

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



TESIS

**Método de Reducción de Nodos y Determinación de Factores
Fasoriales de Reparto de Carga/Generación de los Sistemas
Eléctricos de Potencia de Distribución**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por
Harold Andres Mendez Urbina

 [0009-0007-9712-7604](#)

Asesor
MSc. ING. Roberto Ruben Ramirez Arcelles
 [0000-0002-1725-7019](#)

LIMA – PERÚ
2025

Citar/How to cite	Méndez Urbina [1]
Referencia/Reference	[1] H. Méndez Urbina, "Método de Reducción de Nodos y Determinación de Factores Fasoriales de Reparto de Carga/Generación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Distribución" [Tesis]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025.
Estilo/Style:	
IEEE (2020)	
Citar/How to cite	(Méndez, 2025)
Referencia/Reference	Méndez, H. (2025). <i>Método de Reducción de Nodos y Determinación de Factores Fasoriales de Reparto de Carga/Generación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Distribución</i> . [Tesis, Uiversidad Nacional de Ingenieria]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style:	
APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

Dedico este trabajo académico a mis padres, Nitza y Hugo, a mis tíos Frida, Víctor, Héctor y José Benjamín, a mis abuelos Víctor y Rosa, y a mi hermano, Hugo, por el apoyo incondicional desde siempre para llegar a este momento cumbre en mi vida.

Mención especial a los profesores de la FIEE, José Koc, Vladimir Sánchez y Roberto Ramírez, por todo el apoyo a lo largo de mi carrera, por el ejemplo y también por la motivación para finalizar este trabajo.

Resumen

Este trabajo presenta una revisión de los métodos de reducción de circuitos dentro de los métodos de análisis de flujo de carga en sistemas de potencia y optimización del despacho económico de generadores, cuyos métodos de linealización son utilizados como base para proponer una nueva metodología para la reducción de nodos con carga y generación así como la obtención de factores de reparto hacia nodos remanentes en el sistema reducido equivalente, lo que permite su utilización en representaciones de grandes sistemas de potencia en Programas Comerciales Despacho Económico, permitiendo reducción de tiempo de cálculo.

Además, se desarrolla en MATLAB ® y VBA Excel, un programa computacional para la obtención de las redes equivalentes y los factores de repartición de carga y generación. En adelante, llamaremos este programa HMNOD. Usando HMNOD se encuentran los modelos reducidos permanentes de 4 nodos y 3 nodos de un sistema de prueba de 10 nodos, siendo validados a través de una comparación de flujos de carga en Power World GSO ®. Luego, HMNOD es utilizado para reducir el Sistema Eléctrico de Distribución de Lima Norte 60 kV en el año 2014, que pertenece al Sistema Interconectado Nacional del Perú (SEIN), pasando de 24 nodos a 6 nodos, para luego de validarse los resultados usando Power World GSO ®, y posteriormente verificar la reducción del tiempo computacional a través de una comparación de resultados de simulaciones en NCP ®, programa comercial para optimización del despacho hidrotérmico en corto plazo utilizado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).

Finalmente se plantean soluciones y conclusiones.

Palabras clave – Flujo de Potencia, Equivalentes de Red, Optimización del despacho hidrotérmico en corto plazo.

Abstract

This paper presents a review of circuit reduction methods within load flow analysis methods in power systems and optimization of economic dispatch of generators, whose linearization methods are used as a basis to propose a new methodology for reducing nodes with load and generation as well as obtaining distribution factors towards remaining nodes in the equivalent reduced system, which allows its use in representations of large power systems in Commercial Economic Dispatch Programs, allowing reduction of calculation time.

In addition, a computational program is developed in MATLAB ® and VBA Excel, to obtain equivalent networks and load and generation distribution factors. From now on, we will call this methodology HMNOD. Using HMNOD, the permanent reduced models of 4 nodes and 3 nodes of a 10-node test system are found, being validated through a comparison of load flows in Power World ®. Then, HMNOD is used to reduce the Lima Norte 60 kV Electric Distribution System in 2014, which belongs to the National Interconnected System of Peru (SEIN), from 24 nodes to 6 nodes, and then, after being validated using Power World, verify the reduction in computational time through a comparison of simulation results in NCP ®, a commercial program for short-term hydrothermal dispatch optimization used by the Economic Operation Committee of the National Interconnected System (COES).

Finally, solutions and conclusions are presented.

Keywords – Power Flow, Grid Equivalents, Short-term hydrothermal dispatch optimization.

Glosario de Términos

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano
COES-	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
SINAC	Peruano
REI	Equivalente tipo Radial e Independiente
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
DC	<i>Direct Current</i> (Corriente Continua)
AC	<i>Alternating Current</i> (Corriente Alterna)
$\delta_j \ \delta_k \ \delta_m$	Ángulos de Tensión de nodos j, k, m
$ V_j \ V_k \ V_m $	Módulo de Tensión en nodos j, k, m
D	Matriz Diagonal
L	Matriz Triangular Superior
U	Matriz Triangular Inferior
V	Vector de Tensiones Nodales
I	Vector de Corrientes Nodales
Y	Matriz de Admitancia Nodal
S_k	Potencia Aparente Neta del nodo k
P_k	Potencia Activa Neta del nodo k
Q_k	Potencia Reactiva Neta del nodo k
R_{km}	Resistencia del Enlace entre nodos k y m
X_{km}	Reactancia del Enlace entre nodos k y m
Z_{km}	Impedancia del Enlace entre nodos k y m
G_{km}	Conductancia del Enlace entre nodos k y m
B_{km}	Susceptancia del Enlace entre nodos k y m
Y_{km}	Admitancia del Enlace entre nodos k y m
θ_{km}	Ángulo de Fase de Admitancia del Enlace entre nodos k y m

Tabla de Contenido

Resumen.....	iv
Abstract.....	v
Introducción.....	xiv
Capítulo I Parte Introductoria del Trabajo	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Descripción del Problema de Investigación	4
1.3 Objetivos	5
1.3.1 Objetivo general	5
1.3.2 Objetivos específicos.....	6
1.4 Hipótesis	6
1.4.1 Hipótesis general.....	6
1.4.2 Hipótesis específicas.....	7
1.5 Antecedentes investigativos	7
Capítulo II Marco Teórico y Conceptual.....	10
2.1 Problema de Flujo de Potencia	10
2.2 Tipos de Nodos.....	10
2.3 Ecuaciones del Problema de Flujo de Potencia	12
2.4 Métodos iterativos de solución para sistemas lineales y no lineales.....	13
2.4.1 Métodos de Gauss-Seidel y Jacobi para Sistemas Lineales	13
2.4.2 Método de Newton-Raphson para Sistemas no Lineales	16
2.5 Métodos de Solución para el Problema de Flujo de Potencia.....	18
2.5.1 Solución por el Método de Gauss-Seidel	18
2.5.2 Solución por el método de Newton-Raphson	20
2.5.3 Flujo de Potencia Desacoplado Rápido.....	22
2.5.4 Flujo de Potencia Linealizado	23
2.6 Flujo de Potencia dentro del Modelo NCP	24
2.7 Planificación de la Expansión del Sistema: Modelo SDDP	27
2.8 Método de Eliminación Gaussiana	28

