

**PROGRAMACIÓN ÓPTIMA DE  
MANTENIMIENTOS PARA LA  
REDUCCIÓN DE RESTRICCIONES EN  
GENERACIÓN Y AUMENTO DE  
CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE  
POTENCIA.**

Presentado por  
**DIANA MARCELA PANIAGUA LOIZA**  
Ingeniera Electricista Universidad Nacional sede Medellín

Para optar al título de  
**Magíster en Ingeniería**

Director  
**Ph.D. Diego Adolfo Mejía Giraldo**

**Medellín**  
**Universidad de Antioquia**  
**Facultad de Ingeniería**  
**2015**

*A mis padres y esposo por tanto amor.*

## Tabla de contenido

<b>CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN</b> .....	5
1.1 ÁREAS OPERATIVAS Y DEMANDA .....	5
1.2 RESTRICCIONES EN LA GENERACIÓN .....	7
1.3 PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS .....	10
1.4 OBJETIVOS .....	12
1.5 IMPACTO Y MOTIVACIÓN DE ESTE TRABAJO .....	12
1.6 DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO Y ESTADO DEL ARTE .....	13
<b>CAPITULO 2: MODELADO DE LA RED</b> .....	15
2.1 DESCRIPCIÓN .....	15
2.2 POWER TRANSFER DISTRIBUTION FACTORS (PTDFS).....	16
2.3 OUTAGE DISTRIBUTION FACTORS (LODFS) .....	20
<b>CAPITULO 3: MODELO</b> .....	22
3.1 DEFINICIÓN.....	22
3.2 FUNCIÓN OBJETIVO .....	23
3.3 RESTRICCIÓN TOPOLÓGICA .....	24
3.4 RESTRICCIÓN LIMITES GENERACIÓN MÁXIMA Y MÍNIMA .....	26
3.5 RESTRICCIÓN FLUJO POR CADA UNA DE LAS LÍNEAS PRE-CONTINGENCIA .....	27
3.6 RESTRICCIÓN FLUJO POR CADA UNA DE LAS LÍNEAS POST-CONTINGENCIA .....	27
3.7 RESTRICCIÓN REALIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO .....	28
3.8 RESTRICCIÓN CONTINUIDAD DEL MANTENIMIENTO .....	28
<b>CAPITULO 4: RESULTADOS</b> .....	29
4.1 IMPACTO ECONÓMICO .....	30
4.2 SISTEMA DE 6 BARRAS.....	33
4.3 SISTEMA DE 30 BARRAS.....	38
4.4 SISTEMA DE 55 BARRAS.....	43
4.5 CAMBIO EN LA FUNCIÓN OBJETIVO .....	48

<b><i>CAPITULO 5: CONCLUSIONES</i></b> .....	51
<b><i>CAPITULO 6: TRABAJOS FUTUROS</i></b> .....	51
<b><i>BIBLIOGRAFÍA</i></b> .....	51
<b><i>ANEXO</i></b> .....	54

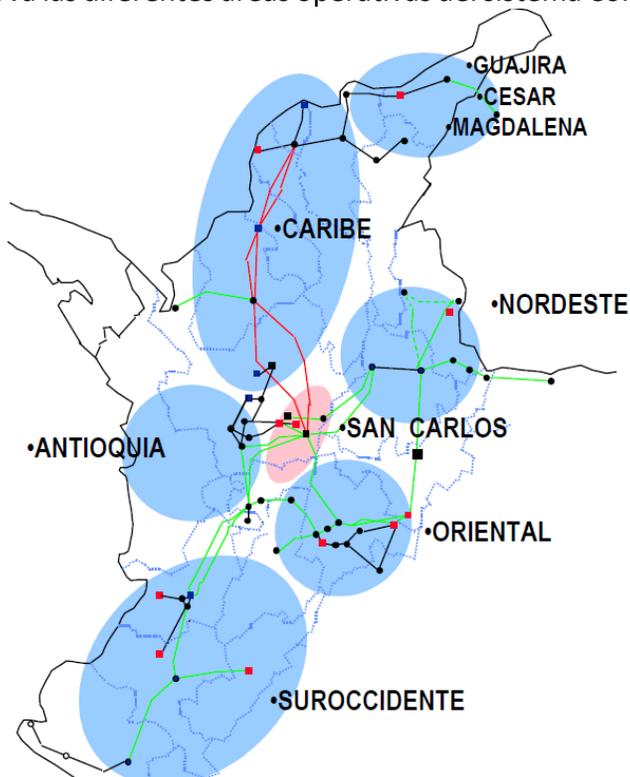
## CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

Este trabajo presenta una estrategia para realizar la programación de mantenimientos de activos de transmisión de sistemas de potencia. El objetivo es ubicar las actividades de mantenimiento en los periodos donde se pueda garantizar: 1) la seguridad del sistema ante contingencias del tipo N-1 y 2) la máxima flexibilidad en los recursos de generación. La metodología propuesta puede convertirse en una herramienta de alta utilidad para operadores de sistemas o ISOs (Operador Independiente del Sistema) puesto que éstos deben programar constantemente las actividades de mantenimiento que los diferentes propietarios solicitan para sus activos garantizando confiabilidad y seguridad en la operación del sistema.

La metodología propuesta se puede implementar en cualquier sistema de potencia. Sin embargo, a lo largo de este documento se hará énfasis en la problemática relacionada al caso colombiano. Por tanto, en este capítulo se realiza una breve descripción de conceptos del mercado eléctrico Colombiano que juegan un papel importante durante la programación de los mantenimientos asociados a los activos de un sistema de potencia.

### 1.1 ÁREAS OPERATIVAS Y DEMANDA

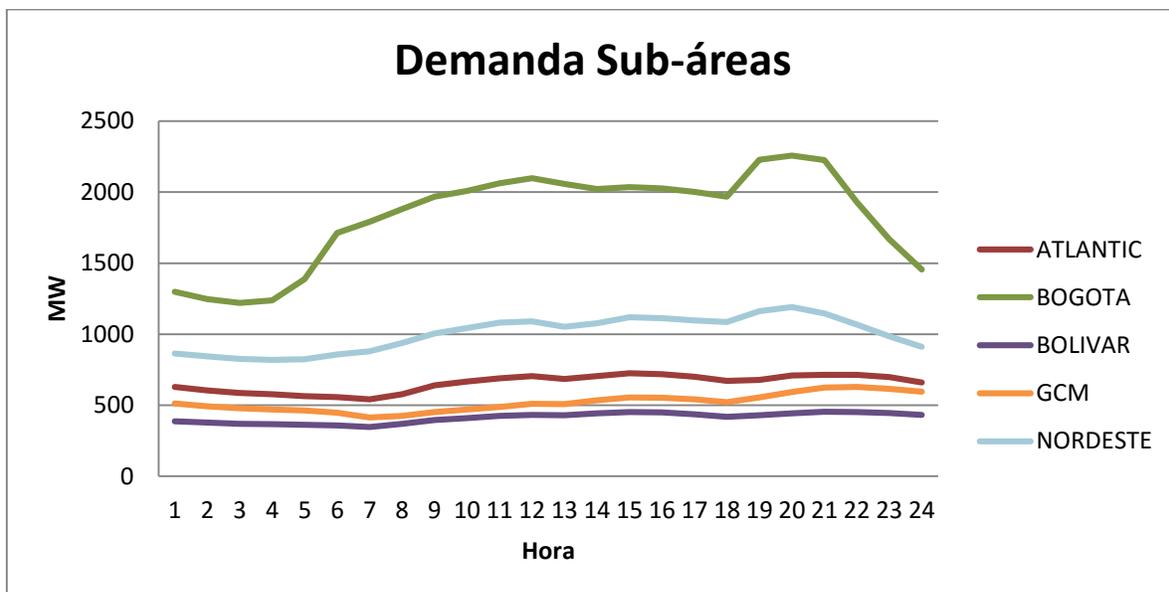
Un área operativa según la definición dada en la regulación Colombiana es “un conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presentan alguna restricción eléctrica que limitan los intercambios con el resto del sistema”.... [1], en la figura CF1 se observa las diferentes áreas operativas del sistema Colombiano según la anterior definición.



### CF1. Sub-áreas Colombia

Las diferentes áreas a su vez están compuestas por sub-áreas las cuales representan alguna restricción eléctrica. Para cada una de estas sub-áreas el perfil de la curva de demanda es diferente ya sea por el tipo de carga (industrial o residencial), por la diferencia cultural, por el clima entre otros factores. En la figura CF2 se aprecia que en un mismo día la curva de la demanda varía para 5 sub-áreas diferentes, lo que implica que cada sub-área deber ser evaluada individualmente y no realizar generalizaciones.

El impacto generado por los mantenimientos de líneas y transformadores dependen del cambio topológico que estos generen en el sistema y de la curva de demanda de la sub-área en la cual se esté ejecutando dichos mantenimientos. Por lo tanto, las recomendaciones asociadas a la ejecución de un mantenimiento de una línea o un transformador varían a lo largo del día según la curva de demanda de la sub-área.



CF2. Curva demanda sub-áreas Colombia

Al momento de programar mantenimientos, la demanda de cada subárea es incierta. Por lo cual, el Centro Nacional de Despacho (CND) usa un pronóstico de demanda para cada una de las sub-áreas. Aunque la demanda no es una variable de decisión del modelo propuesto en este trabajo, ésta si hace parte de la motivación de esta investigación.

La curva de demanda pronosticada puede tener variaciones antes y durante la operación del sistema que podrían agudizar el impacto de un mantenimiento. Los grandes cambios en

el pronóstico de la demanda se dan antes de la operación por ajustes de los agentes; y durante la operación, se dan por eventos no planeados. Por lo tanto, al programar un mantenimiento se debe tener la mayor flexibilidad en la generación de la sub-área para garantizar la seguridad del sistema y/o ejecución del mantenimiento ante cambios de la demanda.

## **1.2 RESTRICCIONES EN LA GENERACIÓN**

Para la operación de los sistemas de potencia se debe tener en cuenta los parámetros de los diferentes activos, ya que la violación a estos parámetros ocasiona daños a los activos y comprometen la seguridad de los sistemas de potencia. La violación a los límites operativos declarados para las líneas y transformadores del sistema se da por la indisponibilidad de activos, diseño de la red eléctrica, demanda y/o generación programada.

La demanda de un sistema de potencia debe ser atendida en cada instante. Generalmente, los operadores o ISOs realizan procesos de despacho para cubrir la demanda a un bajo costo sin violar los límites operativos de los activos del sistema. En Colombia, el CND es la entidad encargada de realizar este proceso mediante un modelo de "Unit Commitment (UC)". El UC se encarga de establecer de la manera más económica qué unidades deben permanecer fuera de servicio y cuáles unidades aportarán al abastecimiento de la demanda en cada hora del día.

Cada ISO tiene sus propias reglas y mecanismos. En el caso de Colombia, el día antes de la operación los generadores del sistema deben ofertar un precio y una disponibilidad de generación (en MW) antes de las 8:00 am [2]. Con esta información el CND realiza la programación de la generación buscando de forma económica garantizar la operación de las líneas y transformadores dentro de los límites declarados en estado pre y post contingencia y la atención de la demanda.

Los límites de transporte por líneas y transformadores son los que, en muchas situaciones, encarecen el costo de la energía. La congestión se observa cuando los flujos alcanzan los máximos permitidos en líneas y transformadores. Como resultado de esto, el modelo de despacho, busca alternativas de generación más costosa para lograr satisfacer la demanda de todo el sistema.

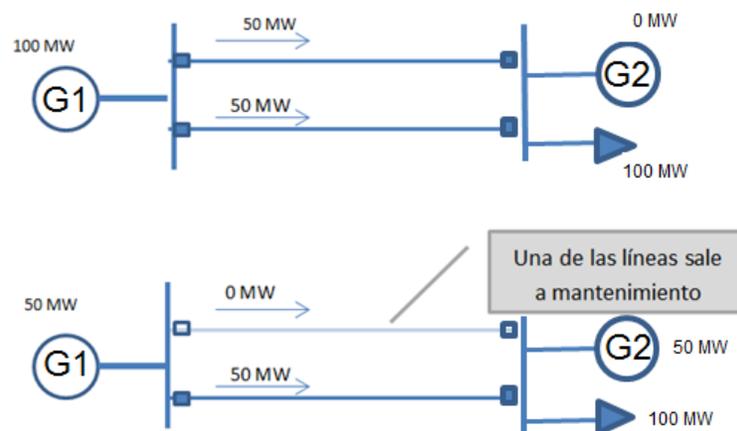
En general, los mantenimientos, las contingencias, y los límites operativos de líneas y transformadores generan restricciones de máxima y de mínima generación en cada uno de los generadores:

- Restricción de máxima generación: Es la limitación de la potencia entregada por un generador al sistema, la cual es inferior a la capacidad máxima del generador.
- Restricción de mínima generación: se requiere para atender demanda o redistribuir los flujos de un sistema y aliviar sobrecargas. Si las líneas que interconectan una sub-

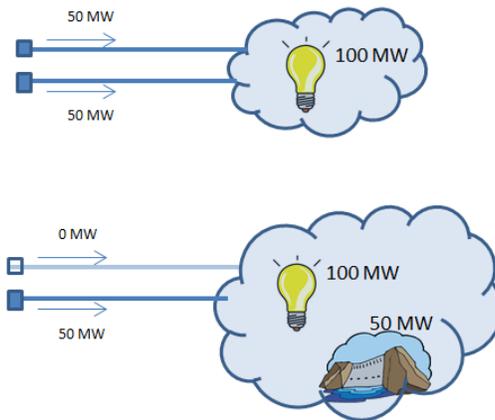
área del sistema con otra fallan o salen a mantenimiento, la cantidad de potencia que se puede importar al área queda limitada. Por lo tanto, es necesario programar en la sub-área afectada una generación mínima para atender la demanda, como se muestra en la figura CF4

Para comprender mejor el concepto de las restricciones y el impacto económico, considere por ejemplo el generador 1 con capacidad de 100 MW que vende su energía a \$1/MWh, y que a su vez está conectado a dos líneas, cada una con una capacidad de 50 MW. Al otro lado de las líneas considere el generador 2 de 100 MW que vende su energía a \$2/MWh y una demanda de 100 MW como se ilustra en la Fig. CF3. El despacho económico en estado pre-contingencia consiste en programar el generador 1 en los 100 MW, en este estado no se dan violaciones a los límites de las líneas y el costo de operación sería de \$100/h. Pero, al presentarse la salida de una de las líneas, sea por mantenimiento o por contingencia, se observa que este despacho produce una violación en los parámetros de la línea en servicio. Por lo tanto, se debe limitar la generación del generador 1 a un máximo de 50 MW, y el generador 2 incrementarse hasta un mínimo de 50 MW de manera que se atienda la demanda de 100 MW. Además de que el costo pasó de \$100/h a \$150/h, la generación del generador 1 se limitó máximo a 50 MW, y la generación requerida del generador 2 es de mínimo 50 MW fruto de los límites operativos de las líneas.

Uno de los objetivos de este trabajo es minimizar las restricciones de generación. Por lo tanto, minimizar las restricciones implica 1) maximizar la máxima generación de los generadores garantizando que se disminuye el atrapamiento de generación en la sub-área; y 2) minimizar la mínima generación de los generadores garantizando que se importe la mayor cantidad de potencia del resto del sistema.



CF3 Restricción Máxima generación



CF4 Restricción Mínima generación

### 1.3 PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS

En la mayoría de mercados eléctricos los propietarios de los activos deben solicitar al operador del sistema la salida de activos por mantenimiento, es potestad del operador aprobar bajo criterios de seguridad las diferentes solicitudes. En el mercado eléctrico español la programación de mantenimientos se rige por la resolución [3], allí en el numeral 3.2.1 se mencionan los diferentes criterios de aprobación en los cuales se mencionan la restricciones en la generación, también en PJM (organización de transmisión de Estado Unidos) se realiza un análisis previo a la ejecución de los mantenimientos [4] y la aprobación y distribución de los mismos dependen de los análisis realizados por medio de sistemas de análisis de redes.

