



**UNIVERSIDAD  
DE ANTIOQUIA**

**Metodología para la inclusión de las pérdidas de potencia activa y escenarios de seguridad  
considerando el AGC en el Unit Commitment**

Edwar Alejandro Ramírez Londoño  
Ingeniero Electricista Universidad de Antioquia

Tesis de maestría presentada para optar al título de Magíster en Ingeniería

Director

Esteban Velilla Hernández, Doctor (PhD) en Ingeniería de Materiales

Codirector

Diego Adolfo Mejía Giraldo, Doctor (PhD) en Ingeniería Eléctrica

Universidad de Antioquia  
Facultad de Ingeniería  
Maestría en Ingeniería  
Medellín, Antioquia, Colombia  
2025



---

Cita

Edwar Ramírez [1]

---

**Referencia**

Estilo IEEE (2020)

- [1] E. Ramírez Londoño, “Metodología para la inclusión de las pérdidas de potencia activa y escenarios de seguridad considerando el AGC en el Unit Commitment”, Tesis de maestría, Maestría en Ingeniería, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2025



Maestría en Ingeniería, Cohorte XXIII.

Grupo de Investigación. Manejo Eficiente de la Energía (GIMEL)

Sede de Investigación Universitaria (SIU).

Centro de Documentación Ingeniería (CENDOI)

**Repositorio Institucional:** <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - [www.udea.edu.co](http://www.udea.edu.co)

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	9
ABSTRACT .....	10
I. INTRODUCCIÓN .....	11
II. ESTADO DEL ARTE.....	12
III. OBJETIVOS.....	17
IV. METODOLOGÍA .....	18
Unit Commitment.....	18
Factores de sensibilidad .....	20
Modelamiento de las pérdidas de potencia activa .....	21
Aproximación utilizando Special Ordered Sets of type 2 (SOS2).....	22
Distribución de las pérdidas de potencia activa .....	24
Escenarios de la reserva de regulación secundaria.....	25
Método de selección de restricciones.....	26
Estrategia para la co-optimización de la energía y seguridad con las reservas.....	29
V. RESULTADOS.....	32
Sistemas de prueba .....	34
Métricas de desempeño y error .....	35
Resultado método de selección de restricciones .....	42
Análisis de la seguridad considerando los escenarios de la reserva de AGC .....	44
Efecto del número de segmentos L en el LCO-SCUC.....	47
VI. CONCLUSIONES .....	48
REFERENCIAS .....	49

LISTA DE TABLAS

TABLA I .....43  
TABLA II.....44  
TABLA III.....46  
TABLA IV .....47

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1. Aproximación de las pérdidas de potencia activa utilizando SOS2 .....	23
Fig. 2. Demanda nodal ficticia .....	25
Fig. 3. Flujograma selección de restricciones pre-contingencia .....	28
Fig. 4. Flujograma selección de restricciones post-contingencia.....	29
Fig. 5. Flujograma de la estrategia de co-optimización .....	31
Fig. 6. Perfil de demanda en los 24 períodos .....	32
Fig. 7. Diagrama de la estrategia de implementación de LCO-SCUC.....	33
Fig. 8. Sistema de 30 barras .....	34
Fig. 9. Sistema de 118 barras .....	35
Fig. 10. Distribución de error en flujos por las ramas sistema 30 barras .....	37
Fig. 11. Pérdidas modelo LCO-SCUC y evaluación en AC sistema 30 barras.....	38
Fig. 12. Mejora en errores de flujos agregados en el sistema 30 Barras .....	39
Fig. 13. Distribución de error en flujos por las ramas sistema 118 Barras .....	40
Fig. 14. Pérdidas modelo LCO-SCUC y evaluación en AC sistema 118 Barras.....	41
Fig. 15. Mejora en errores de flujos agregados en el sistema 118 barras.....	42
Fig. 16. Evaluación de seguridad sistema de 30 barras.....	45
Fig. 17. Evaluación de seguridad sistema de 118 barras.....	46
Fig. 18. Interfaz Menú Principal .....	56
Fig. 19. Interfaz Resultados despacho.....	56
Fig. 20. Interfaz Resultados AGC .....	56
Fig. 21. Interfaz Parámetros de Generadores .....	57
Fig. 22. Interfaz Parámetros de Demanda .....	58
Fig. 23. Interfaz Parámetros de AGC .....	59
Fig. 24. Interfaz Parámetros de Rama .....	60
Fig. 25. Interfaz Parámetros de Nodo .....	60
Fig. 26. Interfaz factores de sensibilidad.....	61
Fig. 27. Interfaz factores de sensibilidad.....	61
Fig. 28. Información en Access.....	62

---

SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

<b>AC</b>	Alternating Current
<b>AGC</b>	Automatic Generator Control
<b>AAE</b>	Average Absolute Error
<b>CS</b>	Constraint Selection method
<b>DC</b>	Direct Current
<b>GAMS</b>	General Algebraic Modeling System
<b>ISO</b>	Independent System Operator
<b>LODF</b>	Line Outage Distribution Factor
<b>LMP</b>	Locational Marginal Price
<b>LLCO-SCUC</b>	Lossless Co-optimized Security Constraint Unit Commitment
<b>LCO-SCUC</b>	Lossy Co-optimized Security Constraint Unit Commitment
<b>MISO</b>	Midwest Independent System Operator
<b>MILP</b>	Mixed Integer Linear Programming
<b>OPF</b>	Optimal Power Flow
<b>PCS</b>	Partial Constraint Selection method
<b>PAE</b>	Percentage Average Error
<b>PAAE</b>	Percentage of Average Absolute Error
<b>PAESD</b>	Percentage Average Error of Standard Deviation
<b>PTDF</b>	Power Transfer Distribution Factor
<b>SOCP</b>	Second-Order Cone Programming
<b>SCOPF</b>	Security Constraint Optimal Power Flow
<b>SCUC</b>	Security Constraint Unit Commitment
<b>SDP</b>	Semidefinite Programming
<b>SP</b>	Sistema de potencia
<b>SOS2</b>	Special Ordered Sets of type 2
<b>UC</b>	Unit Commitment
<b>WCS</b>	Without Constraint Selection method

## NOMENCLATURA

### Índices

$g$	Unidades de generación, 1 hasta $G$
$t, t'$	Período de tiempo, 1 hasta 24
$i$	Nodos del sistema, 1 hasta $I$
$d, d'$	Carga del sistema, 1 hasta $D$
$r, r', k$	Rama del sistema, 1 hasta $R$
$s$	Escenario de AGC, 1 hasta $S$
$l$	Segmento para la linealización a tramos, 1 hasta $L$

### Parámetros

$CP_{g,t}$	Costo de la energía del generador $g$ en el período $t$
$CAP_{g,t}$	Costo Arranque y Parada del generador $g$ en el período $t$
$C^{ENS}$	Costo de la energía no suministrada
$C_{g,t}^{AGC}$	Costo AGC del generador $g$ en el período $t$
$C^{AGCNS}$	Costo AGC no suministrado
$Dem_{d,t}$	Demanda de potencia activa de la carga $d$ en el período $t$
$UR_g$	Máxima rampa de subida del generador $g$
$DR_g$	Máxima rampa de bajada del generador $g$
$TML_g$	Tiempo mínimo en línea del generador $g$
$TMFL_g$	Tiempo mínimo fuera en línea del generador $g$
$\bar{P}_{g,t}$	Disponibilidad del generador $g$ en el período $t$
$\underline{P}_{g,t}$	Mínimo técnico del generador $g$ en el período $t$
$D_t^{AGC}$	Requerimiento de AGC en el período $t$
$\overline{AGC}_{g,t}$	Disponibilidad de AGC del generador $g$ en el período $t$
$GSF_{r,t,i}$	Sensibilidad flujo en la rama $r$ en el período $t$ por inyección en el nodo $i$
$ncg_g$	Nodo de conexión del generador $g$
$ncd_d$	Nodo de conexión de la demanda $d$
$ncr_{r,t}$	Nodo de conexión de la rama $r$ en el nodo inicial
$ncrj_{r,t}$	Nodo de conexión de la rama $r$ en el nodo final

---

$F_s^{AGC}$	Factor de reserva en el escenario $s$
$F_{d,t}^{Dem}$	Factor de demanda de la carga $d$ en el período $t$
$Pi_g$	Potencia activa inicial del generador $g$
$Fl_r^{Max}$	Flujo máximo de la rama $r$
$\Delta Fl_r^{Max}$	Valor del segmento de la rama $r$
$Rr_r$	Resistencia de la rama $r$

### Variables

$P_{g,t}$	Potencia activa del generador $g$ en el período $t$
$Arq_{g,t}$	Arranque del generador $g$ en el período $t$
$Prd_{g,t}$	Parada del generador $g$ en el período $t$
$ens_{i,t}$	Energía no suministrada en el nodo $i$ en el período $t$
$AGC_{g,t}$	AGC asignado al generador $g$ en el período $t$
$Per_{r,t}$	Pérdidas de potencia activa de la rama $r$ en el período $t$
$uc_{g,t}$	Binaria para decidir estado del generador $g$ en el período $t$
$Fl_{r,t,s}^{N0}$	Flujo de la rama $r$ pre-contingencia en el período $t$ para el escenario $s$
$Fl_{r,k,t,s}^{N1}$	Flujo de la rama $r$ post-contingencia de la rama $k$ en el período $t$ para el escenario $s$
$Fl_{r,t}^+$	Variable para representar la parte positiva de $Fl_{r,t,s}^{N0}$
$Fl_{r,t}^-$	Variable para representar la parte negativa de $Fl_{r,t,s}^{N0}$
$\lambda_{r,t,l}$	Pesos asociados a los puntos donde la aproximación lineal de las pérdidas cruza la curva de pérdidas cuadráticas de la rama $r$ en el período $t$ para el segmento $l$

## RESUMEN

En los mercados del día anterior, diariamente se lleva a cabo un proceso de optimización en el cual se decide las unidades que deben ser despachadas para atender la demanda. Este proceso es conocido como el Security Constraint Unit Commitment (SCUC). En la literatura, se encuentran múltiples variaciones al SCUC que buscan incorporar en el problema aspectos que permitan tener en cuenta variables adicionales en el modelo. Lo anterior apunta a obtener resultados que se aproximen a la respuesta de los sistemas reales y buscan incluir restricciones en el modelo para mejorar la seguridad del sistema.

El aporte de la investigación se basa en proponer una estrategia de co-optimización para resolver el SCUC teniendo en cuenta las pérdidas de potencia activa, la regulación de reserva secundaria y escenarios de operación que resultan de la materialización del AGC cumpliendo el criterio de seguridad N-1. Adicionalmente, se propone un método de selección de restricciones en el cual se busca tener en cuenta sólo las que están activas.

La estrategia de co-optimización fue validada con sistema de pruebas IEEE 30 y 118 barras. Los resultados permitieron reducción del tamaño del problema y los tiempos de solución. Se comparan los resultados con el modelo DC, razón por la cual se evaluaron los flujos de carga en Matpower con la finalidad de evidenciar las mejoras en los flujos de potencia activa, las pérdidas de potencia activa, la cargabilidad de las ramas y el cumplimiento de la seguridad del sistema.

***Palabras clave* — Unit Commitment, perdidas de potencia activa, AGC, co-optimización.**

---

ABSTRACT

In day-ahead markets, an optimization process is carried out daily to determine the units that must be dispatched to meet demand. This process is known as the Security-Constrained Unit Commitment (SCUC). In the literature, multiple variations of the SCUC can be found, aiming to incorporate additional aspects into the problem that allow the model to account for more variables. These efforts seek to obtain results that better approximate the behavior of real systems and include constraints in the model to improve system security.

The contribution of this research lies in proposing a co-optimization strategy to solve the SCUC while considering active power losses, secondary reserve regulation, and operational scenarios resulting from the activation of AGC (Automatic Generation Control), fulfilling the N-1 security criterion. Additionally, a constraint selection method is proposed, which aims to consider only the active constraints.

The co-optimization strategy was validated using the IEEE 30-bus and 118-bus test systems. The results showed a reduction in problem size and solution times. The outcomes were compared with the DC model, and power flow simulations were carried out in MATPOWER to highlight improvements in active power flows, active power losses, branch loading, and compliance with system security requirements.

***Keywords* — Unit Commitment, active power losses, AGC, co-optimization.**

---

## I. INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica y el surgimiento de nuevas tecnologías y dispositivos han requerido un continuo desarrollo en los sistemas eléctricos de potencia (SP). Esto ha traído nuevos retos para los operadores independientes de sistemas eléctricos de potencia (ISO, por sus siglas en inglés de Independent System Operator) debido a que se requiere monitorear, controlar y operar sistemas de gran magnitud cumpliendo con criterios de confiabilidad, seguridad y económicos. Para alcanzar estos objetivos, es necesario recurrir a herramientas que permitan encontrar soluciones que sean muy cercanas a la respuesta y comportamiento real de los SP. El modelamiento de estos puede llegar a ser muy desafiante y más aún cuando se requiere encontrar la solución de un problema que involucra muchas variables y restricciones, por ejemplo, el despacho de generación en un horizonte de tiempo. En consecuencia, varias investigaciones se han realizado con el objetivo de encontrar la solución a este problema, involucrando la mayor cantidad de variables y definiendo el estado de cada una que apunte a tener despachos óptimos, cumpliendo con criterios de seguridad y en ocasiones, criterios operativos que son característicos del tipo de sistema, afectados por el tipo de demanda, los cambios climáticos dada las estaciones de año, la fortaleza que presenta por el crecimiento de la red y la interconexión con otras redes.

La motivación de este trabajo se da por la necesidad de encontrar un despacho de generación que co-optimice la energía, las reservas de AGC y las pérdidas de potencia activa teniendo en cuenta el criterio de seguridad N-1, no sólo en el escenario donde la reserva de AGC no se ha materializado, sino también en escenarios extremos de tal manera que permitan a los operadores hacer uso de la reserva de AGC sin incursionar en puntos de operación inseguros. Lo anterior permite a los ISO tener en cuenta desde la planeación una variable que se puede presentar en la operación y que no se prevé en los análisis iniciales. Adicionalmente obtener despachos que permitan no sólo minimizar la energía sino también las pérdidas de potencia activa, lo cual representaría un ahorro energético en cada período del día.

---

## II. ESTADO DEL ARTE

La complejidad de la inclusión de la red de transmisión en los modelos de optimización, mediante los flujos de carga AC, radica en que el comportamiento de estos sistemas no es lineal ni convexo y las técnicas de solución que existen para este tipo de problemas pueden tener inconvenientes de convergencia y no garantizan la solución óptima global [1].

Para dar una solución a este problema, en la literatura se han desarrollado modelos aproximados que se basan en algunos supuestos para linealizar las ecuaciones. Estos supuestos normalmente se cumplen en redes de transmisión como voltajes en los nodos cercanos a 1 en por unidad, reactancia de las ramas mayor que la resistencia, ángulos del voltaje en los nodos pequeños y se tiene en cuenta que el SP bajo estudio operan en puntos estables [2]. Los modelos con ecuaciones linealizadas han brindado una alternativa útil y aplicable en los procesos de los ISO para el modelamiento y solución del problema. Sin embargo, estas aproximaciones difieren del comportamiento real del sistema, por lo tanto, permanentemente se realizan investigaciones que permitan minimizar las brechas.

Generalmente, los modelos utilizados están basados en la aproximación de las ecuaciones en corriente directa (DC) para el cálculo de las variables. La importancia del modelo DC radica en la linealidad de las ecuaciones involucradas, lo cual facilita el uso de herramientas computacionales comerciales para resolver el problema en tiempos razonables, garantizando un óptimo global. La desventaja se da porque no tienen en cuenta aspectos como la potencia reactiva, las pérdidas y la magnitud de los voltajes en los nodos, lo cual no refleja la cargabilidad real de las ramas del sistema ni puntos operativos no válidos, por tener, por ejemplo, voltajes fuera de rangos admisibles o cargabilidad de líneas de transmisión por encima de los límites permisibles.

En ese sentido, el UC busca minimizar los costos operativos definiendo las unidades de generación del sistema que requieren estar encendidas y su nivel de producción en cada período del día [3], [4]. Se han presentado diferentes variaciones para el UC por la necesidad de tener en cuenta varios aspectos como los ya mencionados que se desprecian en el modelo DC y restricciones adicionales para tener en cuenta aspectos operativos. Por ejemplo, para mantener la seguridad eléctrica de los equipos considerando restricciones técnicas como los límites máximos de transporte de energía en condición normal, criterio de seguridad N-1 y la capacidad máxima de las unidades de generación, se ha propuesto el SCUC [5]–[9]. También se han incluido restricciones de tipo

operativas como requerimientos de reserva rodante y no rodante, criterio N-k y criterios de estabilidad [10]–[13]. Por ejemplo, los autores en [5] plantean un SCUC con pérdidas linealizadas a tramos utilizando criterio N-k pero sin considerar algún tipo de reservas. En [14] se realizan modificaciones a la función objetivo para maximizar el beneficio de las compañías de generación o el beneficio social. Adicionalmente, en los últimos años con la incursión de las energías renovables y por la intermitencia que estas presentan, se han desarrollado nuevos modelos para considerar la incertidumbre y con ello métodos de solución que permiten evaluar múltiples escenarios [9], [13], [15], [16].