2.9 Reducción de Kron.....	35
Capítulo III Desarrollo del Trabajo de Investigación	38
3.1 Propuesta Metodológica para Modelo Equivalente de Red con Factores Constantes de Reparto de Potencia (Carga y Generación): Metodología HMNOD	38
3.2 Programación del Algoritmo de HMNOD	45
3.3 Validación de la Metodología de Reducción de Nodos HMNOD	47
3.3.1 Reducción a 4 nodos con HMNOD eliminando apenas nodos PQ	50
3.3.2 Reducción a 3 nodos con HMNOD eliminando nodos PV	56
Capítulo IV Análisis y Discusión de Resultados.....	62
4.1 Descripción de la red de Lima Norte 60 kV en el año 2014.....	62
4.2 Planteamiento del Problema Real	66
4.3 Aplicación de HMNOD al Sistema de Lima Norte 60 kV y verificación de optimización de tiempo de simulación del despacho económico	78
4.3.1 Aplicación de HMNOD para determinar parámetros de red equivalente y Factores de Reparto de Carga/Generación en la red de Lima Norte 60 kV	78
4.3.2 Comparación de Flujos de Carga en Power World	81
4.3.3 Verificación de la reducción del tiempo de simulación en NCP con modelo equivalente de LIMA NORTE 60 KV obtenido con HMNOD	85
Conclusiones	94
Recomendaciones	96
Referencias Bibliográficas	97
Anexos.....	100

Lista de Tablas

Tabla 1: Nodos de Generación del Sistema Original de 10 Nodos Caso A	48
Tabla 2: Nodos de Carga del Sistema Original de 10 Nodos Caso A.....	48
Tabla 3: Parámetros de los circuitos del Sistema Original de 10 Nodos.....	49
Tabla 4: Parámetros de los circuitos del Sistema Equivalente con Nodos 1-6-9-10	50
Tabla 5: Reparto de Generación hacia el Sistema Equivalente de 4 nodos	50
Tabla 6: Reparto de Carga hacia el Sistema Equivalente de 4 nodos	51
Tabla 7: Factores Fasoriales de Reparto de Carga y Generación.....	51
Tabla 8: Flujo de Potencia AC del Sistema Reducido a 4 nodos Caso A	52
Tabla 9: Nodos de Generación del Sistema Original de 10 nodos Caso B.....	53
Tabla 10: Nodos de Carga del Sistema Original de 10 nodos Caso B	53
Tabla 11: Reparto de Generación hacia el Sistema Equivalente de 4 nodos Caso B.....	54
Tabla 12: Reparto de Carga hacia el Sistema Equivalente de 4 nodos Caso B	54
Tabla 13: Flujo de Potencia AC del Sistema Reducido a 4 nodos Caso B	55
Tabla 14: Parámetros de los circuitos del Sistema Equivalente 6-8-9	56
Tabla 15: Reparto de Carga hacia el Sistema Equivalente de 3 nodos Caso A	57
Tabla 16: Reparto de Generación hacia el Sistema Equivalente de 3 nodos Caso A.....	57
Tabla 17: Flujo de Potencia del Sistema Reducido a 3 nodos Caso A	58
Tabla 18: Flujo de Potencia del Sistema de 3 nodos con apenas 1 nodo Slack forzado Caso B.....	59
Tabla 19: Parámetros de enlaces de transmisión únicos entre nodos del sistema Lima Norte 60 kV.....	65
Tabla 20: Nodos Considerados por el COES en NCP del sistema reducido Lima Norte 60 kV	67
Tabla 21: Enlaces de transmisión en NCP del sistema Lima Norte 60 kV reducido de forma empírica.....	68

Tabla 22: Parámetros de Enlaces de transmisión de Lima Norte 60 kV reducido con HMNOD en 9 nodos.....	69
Tabla 23: Diagnóstico de enlaces de transmisión en NCP del sistema Lima Norte 60 kV reducido empíricamente	70
Tabla 24: Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 14 (Red Lima Norte 60 kV completa): Tensiones, Ángulos, Carga y Generación por Nodo	72
Tabla 25: Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 14 (Red Lima Norte 60 kV completa): Potencias de Envío y Recepción en circuitos relevantes 220 kV	73
Tabla 26: Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 17 (Red Lima Norte 60 kV reducida NCP): Tensiones, Ángulos, Carga y Generación por Nodo.....	74
Tabla 27: Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 17 (Red Lima Norte 60 kV reducida NCP): Potencias de Envío y Recepción en circuitos relevantes 220 kV	75
Tabla 28: Diferencia de Ángulos y Tensiones entre modelo Reducido Empíricamente (NCP) y Modelo Completo de Lima Norte 60 kV	76
Tabla 29: Diferencia de Flujo de Potencia Activa en circuitos relevantes en 220 kV entre modelo Reducido Empíricamente (NCP) y Modelo Completo de Lima Norte 60 kV	77
Tabla 30: Parte Real de los Factores de Reparto de carga hacia el sistema reducido Lima Norte 60kV.....	78
Tabla 31: Parte Imaginaria de los Factores de Reparto de carga hacia el sistema reducido Lima Norte 60 kV	79
Tabla 32: Parámetros de Líneas de transmisión del sistema equivalente Lima Norte 60 kV	80
Tabla 33: Carga y Generación equivalente en los nodos remanentes del sistema Lima Norte 60 kV reducido con HMNOD	81
Tabla 34: Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 18 (Red Lima Norte 60 kV reducida con HMNOD): Tensiones, Ángulos, Carga y Generación por Nodo	82

Tabla 35: Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 18 (Red Lima Norte 60 kV reducida con HMNOD): Potencias de Envío y Recepción en circuitos relevantes 220 kV	83
Tabla 36: Diferencia de Tensiones y Ángulos nodales entre modelo reducido con HMNOD y el Modelo Completo de Lima Norte 60 kV	84
Tabla 37: Diferencia de Flujo de Potencia Activa en circuitos relevantes en 220 kV entre modelo reducido con HMNOD y el Modelo Completo de Lima Norte 60 kV	84
Tabla 38: Demanda en los nodos a utilizar en Lima Norte 60 kV Completo (Caso NCP_1308_modif)	85
Tabla 39: Demanda en los nodos a utilizar en Lima Norte 60 kV HMNOD (Caso NCP_1308_kron)	87
Tabla 40: Comparación de Resultados de Flujo DC en NCP	90
Tabla 41: Comparación de Inyección Total de Potencia a Lima Norte 60 kV	92

Lista de Figuras

Figura 1: Representación de una Red de Distribución conectada al Sistema Interconectado a través de 3 subestaciones de 220/60 kV, con Carga (C_1, C_2, C_3, C_4 y C_5) y Generación (G_6).....	2
Figura 2: Representación de una Red de Distribución reducida de forma empírica, trasladando y agrupando cargas y generación en apenas 3 nodos sin considerar red equivalente.....	3
Figura 3: Representación de una Red de Distribución reducida con enlaces equivalentes L_1, L_2 y L_3 , conservando Cargas ($C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 = C_x + C_y + C_z$) y Generación ($G_6 = G_x + G_y$) en los nodos del sistema reducido.....	4
Figura 4: Variables $ V_k , \delta_k, P_k$ y Q_k en un nodo k	11
Figura 5: Estructura de la matriz de admitancia nodal: (a) topología de red eléctrica y (b) matriz Y	30
Figura 6: Parámetros eléctricos de un enlace entre nodos j y k	39
Figura 7: Flujo de Potencia del Sistema Original de 10 Nodos Caso A	49
Figura 8: Flujo de Potencia del Sistema Reducido a 4 nodos Caso A.....	52
Figura 9: Flujo de Potencia del Sistema Original de 10 nodos Caso B.....	54
Figura 10: Flujo de Potencia del Sistema Reducido a 4 nodos Caso B	55
Figura 11: Flujo de Potencia del Sistema de 3 Nodos con nodos PV forzados Caso A....	59
Figura 12: Flujo de Potencia del Sistema de 3 Nodos con 1 nodo PV (Slack) forzado	60
Figura 13: Diagrama unifilar de Lima Norte 60 kV en abril de 2014	63
Figura 14: Diagrama unifilar de Lima Norte 60 kV en Power World.....	64
Figura 15: Demanda por Nodo de Lima Norte 60 kV en NCP del día 30/04/2014	68
Figura 16: Demanda Agregada del Sistema Lima Norte 60 kV en NCP del día 30/04/2014	69
Figura 17: Flujo de Carga del Lima Norte 60 kV de NCP con carga total 895 MW	71