Para garantizar un adecuado funcionamiento y una máxima disponibilidad de los elementos de un sistema de potencia, se deben realizar mantenimientos preventivos y/o correctivos sobre los mismos. En Colombia, cuando se requiere realizar un mantenimiento a alguno de los equipos del sistema interconectado nacional (SIN) se debe solicitar una consignación nacional donde se describa los trabajos a realizar [1]. En Colombia, el número de consignaciones ejecutadas por semana son aproximadamente 200 en promedio. La programación de las mismas se realiza con anterioridad, como se muestra en la siguiente gráfica.



agentes del mercado. Actualmente en Colombia no se tiene un modelo matemático que realice esta distribución de forma rápida y óptima. Sin embargo, en el mercado se encuentran programas comerciales encargados de la simulación y optimización de sistemas de potencia, ejemplos de estos programas son PRISMA, MARS y PLEXOS, los dos primeros son utilizados por diferentes ISOs en Estado Unidos , se basan en simulaciones de Montecarlo para encontrar la seguridad de un área [5], el segundo programa es utilizado en cerca de 34 países alrededor del mundo para la planeación y operación de sistemas de potencia, para la programación de mantenimientos PLEXOS emplea un modelo de programación entera mixta con funcionalidades como “unit commitment”, modelamiento de restricciones y simulaciones de Montecarlo [6] [7].

## **1.4 OBJETIVOS**

### Objetivo general

Determinar la programación óptima de mantenimientos en sistemas de potencia por medio de un modelo de optimización que reduzca las restricciones en generación y garantice el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad.

### Objetivos específicos

1. Proponer un modelo de programación óptima de mantenimientos que garantice la mayor flexibilidad posible en programación de la generación
2. Establecer recomendaciones acerca de la implementación de los criterios de seguridad post-contingencia N-1 de activos de transmisión.
3. Realizar las pruebas al modelo explorando las alternativas que puedan mejorar el tiempo de ejecución.
4. Establecer conclusiones, viabilidad y beneficios de la estrategia propuesta para casos de estudios reales.

## **1.5 IMPACTO Y MOTIVACIÓN DE ESTE TRABAJO**

El proceso de programación de mantenimientos es de alta complejidad y de alta pertinencia en la gestión de sistemas de potencia. Una de las mayores motivaciones al realizar esta investigación es la de aportar una solución preliminar a esta problemática a nivel investigativo y práctico y a partir de ahí, proveer una primera herramienta que pueda ser utilizada por el operador en Colombia.

La implementación de esta herramienta de programación de mantenimientos potencialmente reduciría los costos asociados a la operación del sistema eléctrico. Esto finalmente se traduce en reducción de las tarifas de energía pagadas por los usuarios del sistema.

Por otro lado, los propietarios de los activos involucrados en la ejecución de un mantenimiento tendrían menor probabilidad de que le sean suspendidos los permisos para realizar una determinada actividad por desviaciones en la demanda o en la generación en tiempo real. De tal forma se disminuirían los reprocesos y los sobrecostos asociados a la logística del personal que ejecutan un mantenimiento.

Dada la complejidad en los análisis, contar con una estrategia que ayude a minimizar las restricciones asociadas a un grupo de mantenimientos proporcionaría más agilidad y seguridad a los procesos involucrados en el análisis de mantenimientos. En Colombia, hoy en día, ésta es una tarea con un alto grado de complejidad; y su éxito depende de la experiencia y agilidad del analista para visualizar los periodos, escenarios de generación y demanda que generan menos restricciones al sistema eléctrico.

## **1.6 DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO Y ESTADO DEL ARTE**

En este trabajo se planteará una estrategia para determinar la programación óptima de un conjunto de mantenimientos asociados a un sistema de transmisión mediante un modelo de optimización. El modelo de optimización se implementará considerando las restricciones en la generación asociadas a los mantenimientos, la evaluación de simultaneidades, curva de demanda, y los criterios de confiabilidad y seguridad establecidos en el sistema de transmisión colombiano.

La programación óptima de los mantenimientos en activos de transmisión reduce los costos del sistema y ayuda a prevenir violaciones de seguridad en los sistemas de transmisión. Por tanto, la programación óptima de mantenimiento ha sido objeto de estudio a lo largo de los años.

Uno de los enfoques principales para la programación de los mantenimientos es la incorporación de las restricciones asociadas a la capacidad de transporte de las líneas y transformadores del sistema de potencia. Las referencias [8] [9] [10] [15] describen esta situación, allí se incorporan a la programación de mantenimientos los límites operativos de las líneas de transmisión en estado pre contingencia como restricciones al modelo. En el modelo propuesto en este trabajo se incorporan no solo restricciones pre contingencia si no también post contingencia haciendo un aporte significativo a la literatura asociada a la programación de mantenimientos.

En las metodologías de programación de mantenimientos, la función objetivo está generalmente enfocada en la minimización de costos de los mantenimientos y/o a la maximización de la reserva de energía para la atención de la demanda como se ilustra en las referencias [11], [12], [13], [14] donde se cuenta con el costo asociado a la realización de un mantenimiento en un periodo de tiempo. En Colombia se cuenta con una estructura de mercado donde el costo de los mantenimientos es asumido por cada participante (o agente); y los costos asociados a las restricciones generadas por los mantenimientos son asumidos generalmente por la demanda [15]. El enfoque de este trabajo es ilustrar los beneficios tanto técnicos (aumento de seguridad y flexibilidad) como económicos (reducción de costos) de una adecuada programación de los mantenimientos.

El operador del sistema colombiano es el encargado de realizar la programación de mantenimientos 1 semana antes de la operación del sistema (ver capítulo 1). Por lo tanto, no es posible incluir precios de oferta de generación en el modelo propuesto. Este hecho motivó a plantear una función objetivo que minimice las restricciones de generación del sistema que fueran independientes de los precios de oferta. Esta formulación es precisamente uno de los aportes significativos de este trabajo ya que difiere de las encontradas comúnmente en la bibliografía, donde ese encuentra un punto de operación que minimiza una función de costos como se muestra en [14] [12] [10] [16].

Otra de las ventajas del modelo propuesto es que éste entrega un programa de mantenimientos *seguro* en estado pre y post contingencia. Explícitamente se consideran todas las contingencias N-1 del sistema en todos los periodos para garantizar que la realización de los mantenimientos no deteriore la seguridad del sistema. Además de los programas de mantenimiento, el modelo entrega los límites máximos y mínimos de generación entre los cuales se puede operar el sistema una semana después de la programación. Es decir, al momento de operar el sistema, se tendrá flexibilidad para operar el sistema con despachos de generación dentro de este rango garantizando la seguridad del sistema y la viabilidad de los mantenimientos. Lógicamente, los límites máximos de generación son menores que la capacidad nominal del generador; y los límites mínimos son mayores que los mínimos nominales del generador.

Estos nuevos límites son variables de decisión adicionales que reducen el rango de operación para cada generador. En el capítulo 1 se mencionó que estos límites corresponden a las restricciones de generación. Para garantizar que los criterios de seguridad y viabilidad de mantenimientos se cumplan, se modelan diferentes condiciones operativas para cada generador entre el rango operativo. En particular, se modelan condiciones de máxima y mínima generación, que son los que representan las condiciones operativas extremas. Esta estrategia “le informa” al modelo de programación de

mantenimientos las múltiples condiciones de generación a las que se podría exponer el sistema en la operación.

Dado que el flujo por las líneas en pre y post contingencia depende del estado de las líneas, es decir, si están en mantenimiento o en servicio, se generan no linealidades en el modelo matemático. Estas no linealidades hacen más compleja la optimización del sistema. La solución de este tipo de problemas generalmente se realizan por medio de técnicas metaheurísticas como las presentadas en [12] [11] [16], y métodos de descomposición [8] [14] [17]. El uso del flujo DC para determinar el flujo por las líneas es muy utilizado en el modelamiento de este tipo de problemas por su practicidad ya que garantiza la convergencia y eficacia de los resultados.

El modelo propuesto en este trabajo finalmente se transformó en un problema de programación lineal entera mixta usando metodologías que incorporan nuevas variables para satisfacer restricciones condicionales evitando la no linealidad. Se emplean variables binarias para identificar el estado de la red y las continuas para las variables eléctricas. El modelo matemático es resuelto por CPLEX [18].

## **CAPITULO 2: MODELO DE LA RED**

En este capítulo se hablara del modelamiento de la red en el modelo propuesto.

### **2.1 DESCRIPCIÓN**

Para el modelamiento de la red en este trabajo no se modelaran las restricciones de ángulos, balance nodal y global explícitamente, si no que se usaran los factores de sensibilidad que tienen indexado la topología, el balance global y nodal en términos de la generación y la demanda.

Los factores de sensibilidad es una de las técnicas más usadas para determinar la seguridad de los sistemas eléctricos de potencia pre y post contingencias, en la literatura se encuentran como “Power Transfer Distribution Factors” (PTDFs) y “Line Outage Distribution Factors” (LODFs). Estos indican la variación en flujos de potencia con respecto a inyección en barras arbitrarias y con respecto a la salida de líneas respectivamente. Estos pueden determinarse a partir de las expresiones de flujo de potencia AC en función de tensiones y ángulos del sistema. Lo cual indica que tanto los PTDFs como los LODFs son cantidades que dependen del punto de operación.

Sin embargo, dado que la variación de PTDFs y LODFs con respecto al punto de operación es pequeña, es usual que para determinarlos se emplee la formulación del flujo de potencia DC. En esta formulación solo se consideran los ángulos de las tensiones de cada barra, por lo cual el flujo de potencia activa se expresa típicamente como una función lineal de estos ángulos. Por lo tanto, los PTDF y LODF se pueden obtener para esta versión linealizada del flujo de potencia. Esta simplificación reduce significativamente el costo computacional a la hora de resolver modelos matemáticos que buscan un punto de operación seguro para un sistema de potencia. Por ejemplo, las referencias [19] [20] emplean los PTDFs y LODFs para determinar un punto de generación óptima que cumpla con límites de operación de las líneas.

Son muchos los objetivos que se pueden lograr con los factores de sensibilidad. Por ejemplo, en la referencia [21] los factores de sensibilidad son usados para evaluar la capacidad de transferencia de líneas que interconectan dos regiones. Mientras que en la referencias [22] [23], los factores son usados para determinar la expansión del sistema, en la referencia [24] usan los factores para determinar los lugares geográficos de la red donde se presentan congestiones que afectan a los consumidores y en la referencia [25] se analiza la respuesta de la demanda en un sistema de potencia por medio de los factores de sensibilidad, en todos los la esencia radica en determinar los flujos por las líneas ante cambios en la generación, la demanda o la topología.

Durante la planeación y operación de los sistemas de potencia los factores de sensibilidad juegan un papel importante como se menciona en la referencia [26] y en especial en el análisis de contingencias [27]. Estos factores son ampliamente estudiados y comparados con varios métodos para la verificación de su efectividad, en la referencia [28] mencionan la ganancia computacional y la diferencia de un máximo de 5% en los resultados comparado con otros métodos como el Newton Raphson, la desventaja de usar el flujo DC es que esta metodología no sirve para analizar los colapsos de tensiones tanto en estado pre como post contingencia sin embargo da una buena aproximación en corto tiempo del estado y contingencias críticas del sistema, acercando al operador a un punto de operación seguro.

## **2.2 FACTORES DE DISTRIBUCIÓN DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA (PTDFs)**

Los PTDFs nos indican el delta de cambio de flujo por una línea cuando cambia la inyección en una barra del sistema [29], el factor que relaciona lo anterior está dado por la ecuación TE1.

$$a_{li} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_i} \quad (TE1)$$

Dónde:

$l$ : Índice de la línea

$i$ : índice de Barra

$\Delta f_l$  : cambio en MW en el flujo de la línea  $l$  cuando ocurre un cambio de generación  $\Delta P_i$  en la barra  $i$

$\Delta P_i$  : cambio de generación en la barra  $i$

El cambio de generación  $\Delta P_i$  de la barra  $i$  es balanceado por el generador de referencia para mantener el balance de generación y demanda en el sistema.

El flujo por la línea  $l$  después de un cambio en la generación o demanda en la barra  $i$  está dado por la ecuación TE2. (En caso de ocurrir un cambio en la demanda el signo de  $a_{li}$  se invierte)

$$f_l^n = f_l^0 + a_{li}\Delta P_i \quad (TE2)$$

Dónde:

$f_l^0$  : Flujo por la línea  $l$  antes de ocurrir el cambio de generación o demanda en la barra  $i$ .

Según lo anterior, el flujo por la línea  $l$  ante un escenario de generación y demanda está dado por TE3

$$f_l = \sum_i^{NI} a_{li}(G_i - D_i) \quad (TE3)$$

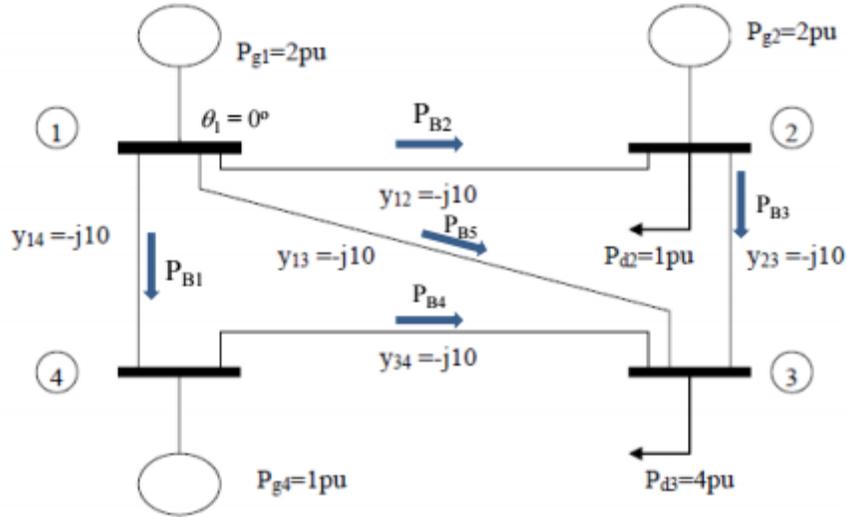
Dónde:

$G_i$  : es la generación de la Barrar  $i$

$D_i$  : es la demanda de la Barra  $i$

Para ejemplificar lo anterior, se procede a calcular los  $a_{li}$  del sistema mostrado en la figura TF1 [30], es decir los cambios de flujo por cada línea ante un cambio de generación o

demanda en cualquiera de las barras del sistema sin calcular flujos de potencia, para esto se aplica la ecuación TE5.



TF1. Sistema 4 barras

Imagen tomada de [30]

$$a_{lk} = DA(B')^{-1}e_k \quad (TE5)$$

Los elementos de la ecuación TE5 se mencionan a continuación:

Matriz  $a_k$  factor:

$$a_{lk} = \begin{pmatrix} a_{1k} \dots \dots \dots a_{1m} \\ a_{2k} \dots \dots \dots a_{2m} \\ a_{3k} \dots \dots \dots a_{3m} \\ a_{4k} \dots \dots \dots a_{4m} \\ a_{5k} \dots \dots \dots a_{5m} \end{pmatrix}$$

Matriz A: Matriz de incidencia línea-nodo

- $A_{ij} = 1$  si la corriente de la línea  $j$  sale del nodo  $i$
- $A_{ij} = -1$  si la corriente de la línea  $j$  entra en el nodo  $i$
- $A_{ij} = 0$  si no hay conexión directa entre el nodo  $i$  y el nodo  $j$

Para el sistema TF1 la Matriz A es :

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & -1 & 0 \end{pmatrix}$$

La matriz  $A$  no incluye el nodo de referencia, es decir el nodo 1.

