

GESTIÓN DE SOBRECARGAS A TRAVÉS DE TRANSFERENCIAS DE CARGA EN UN
SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Juan Diego Montoya López

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

Escuela de Ingenierías

Especialización en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (TyD)

2016

GESTIÓN DE SOBRECARGAS A TRAVÉS DE TRANSFERENCIAS DE CARGA EN UN SISTEMA
ELÉCTRICO DE POTENCIA

Juan Diego Montoya López

Especialización en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (TyD)

Director

Edgar Alejandro Uribe Guerra

Maestro en Ingeniería Eléctrica

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

Escuela de Ingenierías

Especialización en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (TyD)

Medellín

2016

Julio de 2016

Juan Diego Montoya López

“Declaro que esta tesis (o trabajo de grado) no ha sido presentada para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o cualquier otra universidad” Art 85 Régimen Discente de Formación Avanzada.

Juan Diego Montoya L.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1.....	3
MARCO TEÓRICO	3
1.1 CRITERIOS DE CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD EN OPERACIÓN ELÉCTRICA COLOMBIANA.....	3
1.2 CARGABILIDAD EN LOS ELEMENTOS DE LAS REDES DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	4
1.2.1 Métodos Operativos de Alivio de Sobrecargas	5
1.3 METODOLOGÍA T & D UPB.....	11
1.3.1 Antecedentes	12
1.3.2 Árbol temático.....	12
1.3.3 Planteamiento del problema	13
1.4 VIGILANCIA TECNOLÓGICA	17
1.4.1 Google Scholar	17
1.4.2 Scopus	19
1.4.3 IEEE.....	22
1.5 REFERENCIAS DE CASOS DE APLICACIÓN	24
1.5.1 Sistema de Nueva Inglaterra [4].....	25
1.5.2 Sistema de India [15].....	26

1.5.3 Sistema de Unión Eléctrica [8]	27
1.5.4 Sistema de la sección este de Malasia [9]	28
1.5.5 Sistema interconectado Brasileiro [14]	29
CAPÍTULO 2	31
METODOLOGÍA DE ALIVIO DE SOBRECARGAS MEDIANTE TRANSFERENCIA DE CARGAS	31
2.1 DESCOMPOSICIÓN DEL ALIVIO DE CARGA POR TRASLADOS DE CARGA	31
2.1.1 Determinación de la prioridad de transferencias	33
2.2 DETERMINACIÓN DE LÍMITE DE POTENCIA A TRANSFERIR	34
2.2.1 Límite por potencia real de la subestación fuente de la transferencia.	36
2.2.2 Límite por sobrecarga en otros elementos de la red.....	36
2.2.3 Límite por convergencia.....	37
2.2.4 Límite de potencia tal que la reducción de sobrecarga sea la mayor posible.	38
2.3 POTENCIA REAL A TRANSFERIR.....	38
2.4 CICLO ITERATIVO DE TRANSFERENCIAS PARA GESTIONAR SOBRECARGAS EN ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN	39
2.5 RESUMEN DE LA METODOLOGÍA DE GESTIÓN DE SOBRECARGAS A TRAVÉS DE TRASLADOS DE CARGA.....	39
2.5.1 Etapa 1. Inicialización.	40
2.5.2 Etapa 2. Diagnostico de condiciones iniciales.....	40
2.5.3 Etapa 3. Determinación de prioridad de transferencias.....	40
2.5.4 Etapa 4. Determinación de límite de potencia a transferir.	40
2.5.5 Etapa 5. Transferencia real de potencia.	40
2.5.6 Etapa 6. Resultados y finalización.	41

2.6 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE REDUCCIÓN DE SOBRECARGAS A TRAVÉS DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DIGSILENT®	42
CAPÍTULO 3	44
CASOS DE ESTUDIO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ALIVIO DE SOBRECARGAS MEDIANTE TRANSFERENCIA DE CARGAS	44
3.1 CASO 9 BARRAS IEEE	44
3.1.1 Descripción de red.....	44
3.1.2 Descripción de objetivo, elemento a descargar.....	45
3.1.3 Iteraciones y supuestos realizados	46
3.1.4 Resultados obtenidos.....	46
3.2 CASO 9 BARRAS IEEE MODIFICADO	47
3.2.1 Descripción de red.....	47
3.2.2 Descripción de objetivo, elemento a descargar.....	48
3.2.3 Iteraciones y supuestos realizados	48
3.2.4 Resultados obtenidos.....	49
3.3 CASO 1 EPM	50
3.3.1 Descripción de red.....	50
3.3.2 Descripción de objetivo, elemento a descargar.....	53
3.3.3 Iteraciones y supuestos realizados	54
3.3.4 Resultados obtenidos.....	54
3.3.5 Señales de expansión o de operación para el Operador de Red	56
3.4 CASO 2 EPM	57
3.4.1 Descripción de red.....	57
3.4.2 Descripción de objetivo, elemento a descargar.....	57
3.4.3 Iteraciones y supuestos realizados	58

3.4.4 Resultados obtenidos.....	58
3.4.5 Señales de expansión o de operación para el Operador de Red	60
CONCLUSIONES.....	62
RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO	64
BIBLIOGRAFÍA	65
ANEXO 1.....	67
RESULTADOS DE TRANSFERENCIAS PRIORITARIAS EN CASO DE ESTUDIO DE 9 BARRAS IEEE.	67
Prioridad de transferencia en iteración 1 (condición inicial).....	67
Prioridad de transferencia en iteración 2 (Al haber transferido de Load A a Load C).67	
Prioridad de transferencia en iteración 3 (Al haber transferido de Load A a Load B).	68
Prioridad de transferencia en iteración 4 (Al haber transferido de Load B a Load C).68	
ANEXO 2.....	69
RESULTADOS DE TRANSFERENCIAS PRIORITARIAS EN CASO DE ESTUDIO 1 DE EPM....	69
Prioridad de transferencia en iteración 1.	69
Prioridad de transferencia en iteración 2.	83
ANEXO 3.....	97
CÓDIGO DPL DEL AUTOMATISMO IMPLEMENTADO EN EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN DIGSILENT V 15.1	97
ANEXO 4.....	1
DIAGRAMA DE FLUJO DEL CÓDIGO DPL DEL AUTOMATISMO IMPLEMENTADO EN EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN DIGSILENT V 15.1	1

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Artículos en Google Scholar	18
Tabla 2. Artículos en Scopus	20
Tabla 3. Artículos en IEEE	23
Tabla 5. Demanda de las cargas del caso de 9 barras de IEEE	45
Tabla 6. Máxima potencia real a transferir en caso de 9 barras IEEE	46
Tabla 7. Resultados caso 9 Barras IEEE.....	46
Tabla 8. Máxima potencia real a transferir en caso 9 Barras IEEE modificado	49
Tabla 9. Resultados caso 9 Barras IEEE modificado	49
Tabla 10. Resultados caso 1 EPM	54
Tabla 11. Resultados caso 2 EPM	58
Tabla 12. Prioridad de transferencias en iteración 1 caso 9 barras IEEE	67
Tabla 13. Prioridad de transferencias en iteración 2 caso 9 barras IEEE	67
Tabla 14. Prioridad de transferencias en iteración 3 caso 9 barras IEEE	68
Tabla 15. Prioridad de transferencias en iteración 4 caso 9 barras IEEE	68
Tabla 16. Prioridad de transferencias en iteración 1 caso 1 EPM	69
Tabla 17. Prioridad de transferencias iteración 2 caso 1 EPM	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Control de reactivos. Fuente: Elaboración propia.....	7
Figura 2. Balance de generación. Fuente: Elaboración propia.....	8
Figura 3. Racionamiento de carga. Fuente: Elaboración propia	9
Figura 4. Variación topológica. Fuente: Elaboración propia	10
Figura 5. Traslados de carga. Fuente: Elaboración propia	11
Figura 6. Árbol temático Metodología T & D UPB.....	13
Figura 7. Mapa global de la gestión de sobrecargas mediante transferencia de carga...	13
Figura 8. Descripción del mapa global de la gestión de sobrecargas mediante transferencia de carga	14
Figura 9. Artículos en Google Scholar.....	18
Figura 10. Artículos en Scopus.....	21
Figura 11. Línea de tiempo para consulta más relevante en Scopus	22
Figura 12. Artículos en IEEE	23
Figura 13. Diagrama unifilar del sistema de Nueva Inglaterra [4].....	25
Figura 14. Diagrama unifilar del sistema de India [15].....	26
Figura 15. Diagrama unifilar del sistema de Unión Eléctrica [8]	27
Figura 16. Diagrama unifilar de la sección este del sistema de Malasia	28
Figura 17. Área interconectada Brasileña	29
Figura 18. Condición de sobrecarga en Sistema Interconectado Brasileño	30
Figura 19. Opciones de traslado de carga. Fuente: Elaboración propia	32
Figura 20. Metodología de sensibilidad para la determinación de la mejor transferencia para reducir porcentaje de carga	33
Figura 21. Límite de potencia a transferir dado por la sobrecarga en otro elemento de la red (caso i). Fuente: Elaboración propia	35
Figura 22. Límite de potencia a transferir dado por la preferencia de la transferencia a realizar (caso ii). Fuente: Elaboración propia	35
Figura 23. Límite por sobrecarga de otro elemento. Fuente: Elaboración propia.....	37

Figura 24. Diagrama de flujo de la metodología de gestión de sobrecargas. Fuente: Elaboración propia.....	41
Figura 25. Red de 9 barras de la IEEE	45
Figura 26. Red de 9 barras de la IEEE modificado	48
Figura 27. Diagrama unifilar de las redes de transmisión de EPM [2]	50
Figura 28. Comportamiento de la demanda de Área Antioquia [2].....	51
Figura 29. Distribución general Carga Vs. Generación red Metropolitana EPM. Fuente: Elaboración propia.....	51
Figura 30. Restricciones de generación en el Norte de Antioquia. Fuente: Elaboración propia.....	52
Figura 31. Restricciones de generación en el Norte de Antioquia antes de realizar transferencias Caso 1 EPM. Fuente: Elaboración propia	55
Figura 32. Restricciones de generación en el Norte de Antioquia después de realizar transferencias caso 2 EPM. Fuente: Elaboración propia	56
Figura 33. Restricciones de generación en el Norte de Antioquia antes de realizar transferencias Caso 2 EPM. Fuente: Elaboración propia	59
Figura 34. Restricciones de generación en el Norte de Antioquia después de realizar transferencias Caso 2 EPM. Fuente: Elaboración propia	60
Figura 35. Diagrama de flujo código DPL DigSILENT. Fuente: Elaboración propia.....	1

GLOSARIO

Capacidad de carga nominal: Corriente de carga de un elemento del sistema eléctrico de potencia en operación normal permanente.

Capacidad de sobrecarga: Corriente de sobrecarga de un elemento del sistema eléctrico de potencia bajo operación n-1 y por un tiempo determinado; en el caso colombiano, este tiempo es de media hora.

Carga fuente: Subestación que, mediante transferencia de carga, reduce su consumo de potencia.

Carga receptora: Subestación que, mediante transferencia de carga, aumenta su consumo de potencia.

Centro Nacional de Despacho: Ente encargado de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.

DigSILENT Power Factory: Del inglés, *Digital Simulation and Network Calculation*. Programa de simulación de sistemas eléctricos de potencia.

Evento: Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de un sistema de potencia y que ocurre de manera no programada.

Fuente de alimentación: Subestación o barraje desde el cual se conecta un circuito o carga eléctrica.

Método de bisección: Método iterativo para hallar la raíz de una ecuación entre un rango continuo y que consiste en dividir el intervalo en 2 subintervalos de igual magnitud, reteniendo el subintervalo en donde la función cambia de signo para conservar al menos una raíz o cero, y repetir el proceso varias veces.

Restricción eléctrica: límite de flujo de corriente por un elemento del sistema de potencia. Este límite viene dado por la capacidad de carga nominal y por la capacidad de sobrecarga y que depende de los factores constructivos del elemento y no de las condiciones de operación del sistema.

Restricción operativa: límite de flujo de corriente por un elemento del sistema de potencia. Este límite viene dado por estudios eléctricos del sistema que buscan garantizar su seguridad operativa ante operación normal y ante contingencias n-1.

Sistema de Transmisión Nacional: Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de barrajes, reactores, capacitores, líneas, transformadores, etc., con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de Transmisión Regional: Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de barrajes, reactores, capacitores, líneas, transformadores, etc., con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones inferiores a 220 kV.

Restricciones operativas del sistema eléctrico de potencia: Restricciones operativas dadas por el CND con el fin de garantizar seguridad del sistema eléctrico de potencia entre operación normal y ante contingencia n-1.

Transferencia de carga: Cambio de fuente de alimentación de carga eléctrica a través de maniobras realizadas con equipos de operación local o remota en las redes del sistema de potencia.

LISTA DE SIGLAS

CND: Centro Nacional de Despacho.

CNO: Comité Nacional de Operación.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

DPL: Del inglés, *DlgSILENT Programming Language*.

PARATEC: Sistema de Información de Parámetros Técnicos de elementos del Sector Eléctrico Colombiano.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

STR: Sistema de Transmisión Regional.

UNIDADES Y SÍMBOLOS

Potencia activa	Mega-Vatio	MW
Potencia reactiva	Mega-Voltio-Amperio-Reactivo	Mvar

VARIABLES

CCC: Cantidad de centros de carga del sistema a simular.

CMT: Cantidad máxima de transferencias a simular en la implementación de la metodología de gestión de sobrecargas mediante traslados de carga.

CMTR: Cantidad máxima de transferencias reducidas a simular en la implementación de la metodología de gestión de sobrecargas mediante traslados de carga.

Dcr: Disminución de porcentaje de carga con control de reactivos.

Dbg: Disminución de porcentaje de carga con balance de generación.

Dmt: Disminución de porcentaje de carga con modificaciones topológicas.

Drc: Disminución de porcentaje de carga con racionamiento de carga.

Dtc: Disminución de porcentaje de carga con traslados de carga.

Tc₁: Opción 1 de traslado de carga

Tc₂: Opción 2 de traslado de carga

Tc_3 : Opción 3 de traslado de carga

Tc_i : Opción i de traslado de carga

RESUMEN

En un sistema eléctrico de potencia se debe garantizar seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica para las condiciones impuestas por la demanda; con este objetivo, se realizan estudios eléctricos según los pronósticos de demanda y se realiza un despacho de generación tal que se garantice que no se superen los límites de sobrecarga declarados por los propietarios de las redes y de tensión en la barras del sistema para condiciones de operación normal y para condiciones de operación n-1.

Para la realización de estos estudios se suele modelar el sistema eléctrico de potencia considerando los límites de físicos de carga y sobrecarga de los elementos que componen el mismo y con esto definir los límites operativos para las redes eléctricas. Además, es común que se modele el sistema nacional de potencia en niveles de generación y transmisión más no en niveles de subtransmisión y distribución, es por esto que los límites operativos definidos no tienen en cuenta el dinamismo de estos niveles de las redes eléctricas. Dentro de este dinamismo se encuentra, por ejemplo, las posibles transferencias de carga, que a lo largo de la experiencia en la operación del sistema se ha encontrado que pueden aliviar en una proporción considerable las sobrecargas en las redes, evitando entre otras realizar redespachos e inclusive racionamientos de carga innecesarios ante condiciones particulares de la operación y ante contingencias no consideradas.

Por lo anterior, se ve la utilidad de desarrollar una herramienta que permita determinar de manera práctica y confiable, cuales son las mejores transferencias de carga a realizar ante una condición de sobrecarga en las redes eléctricas ya sea bajo operación normal o bajo contingencia.

PALABRAS CLAVE: PRONÓSTICO DE DEMANDA; DESPACHO DE GENERACIÓN; LÍMITES DE SOBRECARGA; LÍMITES OPERATIVOS; TRANSFERENCIAS DE CARGA; RACIONAMIENTOS.

ABSTRACT

In an electric power system, security and reliability must be ensured in the supply of electricity according to the demand conditions; for that reason, electrical studies are performed according to forecasts of demand and a generation dispatch is programmed to ensure that overload limits declared by the owners of networks and voltage in the bars system operating conditions are not exceeded in normal operating conditions and in contingency n-1 conditions.

To perform these studies, power systems are usually modeled considering physical limits of load and overload of the elements and according to that, it is possible to define the operating limits for the power grids.

In addition, normally, national power system is modeled in generation and transmission levels but not at subtransmission and distribution levels, a cause of that, the operating limits defined do not take into account the dynamism of these levels of electrical networks. In this dynamism is possible for example load transfers, wich through the experience in the electric power system operation, has been found to be alleviated to a considerable extent overloading networks, avoiding redispatches and even rationing unnecessary in a particular condition of the operation and in contingencies not considered.

Therefore, it is useful to develop a tool to determine practical and reliable ways, which are the best load transfers to perform in an overload condition in electricity networks either in normal operation or under contingency.

KEY WORDS: DEMAND FORECAST; GENERATION DISPATCH; OVERLOAD LIMITS; OPERATIONAL LIMITS; LOAD TRANSFER; ELECTRIC OUTAGES.

INTRODUCCIÓN

La operación de un sistema eléctrico de potencia debe garantizar criterios de seguridad y confiabilidad para condiciones de operación sin contingencia y bajo contingencia n-1. Dentro de las condiciones de seguridad se encuentran tanto la seguridad de los equipos que componen el sistema como la seguridad de las personas y del medio ambiente, mientras que dentro de las condiciones de confiabilidad se encuentra principalmente el brindar continuidad del servicio de energía disminuyendo al máximo posible las interrupciones.

Para garantizar ambos criterios, la operación debe planearse teniendo en cuenta los límites físicos de capacidad de los elementos que componen las redes y que son declarados por los agentes al operador nacional, que en el caso particular colombiano es el CND. Éste, mediante estudios eléctricos de corto, mediano y largo plazo, determina tanto las necesidades de infraestructura del sistema como la forma de operación en cuanto a despacho económico de generación y a configuración operativa de las redes. Según lo anterior, el CND planea la operación garantizando la confiabilidad del sistema según las restricciones que detecte con respecto a niveles de tensión en las barras, frecuencia en el sistema, cargabilidad en líneas y transformadores, entre otras.

En particular, las restricciones de cargabilidad en líneas y transformadores tienen como origen, entre otras, la forma de planeación y construcción de redes eléctricas enfocadas en el fin de atender un problema particular y no el estado global del sistema de potencia, el crecimiento de centros de carga el cual obedece a razones sociales e industriales y no a razones eléctricas. Y las principales medidas de control a estas sobrecargas son el balance de generación, las modificaciones topológicas, el control de flujo de reactivos, racionamientos de carga y traslados de carga. Sin embargo, en la operación actual del sistema eléctrico colombiano, la opción de traslados de carga no es considerada formalmente debido a que el detalle de niveles de subtransmisión y de distribución, por

su alta voluminosidad y el difícil manejo de la totalidad de las mismas a nivel nacional, no es modelado por parte del CND.

Contemplar esta alternativa en la operación del día a día, puede conllevar a obtener un mayor provecho de las redes eléctricas mediante un uso más eficiente del recurso tanto para evitar encarecer la operación al realizar despachos condicionados por restricciones de seguridad como evitar inclusive racionamientos de carga que van en contra vía del objetivo principal de un sistema eléctrico de potencia.

Debido a la complejidad que puede significar determinar las variaciones de flujo por un elemento particular de la red ante transferencias de carga, esta alternativa de alivio de carga puede conllevar a medidas operativas desgastantes como desplazamientos de cuadrillas, riesgos por operación de equipos locales en las redes, tiempos elevados para disminuir una sobrecarga e incluso hasta acciones contraproducentes que conlleven a sobrecargar más el elemento ya sobrecargado. Es por esto que se ve la necesidad de implementar una metodología que permita determinar el orden de prioridad de las transferencias de carga a realizar con el objetivo de disminuir sobrecargas ante contingencias no consideradas en los estudios de planeamiento de la operación de las redes de transmisión de un sistema de potencia. Además de esto se propone también la implementación de un código DPL en el software de simulación DlgSILENT de tal manera que la metodología sea práctica y de fácil aplicación sin perder la generalidad de la misma y el uso en cualquier tipo de red de transmisión.

Esta metodología se basa en la realización de una sensibilidad de Cargabilidad Vs. Transferencia llevada a cabo, en donde se pueda determinar un orden de prioridades de transferencias a realizar teniendo en cuenta además criterios de capacidad real de transferencia de carga y de límites de potencia a transferir para evitar nuevas sobrecargas en otros elementos que componen la red. Adicionalmente, y con el fin de descargar el elemento tanto como sea posible, se propone un ciclo iterativo en donde el valor final del porcentaje de carga del elemento en estudio sea dado por quien aplique dicha metodología.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 CRITERIOS DE CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD EN OPERACIÓN ELÉCTRICA COLOMBIANA

Los sistemas eléctricos de potencia son un conjunto interconectado de elementos que integran subsistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y que tienen como fin abastecer la demanda de energía de la mayor cantidad de usuarios posible garantizando seguridad y confiabilidad en las redes. Para esto, es necesario realizar una planeación de la operación que garantice balances de generación y consumo de energía permaneciendo en los límites operativos de cada elemento y del conjunto de elementos que compone el sistema para asegurar, por ejemplo, estabilidad dinámica, estabilidad transitoria, límites de sobrecarga, estabilidad de tensión, etc. [1][4][6].

Para garantizar dicha seguridad y confiabilidad, se realizan estudios según criterios establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes) y aplicados por el CND [1]. Estos criterios son los siguientes:

- En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90%, ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.
- En cuanto a la carga de los equipos del SIN, se consideran los límites, tanto en estado normal como de sobrecarga, declarados por los agentes para sus equipos.
- En el análisis de estado estacionario se consideran solo contingencias sencillas en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/115 kV ó 220/110 kV.

- De acuerdo con los ajustes de protecciones se considera que las corrientes e impedancias vistas por los relés vecinos, deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.
- Se evalúa que después de una contingencia, en las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no alcance valores inferiores a 0.8 (p.u.) por más de 500 ms.
- Se considera que las unidades de generación tienen ajustados los relés de baja frecuencia de forma que no se dé disparo instantáneo de las mismas ante frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz, mientras que, entre 57.5 Hz a 58.5 Hz el disparo de la unidad debe tener una temporización mínima de 15 s. Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no se considera disparo de las unidades. Asimismo, para frecuencias superiores a 62 Hz y menores a 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobre velocidad con una temporización mínima de 15 s. Con frecuencias superiores a 63 Hz se asume el disparo instantáneo de la unidad por protección de sobre velocidad.
- Se evalúa la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones y se verifica que los valores propios tengan componente de amortiguación.
- Los análisis que se realizan para definir las recomendaciones operativas descritas en el informe consideran disponibles todos los elementos de la red. Se debe tener en cuenta que ante mantenimientos o indisponibilidades en la red las condiciones pueden llegar a ser más críticas en algunas áreas o subáreas del SIN.

1.2 CARGABILIDAD EN LOS ELEMENTOS DE LAS REDES DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Como se presentó anteriormente, una de las exigencias del Código de Redes es asegurar los límites de cargabilidad de cada uno de los elementos que componen las redes, estos

límites de cargabilidad vienen dados por los agentes transmisores y operadores de red quienes informan a XM una capacidad de carga nominal de sus equipos y quien tiene la posibilidad de brindar una capacidad de sobrecarga por un tiempo determinado. Esta información se encuentra publicada en el PARATEC de la página de XM y es con la que se realizan los estudios de planeamiento de la operación diaria [2].

1.2.1 Métodos Operativos de Alivio de Sobrecargas

Con el fin de garantizar que los límites de sobrecarga no sean violados, es posible realizar diferentes acciones para redistribuir el flujo de potencia por las redes como lo son, balance de generación en la zona afectada, control de reactivos, traslados de carga, racionamiento de carga, apertura y cierre de líneas, y otras posibilidades de disminución de porcentaje de carga como lo son ampliación en las redes, modificación de la impedancia de una línea de transmisión mediante uso de compensaciones serie, inyección o absorción de reactivos mediante FACT, etc.

De manera general, el porcentaje de carga de un elemento que compone una red enmallada puede verse como sigue:

$$\% \text{ Carga final} = \% \text{ Carga inicial} - \text{Disminución \% de carga} \quad (1)$$

Donde la disminución de porcentaje de carga es como sigue:

$$\text{Disminución \% de carga} = D_{bg} + D_{cr} + D_{tc} + D_{rc} + D_{mt} + \text{otros} \quad (2)$$

Dónde:

D_{bg} = Disminución con balance de generación

D_{cr} = Disminución con control de reactivos

D_{tc} = Disminución con traslados de carga

D_{rc} = Disminución con racionamiento de carga

D_{mt} = Disminución con modificaciones topológicas

otros = Otras posibilidades de disminución de porcentaje de carga

1.2.1.1 Disminución de porcentaje de carga mediante control de reactivos

La disminución con control de reactivos consiste en reducir la potencia reactiva por el elemento sobrecargado a través del control de tensiones en las barras en que se conecta y de esta forma, disminuir la potencia aparente que se traduce en corriente. Este control de reactivos se puede realizar a través de operación de reactores inductivos o capacitivos y a través de operación de taps en transformadores [5]. Debido a la relativa facilidad operativa de la manipulación de taps de transformadores y de reactores, esta forma de disminución de porcentaje de carga suele ser empleada con alta frecuencia y como una de las primeras opciones a las cuales se acude; sin embargo, dependiendo de la magnitud de la potencia reactiva por el elemento estudiado, de la topología de las redes, de la disponibilidad de reactores y de transformadores con control de taps bajo carga, en muchas ocasiones la reducción de carga que esta opción representa no es suficiente para aliviar la sobrecarga. Cabe aclarar que, mediante esta opción, el flujo de potencia activa por el elemento prácticamente no se ve afectado.

A manera de ilustración se presenta el caso de la Figura 1, donde se tienen dos subestaciones interconectadas tanto por el STN (línea 2) como por el STR (Transformadores 1 y 2 y línea 1); ambas subestaciones alimentan una carga conectada a la subestación 2 y los flujos de potencia se muestran según las flechas (En rojo potencia activa y en verde potencia reactiva).

Se quiere ver el caso donde la línea 1 se encuentra sobrecargada y se asume que la magnitud del voltaje 1 es mayor que la magnitud del voltaje 2, por tanto, el flujo de potencia reactiva va del voltaje 1 al voltaje 2; al manipular los taps de los transformadores 1 y 2 (figura de la derecha), se logra que la diferencia de tensiones sea menor y por tanto el flujo de potencia reactiva por la línea 1 disminuya (ver cambio del flujo círculos azules) y con esto su porcentaje de carga. Como se puede apreciar, la potencia reactiva que antes suministraba la línea 1 ahora la suministra el Transformador 2.

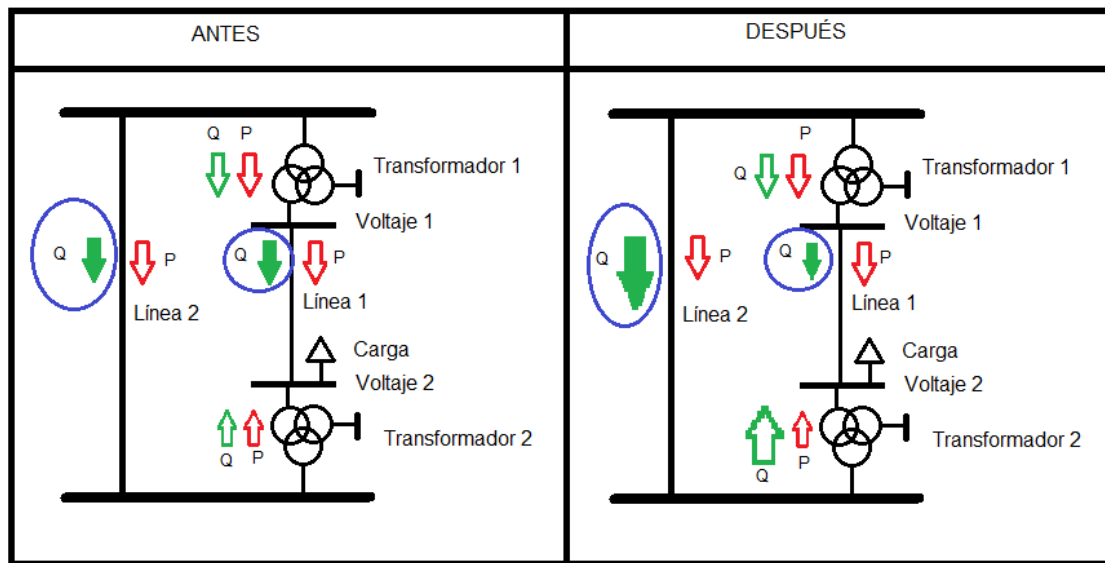


Figura 1. Control de reactivos. Fuente: Elaboración propia

1.2.1.2 Disminución de porcentaje de carga mediante balance de generación

La opción de disminución de porcentaje de carga basada en balance de generación consiste en planear el despacho de generación de manera estratégica tal que se reduzca el transporte de potencia por las redes al generar potencia cerca de los grandes centros de carga [4][12][13]. Este método de disminución de porcentaje de carga puede implicar altos costos en la operación pues algunos recursos de generación de energía pueden ser costosos. En otras palabras, este balance de generación puede requerir que se despachen generaciones como las térmicas para garantizar seguridad del sistema aun cuando se cuenta con recurso hídrico. Por otro lado, además de lo mencionado anteriormente, bajo condiciones de contingencia en el sistema eléctrico de potencia, el balance de generación puede requerir un redespacho de las plantas; esto se debe garantizar desde antes de la ocurrencia del evento y, por tanto, se sobredimensiona el despacho de la generación. Si bien este método de disminución de porcentaje de carga típicamente tiene una alta efectividad, sus costos suelen ser elevados.

A manera de ilustración se presenta el caso de la Figura 2, donde se tienen tres subestaciones; las subestaciones alimentan una carga conectada a la subestación 2 y los flujos de potencia se muestran según las flechas (En rojo potencia activa y en verde potencia reactiva).

Se quiere ver el caso donde alguna o varias de las líneas se encuentra sobrecargada y se asume que el generador 1 está entregando toda la potencia demandada por el sistema (ver figura izquierda); al realizar un balance de generación tal que el generador 2 aporte parte de la potencia demandada por el sistema (ver figura derecha), se logra que la potencia no tenga que viajar por las líneas y por tanto los flujos por las líneas disminuyan y con esto sus porcentajes de carga (ver cambio del flujo círculos azules).

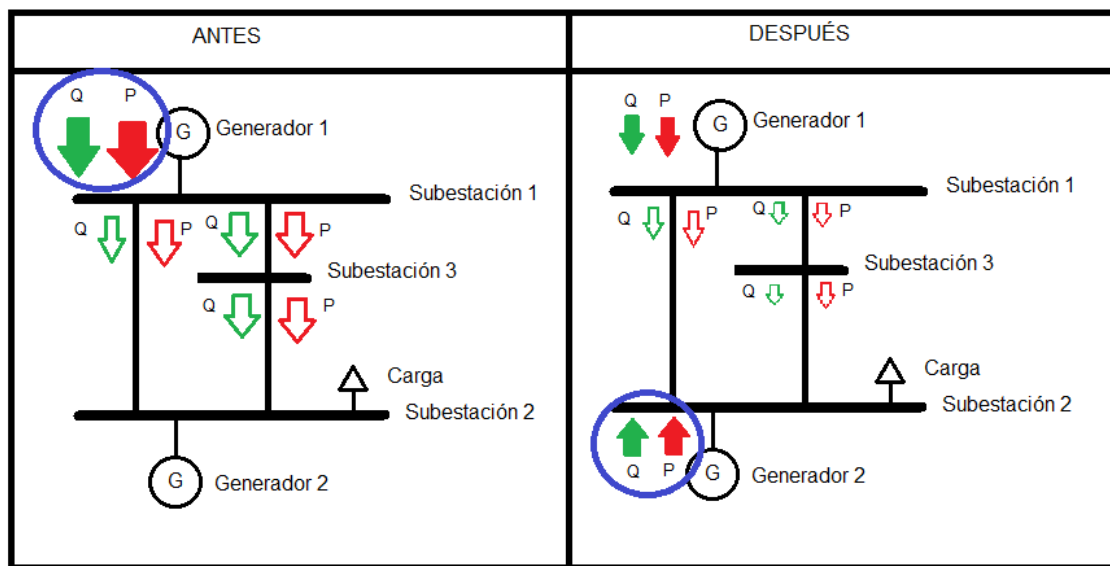


Figura 2. Balance de generación. Fuente: Elaboración propia

1.2.1.3 Disminución de porcentaje de carga mediante racionamiento

La opción de disminución de porcentaje de carga basada en el racionamiento de carga consiste en la desconexión de usuarios del sistema y con esto disminuir la magnitud de los grandes centros de carga vistos por el elemento sobrecargado [9]. Si bien este método representa una efectividad elevada, va en contravía del objetivo principal del sistema eléctrico de potencia que es atender la mayor cantidad de usuarios con criterios de calidad y continuidad, por tanto, suele ser el último método a recurrir.

A manera de ilustración se presenta el caso de la Figura 3, donde se tienen tres subestaciones; las subestaciones alimentan una carga conectada a la subestación 2 y los flujos de potencia se muestran según las flechas (En rojo potencia activa y en verde potencia reactiva).

Se quiere ver el caso donde alguna o varias de las líneas se encuentra sobrecargada; al realizar racionamiento de carga (ver figura derecha), se logra que la potencia demandada por la carga total disminuya y por tanto los flujos por las líneas disminuyan y con esto sus porcentajes de carga (ver cambio del flujo círculos azules).

