



**IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN CAPAZ DE MINIMIZAR  
RESTRICCIONES DE GENERACIÓN Y GARANTIZAR LA SEGURIDAD DEL  
SISTEMA ANTE CONTINGENCIAS N-1 DURANTE EL DESARROLLO DE  
MANTENIMIENTOS DE ACTIVOS ELÉCTRICOS**

Paula Andrea Gil Vargas

Informe de práctica para optar por el título de Ingeniera Electricista

Asesor

Jaime Alejandro Valencia Velásquez, Doctor (PhD), (Interno)

Cesar David Londoño Montoya, (Externo)

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Eléctrica

Medellín, Antioquia, Colombia

2023

Cita	Gil Vargas [1]
<b>Referencia</b>	[1] P.Gil Vargas “Implementación de un modelo de optimización capaz de minimizar restricciones de generación y garantizar la seguridad del sistema ante contingencias n-1 durante el desarrollo de mantenimientos de activos eléctricos”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2023.

Estilo IEEE (2020)



Créditos a escenario de prácticas, personas, proyectos que aportaron al desarrollo de la práctica (interna y externamente: empresa y área de la empresa, grupo de investigación, proyecto, organización)



Biblioteca Carlos Gaviria Díaz

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

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

**Rector:** John Jairo Arboleda Céspedes.

**Decano/Director:** Julio César Saldarriaga Molina.

**Jefe departamento:** Noé Alejandro Mesa Quintero.

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.

## **Dedicatoria**

Quiero dedicar este trabajo de manera especial a la memoria de mi padre, Juan Carlos Gil Osorio, tus esfuerzos incansables hicieron posible mi progreso hasta este punto en mi formación académica y personal.

## **Agradecimientos**

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a la compañía XM por su apoyo incondicional, destacando especialmente la colaboración de los miembros de la dirección de programación de la operación, así como la valiosa orientación del asesor de este proyecto, Cesar David Londoño Montoya, y del analista de programación de la operación, Juan Esteban Sierra Aguilar. Agradezco de manera especial el constante acompañamiento de los docentes José Robinson Ortiz Castrillón, Noé Alejandro Mesa Quintero y Nicolás Muñoz Galeano, quienes han sido una fuente constante de inspiración. Además, quiero resaltar la noble labor de la Universidad de Antioquia. Doy un reconocimiento especial a mi núcleo familiar, que ha estado a mi lado en cada uno de mis pasos.

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN .....	9
ABSTRACT .....	10
I. INTRODUCCIÓN .....	11
II. OBJETIVOS .....	12
A. Objetivo general .....	12
B. Objetivos específicos .....	12
III. MARCO TEÓRICO .....	13
IV. METODOLOGÍA .....	15
V. RESULTADOS .....	24
VI. ANÁLISIS .....	33
VII. CONCLUSIONES .....	34
VIII. RECOMENDACIONES .....	34
REFERENCIAS .....	36
ANEXOS .....	37

## LISTA DE TABLAS

TABLA I: TOPOLOGÍAS ANALIZADAS POR EL MODELO DE ACUERDO CON LOS MANTENIMIENTOS PLANTEADOS . . . . .	25
TABLA II: TÉRMINOS PRESENTES EN LAS ECUACIONES DEL MODELO IMPLEMENTADO . . . . .	36

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1. Creación de los índices necesarios para la implementación del modelo. ....	19
Fig. 2. Creación de los parámetros necesarios para la implementación del modelo. ....	19
Fig. 3. Creación de las variables necesarios para la implementación del modelo ....	20
Fig. 4. Implementación de la ecuación correspondiente a la función objetivo del modelo ....	20
Fig. 5. Implementación de las restricciones: duración y continuidad de los mantenimientos. ....	21
Fig. 6. Implementación de las restricciones: duración y continuidad de los mantenimientos, topológica. ....	21
Fig. 7. Implementación de las restricciones: capacidad de generación. ....	22
Fig. 8. Implementación de las restricciones: escenarios de generación y flujos pre-contingencias, balance entre carga y generación ....	22
Fig. 9. Implementación de las restricciones: ,flujos post contingencias ....	23
Fig. 10. Integración entre el software PowerFactory y Python. ....	24
Fig. 11. Valores de $\varphi$ por generador correspondientes al segundo escenario de generación. ....	25
Fig. 12. Topologías por periodo dadas por el modelo para el primer escenario de generación. ....	26
Fig. 13. Topologías por periodo dadas por el modelo para el segundo escenario de generación. ....	26
Fig. 14 Estado de las líneas dado como resultado del modelo considerando el primer escenario de generación. ....	27
Fig. 15. Despacho por periodo dado por el modelo para la planta Betania considerando el primer escenario de generación. ....	29
Fig. 16. Despacho por periodo dado por el modelo para la planta Amoyá considerando el primer escenario de generación. ....	30
Fig. 17. Despacho por periodo dado por el modelo para la planta Betania considerando el segundo escenario de generación. ....	30
Fig. 18. Despacho por periodo dado por el modelo para la planta Amoyá considerando el segundo escenario de generación. ....	31
Fig. 19. Balance carga-generación total por periodo. ....	31

Fig. 20.Cargabilidad de las líneas incluidas en el modelo considerando el primer escenario de generación. ....32

Fig. 21. Cargabilidad de las líneas incluidas en el modelo considerando el segundo escenario de generación. ....32

Fig. 22. Reporte generado de análisis de contingencias por PowerFactory al considerar el primer escenario de generación .....33

Fig. 23. Reporte generado de análisis de contingencias por PowerFactory al considerar el segundo escenario de generación .....33

## SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>CND</b>	Centro Nacional de Despacho
<b>PTDFs</b>	Factores de Distribución de Transferencia de Potencia
<b>LODFs</b>	Factores de Participación de Contingencias

---

## RESUMEN

Los mantenimientos eléctricos son una actividad necesaria para asegurar la correcta operación de los activos que conforman una red eléctrica, sin embargo, la desconexión de activos implica una reducción de la seguridad operativa de la red. En Colombia, el Centro Nacional de Despacho cuenta con un equipo de ingenieros electricistas que, semanalmente, se encarga de analizar la seguridad de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ante la ejecución de mantenimientos; para esto, realizan análisis eléctricos en los que se tienen en cuenta diferentes escenarios de generación y carga. El número de mantenimientos solicitados por los dueños de los activos eléctricos ha mostrado una tendencia ascendente, lo cual genera la necesidad de herramientas que puedan facilitar el desarrollo de los análisis eléctricos mencionados anteriormente.

En el presente trabajo se expone el desarrollo de un modelo de optimización que pretende ayudar a agilizar la ejecución de los análisis eléctricos. Para lograr esto, el modelo matemático busca minimizar las restricciones de generación de una red eléctrica mediante una adecuada programación de mantenimientos de líneas de transmisión. La herramienta propuesta se desarrolla en Python con la ayuda de la librería de optimización Pyomo; los datos requeridos por el modelo, además de la validación de sus resultados, se obtienen con el software PowerFactory. La red eléctrica ingresada al modelo corresponde a una subárea del Sistema Interconectado Nacional de Colombia, los resultados obtenidos fueron coherentes, validando así su implementación.

***Palabras clave*** — (EJEMPLO) **Mantenimiento, Optimización, Python, Pyomo, PowerFactory, SIN.**

## ABSTRACT

Electrical maintenance stands as an essential undertaking to ensure the proper functioning of assets within an electrical network. However, the disconnection of these assets introduces a potential compromise to the operational safety of the entire network. In Colombia, the National Dispatch Center employs a team of adept electrical engineers tasked with the weekly analysis of the operational safety of the National Interconnected System (SIN) during maintenance activities. Their responsibilities include conducting meticulous electrical analyses, considering diverse scenarios of both generation and load. The consistent rise in the number of maintenance requests from owners of electrical assets has underscored the growing importance of tools that can streamline the execution of these critical electrical analyses.

This paper unveils the adaptation and implementation of an optimization model designed to streamline the process of electrical analyses. The mathematical model, crafted to minimize generation constraints within an electrical network, achieves this by strategically scheduling transmission line maintenance. Developed in Python, leveraging the Pyomo optimization library, the tool relies on data from the PowerFactory software for both model input and result validation. The electrical network employed in the model represents a sub-area of Colombia's National Interconnected System, and the consistently reliable results obtained affirm the successful implementation of the proposed approach.

***Keywords*** — **Maintenance, Optimization, Python, Pyomo, PowerFactory, SIN.**

---

## INTRODUCCIÓN

El Centro Nacional de Despacho (CND) es la entidad responsable de la operación del sistema eléctrico colombiano. La dirección de programación de la operación, una de las células que conforman el CND, incluye al equipo de corto plazo. Semanalmente, este equipo se encarga de coordinar y programar mantenimientos de diversos activos eléctricos. La aprobación o reprogramación de un mantenimiento solicitado se basa en un análisis eléctrico que, mediante simulaciones, evalúa la seguridad de la operación del sistema eléctrico durante la desconexión de activos por mantenimiento. Una vez aprobado, el mantenimiento se evalúa en el despacho, es decir, se analiza el día que va a llevarse a cabo, finalmente, se realiza un seguimiento de su ejecución.

El equipo de corto plazo lleva a cabo semanalmente un análisis eléctrico, tarea realizada por los ingenieros electricistas que lo componen. Además, de acuerdo con la regulación colombiana, el CND tiene un plazo definido para emitir una respuesta en relación con los mantenimientos, indicando si deben o no ser ejecutados. Un desafío significativo para los miembros de este equipo es el aumento progresivo de las solicitudes recibidas cada semana. Según el seguimiento del número de solicitudes registradas semanalmente, se ha observado un incremento de hasta cien solicitudes en 2023 en comparación con años anteriores.