Matriz  $B'$ : Matriz de flujo de potencia DC obtenida de la Y-Bus (matriz de admitancias)

- Obtener la matriz B-bus del sistema
- Cambiar el signo de los elementos fuera de la diagonal
- Los elementos de la diagonal  $k-k$  es igual al negativo de la suma de los elementos de la fila  $k$  de la matriz B-bus.
- Se elimina la fila y columna de la barra de referencia.

La matriz Bbus se construye de la siguiente manera:

- Los elementos de la diagonal  $k-k$  corresponden a la suma de la admitancia de las líneas conectadas al nodo  $k$ .
- El elemento de la fila  $k$  columna  $i$  es el negativo de la admitancia entre el nodo  $k$  y el nodo  $i$

Para el sistema TF1 la Matriz  $B'$  es :

$$B' = \begin{pmatrix} 20 & -10 & 0 \\ -10 & 30 & -10 \\ 0 & -10 & 20 \end{pmatrix}$$

La matriz  $B$  no incluye el nodo de referencia, es decir el nodo 1.

Matriz  $D$ : Matriz diagonal de las susceptancias de líneas:

- Elementos fuera de la diagonal igual a cero
- Elementos de diagonal  $k-k$  igual a la susceptancia de la línea  $k$

Para el sistema TF1 la Matriz  $D$  es :

$$D = \begin{pmatrix} 10 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 10 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 10 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 10 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 10 \end{pmatrix}$$

La matriz  $e_k$  corresponde a los vectores de inyección. Por ejemplo, si se quiere encontrar el cambio en el flujo de las líneas ante una inyección en el nodo 2 cuyo cambio es asumido por el nodo 3 se tendría el siguiente vector:

$$e = \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Aplicando la ecuación TE5 se obtiene:

$$a_{l23} = \begin{pmatrix} 0.125 \\ -0.375 \\ 0.625 \\ 0.125 \\ 0.25 \end{pmatrix}$$

Es decir el flujo por la línea 1 cambia 0.125 MW por cada 1 MW inyectado en el nodo 2 y asumido por el nodo 3.

Si se quiere encontrar el cambio en el flujo de todas las líneas de la figura TF1 ante una inyección en cualquiera de los nodos cuyo cambio es asumido por el generador de referencia se tendría la siguiente matriz:

$$e = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

### 2.3 FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE CONTINGENCIAS (LODFS)

Los LODFs indican el cambio en el flujo de potencia activa por una línea ante la salida de otra línea [29]. Este factor se expresa en MW de cambio en la línea  $l$  por cada MW que tenía

la línea  $k$  justo antes de estar fuera de servicio. El factor que relaciona lo anterior está dado por la ecuación TE4.

$$d_{lk} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0} \quad (TE4)$$

Dónde:

$\Delta f_l$  : cambio en MW en el flujo por la línea  $l$  después de la contingencia de la línea  $k$

$f_k^0$  : Flujo por la línea  $k$  antes de la contingencia.

Para determinar  $d_{lk}$  es decir el factor de cambio de flujo para la línea  $l$  ante la contingencia de la línea  $k$  se aplica la ecuación TE6.

$$d_{lk} = \frac{1}{x_l} \left( \frac{(X_{in} - X_{im})x_k - (X_{jn} - X_{jm})x_k}{x_k - (X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})} \right)$$

Dónde:

$x_l, x_k$  : son la reactancia de la línea  $l$  y la línea  $k$  respectivamente

$X_{in}$ : Elemento de la fila  $i$  columna  $n$  de la matriz  $X$

$i, j$  : nodos  $i$  y  $j$  de la línea  $l$

$m, n$ : nodos  $i$  y  $j$  de la línea  $k$

Matriz X:

- Invertir la matriz  $B'$
- Ingresar ceros en la columna y fila del generador de referencia

Para el sistema TF1 la Matriz  $X$  es :

$$X = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.0625 & 0.0250 & 0.0125 \\ 0 & 0.0250 & 0.0500 & 0.0250 \\ 0 & 0.0125 & 0.0250 & 0.0625 \end{pmatrix}$$

### ***CAPITULO 3: MODELO***

En este capítulo se muestra el modelo propuesto detallando cada una de las restricciones.

#### **3.1 DEFINICIONES**

##### Índices

***i***: Generador

***l,m***: Línea

***k***: Barra

***c***: Topología

***t***: Periodo

***p***: Escenario

##### Parámetros

***NG*** : Conjunto de generadores

***NC*** : Conjunto de topologías

***NL*** : Conjunto de líneas

***NK***: Conjunto de nodos

***NP***: Conjunto de escenarios

***LN***: Conjunto de líneas que no están en mantenimiento

**LM**: Conjunto de líneas que están en mantenimiento

**T** : Periodo de tiempo (24 horas)

**Fmax<sub>l</sub>** : Capacidad de la línea l

**Gcap<sub>i</sub>** : Capacidad del generador i

**a<sub>lkc</sub>**: PTDF que relaciona el flujo por la línea l dado un cambio en la potencia neta de barra k durante la combinación c. Este factor relaciona el cambio en la demanda o la generación del generador i de la barra k.

**d<sub>lmc</sub>**: LODF que relaciona el flujo por la línea l después de la salida por contingencia de la línea m durante la combinación c

**∅<sub>p</sub>** : Parámetro que indica el escenario de análisis

**HM**: Horas de mantenimiento

### Variables de decisión

*v*

## 3.2 FUNCIÓN OBJETIVO

$$\max \sum_i^{NG} \sum_c^{NC} \sum_t^{24} (Gmax_{ict} - Gmin_{ict}) \quad (ME1)$$

La función objetivo busca maximizar la generación de la sub-área y disminuir los requerimientos mínimos de generación, para esto se modelan condiciones de máxima y mínima generación, que son los que representan las condiciones operativas extremas.

La programación de los mantenimientos debe cumplir con las siguientes restricciones:

## 3.3 RESTRICCIÓN TOPOLÓGICA

La realización de un mantenimiento se traduce en un cambio topológico. Por lo tanto, si se consideran mantenimientos para grupos de 1, 2, 3 flujo de la línea l/no hasta L líneas, el número de topologías posibles está dado por  $2^L - 1$ . La tabla MT1 muestra las posibles topologías

que podrían presentarse cuando  $L$  es igual a 3 y cuando todas las líneas están en operación. El valor de cero indica que la línea está fuera de servicio, y uno en caso contrario.

Topología	X1	XL2	XL3
T1	0	0	0
T2	1	1	1
T3	0	0	1
T4	1	0	0
T5	0	1	0
T6	1	0	1
T7	1	1	0
T8	0	1	1

MT1. Ejemplo Topologías generadas con 3 líneas

Se ha adoptado por calcular indicadores de estado o topología del sistema a partir de los estados individuales de cada línea. Cuando una topología esta activa en una hora del día las demás deben estar inactivas, para esto se plantean las restricciones ME2, ME3 y ME4.

$$\delta_{1t} = 1 - \max(X_{l1t}, X_{l2t}, X_{l3t}) \quad (ME2)$$

Cuando todas las líneas son cero la expresión  $\max(X_{l1t}, X_{l2t}, X_{l3t})$  vale cero y  $\delta_{1t}$  toma el valor de uno, en caso de que alguna de las líneas tome el valor de uno la expresión  $\max(X_{l1t}, X_{l2t}, X_{l3t})$  valdría uno y  $\delta_{1t}$  toma el valor de cero, por lo tanto la restricción ME2 solo se activara cuando todas las líneas estén fuera de servicio.

$$\delta_{2t} = \min(X_{l1t}, X_{l2t}, X_{l3t}) \quad (ME3)$$

$\delta_{2t}$  Vale uno cuando todas las líneas toman el valor de uno en caso contrario valdría cero.

Las topologías 3 a las 8 siguen la siguiente estructura:

$$\delta_{ct} = \min[(1 - \max(\text{Líneas en cero}), \min(\text{Líneas en uno})] \quad (ME4)$$

Por ejemplo para la activación de la topología 6 de la tabla MT1 se tiene:

$$\delta_{6t} = \min[(1 - \max(X_{l2t}), \min(X_{l1t}, X_{l3t})] \quad (ME5)$$

Reemplazando los valores para la topología 6 en ME5 se tiene:

$$\delta_{6t} = \min[(1 - \max(0), \min(1,1)] = \min[1,1] = 1$$

Reemplazando los valores para la topología 5 en ME5 se tiene:

$$\delta_{6t} = \min[(1 - \max(1), \min(0,0))] = \min[0,0] = 0$$

La ecuación ME4 aplicada para cada una de las combinaciones garantiza que solo se active una topología a la vez.

La siguiente tabla muestra el valor de  $\delta_{ct}$  final para 8 topologías.

Topología	$\delta_{1t}$	$\delta_{2t}$
1	$1 - \max(0,0,0) = 1$	$\min(0,0,0) = 0$
2	$1 - \max(1,1,1) = 0$	$\min(1,1,1) = 1$
3	$1 - \max(0,0,1) = 0$	$\min(0,0,1) = 0$
4	$1 - \max(1,0,0) = 0$	$\min(1,0,0) = 0$
5	$1 - \max(0,1,0) = 0$	$\min(0,1,0) = 0$
6	$1 - \max(1,0,1) = 0$	$\min(1,0,1) = 0$
7	$1 - \max(1,1,0) = 0$	$\min(1,1,0) = 0$
8	$1 - \max(0,1,1) = 0$	$\min(0,1,1) = 1$
Topología	$\delta_{5t}$	$\delta_{6t}$
1	$\min[(1 - \max(0,0)), \min(0)] = 0$	$\min[(1 - \max(0)), \min(0,0)] = 0$
2	$\min[(1 - \max(1,1)), \min(1)] = 0$	$\min[(1 - \max(1)), \min(1,1)] = 0$
3	$\min[(1 - \max(0,1)), \min(0)] = 0$	$\min[(1 - \max(0)), \min(0,1)] = 0$
4	$\min[(1 - \max(1,0)), \min(0)] = 0$	$\min[(1 - \max(0)), \min(1,0)] = 0$
5	$\min[(1 - \max(0,0)), \min(1)] = 1$	$\min[(1 - \max(1)), \min(0,0)] = 0$
6	$\min[(1 - \max(1,1)), \min(0)] = 0$	$\min[(1 - \max(0)), \min(1,1)] = 1$
7	$\min[(1 - \max(1,0)), \min(1)] = 0$	$\min[(1 - \max(1)), \min(1,0)] = 0$
8	$\min[(1 - \max(0,1)), \min(1)] = 0$	$\min[(1 - \max(1)), \min(0,1)] = 0$
Topología	$\delta_{3t}$	$\delta_{4t}$
1	$\min[(1 - \max(0,0)), \min(0)] = 0$	$\min[(1 - \max(0,0)), \min(0)] = 0$
2	$\min[(1 - \max(1,1)), \min(1)] = 0$	$\min[(1 - \max(1,1)), \min(1)] = 0$
3	$\min[(1 - \max(0,0)), \min(1)] = 1$	$\min[(1 - \max(1,0)), \min(0)] = 0$
4	$\min[(1 - \max(1,0)), \min(0)] = 0$	$\min[(1 - \max(0,0)), \min(1)] = 1$
5	$\min[(1 - \max(0,1)), \min(0)] = 0$	$\min[(1 - \max(0,1)), \min(0)] = 0$
6	$\min[(1 - \max(1,0)), \min(1)] = 0$	$\min[(1 - \max(1,0)), \min(1)] = 0$
7	$\min[(1 - \max(1,1)), \min(0)] = 0$	$\min[(1 - \max(0,1)), \min(1)] = 0$
8	$\min[(1 - \max(0,1)), \min(1)] = 0$	$\min[(1 - \max(1,1)), \min(0)] = 0$
Topología	$\delta_{7t}$	$\delta_{8t}$
1	$\min[(1 - \max(0)), \min(0,0)] = 0$	$\min[(1 - \max(0)), \min(0,0)] = 0$
2	$\min[(1 - \max(1)), \min(1,1)] = 0$	$\min[(1 - \max(1)), \min(1,1)] = 0$
3	$\min[(1 - \max(1)), \min(0,0)] = 0$	$\min[(1 - \max(0)), \min(0,1)] = 0$
4	$\min[(1 - \max(0)), \min(1,0)] = 0$	$\min[(1 - \max(1)), \min(0,0)] = 0$
5	$\min[(1 - \max(0)), \min(0,1)] = 0$	$\min[(1 - \max(0)), \min(1,0)] = 0$
6	$\min[(1 - \max(1)), \min(1,0)] = 0$	$\min[(1 - \max(1)), \min(0,1)] = 0$
7	$\min[(1 - \max(0)), \min(1,1)] = 1$	$\min[(1 - \max(1)), \min(1,0)] = 0$

8	$\min[(1-\max(1)),\min(0,1)]=0$	$\min[(1-\max(0)),\min(1,1)]=1$
---	---------------------------------	---------------------------------

M2T. Ejemplo restricciones para 8 topológicas

### 3.4 RESTRICCIÓN LIMITES GENERACIÓN MÁXIMA Y MÍNIMA

Las siguientes ecuaciones generan una dependencia entre las variables de decisión  $Gmax_{ict}$ ,  $Gmin_{ict}$  y  $\delta_{ct}$ .

$Gmax_{ict}$  y  $Gmin_{ict}$  tendrán un valor diferente de cero solo cuando una topología este activa y dicho valor estará entre cero y el máximo valor del generador  $i$ .

$$Gmax_{ict} \leq Gcap_i * \delta_{ct} \tag{ME6}$$

$$Gmax_{ict} \geq 0$$

$$\forall c \in NC, i \in NG, t \in T$$

$$Gmin_{ict} \leq Gmin_i * \delta_{ct} \tag{ME6.1}$$

$$Gmin_{ict} \geq 0$$

$$\forall c \in NC, i \in NG,$$

$$t \in T$$

$$Gmax_{ict} \leq Gmin_i \tag{ME6.2}$$

$$\forall c \in NC, i \in NG, t \in T$$

### 3.5 RESTRICCIÓN FLUJO POR CADA UNA DE LAS LÍNEAS PRE-CONTINGENCIA

La función que determina el programa de generación para cada generador en el modelo planteado está dada por:

$$G_i = \varphi_{ip} G_i^{max} + (1 - \varphi_{ip}) G_i^{min} \quad \forall i \text{ en Generadores, } p \text{ en Escenarios}$$

En el escenario donde todos los generadores están programados al menor valor posible  $\varphi_{ip} = 0$  y en el escenario donde todos los generadores están programados al máximo valor  $\varphi_{ip} = 1$  para cada generador, valores entre 0 y 1 de  $\varphi_{ip}$  modelan escenarios de generación que se encuentran dentro de los límites  $G_{max_{ict}}$ , y  $G_{min_{ict}}$

La restricción ME7 determina el flujo de cada línea para cada una de las horas del día y para cada escenario, para el cálculo de los flujos se utilizan los PDTF.