La formulación del SCUC se presenta como un problema de programación lineal entera mixta (MILP, por sus siglas en inglés de Mixed Integer Linear Programming) [17] y la solución de este es compleja dado que se requiere establecer el despacho de varios generadores en múltiples períodos con varias restricciones, con lo cual el tamaño del problema es de tipo NP-Hard [18], [19]. Algunos autores han optado por utilizar metaheurísticas para resolver el problema [20], [21], o métodos híbridos al combinarlo con métodos determinísticos [22]. Sin embargo, estos métodos pueden encontrar una buena solución en tiempos aceptables, pero no garantizan el óptimo global. Otros estudios se han enfocado en presentar metodologías y formulaciones que ayudan a encontrar la solución en mejores tiempos de cómputo, reduciendo el espacio de búsqueda e incrementando la velocidad de búsqueda [23]. En [7] se presentan 3 aproximaciones heurísticas como alternativa para inclusión en los métodos de solución del problema, lo cual contribuye mejorando los tiempos de solución en sistemas de gran magnitud. Las aproximaciones fueron desarrolladas y probadas con datos de Midwest Independent System Operator (MISO) i) Relajación lagrangiana de las restricciones de transmisión, ii) Reducción de las variables binarias y iii) utilizar métodos de descomposición Maestro-Esclavo. Otra herramienta que mejora el tiempo de solución, es el uso de los factores de sensibilidad denominados Power Transfer Distribution Factor (PTDF) y Line Outage Distribution Factor (LODF), los cuales pueden reducir el problema al hacerlo más compacto con respecto al SCUC que considera los ángulos de los voltajes en los nodos del sistema [6], [8].

Por otro lado, las pérdidas de potencia activa han sido un aspecto importante para los ISO en los Estados Unidos [24], lo anterior debido a que tienen implementados mercados con precios nodales (LMP, por sus siglas en inglés de Locational Marginal Pricing) que reflejan el costo marginal por el aumento o disminución de la potencia en cada nodo del sistema [25]–[27].

Para el cálculo de las pérdidas de potencia activa, se han presentado varias alternativas encontrando diferencias en la precisión y el tiempo de solución [28]. En [29] se utiliza linealización dinámica que mejora el modelo de pérdidas mediante el uso de cortes que se agregan iterativamente y ajustan la solución del problema. Otras técnicas utilizan minimización del error cuadrático de las pérdidas para obtener mayor precisión con base en la condición de carga de las líneas [30].

Al incluir las pérdidas de potencia activa en el modelo, se deben tener en cuenta dos aspectos importantes: i) sin importar el método de estimación de las pérdidas, se deben redistribuir en el sistema para mantener el balance carga-generación en los flujos de las ramas y cumplir con las leyes de Kirchhoff en el nodo de referencia [25], [31] y ii) si el método de estimación es linealización a tramos se debe tener control sobre las pérdidas ficticias, las cuales generan incremento en la producción de los generadores al disminuir el costo total de operación [32], [33]. Estas pérdidas ficticias aparecen tanto por la selección en el orden incorrecto de los segmentos de la linealización [32], como por el uso de restricciones de desigualdad [33]. En [31] se presenta la corrección a la distribución de las pérdidas, donde utilizan un vector con factores de distribución que permite reflejar las pérdidas como demanda distribuida en los nodos del sistema. Sin embargo, no se da detalle del cálculo de cada elemento del vector, el cual está asociado a una demanda nodal ficticia resultando en una formulación que es independiente del nodo slack [34]. En [35] asignan la mitad de las pérdidas en cada nodo adyacente a la línea, lo cual consideran una buena aproximación manteniendo la relación lineal en la formulación del problema.

Incluir las reservas dentro del problema de optimización ha sido de interés dado que permite encontrar un programa de generación que cumpla un balance entre los criterios de confiabilidad, seguridad y economía [36], [37]. En [38] se reduce el costo total de operación en MISO mediante la co-optimización de los servicios auxiliares como regulación secundaria de frecuencia y reserva para contingencias por disparo de generadores o salidas de líneas. La co-optimización de la energía con las reservas de regulación y la capacidad de generación también ha sido incluida en estudios donde se tiene en cuenta variables estocásticas por la variabilidad de la energía eólica [39], [40]. Los autores en [41] incluyen la reserva rodante y no rodante en el problema de optimización, en el cual la generación total de las unidades sigue el perfil de potencia instantánea del pronóstico de demanda. La disponibilidad de las reservas está basada en el programa de rampas de las unidades y aprovecha la flexibilidad de estas para la optimización. Posteriormente en [42] se realiza un estudio que considera SCUC basado en trayectorias de potencia en la unidades de generación que

garantizan la suficiente reserva intra-horaria para cubrir contingencias en el sistema, mostrando eficiencia en los costos y mayor seguridad. De manera general, se observa que las reservas se co-optimizan, enfocando la seguridad en asignar reserva en las unidades de generación que permitan cubrir las contingencias de algún elemento del sistema como disparo unidades de generación o líneas de transmisión. En este trabajo se co-optimizan las pérdidas de potencia activa, la energía para atender la demanda y la reserva de regulación secundaria, buscando cubrir los posibles escenarios que se pueden presentar por el uso de la reserva ante los cambios de demanda.

Otro aspecto importante para los ISO, es incluir el criterio de seguridad N-1 como restricción dentro de los despachos de generación. Sin embargo, no es necesario incluir todas las contingencias ya que en sistemas reales la mayor parte de estas no pertenecen a lo que se denomina las restricciones sombrilla [43], [44]. Adicionalmente, para obtener estas restricciones es necesario resolver problemas lineales que requerirían mayor tiempo de ejecución de los procesos. Para este trabajo se parte del algoritmo de selección de contingencias iterativo descrito en [8] basado en LODF para encontrar las contingencias activas y se propone realizar procedimientos adicionales para encontrar las restricciones más críticas en los escenarios evaluados con la reserva pre- y post-contingencia.

Los esfuerzos en las investigaciones de los últimos años, se han enfocado en solucionar modelos con las restricciones de flujo de carga AC que permitan obtener soluciones que incluyan aspectos como la potencia reactiva, voltaje en los nodos, cargabilidad de las ramas en MVA o la corriente, pero dado que el sistema de ecuaciones es no lineal y el espacio de solución no convexo, no es posible garantizar la solución con las herramientas actuales ya que no garantizan la convergencia ni la optimalidad [1]. Por lo anterior, varios trabajos se han desarrollado con diferentes técnicas de solución [45] y representación del flujo de potencia. Estas técnicas se dividen principalmente en la relajación, cuyo objetivo es encerrar el espacio factible no convexo dentro de un espacio convexo más grande y aproximaciones que asumen simplificaciones de las ecuaciones del flujo de potencia [46]. En [47], [48], presentan la relajación convexa del Optimal Power Flow (OPF) y las condiciones sobre las cuales la relajación es exacta. Otros autores utilizan optimización cónica de segundo orden [49] (SOCP, por sus siglas en inglés de Second-Order Cone Programming) y programación semi-definida [50], [51] (SDP, por sus siglas en inglés de Semidefinite Programming). En [52] se proponen factores de sensibilidad PTDF corregidos basados en simplificaciones de las ecuaciones del flujo de carga AC, lo que permite mayor

---

precisión en la cargabilidad de las líneas y los flujos de potencias activa. Sin embargo, el análisis es realizado sólo para un punto de operación, mostrando las mejoras en la estimación de la potencia activa de las líneas al comparar la metodología con flujos de carga AC, objetivo al cual también apunta la investigación de este trabajo.

---

### III. OBJETIVOS

#### *A. Objetivo general*

Desarrollar e implementar una metodología que permita incluir las pérdidas de potencia activa y escenarios de seguridad considerando el AGC en el Unit Commitment.

#### *B. Objetivos específicos*

- Estudiar modelos que permitan incluir las pérdidas de potencia activa, el AGC y los escenarios producto de la materialización del AGC para ser considerados en los criterios de seguridad, con la finalidad de seleccionar o adaptar dichos modelos para su inclusión en el UC.
- Implementar computacionalmente una metodología para la co-optimización de las pérdidas de potencia activa y el AGC en el Unit Commitment e inclusión de los escenarios de AGC en los criterios de seguridad.
- Proponer e implementar un método para selección de restricciones que permita disminuir el tamaño del problema y los tiempos de ejecución.
- Evaluar la metodología o estrategia computacional implementada utilizando casos de prueba estándares de la literatura técnica.

---

#### IV. METODOLOGÍA

En el marco de esta investigación, se pretende encontrar el despacho óptimo de unidades multi-período, co-optimizando las pérdidas de potencia activa y el AGC, considerando las características técnicas de las unidades de generación, límites máximos de las líneas de transmisión y se tiene en cuenta el criterio de seguridad N-1 en los escenarios extremos que resultan del uso del AGC asumiendo que se materializan cambios en la demanda del sistema. También se propone utilizar un método de selección de restricciones que se agregan de forma iterativa en una estrategia de optimización que permite reducir el tamaño del problema y los tiempos de ejecución.

Para entender cómo está compuesto el modelo propuesto, se describe cada una de las ecuaciones, identificando el tipo de modelo que aplica o la técnica utilizada para modelar algunos aspectos. Por lo tanto, se partirá de las ecuaciones que comprenden el UC y sus consideraciones, el cálculo de los factores de sensibilidad PTDF y LODF, se describirá como se incluyó el modelamiento de las pérdidas de potencia activa utilizando aproximación SOS2, distribución de las pérdidas de potencia activa en el sistema para mantener el balance carga generación en los flujos de las ramas, modelamiento de los escenarios de AGC para incluir en el análisis de seguridad pre-contingencia y post-contingencia, método de selección de restricciones. Finalmente, el proceso de ejecución iterativo propuesto para encontrar la solución del problema de optimización.

##### ***Unit Commitment***

Varias formulaciones pueden ser encontradas en la revisión de la literatura, como modelo inicial se toma una formulación que considera la reserva de regulación secundaria. Para este trabajo se asume que la reserva para subir y para bajar es simétrica [53], y las características de las unidades de generación [6], [8], [23]. La ecuación (1) muestra la función objetivo del SCUC. Esta representa los costos asociados a: la producción de energía ( $P_{g,t}$  Potencia activa del generador  $g$  en el período  $t$ ,  $CP_{g,t}$  Costo de la energía del generador  $g$  en el período  $t$ ), arranque y parada de las unidades térmicas ( $CAP_{g,t}$  Costo Arranque y Parada  $g$  en el período  $t$ ,  $Arq_{g,t}$  Arranque del generador  $g$  en el período  $t$ ), energía no suministrada ( $C^{ENS}$  costo de la energía no suministrada,  $ens_{i,t}$  Energía no suministrada en el nodo  $i$  en el período  $t$ ) y reserva de regulación secundaria ( $AGC_{g,t}$  AGC asignado al generador  $g$  en el período  $t$ ).

$$\begin{aligned} \text{Min } & \sum_{g,t} P_{g,t} * CP_{g,t} + \sum_{g,t} CAP_{g,t} * Arq_{g,t} \\ & + \sum_{i,t} C^{ENS} * ens_{i,t} + \sum_{i,t} AGC_{g,t} * C_{g,t}^{AGC} \end{aligned} \quad (1)$$

Este problema de optimización está sujeto a las siguientes restricciones: balance generación-demanda incluyendo las pérdidas de potencia activa (2), rampas de subida y bajada de las unidades ecuaciones (3)-(6), tiempo mínimo en línea (7), tiempo mínimo fuera de línea (8), lógica de decisión de arranque y parada (9), las unidades de generación no pueden arrancar y parar en el mismo período (10), máxima producción de las unidades de generación (11), mínima producción de las unidades de generación (12), requerimiento de reserva secundaria (13), máxima reserva asignable (14), variables no negativas (15) y especificación de variables binarias (16).

$$\sum_g P_{g,t} + \sum_i ens_{i,t} = \sum_d Dem_{d,t} + \sum_r Per_{r,t} \quad \forall t \quad (2)$$

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq UR_g \quad \forall g, t = 2, \dots, 24 \quad (3)$$

$$P_{g,t} - P_{i_g} \leq UR_g \quad \forall g, t = 1 \quad (4)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq DR_g \quad \forall g, t = 2, \dots, 24 \quad (5)$$

$$P_{i_g} - P_{g,t} \leq DR_g \quad \forall g, t = 1 \quad (6)$$

$$uc_{g,t} \geq \sum_{\substack{t' \geq t - TML_g + 1 \\ \text{and } t' \leq t}}^T Arq_{g,t'} \quad \forall g, t \quad (7)$$

$$uc_{g,t} \geq 1 - \sum_{\substack{t' \geq t - TMFL_g + 1 \\ \text{and } t' \leq t}}^T Prd_{g,t'} \quad \forall g, t \quad (8)$$

$$Arq_{g,t} - Prd_{g,t} = uc_{g,t} - uc_{g,t-1} \quad \forall g, t \quad (9)$$

$$Arq_{g,t} + Prd_{g,t} = 1 \quad \forall g, t \quad (10)$$

$$P_{g,t} \leq (\bar{P}_{g,t} * uc_{g,t}) - AGC_{g,t} \quad \forall g, t \quad (11)$$

$$P_{g,t} \geq (\underline{P}_{g,t} * uc_{g,t}) + AGC_{g,t} \quad \forall g, t \quad (12)$$

$$\sum_g AGC_{g,t} = D_t^{AGC} \quad \forall t \quad (13)$$

$$AGC_{g,t} \leq (\overline{AGC}_{g,t} * uc_{g,t}) \quad \forall g, t \quad (14)$$

$$P_{g,t}, AGC_{g,t}, ens_{i,t} \geq 0 \quad \forall r, t \quad (15)$$

$$uc_{g,t}, Arq_{g,t}, Prd_{g,t} \in \{1,0\} \quad \forall g, t \quad (16)$$

### ***Factores de sensibilidad***

Un aspecto importante a tener en cuenta en la operación de sistemas de potencia es mantener condiciones de seguridad ante las posibles fallas que se presentan en los equipos, lo cual puede ocasionar desatención de la demanda. Por lo anterior, normalmente los operadores planean la operación del sistema de manera que se cubran contingencias sencillas o múltiples. Para modelar las restricciones de red, se han empleado factores de sensibilidad denominados PTDF y LODF. Estos factores pueden ser obtenidos mediante análisis de sensibilidad o utilizando elementos de la matriz de reactancias del sistema [3], permitiendo estimar el flujo por un elemento ante cambios en la inyección nodal o cambios topológicos por contingencias N-1. Si no se contara con estos factores para evaluar cada contingencia, sería necesario ejecutar un OPF ante la salida de cada rama, siendo poco práctico para sistemas eléctricos de gran magnitud por los tiempos de procesamiento que se requerirían. A continuación, una breve explicación de cada factor de sensibilidad:

- Los PTDF indican el cambio de flujo en algún elemento del sistema debido al cambio en las inyecciones nodales, ecuación (17). Donde se representa el cambio en la rama  $b$  debido al cambio en el nodo  $k$ . Si hay un cambio en algún nodo, se espera que ese cambio sea compensado en otro nodo del sistema, por lo cual aparecerá otro factor debido al cambio en la barra  $j$ . Así, la ecuación quedará como se muestra en (18).

$$t_{b,k} = \frac{\Delta P_{rama_b}}{\Delta P_k} \quad (17)$$

$$\Delta P_{B_b} = (t_{b,k} - t_{b,j})\Delta P_k \quad (18)$$

Dónde:

$\Delta P_{rama_b}$	Cambio de flujo en la rama $b$
$\Delta P_k$	Cambio de inyección en el nodo $k$
$t_{b,k}$	Factor de cambio en la rama $b$ por inyección en el nodo $k$

- Los LODF indican el cambio de flujo en algún elemento del sistema debido a la contingencia de otro elemento. Representa en términos del flujo pre-contingencia del elemento fallado, la cantidad de potencia que va a fluir por otro elemento. Este factor puede ser positivo o negativo, por lo cual puede que el efecto sea el de aumentar o disminuir el flujo en otros elementos del sistema. La ecuación (19) muestra el cálculo del factor. Otra manera de calcularlo es a partir de la matriz de reactancias del sistema, ecuación (20).

$$\text{LODF}_{l,k} = \frac{\Delta f_l}{f_{k0}} \quad (19)$$

$$\text{LODF}_{l,k} = \frac{\frac{x_k}{x_l} (X_{in} - X_{jn} - X_{im} - X_{jm})}{x_k - (X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})} \quad (20)$$

Dónde:

$\Delta f_l$  Cambio de flujo en la rama  $l$

$f_{k0}$  Flujo pre-contingencia en la rama  $k$

$\text{LODF}_{l,k}$  Factor de cambio en la rama  $l$  por contingencia de la rama  $k$

$x_k$  y  $x_l$  Son las reactancias de la rama  $k$  y la rama  $l$  respectivamente

$m$  y  $n$  Nodos correspondientes a la rama  $k$

$i$  y  $j$  Nodos correspondientes a la rama  $l$

$X_{in}$  Elemento de la matriz de reactancias de la fila  $i$ , columna  $n$

Aplica de la misma manera en fila y columna para los demás elementos de la matriz  $X$ .

### ***Modelamiento de las pérdidas de potencia activa***

Las pérdidas de potencia activa han sido modeladas con diferentes métodos, en algunos trabajos se ha utilizado la fórmula de pérdidas de Kron [24], funciones de linealización a tramos estática basada en la cargabilidad de las líneas [30], linealización a tramos dinámica [29], entre otras. No obstante, la linealización a tramos de las pérdidas de potencia activa es el método más común reportado en la literatura.

Las pérdidas ficticias, son pérdidas que no existen en la realidad, pero resultan al resolver el modelo y estimar una solución con un costo operativo total menor [33]. Por la precisión para

modelar las pérdidas de potencia activa y tener control sobre las pérdidas ficticias, este trabajo se basó en la técnica SOS2 (Special Ordered Sets of type 2) detallada en [54] y utilizada en [33] para el modelamiento de las pérdidas de potencia activa en el planeamiento de la expansión de la transmisión.