Dada la importancia de la labor realizada por el equipo de corto plazo de la dirección de programación de la operación, junto con el creciente número de análisis a realizar y la restricción de tiempo para atender las solicitudes, se ha reconocido la necesidad de herramientas que faciliten el análisis eléctrico de la red resultante después de considerar los activos no disponibles debido a mantenimientos. La creación de una herramienta con la capacidad de proporcionar indicaciones, como la pertinencia de la simultaneidad de mantenimientos o la incapacidad de la red para operar de forma segura ante una contingencia N-1, contribuiría a agilizar y mejorar los resultados emitidos por el equipo de corto plazo.

Este proyecto propone la implementación de un modelo de optimización en Python, utilizando la biblioteca Pyomo en conjunto con la integración entre el software de simulación PowerFactory y el lenguaje de programación Python. El objetivo fundamental del modelo consiste en determinar la programación de los mantenimientos de una serie de activos eléctricos, de manera que se garantice la seguridad en la operación del sistema y se cuantifiquen las restricciones sobre la generación. El propósito de la integración entre Python y PowerFactory es extraer datos de las

redes simuladas en el software, permitiendo la aplicabilidad del modelo a áreas específicas del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Además, esta integración es útil para verificar las respuestas del modelo, al simular el comportamiento de la red frente a los resultados obtenidos por el modelo.

## II. OBJETIVOS

### *A. Objetivo general*

Implementar un modelo de optimización que permita garantizar el valor mínimo en las restricciones de generación, además de la seguridad del sistema, mediante la programación de mantenimientos de activos eléctricos, con el fin de crear una herramienta que permita agilizar las labores desarrolladas por la dirección de programación de la operación del CND.

### *B. Objetivos específicos*

Adaptar el modelo de optimización presentado en “Programación óptima de mantenimientos para la reducción de restricciones en generación y aumento de confiabilidad en sistemas de potencia”.

Escribir el modelo de optimización en el lenguaje de programación Python empleando la biblioteca Pyomo.

Desarrollar un algoritmo de Python que habilite la gestión de PowerFactory, con el propósito de extraer información de la red modelada en dicho software.

Aplicar el modelo a una red de alta complejidad, de forma que pueda validarse su factibilidad ante un sistema similar a los analizados por la dirección de programación de la operación del CND.

---

### III. MARCO TEÓRICO

Los elementos de una red eléctrica deben ser sometidos a mantenimientos periódicos con el fin de asegurar su correcta operación a lo largo de su vida útil. El desarrollo de un mantenimiento sobre un activo eléctrico puede implicar afectaciones al sistema eléctrico al cual pertenece; restricciones en la potencia generada, cambio en los límites de transmisión de potencia e incluso desconexión de carga, son algunos ejemplos de las consecuencias generadas por la indisponibilidad de un componente de la red eléctrica. Sin embargo, la ejecución de mantenimientos es inevitable, por lo cual una adecuada planeación y coordinación es necesaria con el fin de garantizar la operación segura de la red eléctrica.

En Colombia cada semana los propietarios de los activos eléctricos, o agentes, presentan al CND un requerimiento denominado consignación nacional, en el cual se informa la indisponibilidad de un elemento debido a un mantenimiento. El talento humano del CND, específicamente el perteneciente al equipo de corto plazo, realizan la programación y coordinación de los mantenimientos solicitados con base en análisis eléctricos en los que se prioriza la operación segura y confiable del SIN [1].

La programación y coordinación de los mantenimientos es un proceso condicionado por un horario estricto. En el caso colombiano, la recepción de las solicitudes de mantenimiento de un activo eléctrico o consignaciones nacionales tiene como límite el día martes de la semana N a las 8 am. Una vez se cumple este plazo las consignaciones solicitadas son analizadas por el CND, el día jueves de la semana N a las 4 pm es decir, el plazo de tiempo en cual se evalúa la factibilidad de la ejecución de un mantenimiento es aproximadamente tres días. Las consignaciones que sean catalogadas como aprobadas serán llevadas a cabo en la semana N+1 [1].

Los análisis eléctricos que dictaminan la viabilidad de la ejecución de los mantenimientos se ejecutan una semana antes de que la desconexión del activo sea realizada, es decir, las condiciones reales de operación de red son desconocidas. Los análisis eléctricos se efectúan entonces con base en escenarios ficticios, pero probables, de generación y demanda.

Las consecuencias que implican la desconexión de un activo eléctrico de la red dependen del cambio topológico que genere, además de las condiciones presentes en el sistema (carga a atender y generación disponible) durante la indisponibilidad del elemento. En el CND se asegura

---

que la operación del SIN cumpla con los criterios regulatorios en cuanto niveles de tensión y sobrecarga, incluso ante la evaluación del criterio N-1. El criterio simula la desconexión de solo un elemento a la vez a durante un periodo de tiempo prolongado [2]. Las topologías resultantes luego de la desconexión de uno o más elementos de una red eléctrica, en combinación con los límites eléctricos de los activos que permanecen disponibles son responsables de ocasionar restricciones de generación en un sistema eléctrico.

Las restricciones de generación se dividen en restricciones de máxima generación y restricciones de mínima generación. Una restricción de máxima generación se materializa cuando las condiciones impuestas por la red limitan la entrega de potencia de un generador al sistema, mientras que una restricción de mínima generación hace referencia a la obligatoriedad del despacho de una o más unidades de generación, ocasionada por la necesidad de la atención de la demanda y la carencia de fuentes extras de potencia [3].

La coordinación y programación de mantenimientos puede abarcarse como un problema sujeto a restricciones, por lo tanto, es posible implementar un modelo de optimización que sea acotado por los límites de operación segura del sistema y capaz de encontrar la mejor alternativa para llevar a cabo los mantenimientos de múltiples activos. Es necesario entonces la implementación de factores que permitan realizar evaluaciones a variables eléctricas, con el fin de identificar condiciones inseguras de operación. Los factores de distribución de transferencia de potencia o PTDFs, informan del cambio en los flujos de las líneas de transmisión de un sistema eléctrico con respecto a inyecciones nodales de potencia. Existen también otros factores llamados: Factores de participación de contingencias o LODFs, los cuales reflejan la redistribución de los flujos de potencia ante la indisponibilidad de una línea de transmisión [4].

La implementación de un modelo de optimización basado en los factores PTDFs y LODFs, cuyo objetivo sea minimizar las restricciones de generación de una red eléctrica con activos indisponibles por mantenimientos y por la aplicación del criterio N-1, es la estrategia que se plantea como medio para crear una herramienta de apoyo que el personal del equipo de corto plazo pueda implementar para aumentar la eficiencia de la aprobación o reprogramación de las consignaciones recibidas semanalmente.

## IV. METODOLOGÍA

La creación y puesta en marcha del modelo de optimización propuesto, que constituye el propósito de este trabajo, se llevó a cabo en cinco fases distintas. Estas etapas incluyeron; la adaptación de ecuaciones, la escritura del modelo en Pyomo, la corroboración de la escritura de ecuaciones, la conexión entre Python y PowerFactory para la extracción de datos, y la evaluación de las respuestas entregadas por el modelo. A continuación, se describe el desarrollo de cada una de las etapas mencionadas

**Adaptación de las ecuaciones:** Las ecuaciones del modelo implementado están basadas en las ecuaciones propuestas en [3]. Sin embargo, se encontró la necesidad de replantear algunas de las expresiones matemáticas, debido a que esto se traduciría en una reducción de los datos de entrada necesarios, además de una simplificación del modelo. En resumen, el modelo consta de una función objetivo y siete restricciones, a continuación, se muestran las ecuaciones que conforman el modelo realizado.

**Función objetivo:** La meta principal del modelo es ampliar el rango de valores de generación, dentro del cual se incluyen los valores de generación correspondientes a cada máquina en la red objeto de análisis. Para cada máquina, en cada periodo y para todas las topologías de red posibles (resultantes de cambios en la red debido a ejecuciones de mantenimientos), se establece tanto una generación máxima como una generación mínima. El resultado obtenido mediante la función objetivo revela las restricciones en la generación, que surgen debido al deterioro de la red causado por la desconexión de activos en mantenimiento, así como del cumplimiento del criterio N-1, esencial para la seguridad operativa. La ecuación 1 corresponde a la función objetivo del modelo.

$$\max \sum_i^{NG} \sum_C^{NC} \sum_t^{24} (Gmax_{ict} - Gmin_{ict}) \quad (1)$$

**Restricción topológica:** La primera restricción del modelo se refiere a la topología de red que se adoptará en cada periodo de análisis. Las topologías están vinculadas al número de activos en mantenimiento, y la cantidad de configuraciones a evaluar se determina mediante la expresión

2. La definición de la topología se realiza mediante una codificación binaria. En este sentido, la suma de los estados de las líneas ya sea en servicio (uno) o fuera de servicio (cero), determinará la topología seleccionada por el modelo para estar activa durante el periodo de evaluación, como se indica en la ecuación 3. Cada topología representa una configuración potencial para llevar a cabo los mantenimientos necesarios. Por consiguiente, es crucial asegurar que el modelo asigne a cada periodo una única topología, conforme se expresa en la ecuación 4.

$$NC = 2^{LM} \quad (2)$$

$$\sum_c^{NC} (\lambda_{c,t})(\lambda_{aux_c}) = \sum_{lm}^{LM} (P_{lm})(X_{lm,t}) + 1 \quad (3)$$

$$\sum_c^{NC} \lambda_{c,t} = 1 \quad (4)$$

**Restricción de capacidad de generación:** Las restricciones de capacidad de generación aseguran que los valores de generación determinados por el modelo no sobrepasen las capacidades operativas de las máquinas, además de garantizar que el resultado entregado sea un rango. Estas restricciones de generación se definen para cada generador, en cada periodo y para la topología activa en el periodo de análisis; esto se refleja en las Ecuaciones 5, 6 y 7.