Las expresiones  $(\varphi_{ip} * G_{max_{ict}} + (1 - \varphi_{ip}) * G_{min_{ict}})$  y  $(D_{kt} * \delta_{ct})$  toman un valor diferente de cero solo cuando se encuentra activa una topología.

$$F_{ltp} = \sum_i^{NG} \sum_c^{NC} a_{lic} \left( (\varphi_{ip} * G_{max_{ict}} + (1 - \varphi_{ip}) * G_{min_{ict}}) - (D_{kt} * \delta_{ct}) \right) \quad (ME7)$$

$$\forall l \in NL, t \in T, p \in NP$$

$$F_{ltp} \geq -F_{max_l} ; \quad F_{ltp} \leq F_{max_l} \quad (ME8)$$

$$\forall l \in NL, \quad t \in T, \quad p \in NP$$

### 3.6 RESTRICCIÓN FLUJO POR CADA UNA DE LAS LÍNEAS POST-CONTINGENCIA

Cuando  $\delta_{ct}$  es igual 1 las restricciones ME8 y ME9 hacen que el flujo de la línea  $l$  no superará su capacidad al ocurrir la salida por contingencia de la línea  $m$ , en el caso que  $\delta_{ct}$  tome el valor de cero el flujo de la línea  $l$  al ocurrir la salida por contingencia de la línea  $m$  tendrá una holgura  $M$  el cual debe ser superior a todas las capacidades máximas de las líneas tal que esta restricción no será una limitante para el modelo. El valor de  $M$  dependerá de las magnitudes del sistema que se esté analizando, de tal forma que se garantice una relajación de las restricciones ME8 y ME9.

Esta restricción se plantea así para eliminar las no linealidades que se presentan en el modelamiento al representar las diferentes topologías del sistema.

El cambio de flujo de la línea  $l$  ante la salida por contingencia de la línea  $m$  se determina por medio de los LODF. Matemáticamente se tiene:

$$F_{ltp} + d_{lmc}F_{mtp} - Fmax_l \leq (1 - \delta_{ct}) * M \quad (ME8)$$

$$F_{ltp} + d_{lmc}F_{mtp} + Fmax_l \geq -(1 - \delta_{ct}) * M \quad (ME9)$$

$$\forall l \in NL, m \in NL, t \in T, p \in NP, c \in NC$$

### 3.7 RESTRICCIÓN REALIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO

Cuando se programa un mantenimiento este se debe realizar durante el día, con las restricciones ME10 y ME11 [14] [17] se garantiza que los mantenimientos se realicen y que solo estén en mantenimiento las líneas que se desean. La cantidad de periodos se ajustan según la necesidad, para nuestro caso de análisis se considera que cada línea a la cual se le va a realizar un mantenimiento esté fuera de servicio por  $HM$  horas, lo que equivale a decir que estarán en servicio durante  $24-HM$  horas, es decir que su estado será 1 durante 20 horas del día.

$$\sum_t^T X_{lt} = 24 - HM \quad \forall \quad l \in LM, \quad (M10)$$

$$\sum_t^T X_{lt} = 24 \quad \forall \quad l \neq LN \quad (M11)$$

### 3.8 RESTRICCIÓN CONTINUIDAD DEL MANTENIMIENTO

Las  $HM$  horas en las que las líneas seleccionadas estarán en mantenimiento deben ser continuas. Este es un requisito para la minimización de maniobras, minimización de costos operativos, y conveniencia del agente.

Se modelan dos tipos de variables binarias adicionales:  $A_{lt}$  y  $P_{lt}$ , las cuales indican cuando inicia y cuando finaliza un mantenimiento. Por ejemplo, suponga que el estado de una línea es cero en la hora tres y uno en al hora dos, si se reemplaza en M12 esta condición se tendría  $P_{lt} - A_{lt} = 0 - 1$ , por lo tanto para cumplir esta igualdad  $P_{l3}=0$  y  $A_{l3}=1$ , indicando el inicio del mantenimiento en el periodo 3. Ahora suponga que en la hora 1 y 2 el estado de la misma línea es 0, reemplazando en M12 se tendría  $P_{2t} - A_{2t} = 0 - 0$ , para satisfacer

esta última igualdad los valores de  $P_{lt}$  y  $A_{lt}$  deben ser iguales, por M13 solo se tiene un arranque por día por lo tanto  $P_{lt}$  y  $A_{lt}$  toman el valor de cero.

Las ecuaciones ME12, ME13 y ME14 garantizan dicha continuidad.

$$P_{lt} - A_{lt} = X_{lt} - X_{lt-1} \quad (M12)$$

$$\forall l \in LM$$

$$\sum_t^T A_{lt} \leq 1 \quad \forall l \in LM \quad (M13)$$

$$\sum_t^T P_{lt} \leq 1 \quad \forall l \in LM \quad (M14)$$

Una consideración importante es que dentro de las restricciones no es necesario incluir la restricción de balance de generación y demanda si la barra *slack* del sistema con el que se calcularon los PTFD y LODF se encuentra fuera de la sub-área, o si se encuentra en la misma barra donde se considera la conexión con el resto del sistema. En caso contrario es necesario incluirla dicha restricción. Se presenta a continuación:

$$\sum_i^{NG} \sum_c^{NC} (\Phi_{ip} * Gmax_{ict} + (1 - \Phi_{ip}) * Gmin_{ict}) = \sum_d^{ND} D_{dt} \quad (ME16)$$

$$\forall t \in T, p \in NP$$

## **CAPITULO 4: RESULTADOS**

En la primera parte de este capítulo se ilustra por medio de un ejemplo el impacto económico que tendría el mover un mantenimiento en el sistema eléctrico Colombiano.

En la segunda parte de este capítulo se plasman los resultados obtenidos al aplicar el modelo a 3 sistemas: sistema de 6 barras, sistema de 30 barras y sistema de 55 barras. El objetivo es encontrar: 1) los programas de mantenimientos para las consignaciones recibidas, y 2) los valores máximos y mínimos (rangos) en los que pueden salir programados cada uno de los generadores para cada hora del día. Para esto, se minimizan las restricciones de la sub-área garantizando los criterios de seguridad N-1. Una situación

deseada en cada caso para cada generador es que su generación mínima requerida sea lo más cercana posible a su mínimo técnico; y que su generación máxima permitida sea lo más cercana posible a su máxima capacidad.

#### 4.1 IMPACTO ECONÓMICO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Para ilustrar el impacto económico se tomó una sub-área Atlántico del país la cual cuenta con 4 recursos de generación R1, R2, R3 y R4 con capacidades de 150, 450, 790 y 60 MW respectivamente. Un recurso de generación corresponde a un conjunto de unidades de generación de un mismo propietario y que tienen relación entre sí.

El ejercicio consistió en distribuir el mantenimiento de tres líneas; a lo largo del día (24 horas) en forma aleatoria para así mostrar el impacto económico de un cambio en la distribución y validar las restricciones tal y como se hace en el proceso de programación de mantenimientos, las validaciones se realizan por medio del aplicativo PowerFactory DigSilent, los resultados se muestran en las siguientes tablas.

Las líneas a distribuir son:

L1= Tebsa-Sabana III

L2= Oasis-Termoflores II

L3= Malambo

El color amarillo indica una generación mínima requerida del recurso, el color naranja indica una máxima generación permitida para el recurso y el color rojo indica que no es posible cubrir todas las N-1 bajo ningún escenario de generación.

##### Distribución 1:

Periodo	R1 Min	R1 Max	R2 Min	R2 Max	R3 Min	R3 Max	R4 Min	R4 Max
---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

6						570		0	Tebsa-Sabana III
7						600		0	
8						600		0	
9						630		0	

11		0	300	300	100	500		0	Oasis-Termoflores II
----	--	---	-----	-----	-----	-----	--	---	----------------------

<b>12</b>	NF							
<b>13</b>	NF							
<b>14</b>	NF							

<b>20</b>		0	450		420	600		0	Malambo
<b>21</b>		0	450		420	600		0	
<b>22</b>		0	450		400	600		0	
<b>23</b>		0	450		400	600		0	

RTE1. Tabla resultados sensibilidad caso Colombiano distribución 1

En esta distribución la línea 1 está en mantenimiento entre la hora 1 y la hora 9, la línea 2 entre la hora 11 y la hora 14, y la línea 3 entre la hora 20 y la hora 23.

En esta distribución durante el mantenimiento de la línea L2, el flujo de carga suministrado por el PowerFactory DigSilent [31] ante los posibles escenarios de generación muestra que no es factible (NF) garantizar la seguridad del sistema de entre las horas 12 y 14 en estado pre contingencia, dando como resultado un racionamiento de 20 MW.

En la tabla anterior se aprecia que al estar la línea L3 en mantenimiento de la hora 20 a la 23 se generan altas restricciones sobre el recurso R3, ya que se requiere por seguridad un mínimo de generación de 450 MW. Este valor es igual a su máxima capacidad; es importante mencionar que cualquier desviación de su generación comprometería la seguridad de la sub-área.

Distribución 2:

<b>Periodo</b>	<b>R1 Min</b>	<b>R1 Max</b>	<b>R2 Min</b>	<b>R2 Max</b>	<b>R3 Min</b>	<b>R3 Max</b>	<b>R4 Min</b>	<b>R4 Max</b>
----------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

<b>8</b>		104		360	520		30	55	Oasis-Termoflores II
<b>9</b>		104		360	520		30	55	
<b>10</b>		0	300	300	400			0	
<b>11</b>		0	300	300	400			0	

<b>12</b>		120			400	670		0	Tebesa-Sabana III
<b>13</b>		120			400	600		0	
<b>14</b>		120			400	600		0	
<b>15</b>		120			400	600		0	

<b>20</b>		0	450		420	600		0	Malambo
<b>21</b>		0	450		420	600		0	
<b>22</b>		0	450		400	600		0	
<b>23</b>		0	450		400	600		0	

RTE2. Tabla resultados sensibilidad caso Colombiano distribución 2

En esta distribución la línea L2 está en mantenimiento de la hora 8 a la hora 11, la línea L1 de la hora 12 a la hora 14 y la línea L3 de la hora 20 a la hora 23., En esta distribución se observa que es posible garantizar la seguridad en estado pre y post contingencia de la sub-área, las restricciones asociadas sobre al recurso R3 se mantienen y aparece un máximo valor permitido de generación para el recurso R2.

Distribución 3:

Periodo	R1 Min	R1 Max	R2 Min	R2 Max	R3 Min	R3 Max	R4 Min	R4 Max
---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

<b>8</b>		104		360	520		30	55	Oasis-Termoflores II
<b>9</b>		104		360	520		30	55	
<b>10</b>		0	300	300	400			0	
<b>11</b>		0	300	300	400			0	

<b>20</b>		0	450	450	400	600	392	600	Malambo + Tebsa-Sabana III
<b>21</b>		0	450	450	400	600	392	600	
<b>22</b>		0	450	450	400	600	392	600	
<b>23</b>		0	450	450	400	600	392	600	

RTE3. Tabla resultados sensibilidad caso Colombiano distribución 3

En esta distribución la línea L1 y la línea L3 están en mantenimiento de manera simultánea de la hora 20 a la hora 23, y la línea L2 está en mantenimiento de la hora 8 a la hora 11. En esta distribución es posible cubrir la seguridad del sistema en estado pre y post contingencia. Las restricciones sobre el recurso R2 disminuyen respecto a la distribución anterior, además disminuyen las restricciones a lo largo del día.

Para determinar el costo de cada distribución se ingresan al modelo de optimización del despacho económico las restricciones asociadas a los generadores. El despacho resultante es programar a los generadores en orden de mérito según la oferta realizada, para este análisis se consideraron los precios de oferta del 24 de mayo de 2015.

Los resultados del sobrecosto de operación se muestran a continuación:

Escenario	Racionamiento MW	Sobrecosto \$
Base	0	\$ -
1	20	\$ 1,047,988,291.00
2	0	\$ 657,634,928.00
3	0	\$ 656,892,129.00

RTE4. Tabla valor del despacho programado con las seguridades asociadas a cada distribución

De los resultados anteriores se pueden concluir que al realizar cambios en la distribución de los mantenimientos se genera un impacto económico y de seguridad sobre el sistema, además ilustra como las restricciones varían por periodo y para cada distribución significativamente. En conclusión la distribución 3 no solo logra cubrir todas las contingencias N-1 del sistema sino que también es la opción más económica de las tres, por lo cual aumenta la economía y seguridad del sistema de potencia, al aplicar el programa de optimización a un sistema como el mostrado se puede obtener una opción más económica y segura como se mostrara más adelante.

## 4.2 SISTEMA DE 6 BARRAS

El sistema de la figura RF1 [32] consiste en 6 barras, 3 generadores, 11 líneas y 3 cargas, los datos de cada uno de estos elementos se encuentran en las tablas RT1, RT2 y RF2.

El generador ubicado en la barra 4 representa la conexión del sistema con otro, es decir representa la conexión de una sub-área con el resto del sistema eléctrico. Este generador es el encargado de mantener el balance entre la generación y la demanda, es decir, simula la exportación o importación de la sub-área.

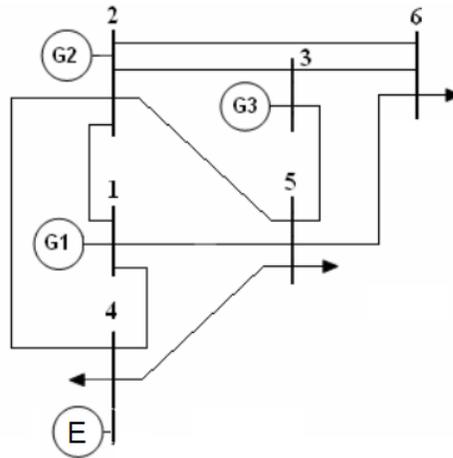


Figura RF1. Sistema de prueba de 6 barras

Imagen tomada de [32]

Generador	Pg min	Pg max
G1	0	120
G2	0	200
G3	0	110
G4	-350	350

Tabla RT1.Datos Generación

Línea	nodoi	nodoj	Reactancia	Limite (MW)
B1B2	B1	B2	0.2	40
B1B4	B1	B4	0.1	70
B1B5	B1	B5	0.1	80
B2B3	B2	B3	0.2	40
B2B4	B2	B4	0.1	80
B2B5	B2	B5	0.3	50
B2B6	B2	B6	0.2	80
B3B5	B3	B5	0.2	70
B3B6	B3	B6	0.2	80
B4B5	B4	B5	0.4	50
B5B6	B5	B6	0.3	40

### Tabla RT2.Datos Líneas

Para este sistema se analiza la programación de los mantenimientos de las líneas B1B2, B1B5 y B3B6 durante un horizonte de 24 horas. Cada línea debe estar fuera de servicio durante  $HM=4$  horas seguidas. La demanda a satisfacer en cada barra se ilustra en la Fig. RF2.,

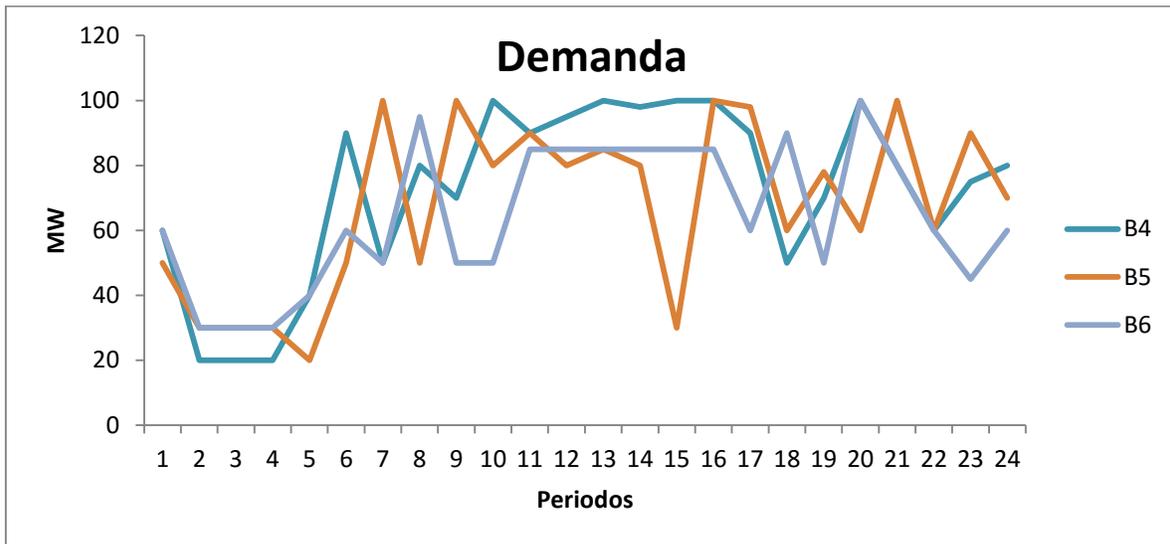


Figura RF2.Demanda para cada barra durante las 24 horas del día

En este caso, se evalúan los casos extremos, es decir, donde la sub-área es importadora (todos los generadores en el menor valor posible) y donde la sub-área es exportadora (todos los generadores en el mayor valor posible).