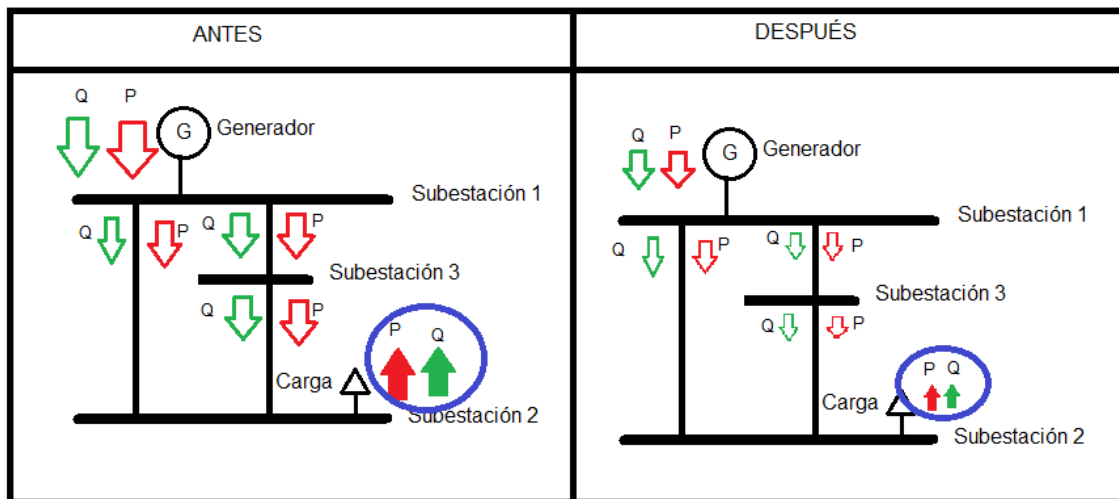


Figura 3. Racionamiento de carga. Fuente: Elaboración propia

1.2.1.4 Disminución de porcentaje de carga mediante modificaciones topológicas

Por otro lado, la opción de disminución de porcentaje de carga basada en modificaciones topológicas en las redes consiste en la modificación de la impedancia equivalente vista por la corriente para llevar carga desde la fuente de generación hasta la carga a través de apertura y cierre de elementos de potencia; con esto se hace que la potencia fluya por caminos eléctricos más descargados [10][14]. Si bien esta opción puede permitir descargar en gran medida los elementos sobrecargados, puede implicar también aumentar las pérdidas en el sistema de potencia y dar señales equivocadas sobre la necesidad del enmallamiento de las redes eléctricas.

A manera de ilustración se presenta el caso de la Figura 4, donde se tienen tres subestaciones; las subestaciones alimentan una carga conectada a la subestación 2 y los flujos de potencia se muestran según las flechas (En rojo potencia activa y en verde potencia reactiva).

Se quiere ver el caso donde la línea 4 se encuentra sobrecargada; al realizar el cambio topológico (apertura de la Línea 1. Ver figura derecha), se aumenta la impedancia

equivalente entre las subestaciones 1 y 3 y se logra que la potencia prefiera la Línea 3 para circular y por tanto el flujo por la Línea 4 disminuye y con esto su porcentaje de carga (ver cambio del flujo círculos azules).

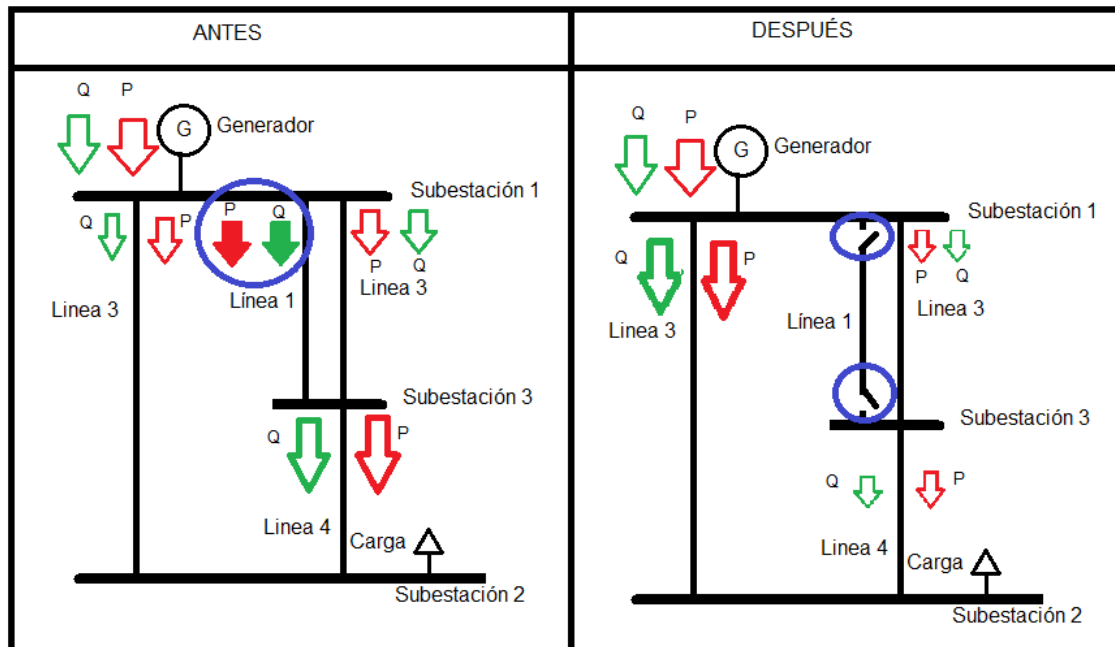


Figura 4. Variación topológica. Fuente: Elaboración propia

1.2.1.5 Disminución de porcentaje de carga mediante traslados de carga

La opción de disminución de porcentaje de carga basada en traslados de carga consiste en modificar los centros de carga del sistema de potencia a través de transferencias de carga típicamente a niveles de distribución [11]. Debido a que las redes de distribución no son típicamente modeladas por el operador de la red nacional, esta opción no es contemplada por el mismo y se deja a criterio del operador de red de transmisión que en muchas ocasiones no tiene control sobre el sistema de distribución.

A manera de ilustración se presenta el caso de la Figura 5, donde se tienen cuatro subestaciones; las subestaciones alimentan dos cargas conectadas a las subestaciones 2 y 4, y los flujos de potencia se muestran según las flechas (En rojo potencia activa y en verde potencia reactiva).

Se quiere ver el caso donde la línea 4 se encuentra sobrecargada; al realizar transferencia de carga desde la carga 1 hacia la carga 2 (Ver figura derecha), la potencia que requiere atender la Línea 4 disminuye y con esto su porcentaje de carga. De esta

forma se reduce el centro de carga ubicado en la subestación 2 y se aumenta el centro ubicado en la subestación 4 (ver cambio del flujo círculos azules).

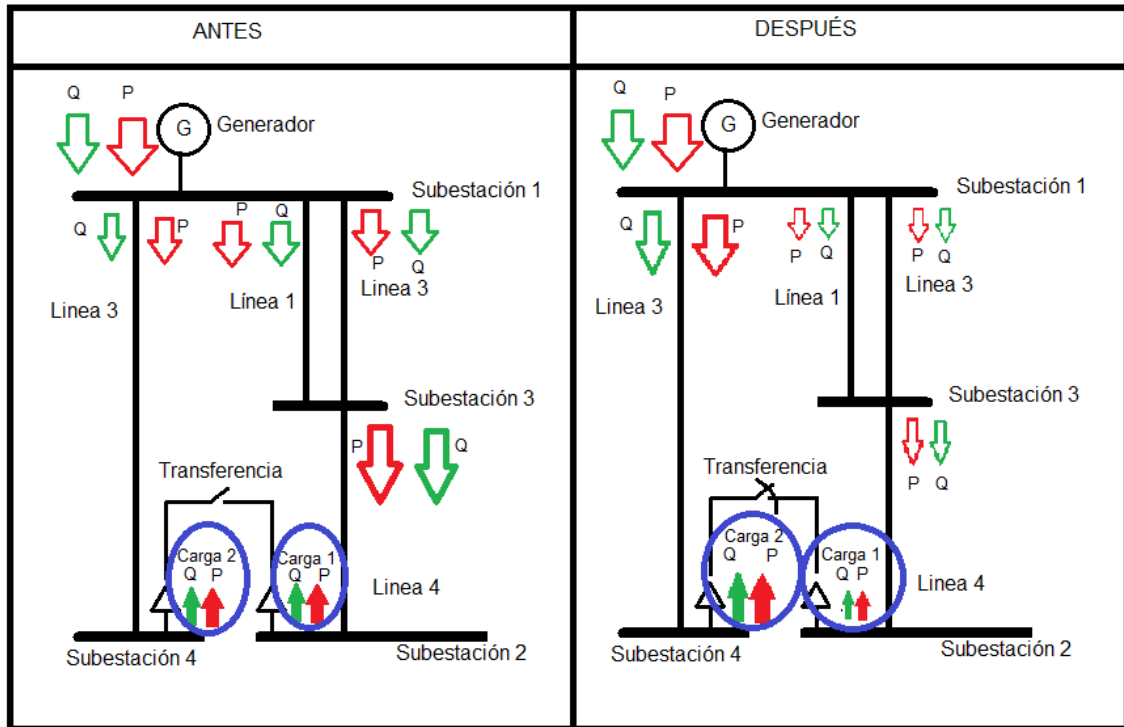


Figura 5. Traslados de carga. Fuente: Elaboración propia

Cabe aclarar que esta opción de disminución de porcentaje de carga puede requerir la utilización de cuadrillas en terrero para la realización de las maniobras en campo, lo cual puede implicar tiempos elevados. Adicionalmente, es importante mencionar que realizar traslados de carga no pretende ocultar señales de necesidad de expansión del sistema sino más bien, ser una medida remedial operativa.

1.3 METODOLOGÍA T & D UPB

Para el desarrollo del presente trabajo de grado se utiliza la metodología propuesta en el Seminario de Investigación de la Especialización en Transmisión y Distribución. Esta metodología se fundamenta en la identificación de un problema para cuya definición se raíces, elementos y perceptores.

Las raíces son ausencias o imprecisiones procedimentales que se vuelven la causa del problema y que generalmente se hacen visibles ante la experiencia en la práctica o la investigación de metodologías.

Por otro lado, los elementos son los instrumentos que se utilizan y pretenden dar solución al problema en cuestión.

Por último, los perceptores son aquellos afectados positiva o negativamente por el problema o su solución planteada; entre estos perceptores pueden estar desde empresas del sector hasta usuarios finales.

1.3.1 Antecedentes

Los principales antecedentes para la realización de la metodología de gestión de sobrecargas en redes de transmisión a través de transferencias de carga, son los siguientes:

- Criterios de seguridad y confiabilidad de la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes) [1].
- Estudios de restricciones operativas del CND [2][3].
- Modelamiento del Sistema Interconectado Nacional a niveles de tensión mayores o iguales a 110 kV [3].
- Forma de operación independiente de las redes de transmisión y de las redes de distribución.

Mediante el conocimiento de los anteriores, es posible conocer y comprender la problemática que se afronta en este documento.

1.3.2 Árbol temático

Como herramienta de contextualización de la problemática a abordar y de las herramientas a utilizar en implementación de la propuesta metodológica, se presenta el árbol temático propuesto por la metodología T & D donde se resalta en rojo el camino a seguir:

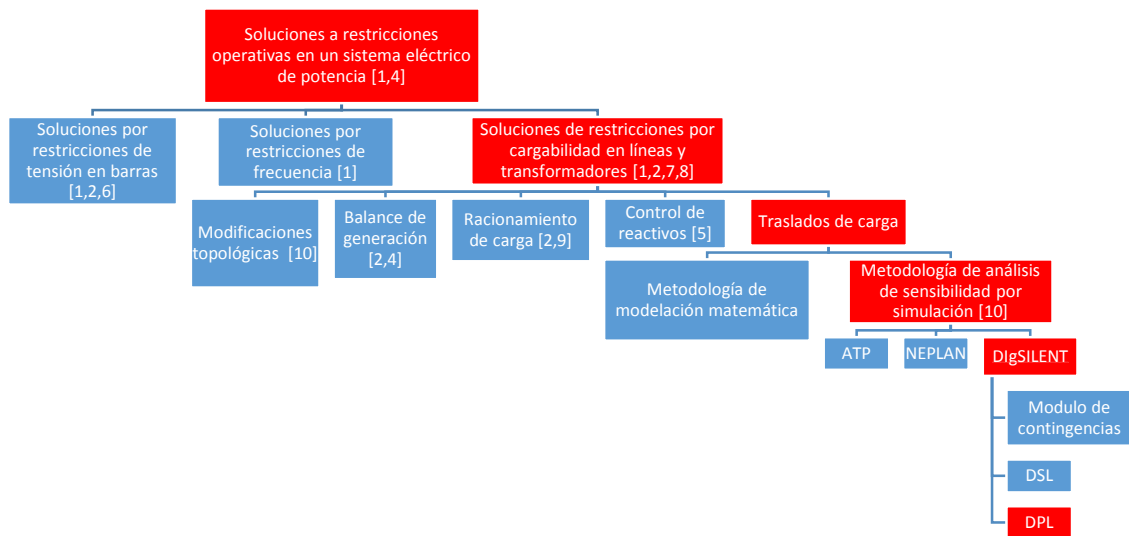


Figura 6. Árbol temático Metodología T & D UPB

1.3.3 Planteamiento del problema

De acuerdo a la metodología T & D de la UPB, y como forma de comprender más fácilmente los factores que rodean e influyen la gestión de sobrecargas mediante transferencias de cargas, se presenta el planteamiento del problema por el cual surge la metodología en estudio.

El mapa global de la metodología de la gestión de sobrecargas mediante transferencias de carga presenta cuatro raíces principales y cuatro secundarias como se muestra a continuación:

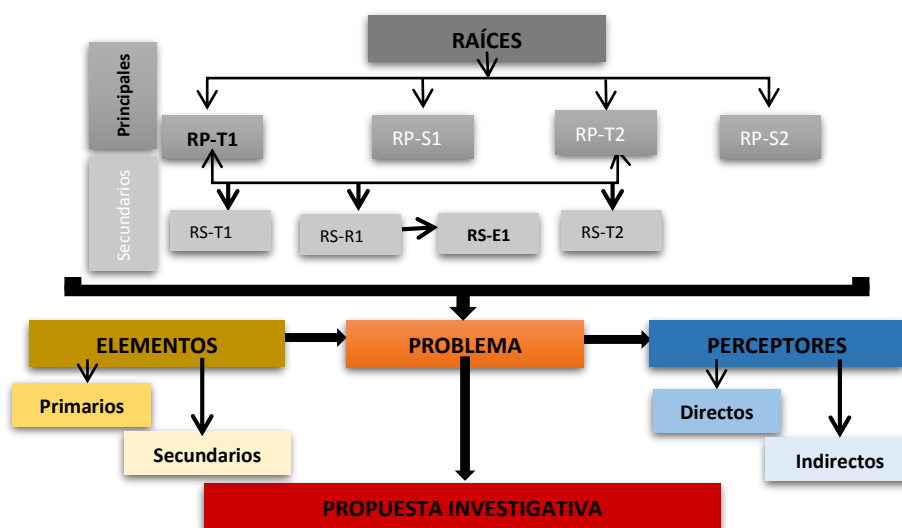


Figura 7. Mapa global de la gestión de sobrecargas mediante transferencia de carga

Particularmente, cada elemento del mapa presentado se puede describir como sigue:

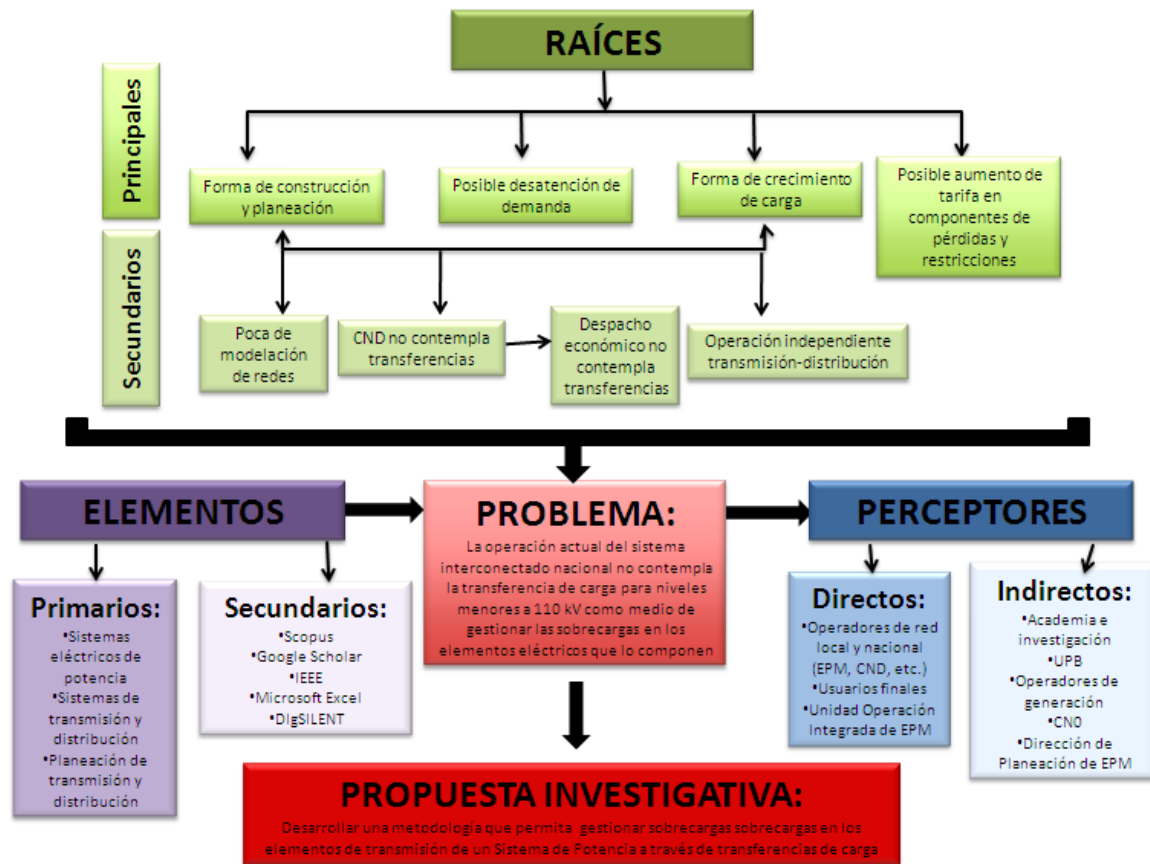


Figura 8. Descripción del mapa global de la gestión de sobrecargas mediante transferencia de carga

1.3.3.1 Raíces principales de la problemática

A continuación, se presentan las raíces principales de la problemática de ausencia de consideración de transferencia de carga como medio de alivio de sobrecargas:

- RP-T1: La construcción y la planeación de las redes eléctricas se realiza principalmente con el fin de atender un problema particular y no el estado global de las redes de potencia [2].
- RP-T2: El crecimiento de centros de carga obedece a razones sociales y no a razones eléctricas.
- RP-S1: La sobrecarga elementos del sistema eléctrico de potencia puede llevar a desatención de demanda.

- RP-S2: Las restricciones técnicas en un sistema eléctrico de potencia implican aumento en la tarifa del servicio de energía eléctrica.

1.3.3.2 Raíces secundarias de la problemática

A continuación, se presentan las raíces secundarias de la problemática de ausencia de consideración de transferencia de carga como medio de alivio de sobrecargas:

- RP-E1: La poca utilización de las transferencias de carga como medio de reducción de sobrecarga en las redes eléctricas implica mayor imprecisión en la planeación del despacho económico.
- RP-R1: Hasta el momento, el Código de Operación no contempla la opción de transferencia de cargas para eliminar restricciones de operación; por tanto, el CND no las tiene en cuenta en sus estudios y sus modelos [1].
- RP-T1: El operador nacional de redes no cuenta con toda la modelación detallada del sistema eléctrico para niveles de tensión menores a 110 kV [3].
- RP-T2: No todos los operadores de las redes de transmisión tienen la posibilidad de realizar maniobras de transferencia de carga a niveles de distribución.

1.3.3.3 Elementos primarios de la problemática

A continuación, se presentan los elementos primarios de la problemática de ausencia de consideración de transferencia de carga como medio de alivio de sobrecargas:

- Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Sistemas de transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- Sistemas de Planeación de transmisión y distribución de energía eléctrica.

1.3.3.4 Elementos secundarios de la problemática

A continuación, se presentan los elementos secundarios de la problemática de ausencia de consideración de transferencia de carga como medio de alivio de sobrecargas:

- Scopus.
- Google Scholar.
- IEEE.
- Microsoft Excel.
- Software de Simulación DIgSILENT.

1.3.3.5 Perceptores directos de la problemática

A continuación, se presentan los perceptores directos de la problemática de ausencia de consideración de transferencia de carga como medio de alivio de sobrecargas:

- Operadores de red local y nacional (EPM, XM, etc.)
- Usuarios finales de energía eléctrica.
- Unidad Operación Integrada de EPM.

1.3.3.6 Perceptores indirectos de la problemática

A continuación, se presentan los perceptores indirectos de la problemática de ausencia de consideración de transferencia de carga como medio de alivio de sobrecargas:

- Academia e investigación.
- UPB.
- Operadores de generación.
- CNO.
- Dirección de Planeación de EPM.

1.3.3.7 Problemática

La problemática que pretende afrontar la metodología planteada en este documento es que la operación actual del sistema interconectado nacional no contempla la transferencia de carga para niveles menores a 110 kV como medio de gestionar las sobrecargas en los elementos eléctricos que lo componen; esto puede provocar desde redespachos que implican aumento en el costo de la operación hasta racionamientos de carga.

1.3.3.8 Propuesta

La propuesta presentada en este documento consiste en desarrollar una metodología que permita determinar la prioridad de transferencia de carga entre subestaciones para gestionar sobrecargas en los elementos de transmisión de un Sistema de Potencia a través de un análisis de sensibilidad Cargabilidad Vs. Transferencia.

1.4 VIGILANCIA TECNOLÓGICA

Para el planteamiento de la necesidad de solución a la problemática de ausencia de gestión de sobrecargas en redes de transmisión a través de transferencias en redes de distribución, se partió de la evidencia presentada por EPM en su operación diaria, donde ante algunas contingencias múltiples o ante la coincidencia de indisponibilidad de algunos de sus activos, se pueden tener casos donde se presenten sobrecargas en sus redes de transmisión las cuales no puedan ser controladas mediante balances de generación, control de potencia reactiva mediante variación de tensiones ni mediante reconfiguración topológica de sus redes. En estos casos, es común que el CND, de manera informal, le plantee el problema al operador de red, en este caso EPM, para que éste, basado en el conocimiento de sus redes a nivel de subtransmisión y distribución, ofrezca una solución, ya sea mediante transferencias o mediante racionamiento de carga.

A pesar de lo anterior, también se realizó vigilancia tecnológica para conocer el estado del arte del tema en cuestión, para buscar alternativas ya estudiadas y para determinar la aplicabilidad de la metodología de gestión de sobrecargas mediante transferencias de carga. Para esta vigilancia tecnológica se emplearon principalmente tres fuentes de información; estas son las bases de datos Google Scholar, Scopus e IEEE a las cuales se cuenta con acceso desde la UPB.

1.4.1 Google Scholar

Realizando la consulta de información en la base de datos de Google Scholar, se encontró gran cantidad de información, sin embargo, para el tema específico en cuestión no se encontraron referencias puntuales. La gran mayoría de información fue con respecto a esquemas de deslastre de carga, a ajustes de relés de protección por baja frecuencia, a reconfiguración de redes para reducir pérdidas y a operación de compensadores series para el flujo de potencia. A manera de resumen, se presenta una tabla y una gráfica con las consultas realizadas y el número de artículos encontrados:

Tabla 1. Artículos en Google Scholar

Búsqueda	Artículos
load transfer in overloaded systems	96600
load transfer to reduce overloads	32100
load distribution transfer to reduce transmission overloads	24300
load distribution transfer to reduce transmission overloads in electric systems	20900
load redistribution to reduce overloads in a transmission systems	19900
control of overloads in a transmissions system through distribution transfer	20700
feeder reconfiguration in power systems	17400
feeder reconfiguration for overload systems	12700
feeder reconfiguration for overload transmission systems	9430
load shedding schemes for overload systems	9060
feeder transfer for overloading transmission systems	1940

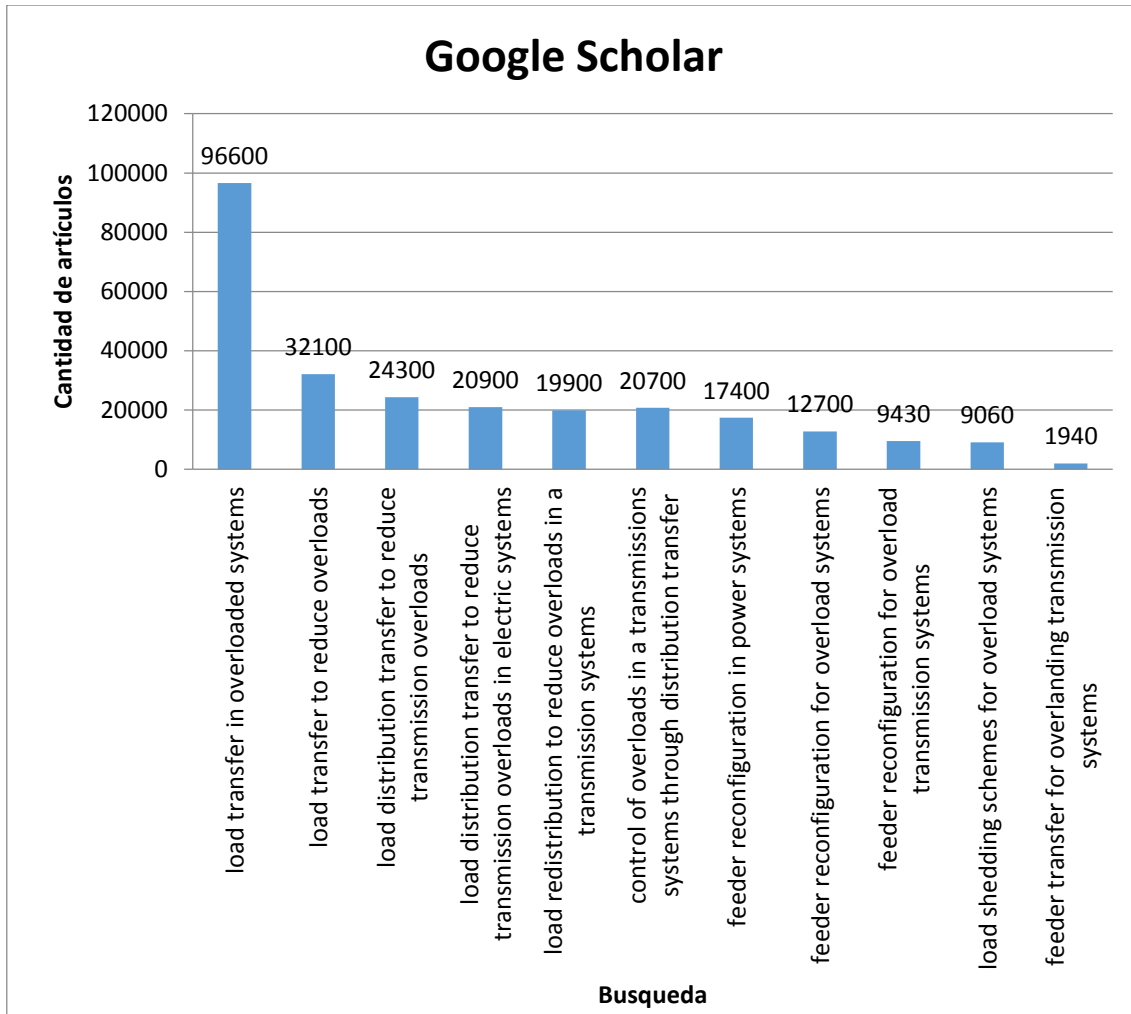


Figura 9. Artículos en Google Scholar

De esta base de datos, el artículo más representativo para la realización del presente trabajo de grado fue el de: *“Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado”* de Pablo Enrique Oñate Yumbra del año 2008 y como requisito para obtener el grado de Doctor en ciencias en la especialidad de Ingeniería Eléctrica del Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del I.P.N. Unidad Guadalajara. En este documento se presenta como principal estudio la opción de disminución de porcentaje de carga basada en balance de generación.

1.4.2 Scopus

Por otro lado, realizando la consulta de información en la base de datos de Scopus, a pesar de que no se encontró tanta documentación como en Google Scholar, también se encontró gran cantidad de información, sin embargo, para el tema específico en cuestión de nuevo no se encontraron referencias puntuales. A manera de resumen, se presenta una tabla y una gráfica con las consultas realizadas y el número de artículos encontrados:

Tabla 2. Artículos en Scopus

Búsqueda	Artículos
load transfer	146088
load transfer AND (LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENGI"))	64817
(load transfer) AND (power system) AND (LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENGI"))	20320
(load transfer) AND (power system) AND (LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENGI")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric power systems"))	1415
(load transfer) AND (power system) AND (LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENGI")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric power systems")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric loads"))	229
(load transfer) AND (power system) AND (LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENGI")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric power systems")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric loads")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric power transmission"))	40
overloaded	20919
(overloaded) AND (transmission)	1456
(overloaded) AND ((transmission)) AND (load)	531
(overloaded) AND (((transmission)) AND (load)) AND (transfer)	84
(overloaded) AND (((transmission)) AND (load)) AND (transfer) AND (LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENGI") OR LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENER")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric power transmission"))	9
overload transmission solution	1805
overload transmission solution AND (LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENGI")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric power systems"))	123
power system overload	13813
(power system overload) AND (load transfer)	748

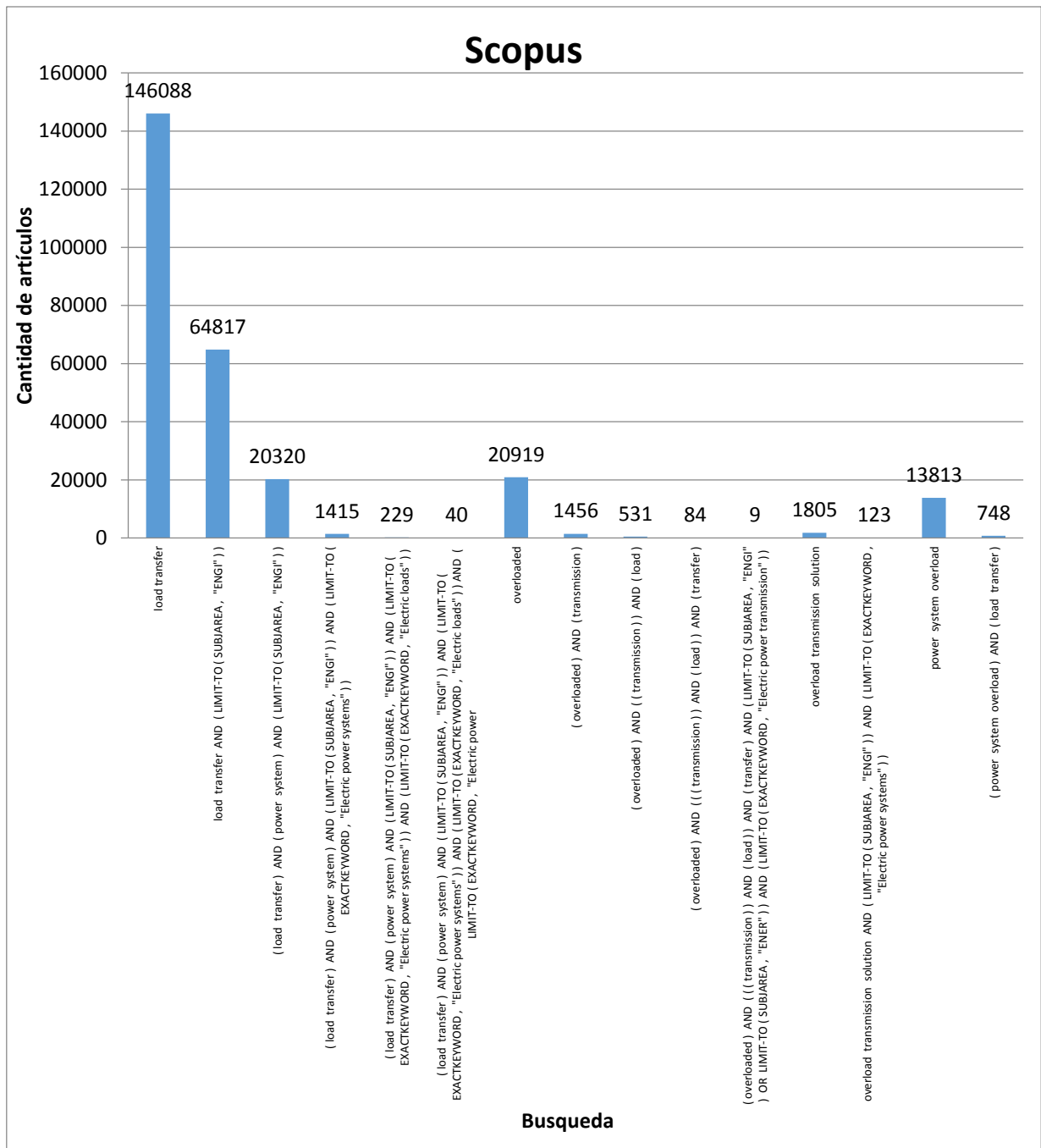


Figura 10. Artículos en Scopus

Adicionalmente, se presenta la línea de tiempo de artículos publicados para la búsqueda consideras como más relevante:

1.4.2.1 Línea de tiempo de consulta “(load transfer power system) AND (LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENGI")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric power systems") OR LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric loads") OR LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric power transmission")) “

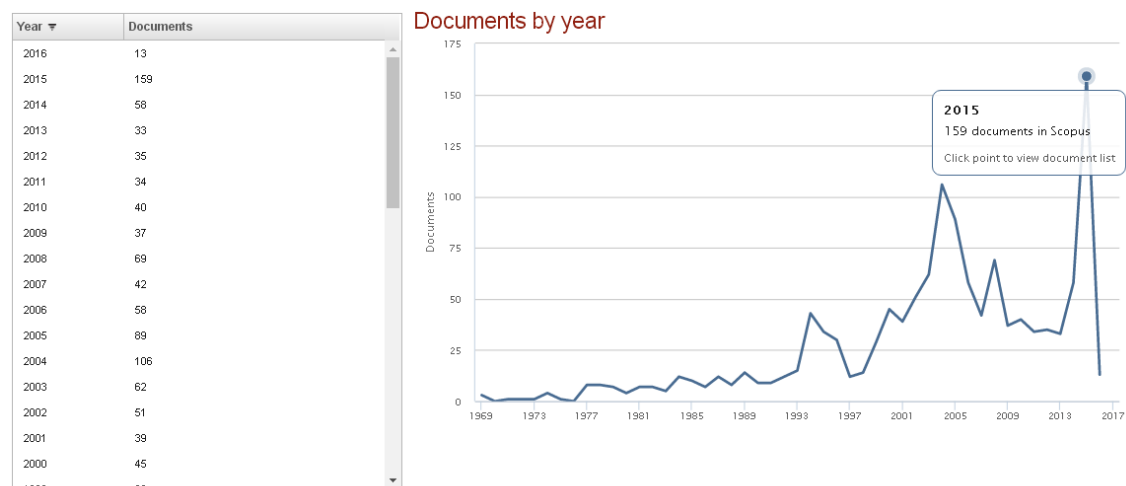


Figura 11. Línea de tiempo para consulta más relevante en Scopus

“(load transfer power system) AND (LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENGI")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric power systems") OR LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric loads") OR LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Electric power transmission")) “en Scopus

Como se puede apreciar, para esta búsqueda se tiene que desde alrededor del año 1993 se presenta un aumento en los artículos publicados, teniendo un máximo de 159 en el año 2015.