$$(G_{max_{i,c,t}}) \leq (Gcap_i^{max})(\lambda_{c,t}) \quad (5)$$

$$(G_{min_{i,c,t}}) \geq (Gcap_i^{min})(\lambda_{c,t}) \quad (6)$$

$$(G_{min_{i,c,t}}) \leq (G_{max_{i,c,t}}) \quad (7)$$

**Restricción de escenarios de generación y flujos pre-contingencias:** La ecuación 8 presenta la definición de la variable auxiliar "*Gaux*", que refleja el valor de generación determinado por el modelo en un escenario específico de generación. Este escenario se caracteriza por el parámetro  $\phi$ , cuya variación asigna al generador que se está evaluando un rango de operación mayor o menor. La ecuación 9 describe la metodología para calcular el flujo de potencia en las líneas que componen la red. Consiste en multiplicar los factores de distribución de transferencia de

potencia (PTDF) de cada barra por su respectivo balance de potencia. Las Ecuaciones 10 y 11 evalúan que el resultado de los flujos calculados esté dentro de los límites operativos de las líneas.

$$Gaux_{k,c,t} = (\phi_k)(Gmax_{k,c,t}) + (1 - \phi_k) * Gmin_{k,c,t} \quad (8)$$

$$F_{l,t} = \sum_k^{NK} \sum_c^{NC} a_{l,k,c} (Gaux_{k,c,t} - D_{k,t} * \lambda_{c,t}) \quad (9)$$

$$F_{l,t,p} \leq Fmax_l \quad (10)$$

$$F_{l,t,p} \geq - Fmax_l \quad (11)$$

**Restricción de flujos post contingencias:** El cálculo de los flujos en las líneas en servicio no solo se realiza para la topología analizada, sino también en respuesta a contingencias en cualquiera de las otras líneas que conforman la red. Este proceso se lleva a cabo mediante la utilización de los factores de participación de contingencias (LODF) asociados con cada una de las líneas. Las Ecuaciones 12 y 13 tienen como objetivo garantizar que los flujos en las líneas, tras una contingencia, no excedan los límites operativos establecidos.

$$F_{l,t,p} + d_{l,m,c} F_{m,t,p} \leq (1 - \lambda_{c,t}) * M + Fmax_l \quad (12)$$

$$F_{l,t,p} + d_{l,m,c} F_{m,t,p} \leq -(1 - \lambda_{c,t}) * M - Fmax_l \quad (13)$$

**Restricciones de duración y continuidad de los mantenimientos:** Las Ecuaciones 14, 15 y 16 establecen que cada mantenimiento debe tener un único inicio y fin. Además, aseguran que la ejecución de los mantenimientos se realice de manera continua durante el periodo de tiempo establecido. Por otro lado, las Ecuaciones 17 y 18 llevan a cabo una validación del tiempo en servicio de una línea durante los periodos de análisis. Esto garantiza que los tiempos en servicio de cada línea sean coherentes. En otras palabras, una línea que no ha sido declarada en mantenimiento debería operar de forma ininterrumpida, a diferencia de aquellas líneas que sí fueron consideradas en mantenimiento.

$$P_{lm,t} - A_{lm,t} = X_{lm,t} - X_{lm,t-1} \quad (14)$$

$$\sum_t^T A_{lm,t} \leq 1 \quad (15)$$

$$\sum_t^T P_{lm,t} \leq 1 \quad (16)$$

$$\sum_t^T X_{lm,t} = 24 - HM \quad (17)$$

$$\sum_t^T X_{l,t} = 24 \quad (18)$$

**Restricción de balance entre carga y generación:** La Ecuación 20 establece que la suma de los valores de generación para cada máquina, determinados por el modelo en cada periodo, debe igualar el valor de la demanda total en ese mismo periodo. Esta condición se aplica a cada periodo.

$$\sum_k^{NK} Gaux_{k,c,t} = \sum_k^{NK} (D_{k,t})(\lambda_{c,t}) \quad (20)$$

**Implementación del modelo en Pyomo:** La escritura del modelo se realizó con la librería de optimización Pyomo. Para esto, se creó un modelo abstracto que contiene los índices, variables, parámetros y ecuaciones necesarios, expuestos en la fase anterior. Los datos necesarios para el modelo se ingresan mediante diccionarios que son creados a partir de archivos de Excel y DataFrames. Para la lectura de los archivos de Excel y la elaboración de los DataFrames, se hizo uso de la librería Pandas. A continuación, se muestra el desarrollo del modelo en Pyomo.

```

560
561 """
562 DECLARACION SETS
563
564 INICIO
565 """
566
567
568 model_CONTINGENCIAS = AbstractModel()
569
570 model_CONTINGENCIAS.LINEASM = Set(initialize=LINEAS_EN_MANTENIMIENTO)
571
572 model_CONTINGENCIAS.LINEAS = Set(initialize=LINEAS['KEY'])
573
574 model_CONTINGENCIAS.LINEAS_NOT_M = Set(initialize=LNM)
575
576 model_CONTINGENCIAS.BARRAS = Set(initialize=BARRAS_TOTAL)
577
578 model_CONTINGENCIAS.BARRAS_SIN_SLACK = Set(initialize = node_GS0)
579
580
581 model_CONTINGENCIAS.PERIODOS = Set(initialize=PERIODOS_VALUES)
582
583 model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES = Set(initialize = COMBINACIONES)
584
585 model_CONTINGENCIAS.ESCENARIOS_GENERACION = Set(initialize=ESCENARIOS)
586
587
588
589 """
590 DECLARACION SETS
591
592 FIN
593 """

```

Fig. 1. Creación de los índices necesarios para la implementación del modelo.

```

580
581 """
582 DECLARACION PARAMETROS
583
584 INICIO
585 """
586
587
588 model_CONTINGENCIAS.TIME_OFF = Param(model_CONTINGENCIAS.LINEASM, mutable=True, initialize=TIME_OFF_VALUES)
589
590 model_CONTINGENCIAS.LAMBDA_AUX = Param(model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES, initialize=LAMBDA_AUX_VALUES)
591
592 model_CONTINGENCIAS.PESOS = Param(model_CONTINGENCIAS.LINEASM, initialize=PESOS_VALUES)
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623 model_CONTINGENCIAS.GEN_MAX = Param(model_CONTINGENCIAS.BARRAS, default=0, initialize=CAPACIDAD_MAX_GENERADORES)
624
625
626
627 model_CONTINGENCIAS.GEN_MIN = Param(model_CONTINGENCIAS.BARRAS, default=0 )
628
629
630
631 model_CONTINGENCIAS.PTDF = Param(model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES, model_CONTINGENCIAS.BARRAS, model_CONTINGENCIAS.PERIODOS, initialize=PTDF_VALUES)
632
633
634
635 model_CONTINGENCIAS.CARD = Param(model_CONTINGENCIAS.PERIODOS,model_CONTINGENCIAS.BARRAS, default=0, initialize=CARD_VALUES)
636
637
638
639 model_CONTINGENCIAS.FLUJO_MAXIMO_POR_LINEA = Param(model_CONTINGENCIAS.LINEAS, initialize=CAPACIDAD_LINES_MW)
640
641
642
643 model_CONTINGENCIAS.LODF = Param(model_CONTINGENCIAS.LINEAS, model_CONTINGENCIAS.LINEAS, model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES, initialize=LODF_VALUES)
644
645
646
647 """
648 DECLARACION PARAMETROS
649
650 FIN
651 """

```

Fig. 2. Creación de los parámetros necesarios para la implementación del modelo.

```
659
660     """
661     VARIABLES
662     INICIO
663     """
664
665     model_CONTINGENCIAS.X = Var(model_CONTINGENCIAS.LINEAS,model_CONTINGENCIAS.PERIODOS, within=Boolean)
666     model_CONTINGENCIAS.A = Var(model_CONTINGENCIAS.LINEASM,model_CONTINGENCIAS.PERIODOS, within=Boolean)
667     model_CONTINGENCIAS.P = Var(model_CONTINGENCIAS.LINEASM,model_CONTINGENCIAS.PERIODOS, within=Boolean)
668     model_CONTINGENCIAS.LAMBDA = Var(model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES , model_CONTINGENCIAS.PERIODOS,within=Bo
669     model_CONTINGENCIAS.GMAX_DECISION = Var(model_CONTINGENCIAS.BARRAS, model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES , mo
670     model_CONTINGENCIAS.GMIN_DECISION = Var(model_CONTINGENCIAS.BARRAS, model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES , mo
671     model_CONTINGENCIAS.G_AUX = Var(model_CONTINGENCIAS.BARRAS, model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES, model_CONTIN
672     model_CONTINGENCIAS.FLUJO_POR_LINEA = Var(model_CONTINGENCIAS.LINEAS, model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES, mo
673     model_CONTINGENCIAS.FLUJO_POR_LINEA_POST_CONTINGENCIA = Var(model_CONTINGENCIAS.LINEAS, model_CONTINGENCIAS
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685     """
686     VARIABLES
687     FIN
688     """
689
690
```

Fig. 3. Creación de las variables necesarios para la implementación del modelo

```
697
698     """
699     FUNCION PARA LLA FUNCION OBJETIVO
700
701     INICIO
702     """
703
704
705     def MINIMIZAR_RESTRICCIONES_DE_GENERACION(model_CONTINGENCIAS):
706
707         """
708
709
710
711         return sum(model_CONTINGENCIAS.GMAX_DECISION[B,C,t]-model_CONTINGENCIAS.GMIN_DECISION[B,C,t])
712
713
714
715     model_CONTINGENCIAS.RESTRICCION_GENERACION = Objective(rule=MINIMIZAR_RESTRICCIONES_DE_GENERACION)
716
717
718
719
720     """
721     FUNCION PARA LLA FUNCION OBJETIVO
722
723     FIN
724     """
725
```