De la figura RF1 se observa que al realizar el mantenimiento simultáneo de las líneas B1B2 y la línea B1B5 la capacidad de generación del generador 1 quedaría limitada a la capacidad de la línea B1B4 y ante la contingencia de esta línea quedaría aislado del sistema. Por lo tanto, realizar el mantenimiento de ambas líneas por separado es la mejor opción. Esto es lo indican los resultados a continuación.

La grafica RF3 muestra el resultado de la simulación, allí se muestra que los mantenimientos de las líneas B1B5 y B3B6 deben programarse simultáneamente entre la hora 2 y la hora 5. Y que el mantenimiento de la línea B1B2 debe realizarse entre la hora 19 y la hora 22.

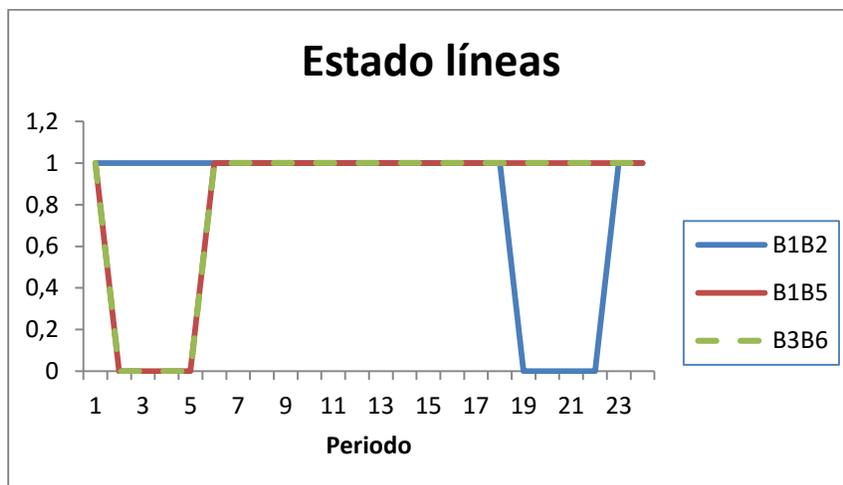
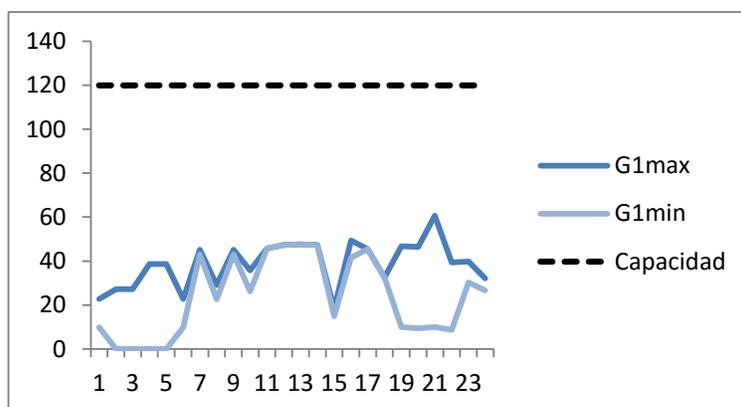
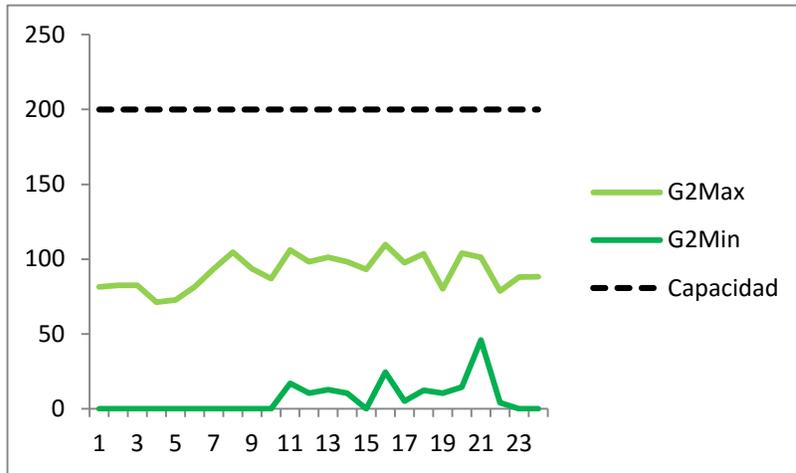


Figura RF3.Estado de las líneas en Mantenimiento

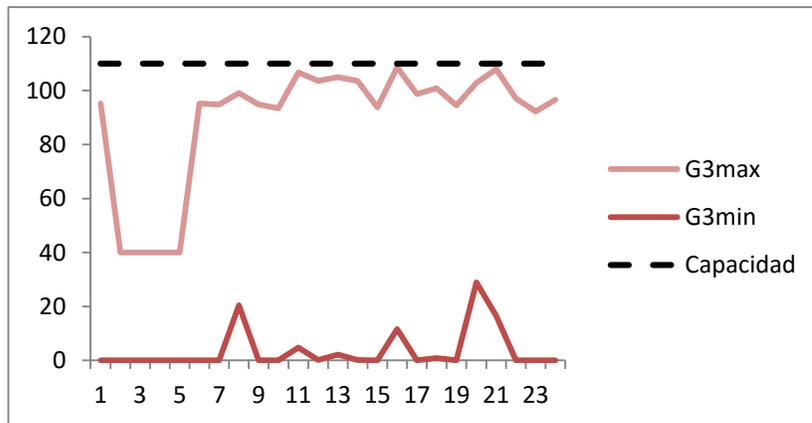
Las mayores restricciones a lo largo del día se presentan en el generador 1 como se observa en las figuras RF4, RF5 y RF6 , lo que significa que este generador sin importar su precio tendrá limitaciones en la generación programada que dependerá de los otros generadores y su programa de generación incurrirá en un aumento de costos del sistema.



RF4. Restricciones G1



RF5. Restricciones G2



RF6. Restricciones G3

Si no existieran las restricciones de transporte de las líneas, los generadores saldrían a su máxima capacidad en el escenario de máxima generación y saldrían apagados en el escenario de mínima generación, allí se tendría un valor de la función objetivo de 10320 que corresponde a la suma de los rangos de generación. El valor de la función objetivo para este caso analizado anteriormente es de 4450.135 MW, es decir que se presenta una restricción del 56% en la generación de la sub-área. Si se realizara una programación aleatoria y se determinaran las restricciones sobre la generación, se debería encontrar un valor de la función objetivo menor al anterior. Para realizar esta prueba, se parte de un programa de mantenimientos arbitrario como se muestra en la figura RF7, el estado de las líneas es ingresado como parámetro al modelo propuesto, la función objetivo para este caso

es de 4443.31 MW. Esto demuestra que cambios en la programación dada inicialmente aumentan las restricciones en el sistema.

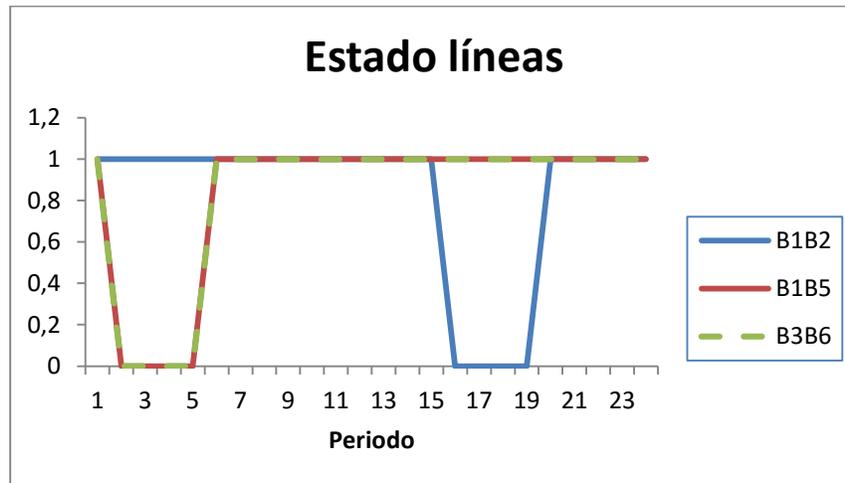


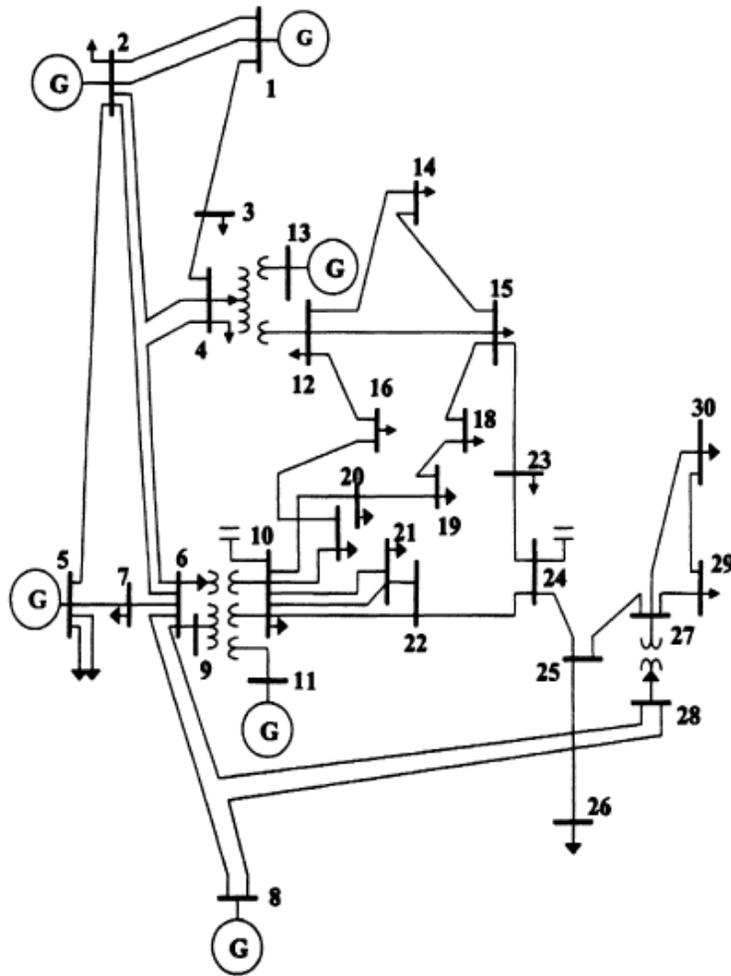
Figura RF7. Estado de las líneas en Mantenimiento

### 4.3 SISTEMA DE 30 BARRAS IEEE30

Este caso está compuesto por 30 barras, 41 líneas y 6 generadores como se muestra en la figura RF8 [33].

Para el análisis se consideró la barra 1 como la conexión de la sub-área al resto del sistema. Por lo tanto, el generador uno será el encargado de mantener el balance entre la generación y la demanda, y la función objetivo se enfocará en minimizar las restricciones de los otros 5 generadores restantes.

La curva de demanda para los 24 periodos se muestra en las figuras FR9, los límites de los generadores y características de las líneas se pueden encontrar en las tablas RT3 y RT4.



RF8.Sistema IEEE 30 barras

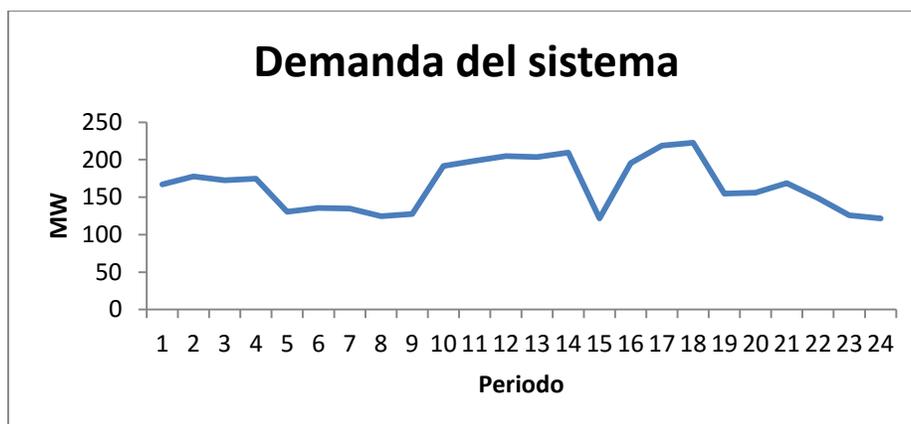
Imagen tomada de [33]

Generador	Barra	Mínimo	Máximo
G1	B2	0	80
G2	B5	0	70
G3	B8	0	35
G4	B11	0	35
G5	B13	0	50
GE	B1	-200	200

RT3. Datos Generadores sistema 30 barras

Líneas	X	MW máximos	Líneas	X	MW máximos
L12	0.0575	130	L1518	0.2185	16
L13	0.1652	130	L1819	0.1292	16
L24	0.1737	65	L1920	0.068	32
L34	0.0379	130	L1020	0.209	32
L25	0.1983	130	L1017	0.0845	32
L26	0.1763	65	L1021	0.0749	32
L46	0.0414	90	L1022	0.1499	32
L57	0.116	70	L2122	0.0236	32
L67	0.082	130	L1523	0.202	16
L68	0.042	32	L2224	0.179	16
L69	0.208	65	L2324	0.27	16
L610	0.556	32	L2425	0.3292	16
L911	0.208	65	L2526	0.38	16
L910	0.11	65	L2527	0.2087	16
L412	0.256	65	L2827	0.396	65
L1213	0.14	65	L2729	0.4153	16
L1214	0.2559	32	L2730	0.6027	16
L1215	0.1304	32	L2930	0.4533	16
L1216	0.1987	32	L828	0.2	32
L1415	0.1997	16	L628	0.0599	32
L1617	0.1923	16			