De esta base de datos, el artículo más representativo para la realización del presente trabajo de grado fue el de: “*Available Transfer Capability Determination Using Power Transfer Distribution Factors*” realizado por Anup Kumar y por Mukesh Kumar del año 2013. En este documento se presenta como principal estudio la determinación de capacidad de transferencia en una red de transmisión en el mercado de energía eléctrica.

1.4.3 IEEE

De otra parte, realizando la consulta de información en la base de datos de IEEE, se encontró la información de mejor calidad de las tres bases de datos consultadas puesto

que los temas de los artículos encontrados era la más relacionada con la gestión de sobrecargas. A manera de resumen, se presenta una tabla y una gráfica con las consultas realizadas y el número de artículos encontrados:

Tabla 3. Artículos en IEEE

Búsqueda	Artículos
Load redistribution for overloading	14
load redistribution for overloading power system	7
Feeder reconfiguration	313
feeder reconfiguration in power system	277
load shedding schemes	542
load shedding schemes in power system	499
oad shedding schemes for overloading	40
load transfer schemes for overloading	36
load transfer schemes for transmission overloading	9
overloading in transmission system	910
load transfer for overloading in transmission system	59

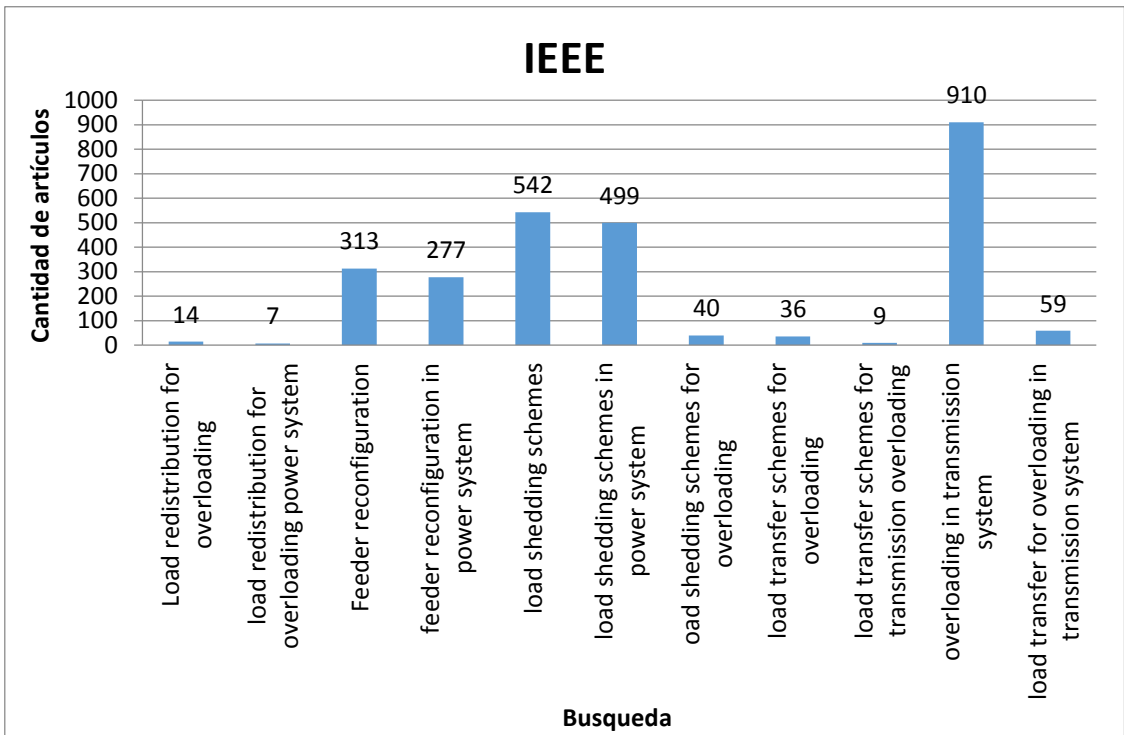


Figura 12. Artículos en IEEE

De esta base de datos, los artículos más representativos para la realización del presente trabajo de grado fueron los siguientes:

- *“A knowledge-based System To Develop A Plan Of Action For Eliminating Transmission Line Overloads”* de E. D. Tweed, E. F. Richards que trata sobre la eliminación de múltiples sobrecargas en líneas de transmisión mediante cambios en las generaciones y deslastres de carga.
- *“Adaptive Load Shedding Scheme for Transmission Line Overloading Problem in TNB.”* De A. Z. Muhamad, N. S. Nik, M. K. Nizam, S. K Sheikh, A. A. Rahim del año 2014 que trata sobre la implementación de un esquema de deslastre de carga para disminuir las sobrecargas en líneas de transmisión.
- *“Agent-Based Redispatch for Real-Time Overload Relief in Electrical Transmission Systems”* de Robitzky, Sven C. Müller, S. Dalhues, U. Häger y C. Rehtanz del año 2015 y que trata sobre el redespacho de plantas de generación para el alivio de sobrecargas en las redes de transmisión.
- *“Elimination of transmission system overloads through branch switching”* de D.C. Pinheiro y C.A. Castro que trata sobre el alivio de sobrecargas en elementos de transmisión mediante la variación topológica de las redes.
- *“Sensitivity Analysis For Overload-Relief In Transmission Lines Using An Implicitly Couple Method (CRIC)”* de E. S. Hoji y A. Padilha-Feltrin del año 2006 y que trata sobre la disminución de flujo de potencia reactiva en las líneas de transmisión como método de disminución de sobrecargas.

1.5 REFERENCIAS DE CASOS DE APLICACIÓN

Además de las referencias bibliográficas presentadas en la sección 1.4 de vigilancia tecnológica, se presentan también algunos casos de aplicación real ya sea de aplicaciones similares a la planteada por la metodología de gestión de sobrecargas mediante transferencias de carga, o de casos en donde se gestionan las sobrecargas con otras estrategias como el balance de generación, el control de potencia reactiva, entre otras.

1.5.1 Sistema de Nueva Inglaterra [4]

Este sistema está constituido por 10 generadores, 39 nodos, 46 líneas de transmisión y 11 transformadores con cambiadores de derivación como se muestra en la Figura 13. La demanda total del sistema en el momento de la aplicación era de 6098 MW y 1409 Mvar y las cargas fueron modeladas como impedancia constante [4].

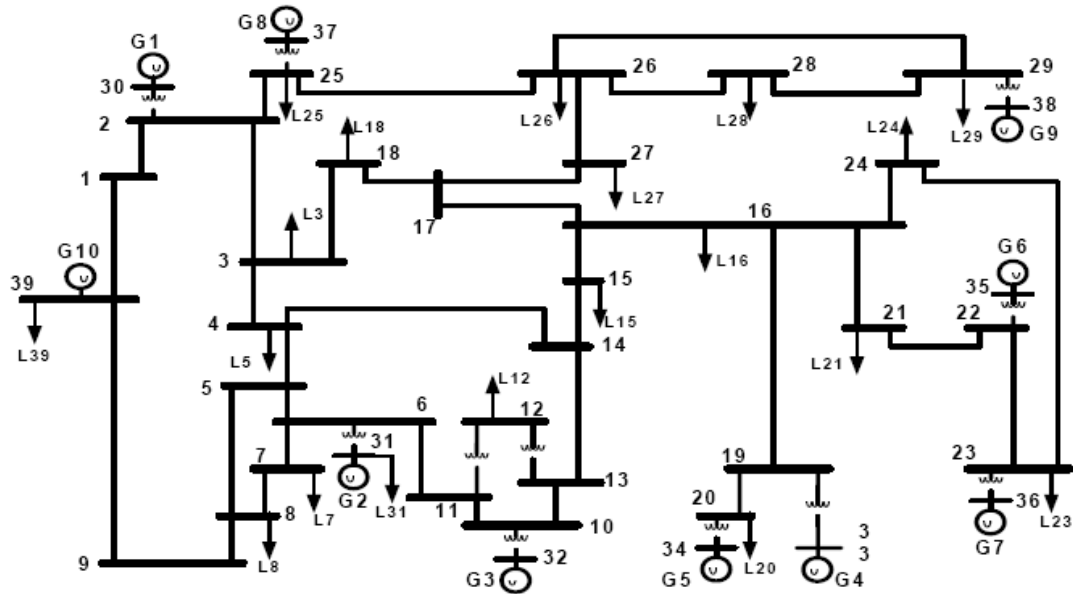


Figura 13. Diagrama unifilar del sistema de Nueva Inglaterra [4]

En el mismo, se utilizó una metodología de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad como se presenta en [4]. Allí, el objetivo principal era lograr un despacho económico óptimo a partir de una función de costo de generación cuadrática e incluyendo restricciones de límites de tensiones, de sobrecargas en el sistema de transmisión y de estabilidad transitoria. Para esto, se tuvo en cuenta dos contingencias consideradas como las de mayor impacto las cuales son:

- Falla trifásica en el extremo de la línea 26-27 cerca del nodo 26, la cual se libera por la apertura de la línea a los 0.2 s de ocurrida.
- Falla trifásica en el extremo de la línea 16-17 cerca del nodo 17, la cual se libera por la apertura de la línea a los 0.25 s de ocurrida.

Mediante la aplicación de la metodología propuesta, se logra reducir el costo de la generación al obtener un redespacho de generación que continúe garantizando parámetros de seguridad.

1.5.2 Sistema de India [15]

Este sistema está constituido por 19 generadores, 89 líneas de transmisión de 220 kV y 11 transformadores con cambiadores de derivación como se muestra en la Figura 14. La demanda total del sistema en el momento de la aplicación era de 2909 MW.

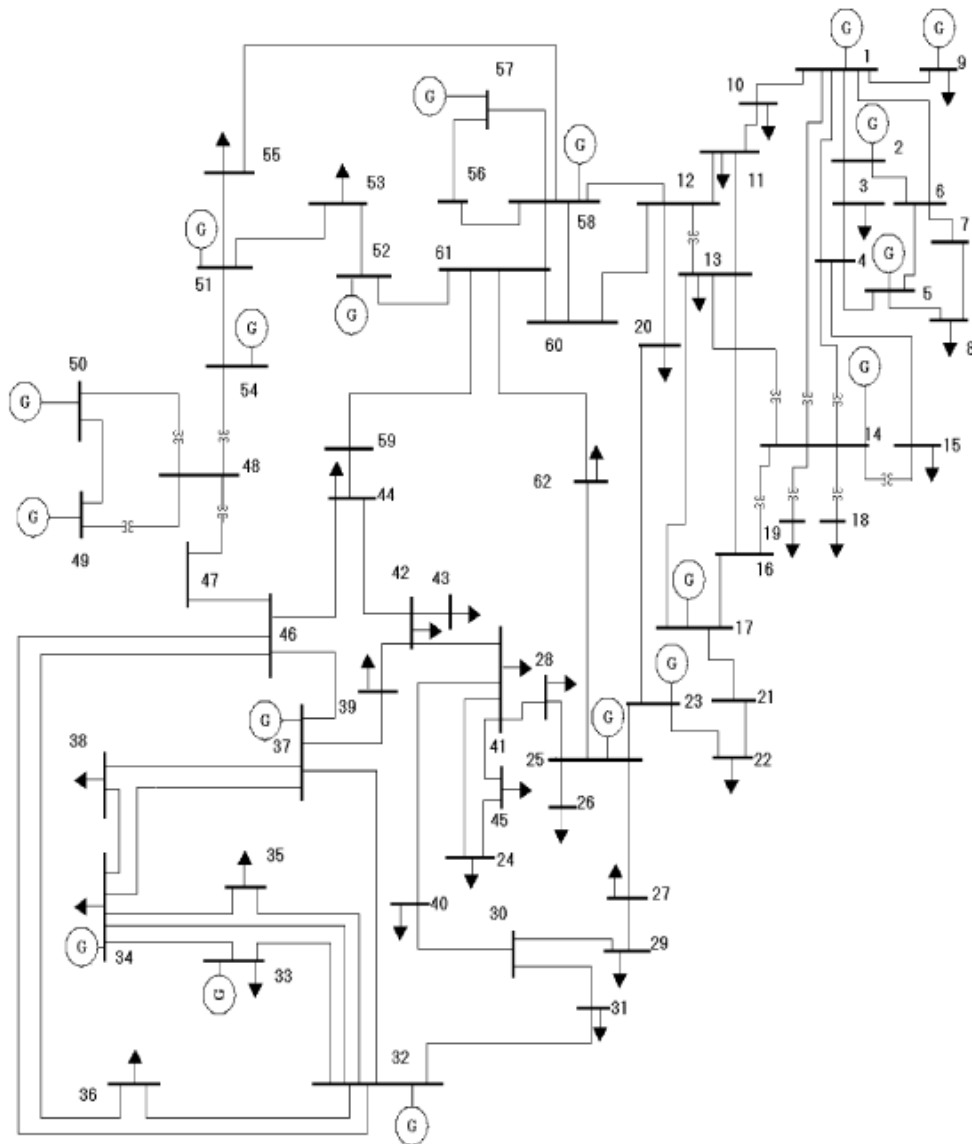


Figura 14. Diagrama unifilar del sistema de India [15]

En el mismo, se utilizó una metodología aprovechamiento de la capacidad de transferencia de potencia para obtener el mejor despacho económico como se presenta en [15]. Allí, el objetivo principal era lograr un despacho económico óptimo tal que se redujera el precio de las penalizaciones a las cuales estaban sometidos los generadores logrando reducir el costo de operación en aproximadamente 769 US\$/h.

1.5.3 Sistema de Unión Eléctrica [8]

Este sistema está constituido por 1374 líneas de transmisión y 630 nodos, de los cuales, 330 hacen parte de Unión Eléctrica y 300 hacen parte de sistemas vecinos. El sistema está dividido en 6 áreas como se muestra en la Figura 15.

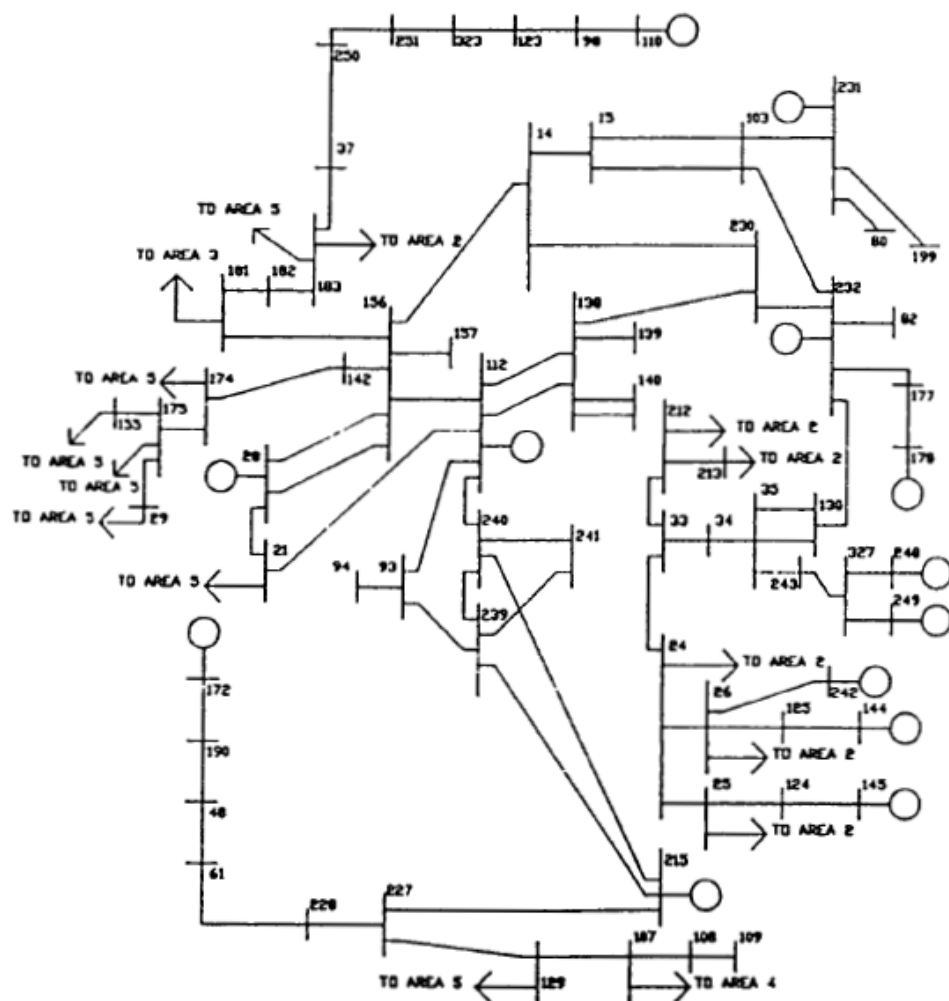


Figura 15. Diagrama unifilar del sistema de Unión Eléctrica [8]

En el mismo, se estudiaron las contingencias del generador del nodo 144, de las líneas de transmisión paralelas de 345 kV entre los nodos 112 a 138, entre los nodos 93 a 112, entre los nodos 93 a 239 y entre los nodos 93 a 94. Para lo anterior, se partió del estudio de intercambios de potencia entre las áreas y se redespachó iterativamente la generación de Unión Eléctrica para garantizar que no se presentaran sobrecargas en las redes de transmisión con lo que se logró reducir la potencia por la línea entre los nodos 239 y 241 desde 143 MVA hasta 87 MVA y aumentar la potencia por la línea entre los nodos 240 y 241 de 9 MVA a 72 MVA en la primera iteración. De igual manera se plantean cuatro iteraciones con las que se lograba balancear la potencia por la red y evitar sobrecargas en las líneas de transmisión.

1.5.4 Sistema de la sección este de Malasia [9]

Este sistema está constituido por 15 nodos, 2 transformadores y 15 líneas de 132 kV como se muestra en la Figura 16.

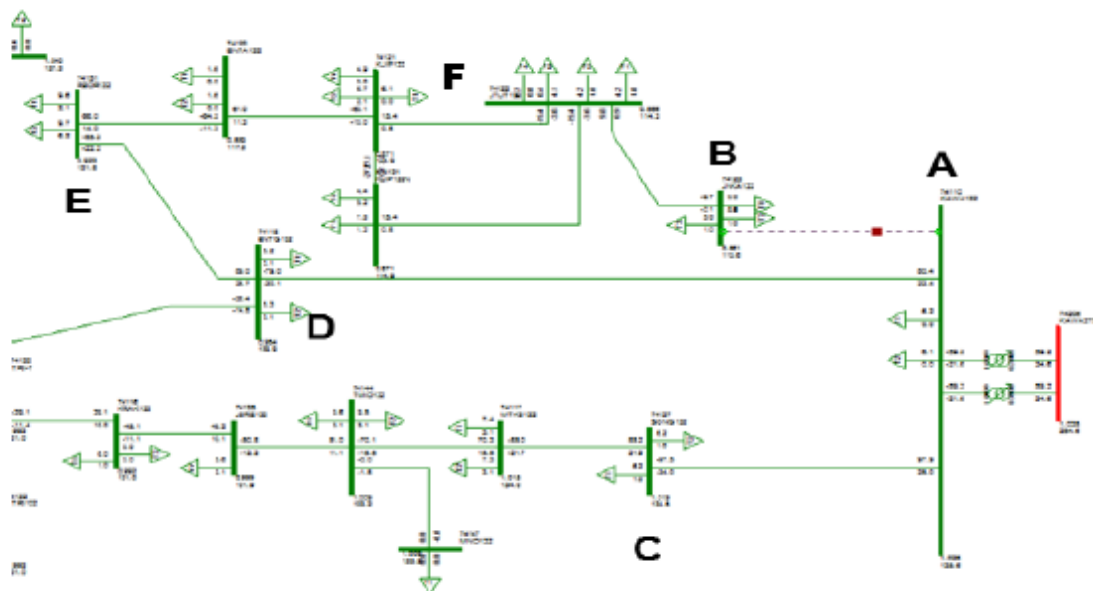


Figura 16. Diagrama unifilar de la sección este del sistema de Malasia

En el mismo, se realizó un esquema de deslastre automático y diferenciado de cargas para garantizar que no se violen los límites de carga de las redes de transmisión para garantizar la seguridad de la operación; para esto se empleó un método de capacidad

dinámica y temperatura de los conductores para realizar un cálculo automático de la cantidad de carga a deslastrar.

Con esto, se logró reducir la exposición al riesgo de sobrecarga de las líneas de transmisión evitando posibles eventos en cascada que conllevaran a desatención total de la demanda, pasando de porcentajes de carga de 51.73 % hasta inclusive 3.39%.

1.5.5 Sistema interconectado Brasileiro [14]

El sistema Interconectado Brasileiro es un sistema predominantemente hídrico y dividido en cuatro áreas interconectadas donde la gran parte de la demanda se encuentra en la región sudeste/Medio oeste (aproximadamente el 60%).



Figura 17. Área interconectada Brasileira

En este sistema se implementó un sistema de variación topológica de la red para disminuir la sobrecarga de la línea entre los nodos 134 y 396 (Ver Figura 18), la cual cuenta con una capacidad de 239 MW y bajo condiciones operativas, el flujo de potencia puede llegar hasta 251 MW.

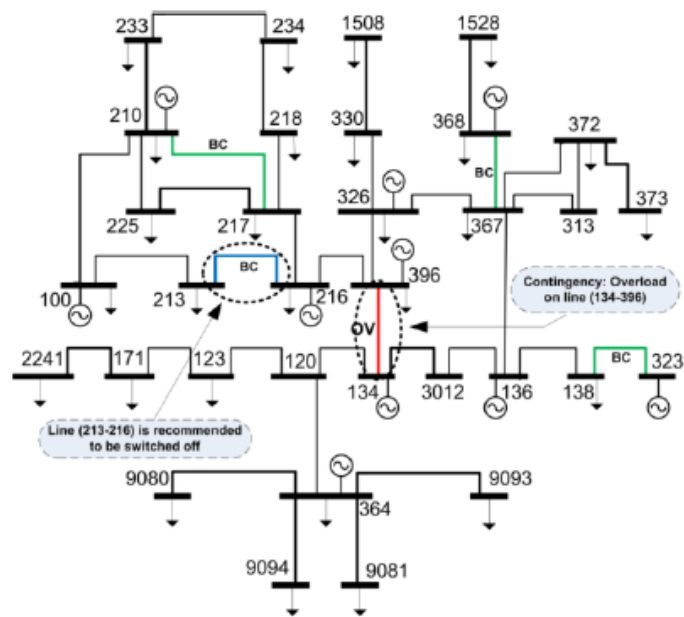


Figura 18. Condición de sobrecarga en Sistema Interconectado Brasileiro

Para reducir la sobrecarga anteriormente mencionada, se propuso abrir la línea entre los nodos 213 y 216 como la mejor opción de descarga de la línea sobrecargada. Las opciones evaluadas fueron categorizadas en orden de prioridad como se presenta a continuación:

- Primera mejor opción, apertura de la línea entre nodos 213 y 216, la cual logra reducir el porcentaje de carga en un 5.2%.
- Segunda mejor opción, apertura de la línea entre nodos 367 y 368, la cual logra reducir el porcentaje de carga en un 0.67%.
- Tercera mejor opción, apertura de la línea entre nodos 210 y 217, la cual logra reducir el porcentaje de carga en un 0.33%.
- Cuarta mejor opción, apertura de la línea entre nodos 323 y 138, la cual logra reducir el porcentaje de carga en un 0.039%.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA DE ALIVIO DE SOBRECARGAS MEDIANTE TRANSFERENCIA DE CARGAS

Debido a que la operación del sector eléctrico se divide en generación, transmisión y distribución; no es común que una empresa operadora pueda emplear todas las opciones de disminución de carga mencionadas anteriormente. El mayor acercamiento a la integración de estas opciones de disminución de carga se da desde el operador nacional, que en el caso colombiano es el CND y quien mediante intercomunicación con los agentes que componen la red, puede realizar control de porcentaje de carga en los elementos del sistema de potencia [2]. Sin embargo, debido a su desconocimiento detallado de las redes de niveles de tensión menor a 110 kV, la opción de disminución de porcentaje de carga a través del traslado de carga suele ser desconocido por dicho operador nacional. Adicional al inconveniente mencionado, debido a que algunos agentes operadores cuentan únicamente con la operación de redes de transmisión, no pueden realizar traslados de carga a niveles de redes de distribución.

En vista de todo lo anterior, y aprovechando el caso particular del agente EPM, en donde se tiene conjunta la operación de las redes de transmisión y de distribución y se tiene un contacto directo con el CND, se ve la utilidad de contar con una herramienta que permita determinar cómo ejecutar las transferencias de carga para disminuir sobrecargas en las redes.

2.1 DESCOMPOSICIÓN DEL ALIVIO DE CARGA POR TRASLADOS DE CARGA

La disminución del porcentaje de carga debido a traslados de carga puede verse como:

$$Dtc = \sum_{i=1}^n Tc_i \quad (3)$$

Dónde:

Tc_1 = Opción 1 de traslado de carga

Tc_2 = Opción 2 de traslado de carga

$otros$ = Otros posibles traslados de carga

Tc_i = Opción i de traslado de carga

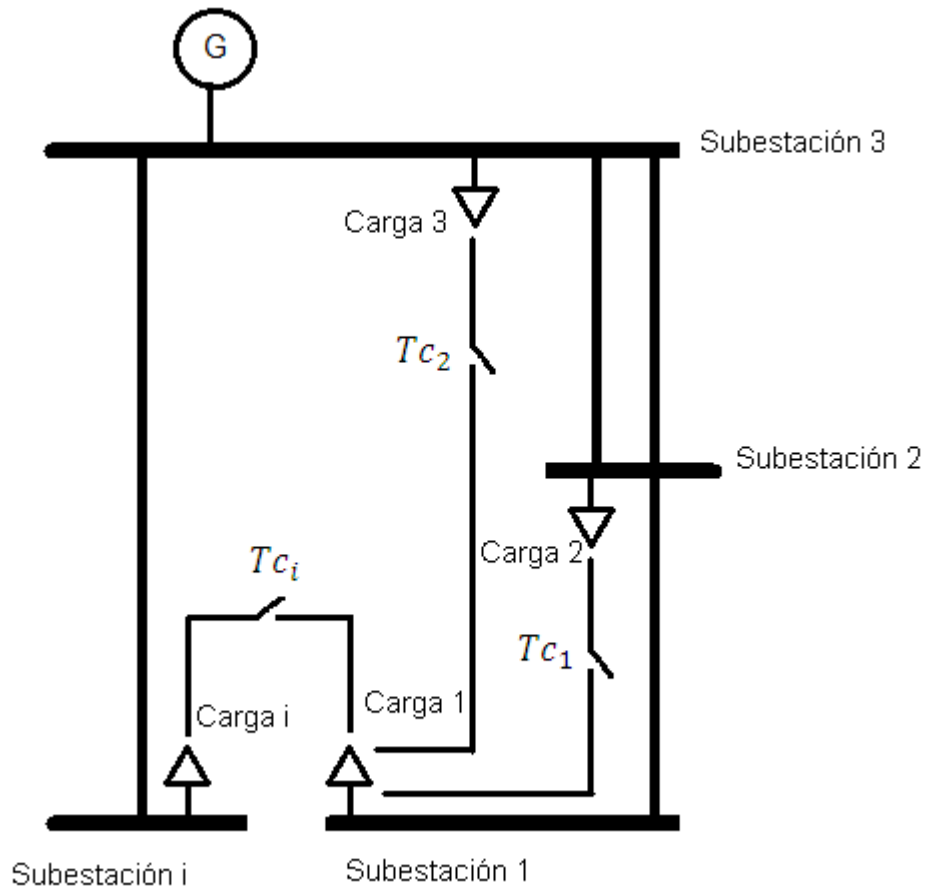


Figura 19. Opciones de traslado de carga. Fuente: Elaboración propia

La sumatoria presentada anteriormente se extiende según las opciones topológicas de traslado de carga con que se cuente en la red y cada una de las opciones de traslado de carga representa una transferencia realizada en las redes de distribución. Estos traslados de carga tienen un efecto sobre el porcentaje de carga de un elemento dependiendo de la ubicación del mismo y del escenario operativo en que se analice la sobrecarga; por ejemplo, el efecto de una transferencia sobre la sobrecarga puede equivaler a los

efectos producidos por varias transferencias; y debido a que desde el punto de vista operativo, realizar una maniobra de transferencia puede implicar grandes tiempos de traslado de cuadrillas, operación de equipos remotos o locales, disponibilidad de recursos, etc., es de gran utilidad determinar cuáles de estas representan la mayor disminución de sobrecarga en un escenario operativo para evitar esfuerzos innecesarios y poco significativos.

2.1.1 Determinación de la prioridad de transferencias

Para lograr la determinación de transferencias prioritarias es posible realizar un muestreo de Traslado de carga Vs. Reducción de porcentaje de carga a través de la obtención de una disminución de porcentaje de carga del elemento sobrecargado para cada transferencia entre subestaciones como se muestra en la Figura 20:

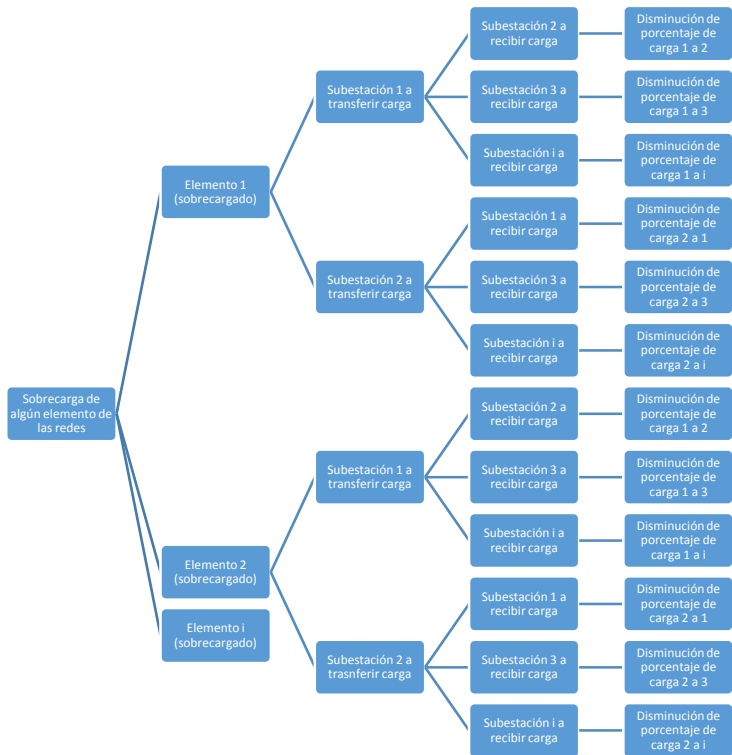


Figura 20. Metodología de sensibilidad para la determinación de la mejor transferencia para reducir porcentaje de carga

Al realizar todas las posibles combinaciones de transferencias de carga, se puede determinar un orden de transferencia a realizar y que conlleve a una mayor descarga

del elemento en estudio basado en el porcentaje de carga inicial. Con esto, se logra determinar cuál sería la mejor subestación a transferir potencia y hacia cuál subestación para recibir carga. La magnitud de la potencia a transferir se debe determinar según lo mencionado en los numerales 2.2 y 2.3 de este documento; sin embargo, debido a que las transferencias en las redes de distribución suelen ser de pequeña magnitud en comparación con las potencias que son comúnmente manejadas en las redes de transmisión, se recomienda que la sensibilidad mencionada sea realizada con una potencia de unos pocos megavatios y que posteriormente, se determine el límite para el cuál esta priorización de transferencia sigue siendo válida.

Como se puede apreciar, las posibles combinaciones de transferencia de carga dependen de la complejidad de la red estudiada y puede ser un número tan pequeño como una transferencia hasta llegar a decenas. Es por lo anterior que para poder aplicar esta metodología de una forma práctica y en redes genéricas, es de gran utilidad contar tanto con una herramienta de simulación como con un código que permita automatizar, entre otros, la sensibilidad mencionada anteriormente. Dicha herramienta y dicho automatismo se presenta en la sección 2.6 del presente trabajo.