Las pérdidas de potencia activa son comúnmente representadas con la ecuación (21) [25], [33]. Donde  $\hat{L}$  son las pérdidas de potencia activa,  $g_{ij}$  la conductancia de la línea y  $\theta_{ij}$  la diferencia angular del voltaje en los nodos que conectan la línea.

$$\hat{L} \approx g_{ij}\theta_{ij}^2 \quad (21)$$

El flujo en la línea es representado por la ecuación (22) donde  $x_{ij}$  corresponde a la reactancia de la línea. Sustituyendo (22) en (21), las pérdidas se expresan como se muestra en la ecuación (23). Finalmente, la resistencia  $r_{ij}$  en sistemas de alto voltaje es mucho menor que la reactancia  $x_{ij}$  lo cual reduce (23) a (24)

$$P_{ij} = \theta_{ij}/x_{ij} \quad (22)$$

$$\hat{L} \approx g_{ij}x_{ij}^2P_{ij}^2 = r_{ij}x_{ij}^2P_{ij}^2/(r_{ij}^2 + x_{ij}^2) = r_{ij}^2P_{ij}^2/[1 + (r_{ij}^2/x_{ij}^2)^2] \quad (23)$$

$$\hat{L} \approx g_{ij}P_{ij}^2 \quad (24)$$

### ***Aproximación utilizando Special Ordered Sets of type 2 (SOS2)***

En la Fig. 1 se observa la función cuadrática y la aproximación lineal a tramos utilizando SOS2, el cual considera los pesos asociados a los puntos donde la aproximación lineal de las pérdidas cruza la curva de pérdidas cuadráticas ( $\lambda_i$ ), los puntos de división en el eje “x”  $P_i$  y los puntos correspondientes a la evaluación de cada  $P_i$  con la función cuadrática  $P_i^2$ . De esta manera, la función es aproximada por cada uno de los segmentos siguiendo las ecuaciones (25) y (26). Así, las pérdidas de potencia activa en cada segmento pueden ser estimadas por una interpolación lineal considerando dos puntos consecutivos del eje “x”, los cuales corresponden a un peso  $\lambda_i$ . Una de las propiedades del SOS2 es que como máximo 2 pesos  $\lambda_i$  consecutivos pueden tener valor diferente de cero.

$$\hat{P} = \lambda P_i + (1 - \lambda)P_{i+1} \quad (25)$$

$$\hat{P}^2 = \lambda P_i^2 + (1 - \lambda) P_{i+1}^2 \quad (26)$$

Donde  $i$  es el subíndice relacionado a cada punto del eje “x”,  $\lambda$  puede tomar valores en entre  $[0,1]$ ,  $\hat{P}$  es un valor dado para el flujo de la potencia activa de alguna línea cumpliendo que  $P_i \leq \hat{P} \leq P_{i+1}$  y  $\hat{P}^2$  es el valor de pérdidas de potencia activa que corresponde a  $\hat{P}$ , y cumple que  $P_i^2 \leq \hat{P}^2 \leq P_{i+1}^2$ .

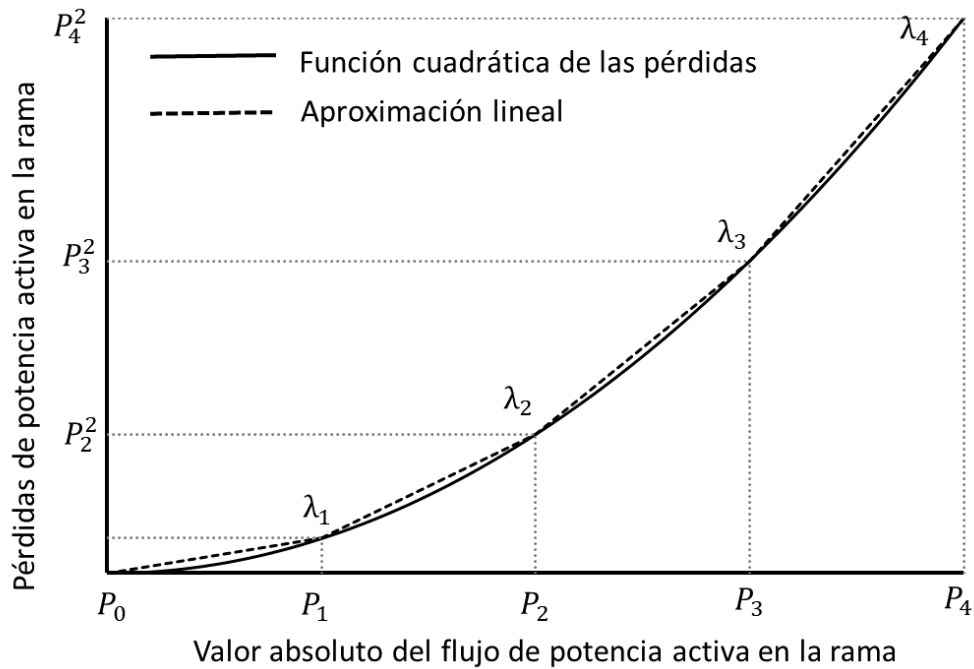


Fig. 1. Aproximación de las pérdidas de potencia activa utilizando SOS2  
[Elaboración propia]

Con el objetivo de incluir la aproximación SOS2 en la formulación del SCUC, el flujo por las ramas en el período  $t$  y escenario  $s$  ( $Fl_{r,t,s}^{NO}$ ), se representa con una variable positiva  $Fl_{r,t}^+$  y una variable negativa  $Fl_{r,t}^-$  con el objetivo de obtener el valor absoluto del flujo  $Fl_{r,t,s}^{NO}$ , ecuación (27). El valor absoluto es igual a la potencia activa de las ramas discretizado de acuerdo con la aproximación SOS2, ecuación (28). Así, las pérdidas de potencia activa en cada rama para el período  $t$  ( $Per_{r,t}$ ) son aproximadas de acuerdo con los segmentos  $l$ , los correspondientes pesos  $\lambda_{r,t,l}$ , se considera la distancia entre dos puntos consecutivos ( $\Delta Fl_r^{Max}$ ) elevada al cuadrado y la

resistencia de la rama de acuerdo con la ecuación (29). Adicionalmente, se requiere que a lo sumo dos pesos consecutivos  $\lambda_{r,t,l}$  sean diferentes de cero, ecuación (30).

De la ecuación (31) se observa que el  $\Delta Fl_r^{Max}$  depende del flujo máximo permisible de cada rama ( $Fl_r^{Max}$ ) y el número de segmentos totales  $L$  que se desea considerar para la aproximación de las pérdidas. Para este trabajo se considera  $L = 20$ , dado que valores mayores no mejoran notablemente los resultados [55], [56]. Finalmente, la ecuación (32) restringe las variables para que no tomen valores negativos. Como se observa en la ecuación (27), las pérdidas sólo se calculan en el escenario  $Cn$ , dado que es dónde se requiere obtener el despacho de generación, los demás escenarios se usan para garantizar la seguridad incluso en condición post-contingencia ante la materialización de la reserva de AGC en sus puntos operativos extremos, debido a los desbalances que se pueden presentar en la operación de tiempo real por la demanda.

$$Fl_{r,t,s}^{N0} = Fl_{r,t}^+ - Fl_{r,t}^- \quad \forall r, t, s \quad (27)$$

$$= Cn$$

$$\Delta Fl_r^{Max} * \sum_l l * \lambda_{r,t,l} = Fl_{r,t}^+ + Fl_{r,t}^- \quad \forall r, t \quad (28)$$

$$Per_{r,t} = Rr_r * (\Delta Fl_r^{Max})^2 * \sum_l l^2 * \lambda_{r,t,l} \quad \forall r, t \quad (29)$$

$$\sum_l \lambda_{r,t,l} = 1 \quad \forall r, t \quad (30)$$

$$\Delta Fl_r^{Max} = Fl_r^{Max} / L \quad \forall r, t \quad (31)$$

$$Fl_{r,t}^+, Fl_{r,t}^-, Fl_{r,t}^{Abs}, Per_{r,t}, \lambda_{r,t,l} \geq 0 \quad \forall r, t \quad (32)$$

### ***Distribución de las pérdidas de potencia activa***

Otro aspecto importante para considerar en el problema de optimización es distribuir las pérdidas de potencia activa en las ramas del sistema con el objetivo de cumplir con las leyes de kirchoff en el nodo de referencia y mantener el balance carga-generación en el cálculo de los flujos pre-contingencia de las ramas. Las pérdidas de potencia activa sobreestiman el despacho de generación de acuerdo con la ecuación (2), y afectan la ecuación (34) debido al aumento de la inyección de potencia en el sistema. Para mitigar este desbalance, se aplica la distribución de pérdidas a través de una demanda nodal ficticia que consiste en agregar la mitad de las pérdidas estimadas en el escenario de condición normal a los correspondientes nodos de conexión de la rama. En la Fig. 2 se observa que para una transferencia de potencia  $P$  existirán unas pérdidas asociadas  $rP^2$  las cuales se distribuyen en los nodos adyacentes según el valor de  $d$ . El valor óptimo

para representar de manera adecuada las pérdidas de potencia activa aún está en investigación, pero asumir  $d = \frac{1}{2}$  es una buena aproximación [24], [35]. Esta demanda de potencia es reflejada a través del factor de sensibilidad de la rama  $r$  en el período  $t$  para el nodo  $i$  ( $GSF_{r,t,i}$ ).

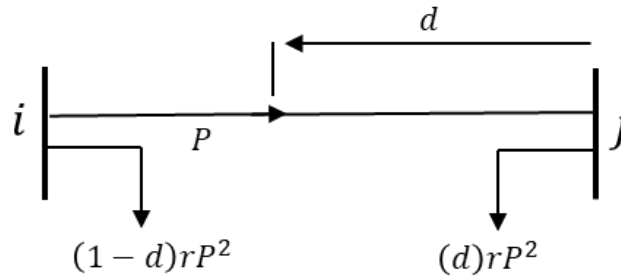


Fig. 2. Demanda nodal ficticia  
[Elaboración propia]

### Escenarios de la reserva de regulación secundaria

La cantidad de reserva AGC a ser programada depende de diferentes criterios y no hay una metodología general para determinar la cantidad que se debe programar en un sistema. Por ejemplo, algunos criterios utilizados son: basado en la pérdida de la unidad de generación más grande del sistema, interconexión con otros sistemas de potencia, cantidad de generación intermitente conectada al sistema, han sido reportadas en la literatura [57], [58]. En este trabajo, se propone utilizar un factor de demanda  $F_{d,t}^{Dem}$  para cada nodo del sistema con carga, con el objetivo de calcular la proporción de cada demanda de acuerdo a la demanda total en cada período, ecuación (33).

$$F_{d,t}^{Dem} = Dem_{d,t} / \sum_{d'} Dem_{d',t} \quad \forall d, t \quad (33)$$

Donde  $Dem_{d,t}$  corresponde a la demanda de potencia activa de cada carga  $d$  en cada período  $t$ . Adicionalmente, se define el factor de reserva  $F_s^{AGC}$  para el número de escenarios que se desea tener en cuenta en el análisis como sigue:

- i) Reserva en el extremo superior  $F_s^{AGC} = 1, s = Up$ .
- ii) Reserva de caso base  $F_s^{AGC} = 0, s = Cn$ .
- iii) Reserva en el extremo inferior  $F_s^{AGC} = -1, s = Dn$ .

La seguridad del sistema fue evaluada en los escenarios extremos de la reserva de AGC, es decir, cuando se materializa en su límite mayor y menor respectivamente en cada unidad de generación. Adicionalmente para mantener el balance carga-generación, cada nodo del sistema que tiene conectada carga, fue cambiado proporcionalmente de acuerdo con el factor de demanda  $F_{d,t}^{Dem}$  y el total de reserva de AGC, el cual se tuvo en cuenta mediante el factor de reserva  $F_s^{AGC}$  como se observa en la ecuación (34). Así, cada nodo aumenta o disminuye una porción de la reserva total de AGC.

Finalmente, las restricciones mostradas en las ecuaciones (34)-(35), son incluidas en el modelo para tener en cuenta el flujo pre-contingencia  $Fl_{r,t,s}^{N0}$  y post-contingencia  $Fl_{r,k,t,s}^{N1}$ . Las ecuaciones (36)-(37) representan el máximo flujo pre-contingencia y post-contingencia respectivamente. Donde  $LDOF_{r,k,t}$  corresponde al factor de sensibilidad del flujo de la rama  $r$  dada la contingencia en la rama  $k$  para el período  $t$ .

$$Fl_{r,t,s}^{N0} = \sum_i GSF_{r,t,i} * \left( \sum_{ncg_g=i} g \left( P_{g,t} + (AGC_{g,t} * F_s^{AGC}) \right) + \right. \\ \left. ens_{i,t} - \sum_{ncd_d=i} d \left( Dem_{d,t} + (F_{d,t}^{Dem} * \sum_g AGC_{g,t} * F_s^{AGC}) \right) - \right) \quad \forall r, t, s \quad (34)$$

$$\left. \sum_{\substack{R \\ r' \\ ncr i_{r,t}=i \\ \text{or } ncr j_{r,t}=i}} \frac{Per_{r',t}}{2} \right) \\ Fl_{r,k,t,s}^{N1} = Fl_{r,t,s}^{N0} + (LDOF_{r,k,t} * Fl_{k,t,s}^{N0}) \quad \forall r, k, t, s \quad (35)$$

$$-Fl_r^{Max} \leq Fl_{r,t,s}^{N0} \leq Fl_r^{Max} \quad \forall r, t, s \quad (36)$$

$$-Fl_r^{Max} \leq Fl_{r,k,t,s}^{N1} \leq Fl_r^{Max} \quad \forall r, k, t, s \quad (37)$$

### Método de selección de restricciones

La selección de restricciones tiene como propósito incluir en el problema de optimización, sólo restricciones de máximos permisibles en las ramas pre-contingencia (36) y post-contingencia (37). Según las sobrecargas que se presenten, se debe incluir el cálculo de flujos pre-contingencia (34) para escenarios diferentes a  $Cn$  (Porque todos los flujos en el escenario  $Cn$  están considerados desde el inicio) y el cálculo de flujos post-contingencia (35). Así, es posible reducir el tamaño del problema y como consecuencia mejorar los tiempos que se requiere para encontrar la solución. En

la literatura se encuentran varios métodos de selección de contingencias, algunos basados en listas ordenadas teniendo en cuenta la severidad de la sobrecarga mediante el cálculo de índices [3], [59]. Otros métodos se utilizan para encontrar las denominadas restricciones sombrilla, para lo cual es necesario solucionar problemas de optimización lineales [43], [44]. Para este trabajo se parte del método de selección propuesto en [6], [8], el cual está basado en el uso de los factores de sensibilidad para determinar con la solución arrojada por el modelo de optimización, las sobrecargas que se están presentando en el sistema y posteriormente agregarlas para realizar una nueva iteración. Este trabajo propone modificar el método de selección de contingencias para evaluar no sólo la inclusión de las restricciones post-contingencia, sino también las restricciones pre-contingencia, las cuales en los artículos de referencias se incluyen todas desde la primera iteración. Adicionalmente, se realiza la selección de restricciones teniendo en cuenta las ramas que se sobrecargan al calcular los flujos por las ramas con la materialización de los escenarios de reserva de AGC e incluyendo la sobrecarga más crítica entre los escenarios cuando se calcula los flujos pre-contingencia (34) y la sobrecarga más crítica entre las contingencias y los escenarios cuando se calcula los flujos post-contingencia (35).

En la Fig. 3 se observa el flujograma del proceso realizado para la selección de las restricciones pre-contingencia. Donde, después de calcular los flujos pre-contingencia con la solución arrojada por el modelo, se inicia el contador de períodos y ramas en 1 y dos variables auxiliares. La primera variable es ValorSobrecarga=0, correspondiente al valor de sobrecarga más crítico, y la segunda variable identificará la restricción asociada a la sobrecarga crítica para determinar cuál se agrega al final de la ejecución del proceso. Cada que se inicia la evaluación de un período o rama del sistema, se debe inicializar las variables auxiliares. Luego, se recorre los escenarios evaluando 3 condiciones: i) si el flujo pre-contingencia es mayor que el flujo máximo permisible en la rama ii) si la restricción ya está incluida en el modelo por una iteración previa y iii) si el flujo de la rama es mayor que el flujo de otro escenario que también presentó sobrecarga. En caso de cumplirse las 3 condiciones. entonces se actualiza la variable ValorSobrecarga con el flujo de la rama que se está evaluando y se almacena la restricción que se debe agregar. Si después de evaluar los escenarios para cada período y rama hay alguna sobrecarga, se debe agregar la restricción con la ecuación (34) para los escenarios diferentes a  $C_n$ . Agregar la ecuación (36) para considerar la restricción de máximo flujo por la rama pre-contingencia y aumentar un contador de

restricciones para identificar cuántas han sido agregadas en la evaluación. Luego continúa con el período y rama siguiente.