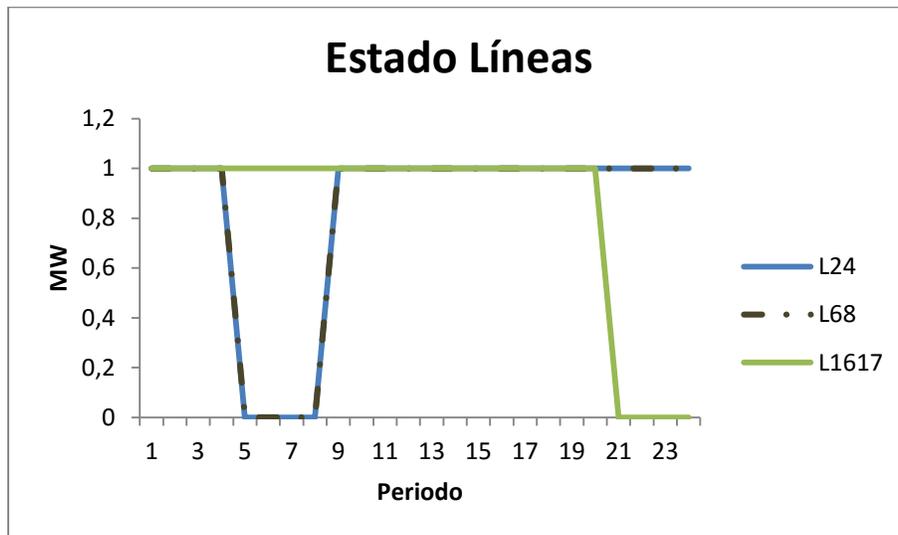
RT4. Datos Líneas IEEE30



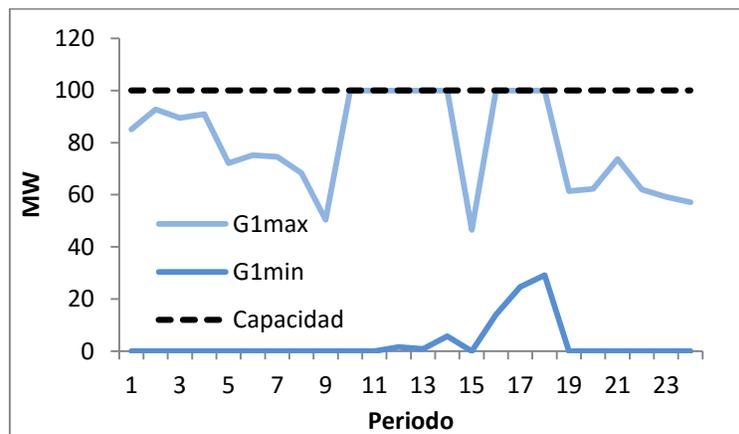
RF9. Curva Demanda sistema

### Resultados:

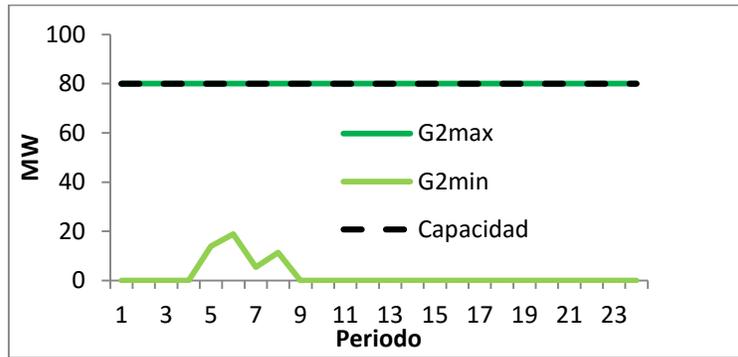
Para este análisis se eliminaron las contingencias de las líneas que alimentan cargas radiales puesto que éstas solo se remedian con proyectos de expansión y su impacto recae sobre la carga que alimentan. Las contingencias N-1 que impliquen la salida de un generador también fueron eliminadas del análisis ya que las contingencias de generadores están por fuera del alcance de este trabajo.



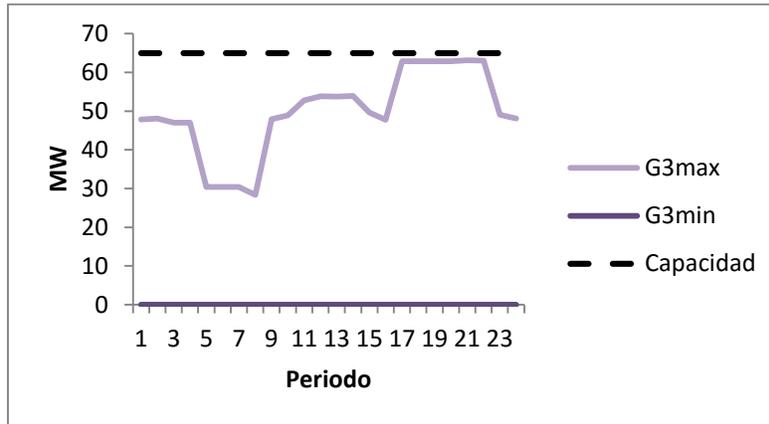
RF10.Estado Líneas



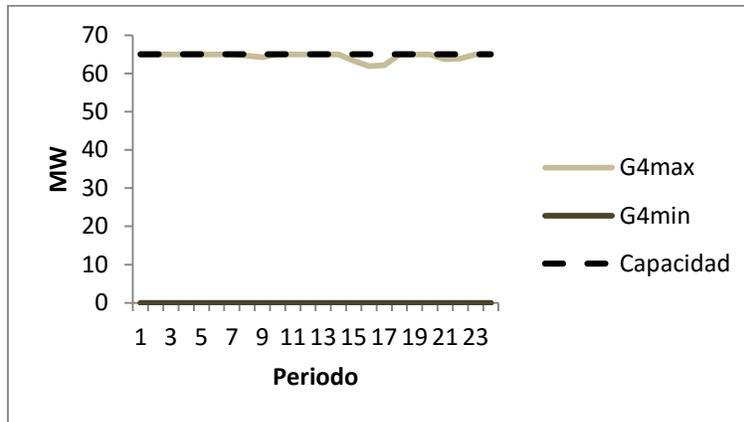
F11. Restricciones G1



RF12. Restricciones G2



RF13. Restricciones G3

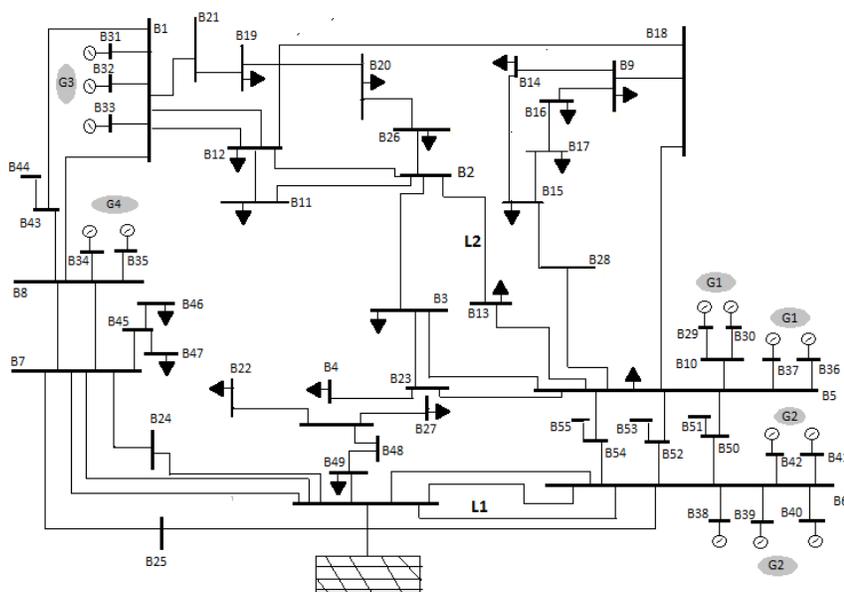


RF14. Restricciones G4

Los generadores G1 y G3 son los que presentan más altas restricciones en el escenario de máxima generación, por lo tanto si este escenario se presenta en tiempo real el sobrecosto del sistema se incrementa de forma proporcional a la oferta de estos generadores.

Para este caso la función objetivo es de 7902.52 MW es decir se presenta un restricción del 13.3 % de la generación de la subárea.

#### 4.4 SISTEMA DE 55 BARRAS TOMADO DEL SISTEMA COLOMBIANO



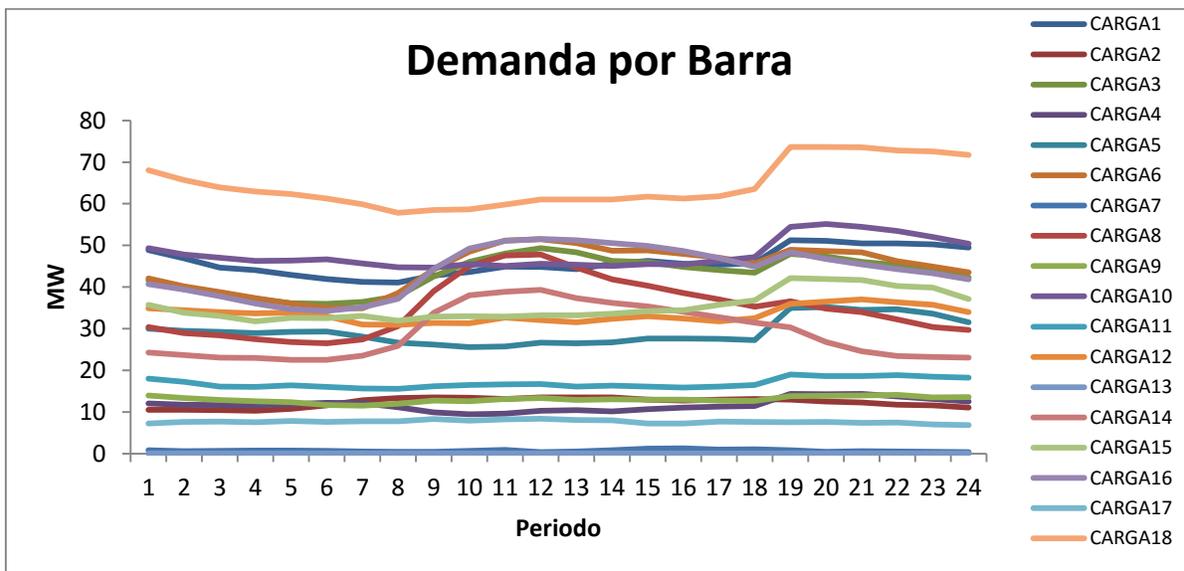
RF15. Sistema 55 barras

Este sistema corresponde a una sub-área del sistema colombiano. Después de realizar una reducción de la red mediante simplificación de subestaciones, se tiene un sistema que de 55 Barras, 21 cargas, 33 líneas (incluyendo los transformadores), y 14 unidades de generación.

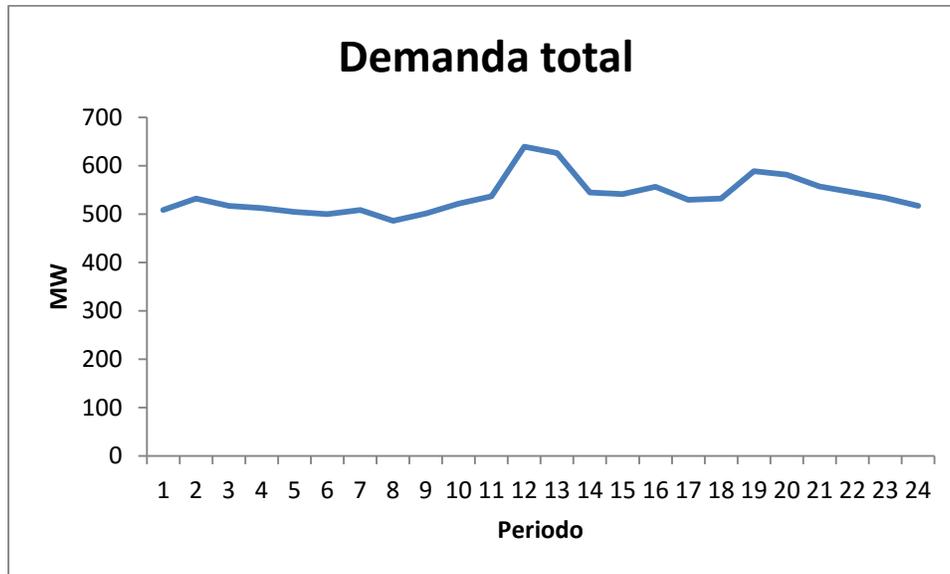
Las unidades de generación se agrupan según su punto de inyección al sistema, es decir las unidades que inyectan generación desde una misma barra se representan como un recurso de generación.

Las gráficas RF16 y RF17 corresponden a la demanda de la sub-área por barra y a la totalidad de la demanda del sistema respectivamente. La demanda máxima total del sistema es 573 MW.

El diagrama original de este sistema es confidencial y solo puede ser accedido por los agentes autorizados del mercado, el diagrama presentado en la figura RF15 es el diagrama simplificado del sistema.



RF16. Demanda por Barras



RF17. Demanda Total

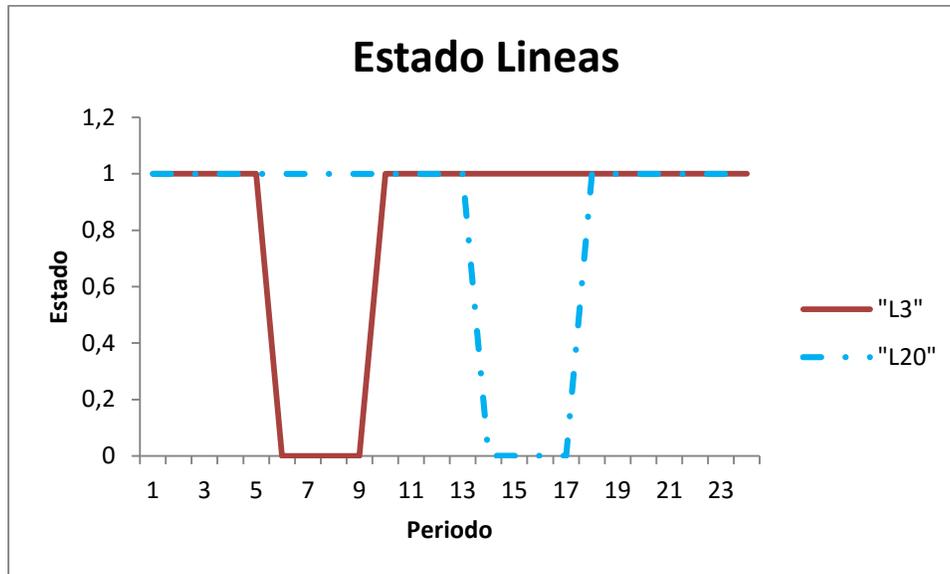
Unidades	Capacidad Máxima
Recurso1	304
Recurso2	606
Recurso3	202
Recurso4	350

Tabla RT5.Datos Generación

Caso1:

Para este caso se evalúan los escenarios de máxima generación y mínima generación para todos los generadores

Los resultados obtenidos para la programación de los mantenimientos de las líneas L3 y L9 evaluando la contingencia de 27 líneas se muestran en la gráfica FR18.

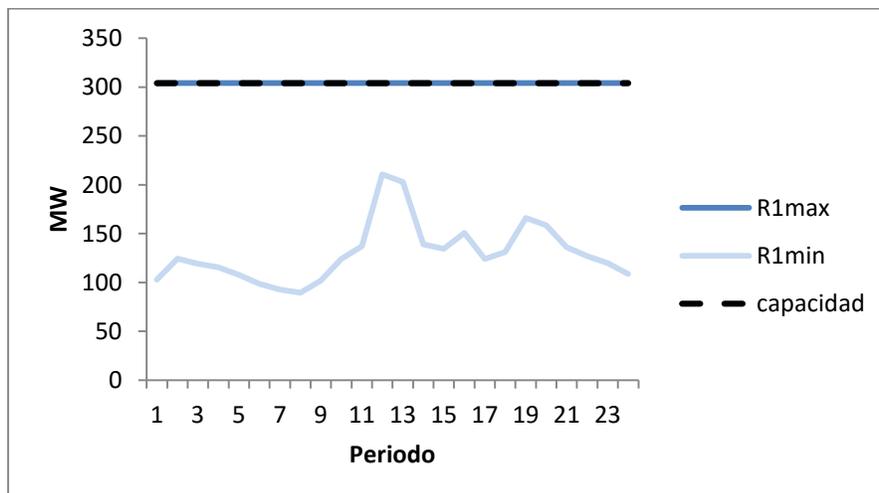


FR18.Estado Líneas

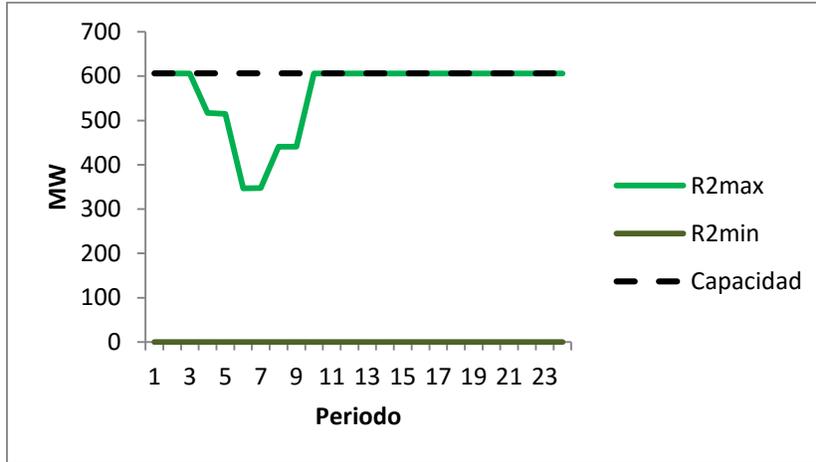
La gráfica anterior da como resultado que el periodo de tiempo más adecuado para realizar el mantenimiento de la línea L3 es de la hora 06 a la hora 09; y el periodo de tiempo más adecuado para la línea L20 es de la hora 14 a la 17.

