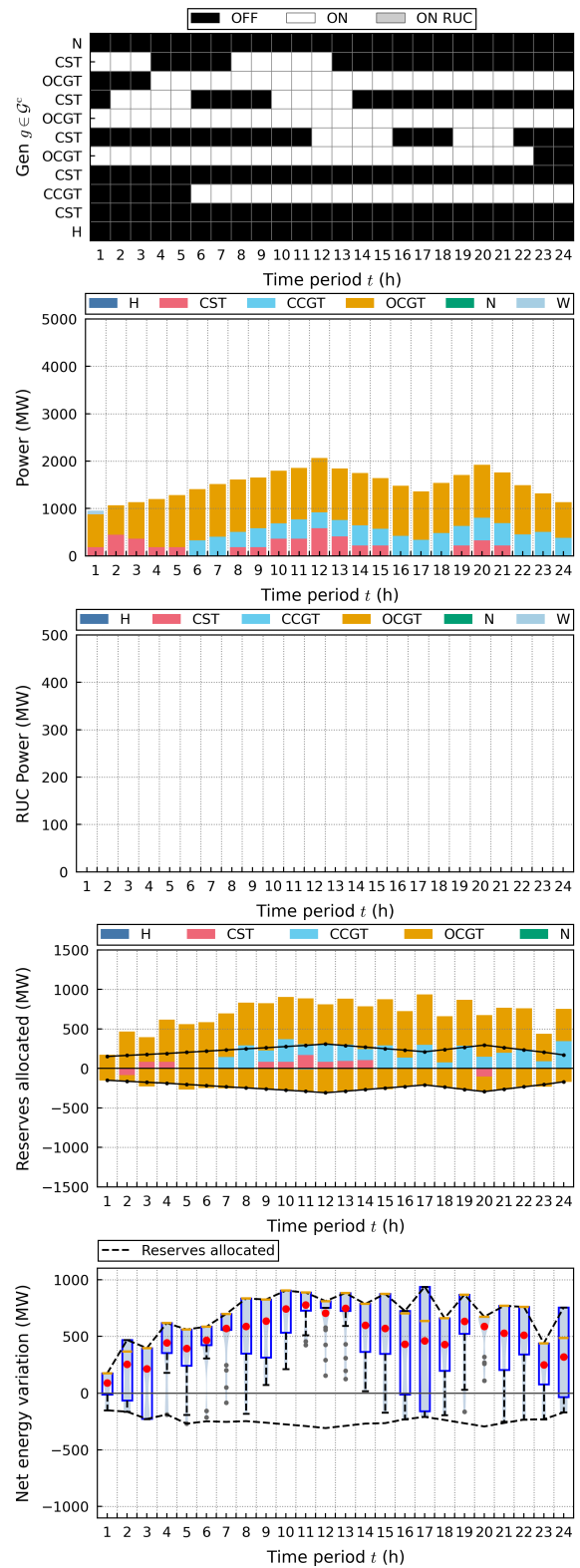


(b) Modelo sin RUC

Figura 28: Resultados para $D_{i,t}^C(1 - 20\%)$.



(a) Modelo con RUC



(b) Modelo sin RUC

Figura 29: Resultados para $D_{i,t}^C(1 - 50\%)$.

B. Parámetros estocásticos

Tabla 15: Demanda agregada del sistema en el periodo t para el escenario ξ , en MW.