Fig. 4. Implementación de la ecuación correspondiente a la función objetivo del modelo

```

902
903 """
904 RESTRICCIÓN REALIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO
905
906 INICIO
907 """
908
909 model_CONTINGENCIAS.PERIODOS_ACTIVOS_LINEAS_MNT_M10 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.L
910
911 # solo las líneas que no están en mantenimiento deben estar activas los 24 periodos
912
913 model_CONTINGENCIAS.PERIODOS_ACTIVOS_LINEAS_ON_24_M11 = Constraint(model_CONTINGENCIAS
914
915
916 """
917 RESTRICCIÓN REALIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO
918
919 FIN
920 """

```

Fig. 5. Implementación de las restricciones: duración y continuidad de los mantenimientos.

```

931
932 """
933 RESTRICCIÓN CONTINUIDAD DEL MANTENIMIENTO
934
935 INICIO
936 """
937
938 model_CONTINGENCIAS.CONTINUIDAD_M12 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.LINEASM,model_CONTINGEN
939
940 model_CONTINGENCIAS.SOLO_UN_INICIO_M13 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.LINEASM, rule =SOLO
941
942 model_CONTINGENCIAS.SOLO_UN_FIN_M14 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.LINEASM ,rule =SOLO_UN
943
944
945
946 """
947 RESTRICCIÓN CONTINUIDAD DEL MANTENIMIENTO
948 FIN
949 """
950
951
952
953
954
955
956
957 """
958 RESTRICCIÓN TOPOLÓGICA
959 ME3, ME4, ME5
960
961 INICIO
962 """
963
964 model_CONTINGENCIAS.UNICA_TOPOLOGIA = Constraint(model_CONTINGENCIAS.PERIODOS, rule = UNICA
965
966 model_CONTINGENCIAS.LAMBDA_PER_TOPOLOGIA = Constraint(model_CONTINGENCIAS.PERIODOS , rule =
967
968 """
969 FIN
970 """

```

Fig. 6. Implementación de las restricciones: duración y continuidad de los mantenimientos, topológica.

```

977     ***
978     RESTRICCIÓN LIMITES GENERACIÓN MÁXIMA Y MÍNIMA
979
980     INICIO
981
982     ***
983
984     ***
985
986     model_CONTINGENCIAS.RESTRICCIÓN_MAXIMA_G_ME6 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.BARRAS,model_CONTINGENC
987
988     # model_CONTINGENCIAS.RESTRICCIÓN_G_MAX_ME6_R_MIN = Constraint(model_CONTINGENCIAS.BARRAS,model_CONTI
989
990     ***
991
992     model_CONTINGENCIAS.RESTRICCIÓN_MINIMA_G_ME61 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.BARRAS,model_CONTINGEN
993
994     model_CONTINGENCIAS.TECHO_GMAX_DECISION_MEG2 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.BARRAS,model_CONTINGENC
995
996     ***
997     RESTRICCIÓN LIMITES GENERACIÓN MÁXIMA Y MÍNIMA
998
999     FIN
1000     ***
1001
1002
1003
1004
1005     ***
1006     CREACION TERMINO AUXILIAR G_AUX
1007
1008     INICIO
1009     ***
1010
1011
1012
1013     model_CONTINGENCIAS.GEN_AUX = Constraint(model_CONTINGENCIAS.BARRAS,model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES
1014
1015     ***
1016
1017     CREACION TERMINO AUXILIAR G_AUX
1018
1019     FIN
1020     ***
1021

```

Fig. 7. Implementación de las restricciones: capacidad de generación.

```

1028     ***
1029     ECUACION DE FLUJO POR LINEA PRE CONTINGENCIA
1030
1031     INICIO
1032     ***
1033
1034
1035     model_CONTINGENCIAS.FLUJOS_PRE_CONT_ME7 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.LINEAS,model_CONTINGENCIAS.COMBINACION
1036
1037     ***
1038     ECUACION DE FLUJO POR LINEA PRE CONTINGENCIA
1039     FIN
1040     ***
1041
1042
1043
1044
1045
1046     ***
1047     ECUACION DE BALANCE CARGA/GENERACION
1048
1049     INICIO
1050     ***
1051     model_CONTINGENCIAS.BALANCE_CARGA_GENERACION_TOTAL_ME16 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.COMBINACIONES,model_CO
1052
1053     ***
1054     ECUACION DE BALANCE CARGA/GENERACION
1055     FIN
1056     ***
1057
1058

```

Fig. 8. Implementación de las restricciones: escenarios de generación y flujos pre-contingencias, balance entre carga y generación

```

1064
1065
1066 ECUACION DE FLUJO MAXIMO POR LINEA
1067
1068 INICIO
1069
1070 model_CONTINGENCIAS.FLUJO_MAXIMO_POR_LINEA_MB1 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.LINEAS,model_CONTINGENCIAS.COM
1071
1072 model_CONTINGENCIAS.FLUJO_MAXIMO_POR_LINEA_MB2 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.LINEAS,model_CONTINGENCIAS.COM
1073
1074
1075
1076
1077 ECUACION DE FLUJO MAXIMO POR LINEA
1078
1079 FIN
1080
1081
1082
1083
1084
1085
1086
1087
1088 ECUACION DE FLUJOS ANTE CONTINGENCIA N-1
1089
1090 INICIO
1091
1092
1093
1094
1095 model_CONTINGENCIAS.FLUJOS_POST_CONTINGENCIA_MAX_ME8 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.LINEAS,model_CONTINGENCIAS.COM
1096
1097 model_CONTINGENCIAS.FLUJOS_POST_CONTINGENCIA_MIN_ME9 = Constraint(model_CONTINGENCIAS.LINEAS,model_CONTINGENCIAS.COM
1098
1099
1100
1101 ECUACION DE FLUJOS ANTE CONTINGENCIA N-1
1102 FIN
1103

```

Fig. 9. Implementación de las restricciones: flujos post contingencias

**Conexión Python – PowerFactory para extracción de datos:** La información requerida para caracterizar la red evaluada por el modelo se extrae directamente del software de simulación PowerFactory. Para llevar a cabo este proceso, se emplea la integración disponible entre Python y PowerFactory. Las capacidades operativas de generadores y líneas, así como los factores de sensibilidad, se registran en archivos de Excel. Los parámetros de los activos eléctricos se obtienen específicamente para cada red que se desee analizar. Además, los factores de sensibilidad deben estar definidos, no solo para cada red, sino también con cada topología posible, de acuerdo con el número de mantenimientos considerados.

```
17
18 import pandas as pd
19
20 import os
21
22 os.environ['PATH']=r'C:/DIgSILENT/PowerFactory 2022 SP3'+ os.environ['PATH']
23
24
25 import sys
26
27 sys.path.append(r'C:/DIgSILENT/PowerFactory 2022 SP3/Python/3.8')
28
29 import powerfactory as pf
30
31 app = pf.GetApplication()
32
33 app.Show()
34
35 user = app.GetCurrentUser()
36 project = app.ActivateProject('20230921_Coordinado')
37
38 prj = app.GetActiveProject()
39
```

Fig. 10. Integración entre el software PowerFactory y Python

## V. RESULTADOS

El modelo se aplicó a la subárea Huila-Tolima del Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo en cuenta los mantenimientos de las líneas El Bote-Sur 1 115, Betania-El Bote 1 115 y Flandes - Lanceros 1 115. La duración establecida de los mantenimientos fue de tres, dos y cero periodos, respectivamente. La evaluación del modelo abarcó 24 periodos, 6712 contingencias, 8 topologías y 24 generadores. Además, se contemplaron dos escenarios de generación: el primero, con el parámetro  $\varphi$  igual a uno para cada generador; mientras que el segundo escenario de generación consideró los valores de  $\varphi$  que se muestran en la Figura 11.

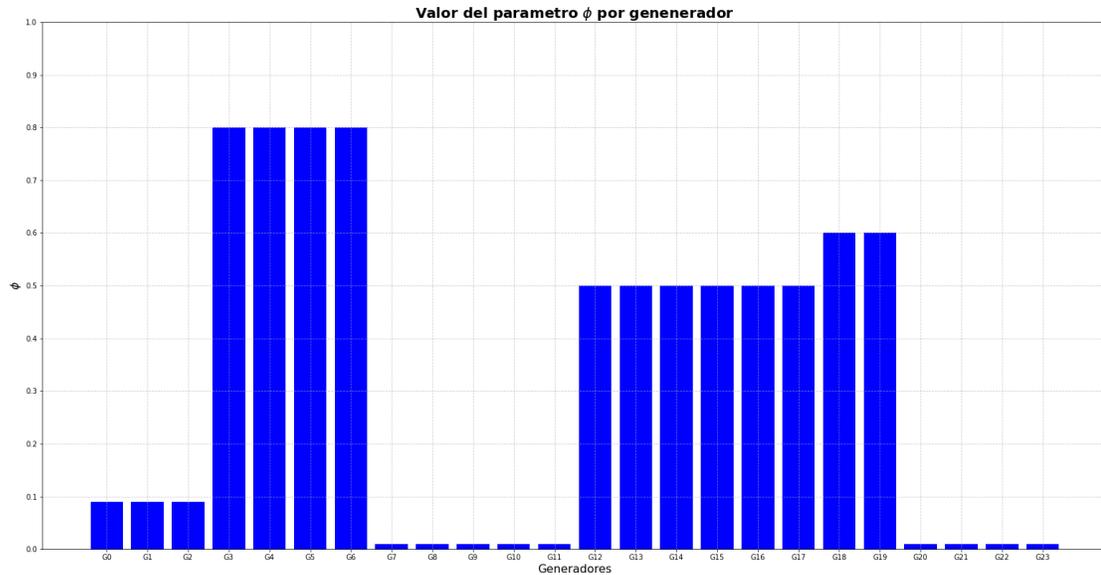


Fig. 11. Valores de  $\phi$  por generador correspondientes al segundo escenario de generación.