Realizar el mantenimiento de la línea L20, la cual es una línea de interconexión con el sistema en horas de muy baja demanda atrapa generación en la sub-área al limitar la exportación de la misma.

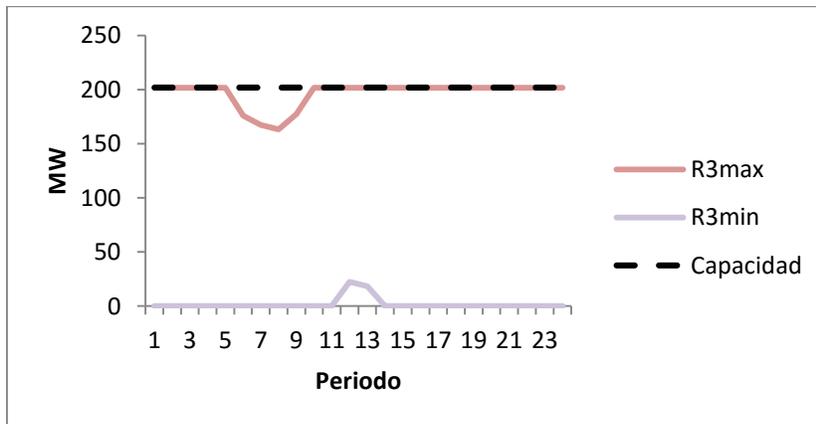
Para este caso de análisis se obtiene una restricción del 12 % de la generación de la subárea.



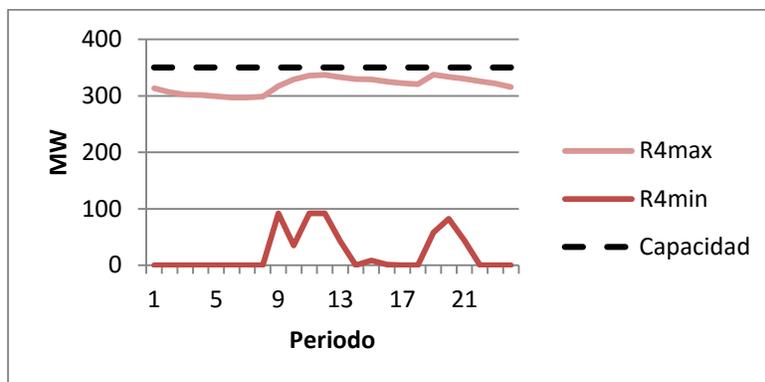
FR19. Restricciones Recurso1



FR20. Restricciones Recurso2



FR21. Restricciones Recurso3



FR22. Restricciones Recurso4

De los anteriores resultados se concluye que las altas restricciones se presentan sobre el recurso 1 ya que la barra asociada a este recurso es un nodo fuerte de la sub-área. Por lo tanto, la disponibilidad y oferta de este recurso será de gran impacto para el sistema. También se observa que el recurso 2 se restringe en un escenario de máxima generación durante el mantenimiento de la línea L3. Lo cual implica que el mantenimiento de la línea L3 generaría un sobrecosto en el sistema proporcional al precio de oferta del generador 2 en un escenario de máxima generación es decir en un escenario donde el generador 2 tenga una oferta económica y competitiva.

Prueba:

Para verificar la validez de los resultados, se supondrá que el recurso R1 tiene unidades indisponibles y que solo puede generar 50 MW. De la gráfica FR19 se observa que este generador debe entregar más de 50 MW. Los nuevos resultados del modelo muestran que en los periodos 12, 13, 14, 16, 19 y 20 no es posible cubrir las contingencias de las líneas L17, L18, L34 y L35 con la generación de la sub-área. Esto ratifica que el recurso R1 debe garantizar la mínima generación para la seguridad de la sub-área según lo ilustrado en la Fig. FR18.

Para evaluar el desempeño computacional del modelo, se presenta la tabla RT6 que muestra el número de iteraciones, variables y restricciones de cada uno de los sistemas analizados, así como los tiempos de ejecución. El modelo fue implementado en lenguaje OPL y resuelto por CPLEX en un computador con una memoria de 4 GB y procesador de 2.3 GHz.

Sistema	# líneas	# contin.	# mant	Iteraciones	Variables	Restricciones	Tiempo ejecución (min)
6 Barras	11	11	3	557963	3145	4391	14.6
55 Barras	33	33	2	3517	233930	467608	1.54
30 Barras	41	27	3	8286	635450	597745	15.52

RT6.Características corrida del modelo

El tiempo de ejecución dependen de la robustez del sistema y la flexibilidad en la generación, el número de restricciones por su parte es afectado en gran parte por el número de mantenimientos, para mejorar los tiempos de cómputo se eliminan restricciones redundantes y el número de contingencias para cada sistema son analizadas de tal forma que se excluyen aquellas que son radiales y por ende desconectarían carga o generación y que los análisis no son relevantes.

Para mejorar el tiempo de cómputo se realiza preprocesamiento de los datos de entrada al modelo tales como filtros en los factores de participación para considerar solo los valores mayores a cero, eliminación de contingencias radiales y simplificaciones de los modelos encontrando equivalencias.

El sistema de 55 barras es un sistema con altas restricciones, alta flexibilidad en la generación. Por tanto, se necesitan menos iteraciones para encontrar un punto de operación seguro.

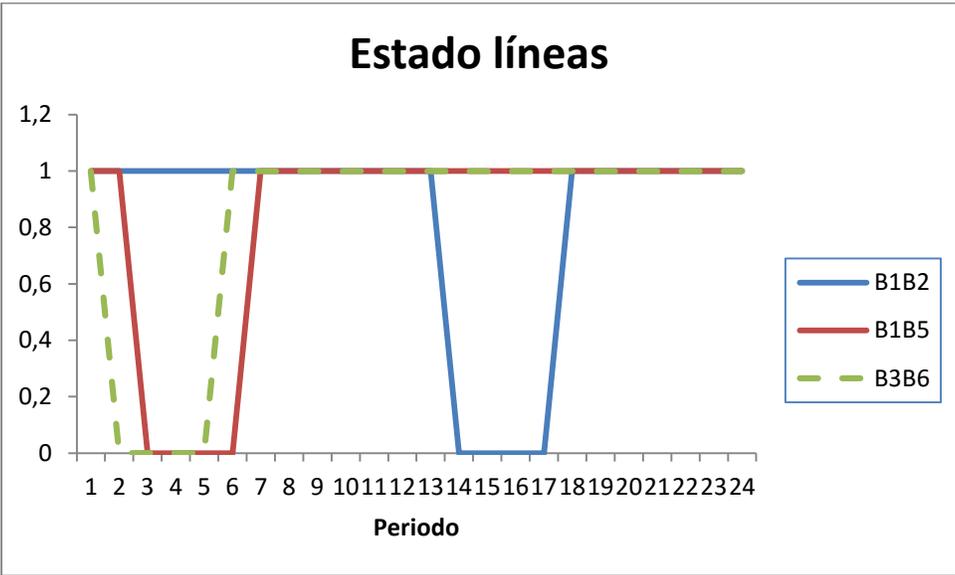
Aunque programas como el OPL tiene criterios de parada ajustables como el tiempo y/o tolerancias, el criterio usado para cada uno de los sistemas son tales que la simulación termina cuando encuentra el punto óptimo.

#### 4.5 CAMBIO EN LA FUNCIÓN OBJETIVO

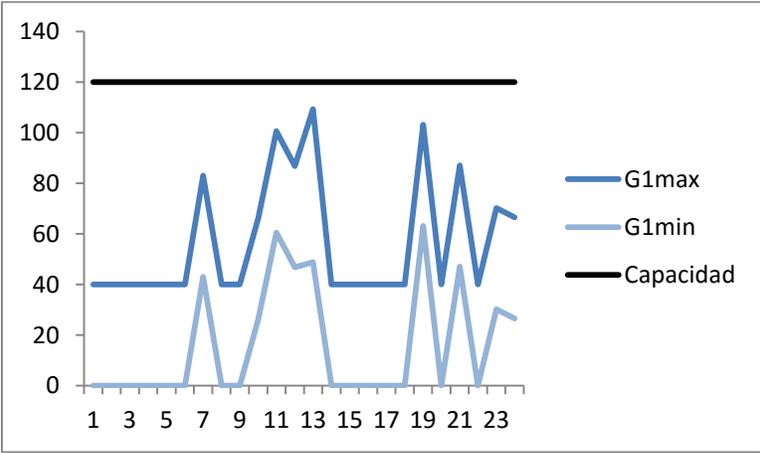
La función objetivo del modelo propuesto puede modificarse por la siguiente ecuación si lo que se desea es maximizar la mínima restricción de generación disponible.

$$\text{maximizar } \min_{t \in T, i \in NG} \left( \sum_c^{NC} Gmax_{itc} - Gmin_{itc} \right)$$

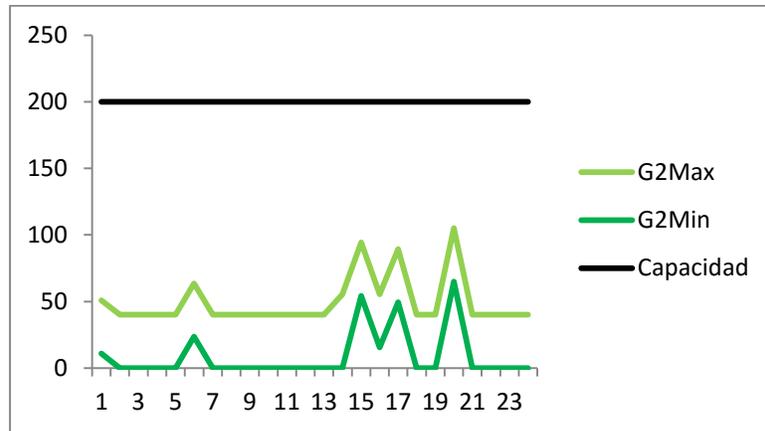
Los resultados obtenidos al aplicar los anteriores cambios al sistema de 6 barras se mencionan a continuación:



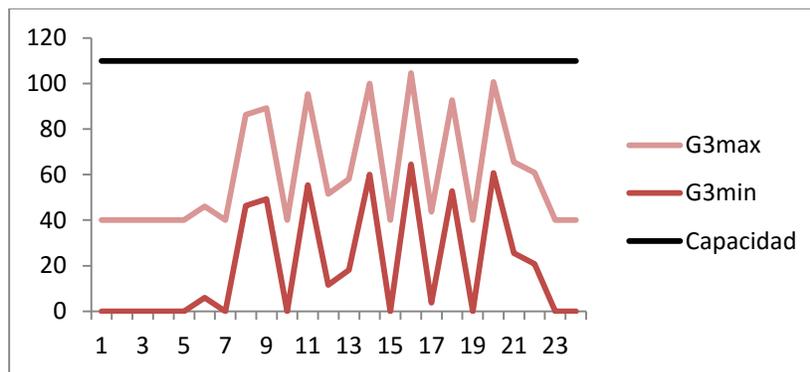
FR23.Estado de líneas



FR24.Restricciones G1



FR25.Restricciones G2



FR26.Restricciones G3

Comparando los resultados obtenidos con los anteriores en el ítem 4.2 se observa que el generador G1 aumenta su rango operativo. Pero, para esto es necesario disminuir el rango de generación de los generadores G2 y G3. Este tipo de simulaciones se pueden usar en casos donde se necesite encontrar el máximo rango de generación de un generador en particular por condiciones especiales en el sistema como épocas de sequía o indisponibilidades en las unidades de generación.

La distribución de mantenimientos cambia, esto con el fin de lograr que ningún generador este altamente restringido, por el contrario los resultados muestran que lo que se busca es uniformizar los resultados en todos los generadores, logrando menor dependencia de un generador en particular. El cambio de la función objetivo puede ser utilizada por el operador según las necesidades del momento, sin embargo la función objetivo planteada al inicio garantiza una mayor flexibilidad en el área de generación.

## **CAPITULO 5: CONCLUSIONES**

El modelo propuesto en pocos minutos determina las horas del día que son adecuadas para la realización de un mantenimiento en particular, arrojando rangos de generación que sirven para la planeación y operación segura del sistema; el tiempo de cómputo está altamente ligado a la robustez del sistema y el número de mantenimientos que se desean analizar. Aunque este modelo es muy práctico al linealizarlo se multiplican las restricciones del sistema aumentando su tamaño.

Otra ventaja del modelo propuesto es su versatilidad ya que puede encontrar de manera práctica las restricciones asociadas a un escenario de generación determinado con tan solo manipular la variable  $\varphi_{ge}$ , esto hace que el modelo sea de gran utilidad para la planeación del sistema ante escenarios de generación diferentes a los extremos que podrían presentarse en casos especiales como mantenimientos de generación o épocas de sequía, el modelo también se puede emplear para determinar ante un mantenimiento las restricciones asociadas ingresando el estado de las líneas como un parámetro y no como variable..

## **CAPITULO 6: TRABAJOS FUTUROS**

Para la reducción de tiempo de procesamiento y de restricciones se puede implementar en este modelo un sub modelo que ayude a determinar cuáles son las contingencias tipo sombrilla [34], es decir las contingencias que al cubrirlas garantizan la seguridad del sistema sin necesidad de evaluar todas las contingencias.

Un trabajo complementario a este sería la creación de escenarios críticos para cada uno de los mantenimientos, para así determinar los puntos de operación críticos del sistema y considerar la incertidumbre de la demanda puede aportar restricciones más conservadoras.