ξ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2113.65	2316.21	2517.50	2693.07	3015.21	3276.49	3510.21	3686.66	3879.67	4080.39	4232.15	4372.39
2	2041.18	2098.80	2271.92	2464.54	2705.09	2936.90	3197.75	3478.82	3685.70	3873.28	3962.25	4383.37
3	2071.20	2401.17	2593.59	2924.46	3237.35	3500.98	3776.14	3994.00	4232.95	4541.62	4716.59	4914.28
4	2137.45	2296.62	2471.20	2675.84	2957.57	3146.36	3340.22	3582.81	3641.48	3862.94	4060.29	4545.58
5	2570.23	2647.58	2623.65	2640.06	2780.14	2936.57	2969.69	3148.32	3313.52	3447.03	3626.44	3566.14
6	2168.86	2390.50	2461.69	2598.03	2732.47	2941.46	3139.76	3298.35	3356.12	3455.71	3538.87	4013.47
7	2047.74	2196.17	2394.90	2610.56	2876.54	3122.44	3228.58	3508.14	3887.56	4107.26	4442.15	4527.39
8	2147.25	2342.13	2617.34	2779.78	2973.79	3243.86	3494.82	3784.49	4098.38	4281.88	4484.57	4694.55
9	2264.94	2405.23	2607.37	2850.74	3009.13	3270.78	3475.55	3655.45	3999.18	4250.51	4424.72	4407.24
10	2105.99	2491.53	2646.96	2880.05	3090.30	3434.16	3620.25	3817.32	4139.64	4456.96	4793.98	4600.16
11	2228.88	2267.89	2447.45	2515.92	2714.23	2870.42	3242.10	3370.15	3602.88	3775.51	4021.15	4594.82
12	2096.74	2368.56	2689.98	2908.42	3161.25	3318.29	3571.46	3689.06	3953.98	4114.20	4217.66	4434.46
13	2196.85	2363.12	2611.66	2686.87	2760.08	2820.70	2823.99	3031.41	3123.39	3368.90	3488.13	3898.41
14	2191.13	2371.01	2688.24	2809.41	3094.75	3301.69	3418.83	3709.18	3896.90	4213.93	4312.15	4251.98
15	2038.56	2270.51	2368.67	2701.41	2970.44	3182.76	3526.07	3739.13	3841.49	4035.82	4478.95	4772.39
16	2093.21	2326.85	2522.14	2679.53	2974.83	3196.58	3458.95	3639.28	3825.54	4204.80	4663.89	4759.78
17	2123.42	2411.80	2541.92	2762.84	2911.92	3117.40	3388.30	3661.68	3871.27	4075.26	4277.46	4437.38
18	2072.26	2297.72	2479.78	2627.52	2734.09	2906.07	3113.87	3430.59	3590.44	3829.44	4068.03	4501.35
19	2116.00	2144.03	2398.02	2517.93	2696.25	2852.28	3052.53	3226.24	3432.34	3684.80	3858.16	4017.74
20	2086.78	2303.29	2469.13	2716.21	2890.02	3068.94	3316.06	3556.64	3744.74	3950.08	4212.98	4928.44
ξ	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	4113.48	3821.97	3502.95	3307.33	3047.54	3332.64	3621.52	4030.22	3575.04	3227.03	2923.64	2526.04
2	4025.32	3706.81	3463.26	3205.83	3055.11	3448.50	3757.15	4275.49	3827.55	3325.36	2882.25	2360.43
3	4520.96	4146.86	3727.09	3320.43	3052.59	3432.31	3736.36	4395.67	3934.80	3576.91	3187.41	2606.36
4	4364.27	4020.86	3660.73	3432.15	3077.79	3421.71	3855.63	4247.63	3649.33	3100.82	2571.85	2265.34
5	3371.10	3180.50	3000.25	2984.13	2819.41	3279.63	3993.28	4620.89	4162.66	3608.63	3173.64	2415.47
6	3823.46	3681.23	3410.22	3198.12	3035.92	3328.58	3728.42	3980.05	3604.53	3310.58	3018.87	2473.64
7	4091.95	3913.42	3437.36	3026.14	2945.11	3306.68	3748.44	4109.52	3682.21	3429.48	2901.54	2322.69
8	4315.03	3935.01	3647.81	3426.97	3076.92	3321.05	3612.52	4172.48	3634.10	3131.14	2720.33	2481.25
9	4117.96	3806.66	3483.06	3348.67	2864.33	3291.33	3604.85	4038.35	3442.82	3068.22	2627.51	2234.80
10	4307.77	4130.08	3889.14	3606.85	3432.14	3335.10	3468.33	3632.63	3364.35	3049.56	2767.29	2335.52
11	4298.29	4013.75	3624.44	3231.83	2865.00	3339.13	3859.16	4248.38	3834.91	3378.44	2872.84	2271.76
12	4085.05	3779.27	3385.47	3124.84	2714.00	3382.72	4080.58	4706.62	4076.59	3476.17	2844.15	2528.37
13	3748.71	3691.90	3545.54	3464.65	3350.26	3639.96	4022.75	4230.26	3813.91	3360.84	2897.23	2560.02
14	3963.98	3730.97	3476.13	3313.90	2844.29	3393.75	3881.62	4310.83	3735.83	3332.69	2752.18	2275.41
15	4469.05	3826.99	3655.08	3182.70	2813.72	3324.59	3775.51	4315.86	3871.97	3484.19	2932.96	2401.66
16	4390.05	3978.38	3787.77	3388.60	3068.82	3480.43	3961.56	4220.56	3825.37	3374.81	2968.68	2417.45
17	4211.53	3912.21	3671.97	3420.50	2852.67	3285.86	3670.24	3926.58	3660.07	3243.15	2857.02	2447.26
18	4383.54	4175.86	3895.19	3689.77	3237.54	3665.41	4198.07	4540.39	3994.21	3523.20	2987.78	2406.38
19	3899.84	3843.55	3733.10	3689.40	3183.53	3612.46	3926.71	4386.33	3986.81	3591.21	3144.97	2610.38
20	4526.24	4107.28	3680.89	3213.64	2984.36	3356.97	3627.44	3778.48	3499.73	3140.25	2937.03	2518.93