2.2 DETERMINACIÓN DE LÍMITE DE POTENCIA A TRANSFERIR

Además de determinar un orden de priorización de las transferencias a realizar ante una sobrecarga en un elemento de la red, es necesario también establecer unos límites de potencia a transferir tal que la misma sea menor a la carga conectada en la barra, que el modelo matemático de las redes conlleve a una convergencia en la iteración del flujo de carga, que esta transferencia no conlleve a sobrecargas en otros elementos de la red y que a su vez, sea la que más reduzca la sobrecarga del elemento en estudio. Para garantizar que se cumplan estos cuatro criterios planteados por la metodología para determinación del límite de potencia a transferir, se propone método iterativo de bisección el cual garantiza la obtención de un resultado de manera simple y que se plantea con una sensibilidad de potencia a transferir de 0.01% de la potencia inicial de la carga fuente.

Cabe aclarar que el orden en que se presentan los cuatro criterios no implica el orden en que en general se debe aplicar para la metodología propuesta, debido a que para determinar el límite de potencia a transferir, se deben cumplir los cuatro criterios, donde el límite máximo de potencia a transferir lo puede determinar cualquiera de los cuatro y por tanto es necesaria la evaluación de todos ellos. Gráficamente, en las figuras 21 y 22 se presentan dos casos de resultados de determinación de mencionado límite.

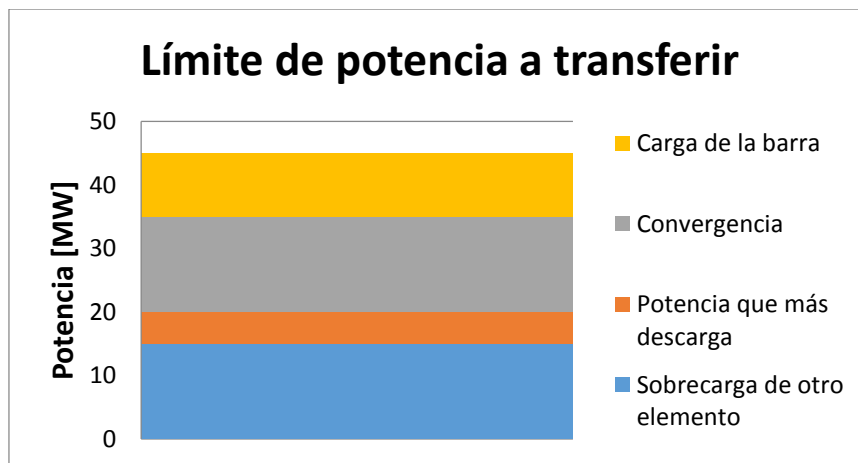


Figura 21. Límite de potencia a transferir dado por la sobrecarga en otro elemento de la red (caso i). Fuente: Elaboración propia

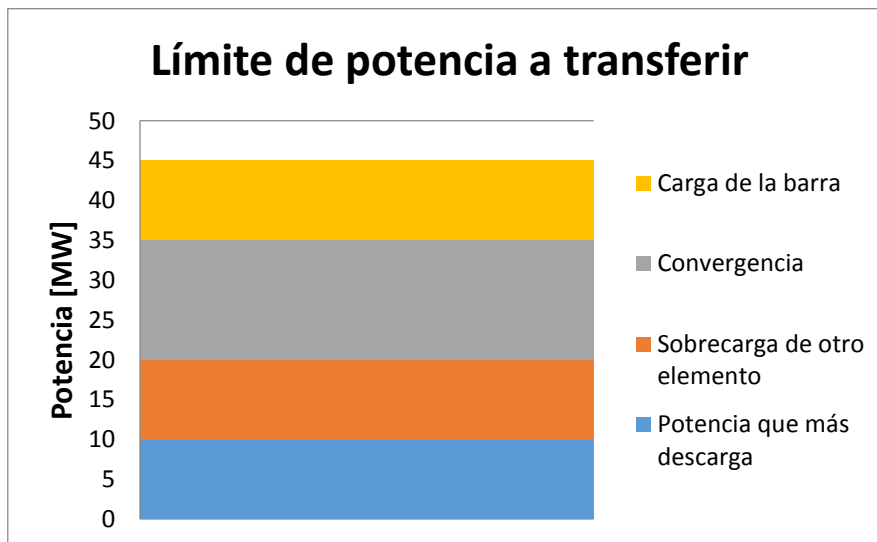


Figura 22. Límite de potencia a transferir dado por la preferencia de la transferencia a realizar (caso ii). Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta la descripción básica de los cuatro criterios de determinación de la potencia límite a transferir.

2.2.1 Límite por potencia real de la subestación fuente de la transferencia.

Debido a que en la determinación de la prioridad de las transferencias a realizar sólo se tiene en cuenta la existencia de carga en las subestaciones estudiadas y no la potencia real de la carga de cada subestación, es necesario una verificación simple de que la potencia máxima a transferir no exceda los límites de carga conectada en la subestación en la condición de demanda del caso de estudio. Para realizar esta verificación basta con considerar como límite inicial de transferencia de carga, la totalidad de la potencia demanda por la subestación en el escenario de demanda, lo que se convierte en el límite superior de la iteración del método de bisección con la que se determina el límite de potencia real a transferir. El límite inferior del método iterativo de bisección es de cero megavatios, de lo contrario implicaría intercambiar la subestación fuente con la subestación receptora.

2.2.2 Límite por sobrecarga en otros elementos de la red.

Puesto que el objetivo de la transferencia de carga como método de reducción de sobrecargas es desplazar los centros de carga, el comportamiento del flujo de carga se verá afectado, reduciendo los porcentajes de carga de algunos elementos pero aumentando los de otros; es por esto que para que la transferencia de carga sea efectiva y no implique sólo un traslado del problema, se debe realizar una vigilancia de la cargabilidad no solo del elemento a descargar sino también de los demás elementos que componen la red en estudio y con esto garantizar que la seguridad del sistema en cuanto a cargabilidades no se ve afectada negativamente por el traslado de carga. A manera de ejemplo se presenta la Figura 23 donde se busca descargar la Línea 1 y al realizar una Transferencia de potencia 1, se sobrecarga la Línea 2, sin embargo, si se realiza la Transferencia de potencia 2, no se sobrecarga la Línea 2 y se descarga la Línea 1.

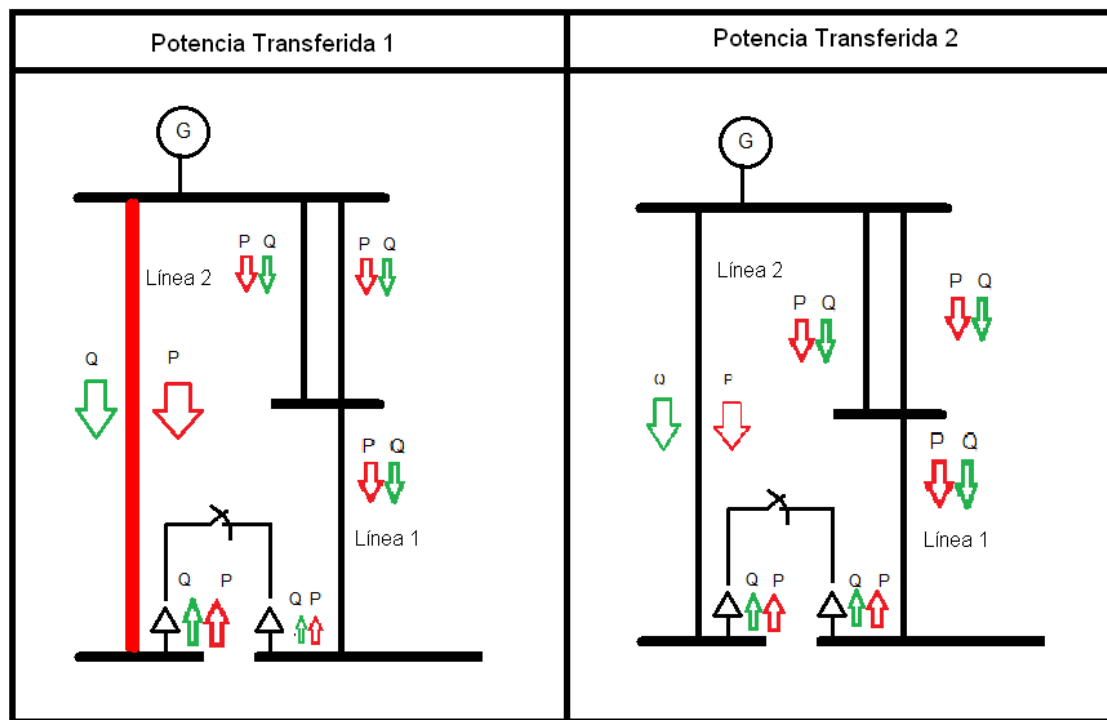


Figura 23. Límite por sobrecarga de otro elemento. Fuente: Elaboración propia

Para la evaluación de este criterio, en cada iteración del método de bisección realizada, se efectúa una verificación del porcentaje de carga de los demás elementos que componen la red. Debido a que esta verificación puede implicar, dependiendo del volumen de elementos de la red, un alto recurso de tiempo en una tarea mecánica, la implementación de una herramienta automática de verificación toma peso; ésta se describe en el numeral 2.6 de este trabajo.

2.2.3 Límite por convergencia.

Otro criterio que se tiene en cuenta en la metodología propuesta es que se garantice que el modelo matemático encuentre solución a la iteración del flujo de carga, esto debido a que si bien es posible pensar en transferir toda la potencia de una subestación a otra, se puede dar que la capacidad de las redes y el modelo matemático no lo permitan. Para evaluar este criterio, se determina si ante la transferencia realizada, el modelo de simulación encuentra una solución a la iteración del flujo de carga.

2.2.4 Límite de potencia tal que la reducción de sobrecarga sea la mayor posible.

Cómo se mencionó anteriormente, el fundamento teórico en el que se basa la alternativa de gestión de sobrecarga mediante transferencia de carga es la de desplazamiento de los centros de carga en las redes de transmisión, lo cual implica una redistribución de los flujos de potencia que obedece principalmente a los centros de generación, los centros de carga y la impedancia de los caminos que los comunican y que es establecida por la topología de las redes. Puesto que en la metodología presentada se está modificando uno de estos tres elementos, el flujo de potencia se modifica y lo hace dependiendo de la magnitud y la ubicación del desplazamiento de carga; por tanto, no sólo es suficiente conocer las subestaciones origen y receptora de carga sino también, garantizar que la magnitud de la potencia a transferir sea la que más descargue el elemento objeto de estudio. Por esto, el método iterativo que garantiza el cumplimiento de este criterio evalúa iteración por iteración, que el porcentaje de carga del elemento de estudio para obtener el límite de potencia teórico a transferir, lo que lo convierte en el objetivo a lograr en el método iterativo y por tanto, lo que sería la raíz del método de bisección.

2.3 POTENCIA REAL A TRANSFERIR

Si bien matemáticamente y en el modelo eléctrico simulado es posible encontrar una potencia límite con los criterios descritos en el numeral 2.2 de este documento, la potencia real a transferir entre subestaciones obedece también a otras limitantes técnicas y de operación de las redes como son, regulación de tensión en redes de distribución, ajustes de coordinación de protecciones que limiten la transferencia de carga, entre otros. La metodología propuesta parte del hecho de que se cuenta con un conocimiento de la potencia real a transferir entre subestaciones bien sea a través de la experiencia, a través de los planes de restablecimiento operativos, entre otros.

Dado lo anterior, en general es posible que se presenten casos en donde la potencia real a transferir sea mayor o menor a la potencia límite determinada por los criterios tratados en el numeral 2.2 del presente documento.

2.4 CICLO ITERATIVO DE TRANSFERENCIAS PARA GESTIONAR SOBRECARGAS EN ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN

Adicional a la priorización de las transferencias y a la determinación del límite de potencia a transferir, la metodología para gestionar sobrecargas en elementos de transmisión a través de transferencias en redes de distribución, propone que se realice un ciclo iterativo en el que se incluya la potencia real a transferir. Es decir, cada iteración del ciclo determinaría la prioridad de transferencias, el límite de potencia a transferir, la potencia real a transferir y el nuevo porcentaje de carga del elemento en cuestión, lo cual se llevaría a cabo hasta la hasta que la potencia final del elemento a descargar sea la deseada o hasta que no existan más posibles transferencias.

Puesto que para determinar la potencia real a transferir se requieren estudios previos en las redes de distribución como análisis de regulación de tensión, ajustes de protecciones, entre otros; la implementación de la totalidad de la metodología a través del software de simulación se hace de manera semiautomática donde la única etapa manual es la selección de la potencia real a transferir.

2.5 RESUMEN DE LA METODOLOGÍA DE GESTIÓN DE SOBRECARGAS A TRAVÉS DE TRASLADOS DE CARGA

A manera de resumen, la metodología de gestión de sobrecargas en redes de transmisión a través de traslados de carga en redes de distribución se presenta en 6 etapas como se describen a continuación y se muestran en el diagrama de flujo de la Figura 24:

2.5.1 Etapa 1. Inicialización.

En esta etapa del proceso se realiza una verificación topológica de la red donde se determina la cantidad cargas fuente y receptora de potencia en las transferencias.

2.5.2 Etapa 2. Diagnóstico de condiciones iniciales.

En esta etapa del proceso se evalúa el porcentaje de carga inicial de los elementos de la red y en particular del elemento cuya sobrecarga será gestionada y la cual será objeto de comparación para determinar la priorización de las transferencias.

2.5.3 Etapa 3. Determinación de prioridad de transferencias.

En esta etapa del proceso se realiza un análisis de sensibilidad Transferencia realizada VS. Porcentaje de carga del elemento en estudio. A través de esta sensibilidad se toma como mejor transferencia la que más reducción de carga produzca. Para lo anterior, se evalúan todas las posibles combinaciones de transferencias en las redes y se selecciona la carga fuente y la carga receptora de potencia en la transferencia.

2.5.4 Etapa 4. Determinación de límite de potencia a transferir.

En esta etapa del proceso se evalúa iterativamente mediante el método de bisección, el límite de máxima potencia a transferir garantizando que exista convergencia en el modelo matemático de simulación, que no se presenten sobrecargas en otros elementos de la red, que la potencia máxima a transferir no exceda la potencia demandada por la subestación fuente y que la potencia a transferir sea la que más descarga produce.

2.5.5 Etapa 5. Transferencia real de potencia.

En esta etapa del proceso se realiza la transferencia real de potencia que mediante estudios previos y teniendo en cuenta los límites de potencia y la priorización determinada anteriormente, el operador de red establece. Adicionalmente, se evalúa si el porcentaje de carga del elemento en cuestión es suficiente a criterio del analista.

2.5.6 Etapa 6. Resultados y finalización.

En esta etapa del proceso se finaliza la metodología y se cuenta con los resultados de priorización de transferencias en cada iteración del ciclo y del porcentaje final de carga al terminar el mismo.

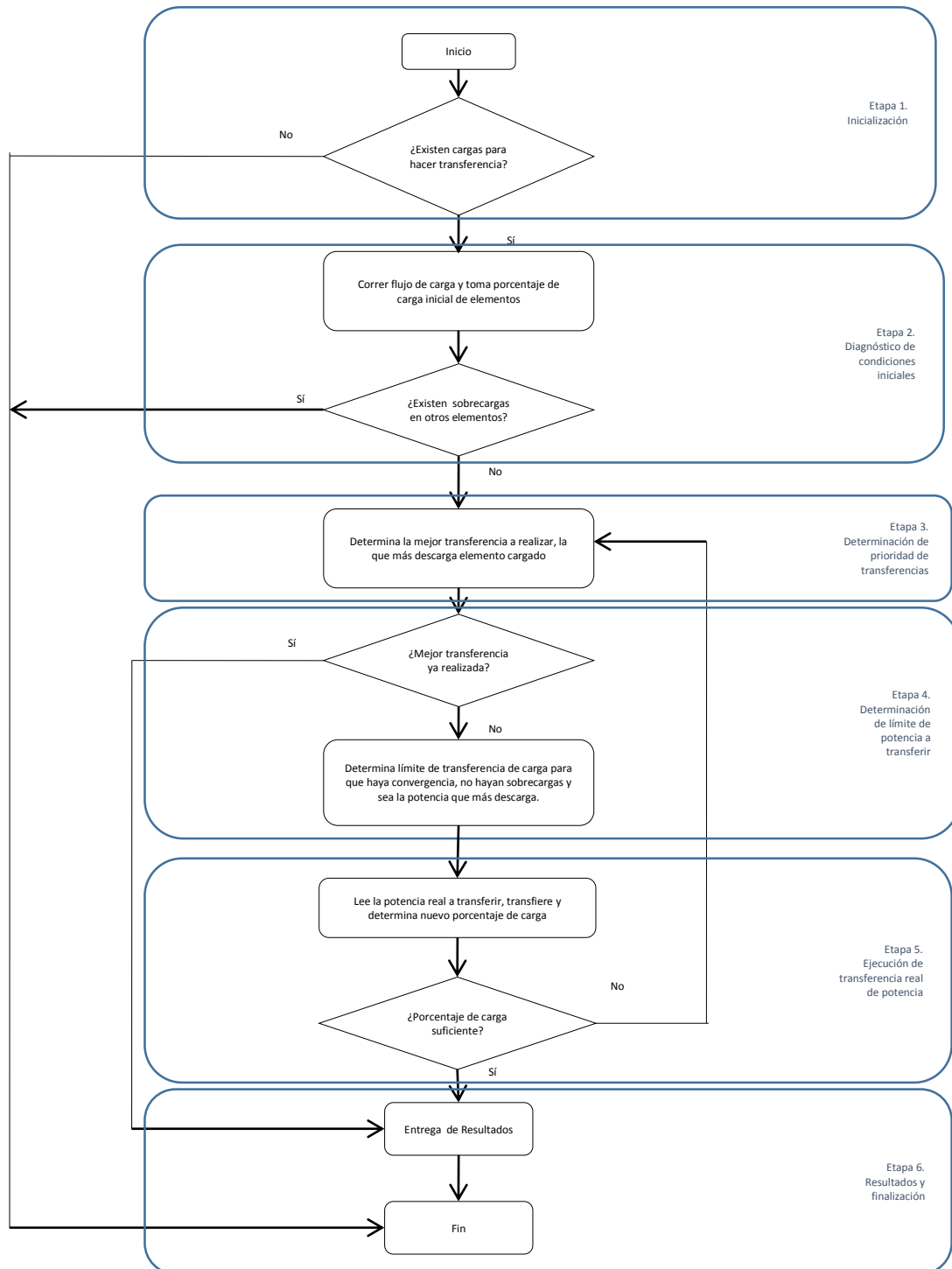


Figura 24. Diagrama de flujo de la metodología de gestión de sobrecargas. Fuente: Elaboración propia

2.6 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE REDUCCIÓN DE SOBRECARGAS A TRAVÉS DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DIGSILENT®

Como se ha mencionado a lo largo del documento, la metodología propuesta para la gestión de sobrecargas en elementos de redes de transmisión a través de transferencias de carga en redes de distribución, implica una sensibilidad de transferencias de cargas para determinar la prioridad de las mismas que puede implicar la realización de muchas simulaciones las cuales obedecen a la siguiente expresión:

$$CMT = CCC * (CCC - 1) \quad (4)$$

Dónde:

CMT = Cantidad máxima de transferencias a simular

CCC = Cantidad de centros de carga

Adicionalmente, se requiere un proceso iterativo por el método de bisección para determinar el límite de transferencia de carga y por último, se requiere un ciclo externo de transferencia de cargas reales; es por todo esto que se ve la utilidad de contar con un algoritmo semiautomatizado que permita llevar a cabo las tareas mecánicas que propone dicha metodología, dejando únicamente como etapa manual, la selección de la carga real a transferir.

Ante lo anterior, se desarrolló también un código en lenguaje DPL del software de simulación DigSILENT el cual permite la aplicación de la metodología en cuestión de una manera práctica y generalizada para cualquier tipo de red de transmisión y para la sobrecarga de un elemento de la red, realizando transferencias de carga en MVA y conservando el factor de potencia de la carga. Dicho código y su correspondiente diagrama de flujo se presentan en los anexos 3 y 4. En el mismo, y con el fin de evitar que se den señales de transferencias ya realizadas y devoluciones de transferencias, se creó una verificación que permita sólo sugerir transferencias no realizadas anteriormente y que evite devolución de carga, con lo que la cantidad real de

transferencias a realizar se puede reducir significativamente y según la cantidad de centros de carga, se puede expresar matemáticamente como sigue:

$$CMTR = \frac{CCC}{2} * (CCC - 1) \quad (5)$$

Dónde:

CMTR = Cantidad máxima de transferencias a simular reducidas

CCC = Cantidad de centros de carga

Gracias a este código es posible obtener los resultados en Excel de priorización de transferencia de carga de cada iteración y los resultados finales de los ciclos de transferencia realizados como se muestra en los anexos 1 y 2.

CAPÍTULO 3

CASOS DE ESTUDIO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ALIVIO DE SOBRECARGAS MEDIANTE TRANSFERENCIA DE CARGAS

Para determinar la validez y la practicidad de la metodología descrita en el CAPÍTULO 2, se presentan en este capítulo varios casos de estudio en donde se exponen los resultados hallados al aplicar la metodología a través del código de programación DPL del software DigSILENT en dos sistemas de potencia; el primero, un sistema genérico como es el sistema de 9 barras de la IEEE y el segundo, el sistema eléctrico de potencia de EPM.

3.1 CASO 9 BARRAS IEEE

3.1.1 Descripción de red

El sistema de 9 Barras de la IEEE es el que se muestra en la Figura 25 y que está compuesto por tres generadores, tres transformadores, tres cargas y seis líneas de transmisión de 230 kV.

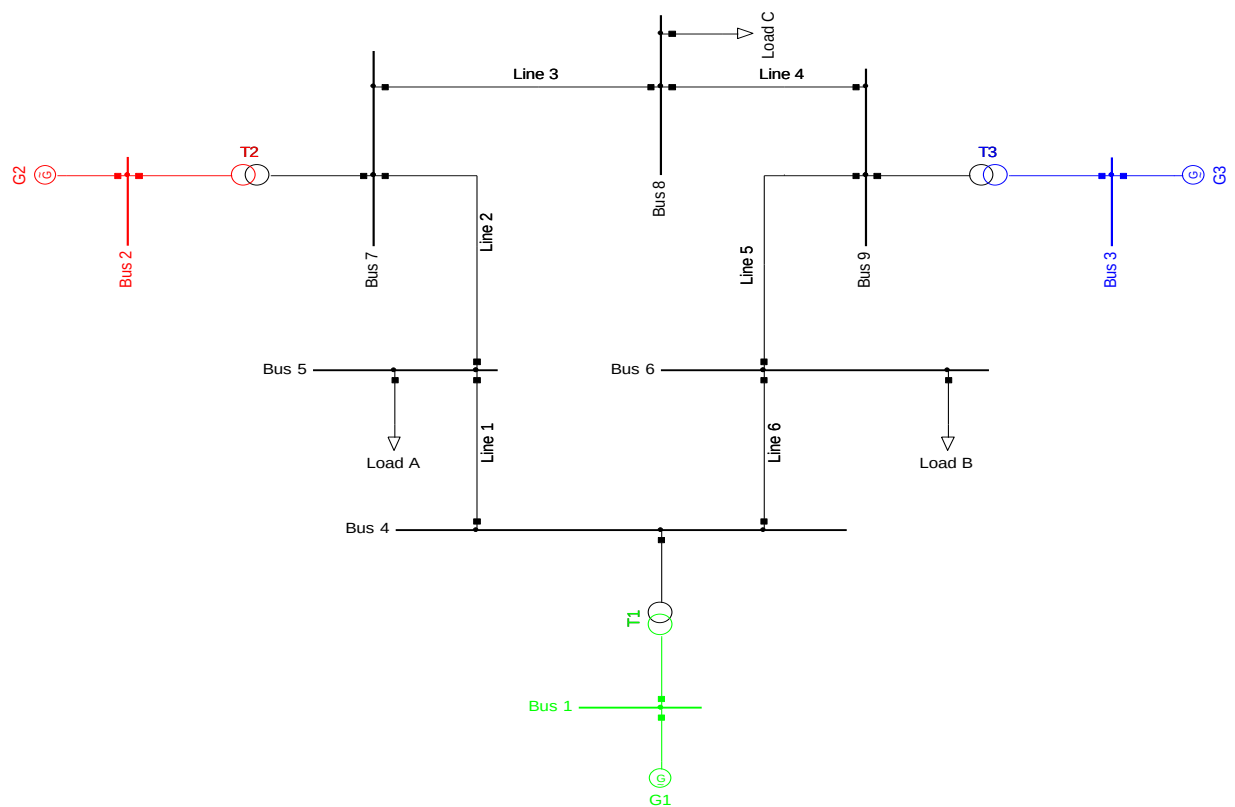


Figura 25. Red de 9 barras de la IEEE

La demanda de cada carga es como se muestra a continuación:

Tabla 4. Demanda de las cargas del caso de 9 barras de IEEE

Carga	Demanda [MVA]
Load A	134.63
Load B	94.87
Load C	105.95

3.1.2 Descripción de objetivo, elemento a descargar

Debido a que la gestión de porcentaje de carga de las redes de transmisión no solo se aplica a condiciones en las cuales los elementos superan sus límites de capacidad técnica, sino que también se puede aplicar a condiciones de restricciones operativas de flujo de potencia por un elemento; se presenta el caso hipotético en que se requiere reducir el porcentaje de carga de la línea 2 (o Línea 5-7) del sistema de 9 barras de la IEEE aun si su porcentaje de carga es menor al 100%. Este tipo de restricciones operativas suelen tenerse en cuenta en la operación diaria del sistema interconectado

nacional con el fin de garantizar la seguridad del mismo ante operación normal y ante contingencias n-1.

3.1.3 Iteraciones y supuestos realizados

Ya que el sistema de 9 barras de la IEEE cuenta con tres centros de carga (Load A, Load B y Load C), las posibles transferencias a llevar a cabo y la sensibilidad de transferencia Vs descarga, según las expresiones presentada en el numeral 2.6 del presente documento, serán de máximo tres y seis respectivamente.

La condición inicial de porcentaje de carga de la línea a descargar (Línea 2) es de 19.63% y se asume que, por una restricción operativa, se quiere reducir el porcentaje de carga a un valor inferior a 15%. Adicionalmente, se asume como límites de potencia real a transferir como se muestra a continuación:

Tabla 5. Máxima potencia real a transferir en caso de 9 barras IEEE

Transferencias	Máxima potencia real a transferir [MVA]
Entre Load A y Load B	10
Entre Load A y Load C	50
Entre Load B y Load C	5

3.1.4 Resultados obtenidos

Al aplicar la metodología descrita en este documento, mediante la aplicación del algoritmo desarrollado en DigSILENT, los resultados son los que se presentan en la Tabla 3. En estos se presentan el porcentaje de carga inicial del elemento a descargar y la posterior secuencia de transferencias realizadas con su respectivo límite de potencia, potencia real transferida y el nuevo porcentaje de carga al transferir dicha potencia.

Tabla 6. Resultados caso 9 Barras IEEE

	Límite de MVA	MVA transferidos	% de carga
Condición inicial	0	0	19.63
De Load A a Load C	89.75	50	13.54
De Load A a Load B	77.57	10	13.17
De Load B a Load C	34.96	5	13.01

Como se puede apreciar, el objetivo de reducir el porcentaje de carga por debajo de 15% se logra al realizar la primera transferencia (De Load A a Load C), iniciando en un porcentaje de 19.63% y llegando a un porcentaje e 13.54%. En este caso además que quiso determinar cuál era el porcentaje mínimo al que se podía llegar al realizar la totalidad de las transferencias, encontrando un valor de 13.01%. En este caso, el ciclo de iteraciones finalizó por la ausencia nuevas transferencias y no por que el analista decidió que ya se tenía un porcentaje de carga adecuado.

Adicional a lo anterior, en el Anexo 1 se presentan las priorizaciones de transferencia para los cuatro ciclos realizados (condición inicial y tres transferencias), los cuales se realizan con base en el porcentaje de carga inicial del elemento y en donde se puede apreciar que a medida que se van agotando las transferencias prioritarias, el porcentaje de carga presenta una disminución menor.

3.2 CASO 9 BARRAS IEEE MODIFICADO

3.2.1 Descripción de red

En este caso, la red del sistema de 9 barras de la IEEE es modificado con el objetivo de presentar otro caso hipotético, pero en donde las condiciones de porcentaje de carga superan los límites técnicos de una línea. Para lo anterior, se modifica la capacidad de la Línea 2 de tal forma que ante una condición de operación normal se presente una sobrecarga.

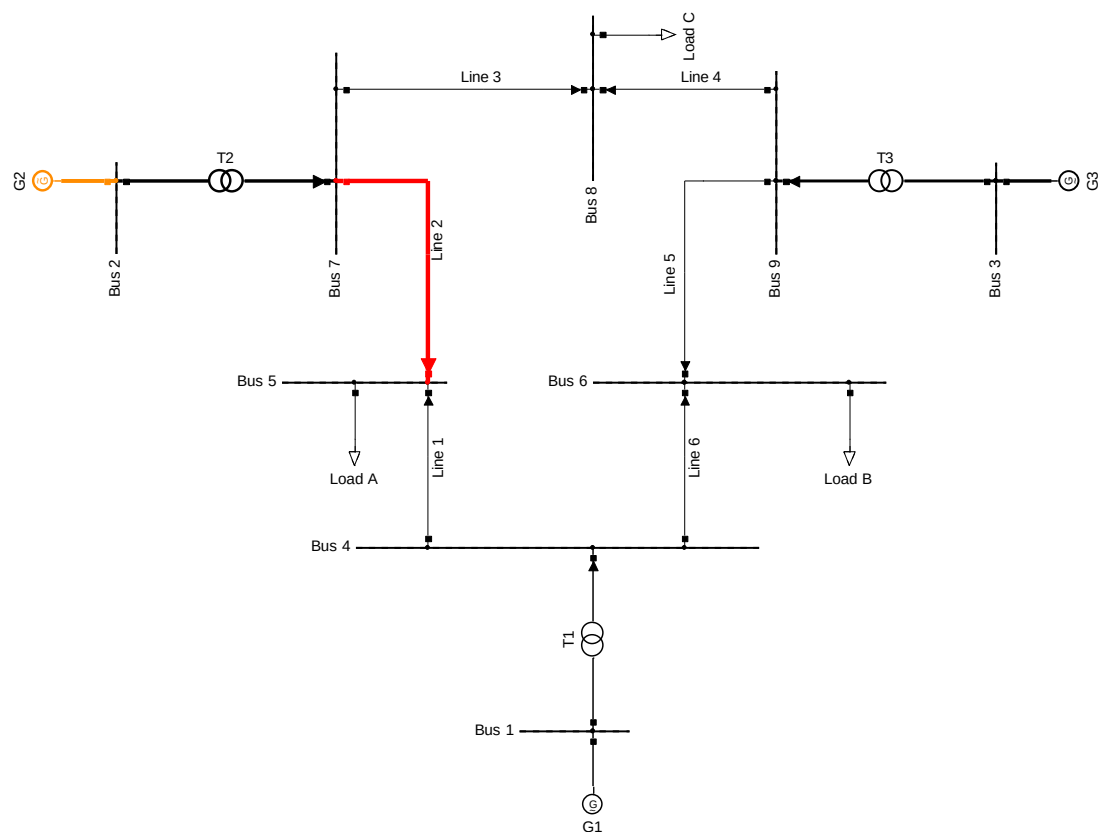


Figura 26. Red de 9 barras de la IEEE modificado

3.2.2 Descripción de objetivo, elemento a descargar

En este caso, si bien la línea a descargar sigue siendo la línea 2, ahora el objetivo de la descarga es reducir el porcentaje a valores inferiores a 100% para condición normal de operación.

3.2.3 Iteraciones y supuestos realizados

Nuevamente, debido a que la cantidad de cargas no ha sido modificada, la máxima cantidad de transferencias continúa siendo de tres y la máxima cantidad de simulaciones para la sensibilidad de transferencia Vs. Descarga continúa siendo de seis.

La condición inicial del porcentaje de carga de la línea a descargar (Línea 2) es de 109.08% y se requiere reducir el porcentaje de carga a un valor inferior a 100%. Adicionalmente, se asume como límites de potencia real a transferir como se muestra a continuación:

Tabla 7. Máxima potencia real a transferir en caso 9 Barras IEEE modificado

Transferencias	Máxima potencia real a transferir [MVA]
Entre Load A y Load B	3
Entre Load A y Load C	10
Entre Load B y Load C	5

3.2.4 Resultados obtenidos

Al aplicar la metodología descrita en este documento, mediante la aplicación del algoritmo desarrollado en DigSILENT, los resultados son los que se presentan en la Tabla 5. En estos se presentan el porcentaje de carga inicial del elemento a descargar y la posterior secuencia de transferencias realizadas con su respectivo límite de potencia, potencia real transferida y el nuevo porcentaje de carga al transferir dicha potencia.

Tabla 8. Resultados caso 9 Barras IEEE modificado

	Límite de MVA	MVA transferidos	% de carga
Condición inicial	0	0	109.08
De Load A a Load C	89.75	10	100.25
De Load B a Load C	79.06	5	97.70
De Load A a Load B	124.61	3	96.58

Como se puede apreciar, el objetivo de reducir el porcentaje de carga por debajo de 100% se logra al realizar las dos primeras transferencias (De Load A a Load C y De Load B a Load C), iniciando en un porcentaje de 109.08% y llegando a un porcentaje e 97.7%. En este caso además que quiso determinar cuál era el porcentaje mínimo al que se podía llegar al realizar la totalidad de las transferencias, encontrando un valor de 96.58%. En este caso, el ciclo de iteraciones finalizó por la ausencia nuevas transferencias y no por que el analista decidió que ya se tenía un porcentaje de carga adecuado.