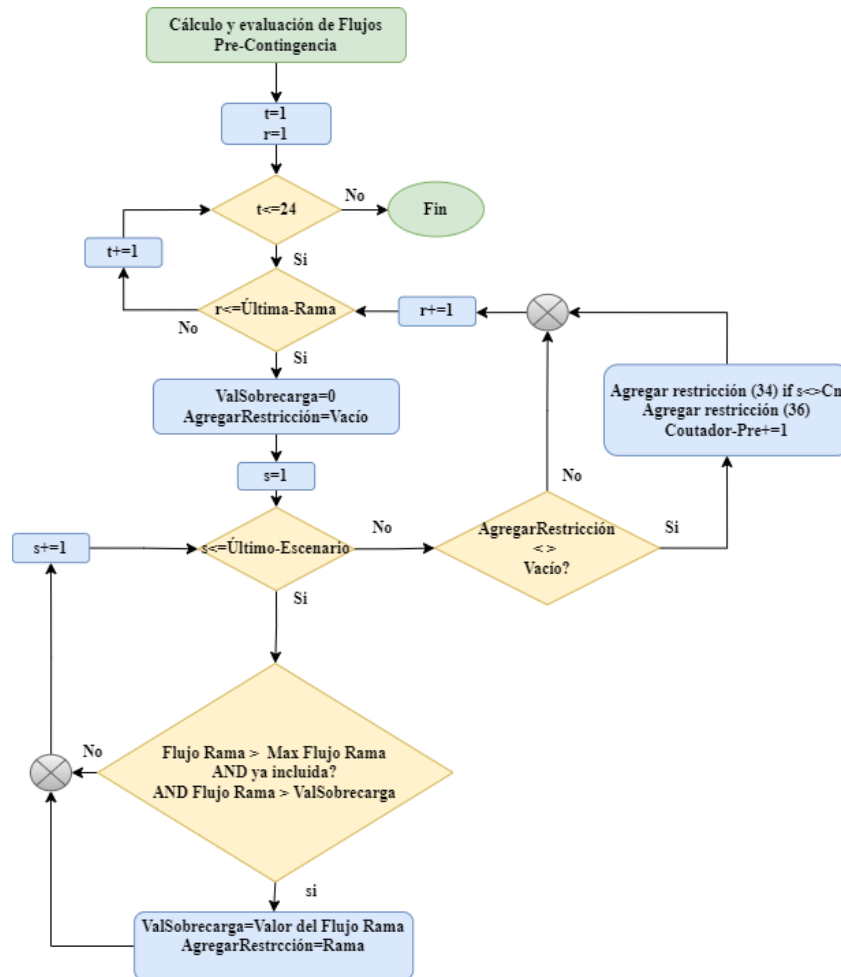


Fig. 3. Flujograma selección de restricciones pre-contingencia

[Elaboración propia]

En la Fig. 4 se muestra el flujograma del proceso para la selección de las restricciones post-contingencia. Este proceso es similar al descrito para las restricciones pre-contingencia, la diferencia radica en que además de los escenarios, se debe evaluar todas contingencias para cada rama y período. De esta manera, se encuentra la restricción más crítica entre las contingencias y los escenarios, para ser agregada posteriormente a las restricciones que se deben considerar en caso de que alguna cumpla las condiciones. Así, se agrega la restricción (34) para el conjunto rama-contingencia cuyo escenario sea diferente a  $C_n$ , la restricción (35) para calcular el flujo post-

contingencia de la rama sobrecargada y por último la restricción (39) para considerar el máximo flujo por la rama post-contingencia.

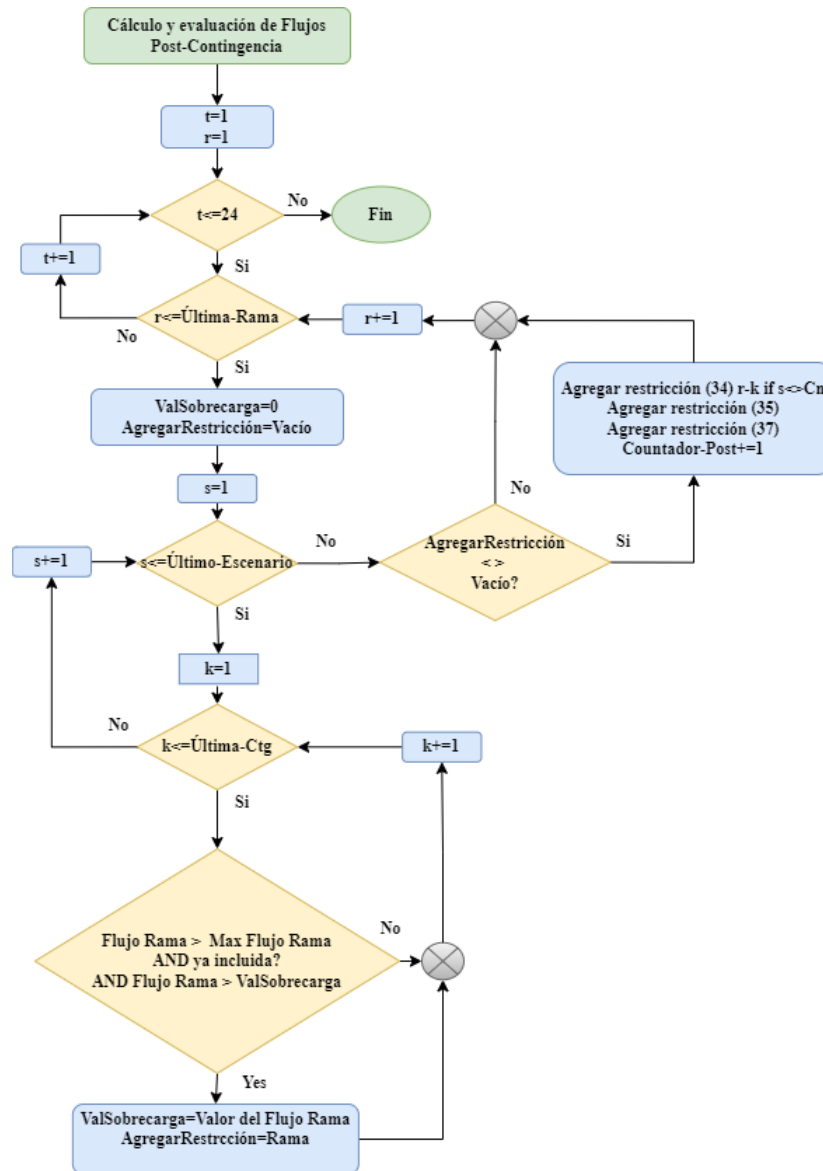


Fig. 4. Flujograma selección de restricciones post-contingencia

[Elaboración propia]

### *Estrategia para la co-optimización de la energía y seguridad con las reservas*

La Fig. 5 muestra el flujograma del proceso propuesto para encontrar la solución al problema de optimización que considera las pérdidas del sistema y el AGC co-optimizado (LCO-SCUC, por sus siglas en inglés de Lossy Co-optimized Security Constraint Unit Commitment). Se

lleva a cabo un proceso iterativo como sigue: Inicia leyendo los datos necesarios como: topología, parámetros de la red y factores de sensibilidad. Se minimiza la función objetivo correspondiente a la ecuación (1), ecuaciones del UC (2)-(12), la reserva de AGC ecuaciones (13)-(14), variables no negativas y binarias ecuaciones (15)-(16), las pérdidas de potencia activa ecuaciones (27)-(32), factores de demanda ecuación (33) y el flujo por las reamas pre-contingencia ecuación (34) en el escenario  $C_n$ . No se consideran las ecuaciones (35)-(37).

Después de resolver el modelo con las restricciones previas, se inicializa el contador de iteraciones y los contadores de restricciones pre- y post-contingencia. Luego, se realiza el proceso de selección de restricciones pre-contingencia (Fig. 3) y el proceso de selección de restricciones post-contingencia (Fig. 4), se actualizan los contadores pre- y post-contingencia y si alguna restricción es agregada, se resuelve de nuevo el modelo LCO-SCUC para pasar a la siguiente iteración. Así, si todos los flujos por las ramas pre-contingencia y post-contingencia están por debajo del máximo permisible (Contador-Pre=0 y Contador-Post=0), se obtiene la solución final. De lo contrario, si por lo menos alguna rama presenta sobrecarga pre-contingencia o post-contingencia, el LCO-SCUC debe resolverse con las restricciones que fueron añadidas. Cuando una nueva solución es obtenida, se inicia una nueva iteración. Finalmente, el proceso se debe repetir hasta que no se presenten sobrecargas en las ramas o se cumpla el número de iteraciones máximas.

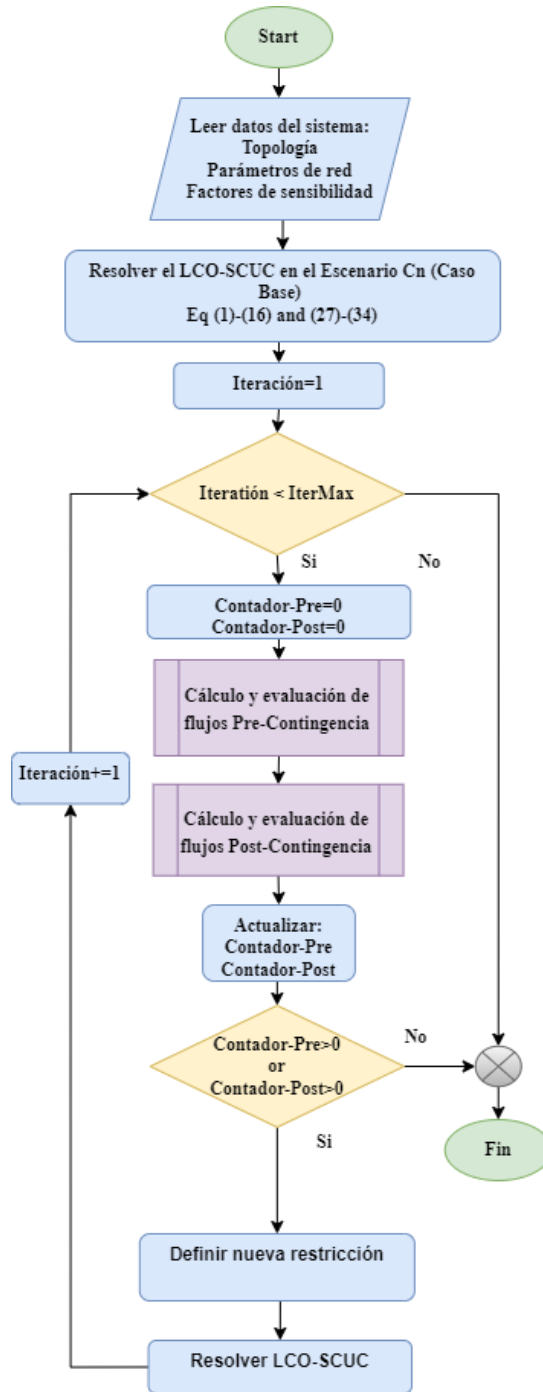


Fig. 5. Flujograma de la estrategia de co-optimización  
[Elaboración propia]

V. RESULTADOS

Las mejoras y desempeño de la metodología y modelo propuesto LCO-SCUC fueron evaluadas usando sistemas IEEE 30 barras e IEEE 118 barras [60]. El estudio se realizó para 24 períodos, con un perfil de demanda típico residencial para cada sistema mostrado en la Fig. 6, reserva de AGC para subir y para bajar se consideró simétrica [53] con un valor de  $\pm 6\%$  de la demanda correspondiente en cada período y así determinar los escenarios en los cuales el modelo evalúa el criterio N-1.

Los resultados del modelo fueron estimados siguiendo el flujograma mostrado en la Fig. 5, considerando la interacción entre diferentes programas para generar los escenarios, resolver los modelos de optimización, procesar los datos y evaluar las soluciones, como se muestra en la Fig. 6.

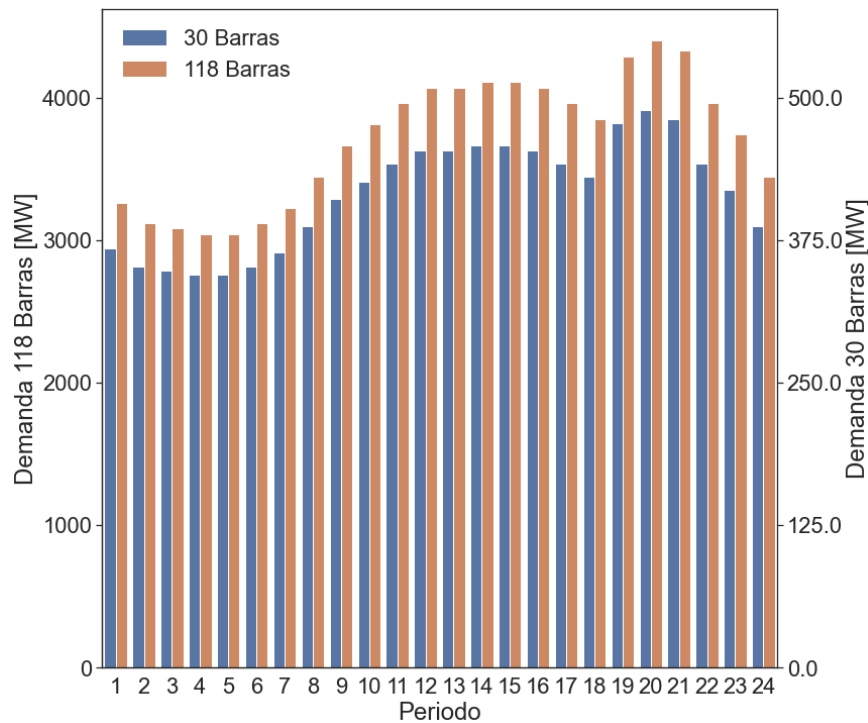


Fig. 6. Perfil de demanda en los 24 períodos

[Elaboración propia]

Para la implementación, se desarrolló una macro de Excel que permite generar los 24 escenarios de operación dados por la respuesta del modelo de optimización. Los escenarios se generan siguiendo el formato IEEE necesario para realizar la evaluación en Matpower (Versión 7.1 [61]). La solución del modelo de optimización fue obtenida con GAMS usando el solver comercial CPLEX con un gap relativo de optimalidad de 1E-3. Los resultados obtenidos son evaluados usando flujo de carga AC en Matpower, del cual se obtuvieron los datos de las pérdidas de potencia activa, los flujos de potencia activa y la cargabilidad en condición pre-contingencia y post-contingencia. Los resultados obtenidos tanto de GAMS como de Matpower fueron procesados y visualizados usando Python. Para más detalle de la implementación, ver Fig. 7.

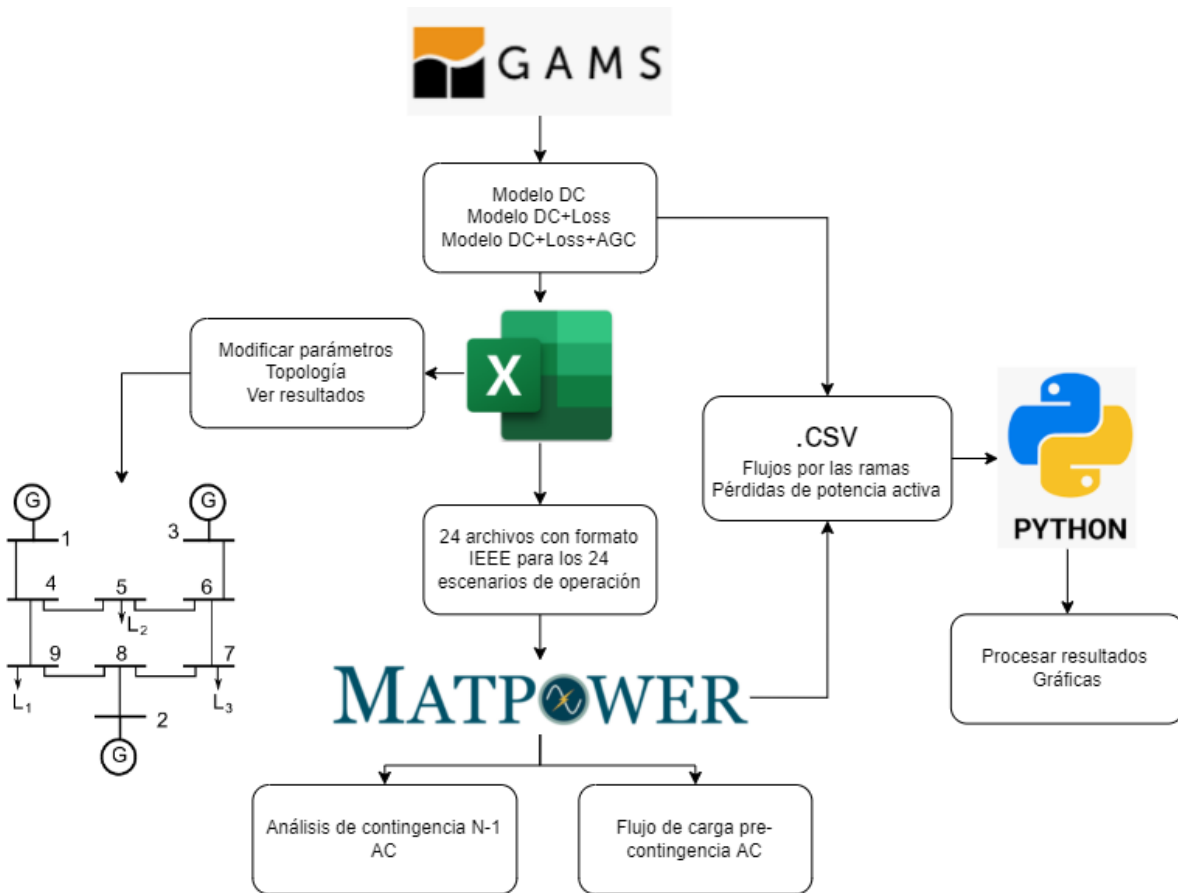


Fig. 7. Diagrama de la estrategia de implementación de LCO-SCUC

[Elaboración propia]

Las simulaciones se realizaron en un computador de escritorio con procesador Intel(R) Core(TM) i5-6198DU CPU @ 2.30GHz con 16GB de RAM y 4 núcleos.

***Sistemas de prueba***

Para validar los resultados del modelo, se usaron sistemas de prueba IEEE 30 barras y 118 barras disponibles en [60], se toman como base para generar los escenarios de demanda y topología requeridos para los análisis.