Figura 18: Flujo de Carga del sistema Lima Norte 60 kV reducido con HMNOD con carga total 895 MW	81
Figura 19: Tiempo de Ejecución NCP: 357 segundos con red Lima Norte 60 kV completa – NCP_1308_modif	89
Figura 20: Tiempo de Ejecución NCP: 286 segundos con red Lima Norte 60 kV HMNOD – NCP_1308_kron	89
Figura 21: Tiempo de Ejecución NCP: 131 segundos con red Lima Norte 60 kV completa – NCP_1308_modif	89
Figura 22: Tiempo de Ejecución NCP: 45 segundos con red Lima Norte 60 kV HMNOD – NCP_1308_kron	90

Introducción

El presente trabajo desarrolla, propone y valida una metodología para reducir redes de sistemas eléctricos en general, pero con principal aplicación en sistemas de distribución dentro del modelamiento de la red en programas comerciales de despacho económico y optimización de la expansión de sistemas eléctricos interconectados de largo plazo, dada la menor relevancia que estas redes tienen para el operador independiente.

Dada la variabilidad de los volúmenes de carga consumida en cada nodo del sistema eléctrico, representar la red de forma más extensa dentro de modelos de despacho energético se torna importante pero a la vez aumenta el número de ecuaciones de nodos a ser resueltas por los programas computacionales, trayendo consigo riego ineficiencia operacional e dificultad para cumplir con plazos de entrega de la programación de la operación cualquier sistema, que es importante para los participantes de mercado, principalmente en mercados con alta volatilidad de precios de corto plazo y liquidez de transacciones energéticas.

Luego de analizar diversos métodos de reducción de matrices y de circuitos, así como metodologías de linealización de flujo de carga para el despacho económico, la metodología propuesta permite encontrar modelos equivalentes estáticos con factores fasoriales de reparto de carga y generación constantes desde los nodos eliminados hacia los remanentes, permitiendo su utilización para cualquier volumen de carga en cualquier periodo de tiempo analizado.

Finalmente, se demuestra que estos modelos equivalentes pueden ser utilizados para reducir tiempo computacional para análisis de despacho económico de sistemas de potencia interconectados, siendo aplicados en el sistema de distribución de Lima Norte 60 kV del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN).

Capítulo I Parte Introductoria del Trabajo

1.1 Generalidades

La creciente complejidad de los sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial ha generado una necesidad imperante de optimización y modernización en la planificación y operación de las redes eléctricas.

Hasta finales de los años 1980 y principios de los años 1990, prácticamente todos los sistemas eléctricos de potencia han estado controlados por el Estado y, por lo tanto, regulados por los gobiernos de manera directa o indirecta a través de agencias, o han estado bajo el control de empresas privadas que estaban altamente reguladas y, por lo tanto, a su vez, controladas por políticas y regulaciones gubernamentales.

Hacia el final de la década de 1990, se han implementado activamente las desregulaciones de las empresas privadas y la privatización de las industrias controladas por el Estado, con la intención de aumentar la competencia, desagregar o desagrupar los diversos sectores y permitir el acceso al sistema a un mayor número de partes, no solo clientes y generadores sino también comercializadores de energía. Asimismo, para asegurar la correcta operación imparcial del mercado, han sido creados operadores independientes de los sistemas y mercados eléctricos (Billinton & Allan, 2013).

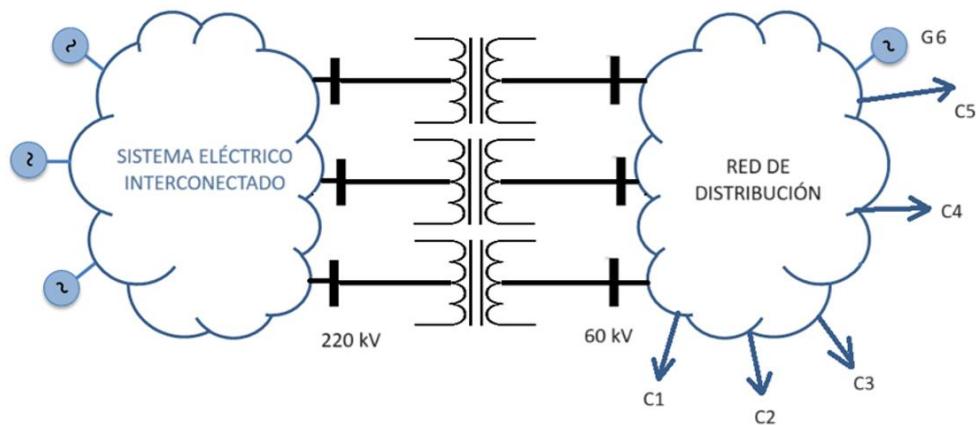
A partir de la primera década del siglo XXI, muchos países han iniciado el proceso de liberalización de sus sistemas eléctricos, abriendo el acceso a las redes de transmisión y distribución. El proceso ha ido acompañado de una presencia cada vez mayor de pequeños generadores de diversas tecnologías, especialmente de fuentes de energía renovable (Bayod-Rújula, 2009), lo cual unido a la digitalización de las infraestructuras, ha transformado la forma en que se gestionan y operan estos sistemas.

Sin embargo, los programas computacionales actuales a menudo presentan limitaciones significativas en su capacidad para adaptarse a estas nuevas dinámicas, resultando en una planificación ineficiente y en la subutilización de recursos. En este contexto, se hace evidente la necesidad de desarrollar herramientas computacionales que no solo optimicen la topología de la red, sino que también reduzcan el número de nodos en los sistemas eléctricos de potencia, contribuyendo así a la sostenibilidad y eficiencia operativa.

En el caso de Perú, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) enfrenta desafíos considerables en su gestión. La expansión de las redes de distribución de energía eléctrica, que abarcan niveles de Alta Tensión (60 kV), Media Tensión (10 kV a 33 kV) y Baja Tensión (Utilización en 220 V hasta 440 V), es necesaria para dar mayor robustez y confiabilidad a los usuarios del SEIN ante disturbios y eventos de fallas, así como atender el aumento de demanda de energía que acompaña el crecimiento económico del país.

Figura 1

Representación de una Red de Distribución conectada al Sistema Interconectado a través de 3 subestaciones de 220/60 kV, con Carga (C_1, C_2, C_3, C_4 y C_5) y Generación (G_6).