3.3 CASO 1 EPM

3.3.1 Descripción de red

Las redes de transmisión de energía eléctrica de EPM hace parte del sistema de transmisión del área operativa Antioquia del SIN el cual consta básicamente de tres niveles de tensión, 110 kV, 220 kV y 500 kV; en particular, las redes metropolitanas de EPM son compuestas por los niveles de tensión de 110 kV y 220 kV; los cuales son sistemas enmallados que se encuentran interconectados a través de cinco subestaciones que cuentan con autotransformadores 220/110 kV, estas son Subestación Bello, Subestación Barbosa, Subestación Miraflores, Subestación Envigado y Subestación Ancón. La mayoría de líneas de transmisión de 110 kV y 220 kV se encuentran declaradas en el PARATEC con capacidades de conducción de corriente de 467 A y 777 A respectivamente, lo cual se convierte en una restricción eléctrica y ante las condiciones particulares de la operación, definen restricciones operativas.

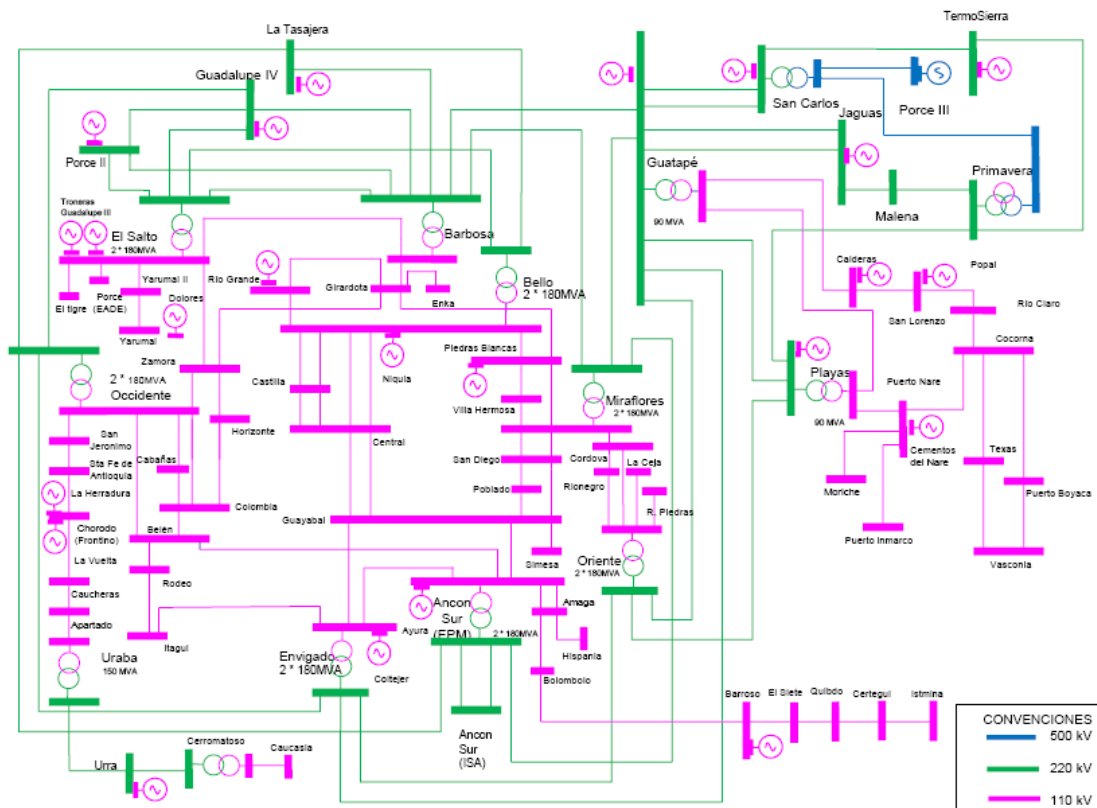


Figura 27. Diagrama unifilar de las redes de transmisión de EPM [2]

La demanda del área Antioquia tiene un comportamiento como el mostrado en la Figura 28.

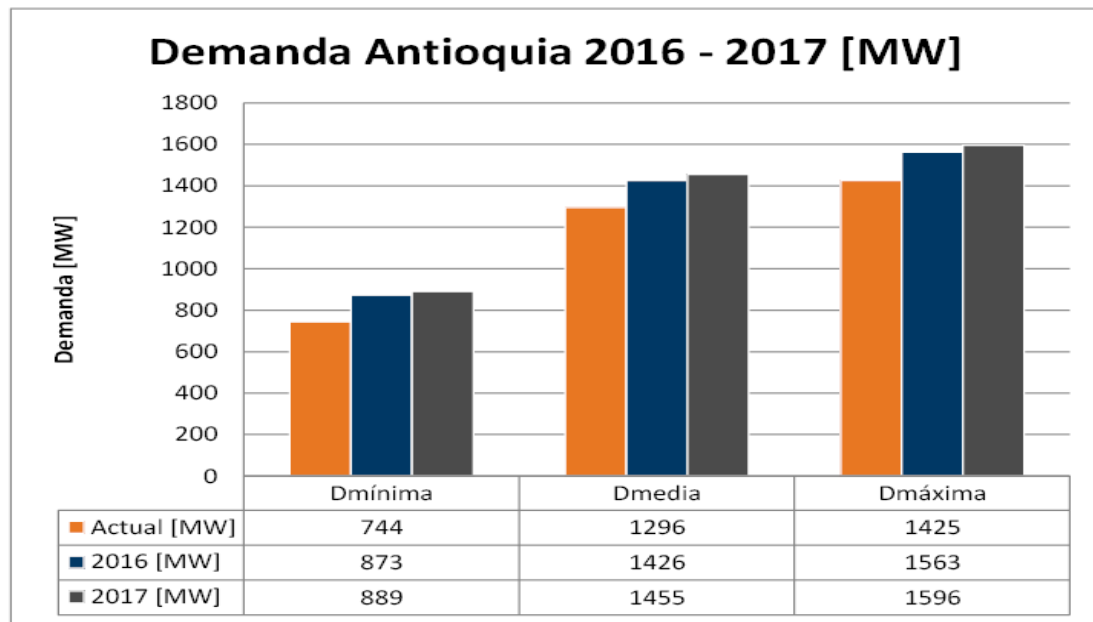


Figura 28. Comportamiento de la demanda de Área Antioquia [2]

Adicionalmente, las redes de transmisión de EPM pueden verse como una subdivisión de tres bloques; dos de inyección de potencia al sistema (Centro de generación Norte y Centro de generación Oriente) y uno de carga como se muestra en la Figura 29:

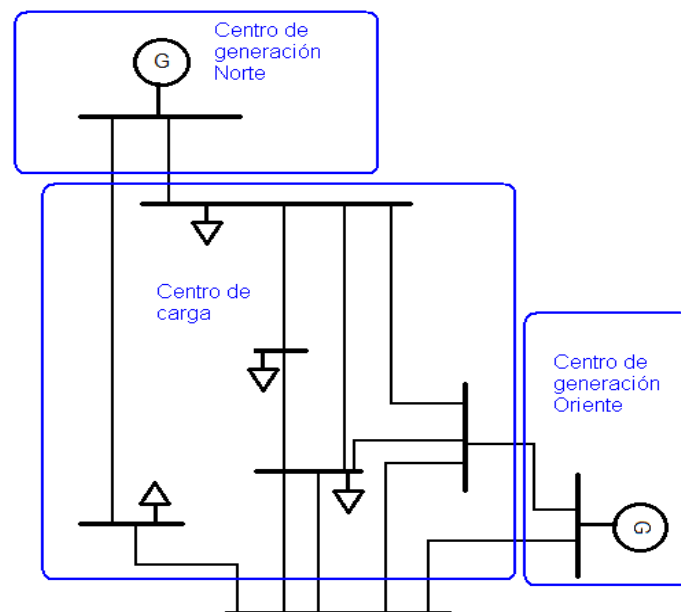


Figura 29. Distribución general Carga Vs. Generación red Metropolitana EPM. Fuente: Elaboración propia

Para el objeto de estudio de la metodología del presente documento, se hace uso del modelo de redes eléctricas del CND de planeamiento de mediano plazo del 2014 con la actualización de las redes a noviembre del 2105.

Típicamente, la gestión operativa de los porcentajes de carga de los elementos que componen dicha red se realiza a través de modificaciones topológicas de la red mediante reconfiguraciones operativas en subestaciones, control de reactivos en las redes a través de operación de taps de autotransformadores y principalmente, a través del balance de los centros de inyección de potencia. Esta última implica que se requiera realizar un despacho de generaciones por restricciones y no necesariamente por mérito, lo cual podría encarecer la operación y afectar la seguridad del sistema.

Las restricciones de despacho de generaciones para el Área Antioquia suelen darse en términos de la generación del Norte como se muestra en la Figura 30, puesto que, al limitar la generación en el Norte, la generación en el Oriente, ya sea del Área o del país, aumenta según la necesidad de demanda o viceversa; esto se da puesto que la barra Slack del sistema se ve reflejada en el área Oriente de Antioquia. Para cada escenario de demanda, se restringe la generación en el norte de Antioquia a una generación máxima y a una generación mínima y se dice que, si la generación máxima es mayor a la generación mínima, se cuenta con una región de operación segura.

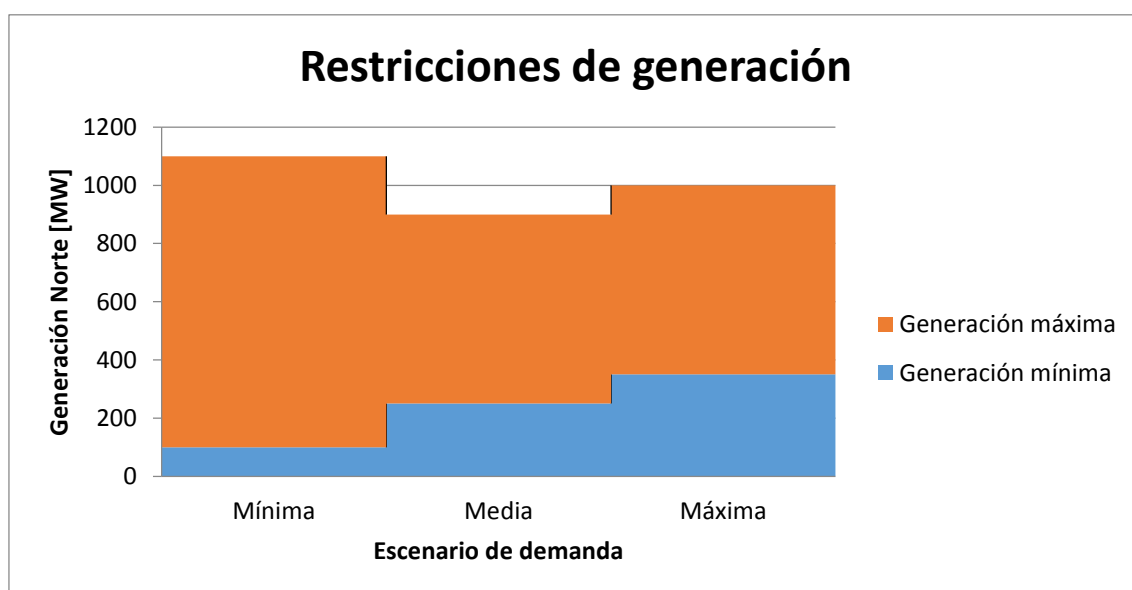


Figura 30. Restricciones de generación en el Norte de Antioquia. Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, debido a las condiciones de red altamente enmallada, determinar la reducción de porcentaje de carga en alguno de sus elementos ante transferencias en las redes de distribución mediante modelos matemáticos puede conllevar requerimientos de cálculo elevado; por tanto, la implementación de la metodología propuesta a través del software DIgSILENT toma gran relevancia permitiendo gestionar sobrecargas o restricciones de cargabilidad operativa de una manera práctica y confiable.

3.3.2 Descripción de objetivo, elemento a descargar

Para mostrar la utilidad y los beneficios que trae la aplicación de la metodología expuesta en este documento en la operación real de las redes de transmisión del sistema de EPM, se presenta un caso real donde se gestiona la sobrecarga de un elemento (Línea Miraflores – San Diego 1 110 kV o Línea Miraflores – San Diego 2 110 kV) ante la contingencia de la línea en paralelo.

La condición operativa particular de las redes que lleva a dicha sobrecarga son las que se presentan a continuación:

- Contingencia: una línea Miraflores – San Diego 110 kV.
- Escenario de demanda: demanda media.
- Generación del Norte: Máxima o Mínima.
- Control de potencia reactiva en las redes de 110 kV a través de la operación de los taps de los autotransformadores 220/110 kV de las subestaciones Miraflores y Ancón.

Como se puede apreciar, en las condiciones operativas mencionadas anteriormente ya se realizó un control de potencia reactiva en las redes y el control de sobrecarga a través del balance de la generación no es suficiente, por tanto, se recurre a control de sobrecarga de la línea a través de transferencias. En este caso se pretende llevar el porcentaje de carga de la línea en cuestión por debajo del 100%.

3.3.3 Iteraciones y supuestos realizados

Ya que el sistema en cuestión cuenta con 23 centros de carga, las posibles transferencias a llevar a cabo y las simulaciones requeridas para la sensibilidad transferencia Vs. Descarga, según las expresiones presentadas en el numeral 2.6 del presente documento, serán de máximo 253 y 506 respectivamente.

La condición inicial de porcentaje de carga de la línea a descargar (Miraflores – San Diego 2 110 kV) es de 103.38% y se requiere reducir el porcentaje de carga a un valor inferior a 100%. Los límites de potencia real a transferir vienen dados por los estudios previos desarrollados en EPM en sus planes de restablecimiento eléctrico.

3.3.4 Resultados obtenidos

Al aplicar la metodología descrita en este documento, mediante la aplicación del algoritmo desarrollado en DigSILENT, los resultados son los que se presentan en la Tabla 6. En estos se presentan el porcentaje de carga inicial del elemento a descargar y la posterior secuencia de transferencias realizadas con su respectivo límite de potencia, potencia real transferida y el nuevo porcentaje de carga al transferir dicha potencia.

Tabla 9. Resultados caso 1 EPM			
	Límite de MVA	MVA transferidos	% de carga
Condición inicial	0	0	103.38
De lod SN_DIEG1 a lod MIRAFLO1	80.89	6.7	99.60
De lod SN_DIEG1 a lod V_HERMO1	74.19	5	97.03

Como se puede apreciar, el objetivo de reducir el porcentaje de carga por debajo de 100% se logra al realizar la primera transferencia (De lod SN_DIEG1 a lod MIRAFLO1), iniciando en un porcentaje de 103.38% y llegando a un porcentaje de 99.6%. En este, debido a la poca holgura para la operación con un porcentaje del 99.6%, se planteó una transferencia adicional, encontrando un nuevo valor de 97.03%. En este caso, el ciclo de iteraciones finalizó porque el analista decidió que ya se tenía un porcentaje de carga adecuado a pesar de contar con más posibles transferencias a realizar.

Además de que se logró el objetivo de reducir el porcentaje de carga de la línea a un valor de operación permanente y con esto evitar el racionamiento de aproximadamente 4 MVA, también se presenta a continuación la variación en las restricciones de generación en el Área Antioquia.

Antes de realizar la transferencia de carga, las restricciones de generación son como se muestran en la Figura 31.

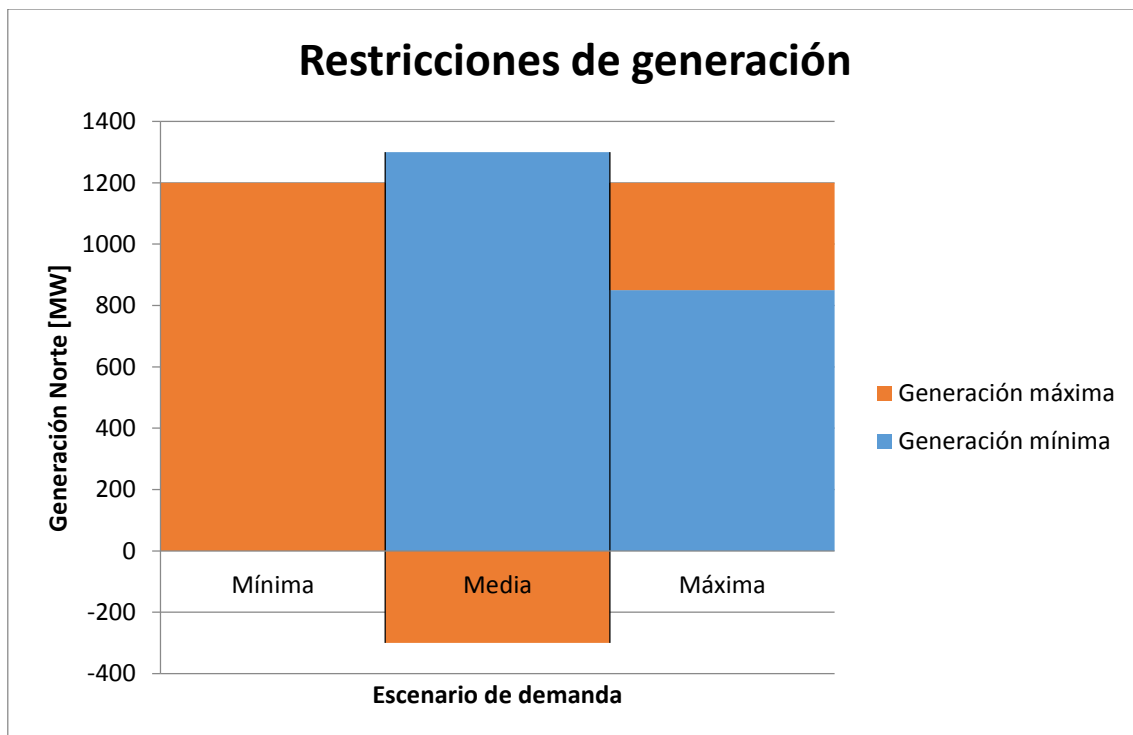


Figura 31. Restricciones de generación en el Norte de Antioquia antes de realizar transferencias Caso 1 EPM.
Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar, para el escenario de demanda media, la generación mínima es superior a la generación máxima, por tanto, sin realizar la transferencia no sería posible contar con un rango seguro de operación ante contingencia de una de las líneas Miraflores – San Diego 110 kV. Sin embargo, al realizar las transferencias propuestas por la metodología de gestión de carga, el nuevo escenario de restricciones operativas es como se muestra en la Figura 32.

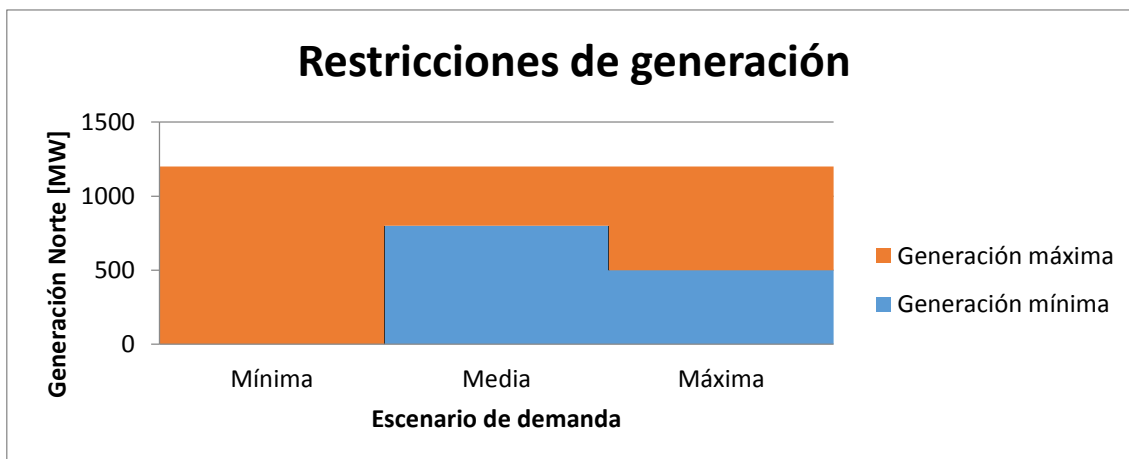


Figura 32. Restricciones de generación en el Norte de Antioquia después de realizar transferencias caso 2 EPM.
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 33 se puede apreciar que, con las transferencias realizadas, ahora es posible contar con escenarios de operación segura en todas las condiciones de demanda.

Adicional a lo anterior, en el Anexo 2 se presentan las priorizaciones de transferencia para los ciclos realizados, los cuales se realizan con base en el porcentaje de carga inicial del elemento y en donde se puede apreciar que a medida que se van agotando las transferencias prioritarias, el porcentaje de carga presenta una disminución menor.

3.3.5 Señales de expansión o de operación para el Operador de Red

Si bien en general, a través de la metodología propuesta para reducción de sobrecarga, es posible obtener señales generales para la expansión de las redes de transmisión y de distribución mediante las transferencias prioritarias y la construcción de aquellas sugeridas por la metodología, pero inexistentes en la realidad; para el caso particular de la sobrecarga de la línea San Diego – Miraflores 110 kV se presentan las siguientes:

- Realizar transferencias permanentes de carga entre las subestaciones San Diego y Miraflores y San Diego y Villa Hermosa pues según el orden de transferencias prioritarias, son las que más permite descargar el corredor de las dos líneas San Diego – Miraflores 110 kV. Con estas transferencias se pretende cambiar permanentemente la fuente de alimentación de secciones de circuito, para lo cual se necesita crear nuevos seccionamientos en estos circuitos de acuerdo a estudios de toma de carga de los mismos.

- Construir mayor cantidad de redes de transferencia entre las subestaciones San Diego, Miraflores y Villa Hermosa para que ante una contingencia, sean utilizadas como primera transferencia a realizar. Para esto se requiere la creación de nuevas transferencias y redes para unir las subestaciones a través de circuitos.
- Utilizar medidas alternativas para el corredor en cuestión como convertir el corredor de dos líneas en uno de tres mediante el uso de líneas compactas de transmisión; utilizar conductores de alta temperatura, etc.
- Potenciar otros corredores del área de influencia como lo es el corredor Occidental del Valle de Aburrá pues cuenta con una capacidad mayor de transporte de transmisión, pero debido a la impedancia equivalente vista por las fuentes, no es el camino expedito por la potencia. Para esto se puede pensar en construir mayor cantidad de líneas en este corredor, especialmente, líneas cercanas a la generación.

3.4 CASO 2 EPM

3.4.1 Descripción de red

Las condiciones de la red de EPM son las mismas descritas en el Caso 1.

3.4.2 Descripción de objetivo, elemento a descargar

En este caso se presenta la indisponibilidad de un autotransformador de la subestación Miraflores por mantenimiento y la contingencia de uno de los autotransformadores de la subestación Bello.

La condición operativa particular de las redes que lleva a dicha sobrecarga son las que se presentan a continuación:

- Indisponibilidad de un autotransformador de Miraflores.
- Contingencia: un autotransformador de subestación Bello.
- Escenario de demanda: demanda máxima.

- Generación del Norte: Máxima.
- Control de reactivos en las subestaciones Envigado y Bello mediante operación de taps de los autotransformadores.
- Indisponibilidad de una de las líneas Bello – Castilla 110 kV por seguridad ciudadana.

Mediante este caso de estudio se quiere ver el efecto de las transferencias de carga en las restricciones de generación, por tanto, a diferencia del caso 1, no se realiza control de balance de zonas de generación, sino que primero se realiza gestión de sobrecarga a través de transferencias.

3.4.3 Iteraciones y supuestos realizados

Ya que el sistema en cuestión cuenta con 23 centros de carga, las posibles transferencias a llevar a cabo y las simulaciones requeridas para la sensibilidad transferencia Vs. Descarga, según las expresiones presentadas en el numeral 2.6 del presente documento, serán de máximo 253 y 506 respectivamente.

La condición inicial de porcentaje de carga del autotransformador de subestación Bello es de 147.28% y se requiere reducir las restricciones de balance de generación debido a esta sobrecarga. Los límites de potencia real a transferir vienen dados por los estudios previos desarrollados en EPM en sus planes de restablecimiento eléctrico.

3.4.4 Resultados obtenidos

Al aplicar la metodología descrita en este documento, mediante la aplicación del algoritmo desarrollado en DigSILENT, los resultados son los que se presentan en la Tabla 7. En estos se presentan el porcentaje de carga inicial del elemento a descargar y la posterior secuencia de transferencias realizadas con su respectivo límite de potencia, potencia real transferida y el nuevo porcentaje de carga al transferir dicha potencia.

Tabla 10. Resultados caso 2 EPM

	Límite de MVA	MVA transferidos	% de carga
Condición inicial	0	0	147.28
De lod BELLO__1 a lod ZAMORA_1	67.15	15.2	145.21

De lod BELLO__1 a lod GIRARDT1	51.95	2.7	144.91
De lod P_BLANC1 a lod ZAMORA_1	39.50	0	144.91
De lod BELLO__1 a lod P_BLANC1	49.25	1.4	144.82
De lod P_BLANC1 a lod GIRARDT1	40.90	0	144.82
De lod GIRARDT1 a lod ZAMORA_1	44.89	0	144.82

Como se puede apreciar, el porcentaje de carga en el autotransformador de subestación Bello se redujo de 147.28% a 144.83%. Se puede notar también que la metodología sugiere transferencias que en la actualidad no son realizables y que por tanto los MVA transferidos son cero, sin embargo, se considera que son una señal importante como un criterio adicional para planear las redes de distribución y construir físicamente dichas transferencias que tienen un impacto considerable en las redes de transmisión.

Cabe aclarar que, si bien esta reducción del porcentaje de carga a simple vista no parece significativa, considerando que dicho autotransformador es de una capacidad de carga de 180 MVA, la potencia real descargada sí es considerable en el efecto sobre las restricciones de generación en el Norte de Antioquia como se muestra en las figuras 33 y 34.

Antes de realizar la transferencia de carga, las restricciones de generación son como se muestran en la Figura 33.

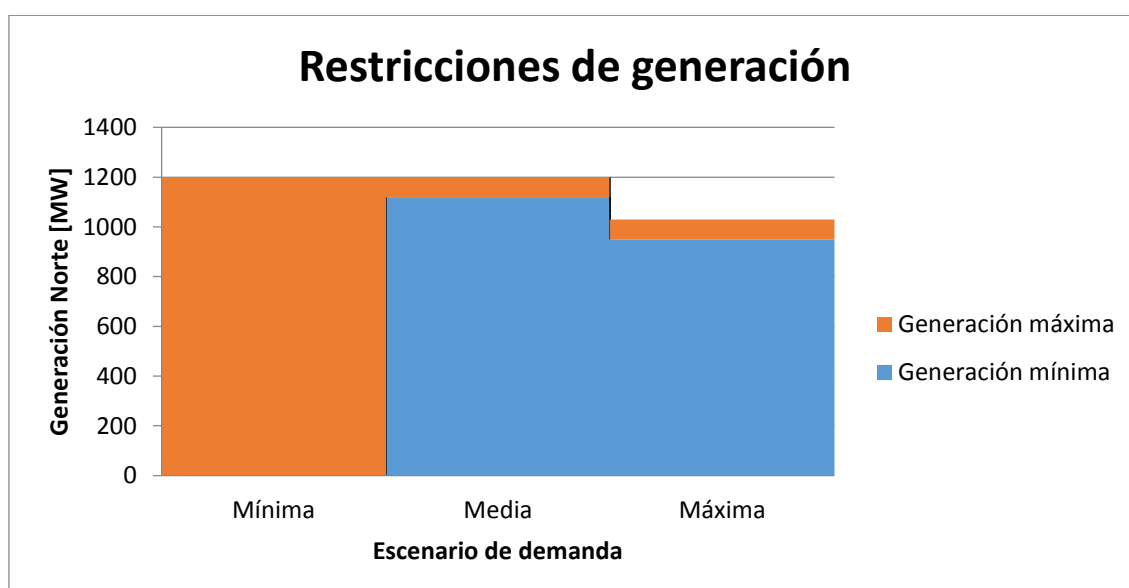


Figura 33. Restricciones de generación en el Norte de Antioquia antes de realizar transferencias Caso 2 EPM.
Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar, tanto para el escenario de demanda media como de demanda máxima, la región de operación segura del sistema es muy estrecha, por tanto, ante esta condición, el mantenimiento del autotransformador de Miraflores se requeriría realizar en horarios de demanda mínima o en días festivos lo cual trae costos asociados mayores. Sin embargo, al realizar las transferencias propuestas por la metodología de gestión de carga, el nuevo escenario de restricciones operativas es como se muestra en la Figura 34.

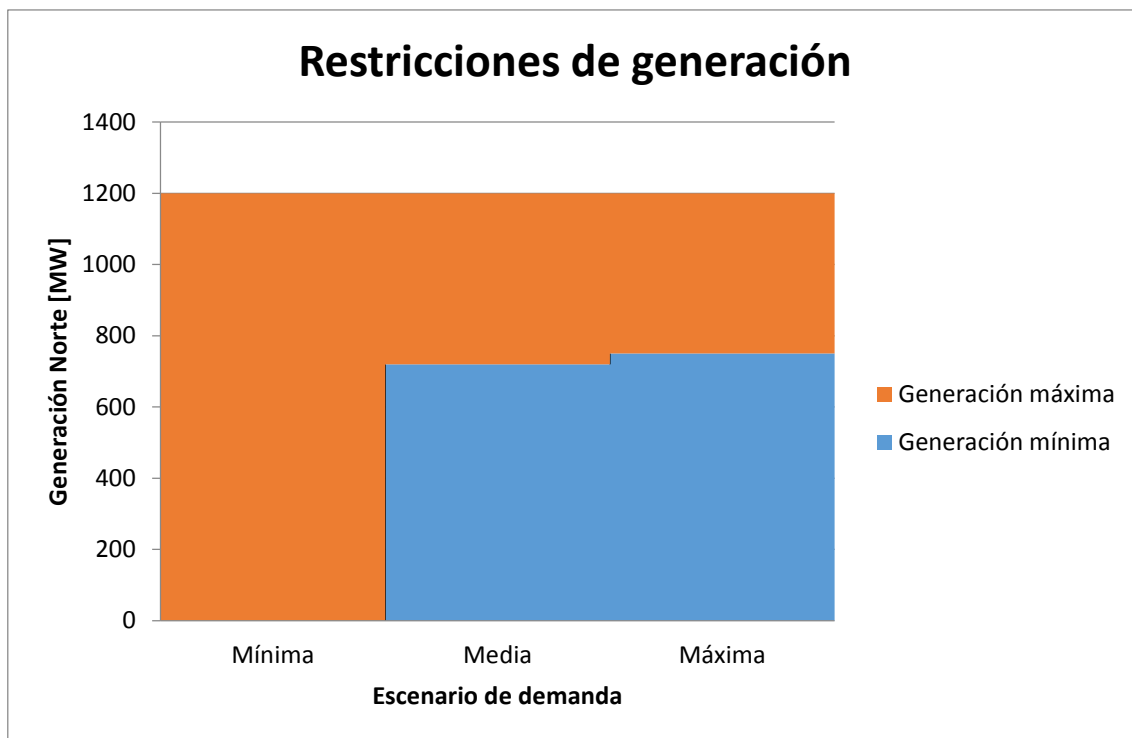


Figura 34. Restricciones de generación en el Norte de Antioquia después de realizar transferencias Caso 2 EPM.
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 34 se puede apreciar que, con las transferencias realizadas, ahora es posible contar con escenarios de operación segura en todas las condiciones de demanda y que permitan realizar el mantenimiento del autotransformador de Miraflores en un escenario de demanda media y en día ordinario.

3.4.5 Señales de expansión o de operación para el Operador de Red

Si bien en general, a través de la metodología propuesta para reducción de sobrecarga, es posible obtener señales generales para la expansión de las redes de transmisión y de

distribución mediante las transferencias prioritarias y la construcción de aquellas sugeridas por la metodología, pero inexistentes en la realidad; para el caso particular de la sobrecarga de un autotransformador de Bello se presentan las siguientes:

- Realizar transferencias permanentes de carga entre las subestaciones Bello y Zamora y Bello y Girardota pues según el orden de transferencias prioritarias, son las que más permite descargar los autotransformadores de Bello. Con estas transferencias se pretende cambiar permanentemente la fuente de alimentación de secciones de circuito, para lo cual se necesita crear nuevos seccionamientos en estos circuitos de acuerdo a estudios de toma de carga de los mismos.
- Construir redes de transferencia entre las subestaciones Piedras Blancas y Zamora debido a que actualmente no existen y según el orden de prioridades de transferencias, ayudaría en gran medida a descargar los autotransformadores de Bello ante una contingencia. Para esto se requiere la creación de nuevas transferencias y redes para unir las subestaciones a través de circuitos.
- Construir una conexión STN-STR en subestaciones de gran demanda y que son atendidas por las líneas del STR provenientes de la subestación Bello; entre estas subestaciones se encuentran, por ejemplo, subestación Central y subestación Guayabal.
- Potenciar las líneas del STN mediante la construcción de más líneas de este nivel de tensión con el fin de crear un camino preferible por la potencia con lo cual, ésta evitaría la circulación por el STR y llegaría desde el STN a los centros de carga.

CONCLUSIONES

En este trabajo se propone una metodología para realizar gestión de sobrecarga en los elementos de las redes de transmisión a través de transferencias en las redes de distribución mediante un análisis de sensibilidad de priorización de transferencias a realizar con el fin de disminuir el esfuerzo operativo requerido, asegurando además la viabilidad de las transferencias propuestas mediante la determinación de los límites de potencia a transferir entre subestaciones. Para realizar lo anterior se emplea un análisis de sensibilidad de carga transferida Vs porcentaje de carga para determinar la priorización de las transferencias y un método iterativo de bisección para determinar los límites de potencia a transferir.

Al realizar esto, la metodología permite generalizar el procedimiento sin importar el tamaño de las redes, el nivel de enmallamiento y los centros de carga que se tengan. Adicionalmente, mediante la aplicación del algoritmo de programación implementado en DIGSILENT, los tiempos de ejecución de la metodología se vuelven prácticos tanto para la realización de los estudios de planeación de la operación como para la operación misma.