***Sistema IEEE 30 barras adaptado***

El sistema consiste en 30 barras, 37 líneas, 4 transformadores, 8 generadores y 21 cargas, con una demanda mínima total de 235.22 MW en el período 4, demanda máxima de 340.08 MW en el período 20 y disponibilidad total de generación de 540 MW en cada período. Para la evaluación de contingencias se consideraron 35 líneas de transmisión y 3 transformadores. Se descartan las ramas radiales, ver Fig. 8.

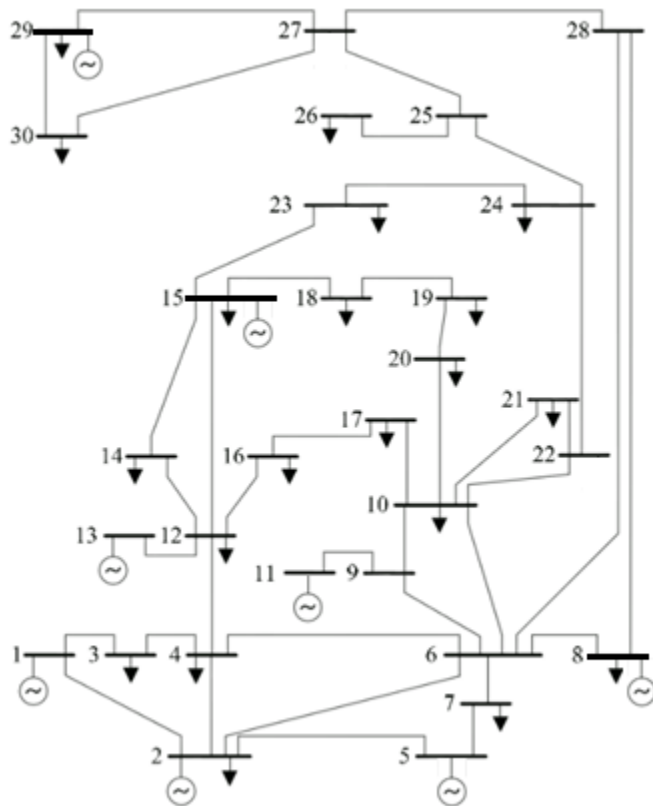


Fig. 8. Sistema de 30 barras

**Sistema IEEE 118 barras adaptado**

El sistema consiste en 118 barras, 177 líneas, 9 transformadores, 54 generadores y 91 cargas, con una demanda mínima total de 3044.44 MW en el período 4, demanda máxima de 4401.6 MW en el período 20 y disponibilidad total de generación de 8655 MW. Para la evaluación de contingencias se consideraron 168 líneas de transmisión y 9 transformadores. Se descartan las ramas radiales, Fig. 9.

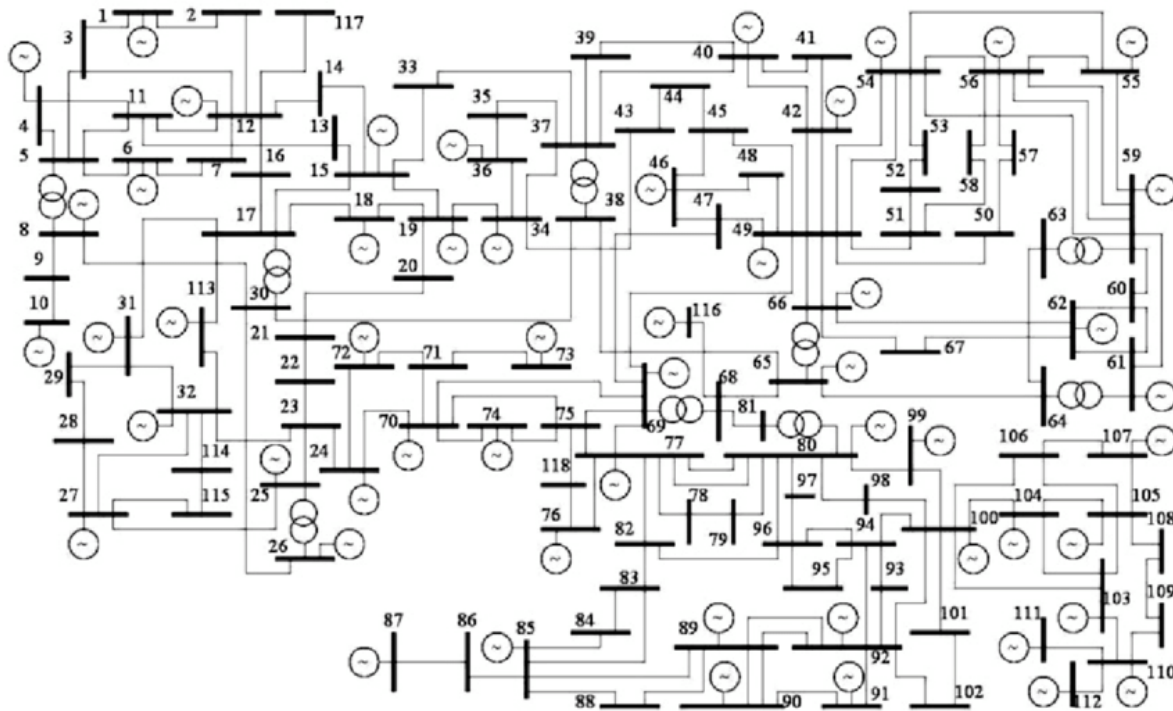


Fig. 9. Sistema de 118 barras

<https://www.al-roomi.org/component/content/article?id=69:118-bus-system>

**Métricas de desempeño y error**

El porcentaje de error promedio (PAE, por sus siglas en inglés de Percentage Average Error), usado en [52] para comparar los flujos de potencia activa, y el porcentaje promedio de error de la desviación estándar (PAESD, por sus siglas en inglés de Percentage Average Error of Standard Deviation), son calculados con las ecuaciones (38) y (39). Donde avg y std significan el valor medio y la desviación estándar respectivamente para cada período  $t$  del error relativo en el flujo de potencia activa medido entre el flujo de carga AC ( $Pac_{r,t}$ ) y el modelo propuesto LCO-

SCUC ( $Pmodel_{r,t}$ ), o el modelo referencia en DC denominado Lossless Co-optimized Security Constraint Unit Commitment (LLCO-SCUC). Como los resultados del error relativo para cada período en cada sistema son similares, PAE y PAESD se obtienen como el promedio de los 24 períodos y de esta manera obtener una medida de la solución completa.

$$PAE = \frac{\sum_t avg_r |100 * (Pmodel_{r,t} - Pac_{r,t})/Pac_{r,t}|}{T} \quad (38)$$

$$PAESD = \frac{\sum_t std_r |100 * (Pmodel_{r,t} - Pac_{r,t})/Pac_{r,t}|}{T} \quad (39)$$

Se observó que el modelo LCO-SCUC tuvo una reducción del PAE de 37.78% a 17.93% cuando se comparó con el modelo LLCO-SCUC en el sistema de 30 barras. El PAESD también tuvo reducción de 82.2% a 21.11%, indicando que la distribución de los errores en los flujos por las ramas es más concentrada. En el sistema de 118 barras, el PAE se redujo de 11.17% a 4.93% y el PAESD de 31.61% a 10.73%.

En la Fig. 10 se observa la distribución de los errores en los flujos de potencia activa por las ramas del modelo propuesto LCO-SCUC y el modelo LLCO-SCUC, comparadas con respecto al flujo de carga AC al evaluar cada solución en Matpower. Se observa que el LLCO-SCUC presenta la mayor desviación con error promedio por periodo de aproximadamente 4.4 MW, mientras que el LCO-SCUC tiene error promedio de 1.2 MW, el cual representa una mejora del 50% en el error. Adicionalmente la rama con mayor desviación en el LLCO-SCUC tiene un valor de 17.73 MW en el período 12, asociado a la rama 1 que está conectada al nodo slack, presentando valores similares para los 24 períodos. Para el LCO-SCUC el error máximo observado es de 10.45 MW, en el mismo período 12, obteniendo una mejora del 41.6 %. Es importante destacar que una de las ventajas del modelo LCO-SCUC es que permite disminuir los máximos errores que se presentan en cantidad y magnitud, principalmente en las ramas conectadas al nodo slack quien asume los MW que no se consideran en el LLCO-SCUC. Las mayores desviaciones se observan en las ramas que tienen un valor en el factor de inyección nodal alto con respecto a ese nodo.

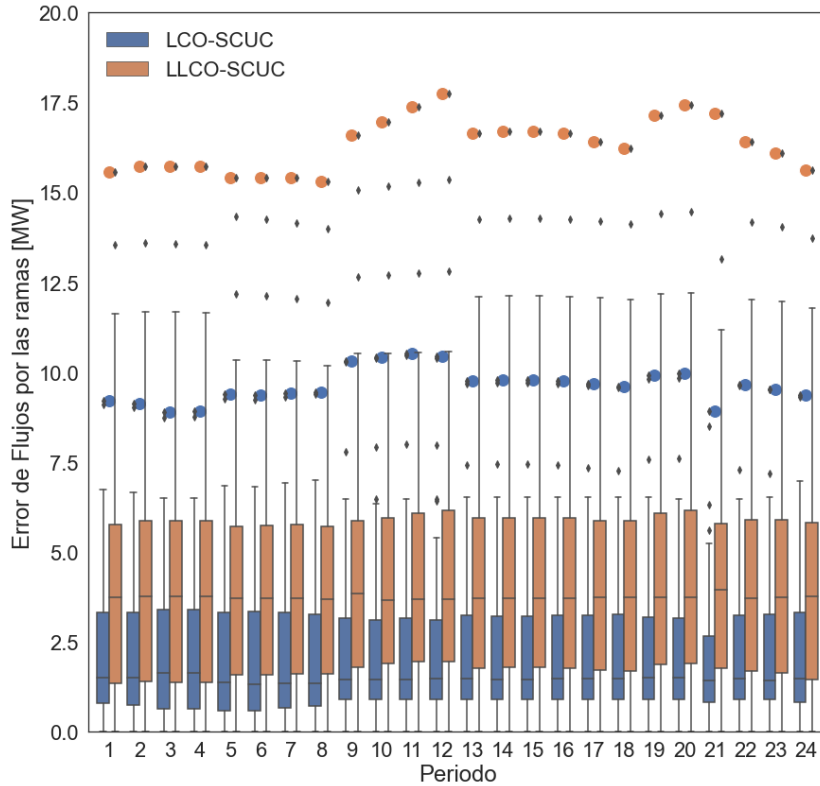


Fig. 10. Distribución de error en flujos por las ramas sistema 30 barras  
[Elaboración propia]

En la Fig. 11 se muestran las pérdidas de potencia activa por hora calculadas por el modelo propuesto LCO-SCUC, y la correspondiente evaluación con el flujo de carga AC. Se observa que el modelo propuesto estima las pérdidas en valores inferiores a la evaluación en AC, indicando que no se generan pérdidas ficticias. El error relativo en las pérdidas de potencia activa está entre 5% y 8%, lo cual es una buena aproximación considerando que el LLCO-SUCU (DC) no realiza esta estimación, es decir, tiene un error del 100%. Adicionalmente el hecho de considerar las pérdidas en la ecuación de balance del sistema hace que sean minimizadas de manera indirecta ya que, a mayores pérdidas de potencia activa, mayor es la generación requerida para cumplir con la restricción de balance, por lo tanto, aumentaría la función objetivo.

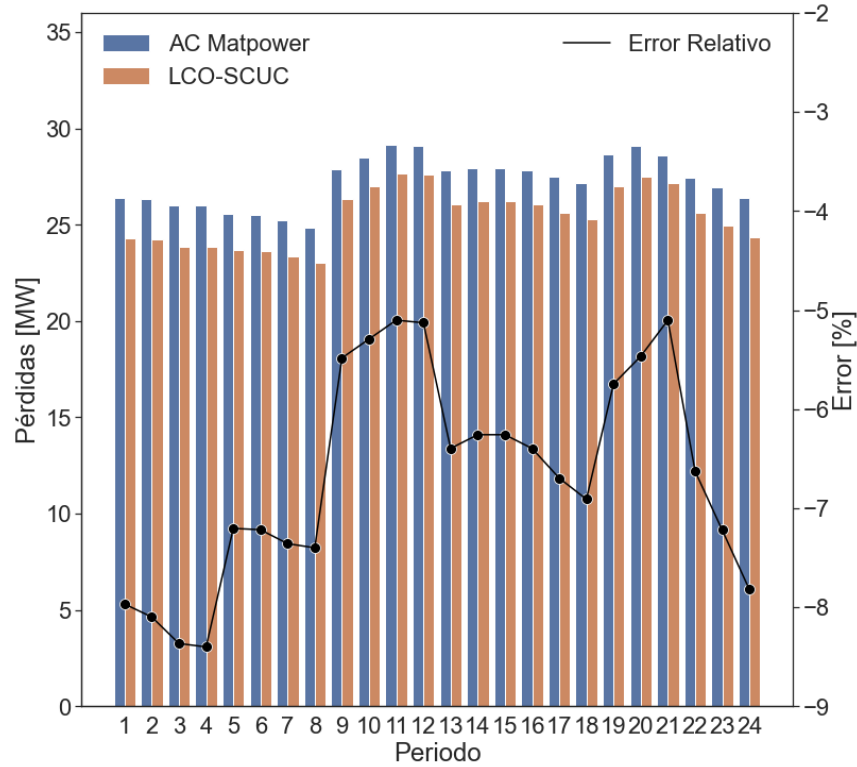


Fig. 11. Pérdidas modelo LCO-SCUC y evaluación en AC sistema 30 barras  
[Elaboración propia]

La mejora total del modelo LCO-SCUC para cada período se observa en la Fig. 12, donde el eje "y" izquierdo muestra el valor absoluto del error agregado por período (AAE, por sus siglas en inglés de Average Absolute Error) en los flujos de potencia activa por las ramas de los modelos LCO-SCUC y LLCO-SCUC, ecuación (40). El eje "y" derecho muestra el porcentaje de mejora (PAAE, por sus siglas en inglés de Percentage of Average Absolute Error) del LCO-SCUC ecuación (41), mostrando que se alcanzan valores que oscilan entre el 43% y el 50% para los 24 períodos de análisis.

$$AAE_t = \sum_r Abs(FlowAC_{t,r} - FlowModel_{t,r}) \quad (40)$$

$$PAAE_t = 100 * \left(1 - \frac{AAE_t(LCO - SCUC)}{AAE_t(LLCO - SCUC)}\right) \quad (41)$$

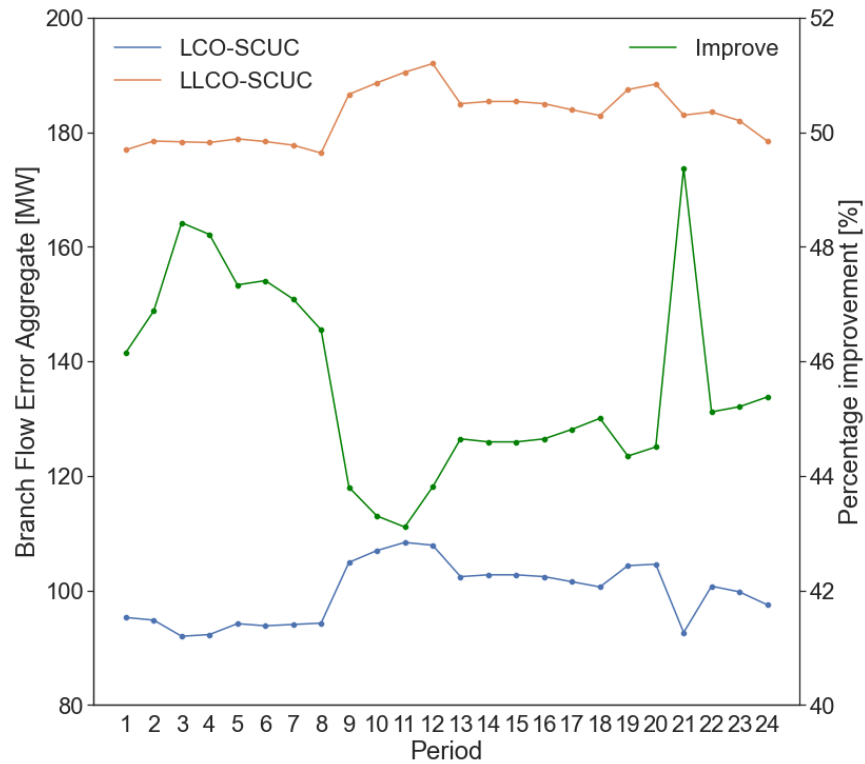


Fig. 12. Mejora en errores de flujos agregados en el sistema 30 Barras

[Elaboración propia]

La Fig. 13 se muestra la distribución de errores en los flujos por las ramas para el sistema de 118 barras. El mayor error es 34.48 MW en el modelo LLCO-SCUC, el cual está asociado a la rama 107 que está conectada al nodo slack. El mayor error en el modelo LCO-SCUC es de 5.89 MW en el período 20, presentando una mejora del 82.8%. El error promedio en el modelo LLCO-SCUC es de 1.8 MW y para el modelo LCO-SCUC es de 0.8 MW, obteniendo una mejora del 55.5%.