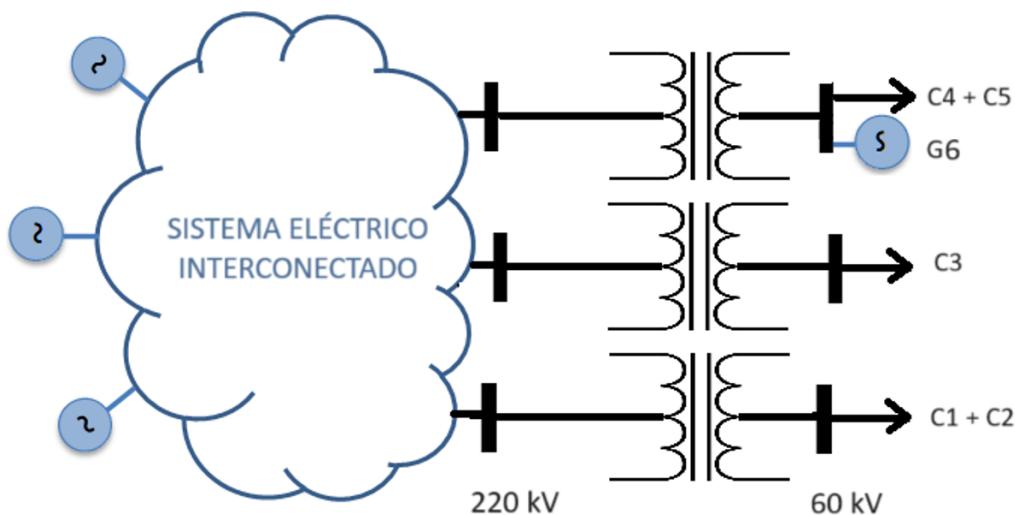


Nota: Elaboración propia

Sin embargo, la mayoría de estas redes no son competencia del Operador del SEIN, que es el COES-SINAC (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), y adicionado a ser “menos” relevantes para la programación del despacho de energía, en algunos casos, tienden a ser simplificadas de una forma “empírica” en el modelamiento del SEIN en los programas computacionales encargados de estos análisis, perdiéndose de vista el efecto que estas redes tienen sobre el todo y que cada vez más aumentan su dimensión. El ejemplo más común de estas simplificaciones es “cortar” las redes de distribución y representarlas como cargas, perdiéndose el efecto de los flujos de energía por las líneas de transmisión que interconectan estas subestaciones.

Figura 2

Representación de una Red de Distribución reducida de forma empírica, trasladando y agrupando cargas y generación en apenas 3 nodos sin considerar red equivalente.



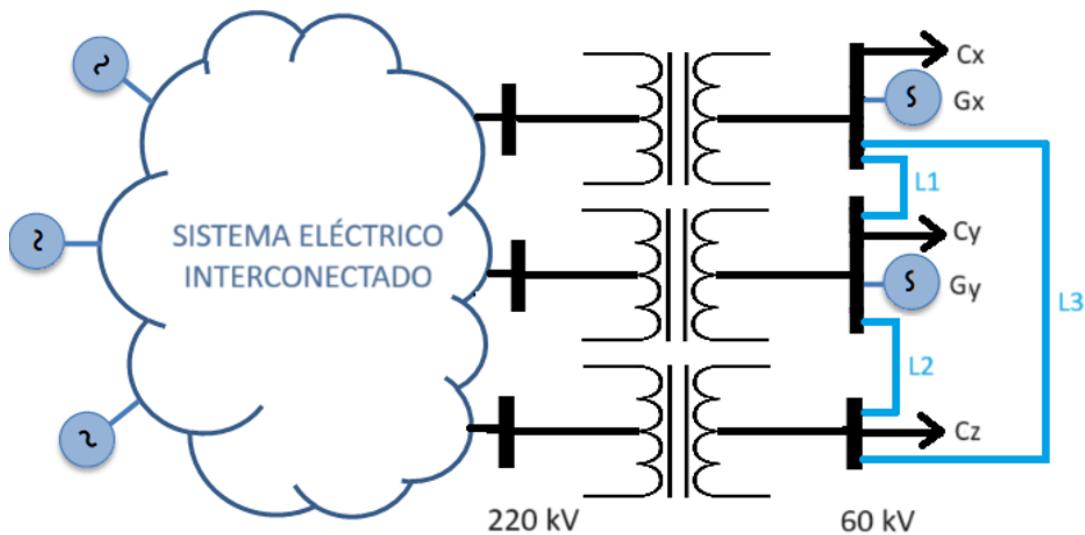
Nota: Elaboración propia

Por otro lado, cuanto más detallado sea el modelamiento, más demoran estos programas computacionales en llegar a resultados, lo cual puede afectar el cumplimiento de plazos de entrega de estos análisis por parte del COES. Por lo tanto, el presente estudio tiene como objetivo general desarrollar y validar un programa computacional que permita reducir el número de nodos en el sistema eléctrico de potencia de Lima Norte 60 KV y

determinar Factores de Reparto de Carga/Generación, permitiendo que los parámetros de los sistemas equivalentes sean válidos para cualquier nivel de carga del sistema. Este enfoque no solo buscará mejorar la eficiencia operativa, sino también contribuirá a la sostenibilidad del sistema eléctrico en un contexto de creciente demanda y complejidad.

Figura 3

Representación de una Red de Distribución reducida con enlaces equivalentes L_1 , L_2 y L_3 , conservando Cargas ($C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 = C_x + C_y + C_z$) y Generación ($G_6 = G_x + G_y$) en los nodos del sistema reducido.



Nota: Elaboración propia

1.2 Descripción del Problema de Investigación

Existe una dicotomía entre el nivel de detalle del modelamiento de los elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y el grado de dificultad a nivel computacional para llegar a resultados en los procesos de simulación del comportamiento eléctrico (Análisis de Flujo de Carga) y energético (Despacho Económico de la Generación de un SEP), que son fundamentales para la Programación de la Operación en cualquiera de sus horizontes (Corto y Mediano Plazo) así como para la Planificación de la expansión del SEP (Largo Plazo).

Ante esta dicotomía surgen las siguientes preguntas a modo de preocupación:

¿Hasta qué nivel es recomendable representar estos modelos sin perder de vista el efecto de la parte no modelada sobre el todo? ¿Cómo hacer para reducir los nodos donde existe carga en niveles de tensión o áreas que no son de interés o de competencia de los Operadores de SEP para cualquier nivel de carga (en diferentes horas del día), y cuyos resultados de análisis mantengan precisión versus un modelamiento más completo y detallado?

Por lo que, se plantea el siguiente Problema General: ¿Es posible desarrollar y validar una metodología para reducir el número de nodos de un sistema eléctrico de potencia, determinando factores de reparto de carga y generación no despachable de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) de Distribución, para su representación permanente en modelos de despacho económico para lograr eficiencia operativa mínima de 20% con un error relativo menor a 1%? Y como Problemas específicos: 1. ¿Es deficiente e ineficaz el estado actual del modelamiento de forma reducida de los nodos el sistema equivalente eléctrico de transmisión del área de distribución de Lima Norte 60 kV que el Operador del SEIN (COES SINAC) en los programas de despacho energético?; 2. ¿Existe alguna metodología válida y aplicable, con menos de 1% de error relativo, que permita una reducción del modelo de red del SEP de Lima Norte 60 kV determinando parámetros de los enlaces de red equivalente y Factores de Reparto de Carga/Generación hacia nodos remanentes, para ganar eficiencia operativa del despacho económico?; y 3. ¿Es posible conseguir una ganancia computacional mínima de 20% al utilizar el modelo equivalente reducido del SEP de Lima Norte 60 kV dentro de un programa computacional de despacho económico?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Desarrollar y validar una metodología para reducir el número de nodos de un sistema eléctrico de potencia, determinando factores de reparto de carga y generación no

despachable de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) de Distribución, para su representación permanente en modelos de despacho económico para lograr eficiencia operativa mínima de 20% con un error relativo menor a 1%.