La Tabla I presenta los estados de las líneas conforme a cada topología. En particular, la topología C3 indica que la línea El Bote-Sur 1 115 está fuera de servicio, mientras que la topología C5 señala que la línea Betania-El Bote 1 115 se encuentra fuera de servicio. Por otro lado, la topología C7 implica que todas las líneas están activas. Las Figuras 12 y 13 presentan las topologías por periodos como resultados del modelo, donde se observa que únicamente hay una topología activa por periodo.

TABLA I.  
TOPOLOGÍAS ANALIZADAS POR EL MODELO DE ACUERDO CON LOS  
MANTENIMIENTOS PLANTEADOS

Topologías	Estado de las líneas		
	El Bote-Sur 1 115	Betania-El Bote 1 115	Flandes - Lanceros 1 115
<b>C0</b>	0	0	0
<b>C1</b>	0	0	1
<b>C2</b>	0	1	0
<b>C3</b>	0	1	1
<b>C4</b>	1	0	0

<b>C5</b>	1	0	1
<b>C6</b>	1	1	0
<b>C7</b>	1	1	1

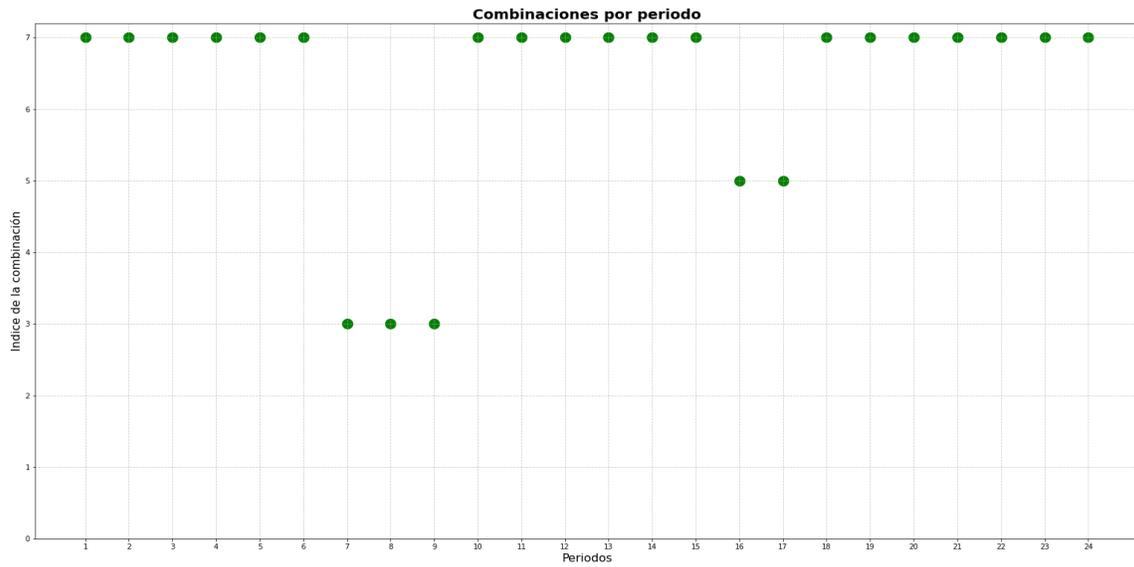


Fig. 12. Topologías por periodo dadas por el modelo para el primer escenario de generación.

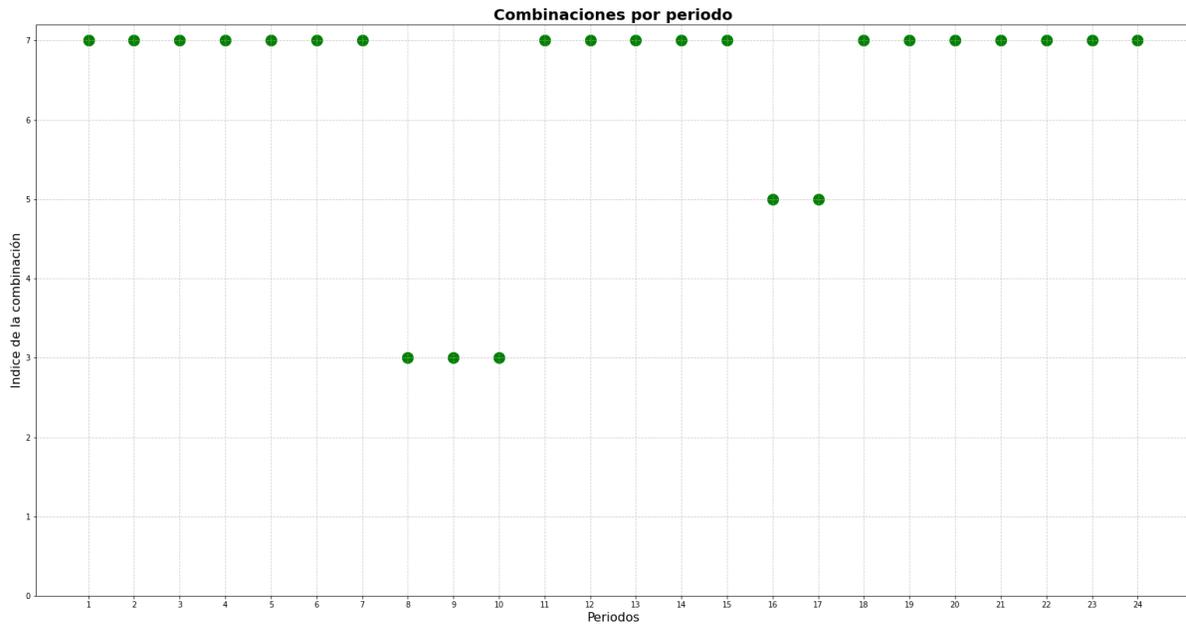


Fig. 13. Topologías por periodo dadas por el modelo para el segundo escenario de generación.

En las Figuras 14 y 15 se muestra la programación de mantenimientos generada por el modelo. Se destaca que, en ambos escenarios de generación, la elección de no llevar a cabo los mantenimientos simultáneamente es la opción que minimiza las restricciones de generación. En ambos casos, los períodos asignados para la ejecución del mantenimiento en la línea Betania-El Bote 1 115 son dieciséis y diecisiete. En cuanto a la línea El Bote-Sur 1 115, la programación del mantenimiento se desplaza un período con la modificación del escenario de generación. Así, en el primer escenario, el mantenimiento se lleva a cabo durante los períodos siete, ocho y nueve. En cambio, en el segundo escenario de generación, los períodos en los que se realiza el mantenimiento son ocho, nueve y diez.



Fig. 14 Estado de las líneas dado como resultado del modelo considerando el primer escenario de generación.

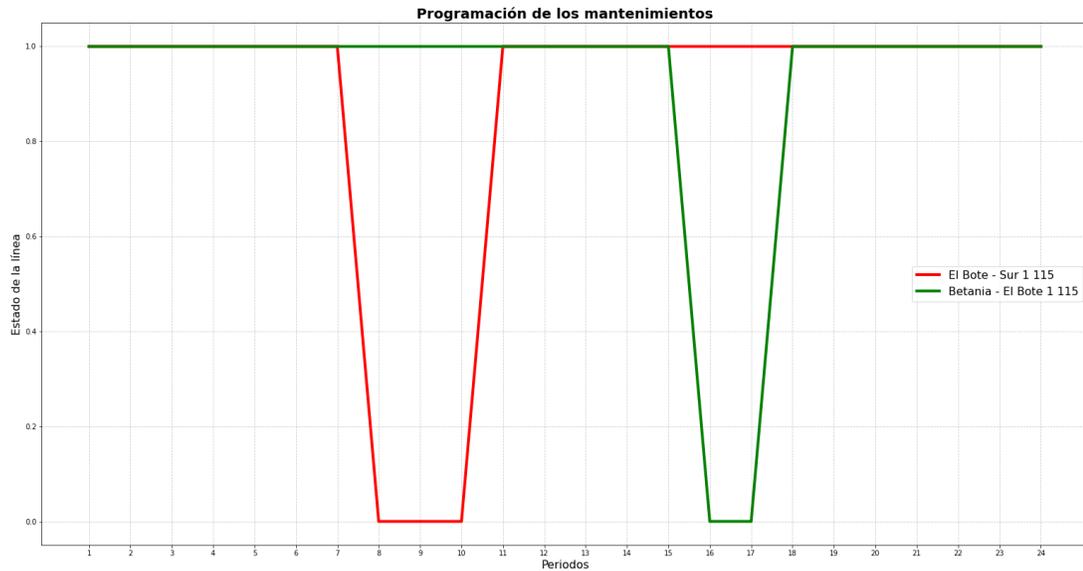


Fig. 15. Estado de las líneas dado como resultado del modelo considerando el segundo escenario de generación

Las Figuras 15, 16, 17 y 18 exhiben los valores de generación evaluados y asignados por el modelo a las plantas de mayor capacidad en la zona. Estas plantas incluyen a Betania, con tres unidades, cada una con una capacidad nominal de 180 [MW] y un despacho mínimo de 60 [MW], así como a Amoyá, que dispone de dos unidades. La capacidad nominal de cada una de estas es de 40 [MW], con un despacho mínimo de 6.6 [MW]. Los despachos encontrados por el modelo, tanto de las plantas mencionadas como de los otros 22 generadores considerados, fueron introducidos en el software PowerFactory. Luego, se ejecutó un flujo DC con el objetivo de comparar el valor de los flujos generados por el software de simulación y los calculados por el modelo. De manera adicional, se llevó a cabo un análisis de contingencias en el software PowerFactory para verificar el cumplimiento del criterio N-1 con cada uno de los despachos.