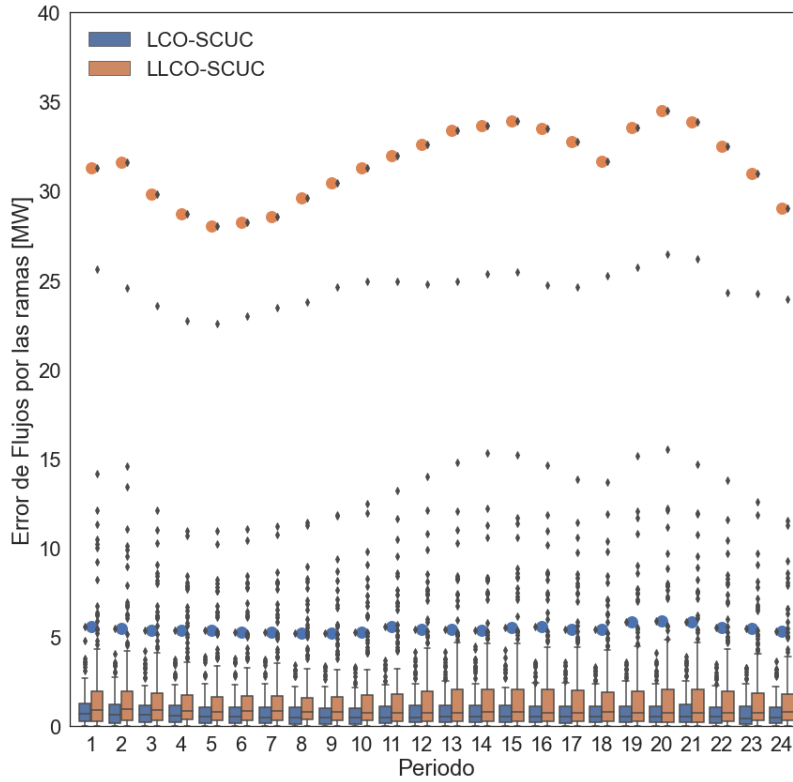


Fig. 13. Distribución de error en flujos por las ramas sistema 118 Barras  
[Elaboración propia]

La Fig. 14 presenta errores en la estimación de las pérdidas entre el modelo propuesto LCO-SCUC y la evaluación en AC. Los errores están entre el 2.5% y el 5.5%, obteniendo también valores que están por debajo del flujo de carga AC.

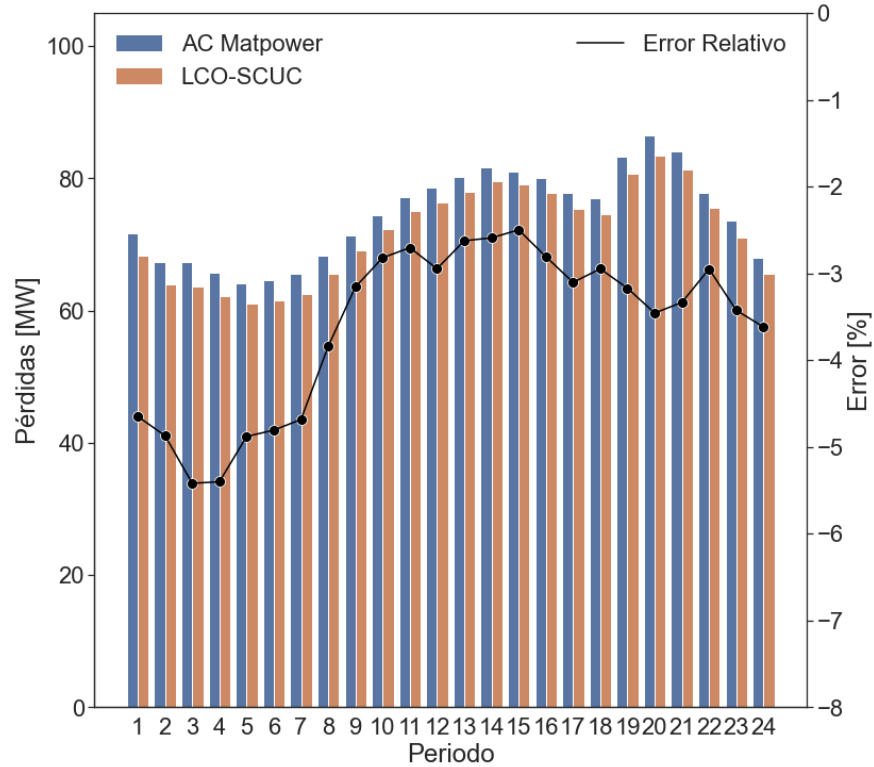


Fig. 14. Pérdidas modelo LCO-SCUC y evaluación en AC sistema 118 Barras

[Elaboración propia]

El AAE y el PAAE para el sistema de 118 barras se muestra en la Fig. 15. La mejora oscila entre el 52% y el 62% para los 24 períodos del día. El comportamiento de los errores en el modelo propuesto tiende a ser más constante entre períodos, lo que corresponde con las gráficas de errores mostradas anteriormente.

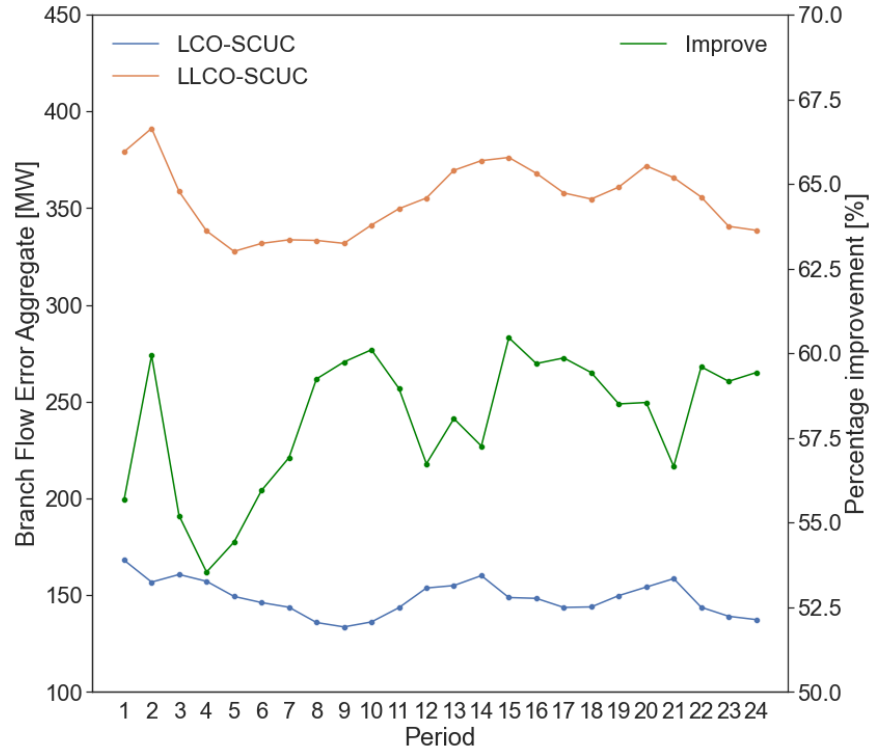


Fig. 15. Mejora en errores de flujos agregados en el sistema 118 barras

[Elaboración propia]

### ***Resultado método de selección de restricciones***

La TABLA I muestra los resultados para el sistema de 30 barras del modelo LCO-SCUC con el método selección de restricciones (CS, por sus siglas en inglés de Constraint Selection), correspondiente al procedimiento mostrado en la Fig. 3, el método de selección parcial de restricciones (PCS, por sus siglas en inglés de Partial Constraint Selection) el cual consiste en incluir las restricciones de ramas cuya máxima cargabilidad permisible no se cumple para algún escenario y contingencia, sin tener en cuenta si la condición más crítica ya fue incluida en cada caso, y finalmente el modelo sin método de selección de restricciones (WCS, por sus siglas en inglés de Without Constraint Selection). Cuando se compara el LCO-SCUC-CS, el tamaño del problema decrece considerablemente con respecto al LCO-SCUC-WCS. El tiempo requerido para encontrar la solución del problema fue 79.2 veces más grande que cuando se usa el método CS y presentando 442.26% de variables continuas adicionales. El método PCS comparado con respecto al CS, es 1.21 veces mayor y tiene 8% de variables continuas adicionales. Las variables discretas cuyo valor es 576, son las mismas en todos los modelos debido a que están asociadas al estado de

encendido o apagado de los generadores. El criterio de parada fue que no se presentaran sobrecargas pre- y post-contingencia. Cada método requirió dos iteraciones para encontrar la solución, las restricciones post-contingencia (N-1) que fueron incluidas aumentaron en el método PCS, no se añadieron restricciones pre-contingencia (CN), sin embargo, el método WCS las incluye todas dado que no realiza selección. La función objetivo final es la misma para todos los métodos lo cual es esperado.

En la TABLA II muestra los resultados del sistema de 118 barras, se observa que el modelo LCO-SCUC-CS toma 6 iteraciones para encontrar la solución del problema, el modelo LCO-SCUC-PCS 5 iteraciones y para el método WCS no fue posible obtener una solución porque el computador de escritorio utilizado no cuenta con la suficiente capacidad en memoria para resolver este problema. Cuando se comparan los métodos CS y PCS, el CS presenta un valor mayor en iteraciones porque el agregado de restricciones incluidas en cada iteración es menor que el PCS y es posible que algunas restricciones incluidas en iteraciones iniciales para el método PCS, se incluyan en la última iteración para el método CS. Sin embargo, el tiempo total requerido es 2.3 veces mayor en el método PCS y tiene 75.7% variables continuas adicionales. Las restricciones pre- y post-contingencia también presentan un valor mayor en el método PCS. La función objetivo es la misma en la última iteración teniendo en cuenta que el criterio de parada fue que no se presentaran sobrecargar para ambos casos.

TABLA I  
RESULTADOS SELECCIÓN DE RESTRICCIONES SISTEMA DE 30 BARRAS

Modelo	Iter	Tiempo [s]	N-1 Agregada	CN Agregada	Var Continua	FO [\$]
LCO- SCUC- CS	1	4.59	-	-	25347	295806.80
	2	4.11	168	-	25707	319959.96
	Total	8.70	168	-	-	-
LCO- SCUC- PCS	1	4.96	-	-	27315	295806.80
	2	5.60	459	-	27774	319959.96
	Total	10.56	459	-	-	-
LCO- SCUC- WCS	1	4.59	-	-	27315	295806.80
	2	684.80	112176	2952	139491	319959.96
	Total	689.39	112176	2952	-	-

TABLA II  
 . RESULTADOS SELECCIÓN DE RESTRICCIONES SISTEMA DE 118 BARRAS

Modelo	Iter	Tiempo [s]	N-1 Agregada	CN Agregada	Var Continua	FO [\$]
LCO-SCUC-CS	1	256.6	-	-	116499	2305628.92
	2	356.5	515	183	117626	2538857.07
	3	338.5	132	-	117854	2566044.70
	4	351.3	78	-	117977	2577649.39
	5	402.7	31	-	118019	2578113.29
	6	402.2	4	-	118024	2578292.38
	Total	2107.8	760	183	-	-
LCO-SCUC-PCS	1	343.1	-	-	125427	2305628.92
	2	826.7	81746	449	207173	2575912.93
	3	977.0	82	1	207255	2577797.60
	4	1519.1	181	-	207436	2578152.65
	5	1341.7	2	-	207438	2578292.38
	Total	5007.61	82011	450	-	-

**Análisis de la seguridad considerando los escenarios de la reserva de AGC**

La Fig. 16 y Fig. 17 muestran el número de sobrecargas por período del LCO-SCUC sin considerar la seguridad cuando se materializa los escenarios extremos de la reserva de AGC. El modelo LCO-SCUC fue ejecutado teniendo en cuenta sólo la seguridad en el escenario de caso base  $C_n$ , el cual es el criterio que normalmente se utiliza en las ISO. El número de sobrecargas cuenta en cada período, cuando el flujo de alguna rama del sistema está por encima del límite máximo permisible de acuerdo con los escenarios  $Up$  and  $C_n$ , y los estados pre-contingencia (CN) y post-contingencia (N-1). Es posible que algunas ramas que estén cerca de su capacidad máxima se sobrecarguen en condición de pre-contingencia, o se genere un punto inseguro de operación por no cubrir una condición post-contingencia cuando se presentan movimientos de AGC para compensar aumentos o disminución de la generación o la demanda (Caso evaluado) en la operación de tiempo real. Este aspecto es importante dado que restricciones cerca del límite, no permiten al ISO simultáneamente usar las reservas de AGC y cumplir con los criterios de seguridad. Cuando la reserva de AGC no se incluye en el análisis de seguridad y alguna restricción está cerca del límite en tiempo real, los operadores deben intervenir para mantener el sistema en puntos de operación seguros y es posible que el despacho sea modificado con una decisión que genera un programa que

no necesariamente es el óptimo. Se observa en la Fig. 16 a) que en el escenario *Up* N-1, alrededor de 5 sobrecargas se presentan por período para el sistema de 30 barras, para otros escenarios no se presentaron sobrecargas. La Fig. 16 b) muestra el número de sobrecargas por rama, siendo la rama 37 la más vulnerable.

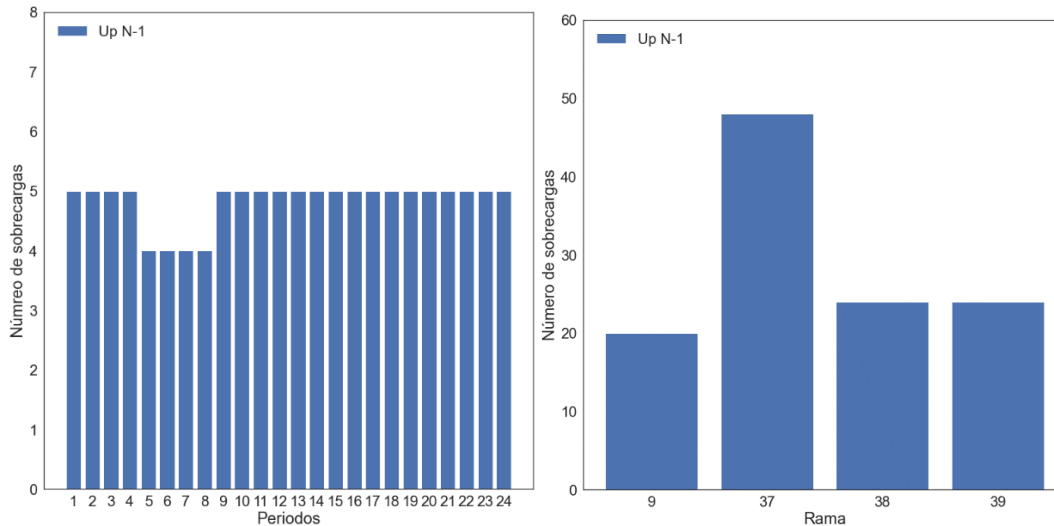


Fig. 16. Evaluación de seguridad sistema de 30 barras

a) Número de sobrecargas por período b) Número de sobrecargas por rama

[Elaboración propia]

La Fig. 17 muestra el número de sobrecargas para el sistema de 118 barras, donde el escenario *Up*-N-1 es el que presenta la mayor cantidad. Se observa que pocos escenarios presentan sobrecarga en el estado de pre-contingencia. La Fig. 17a) se observa que algunos períodos tienen alrededor de 50 escenarios en los cuales se puede presentar puntos de operación no seguros, adicionalmente la rama más vulnerable es la 97, ver Fig. 17 b).

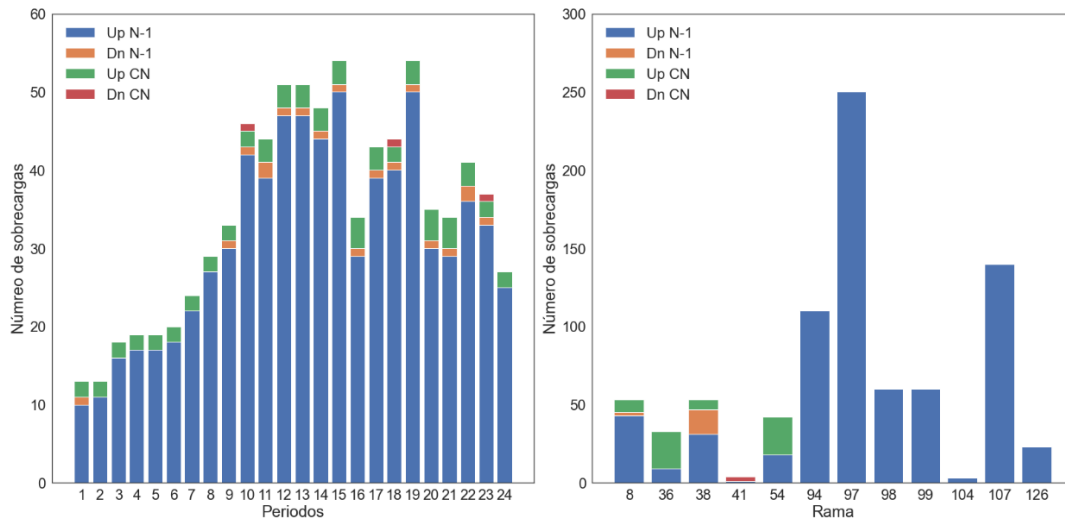


Fig. 17. Evaluación de seguridad sistema de 118 barras

a) Número de sobrecargas por período b) Número de sobrecargas por rama

[Elaboración propia]

La TABLA III muestra los resultados en ambos sistemas de pruebas cuando se considera la seguridad con los escenarios de AGC y sin considerarlos. Se observa que las variables aumentan cuando se consideran los escenarios, resaltando entre ellos la función objetivo ya que, a mayor seguridad, más restricciones se presentan y por lo tanto una operación más costosa. En el sistema de 118 barras se tiene una iteración adicional debido a que es posible que en cada iteración se consideran menos restricciones y las sobrecargas que encuentra el modelo con escenarios en iteraciones previas, para el modelo sin escenarios se presentan en iteraciones posteriores.