Tabla 16: Potencia de viento disponible en el periodo t para el escenario ξ , en MW.

ξ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	605.13	797.22	153.86	0.00	203.06	854.02	720.54	275.31	519.05	847.04	1122.91	1482.06
2	151.54	207.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2373.31	2500.00	2500.00	2500.00	2490.39	2500.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	236.01	0.00	0.00	0.00	550.71
5	1660.37	1314.01	551.19	805.59	827.38	531.45	382.04	585.62	507.55	0.00	24.02	0.00
6	577.73	499.26	2.05	82.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	2411.81	2500.00	2500.00	2025.06	1508.64	1368.90	1157.58	1581.89	2085.92	1784.36	1034.17	839.60
8	1091.71	882.88	1317.14	1127.79	1074.44	513.43	1159.77	1774.39	1417.51	831.79	1359.16	1602.03
9	0.00	0.00	0.00	0.00	35.03	0.00	130.70	19.33	92.99	36.87	0.00	0.00
10	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00
11	1293.82	1246.07	1666.39	811.33	1137.94	1055.03	932.18	1189.37	1352.48	1262.19	1376.19	1975.81
12	734.24	238.96	505.58	609.88	1065.28	1475.47	1398.45	1720.61	1987.53	1872.36	1905.78	1794.39
13	1528.38	1563.57	1706.33	2072.83	1667.64	982.26	751.79	1319.03	1316.09	1036.76	507.24	416.14
14	1308.41	1263.71	1121.60	816.93	1007.42	573.88	723.68	356.94	655.01	440.73	271.62	0.00
15	75.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	900.84	922.06	1637.35	1066.65	1625.56	1481.59	1698.33	2320.78	2101.47	2195.11	2298.56	2500.00
17	133.60	283.95	20.25	125.66	0.00	0.00	3.89	0.00	187.23	470.33	715.56	391.88
18	697.19	767.14	1012.12	805.17	949.76	515.56	1397.26	1161.66	1035.78	1159.63	1789.94	1220.46
19	1306.53	1213.07	1002.61	1139.91	888.36	712.66	531.30	120.13	0.00	0.00	0.00	0.00
20	948.89	1133.25	744.64	952.29	994.26	794.76	1009.72	1076.85	779.11	474.06	1126.60	1172.36
ξ	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1674.00	1726.00	1856.39	1836.92	1018.28	1169.68	1808.11	1257.59	764.86	1367.01	1501.92	1239.55
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	221.65	121.51	0.00	0.00	344.57
3	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2217.67	2500.00	2477.28	2500.00
4	601.16	407.64	1388.48	1274.75	1371.15	1645.91	1395.17	1291.62	1755.44	1254.72	736.47	269.97
5	162.66	922.01	837.62	674.04	494.80	1002.81	586.94	290.26	80.06	211.14	991.21	912.97
6	84.52	263.69	304.09	219.88	831.17	763.06	305.88	327.51	1019.63	1147.52	1547.21	1759.53
7	1036.99	775.00	917.90	634.73	756.36	827.13	436.82	659.21	291.83	406.25	605.86	591.40
8	2037.06	2152.64	1556.78	2500.00	2500.00	1954.47	1721.22	2140.14	2265.28	2500.00	1809.31	1780.92
9	0.00	0.00	166.23	68.99	0.00	0.00	0.00	414.74	141.53	452.02	231.53	501.69
10	2500.00	2500.00	2500.00	2434.67	2276.25	715.43	1163.00	996.11	1375.13	1245.24	663.05	929.07
11	1683.69	1900.36	1940.06	2172.42	1928.78	1432.76	1066.38	1241.49	1413.49	812.32	423.37	498.97
12	1215.10	687.19	1194.05	1440.68	1286.54	1330.73	1748.92	1298.83	1210.97	1150.32	627.44	1115.47
13	468.26	914.91	977.94	1389.07	1689.72	2020.75	1165.01	1159.01	1444.56	2088.47	2500.00	2500.00
14	0.00	0.00	203.70	618.02	248.93	440.58	526.37	1066.53	1214.24	787.44	93.19	509.05
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00	1980.61	2500.00	2500.00	2500.00	2500.00
17	582.19	913.62	907.45	878.00	892.02	51.11	0.00	0.00	0.00	0.00	285.71	119.08
18	910.04	883.69	678.13	732.24	932.25	867.50	768.74	1219.39	534.15	106.67	20.38	158.09
19	0.00	0.00	172.06	352.25	586.45	563.43	0.00	0.00	48.88	242.36	219.82	394.35
20	1343.72	1585.22	961.03	1072.47	1811.31	1944.92	1617.51	1587.63	1916.92	1206.69	1617.46	1378.19