Las Figuras 15 y 17, así como las figuras 16 y 18, muestran que el cambio en el parámetro  $\phi$  implica una modificación en el despacho analizado por el modelo. Se observa que en el primer escenario de generación se determinó que la programación de generación óptima, capaz de cumplir con las restricciones de seguridad en el período 16, requería el despacho de las unidades de Betania casi al mínimo de potencia y el despacho de las unidades de Amoyá a su máxima capacidad.

En el segundo escenario de generación, se limita la capacidad de generación de las unidades de Amoyá, pero no la de Betania. Se observa en las figuras 17 y 18 que la generación evaluada por

el modelo para las unidades de Amoyá disminuyó, mientras que la generación evaluada para las unidades de Betania aumentó, este comportamiento se evidencia en periodos como el 10 y el 20.

Al comparar el despacho encontrado para los periodos 10 y 20, y considerando los diferentes escenarios, se observa que, en el primer caso, se tenía un despacho bajo de Betania y uno alto de Amoyá. No obstante, al penalizar la capacidad despachada de las unidades de Amoyá, se nota que su generación programada disminuye, mientras que la generación encontrada para las plantas de Betania aumenta.

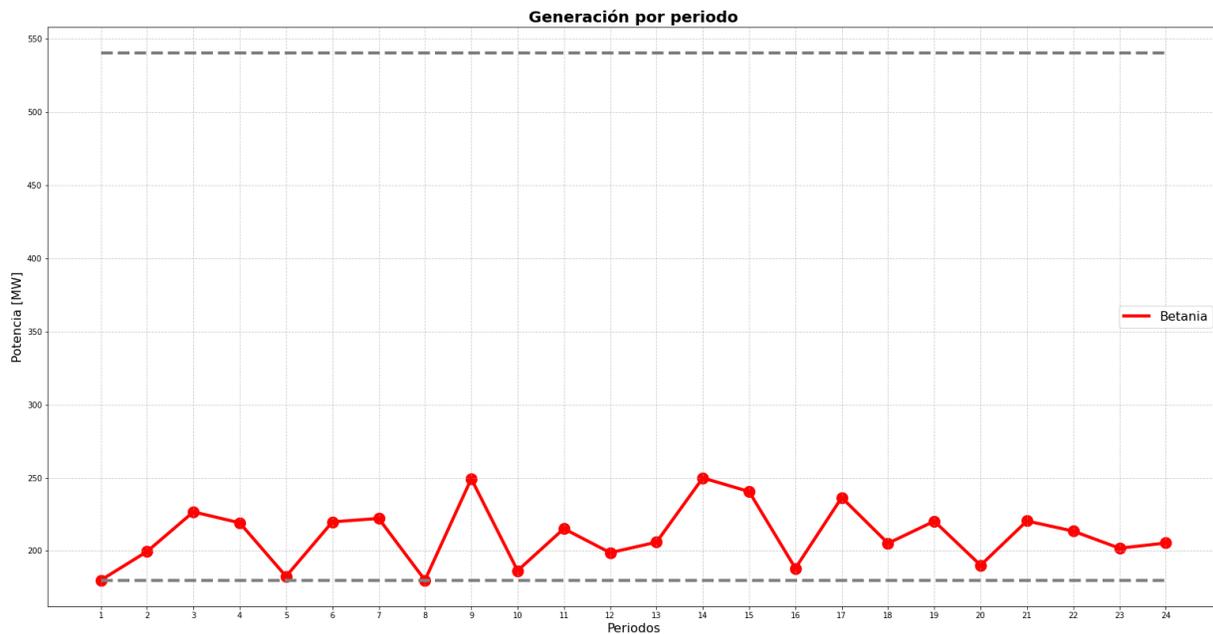


Fig. 15. Despacho por periodo dado por el modelo para la planta Betania considerando el primer escenario de generación.

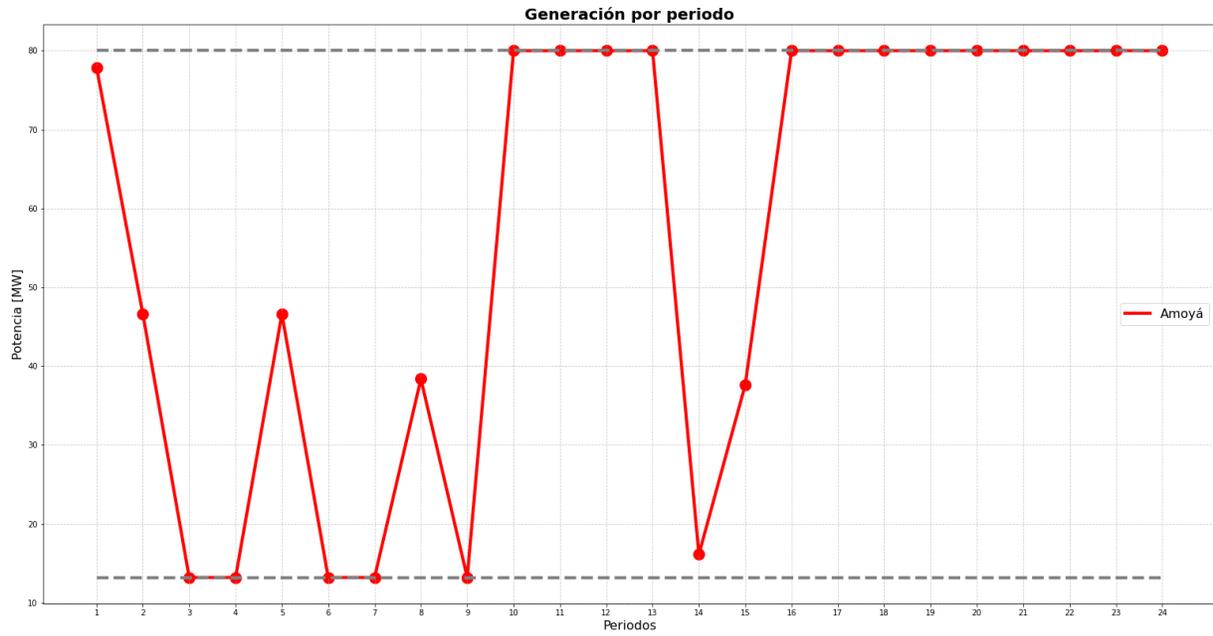


Fig. 16. Despacho por periodo dado por el modelo para la planta Amoyá considerando el primer escenario de generación.

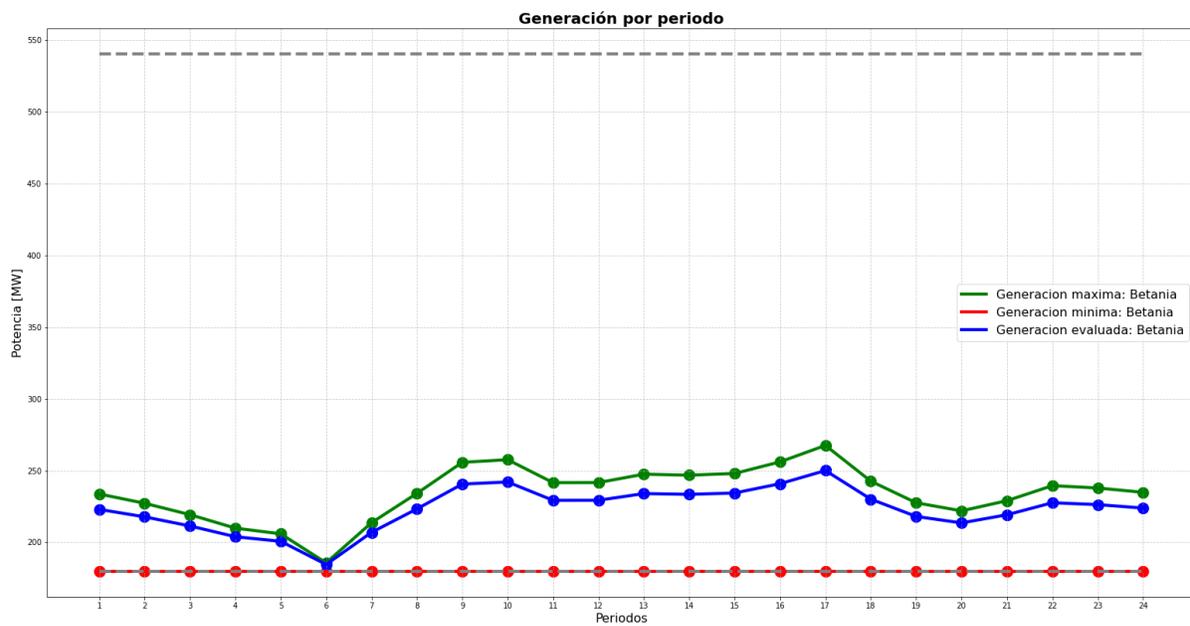


Fig. 17. Despacho por periodo dado por el modelo para la planta Betania considerando el segundo escenario de generación.