TABLA III

. RESULTADOS ANÁLISIS DE SEGURIDAD

Sistema	30 Barras		118 Barras	
	Up-Cn-Dn	Cn	Up-Cn-Dn	Cn
<b>Escenarios</b>				
<b>FO [\$]</b>	319959.96	309387.247	2578292.38	2483257.891
<b>Var Continua</b>	25707	25438	118024	117021
<b>CN Agregada</b>	-	-	183	126
<b>N-1 Agregada</b>	168	91	760	525
<b>Time [s]</b>	4.11	3.9	2107.784	2208.69
<b>Iter</b>	2	2	6	7

**Efecto del número de segmentos  $L$  en el LCO-SCUC**

La TABLA IV muestra el efecto de considerar diferentes valores del número total de segmentos  $L$  en el LCO-SCUC, dado que la estimación de las pérdidas depende de este parámetro y por lo tanto la solución obtenida es afectada. Se observa que, en ambos sistemas de prueba el tiempo requerido para encontrar la solución y las variables continuas aumentan cuando se considera un valor mayor de  $L$ . Las restricciones para la condición N-1 y CN son similares en ambos casos de prueba. Cuando el valor de  $L$  es menor que 20, la función objetivo incrementa, obteniendo punto operativo subóptimo. Sin embargo, el error relativo tomado respecto a la función objetivo considerando 20 segmentos, muestra que 15 segmentos es una opción atractiva dado que presenta un error relativo menor que 1%. Por otro lado, considerar un número de segmentos mayor que 20 no mejora notablemente la función objetivo. De acuerdo con los resultados, para el modelo LCO-SCUC tener un  $L = 20$  es una buena alternativa.

TABLA IV  
EFECTO DEL NÚMERO DE SEGMENTOS  $L$

$L$	Tiempo [s]	N-1 Agregada	CN Agregada	Var Cont	FO [\$]	Iter	Tiempo [s]/Iter	Error Relativo FO L 20 [%]
<b>IEEE 30-Barras</b>								
5	4.912	166	-	10941	331457.37	2	2.46	3.59
10	5.76	168	-	15867	321958.74	2	2.88	0.62
15	6.556	166	-	20781	320442.32	2	3.28	0.15
20	8.7	168	-	25707	319959.96	2	4.35	0.00
25	9.3	167	-	30624	319659.55	2	4.65	-0.09
<b>IEEE 118-Barras</b>								
5	1953.02	740	182	51015	2697658.357	8	244.13	4.63
10	2040.9	742	184	73347	2607552.167	7	291.56	1.13
15	2217	753	182	95683	2584764.155	7	316.71	0.25
20	2107.78	760	183	118024	2578292.383	6	351.30	0.00
25	3185	749	180	140324	2576722.693	6	530.83	-0.06

---

## VI. CONCLUSIONES

Este artículo presentó una estrategia que permite considerar las pérdidas de potencia activa controlando las pérdidas ficticias, contribuyendo así a disminuir los errores que se presentan en los flujos de potencia activa por las ramas al evaluar la solución arrojada con flujos de carga AC. También permite modelar y disminuir las pérdidas de potencia activa en el sistema mediante la ecuación de balance al ser tenidas en cuenta de manera indirecta en la función objetivo. Adicionalmente se presentó una metodología para la inclusión de escenarios extremos con el uso de la reserva de regulación secundaria, que permitió obtener un programa de generación más seguro y en tiempos de ejecución menores. Estos tiempos se pudieron mejorar a través de un método propuesto que iterativamente selecciona restricciones. Esta metodología puede ser aplicada en cualquier análisis que considere las restricciones de la red de transmisión dadas las ventajas en la técnica de aproximación utilizando el SOS2. Adicionalmente, es más rápido evaluar las sobrecargas post ejecución del modelo con los factores de sensibilidad e incluirlas iterativamente, que encontrar una solución con todas las restricciones en una sola iteración.

Como trabajos futuros se plantea evaluar los escenarios de AGC considerando estocasticidad en la demanda y teniendo en cuenta generación variable conectada al sistema. También tratar de incluir en el modelo otras variables que permitan mayor aproximación con flujos de carga AC al considerar por ejemplo la potencia reactiva y voltajes nodales.

## REFERENCIAS

- [1] M. C. and A. C. R. Oneill, “FERC: Industries - Optimal Power Flow and Formulation Papers,” 2012. .
- [2] B. Stott, J. Jardim, and O. Alsac, “DC power flow revisited,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1290–1300, 2009.
- [3] B. F. W. and G. B. S. A. J. Wood, *Power Generation, Operation, and Control*, 3rd ed. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2014.
- [4] R. Chhetri, B. Venkatesh, and E. F. Hill, “Security Constraints Unit Commitment for a Multi-Regional Electricity Market,” *Science (80-. )*, 1996.
- [5] G. Gutierrez-Alcaraz, B. Diaz-Lopez, J. M. Arroyo, and V. H. Hinojosa, “Large-Scale Preventive Security-Constrained Unit Commitment Considering N-k Line Outages and Transmission Losses,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8950, no. c, 2021.
- [6] C. C. Marín-Cano, J. E. Sierra-Aguilar, J. M. López-Lezama, Á. Jaramillo-Duque, and W. M. Villa-Acevedo, “Implementation of user cuts and linear sensitivity factors to improve the computational performance of the security-constrained unit commitment problem,” *Energies*, vol. 12, no. 7, pp. 1–20, 2019.
- [7] Y. Chen, A. Casto, F. Wang, Q. Wang, X. Wang, and J. Wan, “Improving Large Scale Day-Ahead Security Constrained Unit Commitment Performance,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 4732–4743, Nov. 2016.
- [8] D. A. Tejada-Arango, P. Sanchez-Martin, and A. Ramos, “Security constrained unit commitment using line outage distribution factors,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 329–337, 2018.
- [9] A. Nasri, S. J. Kazempour, A. J. Conejo, and M. Ghandhari, “Network-Constrained AC Unit Commitment Under Uncertainty: A Benders Decomposition Approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1. pp. 412–422, 2016.
- [10] L. Merkert, M. Mendros, and A. Berthold, “Optimal unit commitment in microgrids with frequency reserve constraints,” *Proc. 2017 IEEE 14th Int. Conf. Networking, Sens. Control. ICNSC 2017*, pp. 429–434, 2017.
- [11] P. Yang, C. Zhu, L. Zhao, M. Wang, Y. Liu, and X. Ning, “Spinning reserve optimization based on unit commitment with loss-of-load-probability constraint,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2016-Decem, no. 51407106, pp. 1409–1412, 2016.

- 
- [12] C. Li, M. Zhang, and K. W. Hedman, “N-1 Reliable Unit Commitment via Progressive Hedging,” *J. Energy Eng.*, vol. 141, no. 1, 2015.
- [13] M. Xiang, M. Zhou, Z. Zhang, and Y. Liu, “Wind power multi-scenario state transition based unit commitment and reserve optimization,” *IET Conf. Publ.*, vol. 2012, no. 611 CP, 2012.
- [14] H. Abdi, “Profit-based unit commitment problem: A review of models, methods, challenges, and future directions,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 138, no. March 2020, p. 110504, 2021.
- [15] A. Velloso, A. Street, D. Pozo, J. M. Arroyo, and N. G. Cobos, “Two-stage robust unit commitment for co-optimized electricity markets: An adaptive data-driven approach for scenario-based uncertainty sets,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 958–969, 2020.
- [16] H. Ye, Y. Ge, M. Shahidehpour, and Z. Li, “Uncertainty Marginal Price, Transmission Reserve, and Day-Ahead Market Clearing with Robust Unit Commitment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 1782–1795, 2017.
- [17] N. Yang, Z. Dong, L. Wu, S. Member, L. Zhang, and X. Shen, “A Comprehensive Review of Security-Constrained Unit Commitment,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, 2021.
- [18] P. Bendotti, P. Fouilhoux, and C. Rottner, “On the complexity of the Unit Commitment Problem,” *Ann. Oper. Res.*, vol. 274, no. 1–2, pp. 119–130, 2019.
- [19] D. Bienstock and A. Verma, “Strong NP-hardness of AC power flows feasibility,” *Oper. Res. Lett.*, vol. 47, no. 6, pp. 494–501, 2019.
- [20] Nidhi, S. Reddy, R. Kumar, and B. K. Panigrahi, “Binary Bat Search Algorithm for Unit Commitment Problem in Power system,” *WIECON-ECE 2017 - IEEE Int. WIE Conf. Electr. Comput. Eng. 2017*, no. December, pp. 121–124, 2018.
- [21] J. Lang, L. Tang, and Z. Zhang, “An improved binary particle swarm optimization for unit commitment problem,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, 2010.
- [22] S. Marrouchi, M. Ben Hessine, and S. Chebbi, “Unit commitment scheduling using hybrid metaheuristic and deterministic methods: Theoretical investigation and comparative study,” *Proc. Int. Conf. Adv. Syst. Electr. Technol. IC\_ASET 2017*, pp. 250–255, 2017.
- [23] G. Morales-Espana, J. M. Latorre, and A. Ramos, “Tight and Compact MILP Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4897–4908, 2013.

- 
- [24] B. Eldridge, R. P. O'Neill, and A. Castillo, "Marginal Loss Calculations for the DCOPF," *FERC Tech. Rep. Loss Estim.*, pp. 1–30, 2017.
- [25] B. Eldridge, R. O'Neill, and A. Castillo, "An Improved Method for the DCOPF with Losses," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 3779–3788, 2018.
- [26] V. Sarkar and S. A. Khaparde, "DCOPF-based marginal loss pricing with enhanced power flow accuracy by using matrix loss distribution," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1435–1445, 2009.
- [27] F. Li and R. Bo, "DCOPF-based LMP simulation: Algorithm, comparison with ACOPF, and sensitivity," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1475–1485, 2007.
- [28] P. Sánchez-Martín and A. Ramos, "Modeling transmission ohmic losses in a stochastic bulk production cost model," *Inst. Res. Technol. Madrid*, 1997.
- [29] T. N. Dos Santos and A. L. Diniz, "A dynamic piecewise linear model for DC transmission losses in optimal scheduling problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 508–519, 2011.
- [30] S. R. Vaishya and V. Sarkar, "Accurate loss modelling in the DCOPF calculation for power markets via static piecewise linear loss approximation based upon line loading classification," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 170, no. January, pp. 150–157, 2019.
- [31] E. Litvinov, T. Zheng, G. Rosenwald, and P. Shamsollahi, "Marginal loss modeling in LMP calculation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 880–888, 2004.
- [32] O. W. Akinbode and K. W. Hedman, "Fictitious losses in the DCOPF with a piecewise linear approximation of losses," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, no. 5, 2013.
- [33] D. Z. Fitiwi, L. Olmos, M. Rivier, F. de Cuadra, and I. J. Pérez-Arriaga, "Finding a representative network losses model for large-scale transmission expansion planning with renewable energy sources," *Energy*, vol. 101, pp. 343–358, 2016.
- [34] F. Li, "Fully reference-independent LMP decomposition using reference-independent loss factors," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 11, pp. 1995–2004, 2011.
- [35] M. Garcia, R. Baldick, and S. Siddiqi, "A general economic dispatch problem with marginal losses," *Proc. Am. Control Conf.*, vol. 2019-July, pp. 2588–2595, 2019.
- [36] V. Siriariyaporn and M. Robinson, "Co-optimization of energy and operating reserve in real-time electricity markets," *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*. pp. 577–582, 2008.

- 
- [37] P. González, J. Villar, C. A. D??az, and F. A. Campos, “Joint energy and reserve markets: Current implementations and modeling trends,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 109, pp. 101–111, 2014.
- [38] X. Ma, Y. Chen, and J. Wan, “Midwest iso co-optimization based real-time dispatch and pricing of energy and ancillary services,” *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*. pp. 1–6, 2009.
- [39] J. Tan, Q. Wu, Q. Hu, W. Wei, and F. Liu, “Adaptive robust energy and reserve co-optimization of integrated electricity and heating system considering wind uncertainty,” *Appl. Energy*, vol. 260, no. August 2019, p. 114230, 2020.
- [40] M. A. Mirzaei, A. S. Yazdankhah, B. Mohammadi-Ivatloo, M. Marzband, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalão, “Stochastic network-constrained co-optimization of energy and reserve products in renewable energy integrated power and gas networks with energy storage system,” *J. Clean. Prod.*, vol. 223, pp. 747–758, 2019.
- [41] G. Morales-Espana, A. Ramos, and J. Garcia-Gonzalez, “An MIP formulation for joint market-clearing of energy and reserves based on ramp scheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 476–488, 2014.
- [42] E. Nycander, G. Morales-España, and L. Söder, “Security constrained unit commitment with continuous time-varying reserves,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 199, no. March, 2021.
- [43] A. J. Ardakani and F. Bouffard, “Identification of Umbrella Constraints in DC-Based Security-Constrained Optimal Power Flow,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4. pp. 3924–3934, 2013.
- [44] A. J. Ardakani and F. Bouffard, “Acceleration of Umbrella Constraint Discovery in Generation Scheduling Problems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4. pp. 2100–2109, 2015.
- [45] D. A. Tejada-Arango, S. Wogrin, P. Sanchez-Martin, and A. Ramos, “Unit commitment with ACOPF constraints: Practical experience with solution techniques,” *2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019*, 2019.
- [46] D. K. Molzahn and I. A. Hiskens, “A Survey of Relaxations and Approximations of the Power Flow Equations,” *A Surv. Relaxations Approx. Power Flow Equations*, vol. 4, no. 1, pp. 1–221, 2019.
- [47] S. H. Low, “Convex Relaxation of Optimal Power Flow - Part II: Exactness,” *IEEE Trans.*

- 
- Control Netw. Syst.*, vol. 1, no. 2, pp. 177–189, 2014.
- [48] S. H. Low, “Convex relaxation of optimal power flow - Part i: Formulations and equivalence,” *IEEE Trans. Control Netw. Syst.*, vol. 1, no. 1, pp. 15–27, 2014.
- [49] B. Kocuk, S. S. Dey, and X. Andy Sun, “Strong SOCP relaxations for the optimal power flow problem,” *Oper. Res.*, vol. 64, no. 6, pp. 1177–1196, 2016.
- [50] M. Yilmaz and M. E. El-Hawary, “Contingency analysis via SDP relaxations of the OPF problem,” *2017 IEEE 7th Int. Conf. Power Energy Syst. ICPES 2017*, vol. 2017-Decem, pp. 7–11, 2017.
- [51] E. Dumon, M. Ruiz, H. Godard, and J. Maeght, “SDP resolution techniques for the optimal power flow with unit commitment,” *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, vol. 2, no. 1, 2017.
- [52] Y. Bai *et al.*, “Improved Spot Market Clearing model based on DC Power Flow Model Based with PTDF Corrections,” *Proc. 2021 IEEE 4th Int. Electr. Energy Conf. CIEEC 2021*, pp. 5–9, 2021.
- [53] Z. Zhou, T. Levin, and G. Conzelmann, “Survey of U.S. Ancillary Services Markets,” p. 59, 2016.
- [54] C. D’Ambrosio, A. Lodi, and S. Martello, “Piecewise linear approximation of functions of two variables in MILP models,” *Oper. Res. Lett.*, vol. 38, no. 1, pp. 39–46, 2010.
- [55] S. I. Nanou, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, “Network-constrained unit commitment with piecewise linear AC power flow constraints,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 195, no. October 2020, p. 107125, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107125.
- [56] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, and J. Quintero, “A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1125–1133, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2178000.
- [57] E. Ibanez, I. Krad, and E. Ela, “A systematic comparison of operating reserve methodologies,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2014-Octob, no. October, 2014.
- [58] E. Ela, M. Milligan, and B. Kirby, “Operating Reserves and Variable Generation,” *Contract*, no. August, pp. 1–103, 2011.
- [59] G. C. Ejebe and B. F. Wollenberg, “Automatic Contingency Selection,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 1. pp. 97–109, 1979, doi:

---

10.1109/TPAS.1979.319518.

- [60] University of Washington, “Power Systems Test Case Archive,” 1999. <https://labs.ece.uw.edu/pstca/> (accessed Oct. 20, 2021).
- [61] C. E. M.-S. Sanchez Ray D. Zimmerman, “Matpower 7.1,” 2020. <https://matpower.org/about/get-started/> (accessed Feb. 19, 2022).
- [62] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and T. R. J., “Matpower: Steady- State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011, [Online]. Available: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower>.

## ANEXOS

### *Herramienta desarrollada*

Con el objetivo de realizar las pruebas a cada uno de los sistemas y gestionar toda la información necesaria, se desarrolló una macro en Excel con interfaz gráfica que permite administrar y visualizar todos los datos necesarios que son insumos para el modelo de optimización. Se tienen varios módulos que permiten visualizar y modificar la información. Para el almacenamiento de los datos se usaron base de datos de Access, desde las cuales se conecta GAMS para realizar el proceso optimización. Para el análisis de los flujos de carga AC y DC, se implementaron rutinas en Matpower que permitieron hacer análisis de seguridad N-1, ejecutar flujos de carga y generar los factores de sensibilidad PTDF y LODF. Para la visualización de los resultados y procesamiento de los datos de realizaron rutinas en Python.

### *Funcionalidades macro Excel*

A continuación, se muestra un pantallazo de cada módulo de la herramienta en Excel y una breve descripción de lo que permite hacer:

#### **Menú principal**

En la Fig. 18 se observa el menú principal que permite navegar entre cada módulo de la herramienta, conectar a base de datos, ejecutar el modelo de optimización, insertar los resultados a base de datos, generar los archivos de texto con formato IEEE necesarios para ejecutar los flujos de carga en Matpower, cargar datos iniciales a partir de un caso base de la IEEE lo cual genera todos los insumos necesarios para realizar el SCUC. Para esto, se genera en los 24 período de análisis aspectos como: disponibilidad, precios de oferta para la generación y la demanda, requerimientos de AGC. Para cada unidad de generación se genera las características técnicas como: máxima rampa de subida, máxima rampa de bajada, mínimo técnico, tiempo mínimo en línea, tiempo mínimo fuera de línea, costo de arranque y parada y parámetros necesario por si se requiere hacer un análisis con flujo de carga AC. Estas características pueden modificarse en un módulo que permite ver los detalles de cada unidad.