Referencias

- Abujarad, S. Y., Mustafa, M. W., and Jamian, J. J. (2017a). Recent approaches of unit commitment in the presence of intermittent renewable energy resources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70:215–223.
- Abujarad, S. Y., Mustafa, M. W., and Jamian, J. J. (2017b). Recent approaches of unit commitment in the presence of intermittent renewable energy resources: A review. 70:215–223.
- Al-Abdullah, Y. M., Abdi-Khorsand, M., and Hedman, K. W. (2014). The role of out-of-market corrections in day-ahead scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(4):1937–1946.
- Baldick, R. (2002). The generalized unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1):465–475.
- Birge, J. R. (1982). The value of the stochastic solution in stochastic linear programs with fixed recourse. *Mathematical programming*, 24(1):314–325.
- Birge, J. R. and Louveaux, F. (2011). The Value of Information and the Stochastic Solution. In *Introduction to Stochastic Programming*, pages 163–177. Springer New York, New York, NY.
- Caceres, A. E. A. (2024). La electricidad como pilar del progreso humano: historia, ciencia y tecnología. *Sapiens Evolucion Cientifica*, 2(1).
- Chen, L., Suzuki, H., Wachi, T., and Shimura, Y. (2002). Components of nodal prices for electric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(1):41–49.
- Chen, Y., Pan, F., Qiu, F., Xavier, A. S., Zheng, T., Marwali, M., Knueven, B., Guan, Y., Luh, P. B., Wu, L., et al. (2022). Security-constrained unit commitment for electricity market: Modeling,

solution methods, and future challenges. *IEEE Transactions on Power Systems*, 38(5):4668–4681.

Cheng, L., Yu, F., Huang, P., Liu, G., Zhang, M., and Sun, R. (2025). Game-theoretic evolution in renewable energy systems: Advancing sustainable energy management and decision optimization in decentralized power markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 217:115776.

Council, N. R., on Engineering, D., Sciences, P., on Engineering, C., Systems, T., Board, E. E., and on Electricity in Economic Growth, C. (1986). *Electricity in economic growth*. National Academies Press.

Daraeepour, A., Patino-Echeverri, D., and Conejo, A. J. (2019). Economic and environmental implications of different approaches to hedge against wind production uncertainty in two-settlement electricity markets: A pjm case study. *Energy Economics*, 80:336–354.