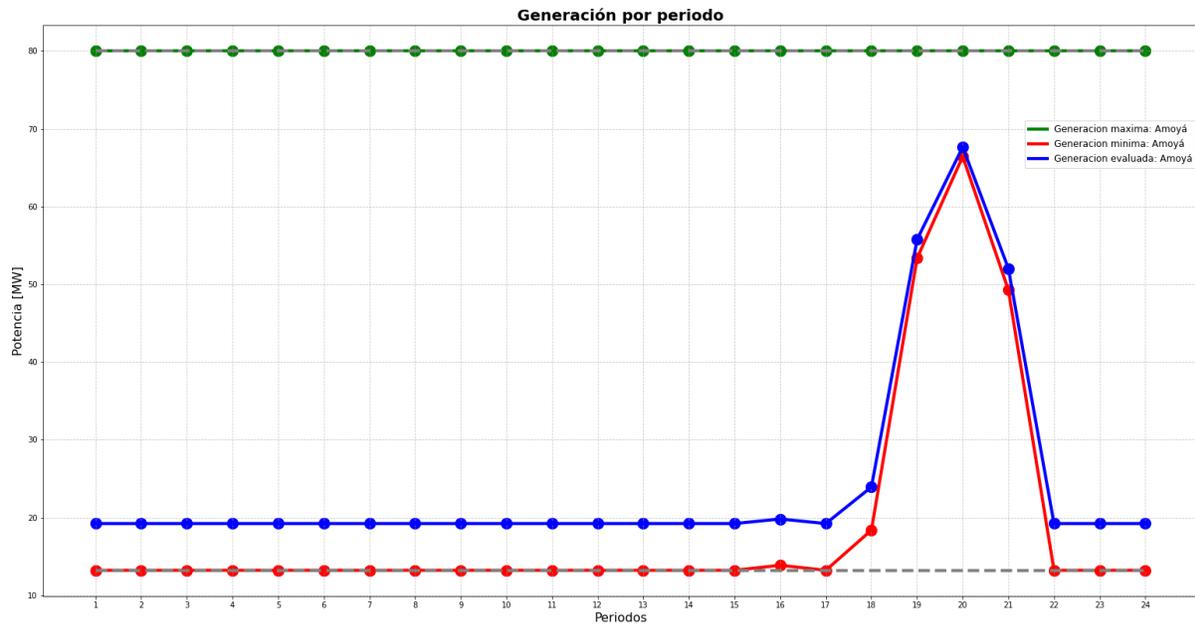


Fig. 18. Despacho por periodo dado por el modelo para la planta Amoyá considerando el segundo escenario de generación.

En la Figura 19 se representa el comportamiento de la demanda del área a lo largo de los 24 periodos. Se destaca que la suma de la generación programada por el modelo coincide con el valor de carga que debe atenderse en cada periodo; este resultado es constante ante la evaluación de los diferentes escenarios de generación.

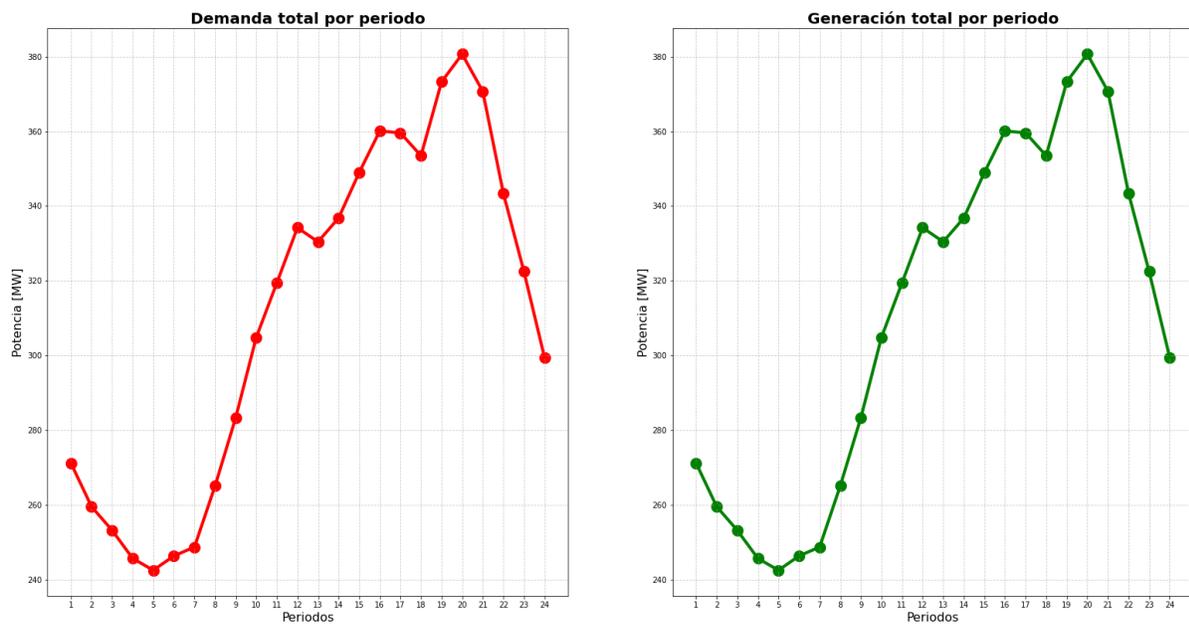


Fig. 19. Balance carga-generación total por periodo.

En las figuras 20 y 21 se muestra la cargabilidad de las líneas, resultado de los flujos establecidos tras asignar a cada generador el despacho encontrado por el modelo en el periodo 16. Es evidente que, a pesar de las variaciones en la generación según los diferentes escenarios, las cargabilidades se mantienen por debajo del cien por ciento; este mismo resultado se encontró en los demás periodos.

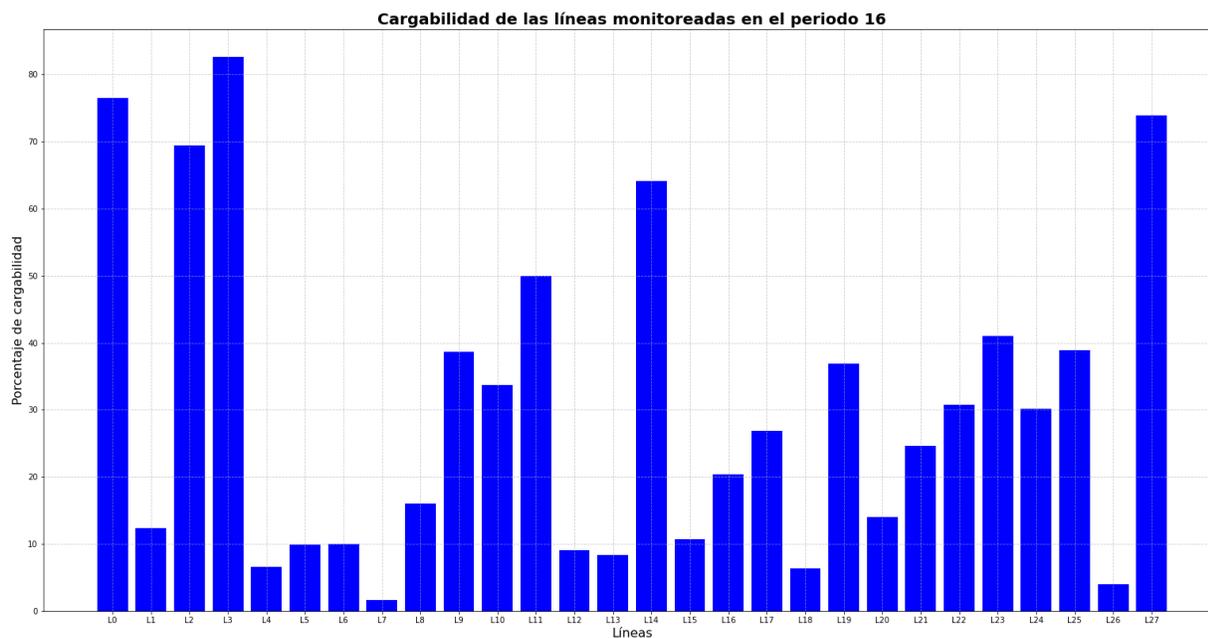


Fig. 20. Cargabilidad de las líneas incluidas en el modelo considerando el primer escenario de generación.

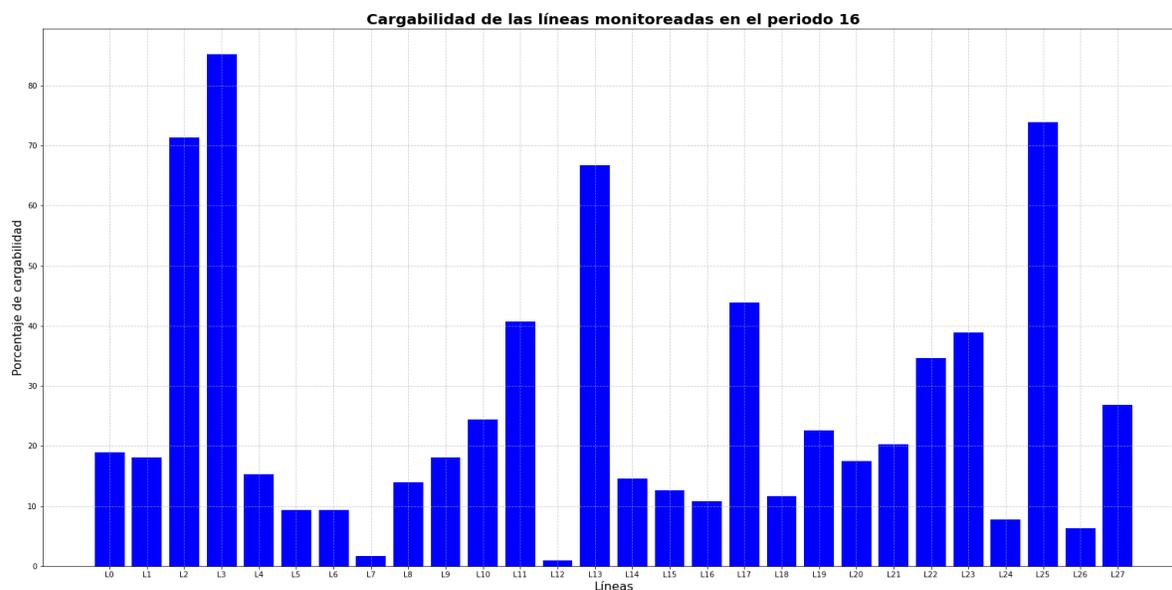


Fig. 21. Cargabilidad de las líneas incluidas en el modelo considerando el segundo escenario de generación.