Los resultados presentados en el capítulo 3 permiten validar la generalización, la efectividad y la practicidad del método propuesto para gestionar sobrecargas en las redes de transmisión con lo cual se logra evitar la dependencia de otros métodos de gestión de sobrecargas y la reducción de restricciones del sistema aprovechando las fuentes de recepción de carga.

En general, la metodología propuesta cuenta con una serie de ventajas operativas y prácticas como se resume a continuación:

- Generalización de las redes de aplicación.
- Poco tiempo de cálculo.
- Reducción o eliminación de restricciones en el sistema de potencia.
- Nueva forma de gestionar reducción de sobrecargas.
- Practicidad en la aplicación mediante un software de simulación.

- Reducción de costos de la operación al disminuir las restricciones y aumentar el tiempo posible para realizar mantenimiento a equipos de las redes.
- Aumenta la seguridad en la operación del sistema eléctrico.
- Se consideran los límites de sobrecarga de otros elementos diferentes al estudiado.
- Se consideran los límites de potencia a transferir por restricciones de sobrecarga, capacidad de transferencia, entre otros.

En particular, en los casos estudiados para las redes de EPM se logra aumentar la seguridad del sistema al encontrar regiones de operación donde anteriormente no existían y aumentar la disponibilidad de tiempo para realizar intervenciones en las redes como mantenimientos.

RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO

- Para la aplicación de la metodología propuesta se recomienda contar con estudios previos de transferencia de cargas entre subestaciones.
- Se recomienda la utilización de transferencia de cargas en redes de distribución para aliviar problemas de sobrecargas en redes de transmisión para disminuir las posibles restricciones operativas del sistema.
- Se recomienda que, si bien la opción de transferencia de cargas planteada por esta metodología es una herramienta para disminuir restricciones y brindar seguridad operativa, esta no sea una medida que opaque las necesidades de expansión y planeación del sistema.
- Se recomienda para futuros trabajos al respecto, el desarrollo de métodos iterativos predictivos con el fin de minimizar al máximo posible los tiempos de iteración del algoritmo.
- Se recomienda que, para futuros trabajos al respecto, se consideren los límites de transferencia de carga por caída de tensión en las redes de distribución, lo cual requeriría un modelado completo de las mismas.
- Se recomienda también que adicionalmente a los límites mencionados anteriormente, se consideren los límites de potencia a transferir por ajustes de protección.
- Se recomienda evaluar las posibles transferencias de carga sugeridas para otros puntos particulares de la red de EPM como sobrecargas en el corredor Envigado – Ancón – Guayabal 110 kV y sobrecargas en los autotransformadores de Ancón.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Resolución CREG 025 de 1995. Código de Redes
- [2] XM S.A. E.S.P. *Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano plazo.*
- [3] XM S.A. E.S.P. Modelo de Redes del SIN del CND
- [4] Oñate, P. E. (2008). Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado.
- [5] Velázquez, R. L. (1997). Optimización de potencia activa y reactiva en sistemas de potencia.
- [6] Ríos, M. A., Zapata, C. J., Gómez, Flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad de voltaje (VSC-OPF)
- [7] Chai Soon-Kin, SekarArjun (2004). Identify overloaded transmission lines in TTC and ATC determinations
- [8] E. D. Tweed, E. F. Richards, A knowledge-based System To Develop A Plan Of Action For Eliminating Transmission Line Overloads
- [9] A. Z. Muhamad, N. S. Nik, M. K. Nizam, S. K Sheikh, A. A. Rahim (2014), Adaptive Load Shedding Scheme for Transmission Line Overloading Problem in TNB.
- [10] E. S. Hoji, A. Padilha-Feltrin (2006), Sensitivity Analysis For Overload-Relief In Transmission Lines Using An Implicitly Couple Method (CRIC)

[11] Kumar, A. Kumar, M. (2013). Available Transfer Capability Determination Using Power Transfer Distribution Factors

[12] R. Gnanadass, NarayanaPrasadPadhy, K. Manivannan (2003). Assessment of available transfer capability for practical power systems with combined economic emission dispatch.

[13] L. Robitzky, Sven C. Müller, S. Dalhues, U. Häger, C. Rehtanz (2015). Agent-Based Redispatch for Real-Time Overload Relief in Electrical Transmission Systems.

[14] D.C. Pinheiro, C.A. Castro. Elimination of transmission system overloads through branch switching.

[15] R. Gnanadass, N. P. Padhy, K. Manivannan. Assessment of available transfer capability for practical power systems with combined economic emission dispatch.

ANEXO 1.

RESULTADOS DE TRANSFERENCIAS PRIORITARIAS EN CASO DE ESTUDIO DE 9 BARRAS IEEE.

Prioridad de transferencia en iteración 1 (condición inicial).

Tabla 11. Prioridad de transferencias en iteración 1 caso 9 barras IEEE

% Line 5-7	
Load A a Load C	19.475
Load B a Load C	19.543
Load A a Load B	19.566
% Inicial	19.634
Load B a Load A	19.702
Load C a Load B	19.725
Load C a Load A	19.793

Prioridad de transferencia en iteración 2 (Al haber transferido de Load A a Load C).

Tabla 12. Prioridad de transferencias en iteración 2 caso 9 barras IEEE

% Line 5-7	
Load A a Load C	13.464
Load A a Load B	13.502
Load B a Load C	13.503
% Inicial	13.541
Load C a Load B	13.580
Load B a Load A	13.581
Load C a Load A	13.620

Prioridad de transferencia en iteración 3 (Al haber transferido de Load A a Load B).

Tabla 13. Prioridad de transferencias en iteración 3 caso 9 barras IEEE

	% Line 5-7
Load A a Load C	13.098
Load A a Load B	13.132
Load B a Load C	13.133
% Inicial	13.167
Load B a Load A	13.202
Load C a Load B	13.202
Load C a Load A	13.238

Prioridad de transferencia en iteración 4 (Al haber transferido de Load B a Load C).

Tabla 14. Prioridad de transferencias en iteración 4 caso 9 barras IEEE

	% Line 5-7
Load A a Load C	12.947
Load A a Load B	12.974
Load B a Load C	12.980
% Inicial	13.008
Load C a Load B	13.037
Load B a Load A	13.041
Load C a Load A	13.071

ANEXO 2.

RESULTADOS DE TRANSFERENCIAS PRIORITARIAS EN CASO DE ESTUDIO 1 DE EPM.

Prioridad de transferencia en iteración 1.

Tabla 15. Prioridad de transferencias en iteración 1 caso 1 EPM		
% Miraflores - San Diego 2 110		
lod SN_DIEG1 a lod MIRAFLO1		102.8139571
lod SN_DIEG1 a lod V_HERMO1		102.8578878
lod SN_DIEG1 a lod CORDOVA1		102.8936832
lod SN_DIEG1 a lod P_BLANC1		102.8983927
lod SN_DIEG1 a lod RIONEGR1		102.912311
lod SN_DIEG1 a lod ORIENTE1		102.9179178
lod POBLADO1 a lod MIRAFLO1		102.9225011
lod POBLADO1 a lod V_HERMO1		102.9664429
lod SN_DIEG1 a lod GIRARDT1		102.9696665
lod GUAYABA1 a lod MIRAFLO1		102.9708682
lod SN_DIEG1 a lod BARBOSA1		102.9755752
lod SN_DIEG1 a lod ENVIGAD1		102.9927508
lod POBLADO1 a lod CORDOVA1		103.0022482
lod SN_DIEG1 a lod RIOGRAN1		103.0031005
lod SN_DIEG1 a lod ITAGUI_1		103.0031026
lod POBLADO1 a lod P_BLANC1		103.0069554
lod SN_DIEG1 a lod HORIZON1		103.0087277
lod SN_DIEG1 a lod CABANAS1		103.0098475
lod SN_DIEG1 a lod COLOMBI1		103.0139898
lod GUAYABA1 a lod V_HERMO1		103.014817
lod SN_DIEG1 a lod RODEO__1		103.0152836
lod POBLADO1 a lod RIONEGR1		103.0208764
lod POBLADO1 a lod ORIENTE1		103.0264844
lod SN_DIEG1 a lod BELEN__1		103.0272992
lod SN_DIEG1 a lod BELLO__1		103.0501205
lod GUAYABA1 a lod CORDOVA1		103.0506296

lod GUAYABA1 a lod P_BLANC1	103.055334
lod CENTRAL1 a lod MIRAFLO1	103.0553697
lod GUAYABA1 a lod RIONEGR1	103.0692579
lod ANCONSU1 a lod MIRAFLO1	103.072048
lod GUAYABA1 a lod ORIENTE1	103.0748666
lod POBLADO1 a lod GIRARDT1	103.0782418
lod POBLADO1 a lod BARBOSA1	103.0841477
lod CASTILL1 a lod MIRAFLO1	103.0925263
lod CENTRAL1 a lod V_HERMO1	103.099329
lod POBLADO1 a lod ENVIGAD1	103.1013284
lod SN_DIEG1 a lod CASTILL1	103.1015923
lod POBLADO1 a lod ITAGUI_1	103.1116835
lod POBLADO1 a lod RIOGRAN1	103.1116845
lod ANCONSU1 a lod V_HERMO1	103.1160107
lod POBLADO1 a lod HORIZON1	103.1173125
lod POBLADO1 a lod CABANAS1	103.1184319
lod SN_DIEG1 a lod ANCONSU1	103.1220692
lod POBLADO1 a lod COLOMBI1	103.1225759
lod POBLADO1 a lod RODEO__1	103.1238691
lod GUAYABA1 a lod GIRARDT1	103.126629
lod GUAYABA1 a lod BARBOSA1	103.1325336
lod CENTRAL1 a lod CORDOVA1	103.1351527
lod POBLADO1 a lod BELEN__1	103.1358875
lod CASTILL1 a lod V_HERMO1	103.1364881
lod SN_DIEG1 a lod CENTRAL1	103.138746
lod CENTRAL1 a lod P_BLANC1	103.1398526
lod BELLO__1 a lod MIRAFLO1	103.1440077
lod GUAYABA1 a lod ENVIGAD1	103.1497172
lod ANCONSU1 a lod CORDOVA1	103.1518369
lod CENTRAL1 a lod RIONEGR1	103.1537813
lod ANCONSU1 a lod P_BLANC1	103.1565372
lod POBLADO1 a lod BELLO__1	103.1587209
lod CENTRAL1 a lod ORIENTE1	103.159391
lod GUAYABA1 a lod ITAGUI_1	103.1600742
lod GUAYABA1 a lod RIOGRAN1	103.1600769
lod GUAYABA1 a lod HORIZON1	103.1657055
lod GUAYABA1 a lod CABANAS1	103.1668245

lod BELEN__1 a lod MIRAFLO1	103.1668589
lod ANCONSU1 a lod RIONEGR1	103.1704652
lod GUAYABA1 a lod COLOMBI1	103.1709696
lod GUAYABA1 a lod RODEO__1	103.1722624
lod CASTILL1 a lod CORDOVA1	103.1723133
lod ANCONSU1 a lod ORIENTE1	103.1760755
lod CASTILL1 a lod P_BLANC1	103.1770133
lod RODEO__1 a lod MIRAFLO1	103.1788848
lod COLOMBI1 a lod MIRAFLO1	103.1801723
lod GUAYABA1 a lod BELEN__1	103.1842826
lod CABANAS1 a lod MIRAFLO1	103.1843207
lod HORIZON1 a lod MIRAFLO1	103.1854389
lod BELLO__1 a lod V_HERMO1	103.1879778
lod CASTILL1 a lod RIONEGR1	103.1909416
lod ITAGUI_1 a lod MIRAFLO1	103.1910746
lod RIOGRAN1 a lod MIRAFLO1	103.191085
lod CASTILL1 a lod ORIENTE1	103.1965517
lod ENVIGAD1 a lod MIRAFLO1	103.2014313
lod GUAYABA1 a lod BELLO__1	103.2071231
lod POBLADO1 a lod CASTILL1	103.2102133
lod BELEN__1 a lod V_HERMO1	103.2108339
lod CENTRAL1 a lod GIRARDT1	103.2111606
lod CENTRAL1 a lod BARBOSA1	103.2170632
lod BARBOSA1 a lod MIRAFLO1	103.2186186
lod RODEO__1 a lod V_HERMO1	103.222861
lod SN_DIEG1 a lod GUAYABA1	103.2232807
lod BELLO__1 a lod CORDOVA1	103.2238122
lod COLOMBI1 a lod V_HERMO1	103.2241481
lod GIRARDT1 a lod MIRAFLO1	103.22452
lod ANCONSU1 a lod GIRARDT1	103.2278481
lod CABANAS1 a lod V_HERMO1	103.2282973
lod BELLO__1 a lod P_BLANC1	103.2285084
lod HORIZON1 a lod V_HERMO1	103.2294153
lod POBLADO1 a lod ANCONSU1	103.2306881
lod ANCONSU1 a lod BARBOSA1	103.2337495
lod CENTRAL1 a lod ENVIGAD1	103.2342517
lod ITAGUI_1 a lod V_HERMO1	103.2350526

lod RIOGRAN1 a lod V_HERMO1	103.2350617
lod BELLO__1 a lod RIONEGR1	103.2424405
lod CENTRAL1 a lod ITAGUI_1	103.2446119
lod CENTRAL1 a lod RIOGRAN1	103.2446157
lod ENVIGAD1 a lod V_HERMO1	103.2454106
lod BELEN__1 a lod CORDOVA1	103.2466734
lod POBLADO1 a lod CENTRAL1	103.2473728
lod BELLO__1 a lod ORIENTE1	103.2480517
lod CASTILL1 a lod GIRARDT1	103.2483234
lod CENTRAL1 a lod HORIZON1	103.250247
lod ANCONSU1 a lod ENVIGAD1	103.2509384
lod CENTRAL1 a lod CABANAS1	103.2513656
lod BELEN__1 a lod P_BLANC1	103.2513685
lod CASTILL1 a lod BARBOSA1	103.254225
lod CENTRAL1 a lod COLOMBI1	103.2555124
lod CENTRAL1 a lod RODEO__1	103.2568044
lod GUAYABA1 a lod CASTILL1	103.258628
lod RODEO__1 a lod CORDOVA1	103.2587018
lod COLOMBI1 a lod CORDOVA1	103.2599885
lod ANCONSU1 a lod ITAGUI_1	103.261299
lod ANCONSU1 a lod RIOGRAN1	103.2613074
lod BARBOSA1 a lod V_HERMO1	103.2625998
lod RODEO__1 a lod P_BLANC1	103.2633964
lod CABANAS1 a lod CORDOVA1	103.2641384
lod COLOMBI1 a lod P_BLANC1	103.2646833
lod HORIZON1 a lod CORDOVA1	103.2652562
lod BELEN__1 a lod RIONEGR1	103.2653017
lod ANCONSU1 a lod HORIZON1	103.2669348
lod ANCONSU1 a lod CABANAS1	103.2680533
lod GIRARDT1 a lod V_HERMO1	103.2685003
lod CENTRAL1 a lod BELEN__1	103.2688277
lod CABANAS1 a lod P_BLANC1	103.268833
lod HORIZON1 a lod P_BLANC1	103.2699508
lod ITAGUI_1 a lod CORDOVA1	103.2708955
lod RIOGRAN1 a lod CORDOVA1	103.2709033
lod BELEN__1 a lod ORIENTE1	103.2709133
lod CASTILL1 a lod ENVIGAD1	103.2714148

lod SN_DIEG1 a lod POBLADO1	103.2717029
lod ANCONSU1 a lod COLOMBI1	103.2722002
lod ANCONSU1 a lod RODEO__1	103.2734921
lod ITAGUI_1 a lod P_BLANC1	103.2755893
lod RIOGRAN1 a lod P_BLANC1	103.2755969
lod ORIENTE1 a lod MIRAFLO1	103.2762872
lod RODEO__1 a lod RIONEGR1	103.27733
lod COLOMBI1 a lod RIONEGR1	103.2786168
lod GUAYABA1 a lod ANCONSU1	103.2791015
lod ENVIGAD1 a lod CORDOVA1	103.2812551
lod CASTILL1 a lod ITAGUI_1	103.2817759
lod CASTILL1 a lod RIOGRAN1	103.2817804
lod RIONEGR1 a lod MIRAFLO1	103.2818964
lod CABANAS1 a lod RIONEGR1	103.2827668
lod RODEO__1 a lod ORIENTE1	103.2829418
lod HORIZON1 a lod RIONEGR1	103.2838848
lod COLOMBI1 a lod ORIENTE1	103.2842285
lod ANCONSU1 a lod BELEN__1	103.2855154
lod ENVIGAD1 a lod P_BLANC1	103.2859482
lod CASTILL1 a lod HORIZON1	103.2874118
lod CABANAS1 a lod ORIENTE1	103.2883786
lod CASTILL1 a lod CABANAS1	103.2885302
lod HORIZON1 a lod ORIENTE1	103.2894963
lod ITAGUI_1 a lod RIONEGR1	103.2895237
lod RIOGRAN1 a lod RIONEGR1	103.2895317
lod CENTRAL1 a lod BELLO__1	103.2916753
lod CASTILL1 a lod COLOMBI1	103.2926775
lod CASTILL1 a lod RODEO__1	103.2939697
lod ITAGUI_1 a lod ORIENTE1	103.2951357
lod RIOGRAN1 a lod ORIENTE1	103.2951436
lod GUAYABA1 a lod CENTRAL1	103.2957911
lod P_BLANC1 a lod MIRAFLO1	103.2958384
lod BARBOSA1 a lod CORDOVA1	103.2984461
lod BELLO__1 a lod GIRARDT1	103.2998289
lod ENVIGAD1 a lod RIONEGR1	103.2998833
lod CORDOVA1 a lod MIRAFLO1	103.3005233
lod BARBOSA1 a lod P_BLANC1	103.3031387

lod GIRARDT1 a lod CORDOVA1	103.304345
lod ENVIGAD1 a lod ORIENTE1	103.3054954
lod BELLO__1 a lod BARBOSA1	103.3057291
lod CASTILL1 a lod BELEN__1	103.3059934
lod ANCONSU1 a lod BELLO__1	103.3083759
lod GIRARDT1 a lod P_BLANC1	103.309038
lod BARBOSA1 a lod RIONEGR1	103.3170749
lod ORIENTE1 a lod V_HERMO1	103.3202707
lod BARBOSA1 a lod ORIENTE1	103.3226873
lod BELEN__1 a lod GIRARDT1	103.3226934
lod BELLO__1 a lod ENVIGAD1	103.3229225
lod GIRARDT1 a lod RIONEGR1	103.3229735
lod RIONEGR1 a lod V_HERMO1	103.3258803
lod GIRARDT1 a lod ORIENTE1	103.3285857
lod BELEN__1 a lod BARBOSA1	103.3285932
lod CASTILL1 a lod BELLO__1	103.3288435
lod POBLADO1 a lod GUAYABA1	103.3319333
lod BELLO__1 a lod ITAGUI_1	103.3332859
lod BELLO__1 a lod RIOGRAN1	103.3332918
lod RODEO__1 a lod GIRARDT1	103.3347231
lod COLOMBI1 a lod GIRARDT1	103.336009
lod V_HERMO1 a lod MIRAFLO1	103.3363726
lod BELLO__1 a lod HORIZON1	103.3389245
lod P_BLANC1 a lod V_HERMO1	103.3398252
lod BELLO__1 a lod CABANAS1	103.3400426
lod CABANAS1 a lod GIRARDT1	103.3401597
lod RODEO__1 a lod BARBOSA1	103.3406222
lod HORIZON1 a lod GIRARDT1	103.3412767
lod COLOMBI1 a lod BARBOSA1	103.3419086
lod CENTRAL1 a lod CASTILL1	103.3431977
lod BELLO__1 a lod COLOMBI1	103.3441911
lod CORDOVA1 a lod V_HERMO1	103.3445072
lod BELLO__1 a lod RODEO__1	103.3454829
lod BELEN__1 a lod ENVIGAD1	103.3457848
lod CABANAS1 a lod BARBOSA1	103.346059
lod ITAGUI_1 a lod GIRARDT1	103.3469186
lod RIOGRAN1 a lod GIRARDT1	103.3469208

lod HORIZON1 a lod BARBOSA1	103.3471764
lod ITAGUI_1 a lod BARBOSA1	103.3528172
lod RIOGRAN1 a lod BARBOSA1	103.3528225
lod ORIENTE1 a lod CORDOVA1	103.3561251
lod BELEN__1 a lod ITAGUI_1	103.356147
lod BELEN__1 a lod RIOGRAN1	103.3561624
lod ENVIGAD1 a lod GIRARDT1	103.3572795
lod BELLO__1 a lod BELEN__1	103.3575088
lod RODEO__1 a lod ENVIGAD1	103.3578122
lod COLOMBI1 a lod ENVIGAD1	103.359102
lod ANCONSU1 a lod CASTILL1	103.3599087
lod ORIENTE1 a lod P_BLANC1	103.3608112
lod RIONEGR1 a lod CORDOVA1	103.3617364
lod BELEN__1 a lod HORIZON1	103.3617862
lod BELEN__1 a lod CABANAS1	103.3629046
lod ENVIGAD1 a lod BARBOSA1	103.3631776
lod CABANAS1 a lod ENVIGAD1	103.3632531
lod CENTRAL1 a lod ANCONSU1	103.3636783
lod HORIZON1 a lod ENVIGAD1	103.3643706
lod RIONEGR1 a lod P_BLANC1	103.366421
lod BELEN__1 a lod COLOMBI1	103.367052
lod RODEO__1 a lod ITAGUI_1	103.3681729
lod RODEO__1 a lod RIOGRAN1	103.3681929
lod BELEN__1 a lod RODEO__1	103.3683423
lod COLOMBI1 a lod ITAGUI_1	103.3694655
lod COLOMBI1 a lod RIOGRAN1	103.3694785
lod ITAGUI_1 a lod ENVIGAD1	103.3700062
lod RIOGRAN1 a lod ENVIGAD1	103.3700202
lod CABANAS1 a lod ITAGUI_1	103.3736172
lod CABANAS1 a lod RIOGRAN1	103.3736298
lod RODEO__1 a lod HORIZON1	103.3738185
lod BARBOSA1 a lod GIRARDT1	103.3744709
lod HORIZON1 a lod ITAGUI_1	103.3747345
lod HORIZON1 a lod RIOGRAN1	103.3747466
lod ORIENTE1 a lod RIONEGR1	103.3747533
lod RODEO__1 a lod CABANAS1	103.3749367
lod COLOMBI1 a lod HORIZON1	103.3751006

lod P_BLANC1 a lod CORDOVA1	103.375672
lod COLOMBI1 a lod CABANAS1	103.3762199
lod RODEO__1 a lod COLOMBI1	103.3790848
lod CABANAS1 a lod HORIZON1	103.3792542
% Inicial	103.380365
lod RIOGRAN1 a lod ITAGUI_1	103.3803852
lod ITAGUI_1 a lod RIOGRAN1	103.3803898
lod HORIZON1 a lod CABANAS1	103.3814896
lod COLOMBI1 a lod RODEO__1	103.3816625
lod CABANAS1 a lod COLOMBI1	103.3845205
lod CORDOVA1 a lod P_BLANC1	103.3850481
lod HORIZON1 a lod COLOMBI1	103.3856367
lod CABANAS1 a lod RODEO__1	103.385815
lod RIONEGR1 a lod ORIENTE1	103.3859759
lod ITAGUI_1 a lod HORIZON1	103.3860171
lod RIOGRAN1 a lod HORIZON1	103.3860247
lod GIRARDT1 a lod BARBOSA1	103.386266
lod HORIZON1 a lod RODEO__1	103.386932
lod ITAGUI_1 a lod CABANAS1	103.387135
lod RIOGRAN1 a lod CABANAS1	103.3871431
lod ENVIGAD1 a lod ITAGUI_1	103.390733
lod ENVIGAD1 a lod RIOGRAN1	103.3907517
lod ITAGUI_1 a lod COLOMBI1	103.391284
lod RIOGRAN1 a lod COLOMBI1	103.3912924
lod RODEO__1 a lod BELEN__1	103.3924002
lod ITAGUI_1 a lod RODEO__1	103.392569
lod RIOGRAN1 a lod RODEO__1	103.3925844
lod COLOMBI1 a lod BELEN__1	103.3936874
lod P_BLANC1 a lod RIONEGR1	103.3943
lod ENVIGAD1 a lod HORIZON1	103.3963802
lod ANCONSU1 a lod CENTRAL1	103.3970807
lod ENVIGAD1 a lod CABANAS1	103.3974979
lod BARBOSA1 a lod ENVIGAD1	103.3975686
lod CABANAS1 a lod BELEN__1	103.3978407
lod HORIZON1 a lod BELEN__1	103.3989577
lod CORDOVA1 a lod RIONEGR1	103.3989914
lod P_BLANC1 a lod ORIENTE1	103.3999127

lod CASTILL1 a lod ANCONSU1	103.4008513
lod ENVIGAD1 a lod COLOMBI1	103.4016474
lod ENVIGAD1 a lod RODEO__1	103.4029352
lod BELEN__1 a lod BELLO__1	103.4032498
lod GIRARDT1 a lod ENVIGAD1	103.4034655
lod ITAGUI_1 a lod BELEN__1	103.404601
lod CORDOVA1 a lod ORIENTE1	103.4046026
lod RIOGRAN1 a lod BELEN__1	103.4046117
lod BARBOSA1 a lod ITAGUI_1	103.4079351
lod BARBOSA1 a lod RIOGRAN1	103.407945
lod BARBOSA1 a lod HORIZON1	103.4135769
lod GIRARDT1 a lod ITAGUI_1	103.4138316
lod GIRARDT1 a lod RIOGRAN1	103.4138384
lod BARBOSA1 a lod CABANAS1	103.4146947
lod ENVIGAD1 a lod BELEN__1	103.4149656
lod RODEO__1 a lod BELLO__1	103.4152817
lod V_HERMO1 a lod CORDOVA1	103.4162106
lod COLOMBI1 a lod BELLO__1	103.4165675
lod CASTILL1 a lod CENTRAL1	103.4175434
lod BARBOSA1 a lod COLOMBI1	103.4188449
lod GIRARDT1 a lod HORIZON1	103.4194723
lod BARBOSA1 a lod RODEO__1	103.4201362
lod GIRARDT1 a lod CABANAS1	103.4205905
lod CABANAS1 a lod BELLO__1	103.4207197
lod V_HERMO1 a lod P_BLANC1	103.4209046
lod HORIZON1 a lod BELLO__1	103.4218367
lod MIRAFLO1 a lod V_HERMO1	103.4243575
lod GIRARDT1 a lod COLOMBI1	103.4247404
lod GIRARDT1 a lod RODEO__1	103.4260322
lod ITAGUI_1 a lod BELLO__1	103.4274808
lod RIOGRAN1 a lod BELLO__1	103.4274822
lod GUAYABA1 a lod POBLADO1	103.4288231
lod BELLO__1 a lod CASTILL1	103.4319146
lod ORIENTE1 a lod GIRARDT1	103.4321481
lod BARBOSA1 a lod BELEN__1	103.432165
lod V_HERMO1 a lod RIONEGR1	103.4348387
lod RIONEGR1 a lod GIRARDT1	103.4377584

lod ENVIGAD1 a lod BELLO__1	103.4378443
lod ORIENTE1 a lod BARBOSA1	103.4380447
lod GIRARDT1 a lod BELEN__1	103.4380603
lod V_HERMO1 a lod ORIENTE1	103.4404517
lod RIONEGR1 a lod BARBOSA1	103.443655
lod P_BLANC1 a lod GIRARDT1	103.4517019
lod BELLO__1 a lod ANCONSU1	103.4523897
lod BELEN__1 a lod CASTILL1	103.4548056
lod BARBOSA1 a lod BELLO__1	103.4550419
lod ORIENTE1 a lod ENVIGAD1	103.4552438
lod CORDOVA1 a lod GIRARDT1	103.456385
lod P_BLANC1 a lod BARBOSA1	103.4575976
lod MIRAFLO1 a lod CORDOVA1	103.4602116
lod RIONEGR1 a lod ENVIGAD1	103.4608543
lod GIRARDT1 a lod BELLO__1	103.4609367
lod CORDOVA1 a lod BARBOSA1	103.4622811
lod MIRAFLO1 a lod P_BLANC1	103.4649027
lod CENTRAL1 a lod GUAYABA1	103.4649808
lod ORIENTE1 a lod ITAGUI_1	103.465611
lod ORIENTE1 a lod RIOGRAN1	103.4656234
lod RODEO__1 a lod CASTILL1	103.4668396
lod COLOMBI1 a lod CASTILL1	103.4681251
lod BELLO__1 a lod CENTRAL1	103.4690923
lod RIONEGR1 a lod ITAGUI_1	103.4712216
lod RIONEGR1 a lod RIOGRAN1	103.4712342
lod ORIENTE1 a lod HORIZON1	103.4712543
lod CABANAS1 a lod CASTILL1	103.4722785
lod ORIENTE1 a lod CABANAS1	103.4723717
lod HORIZON1 a lod CASTILL1	103.4733952
lod P_BLANC1 a lod ENVIGAD1	103.4747981
lod BELEN__1 a lod ANCONSU1	103.4752702
lod ORIENTE1 a lod COLOMBI1	103.4765223
lod RIONEGR1 a lod HORIZON1	103.4768651
lod ORIENTE1 a lod RODEO__1	103.4778132
lod RIONEGR1 a lod CABANAS1	103.4779825
lod MIRAFLO1 a lod RIONEGR1	103.4788397
lod RIOGRAN1 a lod CASTILL1	103.4790419

lod ITAGUI_1 a lod CASTILL1	103.479042
lod CORDOVA1 a lod ENVIGAD1	103.4794811
lod ANCONSU1 a lod GUAYABA1	103.4816943
lod RIONEGR1 a lod COLOMBI1	103.4821332
lod RIONEGR1 a lod RODEO__1	103.483424
lod MIRAFLO1 a lod ORIENTE1	103.484453
lod P_BLANC1 a lod ITAGUI_1	103.4851661
lod P_BLANC1 a lod RIOGRAN1	103.4851783
lod RODEO__1 a lod ANCONSU1	103.4873048
lod COLOMBI1 a lod ANCONSU1	103.4885905
lod POBLADO1 a lod SN_DIEG1	103.4890769
lod ENVIGAD1 a lod CASTILL1	103.4894078
lod ORIENTE1 a lod BELEN__1	103.4898425
lod CORDOVA1 a lod ITAGUI_1	103.4898484
lod CORDOVA1 a lod RIOGRAN1	103.4898607
lod P_BLANC1 a lod HORIZON1	103.4908103
lod P_BLANC1 a lod CABANAS1	103.4919276
lod BELEN__1 a lod CENTRAL1	103.4919854
lod V_HERMO1 a lod GIRARDT1	103.4922436
lod CABANAS1 a lod ANCONSU1	103.4927442
lod HORIZON1 a lod ANCONSU1	103.4938611
lod RIONEGR1 a lod BELEN__1	103.4954535
lod CORDOVA1 a lod HORIZON1	103.4954918
lod P_BLANC1 a lod COLOMBI1	103.4960786
lod CORDOVA1 a lod CABANAS1	103.4966091
lod P_BLANC1 a lod RODEO__1	103.4973693
lod V_HERMO1 a lod BARBOSA1	103.4981382
lod ITAGUI_1 a lod ANCONSU1	103.4995077
lod RIOGRAN1 a lod ANCONSU1	103.4995116
lod CORDOVA1 a lod COLOMBI1	103.5007599
lod CORDOVA1 a lod RODEO__1	103.5020508
lod CASTILL1 a lod GUAYABA1	103.5021634
lod RODEO__1 a lod CENTRAL1	103.5040202
lod COLOMBI1 a lod CENTRAL1	103.5053055
lod BARBOSA1 a lod CASTILL1	103.5066089
lod P_BLANC1 a lod BELEN__1	103.5093993
lod CABANAS1 a lod CENTRAL1	103.5094594

lod ENVIGAD1 a lod ANCONSU1	103.5098739
lod HORIZON1 a lod CENTRAL1	103.5105759
lod GIRARDT1 a lod CASTILL1	103.5125024
lod ORIENTE1 a lod BELLO__1	103.5127218
lod CENTRAL1 a lod POBLADO1	103.5134522
lod CORDOVA1 a lod BELEN__1	103.5140802
lod V_HERMO1 a lod ENVIGAD1	103.5153399
lod RIOGRAN1 a lod CENTRAL1	103.516223
lod ITAGUI_1 a lod CENTRAL1	103.5162237
lod RIONEGR1 a lod BELLO__1	103.5183333
lod V_HERMO1 a lod ITAGUI_1	103.5257088
lod V_HERMO1 a lod RIOGRAN1	103.5257225
lod ENVIGAD1 a lod CENTRAL1	103.5265904
lod BARBOSA1 a lod ANCONSU1	103.5270761
lod ANCONSU1 a lod POBLADO1	103.5301706
lod V_HERMO1 a lod HORIZON1	103.5313542
lod P_BLANC1 a lod BELLO__1	103.53228
lod V_HERMO1 a lod CABANAS1	103.5324713
lod GIRARDT1 a lod ANCONSU1	103.5329697
lod MIRAFLO1 a lod GIRARDT1	103.5362481
lod V_HERMO1 a lod COLOMBI1	103.5366228
lod CORDOVA1 a lod BELLO__1	103.53696
lod GUAYABA1 a lod SN_DIEG1	103.5375444
lod V_HERMO1 a lod RODEO__1	103.5379133
lod MIRAFLO1 a lod BARBOSA1	103.5421419
lod BARBOSA1 a lod CENTRAL1	103.5437929
lod GIRARDT1 a lod CENTRAL1	103.5496853
lod V_HERMO1 a lod BELEN__1	103.549944
lod CASTILL1 a lod POBLADO1	103.5506385
lod BELLO__1 a lod GUAYABA1	103.5537296
lod MIRAFLO1 a lod ENVIGAD1	103.5593455
lod ORIENTE1 a lod CASTILL1	103.564293
lod MIRAFLO1 a lod ITAGUI_1	103.5697157
lod MIRAFLO1 a lod RIOGRAN1	103.5697307
lod RIONEGR1 a lod CASTILL1	103.5699054
lod V_HERMO1 a lod BELLO__1	103.5728288
lod MIRAFLO1 a lod HORIZON1	103.5753627