## **Bibliografía**

- [1] *Colombia, Resolución CREG 025 de 1995.*
- [2] *Colombia, Resolución CREG 051 del 2009.*

- [3] *El Boletín Oficial del Estado (BOE), num 92-2004.*
- [4] O. S. Division y G. Department, «Pre-Scheduling Operations , Manual 10- PJM,» 2014.
- [5] R. A. Planning, «PJM Resource Adequacy,» 2015.
- [6] «Inter-Island HVDC Pole 1 Replacement-Further Information – PLEXOS Results,» 2008.
- [7] *PLEXOS OVERVIEW & TUTORIAL.*
- [8] M. Marwali y S. Shahidehpour, «NTEGRATED GENERATION AND TRANSMISSION MAINTENANCE SCHEDULING,» *Power Systems, IEEE Transactions.,* vol. 13, 1988.
- [9] J. P. Zhan y Y. J. Yin, «Integrated Maintenance Scheduling of Generators and Transmission Lines Based on Fast Group Searching Optimizer,» *Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2011.*
- [10] M. Y. El-Sharkh y A. A. El-Keib, «Maintenance Scheduling of Generation andTransmission Systems Using Fuzzy Evolutionary Programming,» *Power Systems,IEEE Transaction,* vol. 18, 2003.
- [11] Suresh y N. K. a. K., «Coordinated Maintenance Scheduling in Power System Using Combined Genetic Algorithm and Simulated Annealing,» *Power India Conference, IEEE, 2006.*
- [12] M. Abirami, S.Ganesan, S.Subramanian y R.Anandhakumar, «Source and transmission line maintenance outage scheduling in a power system using teaching learning based optimization algorithm,» *ScienceDirect,* vol. 21, 2014.
- [13] A. N. Niazi, A. Badri y A. Sheikhol-Eslami, «Preventive Generation Maintenance Scheduling with Network Constraints, Spinning Reserve, and Forced Outage Rate,» *Majlesi Journal of Electrical Engineering,* vol. 7, 2013.
- [14] C. LV, «Short-Term Transmission Maintenance Scheduling Based on the Benders Decomposition,» *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific, 2012.*
- [15] *Colombia, Resolución CREG 062 del 2000.*
- [16] N. Kumarappan y P. Suriya, «Hybrid GA/SA Based Generation Maintenance Scheduling with Line Flow Constraints in Power Market,» *Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India,2010 Joint International Conference on, 2010.*
- [17] L. Wu, M. Shahidehpour y Y. Fu, «Security-Constrained Generation and Transmission Outage Scheduling With Uncertainties,» *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 25, 2010.

- [18] *Studio, IBM ILOG CPLEX Optimization.*
- [19] C. S. Song, C. H. Park, M. Yoon y G. Jang, «Implementation of PTDFs and LODFs for Power System Security,» *Journal of International Council on Electrical Engineering*, vol. 1, 2011.
- [20] J. Guo, Y. Fu, Z. Li y M. Shahidehpour, «Direct Calculation of Line Outage Distribution Factors,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 24, 2009.
- [21] D. Hur, J.-K. Park, B. H. Kim y K.-M. Son, «Security Constrained Optimal Power Flow for the Evaluation of Transmission Capability on Korea Electric Power System,» *Engineering Society Summer Meeting*, vol. 2, 2001.
- [22] M. O. Grond, J. I. Pouw, J. Morren y H. (. Slootweg, «Applicability of line outage distribution factors to evaluate distribution network expansion options,» *Power Engineering Conference (UPEC), 49th International Universities*, 2014.
- [23] M. Majidi-Qadikolai y R. Baldick, «Integration of N-1 Contingency Analysis With Systematic Transmission Capacity Expansion Planning: ERCOT Case Study,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. PP, 2015.
- [24] D. J. Maggio, T. J. Overbye y M. Liu, «Transmission Corridor Analysis using PTDFs,» de *2006 38th North American Power Symposium* , Carbondale, IL , 2006.
- [25] H. Su y Y. Li, «Vulnerability Control for Power System by Smart Demand Response,» de *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2011 Asia-Pacific* , Wuhan , 2011.
- [26] R. Baldick, «Variation of Distribution Factors With Loading,» *Power Engineering Society General Meeting, IEEE*, 2003.
- [27] V. J. Mishra y M. D. Khardennis, «Contingency analysis of power system,» de *Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS), 2012 IEEE Students' Conference on* , Bhopal , 2012.
- [28] R. Vykuka y L. Noháčová, «Sensitivity factors for contingency analysis,» de *Electric Power Engineering (EPE), 2015 16th International Scientific Conference on* , Kouty nad Desnou , 2015.
- [29] A. J. Wood, *Power Generation, Operation and Control*, 3rd Edition.
- [30] J. M. (. a. b. D. Mejia), *Notes clase SECURITY*, 2014.
- [31] *PowerFactory DigSilent-Manual.*

- [32] J. M. L. Lezama y L. A. G. Pareja, «Flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad usando un metodo de punto interior,» *Scientia et Technica*, vol. 2, 2008.
- [33] IEEE, «Appendix - A, DATA FOR IEEE-30 BUS TEST SYSTEM».
- [34] A. J. Ardakan y F. Bouffard, «Identification of Umbrella Constraints in DC-Based Security-Constrained Optimal Power Flow,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, 2013.

## Anexos

El siguiente código corresponde al empleado en IBM ILOG OPL para el sistema de 6 barras.

### Archivo .dat

Este archivo corresponde a la lectura de datos.

#### //Lectura de datos desde excel

```
SheetConnection Libro ("datos_sistema_6_barras.xlsx");
SheetConnection Libro2 ("factores.xlsx");
SheetConnection Libro3 ("Resultados.xlsx");

LINEAS from SheetRead (Libro, "Lineas!A2:A12"); //Líneas
LINEASG from SheetRead (Libro, "Lineas!L2:L9"); //Líneas Fuera de mtto
LINEASM from SheetRead (Libro, "Lineas!K2:K4"); // Líneas en mtto
GENERADORES from SheetRead (Libro, "Generador!A2:A7"); //Generadores
BARRAS from SheetRead (Libro, "Generador!B2:B7"); //Barras
BARRASG from SheetRead (Libro, "Generador!B2:B4"); //Barras generadores
BARRASD from SheetRead (Libro, "Carga!B5:B7"); //Barras demanda
BARRASE from SheetRead (Libro, "Generador!B5:B5"); //Barra slack
FLMAX from SheetRead (Libro, "Lineas!E2:E12"); //Flujo máximo de líneas
GENMAX from SheetRead (Libro, "Generador!D2:D7"); //Capacidad generadores
PERIODOS from SheetRead (Libro, "Carga!C1:Z1"); //Periodo de tiempo
CARD from SheetRead (Libro, "Carga!C2:Z7"); //Demanda por Periodo
CASOS from SheetRead (Libro, "Phis!B2:B3"); //Escenarios
PHIS from SheetRead (Libro, "Phis!C2:E3"); //parámetro por generador por
Escenario

COMBINACION from SheetRead (Libro, "Generador!A10:A17"); //Topología
FactorG from SheetRead (Libro2, "FactorG1!A2:D529"); //Faactor línea-nodo
FactorC from SheetRead (Libro2, "FactorC1!A2:D969"); //Factor Linea-Linea
```

#### //Escritura de resultados

```
X to SheetWrite (Libro3,"Resultados!B15:Y25");
RGmax to SheetWrite (Libro3,"Generacion!A1:D88888");
RGmin to SheetWrite (Libro3,"Generacion!F1:I88888");
```

## Archivo .mod

Este archivo corresponde al modelo matemático.

### //Definición parámetros

```
{string}LINEAS=...;
{string}LINEASG=...;
{string}LINEASM=...;
{string}GENERADORES=...;
{string}BARRAS=...;
{string}BARRASG=...;
{string}BARRASD=...;
{string}BARRASE=...;
{string}CASOS=...;
{int}PERIODOS=...;
{string}COMBINACION=...;

float FLMAX[LINEAS]=...;
float GENMAX[BARRAS]=...;
float GENMIN[BARRAS]=...;
float CARD[BARRAS][PERIODOS]=...;
float PHIS[CASOS][BARRASG]=...;
float M=300;

tuple F{
    string Lineas;
    string Barra;
    string Combinacion;
    float FactorG;
}
{F} FactorG=...;

tuple F2{
    string Lineas;
    string Contingencias;
    string Combinacion;
    float FactorC;
}
{F2} FactorC=...;

// VARIABLES DE DESICION
```

```

dvar float flujo[LINEAS][PERIODOS][CASOS];
dvar float+ Gmax[COMBINACION][BARRASG][PERIODOS];
dvar float+ Gmin[COMBINACION][BARRASG][PERIODOS];
dvar float GE[COMBINACION][BARRASE][PERIODOS][CASOS];
dvar boolean A[LINEAS][PERIODOS];
dvar boolean P[LINEAS][PERIODOS];
dvar boolean X[LINEAS][PERIODOS];
dvar boolean LAMDA[COMBINACION][PERIODOS];

// //FUNCION OBJETIVO

maximize sum(c in COMBINACION, b in BARRASG,t in PERIODOS) (Gmax[c][b][t]-
Gmin[c][b][t]);

//Restricciones
subject to {

//Restricción demanda por escenario
    forall(t in PERIODOS,j in CASOS,c in COMBINACION){
        rDemandamax:
            sum(k in BARRASG) (PHIS[j][k]*Gmax[c][k][t]+ (1-
PHIS[j][k])*Gmin[c][k][t])+ sum(k in BARRASE) (GE[c][k][t][j]) == sum(k in
BARRAS)CARD[k][t]*LAMDA[c][t];
    }

//Restricción capacidad generadores por escenario

    forall(c in COMBINACION, k in BARRASG,t in PERIODOS){
        rCapacidadmax:
            Gmax[c][k][t]<= GENMAX[k]*LAMDA[c][t];
    }

    forall(c in COMBINACION,k in BARRASG,t in PERIODOS){
        rCapacidadmaxmin:
            Gmax[c][k][t]>= 0;
    }

//Restricción capacidad generadores por escenario

    forall(c in COMBINACION, k in BARRASG,t in PERIODOS){
        rCapacidadmin:
            Gmin[c][k][t]<= GENMAX[k]*LAMDA[c][t];
    }

```

```

forall(c in COMBINACION,k in BARRASG,t in PERIODOS){
  rCapacidadadmin2:
  Gmin[c][k][t]>= 0;
}

//Restricción capacidad generadores por escenario
forall(c in COMBINACION, k in BARRASE,t in PERIODOS,j in CASOS){
  rCapacidadmaxExp:
  GE[c][k][t][j]<= GENMAX[k]*LAMDA[c][t];
}

forall(c in COMBINACION,k in BARRASE,t in PERIODOS,j in CASOS){
  rCapacidadmaxExp2:
  GE[c][k][t][j]>= -350*LAMDA[c][t];
}

forall(c in COMBINACION,k in BARRASG,t in PERIODOS){
  rCapacidadadmin22:
  Gmin[c][k][t]<= Gmax[c][k][t];
}

//Restricción de Flujo por escenario

forall(i in LINEAS,t in PERIODOS,j in CASOS){
  rFlujomaxG:
  flujo[i][t][j] == sum(k in BARRASG,c in COMBINACION, F in FactorG:
F.Lineas==i && F.Combinacion==c && F.Barra==k &&
k!="B4")F.FactorG*(PHIS[j][k]*Gmax[c][k][t]+ (1-
PHIS[j][k])*Gmin[c][k][t))-sum(k in BARRASD,c in COMBINACION,F in
FactorG: F.Lineas==i && F.Combinacion==c && F.Barra==k &&
k!="B4")F.FactorG*(CARD[k][t]*LAMDA[c][t]) + sum(k in BARRASE,c in
COMBINACION,F in FactorG: F.Lineas==i && F.Combinacion==c &&
F.Barra==k)F.FactorG*(GE[c][k][t][j]-(CARD[k][t]*LAMDA[c][t]));
}

////Restricción post contingencia por escenario maxima

forall(i in LINEAS,t in PERIODOS,c in COMBINACION, j in LINEAS:j!=i,jj
in CASOS){
  rFlujomaxcontingencia2:
  flujo[i][t][jj]-(sum(F2 in FactorC: F2.Lineas==i &&
F2.Combinacion==c && F2.Contingencias==j)F2.FactorC* flujo[j][t][jj]) -
FLMAX[i]<=(1-LAMDA[c][t])*M;
}

forall(i in LINEAS,t in PERIODOS,c in COMBINACION, j in LINEAS:j!=i,jj
in CASOS){
  rFlujomaxcontingencia3:

```

```

    flujo[i][t][jj]-(sum(F2 in FactorC: F2.Lineas==i &&
F2.Combinacion==c && F2.Contingencias==j)F2.FactorC* flujo[j][t][jj]) +
FLMAX[i] >=-(1-LAMDA[c][t])*M;
}

```

```

//Restriccion de Fllujo lineas por escenario

```

```

forall(i in LINEAS,t in PERIODOS,j in CASOS){
rFlujolineasMax:
flujo[i][t][j]<=FLMAX[i];
}

```

```

forall(i in LINEAS,t in PERIODOS,j in CASOS){
rFlujolineasMax2:
flujo[i][t][j]>=-FLMAX[i];
}

```

```

//Restricción de mantenimiento

```

```

forall(i in LINEASM){
rmantenimiento:
sum(t in PERIODOS)X[i][t]==20;
}

```

```

forall(i in LINEASG){
rmantenimiento2:
sum(t in PERIODOS)X[i][t]>=24;
}

```

```

/////Restricción de mantenimiento continuidad

```

```

forall(i in LINEASM,t in PERIODOS){
if (t==1) {
    rmantenimientocontinuidadInicial:
    A[i][t]-P[i][t]== X[i][t]-1;
} else {
    rmantenimientocontinuidad:
    A[i][t]-P[i][t]== X[i][t]-X[i][t-1];
}
}

```

```

/////Restricción de mantenimiento continuidad

```

```

forall(i in LINEASM) {
    rmantenimientocontinuidad3:
    sum(t in PERIODOS)A[i][t]<= 1;
}

/////Restricción de mantenimiento continuidad

forall(i in LINEASM) {
    rmantenimientocontinuidad4:
    sum(t in PERIODOS)P[i][t]<= 1;
}

forall(t in PERIODOS) {
    rLAMDA1:
    LAMDA["C8"][t]==1-max1(X["B1B5"][t],X["B1B2"][t],X["B3B6"][t]); //000
}

forall(t in PERIODOS) {
    rLAMDA2:
    LAMDA["C1"][t]==min1(X["B1B5"][t],X["B1B2"][t],X["B3B6"][t]); //111
}

forall(t in PERIODOS) {
    rLAMDA3:
    LAMDA["C7"][t]==min1((1-
max1(X["B1B5"][t],X["B1B2"][t])),X["B3B6"][t]); //001
}

forall(t in PERIODOS) {
    rLAMDA4:
    LAMDA["C4"][t]==min1((1-
max1(X["B1B5"][t],X["B3B6"][t])),X["B1B2"][t]); //100
}

forall(t in PERIODOS) {

```

```

    rLAMDA5:
    LAMDA["C6"][t]==minl((1-
maxl(X["B1B2"][t],X["B3B6"][t])),X["B1B5"][t])); //010
}

    forall(t in PERIODOS) {

        rLAMDA6:
        LAMDA["C3"][t]==minl(minl(X["B1B2"][t],X["B3B6"][t]),(1-
X["B1B5"][t])); //101
    }

    forall(t in PERIODOS) {

        rLAMDA7:
        LAMDA["C2"][t]==minl(minl(X["B1B2"][t],X["B1B5"][t]),(1-
X["B3B6"][t])); //110
    }

    forall(t in PERIODOS) {

        rLAMDA8:
        LAMDA["C5"][t]==minl(minl(X["B3B6"][t],X["B1B5"][t]),(1-
X["B1B2"][t])); //011
    }

}

//Organización resultados

tuple ResultadosGmax{

    float    Periodo;
    string   Topologia;
    string   BarraG;
    float    Valor;
}

{ResultadosGmax}RGmax={<t,C,B,Gmax[C][B][t]>|C in COMBINACION,B in
BARRASG, t in PERIODOS:LAMDA[C][t]==1};

tuple ResultadosGmin{

    float    Periodo;
    string   Topologia;
    string   BarraG;
    float    Valor;
}

```

```
{ResultadosGmin}RGmin={<t,C,B,Gmin[C][B][t]>|C in COMBINACION,B in  
BARRASG, t in PERIODOS:LAMDA[C][t]==1};
```

Archivo.ops:

Se tiene un tiempo de parada de 1 hora y una diferencia relativa de  $1 \text{ e-}4$  así la optimización se detiene si se supera el tiempo o si se encuentra una solución con un error  $1 \text{ e-}4$