Las Figuras 22 y 23 presentan el informe generado por el software PowerFactory tras llevar a cabo el análisis de contingencias. Este análisis se realizó durante el periodo 8, considerando ambos escenarios de generación. Según el informe, se puede apreciar que los despachos encontrados aseguran la ausencia de sobrecargas ante contingencias N-1. Es relevante señalar que durante ese periodo y en ambos escenarios de generación, se lleva a cabo el mantenimiento de la línea El Bote-Sur 1 115. Esto implica que el análisis de contingencias se está ejecutando en una red degradada.

Study Case:		P08						
Result File:		Contingency Analysis DC						
Loading Limit:		80,0 [%]		Overloading Limit:		100 [%]		
	Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Nu...	Contingency Name	Base Case and Continuous Loading [0 % - 86 %]
▶ 1	Gen Iquira I 34,5/13.8		86,4	86,4	86,4	-1	Base Case	
2	Gen Cucuana 1		84,8	84,8	9,1	24	Cucuana - Mirolindo ...	
3	Gen Cucuana 2		84,8	84,8	84,8	-1	Base Case	

Fig. 22. Reporte generado de análisis de contingencias por PowerFactory al considerar el primer escenario de generación

Study Case:		P08						
Result File:		Contingency Analysis DC						
Loading Limit:		80,0 [%]		Overloading Limit:		100 [%]		
	Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Nu...	Contingency Name	Base Case and Continuous Loading [0 % - 87 %]
▶ 1	Betania - TSeboruco ...		86,8	86,8	51,5	2	Betania - El Bote 1 115	
2	Betania - El Bote 1 115		85,3	85,3	44,2	4	Betania - TSeboruco ...	

Fig. 23. Reporte generado de análisis de contingencias por PowerFactory al considerar el segundo escenario de generación

## VI. ANÁLISIS

Las decisiones del modelo en relación con las topologías son coherentes, ya que sus elecciones reflejan el estado esperado de las líneas: cero para aquellas en mantenimiento y uno para aquellas que permanecen en servicio. Además, se destaca la congruencia de las respuestas del modelo, evidenciada por la continuidad en los estados de las líneas a lo largo de los periodos

---

evaluados. El cambio en la programación del mantenimiento de la línea El Bote-Sur 1 115 se debe a la variación en el escenario de generación. Esta actualización de la programación se alinea con un rango más amplio de generación de la planta de Betania.

Los valores de generación proporcionados por el modelo exhiben una respuesta adecuada. En líneas generales, se aprecia cómo el modelo formula un despacho que busca contrarrestar las limitaciones impuestas sobre la planta de Amoyá mediante una mayor inyección de potencia proveniente de las unidades de Betania. De manera similar, la generación planificada por el modelo cumple con la demanda de cada periodo, además de asegurar que el flujo de potencia a través de las líneas evaluadas permanezca por debajo de su capacidad nominal. Incluso si la red está degradada debido a mantenimientos, contingencias o ambas situaciones, el despacho generado por el modelo garantiza una operación segura.

## VII. CONCLUSIONES.

El modelo de optimización implementado en Python, a través de la biblioteca Pyomo para optimización y adaptado de las ecuaciones presentadas en [3], cumple adecuadamente con las restricciones programadas. Además, el algoritmo en Python encargado de gestionar el software de simulación PowerFactory arroja resultados satisfactorios al cumplir con éxito su función de extraer los datos de la red modelada en el software de simulación, los cuales son fundamentales para alimentar el modelo.

La implementación del modelo en la subárea del Sistema Interconectado Nacional (SIN) Huila-Tolima fue exitosa. El modelo alcanzó un resultado coherente, debidamente verificado mediante un programa externo. Asimismo, se destacó que el desempeño del modelo es satisfactorio, ya que sus respuestas cumplen con las expectativas relacionadas con la minimización de restricciones de seguridad y el cumplimiento de los criterios de seguridad.

## VIII. RECOMENDACIONES.

El modelo implementado se enfoca exclusivamente en analizar la indisponibilidad de las líneas que constituyen una red eléctrica. Por ende, se sugiere la inclusión de otros elementos

---

comunes en la red del SIN, tales como transformadores tridevanados. Aunque el modelo cuenta con un horizonte de análisis de 24 periodos, es importante señalar que los mantenimientos solicitados al CND podrían exceder este lapso de tiempo. En consecuencia, se recomienda la ampliación del horizonte de análisis a un número mayor de periodos.

Si bien el modelo demuestra un rendimiento satisfactorio al aplicarse en redes aisladas, es crucial destacar que esto no refleja la complejidad de las redes eléctricas reales, las cuales se encuentran interconectadas. El análisis de los intercambios entre estas redes es esencial para garantizar la seguridad de la operación. Por consiguiente, se sugiere explorar la posibilidad de incorporar en el modelo el análisis de los intercambios entre áreas.

## REFERENCIAS

- [1] Colombia, Resolución CREG 025 de 1995
- [2] D. Valdéz Barboza, O. Torres Larrosa and J. Vallejos, "Análisis de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Paraguayo como herramienta de priorización de Obras de Transmisión," 2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), San Juan, Argentina, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939950.
- [3] Paniagua Loaiza, D. M. (2015). Programación óptima de mantenimientos para la reducción de restricciones en generación y aumento de confiabilidad en sistemas de potencia (Tesis de maestría). Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia.
- [4] Camilo, Cristian & Sierra Aguilar, Juan Esteban & López-Lezama, Jesús & Jaramillo Duque, Álvaro & Acevedo, Walter. (2019). Implementation of User Cuts and Linear Sensitivity Factors to Improve the Computational Performance of the Security-Constrained Unit Commitment Problem. *Energies*. 12. 10.3390/en12071399.

## ANEXOS

TABLA II.  
TÉRMINOS PRESENTES EN LAS ECUACIONES DEL MODELO IMPLEMENTADO

<b>Nomenclatura</b>	<b>Naturaleza</b>	<b>Rango</b>	<b>Descripción</b>
<b>Gmax</b>	Variable	$Gcap^{min} \leq Gmax$ $\leq Gcap^{max}$	Generación máxima (en MW) encontrada por el modelo
<b>Gmin</b>	Variable	$Gcap^{min} \leq Gmin$	Generación mínima (en MW) encontrada por el modelo
<b>Gaux</b>	Variable	$Gaux \in \mathbb{R}_+$	Valor de generación (en MW) según el escenario de generación evaluado
<b>F</b>	Variable	$F \in \mathbb{R}$	Flujo en MW de las líneas que conforman la red
<b>P</b>	Variable	$P \in [0,1]$	Indica el final de un mantenimiento
<b>A</b>	Variable	$A \in [0,1]$	Indica el inicio de un mantenimiento
<b>D</b>	parámetro	$D \in \mathbb{R}_+$	Valor de la demanda
<b>a</b>	parámetro	$a \in \mathbb{R}$	PTDF
<b>d</b>	parámetro	$d \in \mathbb{R}$	LODF
<b>M</b>	parámetro	$M \in \mathbb{N}$	
<b>HM</b>	parámetro	$HM \in \mathbb{N}$	Periodos de duración del mantenimiento
<b>Fmax</b>	parámetro	$Fmax \in \mathbb{R}$	Capacidad de flujo en MW por línea
<b><math>\phi</math></b>	parámetro	$0 \leq \phi \leq 1$	
<b>NG</b>	parámetro	$NG \in \mathbb{N}$	Número total de generadores
<b>NC</b>	Parámetro	$NG \in \mathbb{N}$	Número total de topologías
<b>NK</b>	parámetro	$NK \in \mathbb{N}$	Número total de nodos

$Gcap^{max}$	Parámetro	$NG \in \mathbb{R}_+$	Capacidad operativa máxima del generador
$Gcap^{min}$	Parámetro	$NG \in \mathbb{R}_+$	Capacidad operativa mínima del generador
$i$	índice	$1 \leq i \leq NG$	Contador de generadores
$c$	índice	$1 \leq c \leq NC$	Contador de topologías
$t$	índice	$1 \leq t \leq 24,$ $t \in Z$	Contador de periodos
$k$	índice	$1 \leq k \leq NK$	Contador de nodos
$l$	índice	$1 \leq l \leq N_l$	Contador de líneas
$m$	índice		Contador de contingencias
$lm$	índice	$1 \leq lm \leq LM$	Contador de líneas en mantenimiento
$LM$	parámetro	$LM \in N$	Número total de líneas en mantenimiento
$\lambda$	variable	$\lambda \in [0,1]$	Indica el estado (activo o no) de las topologías
$\lambda aux$	Parámetro	$1 \leq \lambda aux \leq$ $2^{LM} + 1,$ $\lambda aux \in Z$	Indica el número de la topología
$P$	Parámetro	$0 \leq P \leq$ $LM - 1,$ $P \in Z$	Indica el peso asociado a cada una de las líneas en mantenimiento.
$X$	Variable	$X \in [0,1]$	Estado de cada línea de la red (activa o no activa)