1.3.2 Objetivos específicos

- Determinar a través de un diagnóstico que el estado actual del modelamiento de forma reducida de los nodos el sistema equivalente eléctrico de transmisión del área de distribución de Lima Norte 60 kV que el Operador del SEIN (COES SINAC) en los programas de despacho energético es deficiente e ineficaz.
- Desarrollar e implementar una metodología válida y aplicable, con un error relativo menor a 1%, que permita reducir el modelo de red del SEP de Lima Norte 60 kV determinando parámetros de los enlaces de red equivalente y Factores de Reparto de Carga/Generación hacia nodos remanentes, para ganar eficiencia operativa en el despacho económico.
- Conseguir una ganancia computacional mínima de 20% al utilizar el modelo equivalente reducido del SEP de Lima Norte 60 kV dentro de un programa de despacho económico.

1.4 Hipótesis

1.4.1 Hipótesis general

Se desarrollará y validará una metodología para reducir el número de nodos de un sistema eléctrico de potencia, determinando factores de reparto de carga y generación no despachable de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) de Distribución, para su representación permanente en modelos de despacho económico, y se logrará una eficiencia operativa mínima de 20% con error relativo menor a 1%.

1.4.2 Hipótesis específicas

- El diagnóstico del estado actual del modelamiento de forma reducida de los nodos el sistema equivalente eléctrico de transmisión del área de distribución de Lima Norte 60 kV que el Operador del SEIN (COES SINAC) en los programas de despacho energético determinará que es deficiente e ineficaz.
- El desarrollo e implementación de la metodología para reducir los nodos, aplicada en el SEP de Lima Norte 60 kV, generará resultados en los flujos de carga del despacho económico con un error relativo menor a 1%, validados mediante comparación con el modelamiento completo de la red en escenarios de carga variables.
- La representación del modelo de red equivalente del SEP de Lima Norte 60 kV, luego de aplicar la metodología HMNOD, permitirá una ganancia computacional mínima de 20% en un programa de despacho económico.

La decisión de si una hipótesis es válida o no depende de las pruebas encontradas y de cómo se interpreten esas pruebas con relación a la pregunta que se está investigando (Rovetto, 2018); (Hernández et al, 2014); (Dihigo, 2021); (Thompson & Skau, 2023); (Méndez, 2024); (Medina et al, 2023).

1.5 Antecedentes investigativos

Los orígenes de los equivalentes en sistemas eléctricos se remontan a la década de 1950, cuando Ward y Hale buscaron una manera más rápida y eficiente de analizar los flujos de potencia en grandes redes. Su propuesta consistió en dividir el sistema en dos partes: una que se desea estudiar en detalle (área interna) y otra que se puede representar

de forma simplificada (área externa). Al reemplazar el área externa por un modelo equivalente, se logra reducir significativamente el tamaño del problema y, por lo tanto, el tiempo de cálculo. Esta técnica ha demostrado ser fundamental para realizar estudios de estabilidad y análisis de contingencias, permitiendo evaluar la respuesta del sistema ante diferentes perturbaciones (Ward, 1949).

La evolución de los métodos para analizar redes eléctricas continuó en la década de 1970 con las contribuciones del Dr. Paul Dimo. Ampliando los trabajos pioneros de Ward y Hale, Dimo introdujo un método gráfico que facilitaba la comprensión de las redes eléctricas. Su propuesta, conocida como REI, se centró en sistemas radiales y fue presentada en un foro internacional de gran relevancia como el CIGRE, marcando así un hito en el campo del análisis de sistemas eléctricos (Dimo, 1975).

Tanto el método de Ward como el método REI utilizan la Eliminación Gaussiana como un pilar para determinar los parámetros del sistema equivalente, sin embargo, los modelos equivalentes dependen de los valores de tensión y potencia del sistema original completo, siendo necesario conocer estos valores para luego realizar el cálculo de nuevos equivalentes para cada nivel de carga en el sistema a reducir.

A lo largo de las cuatro décadas posteriores a la publicación del método REI, han sido desarrollados diversos trabajos sobre reducción de nodos para determinar modelos equivalentes aplicando los métodos de Ward y REI para ser aplicados a análisis de contingencias y de estabilidad transitoria (Mejía, 2014), (Espinoza, 2012), (Aparicio, 2011), (Teles, 2014), (Aboytes & Vargas, 1983). Sin embargo, no se ha desarrollado hasta el momento un método para la obtención de redes equivalentes que no dependan de las condiciones de carga y tensión para que pueda aplicarse de forma permanente en modelos de optimización de la operación (despacho económico de generadores) y planificación de la expansión del sistema eléctrico, pues para este tipo de análisis es realizado un análisis

de flujo de carga para cada intervalo de tiempo considerando un modelamiento estático de la red y diferentes niveles de carga nodal (demanda), para así determinar las inyecciones de energía (generación) a mínimo costo, para atender la demanda, respetando las leyes de Kirchoff de balance energético.

La metodología propuesta en el presente trabajo se ha desarrollado para ser aplicada, de forma similar al espíritu de los métodos de Ward y REI, en partes del sistema de menor interés para el Operador, que comúnmente son redes de distribución y de menor nivel de tensión que las redes troncales de transmisión en un SEP, para ser utilizado principalmente en análisis de optimización de la operación y planificación de la expansión del SEP.

Capítulo II Marco Teórico y Conceptual

2.1 Problema de Flujo de Potencia

El problema de flujo de potencia, comúnmente conocido como flujo de carga, es una parte esencial para el estudio de un sistema de potencia. Este análisis es necesario para la planificación, programación económica (despacho de generadores) y control de un sistema eléctrico existente, así como para la planificación de su expansión futura.

El problema de flujo de carga consiste en el cálculo de la magnitud de la tensión y el ángulo de fase en cada nodo en un sistema de potencia trifásico balanceado bajo condiciones de estado estacionario. Como resultado de este cálculo, pueden ser calculados los flujos de potencia activa y reactiva en transformadores y líneas de transmisión, así como las pérdidas en todos estos elementos.

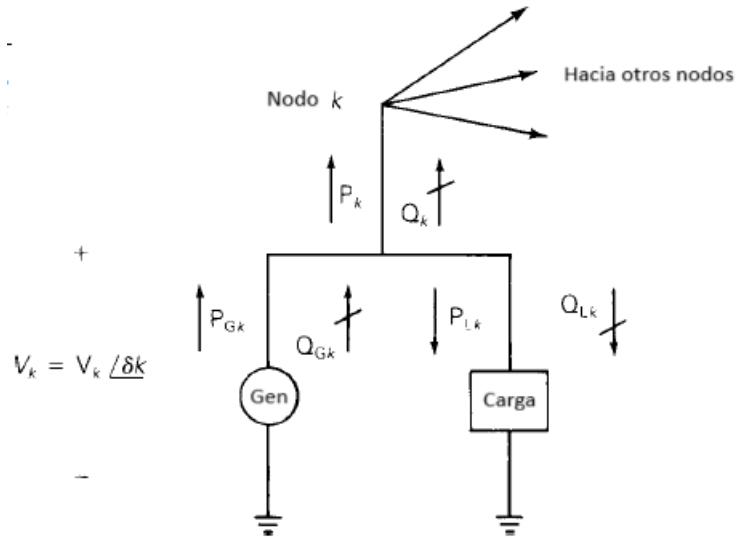
El punto de partida para el análisis de flujo de carga es representar el sistema de potencia en un diagrama unifilar, a partir del cual se obtienen los datos de entrada para la solución, tales como parámetros de impedancia de líneas de transmisión, transformadores e información de carga y generación en cada uno de los nodos del sistema (Saadat, 1999).

2.2 Tipos de Nodos

Conforme se muestra en la figura 4, son asociadas cuatro variables a cada nodo k: La magnitud de la tensión $|V_k|$, el ángulo de fase δ_k , la Potencia Activa neta P_k , y la Potencia Reactiva neta Q_k . En cada nodo, dos de estas variables son especificadas como dato de entrada y otras dos son desconocidas y serán calculadas por el programa de flujo de carga.