ECCO International (2024). Design of a bid-based wholesale energy market, ancillary services and capacity market in chile. Technical report, Prepared for Coordinador Eléctrico Nacional, San Francisco, California. Technical report.

Ela, E., Milligan, M., and Kirby, B. (2011). Operating reserves and variable generation. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Gooi, H., Mendes, D., Bell, K., and Kirschen, D. (1999). Optimal scheduling of spinning reserve. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(4):1485–1492.

Goudarzi, H., Rayati, M., Sheikhi, A., and Ranjbar, A. M. (2021). A clearing mechanism for joint energy and ancillary services in non-convex markets considering high penetration of renewable energy sources. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 129:106817.

- Guguloth, R. and Kumar, T. S. (2016). Lmp calculation and opf based congestion management in deregulated power systems. In *2016 ELEKTRO*, pages 299–304. IEEE.
- Håberg, M. (2019). Fundamentals and recent developments in stochastic unit commitment. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 109:38–48.
- Hajebrahimi, A., Abdollahi, A., and Rashidinejad, M. (2017). Probabilistic multiobjective transmission expansion planning incorporating demand response resources and large-scale distant wind farms. *IEEE Systems Journal*, 11(2):1170–1181.
- Hui, H., Yu, C.-N., and Moorty, S. (2009). Reliability unit commitment in the new ercot nodal electricity market. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1–8. IEEE.
- International Energy Agency (IEA) (2025). Global energy review 2025. License: CC BY 4.0.
- Kirschen, D. S. and Strbac, G. (2018). *Fundamentals of power system economics*. John Wiley & Sons.
- LaBove, G. L., Hytowitz, R. B., and Hedman, K. W. (2014). Market implications of reliability unit commitment formulations for day-ahead scheduling. In *2014 IEEE PES General Meeting| Conference & Exposition*, pages 1–5. IEEE.
- Litvinov, E., Zhao, F., and Zheng, T. (2019). Electricity markets in the united states: Power industry restructuring processes for the present and future. *IEEE Power and Energy Magazine*, 17(1):32–42.
- Ma, J., Silva, V., Belhomme, R., Kirschen, D. S., and Ochoa, L. F. (2013). Evaluating and planning

flexibility in sustainable power systems. In *2013 IEEE power & energy society general meeting*, pages 1–11. IEEE.

Maggioni, F. and Wallace, S. W. (2012). Analyzing the quality of the expected value solution in stochastic programming. *Ann Oper Res*, 200(1):37–54.

Mena, R., Catalán, C., Salgado, E., Viveros, P., and Kristjanpoller, F. (2025). A two-stage stochastic network-constrained unit commitment model for power systems with high wind power integration: A norm-based benders decomposition approach. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, page 101797.

Mena, R., Godoy, D., Kristjanpoller, F., and Viveros, P. (2024). A multi-objective two-stage stochastic unit commitment model for wind and battery-integrated power systems. *Journal of Energy Storage*, 89:111723.

Mena, R., Zio, E., and Viveros, P. (2022). Matérn process-based simulation of wind speed time series. *Energy Conversion and Management*, 266:115596.

Montero, R., Bello, A., and Reneses, J. (2022). A review on the unit commitment problem: Approaches, techniques and resolution methods. *Energies*, 15(4):1296.

Morales, J. M., Conejo, A. J., Madsen, H., Pinson, P., and Zugno, M. (2013). *Integrating renewables in electricity markets: operational problems*, volume 205. Springer Science & Business Media.

National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2023). Fundamentals of power grid reliability and clean electricity. Technical report, NREL.