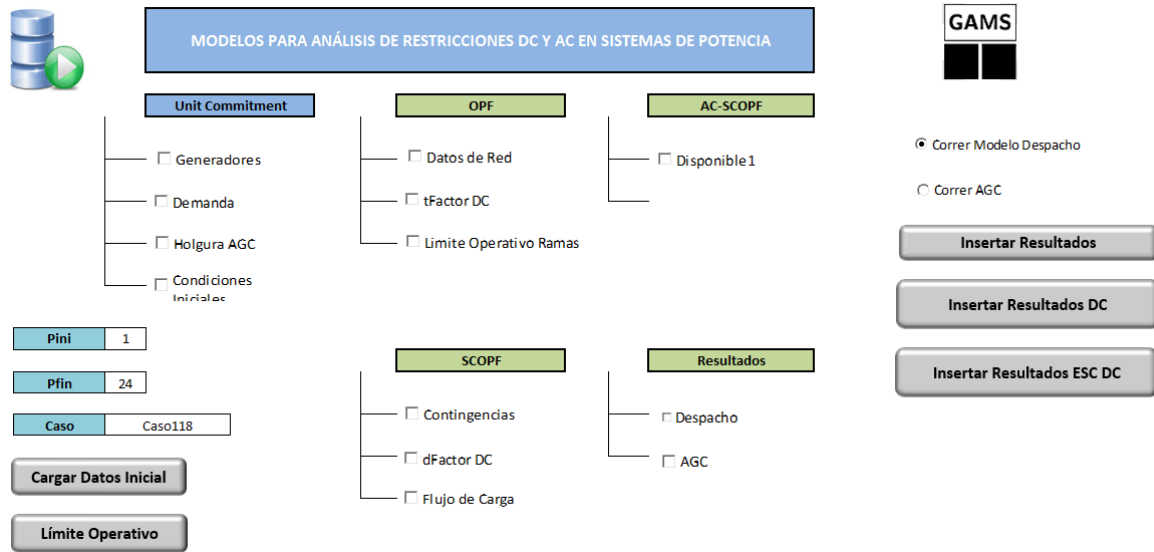


Fig. 18. Interfaz Menú Principal

### Visualizar el programa de generación

Permite visualizar el programa de generación de cada unidad resultado del problema de optimización para cada período del día, Fig. 19.

Resultados Despacho de Generación																									
RECURSO	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	TOTAL
Gen29	118.88	118.4	118.2	118.1	118.4	118.74	119.54	120.32	120.9	121.37	121.8	121.8	121.9	121.9	121.8	121.37	120.98	122.6	123	122.7	121.37	120.6	119.54	972.04	
Gen15	70	70	70	70	35	35	35	35	35	35	35	35	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	560
Gen2	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	1040
Gen8	35	26.54	35	35	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	400
Gen1	27.07	25	0	0	0	0	0	0	77.93	88.98	100	100	71.38	74.11	74.11	71.38	63.18	54.97	87.95	96.31	90.77	63.18	46.78	25.2	528.34
Gen13	0	0	13.54	10.94	30.81	35	35	35	0	0.1	7.89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen11	0	0	0	0	0	0	0	7.81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen5	11.26	6.6	5.44	4.27	4.28	7.58	18.63	33.14	24.08	28.78	33.48	36.98	36.92	38.09	38.09	36.92	33.4	29.9	43.97	47.49	45.14	33.4	26.41	17.09	276.8
<b>TOTAL</b>	<b>392.21</b>	<b>376.5</b>	<b>372.2</b>	<b>368.3</b>	<b>368.2</b>	<b>375.9</b>	<b>387.37</b>	<b>410.49</b>	<b>437.33</b>	<b>453.6</b>	<b>469.95</b>	<b>481.6</b>	<b>480.1</b>	<b>484.1</b>	<b>484.1</b>	<b>480.1</b>	<b>467.95</b>	<b>455.85</b>	<b>504.5</b>	<b>516.8</b>	<b>508.6</b>	<b>467.95</b>	<b>443.8</b>	<b>411.83</b>	<b>3777.18</b>

Fig. 19. Interfaz Resultados despacho

### Visualizar el programa de AGC

Permite visualizar el programa de AGC de cada unidad resultado del problema de optimización para cada período del día, Fig. 20.

Resultados Despacho de AGC																									
RECURSO	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	TOTAL
Gen29	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	80
Gen15	0	4	9	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen2	2	3	1	0	10	11	11	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4
Gen8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen1	10	4	0	0	0	0	0	0	14	15	16	17	17	17	17	17	16	15	18	19	18	16	15	9	126
Gen13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>26</b>	<b>25</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>28</b>	<b>26</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>210</b>

Fig. 20. Interfaz Resultados AGC

### Visualizar y modificar unidades de generación

Permite visualizar la lista de generadores y para cada uno cambiar parámetros como: mínimo técnico, rampa de subida, rampa de bajada, tiempo mínimo en línea, tiempo mínimo fuera de línea, costo de arranque y parada. Los siguientes conceptos por período: Disponibilidad, Precio de Oferta, y Disponibilidad de AGC. Adicionalmente permite agregar o eliminar generadores del sistema y conectarlos a cualquier nodo, Fig. 21.

**Disponible**

**Generadores**

- Gen1
- Gen11
- Gen13
- Gen15
- Gen2
- Gen29
- Gen5
- Gen8
- TOTAL

Generador
Minimo Técnico
UR
DR
TML
TMFL
Costo Arr_Par

Gen65

40

9999

9999

0

0

0

Agregar

Eliminar

Información Generadores			
Periodo	Disponibilidad	Oferta	AGC
P01	585	25.86	175
P02	585	25.86	175
P03	585	25.86	175
P04	585	25.86	175
P05	585	25.86	175
P06	585	25.86	175
P07	585	25.86	175
P08	585	25.86	175
P09	585	25.86	175
P10	585	25.86	175
P11	585	25.86	175
P12	585	25.86	175
P13	585	25.86	175
P14	585	25.86	175
P15	585	25.86	175
P16	585	25.86	175
P17	585	25.86	175
P18	585	25.86	175
P19	585	25.86	175
P20	585	25.86	175
P21	585	25.86	175
P22	585	25.86	175
P23	585	25.86	175
P24	585	25.86	175

Fig. 21. Interfaz Parámetros de Generadores

### Visualizar y modificar Demanda

Se listan todas las demandas del sistema y permite modificar los valores y la oferta en caso de que se requiera analizar modelos que tengan en cuenta esta variable, Fig. 22.

CARGAS	
Dem10	
Dem11	
Dem12	
Dem13	
Dem14	
Dem15	
Dem16	
Dem17	
Dem18	
Dem19	
Dem2	
Dem20	
Dem21	
Dem22	
Dem23	
Dem24	
Dem26	
Dem27	
Dem29	
Dem3	
Dem30	
Dem4	
Dem5	
Dem7	
Dem8	
TOTAL	

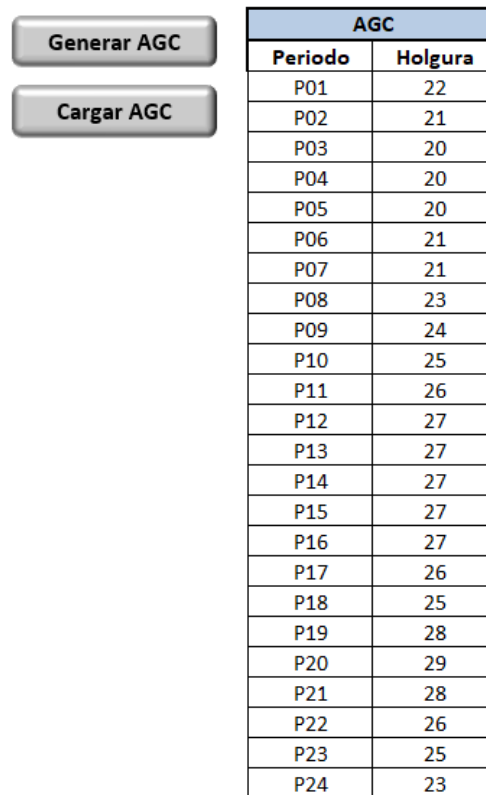
Carga	TOTAL
-------	-------

Información de Demanda		
Periodo	Demanda	Oferta
P01	367.93	9999
P02	352.26	9999
P03	348.36	9999
P04	344.46	9999
P05	344.46	9999
P06	352.26	9999
P07	364.01	9999
P08	387.48	9999
P09	410.98	9999
P10	426.63	9999
P11	442.3	9999
P12	454.01	9999
P13	454.01	9999
P14	457.9	9999
P15	457.9	9999
P16	454.01	9999
P17	442.3	9999
P18	430.54	9999
P19	477.48	9999
P20	489.25	9999
P21	481.44	9999
P22	442.3	9999
P23	418.79	9999
P24	387.48	9999

Fig. 22. Interfaz Parámetros de Demanda

### Visualizar y modificar AGC

Se muestra cada uno de los períodos con la holgura o requerimientos de AGC, permite generar el AGC como el 6% de la demanda de cada período o cambiarlo para ingresar cualquier valor periódico, Fig. 23.



The interface consists of two buttons on the left: 'Generar AGC' (top) and 'Cargar AGC' (bottom). To the right is a table titled 'AGC' with two columns: 'Periodo' and 'Holgura'. The table contains 24 rows of data, with periods from P01 to P24 and corresponding slack values.

AGC	
Periodo	Holgura
P01	22
P02	21
P03	20
P04	20
P05	20
P06	21
P07	21
P08	23
P09	24
P10	25
P11	26
P12	27
P13	27
P14	27
P15	27
P16	27
P17	26
P18	25
P19	28
P20	29
P21	28
P22	26
P23	25
P24	23

Fig. 23. Interfaz Parámetros de AGC

### Visualizar y modificar Datos de la Red

Permite ver por para el caso de estudio y período, los datos que son de rama Fig. 24 y de nodo Fig. 25, con la posibilidad de realizar modificaciones sobre cualquier campo. Usualmente se utiliza para cambios en el estado de las ramas, cargabilidad, agregar elementos shunt como capacitores o reactores para mejorar el perfil de tensiones en la red, tipo de nodo y las variables que se requieran para los estudios.

		NOMBRE	NODO1	NODO2	AREA	ZONA	CIRCUITOS	TIPO_ELE	R	X	B
Nombre Caso	Caso30	1	1	2	1	1	1	0	0.0192	0.0575	0.0528
		2	1	3	1	1	1	0	0.0452	0.1652	0.0408
Periodo	P15	3	2	4	1	1	1	0	0.057	0.1737	0.0368
		4	3	4	1	1	1	0	0.0132	0.0379	0.0084
Tipo Datos	RED_BRANCH	5	2	5	1	1	1	0	0.0472	0.1983	0.0418
		6	2	6	1	1	1	0	0.0581	0.1763	0.0374
		7	4	6	1	1	1	0	0.0119	0.0414	0.009
		8	5	7	1	1	1	0	0.046	0.116	0.0204
		9	6	7	1	1	1	0	0.0267	0.082	0.017
		10	6	8	1	1	1	0	0.012	0.042	0.009
Periodo Actual	P15	11	6	9	1	1	1	0	0	0.208	0
		12	6	10	1	1	1	0	0	0.556	0
		13	9	11	1	1	1	0	0	0.208	0
		14	9	10	1	1	1	0	0	0.11	0
		15	4	12	1	1	1	0	0	0.256	0
		16	12	13	1	1	1	0	0	0.14	0
		17	12	14	1	1	1	0	0.1231	0.2559	0
		18	12	15	1	1	1	0	0.0662	0.1304	0
		19	12	16	1	1	1	0	0.0945	0.1987	0
Cambios		20	14	15	1	1	1	0	0.221	0.1997	0

Fig. 24. Interfaz Parámetros de Rama

		NODO	NOMBRE	AREA	ZONA	TIPO_N	V_FINAL	ANG_FINAL	LOAD_MW	LOAD_MVAR
Nombre Caso	Caso30	1	Glen Lyn 132	1	1	3	1.06	0	0	0
		2	Claytor 132	1	1	2	1.043	-5.48	0.2539	0.099
Periodo	P15	3	Kumis 132	1	1	1	1.021	-7.96	0.0281	0.0126
		4	Hancock 132	1	1	1	1.012	-9.62	0.0889	0.0355
Tipo Datos	RED_NODOS	5	Fieldale 132	1	1	2	1.01	-14.37	1.1021	0.3775
		6	Roanoke 132	1	1	1	1.01	-11.34	0	0
		7	Blaine 132	1	1	1	1.002	-13.12	0.2668	0.095
		8	Reusens 132	1	1	2	1.01	-12.1	0.351	0.1453
		9	Roanoke 33	1	1	1	1.051	-14.38	0	0
		10	Roanoke 33	1	1	1	1.045	-15.97	0.1264	0.0606
Periodo Actual	P15	11	Roanoke 33	1	1	2	1.082	-14.39	0.1755	0.0623
		12	Hancock 33	1	1	1	1.057	-15.24	0.131	0.0577
		13	Hancock 33	1	1	2	1.071	-15.24	0.2106	0.0769
		14	Bus 14 33	1	1	1	1.042	-16.13	0.0725	0.0262
		15	Bus 15 33	1	1	2	1.038	-16.22	0.2012	0.0809
		16	Bus 16 33	1	1	1	1.045	-15.83	0.1228	0.0467
		17	Bus 17 33	1	1	1	1.04	-16.14	0.1755	0.0656
		18	Bus 18 33	1	1	1	1.028	-16.82	0.0374	0.0175
		19	Bus 19 33	1	1	1	1.026	-17	0.1111	0.0453
Cambios		20	Bus 20 33	1	1	1	1.03	-16.8	0.0257	0.0123
		21	Bus 21 33	1	1	1	1.033	-16.42	0.2983	0.1023
		22	Bus 22 33	1	1	1	1.033	-16.41	0.117	0.0454

Fig. 25. Interfaz Parámetros de Nodo

### Visualizar PTFD y LODF

Visualizar factores de sensibilidad PTFD y OLDF generados por el Matpower, Fig. 26.

		0	2	3	4	5	6	7	8
Nombre Caso	Caso30	1	-0.832899	-0.48009	-0.590231	-0.740762	-0.648765	-0.686865	-0.648614
		2	-0.167101	-0.51991	-0.409769	-0.259238	-0.351235	-0.313135	-0.351386
Periodo	P02	3	0.08033	-0.230792	-0.28374	-0.057901	-0.195923	-0.138762	-0.196149
		4	-0.167101	0.48009	-0.409769	-0.259238	-0.351235	-0.313135	-0.351386
<b>Importar Datos a Excel</b>		5	0.026716	-0.076757	-0.094367	-0.55604	-0.139427	-0.311964	-0.139311
		6	0.060055	-0.17254	-0.212124	-0.126821	-0.313415	-0.236139	-0.313154
		7	-0.081297	0.23357	0.287155	-0.297131	-0.512639	-0.423389	-0.510579
Periodo Actual	P02	8	0.026716	-0.076757	-0.094367	0.44396	-0.139427	-0.311964	-0.139311
		9	-0.026716	0.076757	0.094367	-0.44396	0.139427	-0.688036	0.139311
<b>Exportar a Acces</b>		10	0.000206	-0.000593	-0.000729	0.000754	0.001302	0.001075	-0.858262
		11	0.002803	-0.008053	-0.009901	0.010245	0.017675	0.014598	0.01502
		12	0.001631	-0.004685	-0.00576	0.00596	0.010283	0.008492	0.008738
<b>Exportar a Acces Todos</b>		13	0	0	0	0	0	0	0
		14	0.002803	-0.008053	-0.009901	0.010245	0.017675	0.014598	0.01502
		15	-0.005474	0.015727	0.019335	-0.020007	-0.034518	-0.028509	-0.036956

Fig. 26. Interfaz factores de sensibilidad

### Visualizar Ejecución del Flujo de Carga

Interfaz para visualizar ejecuciones del flujo de carga que se realiza en Matpower teniendo en cuenta alguna contingencia del sistema, Fig. 27.

Caso		NodoI	NodoJ	Pij	Qij	Pji	Qji	Capacidad	Carga	% Carga
Caso	Caso30	1	2	317.05	-33.68	-306.9	131.01	100	333.69	333.69
		1	3	93.32	61.89	-89.56	-46.22	100	111.98	111.98
Periodo	P06	2	3	-89.57	89.41	91.08	-65	100	126.55	126.55
Contingencia	<input type="text"/>									
Resultados	RAMAS									
<b>Ejecutar</b>										

Fig. 27. Interfaz factores de sensibilidad

### Estructura de base de datos

Se utiliza una base de datos Access para almacenar toda la información que se visualiza desde la interfaz gráfica de Excel. Adicionalmente, el GAMS se conecta a esta BD para tomar toda la información que requiere en la ejecución de los modelos de optimización, Fig. 28.

The screenshot shows the Microsoft Access interface. On the left, the 'Todos los objetos de Access' pane lists various tables, with 'DAT\_GEN' selected. The main window displays the 'DAT\_GEN' table with the following data:

GENERADOR	MINTEC	NODO	UR
Gen1	25	1	9999
Gen2	5	2	9999
Gen5	0	5	9999
Gen8	0	8	9999
Gen11	0	11	9999
Gen13	0	13	9999
Gen15	0	15	9999
Gen29	0	29	9999
*			0

Fig. 28. Información en Access