Figura 4

Variables $|V_k|$, δ_k , P_k y Q_k en un nodo k



Nota: Fuente: Glover et al (2017).

Por conveniencia, la potencia neta en el nodo k se separa en términos de generación (gen) y carga:

$$P_k = (\sum P_{Gen} - \sum P_{Carga})_k \quad (1)$$

$$Q_k = (\sum Q_{Gen} - \sum Q_{Carga})_k \quad (2)$$

Los nodos en un sistema de potencia están clasificados en 3 tipos:

- Nodo Slack: Es un único nodo, conocido como slack o swing, el cual es tomado como referencia, donde la magnitud de tensión ($|V_k|$) y el ángulo de fase (δ_k) son especificados, comúnmente como 1.00 en por unidad (pu) y 0° . Este nodo compensa las diferencias entre las cargas programadas y la potencia generada, que son causadas por las pérdidas de la red.
- Nodos de Carga: En estos nodos la Potencia Activa (P_k) y Reactiva (Q_k) son especificadas. La magnitud y el ángulo de fase de la tensión son desconocidos. Estos nodos son llamados también nodos PQ.

- Nodos Regulados: Estos nodos son los nodos de generación, también son conocidos como nodos de tensión controlada. En estos nodos, la Potencia Activa (P_k) y la magnitud de la tensión ($|V_k|$) son especificados. El ángulo de fase de la tensión y la Potencia Reactiva necesitan ser determinados, así como los límites del valor de la Potencia Reactiva. Por ello, son llamados nodos PV (Saadat, 1999).

2.3 Ecuaciones del Problema de Flujo de Potencia

Considerando una red de n nodos representada por la ecuación matricial:

$$\mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} = \mathbf{I} \quad (3)$$

Donde \mathbf{I} es el vector de inyecciones de corriente de dimensión $n \times 1$, \mathbf{V} es el vector de tensiones nodales de dimensión $n \times 1$ (ambos vectores complejos) e \mathbf{Y} es la matriz de admitancia nodal de dimensión $n \times n$. Cada componente I_k del vector \mathbf{I} está dado por:

$$\sum_{m=1}^n Y_{mk} V_j = I_k \quad (4)$$

Por otro lado, la potencia aparente neta del nodo k es:

$$S_k = P_k + iQ_k = \mathbf{V}_k \mathbf{I}_k^* \quad (5)$$

Usando la ecuación (4) en la ecuación (5) tenemos:

$$P_k + iQ_k = \mathbf{V}_k [\sum_{m=1}^n Y_{km} \mathbf{V}_m]^* \quad (6)$$

Utilizando la siguiente notación:

$$\mathbf{V}_m = |V_m| e^{i\delta_m} \quad (7)$$

$$Y_{km} = |Y_{km}|e^{i\theta_{km}} = G_{km} + iB_{km} \quad (8)$$

La ecuación (6) se transforma en:

$$P_k + iQ_k = |V_k| \sum_{m=1}^n |Y_{km}| |V_m| e^{i(\delta_k - \delta_m - \theta_{km})} \quad (9)$$

Tomando las partes real e imaginaria de la ecuación (9), podemos escribir las ecuaciones de balance de potencia como:

$$P_k = |V_k| \sum_{m=1}^n |Y_{km}| |V_m| \cos(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \quad (10)$$

$$Q_k = |V_k| \sum_{m=1}^n |Y_{km}| |V_m| \sin(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \quad (11)$$

Si expresamos la admitancia Y_{km} en coordenadas rectangulares tenemos:

$$P_k = |V_k| \sum_{m=1}^n |V_m| [G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m)] \quad (12)$$

$$Q_k = |V_k| \sum_{m=1}^n |V_m| [G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)] \quad (13)$$

La solución a las ecuaciones del problema de flujo de carga se encuentra resolviendo las ecuaciones no lineales (10) y (11), o usando alternativamente (12) y (13), para lo cual existen diversos métodos numéricos que serán mostrados a continuación (Glover et al, 2017).

2.4 Métodos iterativos de solución para sistemas lineales y no lineales

2.4.1 Métodos de Gauss-Seidel y Jacobi para Sistemas Lineales

Para resolver de forma iterativa un sistema lineal de la forma $\mathbf{y} = \mathbf{A.x}$, siendo \mathbf{A} una matriz de $n \times n$, \mathbf{x} e \mathbf{y} vectores de $n \times 1$, seleccionamos un conjunto de valores iniciales $\mathbf{x}(0)$, luego utilizamos:

$$\mathbf{x}(i+1) = \mathbf{f}[\mathbf{x}(i)] \quad (14)$$

Donde $\mathbf{x}(i)$ es la i -ésima iteración del vector \mathbf{x} y \mathbf{f} es un vector de dimensión $n \times 1$ de funciones que especifican el método de iteración, para lo cual se debe continuar el procedimiento hasta que la siguiente condición de finalización sea satisfecha:

$$\left| \frac{x_k(i+1) - x_k(i)}{x_k(i)} \right| < \varepsilon \quad \text{Para } k = 1, 2, \dots, n \quad (15)$$

Donde $x_k(i)$ es el k -ésimo componente del vector $\mathbf{x}(i)$ y ε es el nivel de tolerancia o error especificado.

Así, surgen las siguientes preguntas:

- ¿El procedimiento de iteración llegará a convergir a una solución única?
- ¿Cuál es la tasa de convergencia (cuántas iteraciones se requerirán)?
- En caso de usar un programa computacional, ¿Cuáles son los requerimientos computacionales de almacenamiento y tiempo de procesamiento?

Estas preguntas son abordadas para dos métodos de iteración específicos: Jacobi (también llamado método de Gauss) y Gauss-Seidel. El método de Jacobi es obtenido considerando la k -ésima ecuación de $\mathbf{y} = \mathbf{A.x}$ como:

$$y_k = \sum_{j=1}^n A_{kj}x_j = A_{kk}x_k + \sum_{j=1}^{k-1} A_{kj}x_j + \sum_{j=k+1}^n A_{kj}x_j \quad (16)$$

Despejando x_k :

$$x_k = \frac{1}{A_{kk}} [y_k - \sum_{j=1}^{k-1} A_{kj}x_j - \sum_{j=k+1}^n A_{kj}x_j] \quad (17)$$

El método de Jacobi utiliza los valores “antiguos” de $\mathbf{x}(i)$ en la iteración i al lado derecho de la ecuación (17) para generar un “nuevo” valor $x_k(i+1)$ al lado izquierdo de la ecuación, de la siguiente forma:

$$x_k(i+1) = \frac{1}{A_{kk}} [y_k - \sum_{j=1}^{k-1} A_{kj}x_j(i) - \sum_{j=k+1}^n A_{kj}x_j(i)] \quad (18)$$

El método de Jacobi dado por la ecuación (18) puede escribirse también de la siguiente forma matricial:

$$\mathbf{x}(i+1) = \mathbf{M} \cdot \mathbf{x}(i) + \mathbf{D}^{-1} \mathbf{y} \quad (19)$$

Donde:

$$\mathbf{M} = \mathbf{D}^{-1}(\mathbf{D} - \mathbf{A}) \quad (20)$$

Y \mathbf{D} es la matriz con los elementos de la diagonal de la matriz \mathbf{A} :

$$D_{jk} = \begin{cases} A_{kk} & \text{para } j = k \\ 0 & \text{para } j \neq k \end{cases} \quad \text{Para } j, k = 1, 2, \dots, n \quad (21)$$

Por otro lado, el método de Gauss-Seidel está dado por:

$$x_k(i+1) = \frac{1}{A_{kk}} [y_k - \sum_{j=1}^{k-1} A_{kj}x_j(i+1) - \sum_{j=k+1}^n A_{kj}x_j(i)] \quad (22)$$

Comparando las ecuaciones (18) con (22), el método Gauss-Seidel es similar al método Jacobi, excepto porque en cada iteración los “nuevos” valores, $x_j(i+1)$, para $j < k$ son usados en el lado derecho de la ecuación (22) para generar el nuevo valor $x_k(i+1)$ en el lado izquierdo.

$$D_{jk} = \begin{cases} A_{jk} & \text{para } j \geq k \\ 0 & \text{para } j < k \end{cases} \quad \text{Para } j, k = 1, 2, \dots, n \quad (23)$$

Para el método de Gauss-Seidel, \mathbf{D} es la porción triangular inferior de \mathbf{A} , mientras que para Jacobi, \mathbf{D} es la porción diagonal de \mathbf{A} .