- Ohler, F. (2013). The physics of electric power systems. *ResearchGate*.
- Papalexopoulos, A. (2006). Theoretical and practical considerations in implementing and using a reliability unit commitment (ruc). In *IEEE PES General Meeting*.
- Papalexopoulos, A. D. and Andrianesis, P. E. (2013). Market design for the simultaneous optimization of the day-ahead market and the reliability unit commitment applications. In *2013 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control-IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid*, pages 1–8. IEEE.
- Papalexopoulos, A. D. and Andrianesis, P. E. (2014). Day ahead energy market and reliability unit commitment: An integrated approach. In *2014 Power Systems Computation Conference*, pages 1–7. IEEE.
- Pindyck, R. S., Rubinfeld, D. L., and Rabasco, E. (2013). *Microeconomia*. Pearson Educación.
- Price, J. E. (2014). Testing market alternatives for renewable integration using a reduced network model. In *2014 IEEE PES General Meeting| Conference & Exposition*, pages 1–5. IEEE.
- Purchala, K., Meeus, L., Van Dommelen, D., and Belmans, R. (2005). Usefulness of dc power flow for active power flow analysis. In *IEEE power engineering society general meeting, 2005*, pages 454–459. IEEE.
- Radovanović, A., Ye, X., Milanović, J. V., Milosavljević, N., and Storchi, R. (2020). Application of the k-medoids partitioning algorithm for clustering of time series data. In *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, pages 645–649. IEEE.
- Rebours, Y. and Kirschen, D. (2005). What is spinning reserve? *IEEE Power & Energy Magazine*.

ScienceDirect Topics (2024). Electrical power system – an overview.

Sheble, G. and Fahd, G. (1994). Unit commitment literature synopsis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1):128–135.

Shukla, A. and Singh, S. N. (2016). Multi-objective unit commitment with renewable energy using hybrid approach. *IET renewable power generation*, 10(3):327–338.

Simopoulos, D. N., Kavatza, S. D., and Vournas, C. D. (2006). Unit commitment by an enhanced simulated annealing algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1):68–76.

Singhal, N., Moreira, A., Kemp, J. M., Ela, E., and Heleno, M. (2024). Navigating modeling frontiers for electric storage resources in wholesale electricity markets.

Thimmapuram, P. R., Kim, J., Botterud, A., and Nam, Y. (2010). Modeling and simulation of price elasticity of demand using an agent-based model. In *2010 Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pages 1–8. IEEE.

U.S. Department of Energy (2015). Transmission and distribution components. Technical report, Energy.gov.

Van den Bergh, K., Delarue, E., and D’haeseleer, W. (2014). Dc power flow in unit commitment models. *no. May*.

Vardhaman College of Engineering (2021). Power system generation.

Wang, C., Wei, H., and Wu, S. (2018). Network-constrained hydrothermal unit commitment using benders and optimality condition decompositions: Network-constrained hydrothermal unit commitment. *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 13.

- Wang, J., Shahidehpour, M., and Li, Z. (2008). Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1319–1327.
- Wang, Q., Wang, J., and Guan, Y. (2013). Stochastic unit commitment with uncertain demand response. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):562–563.
- Weedy, B. M. (1978). *Sistemas eléctricos gran potencia*. Reverte.
- Wind Turbine Models (2011). Vestas v90 wind turbine specifications.
- Wu, L. (2011). A tighter piecewise linear approximation of quadratic cost curves for unit commitment problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4):2581–2583.
- Wu, L., Shahidehpour, M., and Li, T. (2007). Stochastic security-constrained unit commitment. *IEEE Transactions on power systems*, 22(2):800–811.
- Wu, L., Shahidehpour, M., and Li, T. (2008). Cost of reliability analysis based on stochastic unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1364–1374.
- Wu, T., Angelidis, G., Alaywan, Z., and Papalexopoulos, A. D. (2004). Regional ancillary services procurement in simultaneous energy/reserve markets. In *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, pages 1788–1793. IEEE.
- Xiong, P. and Jirutitijaroen, P. (2013). A stochastic optimization formulation of unit commitment with reliability constraints. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(4):2200–2208.
- Yang, N., Dong, Z., Wu, L., Zhang, L., Shen, X., Chen, D., Zhu, B., and Liu, Y. (2021). A comprehensive review of security-constrained unit commitment. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 10(3):562–576.

- Zapata, C. (2011). Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia. *Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira*.
- Zhang, M., Yang, Z., Lin, W., Yu, J., and Li, W. (2022). Internalization of reliability unit commitment in day-ahead market: Analysis and interpretation. *Applied Energy*, 326:119926.
- Zhao, C., Wang, J., Watson, J.-P., and Guan, Y. (2013). Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):2708–2717.
- Zhao, Y. (2025). A review of renewable energy and power system integration. *Applied and Computational Engineering*, 126:10–15.