lod MIRAFLO1 a lod CABANAS1	103.5764796
lod BELEN__1 a lod GUAYABA1	103.5766301
lod MIRAFLO1 a lod COLOMBI1	103.5806318
lod MIRAFLO1 a lod RODEO__1	103.581922
lod P_BLANC1 a lod CASTILL1	103.583856
lod ORIENTE1 a lod ANCONSU1	103.5847594
lod CORDOVA1 a lod CASTILL1	103.5885321
lod RODEO__1 a lod GUAYABA1	103.5886677
lod COLOMBI1 a lod GUAYABA1	103.5899524
lod RIONEGR1 a lod ANCONSU1	103.5903717
lod MIRAFLO1 a lod BELEN__1	103.5939539
lod CABANAS1 a lod GUAYABA1	103.594108
lod HORIZON1 a lod GUAYABA1	103.5952241
lod RIOGRAN1 a lod GUAYABA1	103.6008736
lod ITAGUI_1 a lod GUAYABA1	103.6008755
lod ORIENTE1 a lod CENTRAL1	103.601478
lod BELLO__1 a lod POBLADO1	103.6022171
lod P_BLANC1 a lod ANCONSU1	103.6043225
lod RIONEGR1 a lod CENTRAL1	103.6070906
lod CORDOVA1 a lod ANCONSU1	103.6089983
lod ENVIGAD1 a lod GUAYABA1	103.6112453
lod MIRAFLO1 a lod BELLO__1	103.6168435
lod P_BLANC1 a lod CENTRAL1	103.6210409
lod CENTRAL1 a lod SN_DIEG1	103.6221991
lod V_HERMO1 a lod CASTILL1	103.6244101
lod BELEN__1 a lod POBLADO1	103.6251246
lod CORDOVA1 a lod CENTRAL1	103.6257172
lod BARBOSA1 a lod GUAYABA1	103.6284526
lod GIRARDT1 a lod GUAYABA1	103.634343
lod RODEO__1 a lod POBLADO1	103.6371639
lod COLOMBI1 a lod POBLADO1	103.6384483
lod ANCONSU1 a lod SN_DIEG1	103.6389253
lod CABANAS1 a lod POBLADO1	103.6426049
lod HORIZON1 a lod POBLADO1	103.6437208
lod V_HERMO1 a lod ANCONSU1	103.6448753
lod RIOGRAN1 a lod POBLADO1	103.6493709
lod ITAGUI_1 a lod POBLADO1	103.6493743

lod CASTILL1 a lod SN_DIEG1	103.6593911
lod ENVIGAD1 a lod POBLADO1	103.6597461
lod V_HERMO1 a lod CENTRAL1	103.6615966
lod MIRAFLO1 a lod CASTILL1	103.668433
lod BARBOSA1 a lod POBLADO1	103.6769562
lod GIRARDT1 a lod POBLADO1	103.6828454
lod ORIENTE1 a lod GUAYABA1	103.6861428
lod MIRAFLO1 a lod ANCONSU1	103.6888973
lod RIONEGR1 a lod GUAYABA1	103.6917566
lod MIRAFLO1 a lod CENTRAL1	103.705622
lod P_BLANC1 a lod GUAYABA1	103.7057115
lod CORDOVA1 a lod GUAYABA1	103.7103832
lod BELLO__1 a lod SN_DIEG1	103.7109905
lod BELEN__1 a lod SN_DIEG1	103.7339353
lod ORIENTE1 a lod POBLADO1	103.7346557
lod RIONEGR1 a lod POBLADO1	103.740275
lod RODEO__1 a lod SN_DIEG1	103.7459846
lod V_HERMO1 a lod GUAYABA1	103.7462845
lod COLOMBI1 a lod SN_DIEG1	103.7472675
lod CABANAS1 a lod SN_DIEG1	103.7514297
lod HORIZON1 a lod SN_DIEG1	103.7525447
lod P_BLANC1 a lod POBLADO1	103.7542585
lod RIOGRAN1 a lod SN_DIEG1	103.7582003
lod ITAGUI_1 a lod SN_DIEG1	103.7582096
lod CORDOVA1 a lod POBLADO1	103.7589012
lod ENVIGAD1 a lod SN_DIEG1	103.7685921
lod BARBOSA1 a lod SN_DIEG1	103.7858173
lod MIRAFLO1 a lod GUAYABA1	103.7903529
lod GIRARDT1 a lod SN_DIEG1	103.7917048
lod V_HERMO1 a lod POBLADO1	103.7948447
lod MIRAFLO1 a lod POBLADO1	103.8389199
lod ORIENTE1 a lod SN_DIEG1	103.8435363
lod RIONEGR1 a lod SN_DIEG1	103.8491567
lod P_BLANC1 a lod SN_DIEG1	103.8631427
lod CORDOVA1 a lod SN_DIEG1	103.8677832
lod V_HERMO1 a lod SN_DIEG1	103.9037363
lod MIRAFLO1 a lod SN_DIEG1	103.9478221

Prioridad de transferencia en iteración 2.

Tabla 16. Prioridad de transferencias iteración 2 caso 1 EPM		
% Miraflores - San Diego 2 110		
lod SN_DIEG1 a lod MIRAFLO1		99.04284218
lod SN_DIEG1 a lod V_HERMO1		99.08633881
lod SN_DIEG1 a lod CORDOVA1		99.12170267
lod SN_DIEG1 a lod P_BLANC1		99.12655269
lod SN_DIEG1 a lod RIONEGR1		99.14032507
lod SN_DIEG1 a lod ORIENTE1		99.14588367
lod POBLADO1 a lod MIRAFLO1		99.15020376
lod POBLADO1 a lod V_HERMO1		99.19371292
lod SN_DIEG1 a lod GIRARDT1		99.19729956
lod GUAYABA1 a lod MIRAFLO1		99.19786376
lod SN_DIEG1 a lod BARBOSA1		99.20330506
lod SN_DIEG1 a lod ENVIGAD1		99.22028449
lod POBLADO1 a lod CORDOVA1		99.22908861
lod SN_DIEG1 a lod RIOGRAN1		99.23038888
lod SN_DIEG1 a lod ITAGUI_1		99.23050594
lod POBLADO1 a lod P_BLANC1		99.23393542
lod SN_DIEG1 a lod HORIZON1		99.23598005
lod SN_DIEG1 a lod CABANAS1		99.23711918
lod SN_DIEG1 a lod COLOMBI1		99.24119163
lod GUAYABA1 a lod V_HERMO1		99.24138061
lod SN_DIEG1 a lod RODEO__1		99.24251026
lod POBLADO1 a lod RIONEGR1		99.24771154
lod POBLADO1 a lod ORIENTE1		99.25327152
lod SN_DIEG1 a lod BELEN__1		99.2544098
lod SN_DIEG1 a lod BELLO__1		99.27675541
lod GUAYABA1 a lod CORDOVA1		99.27676454
lod CENTRAL1 a lod MIRAFLO1		99.2812831
lod GUAYABA1 a lod P_BLANC1		99.28160825
lod GUAYABA1 a lod RIONEGR1		99.29538771
lod ANCONSU1 a lod MIRAFLO1		99.29762518
lod GUAYABA1 a lod ORIENTE1		99.30094858

lod POBLADO1 a lod GIRARDT1	99.30469724
lod POBLADO1 a lod BARBOSA1	99.31070007
lod CASTILL1 a lod MIRAFLO1	99.31818387
lod CENTRAL1 a lod V_HERMO1	99.32481167
lod SN_DIEG1 a lod CASTILL1	99.32739901
lod POBLADO1 a lod ENVIGAD1	99.32768507
lod POBLADO1 a lod RIOGRAN1	99.33779624
lod POBLADO1 a lod ITAGUI_1	99.33791017
lod ANCONSU1 a lod V_HERMO1	99.3411575
lod POBLADO1 a lod HORIZON1	99.34338845
lod POBLADO1 a lod CABANAS1	99.34452706
lod SN_DIEG1 a lod ANCONSU1	99.34795665
lod POBLADO1 a lod COLOMBI1	99.34860145
lod POBLADO1 a lod RODEO__1	99.34991941
lod GUAYABA1 a lod GIRARDT1	99.35237983
lod GUAYABA1 a lod BARBOSA1	99.3583815
lod CENTRAL1 a lod CORDOVA1	99.36020836
lod CASTILL1 a lod V_HERMO1	99.36171537
lod POBLADO1 a lod BELEN__1	99.36182218
lod SN_DIEG1 a lod CENTRAL1	99.36429861
lod CENTRAL1 a lod P_BLANC1	99.36504678
lod BELLO__1 a lod MIRAFLO1	99.36883848
lod GUAYABA1 a lod ENVIGAD1	99.37536962
lod ANCONSU1 a lod CORDOVA1	99.37655712
lod CENTRAL1 a lod RIONEGR1	99.37883171
lod ANCONSU1 a lod P_BLANC1	99.3813957
lod POBLADO1 a lod BELLO__1	99.38418079
lod CENTRAL1 a lod ORIENTE1	99.38439395
lod GUAYABA1 a lod RIOGRAN1	99.38548453
lod GUAYABA1 a lod ITAGUI_1	99.38559682
lod GUAYABA1 a lod HORIZON1	99.39107745
lod BELEN__1 a lod MIRAFLO1	99.39121489
lod GUAYABA1 a lod CABANAS1	99.39221581
lod ANCONSU1 a lod RIONEGR1	99.39518051
lod GUAYABA1 a lod COLOMBI1	99.3962913
lod CASTILL1 a lod CORDOVA1	99.39711401
lod GUAYABA1 a lod RODEO__1	99.3976089

lod ANCONSU1 a lod ORIENTE1	99.40074315
lod CASTILL1 a lod P_BLANC1	99.40195234
lod RODEO__1 a lod MIRAFLO1	99.40312484
lod COLOMBI1 a lod MIRAFLO1	99.40443767
lod CABANAS1 a lod MIRAFLO1	99.40851646
lod GUAYABA1 a lod BELEN__1	99.40951358
lod HORIZON1 a lod MIRAFLO1	99.40965405
lod BELLO__1 a lod V_HERMO1	99.4123791
lod ITAGUI_1 a lod MIRAFLO1	99.41513887
lod RIOGRAN1 a lod MIRAFLO1	99.41526321
lod CASTILL1 a lod RIONEGR1	99.41573733
lod CASTILL1 a lod ORIENTE1	99.42129985
lod ENVIGAD1 a lod MIRAFLO1	99.42536616
lod GUAYABA1 a lod BELLO__1	99.43187972
lod BELEN__1 a lod V_HERMO1	99.43476077
lod POBLADO1 a lod CASTILL1	99.43484698
lod CENTRAL1 a lod GIRARDT1	99.4358334
lod CENTRAL1 a lod BARBOSA1	99.44183325
lod BARBOSA1 a lod MIRAFLO1	99.44235851
lod RODEO__1 a lod V_HERMO1	99.44667204
lod SN_DIEG1 a lod GUAYABA1	99.44775491
lod BELLO__1 a lod CORDOVA1	99.44778811
lod COLOMBI1 a lod V_HERMO1	99.44798461
lod GIRARDT1 a lod MIRAFLO1	99.44835732
lod CABANAS1 a lod V_HERMO1	99.45206417
lod ANCONSU1 a lod GIRARDT1	99.45218575
lod BELLO__1 a lod P_BLANC1	99.45262204
lod HORIZON1 a lod V_HERMO1	99.45320157
lod POBLADO1 a lod ANCONSU1	99.45540268
lod ANCONSU1 a lod BARBOSA1	99.45818451
lod ITAGUI_1 a lod V_HERMO1	99.45868805
lod RIOGRAN1 a lod V_HERMO1	99.45881108
lod CENTRAL1 a lod ENVIGAD1	99.45882654
lod BELLO__1 a lod RIONEGR1	99.46641162
lod ENVIGAD1 a lod V_HERMO1	99.46891681
lod CENTRAL1 a lod RIOGRAN1	99.46894622
lod CENTRAL1 a lod ITAGUI_1	99.46905717

lod BELEN__1 a lod CORDOVA1	99.47017539
lod POBLADO1 a lod CENTRAL1	99.47175322
lod BELLO__1 a lod ORIENTE1	99.47197522
lod CASTILL1 a lod GIRARDT1	99.47274168
lod CENTRAL1 a lod HORIZON1	99.47454158
lod BELEN__1 a lod P_BLANC1	99.47500802
lod ANCONSU1 a lod ENVIGAD1	99.47517838
lod CENTRAL1 a lod CABANAS1	99.4756795
lod CASTILL1 a lod BARBOSA1	99.47874054
lod CENTRAL1 a lod COLOMBI1	99.47975684
lod CENTRAL1 a lod RODEO__1	99.48107392
lod RODEO__1 a lod CORDOVA1	99.48208819
lod GUAYABA1 a lod CASTILL1	99.48255948
lod COLOMBI1 a lod CORDOVA1	99.48340027
lod ANCONSU1 a lod RIOGRAN1	99.48530285
lod ANCONSU1 a lod ITAGUI_1	99.48540956
lod BARBOSA1 a lod V_HERMO1	99.48591119
lod RODEO__1 a lod P_BLANC1	99.4869202
lod CABANAS1 a lod CORDOVA1	99.48748068
lod COLOMBI1 a lod P_BLANC1	99.48823249
lod HORIZON1 a lod CORDOVA1	99.48861784
lod BELEN__1 a lod RIONEGR1	99.48879893
lod ANCONSU1 a lod HORIZON1	99.49089498
lod GIRARDT1 a lod V_HERMO1	99.49190923
lod ANCONSU1 a lod CABANAS1	99.49203275
lod CABANAS1 a lod P_BLANC1	99.49231261
lod CENTRAL1 a lod BELEN__1	99.4929817
lod HORIZON1 a lod P_BLANC1	99.49344978
lod ITAGUI_1 a lod CORDOVA1	99.49410652
lod RIOGRAN1 a lod CORDOVA1	99.49422811
lod BELEN__1 a lod ORIENTE1	99.49436315
lod SN_DIEG1 a lod POBLADO1	99.49547444
lod CASTILL1 a lod ENVIGAD1	99.49573529
lod ANCONSU1 a lod COLOMBI1	99.49611032
lod ANCONSU1 a lod RODEO__1	99.49742702
lod ITAGUI_1 a lod P_BLANC1	99.4989376
lod RIOGRAN1 a lod P_BLANC1	99.49905907

lod ORIENTE1 a lod MIRAFLO1	99.49979588
lod RODEO__1 a lod RIONEGR1	99.50071165
lod COLOMBI1 a lod RIONEGR1	99.50202384
lod GUAYABA1 a lod ANCONSU1	99.50311409
lod ENVIGAD1 a lod CORDOVA1	99.50433703
lod RIONEGR1 a lod MIRAFLO1	99.50535773
lod CASTILL1 a lod RIOGRAN1	99.50585667
lod CASTILL1 a lod ITAGUI_1	99.50596687
lod CABANAS1 a lod RIONEGR1	99.50610431
lod RODEO__1 a lod ORIENTE1	99.50627601
lod HORIZON1 a lod RIONEGR1	99.50724167
lod COLOMBI1 a lod ORIENTE1	99.50758816
lod ENVIGAD1 a lod P_BLANC1	99.50916737
lod ANCONSU1 a lod BELEN__1	99.50933512
lod CASTILL1 a lod HORIZON1	99.51145242
lod CABANAS1 a lod ORIENTE1	99.51166872
lod CASTILL1 a lod CABANAS1	99.51259017
lod ITAGUI_1 a lod RIONEGR1	99.51272999
lod HORIZON1 a lod ORIENTE1	99.51280582
lod RIOGRAN1 a lod RIONEGR1	99.51285184
lod CENTRAL1 a lod BELLO__1	99.51535628
lod CASTILL1 a lod COLOMBI1	99.51666804
lod CASTILL1 a lod RODEO__1	99.51798492
lod ITAGUI_1 a lod ORIENTE1	99.51829458
lod RIOGRAN1 a lod ORIENTE1	99.51841629
lod P_BLANC1 a lod MIRAFLO1	99.51915682
lod GUAYABA1 a lod CENTRAL1	99.51946992
lod BARBOSA1 a lod CORDOVA1	99.52133344
lod ENVIGAD1 a lod RIONEGR1	99.52296052
lod BELLO__1 a lod GIRARDT1	99.52342323
lod CORDOVA1 a lod MIRAFLO1	99.52397995
lod BARBOSA1 a lod P_BLANC1	99.52616313
lod GIRARDT1 a lod CORDOVA1	99.52732997
lod ENVIGAD1 a lod ORIENTE1	99.52852528
lod BELLO__1 a lod BARBOSA1	99.52942081
lod CASTILL1 a lod BELEN__1	99.52989351
lod ANCONSU1 a lod BELLO__1	99.53172184

lod GIRARDT1 a lod P_BLANC1	99.53216002
lod BARBOSA1 a lod RIONEGR1	99.53995762
lod ORIENTE1 a lod V_HERMO1	99.5433515
lod BARBOSA1 a lod ORIENTE1	99.54552262
lod BELEN__1 a lod GIRARDT1	99.54581429
lod GIRARDT1 a lod RIONEGR1	99.54595375
lod BELLO__1 a lod ENVIGAD1	99.54641942
lod RIONEGR1 a lod V_HERMO1	99.54891385
lod GIRARDT1 a lod ORIENTE1	99.55151863
lod BELEN__1 a lod BARBOSA1	99.55181153
lod CASTILL1 a lod BELLO__1	99.55227062
lod POBLADO1 a lod GUAYABA1	99.55523828
lod BELLO__1 a lod RIOGRAN1	99.55654468
lod BELLO__1 a lod ITAGUI_1	99.55665352
lod RODEO__1 a lod GIRARDT1	99.55772848
lod COLOMBI1 a lod GIRARDT1	99.55903976
lod V_HERMO1 a lod MIRAFLO1	99.55940489
lod BELLO__1 a lod HORIZON1	99.56214181
lod P_BLANC1 a lod V_HERMO1	99.56271609
lod CABANAS1 a lod GIRARDT1	99.56312109
lod BELLO__1 a lod CABANAS1	99.56327927
lod RODEO__1 a lod BARBOSA1	99.56372511
lod HORIZON1 a lod GIRARDT1	99.56425743
lod COLOMBI1 a lod BARBOSA1	99.56503683
lod CENTRAL1 a lod CASTILL1	99.5660553
lod BELLO__1 a lod COLOMBI1	99.56735847
lod CORDOVA1 a lod V_HERMO1	99.56753613
lod BELLO__1 a lod RODEO__1	99.56867498
lod BELEN__1 a lod ENVIGAD1	99.56880872
lod CABANAS1 a lod BARBOSA1	99.56911789
lod ITAGUI_1 a lod GIRARDT1	99.56974876
lod RIOGRAN1 a lod GIRARDT1	99.56986513
lod HORIZON1 a lod BARBOSA1	99.57025461
lod ITAGUI_1 a lod BARBOSA1	99.57574487
lod RIOGRAN1 a lod BARBOSA1	99.57586415
lod ORIENTE1 a lod CORDOVA1	99.578782
lod BELEN__1 a lod RIOGRAN1	99.57894188

lod BELEN__1 a lod ITAGUI_1	99.57904187
lod ENVIGAD1 a lod GIRARDT1	99.57998068
lod BELLO__1 a lod BELEN__1	99.5805859
lod RODEO__1 a lod ENVIGAD1	99.58072079
lod COLOMBI1 a lod ENVIGAD1	99.58203579
lod ANCONSU1 a lod CASTILL1	99.58243145
lod ORIENTE1 a lod P_BLANC1	99.58360535
lod RIONEGR1 a lod CORDOVA1	99.58434609
lod BELEN__1 a lod HORIZON1	99.58453088
lod BELEN__1 a lod CABANAS1	99.58566865
lod ENVIGAD1 a lod BARBOSA1	99.58597639
lod CABANAS1 a lod ENVIGAD1	99.58611747
lod CENTRAL1 a lod ANCONSU1	99.58661574
lod HORIZON1 a lod ENVIGAD1	99.58725431
lod RIONEGR1 a lod P_BLANC1	99.58916797
lod BELEN__1 a lod COLOMBI1	99.58974685
lod RODEO__1 a lod RIOGRAN1	99.59085698
lod RODEO__1 a lod ITAGUI_1	99.59095259
lod BELEN__1 a lod RODEO__1	99.591062
lod COLOMBI1 a lod RIOGRAN1	99.59216802
lod COLOMBI1 a lod ITAGUI_1	99.59227015
lod ITAGUI_1 a lod ENVIGAD1	99.59273968
lod RIOGRAN1 a lod ENVIGAD1	99.59286708
lod CABANAS1 a lod RIOGRAN1	99.59624993
lod CABANAS1 a lod ITAGUI_1	99.5963524
lod RODEO__1 a lod HORIZON1	99.59644773
lod BARBOSA1 a lod GIRARDT1	99.5969778
lod HORIZON1 a lod RIOGRAN1	99.59738608
lod ORIENTE1 a lod RIONEGR1	99.59740563
lod HORIZON1 a lod ITAGUI_1	99.59748906
lod RODEO__1 a lod CABANAS1	99.5975852
lod COLOMBI1 a lod HORIZON1	99.59775545
lod P_BLANC1 a lod CORDOVA1	99.59814024
lod COLOMBI1 a lod CABANAS1	99.59889398
lod RODEO__1 a lod COLOMBI1	99.60166416
lod CABANAS1 a lod HORIZON1	99.60183951
lod ITAGUI_1 a lod RIOGRAN1	99.60287876

% Inicial	99.60297087
lod RIOGRAN1 a lod ITAGUI_1	99.60310298
lod HORIZON1 a lod CABANAS1	99.60411363
lod COLOMBI1 a lod RODEO__1	99.60429192
lod CABANAS1 a lod COLOMBI1	99.60705599
lod CORDOVA1 a lod P_BLANC1	99.60779045
lod HORIZON1 a lod COLOMBI1	99.60819158
lod CABANAS1 a lod RODEO__1	99.60837497
lod ITAGUI_1 a lod HORIZON1	99.60847111
lod RIONEGR1 a lod ORIENTE1	99.60853377
lod RIOGRAN1 a lod HORIZON1	99.60859236
lod GIRARDT1 a lod BARBOSA1	99.6089681
lod HORIZON1 a lod RODEO__1	99.60951137
lod ITAGUI_1 a lod CABANAS1	99.60960832
lod RIOGRAN1 a lod CABANAS1	99.60973009
lod ENVIGAD1 a lod RIOGRAN1	99.61311178
lod ENVIGAD1 a lod ITAGUI_1	99.61320859
lod ITAGUI_1 a lod COLOMBI1	99.61368808
lod RIOGRAN1 a lod COLOMBI1	99.61381018
lod RODEO__1 a lod BELEN__1	99.61488961
lod ITAGUI_1 a lod RODEO__1	99.61499828
lod RIOGRAN1 a lod RODEO__1	99.6151269
lod COLOMBI1 a lod BELEN__1	99.61620221
lod P_BLANC1 a lod RIONEGR1	99.61676365
lod ENVIGAD1 a lod HORIZON1	99.61870528
lod ANCONSU1 a lod CENTRAL1	99.61935159
lod ENVIGAD1 a lod CABANAS1	99.61984231
lod BARBOSA1 a lod ENVIGAD1	99.6199785
lod CABANAS1 a lod BELEN__1	99.62028602
lod HORIZON1 a lod BELEN__1	99.62142237
lod CORDOVA1 a lod RIONEGR1	99.62159199
lod P_BLANC1 a lod ORIENTE1	99.62232917
lod CASTILL1 a lod ANCONSU1	99.62353622
lod ENVIGAD1 a lod COLOMBI1	99.62392264
lod ENVIGAD1 a lod RODEO__1	99.6252354
lod BELEN__1 a lod BELLO__1	99.62538109
lod GIRARDT1 a lod ENVIGAD1	99.62597309

lod ITAGUI_1 a lod BELEN__1	99.62691517
lod RIOGRAN1 a lod BELEN__1	99.6270394
lod CORDOVA1 a lod ORIENTE1	99.62715603
lod BARBOSA1 a lod RIOGRAN1	99.63011097
lod BARBOSA1 a lod ITAGUI_1	99.6302159
lod BARBOSA1 a lod HORIZON1	99.63570769
lod GIRARDT1 a lod RIOGRAN1	99.63610223
lod GIRARDT1 a lod ITAGUI_1	99.63621009
lod BARBOSA1 a lod CABANAS1	99.63684484
lod ENVIGAD1 a lod BELEN__1	99.63715093
lod RODEO__1 a lod BELLO__1	99.63729778
lod V_HERMO1 a lod CORDOVA1	99.63839369
lod COLOMBI1 a lod BELLO__1	99.63860902
lod CASTILL1 a lod CENTRAL1	99.63989591
lod BARBOSA1 a lod COLOMBI1	99.64092579
lod GIRARDT1 a lod HORIZON1	99.6417008
lod BARBOSA1 a lod RODEO__1	99.64224184
lod CABANAS1 a lod BELLO__1	99.64269182
lod GIRARDT1 a lod CABANAS1	99.64283834
lod V_HERMO1 a lod P_BLANC1	99.64322387
lod HORIZON1 a lod BELLO__1	99.64382824
lod MIRAFLO1 a lod V_HERMO1	99.64653613
lod GIRARDT1 a lod COLOMBI1	99.64691902
lod GIRARDT1 a lod RODEO__1	99.6482355
lod ITAGUI_1 a lod BELLO__1	99.64932201
lod RIOGRAN1 a lod BELLO__1	99.6494374
lod GUAYABA1 a lod POBLADO1	99.6507274
lod BELLO__1 a lod CASTILL1	99.65369736
lod BARBOSA1 a lod BELEN__1	99.65415586
lod ORIENTE1 a lod GIRARDT1	99.65442527
lod V_HERMO1 a lod RIONEGR1	99.6570173
lod ENVIGAD1 a lod BELLO__1	99.65955682
lod RIONEGR1 a lod GIRARDT1	99.65998854
lod GIRARDT1 a lod BELEN__1	99.66014891
lod ORIENTE1 a lod BARBOSA1	99.66041957
lod V_HERMO1 a lod ORIENTE1	99.66258309
lod RIONEGR1 a lod BARBOSA1	99.66598271

lod P_BLANC1 a lod GIRARDT1	99.67379049
lod BELLO__1 a lod ANCONSU1	99.67425336
lod BELEN__1 a lod CASTILL1	99.67611547
lod BARBOSA1 a lod BELLO__1	99.67656031
lod ORIENTE1 a lod ENVIGAD1	99.67742433
lod CORDOVA1 a lod GIRARDT1	99.67861064
lod P_BLANC1 a lod BARBOSA1	99.6797839
lod MIRAFLO1 a lod CORDOVA1	99.68196873
lod GIRARDT1 a lod BELLO__1	99.68255301
lod RIONEGR1 a lod ENVIGAD1	99.68298771
lod CORDOVA1 a lod BARBOSA1	99.68460442
lod CENTRAL1 a lod GUAYABA1	99.686514
lod MIRAFLO1 a lod P_BLANC1	99.68679583
lod ORIENTE1 a lod RIOGRAN1	99.68756004
lod ORIENTE1 a lod ITAGUI_1	99.68766255
lod RODEO__1 a lod CASTILL1	99.68803448
lod COLOMBI1 a lod CASTILL1	99.68934534
lod BELLO__1 a lod CENTRAL1	99.69062362
lod RIONEGR1 a lod RIOGRAN1	99.69312374
lod ORIENTE1 a lod HORIZON1	99.69315583
lod RIONEGR1 a lod ITAGUI_1	99.6932261
lod CABANAS1 a lod CASTILL1	99.69342948
lod ORIENTE1 a lod CABANAS1	99.69429261
lod HORIZON1 a lod CASTILL1	99.69456561
lod BELEN__1 a lod ANCONSU1	99.69666182
lod P_BLANC1 a lod ENVIGAD1	99.69679024
lod ORIENTE1 a lod COLOMBI1	99.69837405
lod RIONEGR1 a lod HORIZON1	99.69871958
lod ORIENTE1 a lod RODEO__1	99.69968967
lod RIONEGR1 a lod CABANAS1	99.69985634
lod ITAGUI_1 a lod CASTILL1	99.7000621
lod RIOGRAN1 a lod CASTILL1	99.70017615
lod MIRAFLO1 a lod RIONEGR1	99.7005924
lod CORDOVA1 a lod ENVIGAD1	99.70161012
lod ANCONSU1 a lod GUAYABA1	99.70289401
lod RIONEGR1 a lod COLOMBI1	99.70393786
lod RIONEGR1 a lod RODEO__1	99.70525344

lod MIRAFLO1 a lod ORIENTE1	99.70615869
lod P_BLANC1 a lod RIOGRAN1	99.70692666
lod P_BLANC1 a lod ITAGUI_1	99.70702938
lod RODEO__1 a lod ANCONSU1	99.70858132
lod COLOMBI1 a lod ANCONSU1	99.70989238
lod ENVIGAD1 a lod CASTILL1	99.71029942
lod POBLADO1 a lod SN_DIEG1	99.71051626
lod ORIENTE1 a lod BELEN__1	99.7116044
lod CORDOVA1 a lod RIOGRAN1	99.7117459
lod CORDOVA1 a lod ITAGUI_1	99.71184852
lod P_BLANC1 a lod HORIZON1	99.71252361
lod BELEN__1 a lod CENTRAL1	99.71304425
lod P_BLANC1 a lod CABANAS1	99.71366032
lod CABANAS1 a lod ANCONSU1	99.71397681
lod V_HERMO1 a lod GIRARDT1	99.71404746
lod HORIZON1 a lod ANCONSU1	99.71511317
lod RIONEGR1 a lod BELEN__1	99.71716832
lod CORDOVA1 a lod HORIZON1	99.71734188
lod P_BLANC1 a lod COLOMBI1	99.7177422
lod CORDOVA1 a lod CABANAS1	99.7184786
lod P_BLANC1 a lod RODEO__1	99.71905767
lod V_HERMO1 a lod BARBOSA1	99.72003972
lod ITAGUI_1 a lod ANCONSU1	99.72060954
lod RIOGRAN1 a lod ANCONSU1	99.72072709
lod CORDOVA1 a lod COLOMBI1	99.72256018
lod CASTILL1 a lod GUAYABA1	99.72344417
lod CORDOVA1 a lod RODEO__1	99.72387587
lod RODEO__1 a lod CENTRAL1	99.72496406
lod COLOMBI1 a lod CENTRAL1	99.72627474
lod BARBOSA1 a lod CASTILL1	99.72730676
lod CABANAS1 a lod CENTRAL1	99.7303594
lod ENVIGAD1 a lod ANCONSU1	99.73084725
lod P_BLANC1 a lod BELEN__1	99.73097307
lod HORIZON1 a lod CENTRAL1	99.73149535
lod GIRARDT1 a lod CASTILL1	99.73329818
lod ORIENTE1 a lod BELLO__1	99.73401162
lod CENTRAL1 a lod POBLADO1	99.73428641

lod CORDOVA1 a lod BELEN__1	99.73579066
lod ITAGUI_1 a lod CENTRAL1	99.73699298
lod V_HERMO1 a lod ENVIGAD1	99.73704743
lod RIOGRAN1 a lod CENTRAL1	99.73710629
lod RIONEGR1 a lod BELLO__1	99.73957614
lod V_HERMO1 a lod RIOGRAN1	99.74718642
lod ENVIGAD1 a lod CENTRAL1	99.74723124
lod V_HERMO1 a lod ITAGUI_1	99.74728759
lod BARBOSA1 a lod ANCONSU1	99.74785548
lod ANCONSU1 a lod POBLADO1	99.75067169
lod V_HERMO1 a lod HORIZON1	99.75278314
lod P_BLANC1 a lod BELLO__1	99.75338221
lod GIRARDT1 a lod ANCONSU1	99.753847
lod V_HERMO1 a lod CABANAS1	99.75391962
lod MIRAFLO1 a lod GIRARDT1	99.75762675
lod V_HERMO1 a lod COLOMBI1	99.75800205
lod CORDOVA1 a lod BELLO__1	99.75819852
lod GUAYABA1 a lod SN_DIEG1	99.75828574
lod V_HERMO1 a lod RODEO__1	99.75931725
lod MIRAFLO1 a lod BARBOSA1	99.76361822
lod BARBOSA1 a lod CENTRAL1	99.76424003
lod GIRARDT1 a lod CENTRAL1	99.77023045
lod CASTILL1 a lod POBLADO1	99.77122076
lod V_HERMO1 a lod BELEN__1	99.77123355
lod BELLO__1 a lod GUAYABA1	99.77419103
lod MIRAFLO1 a lod ENVIGAD1	99.78062797
lod ORIENTE1 a lod CASTILL1	99.7847629
lod RIONEGR1 a lod CASTILL1	99.7903285
lod MIRAFLO1 a lod RIOGRAN1	99.79076973
lod MIRAFLO1 a lod ITAGUI_1	99.79086958
lod V_HERMO1 a lod BELLO__1	99.79364697
lod MIRAFLO1 a lod HORIZON1	99.79636678
lod BELEN__1 a lod GUAYABA1	99.79662003
lod MIRAFLO1 a lod CABANAS1	99.79750308
lod MIRAFLO1 a lod COLOMBI1	99.80158627
lod MIRAFLO1 a lod RODEO__1	99.80290121
lod P_BLANC1 a lod CASTILL1	99.80413912

lod ORIENTE1 a lod ANCONSU1	99.80531095
lod RODEO__1 a lod GUAYABA1	99.80854293
lod CORDOVA1 a lod CASTILL1	99.80895105
lod COLOMBI1 a lod GUAYABA1	99.80985307
lod RIONEGR1 a lod ANCONSU1	99.81087643
lod CABANAS1 a lod GUAYABA1	99.81393957
lod MIRAFLO1 a lod BELEN__1	99.81481882
lod HORIZON1 a lod GUAYABA1	99.81507509
lod ITAGUI_1 a lod GUAYABA1	99.82057647
lod RIOGRAN1 a lod GUAYABA1	99.82068847
lod ORIENTE1 a lod CENTRAL1	99.82169753
lod BELLO__1 a lod POBLADO1	99.8219811
lod P_BLANC1 a lod ANCONSU1	99.82468722
lod RIONEGR1 a lod CENTRAL1	99.8272634
lod CORDOVA1 a lod ANCONSU1	99.82949891
lod ENVIGAD1 a lod GUAYABA1	99.83081813
lod MIRAFLO1 a lod BELLO__1	99.83723746
lod P_BLANC1 a lod CENTRAL1	99.84107403
lod CENTRAL1 a lod SN_DIEG1	99.84187328
lod V_HERMO1 a lod CASTILL1	99.84440978
lod BELEN__1 a lod POBLADO1	99.8444176
lod CORDOVA1 a lod CENTRAL1	99.84588591
lod BARBOSA1 a lod GUAYABA1	99.84783204
lod GIRARDT1 a lod GUAYABA1	99.85382063
lod RODEO__1 a lod POBLADO1	99.85634238
lod COLOMBI1 a lod POBLADO1	99.85765216
lod ANCONSU1 a lod SN_DIEG1	99.85826707
lod CABANAS1 a lod POBLADO1	99.86173976
lod HORIZON1 a lod POBLADO1	99.86287501
lod V_HERMO1 a lod ANCONSU1	99.86495665
lod ITAGUI_1 a lod POBLADO1	99.86837874
lod RIOGRAN1 a lod POBLADO1	99.86848912
lod ENVIGAD1 a lod POBLADO1	99.87862247
lod CASTILL1 a lod SN_DIEG1	99.87881415
lod V_HERMO1 a lod CENTRAL1	99.88134652
lod MIRAFLO1 a lod CASTILL1	99.88800929
lod BARBOSA1 a lod POBLADO1	99.89563947

lod GIRARDT1 a lod POBLADO1	99.90162688
lod ORIENTE1 a lod GUAYABA1	99.90529576
lod MIRAFLO1 a lod ANCONSU1	99.90855532
lod RIONEGR1 a lod GUAYABA1	99.91086297
lod P_BLANC1 a lod GUAYABA1	99.92467896
lod MIRAFLO1 a lod CENTRAL1	99.9249489
lod CORDOVA1 a lod GUAYABA1	99.92948564
lod BELLO__1 a lod SN_DIEG1	99.92959677
lod BELEN__1 a lod SN_DIEG1	99.95204612
lod ORIENTE1 a lod POBLADO1	99.95310743
lod RIONEGR1 a lod POBLADO1	99.95867552
lod RODEO__1 a lod SN_DIEG1	99.96397408
lod V_HERMO1 a lod GUAYABA1	99.96495876
lod COLOMBI1 a lod SN_DIEG1	99.96528318
lod CABANAS1 a lod SN_DIEG1	99.96937269
lod HORIZON1 a lod SN_DIEG1	99.97050742
lod P_BLANC1 a lod POBLADO1	99.97249476
lod ITAGUI_1 a lod SN_DIEG1	99.97601527
lod RIOGRAN1 a lod SN_DIEG1	99.97612254
lod CORDOVA1 a lod POBLADO1	99.9772984
lod ENVIGAD1 a lod SN_DIEG1	99.98626258
lod BARBOSA1 a lod SN_DIEG1	100.003285
lod MIRAFLO1 a lod GUAYABA1	100.0085726
lod GIRARDT1 a lod SN_DIEG1	100.0092697
lod V_HERMO1 a lod POBLADO1	100.0127796
lod MIRAFLO1 a lod POBLADO1	100.056401
lod ORIENTE1 a lod SN_DIEG1	100.0607599
lod RIONEGR1 a lod SN_DIEG1	100.0663293
lod P_BLANC1 a lod SN_DIEG1	100.080152
lod CORDOVA1 a lod SN_DIEG1	100.0849526
lod V_HERMO1 a lod SN_DIEG1	100.1204452
lod MIRAFLO1 a lod SN_DIEG1	100.1640787

ANEXO 3.