La tasa de convergencia es más rápida con Gauss-Seidel para algunas matrices \mathbf{A} pero más rápidas con Jacobi para otro tipo de matrices \mathbf{A} . En algunos casos, un método diverge mientras que el otro converge, ya en otros, ambos métodos pueden divergir.

Si algún elemento diagonal A_{kk} es igual a cero, Jacobi y Gauss-Seidel son indefinidos, pues el lado derecho de las ecuaciones (18) y (22) son divididos por A_{kk} . Inclusive, si algún elemento diagonal tiene una magnitud muy pequeña, estos métodos divergen.

La experiencia de utilizar estos métodos ha mostrado que son necesarias más iteraciones mientras la dimensión de n aumenta (Glover et al, 2017).

2.4.2 Método de Newton-Raphson para Sistemas no Lineales

Para un sistema no lineal de la forma $\mathbf{y} = \mathbf{f}(\mathbf{x})$, siendo \mathbf{x} e \mathbf{y} vectores de $n \times 1$, y $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ un vector de funciones de $n \times 1$, donde se conoce \mathbf{y} y se requiere hallar solución para \mathbf{x} , los métodos iterativos para sistemas lineales pueden ser extendidos de la siguiente forma:

$$\mathbf{0} = \mathbf{y} - \mathbf{f}[\mathbf{x}] \quad (24)$$

Adicionando $\mathbf{D}\mathbf{x}$ en ambos lados de la ecuación (24), donde \mathbf{D} es una matriz invertible de $n \times n$:

$$\mathbf{D}\mathbf{x} = \mathbf{D}\mathbf{x} + \mathbf{y} - \mathbf{f}[\mathbf{x}] \quad (25)$$

Multiplicando por \mathbf{D}^{-1} :

$$x = x + D^{-1} \cdot (y - f[x]) \quad (26)$$

Los valores “antiguos” de $x(i)$ son usados en el lado derecho de (26) para generar los valores “nuevos” $x(i+1)$ en el lado izquierdo:

$$x(i+1) = x(i) + D^{-1} \cdot (y - f[x(i)]) \quad (27)$$

El método para un valor específico de D , llamado Newton-Raphson, se basa en la siguiente expansión en series de Taylor para $f(x)$ alrededor de un punto de operación x_0 .

$$y = f[x_0] + \left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x_0} \cdot (x - x_0) + \dots \quad (28)$$

Despreciando los términos de mayor orden y resolviendo para x tenemos:

$$x = x_0 + \left[\left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x_0} \right]^{-1} \cdot (y - f[x_0]) \quad (29)$$

El método de Newton-Raphson reemplaza x_0 por el valor “antiguo” $x(i)$ y X por el nuevo valor $x(i+1)$ en (29), teniendo así:

$$x(i+1) = x(i) + J^{-1}(i) \cdot (y - f[x(i)]) \quad (30)$$

Donde:

$$J(i) = \left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x(i)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{x=x(i)} \quad (31)$$

La matriz $J(i)$ de dimensión de $n \times n$, cuyos elementos son las derivadas parciales mostradas en la ecuación (30), es llamada de matriz Jacobiana. El método de Newton-Raphson es similar al método de Gauss-Seidel extendido, excepto que D en la ecuación

(27) es reemplazada por \mathbf{J} en (30).

La ecuación (30) contiene la inversa de la matriz Jacobiana, \mathbf{J}^{-1} , por lo que, en vez de calcular \mathbf{J}^{-1} , podemos reescribir la ecuación de la siguiente forma:

$$\mathbf{J}(i) \cdot \Delta \mathbf{x}(i) = \Delta \mathbf{y}(i) \quad (32)$$

Donde:

$$\Delta \mathbf{x}(i) = \mathbf{x}(i+1) - \mathbf{x}(i) \quad (33)$$

$$\Delta \mathbf{y}(i) = \mathbf{y} - \mathbf{f}[\mathbf{x}(i)] \quad (34)$$

Luego, para cada iteración se realizarán los siguientes pasos:

- Paso 1: Calcular $\Delta \mathbf{y}(i)$ de la ecuación (34).
- Paso 2: Calcular $\mathbf{J}(i)$ de la ecuación (31).
- Paso 3: Utilizar el método de Eliminación Gaussiana (ver numeral 2.8), para triangularizar la matriz $\mathbf{J}(i)$, para luego resolver la ecuación (32) para $\Delta \mathbf{x}(i)$ mediante sustituciones regresivas.
- Paso 4: Calcular $\mathbf{x}(i+1)$ con la ecuación (33) (Glover et al, 2017).

2.5 Métodos de Solución para el Problema de Flujo de Potencia

2.5.1 Solución por el Método de Gauss-Seidel

Las ecuaciones nodales de la forma $I = Y \cdot V$ son un conjunto de ecuaciones lineales análogas a $y = A \cdot x$, las cuales se pueden adaptar a la ecuación (22). Como la información por nodo en el problema de flujo de carga consiste en P_k y Q_k para nodos de carga (nodos PQ) o P_k y V_k para nodos de tensión controlada (nodos PV), las ecuaciones nodales de flujo de carga no se encajan directamente en el formato de ecuación lineal, pues el vector de corriente I es desconocido y las ecuaciones son, de hecho, no lineales. Para cada nodo, I_k puede ser calculada a partir de la ecuación (5), de la siguiente forma:

$$I_k = \frac{P_k - iQ_k}{V_k^*} \quad (35)$$

Aplicando la ecuación (22) a las ecuaciones nodales, obtenemos:

$$V_k(j+1) = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - iQ_k}{V_k^*(j)} - \sum_{m=1}^{k-1} Y_{km} V_m(j+1) - \sum_{m=k+1}^n Y_{km} V_m(j) \right] \quad (36)$$

La ecuación (36) puede ser aplicada dos veces durante cada iteración para nodos PQ, primero usando $V_k^*(j)$, luego reemplazando $V_k^*(j)$ por $V_k^*(j+1)$ en el lado derecho de la ecuación (36).

Para un nodo PV, Q_k es desconocido, pero puede ser calculado a partir de la ecuación (11), de la siguiente forma:

$$Q_k = |V_k(j+1)| \sum_{m=1}^n |Y_{km}| |V_m(j)| \operatorname{sen}(\delta_k(i) - \delta_m(j) - \theta_{km}) \quad (37)$$

Por otro lado:

$$Q_{Genk} = Q_k + Q_{Cargak} \quad (38)$$

Si el valor calculado de Q_{Genk} no excede sus límites, luego Q_k es usado en (36) para calcular $V_k(j+1) = |V_k(j+1)| \angle \delta_k(j+1)$. Luego, la magnitud de $V_k(j+1)$ es alterada para V_k , que es dato de entrada para un nodo PV. Por lo tanto, para nodos PV, la ecuación (36) es usada apenas para calcular el ángulo $\delta_k(j+1)$.