CÓDIGO DPL DEL AUTOMATISMO IMPLEMENTADO EN EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN DIGSILENT V 15.1

```
setcargas,eltos,traf;    !define variables conjuntos
object carga,carga_uno,carga_dos,flujo,carg_fte,carg_rec,carg_eleto,carga_pri,carga_seg; !define variables objetos
doublecarga_uno_ini,carga_dos_ini,porc_ini_elto,porc_elto,val; !define variables numéricas
doublecarg_men,c_lim,c_lim_min,carg_fte_ini,carg_rec_ini,delta; !define variables numéricas
doublec_tran,porc_uno,i; !define variables numéricas
string fila,nomb,label,nomfila,cad,cad_tran,ca_tran,cade_tran,caden_tran; !define variables texto
stringtransferencia,nom_elto,nom_eleto,hoja; !define variables texto
int n,c1,c2,error,ncol,nrow,k,x,sobre,valid,contin,l,q,p,w,tranya,transya; !define variables numero entero
!LISTA VARIABLES
!carga      !Elemento para evaluar si hay cargas en conjunto
!cargas     !Conjunto de cargas de elementos entre las cuales hacer las transferencias
!eltos      !Conjunto de líneas y transformadores a los cuales se evalúa el % de carga para no violar limite de
cargabilidad
!traf       !Conjunto de transformadores a los cuales se evalúa el % de carga para no violar limite de cargabilidad
!carga_uno  !Carga desde donde se transfiere potencia
!carga_dos  !Carga que recibe potencia transferida
!flujo      !Objeto flujo de carga
!carg_fte   !Mejor carga desde donde transferir potencia
!carg_rec   !Mejor carga a recibir potencia transferida
!eleto      !Elemento uno a uno del conjunto de líneas y transformadores
!carga_pri  !Primera carga a transferir potencia, sirve para identificar cuando dio todo el ciclo de carga y que
termine
!carga_seg  !Primera carga a recibir potencia, sirve para identificar cuando dio todo el ciclo de carga y que termine
!carga_uno_ini !Potencia inicial de la carga a transferir potencia
!carga_dos_ini !Potencia inicial de la carga a recibir potencia
!porc_ini_elto !Porcentaje de carga inicial de elemento a descargar
!porc_elto   !Porcentaje de carga del elemento a descargar durante las iteraciones
!val         !Variable para exportar nombre de columna de la matriz de iteraciones a Excel
!carg_men    !Porcentaje de carga durante iteración para identificar el menor porcentaje de carga
!c_lim       !Potencia máxima a transferir durante iteraciones
!c_lim_min   !Potencia máxima a transferir al terminar las iteraciones de limite de potencia a transferir
!carg_fte_ini !Potencia inicial de la mejor carga a transferir potencia
!carg_rec_ini !Potencia inicial de la mejor carga a recibir potencia
!delta       !Variaciones de potencia a transferir durante la iteración
!c_tran      !Potencia a transferir ingresada por usuario
!porc_uno    !Porcentaje de carga durante iteraciones
!i           !cadena de texto para comparar si transferencia ya hecha
!fila        !Nombre de filas matriz Matrix
!nomb        !Dirección y nombre de archivo de Excel
!label       !Nombre de columna de matriz iteraciones para llevar a Excel
!nomfila     !Nombre de la columna matriz Matrix
!cad         !Texto de ventana de ingreso de datos al usuario, porcentaje carga, MVA a transferir, etc.
!cad_tran    !Concatenación de nombres de cargas para que no repita transferencias
!ca_tran     !Concatenación de nombres de cargas para que no devuelva cargas
!cade_tran   !Concatenación de nombres de cargas para que no repita transferencias
!caden_tran  !Concatenación de nombres de cargas para que no devuelva cargas
!transferencia !Cadena de texto a mostrar al usuario de la transferencia a realizar
!nom_elto    !Cadena de texto para comprar nombres y que no evalúe límite de carga en elemento a descargar
!nom_eleto   !Cadena de texto para comprar nombres y que no evalúelímite de carga en elemento a descargar
```

```

!n      !Contador de filas de matriz Matrix
!c1      !Contador de carga que entrega
!c2      !Contador de carga que recibe
!error    !Para que identifique si no se puede crear archivo de Excel
!ncol     !Numero de columnas de la matriz Iteraciones para llevar a Excel
!nrow     !Numero de filas de la matriz Iteraciones para llevar a Excel
!k        !Contador de filas y de columnas de la matriz Iteraciones para llevar a Excel
!x        !Variable para poner ancho de columnas de Excel
!sobre    !Bandera para ver si algún elemento queda sobrecargado ante traslado de carga
!valid     !Variable para determinar si flujo corre o no
!contin   !Variable para determinar si continuar iterando o no
!!        !Contador de ciclos para que no tome primera carga
!q        !Contador de columnas de matriz Iteraciones
!p        !Contador de filas de matriz Iteraciones
!w        !Cadena para comparar elementos y que no evalué límite de porcentaje de carga a elemento a descargar
!tranya    !Bandera que indica que transferencia ya se ha hecho para no tomarla de nuevo
!transya   !Bandera que indica que transferencia ya se ha hecho y termina código
!ABRE CONEXION CON EXCEL
if (excel=1){ !Si se ingreso que sí se quiere exportar a Excel
error=xlStart();
if (error){ !Si no se puede abrir Excel
Error('Unable to start MS Excel application');
exit();
}
xlNewWorkbook(); !Crea archivo de Excel
p=2; !Inicia filas matriz Iteraciones
q=1; !Inicia columna matriz Iteraciones
l=0; !Inicia contador de ciclos para que tome primera transferencia
c1=0; !Inicializa contador de carga que entrega MVA
c2=0; !Inicializa contador de carga que recibe MVA
n=1; !Inicializa filas matriz Matrix
!MATRIZ DE PRIORIDAD DE TRANSFERENCIAS
Matrix.Resize(1,1); !Inicia la matriz de una fila y una columna
Matrix.Set(1,1,0); !Inicia la matriz en cero
Matrix.RowLbl("",1); !Titulo de fila uno vacio
Matrix.ColLbl("",1); !Titulo de columna uno vacio
!MATRIZ DE RESULTADOS DE ITERACION
Iteraciones.Resize(1,3); !Inicializa la matriz de una fila y una columna
Iteraciones.RowLbl('Condicion inicial',1); !Titulo de fila uno
Iteraciones.ColLbl('Limite de MVA',1); !Titulo de columna uno
Iteraciones.ColLbl('MVA transferidos',2); !Titulo de columna dos
Iteraciones.ColLbl('% de carga',3); !Titulo de columna tres
!CONDICION INICIAL A MATRIZ ITERACIONES
Iteraciones.Set(1,1,0);
Iteraciones.Set(1,2,0);
Iteraciones.Set(1,3,0);
EchoOff(); !Para que no muestre proceso de convergencia
cargas = elementoss.AllLoads(); !Toma todas las cargas, elemento con cargas
carga=cargas.Obj(0); !Toma primera carga para ver si hay cargas o si no
if (carga=NULL){ !Evalua si no hay cargas para realizar transferencias
printf('%s','Falta ingresar cargas para evaluar transferencias'); !Muestra en ventana de resultados por que se cerró
exit(); !Si no hay cargas, termina código
}
eltos = elementoss.AllLines(); !Toma todas las líneas
traf=elementoss.GetAll('ElmTr*'); !Toma todos los transformadores
eltos.Add(traf); !Conjunto con elementos líneas y transformadores
flujo=GetCaseCommand('ComLdf'); !Toma comando flujo de carga
nomfila=sprintf('%s %s','% ', elto:loc_name); !Nombre de la columna 1 de la matriz Matrix
Matrix.ColLbl(nomfila,1); !Lleva nombre de la columna 1 de la matriz Matrix
!LLEVA % INICIAL A MATRIZ ITERACIONES
flujo.Execute(); !Corre flujo de carga para mirar condición inicial

```

```

porc_ini_elto=elto:c.loading; !Toma porcentaje de carga inicial
Iteraciones.Set(1,3,elto:c.loading); !Lleva porcentaje de carga inicial a matriz Iteraciones
!EVALUA SI DE ENTRADA YA HAY UN ELEMENTO SOBRECARGADO
for (eleto=eltos.First();eleto;eleto=eltos.Next()){ !Evaluar para todos los elementos
!Que no evaluelimite de sobrecarga en elemento a descargar
nom_elto=elto:loc_name; !Toma nombre elemento a descargar
nom_eleto=eleto:loc_name; !Toma nombre otro elemento
w=strcmp (nom_elto,nom_eleto); !Compara si son el mismo elemento
if (w<>0){ !Que evalúe si no es el elemento a descargar
if (eleto:c.loading>sobrecarga){ !Si hay sobrecarga según lo definido por usuario
printf('%s %s', 'Ya hay otro elemento sobrecargado:',eleto:loc_name); !Muestra en ventana de resultados si ya hay
otro elemento sobrecargado
exit(); !Termina código si ya hay otro elemento sobrecargado
}
}
} !Cierra el For interno que evalúa carga de los otros elementos
!INICIAR AQUI CICLO EXTERNO DE TRANSFERENCIAS
while (contin=0){ !Hasta que usuario no pida detener
transya=0; !inicia bandera de que transferencias no se han hecho
n=1; !inicia contador de cantidad de transferencias por usuario
flujo.Execute(); !Corre flujo de carga para mirar condición inicial
porc_ini_elto=elto:c.loading; !Toma porcentaje de carga inicial
Matrix.Set(n,1,porc_ini_elto); !Lleva valor inicial de porcentaje de carga a matriz Matrix
Matrix.RowLbl('% Inicial',n); !Lleva titulo a fila n de matriz Matrix
carg_men=porc_ini_elto; !Toma carga inicial para tomar mejor transferencia
c1=0; !Inicializa contador de cargas a entregar potencia
n=n+1; !Contador de filas de matriz Matrix
!INICIO DE CICLO INTERNO (CARGAS)
carga_uno=cargas.Obj(c1); !Toma carga que transfiere
while (carga_uno) { !Inicia ciclo de entrega de carga
carga_uno:mode_inp='SC'; !Selecciona método de entrada S, fp
carga_uno_ini=carga_uno:slini; !Toma carga inicial de carga a entregar potencia
carga_uno:slini=carga_uno:slini-MVA; !resta carga que entrega
c2=0; !inicia contador de cargas que reciben
carga_dos=cargas.Obj(c2); !inicia carga que recibe
while(carga_dos){ !Inicia ciclo de cargas que reciben
tranya=0; !inicia bandera de que transferencias no se han hecho
if (c1=c2){ !Evalua si transferencia es entre misma subestación para no hacerla
c2+=1; !si es entre misma subestación (o carga), pasar a la siguiente
}
carga_dos = cargas.Obj(c2); !Toma carga según verificación anterior
if (carga_dos=NULL){ !evalúa si por verificación anterior ya termino
break; !si ya termino las cargas receptoras, pase a nueva carga fuente
}
carga_dos:mode_inp='SC'; !Selecciona método de entrada S, fp
carga_dos_ini=carga_dos:slini; !Toma carga inicial de carga a recibir potencia
carga_dos:slini=carga_dos:slini+MVA; !suma carga que recibe
flujo.Execute(); !Ejecuta el flujo de carga
porc_elto=elto:c.loading; !Lee el nuevo porcentaje de carga
Matrix.Set(n,1,porc_elto); !Lleva resultado a matriz Matrix
!Busca transferencias ya hechas en matriz Iteraciones
nrow=Iteraciones.NRow(); !lee tamaño de filas de matriz
!Lee en cada fila de matriz Iteraciones en busca de transferencia ya hecha
for (k=1;k<nrow+1;k=k+1){
label=Iteraciones.RowLbl(k);
ca_tran=sprintf('%s %s %s %s', 'De',carga_uno:loc_name,'a',carga_dos:loc_name); !Cadena de texto de transferencia
i = strcmp (label,ca_tran); !Para comparar y que no repita transferencias ya hechas
if (i=0){
tranya=1;
}
}
} !Cierra el for que busca si transferencia ya hecha

```

```

if ({porc_elto<carg_men}.and.{tranya=0}){ !Toma la mejor transferencia si no es repetida en otro ciclo
carg_men=porc_elto; !Toma el porcentaje de la mejor transferencia
carg_fte=carga_uno; !Toma la carga fuente de la mejor transferencia
carg_rec=carga_dos; !Toma la carga receptora de la mejor transferencia
}
fila=sprintf('%s %s %s',carga_uno:loc_name,' a ',carga_dos:loc_name); !Cadena de texto de transferencia para llevar
a matriz Matrix
Matrix.RowLbl(fila,n); !Le da nombre a la fila de la matriz Matrix como la transferencia
n+=1; !Aumenta contador filas de matriz Matrix
c2+=1; !Aumenta contador de carga que recibe potencia
carga_dos:slini=carga_dos_ini; !Inicializa carga que recibe de nuevo
carga_dos:mode_inp='PQ'; !Devuelvemétodo de entrada a PQ
carga_dos = cargas.Obj(c2); !Toma la nueva carga a recibir
} !termina ciclo while de cargas dos
carga_uno:slini=carga_uno_ini; !Inicializa carga que entrega
c1+=1; !Aumenta contador de carga que entrega
carga_uno:mode_inp='PQ'; !Devuelvemétodo de entrada a PQ
carga_uno = cargas.Obj(c1); !Toma nueva carga que entrega
} !termina ciclo while de cargas uno
!HASTA AQUI EVALUO PRIORIDAD DE TRANSFERENCIAS
!LLEVA LA MATRIZ MATRIX (PRIORIDADES DE TRANSFERENCIA) A EXCEL
hoja=sprintf('%s %d','Prior itera',l+1); !Crea nombre de la hoja Excel
if (l=0){
xlSetWorksheetName(1,hoja);
}
else{
xlAddWorksheet(hoja); !Crea hoja de Matrix de iteración
}
ncol=Matrix.NCol(); !Lee tamaño columnas matriz Matrix
nrow=Matrix.NRow(); !Lee tamaño filas matriz Matrix
!LLEVA TITULOS
!DE COLUMNAS
for (k=1;k<ncol+1;k=k+1){
label=Matrix.ColLbl(k); !TOMA NOMBRE COL DE LA MATRIZ
xlSetValue(k+1,1,label); !LLEVA VALOR DE MATRIZ A EXCEL
}
!DE FILAS
for (k=1;k<nrow+1;k=k+1){
label=Matrix.RowLbl(k); !TOMA NOMBRE COL DE LA MATRIZ
xlSetValue(1,k+1,label); !LLEVA VALOR DE MATRIZ A EXCEL
}
!LLEVA RESULTADOS DE PRIORIDADES DE TRANSFERENCIA ITERACION
for (k=1;k<nrow+1;k=k+1){
for (x=1;x<ncol+1;x=x+1){
val=Matrix.Get(k,x); !TOMA NOMBRE COL DE LA MATRIZ
xlSetValue(x+1,k+1,val); !LLEVA VALOR DE MATRIZ A EXCEL
}
}
xlSetTextStyle(1,1,ncol+1,1,1); !Pone negrilla a primera columna
xlSetTextStyle(1,1,1,nrow+1,1); !Pone negrilla a primera fila
xlSetHorizontalAlignment(1,1,ncol+1,nrow+1,1); !Alinea texto de filas y columnas horizontalmente
xlSetVerticalAlignment(1,1,ncol+1,nrow+1,1); !Alinea texto de filas y columnas verticalmente
xlSetFontName(1,1,ncol+1,nrow+1,'Arial'); !Pone tipo de letra Arial
xlSetBorder(1,1,ncol+1,nrow+1,63,1,3,0,0,0); !Pone bordes a la tabla de resultados
xlSetFontSize(1,1,ncol+1,nrow+1,9); !Pone tamaño de letra
!AJUSTA ANCHO DE FILAS Y COLUMNAS
for(x=1;x<ncol+2;x=x+1){
xlSetColumnWidth(x,-1);
}
for(x=1;x<nrow+2;x=x+1){
xlSetRowHeight(x,-1);
}

```

```

}
!SI VUELVE A ESCOGER MEJOR TRANSFERENCIA IGUAL, QUE TERMINE PORQUE YA DIO TODO EL CICLO
!Busca transferencias ya hechas en matriz Iteraciones
nrow=Iteraciones.NRow(); !lee tamaño de filas de matriz
!Lee en cada fila de matriz Iteraciones en busca de transferencia ya hecha
for (k=1;k<nrow+1;k=k+1){
label=Iteraciones.RowLbl(k);
ca_tran=sprintf('%s %s %s %s', 'De', carg_fte:loc_name, 'a', carg_rec:loc_name); !Cadena de texto de transferencia
i = strcmp (label,ca_tran); !Para comparar y que no repita transferencias ya hechas
if (i=0){
transya=1;
}
} !Cierra el for que busca si transferencia ya hecha
if (transya=1){
printf('%s', 'Terminó por repetir transferencia');
break;
}
if (l=0){ !Para que tome la primera transferencia realizada y poder evaluar cuando el ciclo externo se repite
carga_pri=carg_fte;
carga_seg=carg_rec;
}
!DESDE AQUI EVALUA EL LIMITE DE CARGA (por convergencia, sobrecarga en otros elementos y mejor descarga)
carg_fte:mode_inp='SC'; !Selecciona método de entrada S, fp a la carga fuente
carg_rec:mode_inp='SC'; !Selecciona método de entrada S, fp a la carga receptora
carg_fte_ini=carg_fte:slini; !Toma el valor inicial de la carga fuente
carg_rec_ini=carg_rec:slini; !Toma el valor inicial de la carga receptora
c_lim=carg_fte_ini; !Toma carga a transferir inicial igual al total de la carga fuente
c_lim_min=0; !Toma como máximo de carga a transferir iniciando en cero
porc_uno=porc_ini_elto; !Toma porcentaje inicial para evaluar si es la mejor transferencia
delta=c_lim; !Define que el delta de carga a variar en iteración sea igual a la totalidad de la carga fuente
delta=delta/2; !Define que el delta de carga a variar en primera iteración sea la mitad de la carga fuente
c_lim=c_lim-delta; !Carga inicial a transferir igual a carga inicial menos la mitad de la carga inicial
while (delta>0.0001*carg_fte_ini){ !Iterar hasta que la variación del delta de carga a transferir sea 0.01% de carga
fuente inicial
carg_fte:slini=carg_fte:slini-c_lim; !Resta carga a transferir de carga fuente
carg_rec:slini=carg_rec:slini+c_lim; !Suma carga a transferir de carga fuente
sobre=0; !Bandera para indicar si hay sobrecargas, inicia como si no hubiesen sobrecargas
delta=delta/2; !Nuevo delta de potencia a transferir igual a la mitad del anterior
flujo.Execute(); !Ejecuta flujo para ver estado inicial
valid=validLDF(); !Evalúa si flujo corre
if (valid=1){ !Si flujo corre, toma porcentajes de cargas y evalúa si hay sobrecarga
porc_elto=elto:c:loading; !Toma porcentaje de carga de elemento a descargar
!EVALUA SI EN OTROS ELEMENTOS HAY SOBRECARGA
for (eleto=eltos.First();eleto;eleto=eltos.Next()){ !Evaluar para todos los elementos
!Que no evaluelimite de sobrecarga en elemento a descargar
nom_elto=elto:loc_name; !Toma nombre elemento a descargar
nom_eleto=eleto:loc_name; !Toma nombre otro elemento
w=strcmp (nom_elto,nom_eleto); !Compara si son el mismo elemento
if (w<>0){ !Que evalúe si no es el elemento a descargar
if (eleto:c:loading>sobrecarga){ !Si hay sobrecarga según lo definido por usuario
sobre=1; !Active bandera que indica que hubo sobrecarga en al menos un elemento
}
}
} !Cierra el For interno que evalúa carga de los otros elementos
} !Cierra el If que toma cargas si corre flujo
if (delta>0.0001*carg_fte_ini){ !para que no reste o sume de nuevo si ya llevo al 0.01% de carga
if ({valid=0}.or.{sobre=1}.or.{elto:c:loading>porc_uno}.or.{elto:c:loading>porc_ini_elto}){ !Si no convergió, si hay
sobrecargas o si no es la mejor transferencia
c_lim=c_lim-delta; !Disminuya la carga a transferir la mitad de lo anterior
}
else{ !Sino, aumente la carga a transferir la mitad de lo anterior

```

```

c_lim=c_lim+delta;
}
} !Cierra el if del delta mayor a 0.01%
if (valid=1){ !Si hay convergencia, toma porcentaje de carga nuevo para evaluar si transferencia es aun la mejor
porc_uno=elto:c:loading; !Toma porcentaje de carga con la nueva transferencia
}
carg_fte:slini=carg_fte_ini; !Devuelve carga fuente a su valor inicial
carg_rec:slini=carg_rec_ini; !Devuelve carga receptora a su valor inicial
} !Cierra el While del delta de transferencia
!TOMA EL LIMITE MENOR CARGA DE TRANSFERENCIA
if (c_lim>c_lim_min){
c_lim_min=c_lim;
}
carg_fte:slini=carg_fte_ini; !Devuelve carga fuente a su valor inicial
carg_rec:slini=carg_rec_ini; !Devuelve carga receptora a su valor inicial
!HASTA AQUI EVALUA LIMITE DE CARGA (c_lim_min)
!AQUI PREGUNTA REAL CARGA A TRANSFERIR DANDO EL LIMITE
transferencia=sprintf('%s %s %s %s', 'De',carg_fte:loc_name,'a',carg_rec:loc_name); !Cadena de texto para mostrar
la mejor transferencia
cad=sprintf('%s %f\n%s\n%s\n%s %f',% Anterior de carga:', porc_ini_elto , 'Ingrese MVA a
transferir',transferencia,'Limite:',c_lim_min); !Cadena de texto para mostrar el porcentaje de carga anterior, el límite
de carga a transferir y preguntar por carga a transferir realmente
input (c_tran, cad); !Mensaje para ingresar carga a transferir realmente
Iteraciones.Set(p,1,c_lim_min); !Llevalimite de transferencia a matriz iteraciones
Iteraciones.RowLbl(transferencia,p); !Lleva nombre de transferencia a matriz iteraciones
Iteraciones.Set(p,2,c_tran); !Lleva MVA transferidos por usuario a matriz iteraciones
!TRANSFIERE CARGA INGRESADA POR USUARIO
carg_fte:slini=carg_fte_ini-c_tran; !Le resta a carga fuente la potencia ingresada por usuario
carg_rec:slini=carg_rec_ini+c_tran; !Le suma a carga receptora la potencia ingresada por usuario
flujo.Execute(); !Ejecuta flujo de carga para ver porcentaje de carga al transferir lo ingresado por usuario
!AQUI SACA RESULTADO TRANSFIRIENDO ESA CARGA Y PREGUNTA SI CONTINUAR
cad=sprintf('%s\n%s\n%s %f', 'Desea continuar?', '0:Si, 1:No', '% carga actual:', elto:c:loading); !Cadena de texto para
mostrar nuevo porcentaje de carga y para preguntar si continuar
input (contin, cad); !Mensaje para ingresar si continuar
Iteraciones.Set(p,3,elto:c:loading); !Lleva % de carga al transferir a matriz iteraciones
carg_fte:mode_inp='PQ'; !Vuelve carga fuente a método inicial de ingreso
carg_rec:mode_inp='PQ'; !Vuelve carga receptora a metodo inicial de ingreso
l+=1; !Suma al contador de ciclos para que ya no tome la primera transferencia como referencia para saber si ya dio
evaluó todas las transferencias en el ciclo externo
p+=1; !Contador de filas de la matriz Iteraciones
} !Cierra ciclo externo, de transferencias
!EXPORTA MATRIZ ITERACIONES
xlAddWorksheet('Resultados iterac');
!EXPORTACION A EXCEL DE MATRIZ ITERACIONES (RESULTADOS PROCESO)
!LLEVAR RESULTADOS
ncol=Iteraciones.NCol(); !Lee tamaño de columnas de matriz
nrow=Iteraciones.NRow(); !lee tamaño de filas de matriz
!LLEVA TITULOS DE COLUMNAS A EXCEL
for (k=1;k<ncol+1;k=k+1){
label=Iteraciones.ColLbl(k);
xlSetValue(k+1,1,label);
}
!LLEVA TITULOS DE FILAS A EXCEL
for (k=1;k<nrow+1;k=k+1){
label=Iteraciones.RowLbl(k);
xlSetValue(1,k+1,label);
}
!
!LLEVA RESULTADOS A EXCEL
for (k=1;k<nrow+1;k=k+1){ !Resultados de filas
for (x=1;x<ncol+1;x=x+1){ !Resultados de columnas
val=Iteraciones.Get(k,x);

```



```

xlSetValue(x+1,k+1,val);
}
}
xlSetTextStyle(1,1,ncol+1,1,1); !Pone negrilla a primera columna
xlSetTextStyle(1,1,1,nrow+1,1); !Pone negrilla a primera fila
xlSetHorizontalAlignment(1,1,ncol+1,nrow+1,1); !Alinea texto de filas y columnas horizontalmente
xlSetVerticalAlignment(1,1,ncol+1,nrow+1,1); !Alinea texto de filas y columnas verticalmente
xlSetFontName(1,1,ncol+1,nrow+1,'Arial'); !Pone tipo de letra Arial
xlSetBorder(1,1,ncol+1,nrow+1,63,1,3,0,0,0); !Pone bordes a la tabla de resultados
xlSetFontSize(1,1,ncol+1,nrow+1,9); !Pone tamaño de letra
!AJUSTA ANCHO DE FILAS Y COLUMNAS
for(x=1;x<ncol+2;x=x+1){
xlSetColumnWidth(x,-1);
}
for(x=1;x<nrow+2;x=x+1){
xlSetRowHeight(x,-1);
}
!HASTA AQUI EXPORTO RESULTADOS A EXCEL
!GUARDA EL ARCHIVO
nomb=sprintf('%s %s',ubicacion,nombre);
error=xlSaveWorkbookAs(nomb);
if (error){
Error('Workbook could not be saved');}
xlSetVisible(1); !Muestra el archivo de resultados en Excel
}

```

ANEXO 4.

DIAGRAMA DE FLUJO DEL CÓDIGO DPL DEL AUTOMATISMO IMPLEMENTADO EN EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN DIGSILENT V 15.1

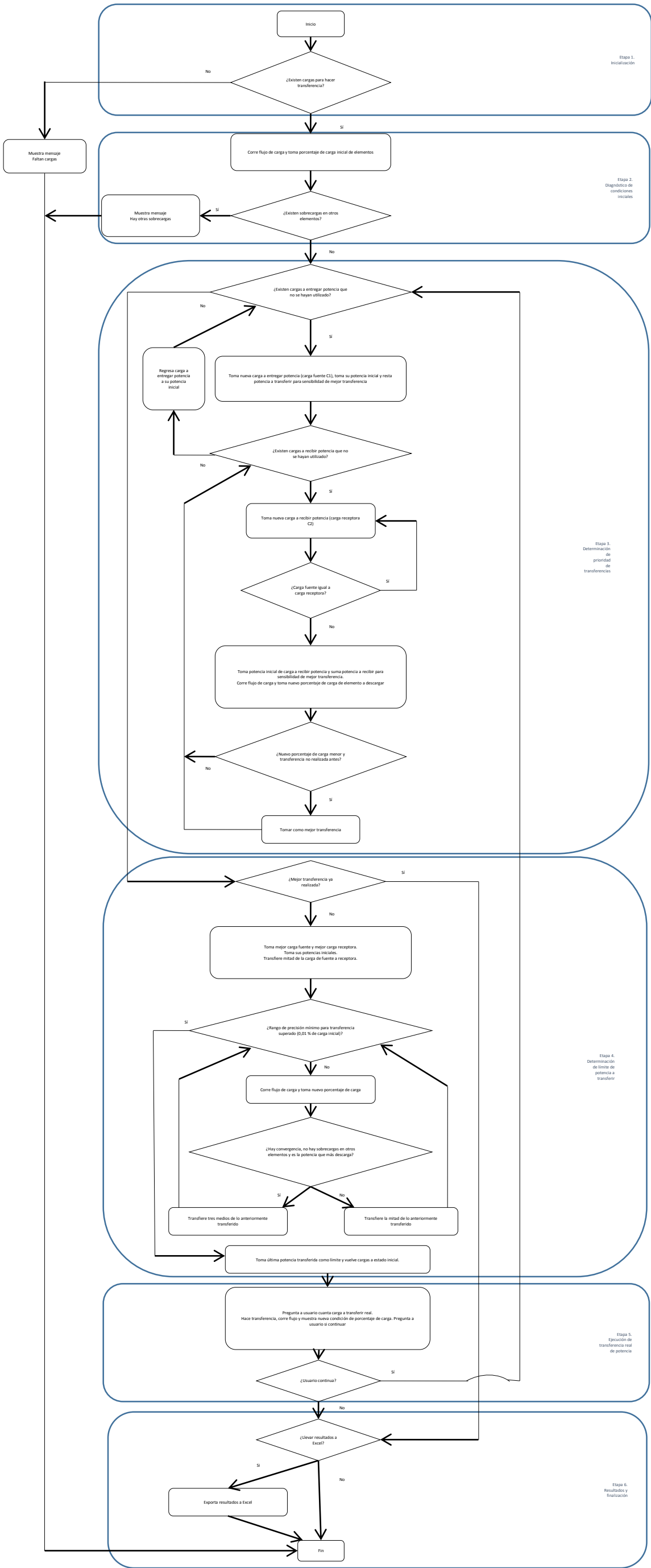


Figura 35. Diagrama de flujo código DPL DigSILENT. Fuente: Elaboración propia