Si el valor calculado excede el límite máximo ($Q_{Genk\max}$) o el mínimo ($Q_{Genk\min}$) de potencia reactiva generada (o inyectada) en dicho nodo, el tipo de nodo es alterado de PV para nodo PQ, con Q_{Genk} ajustado en el valor límite. Bajo esta condición, el equipo que controla la tensión (banco de capacitores, SVC, etc.) no es capaz de mantener la tensión

V_k especificada como dato de entrada. El programa de flujo de potencia calcula un nuevo valor de V_k .

Pare el nodo slack, normalmente denotado como el nodo 1, V_1 y δ_1 son datos de entrada. Para este nodo no es necesario realizar iteraciones, por lo que, luego de que el proceso de iteración ha convergido a una solución, se pueden aplicar las ecuaciones (10) y (11) para obtener P_1 y Q_1 (Glover et al, 2017).

2.5.2 Solución por el método de Newton-Raphson

Las ecuaciones (10) y (11) son análogas a las ecuaciones no lineales de la forma $y = f(x)$, por lo que se pueden definir x , y y f como vectores para el problema de flujo de carga, de la siguiente forma:

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_n \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}; \quad y = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix}; \quad f(x) = \begin{bmatrix} P(x) \\ Q(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2(x) \\ \vdots \\ P_n(x) \\ Q_2(x) \\ \vdots \\ Q_n(x) \end{bmatrix} \quad (39)$$

Donde todos los términos V , P , Q están en por unidad (pu) y los términos δ en radianes. Las variables del nodo slack V_1 y δ_1 son omitidas de las ecuaciones matriciales (39), porque ya son conocidas. Las ecuaciones (10) y (11) tienen la siguiente forma, para $k = 2, 3, \dots, n$:

$$y_k = P_k = P_k(x) = |V_k| \sum_{m=1}^n |Y_{km}| |V_m| \cos(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \quad (40)$$

$$y_{k+n} = Q_k = Q_k(x) = |V_k| \sum_{m=1}^n |Y_{km}| |V_m| \sin(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \quad (41)$$

La matriz Jacobiana de la ecuación (31) tiene la siguiente forma:

$$J = \left[\begin{array}{ccc|ccc} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c|c} J_1 & J_2 \\ \hline J_3 & J_4 \end{array} \right] \quad (42)$$

La ecuación (42) está dividida en cuatro bloques de derivadas parciales de las ecuaciones (10) y (11) aplicados para los nodos $k = 2, 3, \dots, n$.

Aplicando los cuatro pasos del método de Newton-Raphson (del numeral 2.4.2) al problema de flujo de potencia, empezando con $x(j)$ en la j -ésima iteración.

$$x(j) = \begin{bmatrix} \delta(j) \\ V(j) \end{bmatrix} \quad (43)$$

- **Paso 1:** Calcular $\Delta y(j)$ a partir de las ecuaciones ecuación (40) y (41).

$$\Delta y(j) = \begin{bmatrix} \Delta P(j) \\ \Delta Q(j) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P - P[x(j)] \\ Q - Q[x(j)] \end{bmatrix} \quad (44)$$

- **Paso 2:** Calcular $J(j)$ de la ecuación (42).
- **Paso 3:** Utilizar el método de Eliminación Gaussiana y sustituciones regresivas para resolver la ecuación:

$$\begin{bmatrix} J_1(j) & J_2(j) \\ J_3(j) & J_4(j) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta(j) \\ \Delta V(j) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P(j) \\ \Delta Q(j) \end{bmatrix} \quad (45)$$

- **Paso 4:** Calcular:

$$x(j+1) = \begin{bmatrix} \delta(j+1) \\ V(j+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta(j) \\ V(j) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta(j) \\ \Delta V(j) \end{bmatrix} \quad (46)$$

Empezando con el valor inicial $x(0)$, el procedimiento continua hasta alcanzar

convergencia o hasta que el número de iteraciones exceda el máximo. El criterio de convergencia está comúnmente basado en $\Delta y(j)$ (llamada desbalance de potencia) y no en $\Delta x(j)$ (desbalance de tensiones y ángulos de fase).

Para cada nodo PV, la magnitud de la tensión V_k es conocida y la función $Q_k(x)$ no es necesaria. Por lo tanto, puede omitirse V_k del vector x y Q_k del vector y . Pueden omitirse también de la matriz Jacobiana la columna correspondiente a las derivadas parciales con respecto de V_k y la fila correspondiente a las derivadas parciales de Q_k . Alternativamente, las filas y columnas correspondientes de los nodos PV pueden ser retenidos en la matriz Jacobiana. Durante cada iteración, la magnitud de la tensión $V_k(j+1)$ de cada nodo PV es ajustado a V_k , que es dato de entrada para ese nodo.

De forma similar a la aplicación del método de Gauss-Seidel, un nodo PV puede convertirse en nodo PQ si excede el límite máximo ($Q_{Genkmáx}$) o el mínimo ($Q_{Genkmín}$) de potencia reactiva generada (o inyectada) en dicho nodo PV, siendo calculado un nuevo valor de V_k en dicho nodo.

La experiencia en estudios de flujo de potencia ha mostrado que el Método de Newton-Raphson converge en la mayoría de los casos donde los métodos de Jacobi y Gauss-Seidel divergen. Además, el número de iteraciones requeridas para convergir es independiente de la dimensión de n de Newton-Raphson, pero aumentan en función de n para Jacobi y Gauss-Seidel. La mayoría de los problemas de flujo de carga resueltos con Newton-Raphson convergen en menos de 10 iteraciones (Glover et al, 2017).

2.5.3 Flujo de Potencia Desacoplado Rápido

Para poder resolver problemas operativos de forma rápida en tiempo real, tales como contingencias por pérdida de generación o enlaces de transmisión, se ha desarrollado métodos de cálculo rápidos basados en las siguientes simplificaciones a la

matriz Jacobiana. Despreciando $J_2(j)$ y $J_3(j)$, las ecuaciones (39) se reducen a dos conjuntos de ecuaciones desacopladas:

$$J_1(j)\Delta\delta(j) = \Delta P(j) \quad (47)$$

$$J_4(j)\Delta V(j) = \Delta Q(j) \quad (48)$$

El tiempo computacional requerido para resolver las ecuaciones (47) y (48) es significativamente menor que resolver las (39). A pesar de que el método desacoplado rápido puede llegar a necesitar más iteraciones para convergir, es más rápido que el método de Newton-Raphson dado que la matriz Jacobiana no necesita ser calculada por completo para cada iteración (Glover et al, 2017).

2.5.4 Flujo de Potencia Linealizado

El problema de flujo de potencia puede ser simplificado aún más extendiendo el método desacoplado rápido despreciando las ecuaciones Q-V, asumiendo que las magnitudes de tensión son constantes e iguales a 1.0 pu. Con esa simplificación el flujo de potencia en un enlace entre el nodo j y el nodo k se convierte en:

$$P_{jk} = \frac{\delta_j - \delta_k}{X_{jk}} \quad (49)$$

Y las ecuaciones de balance de potencia activa se reduce a un problema completamente lineal:

$$-\mathbf{B}\boldsymbol{\delta} = \mathbf{P} \quad (50)$$

Donde \mathbf{B} es el componente imaginario de la matriz de admitancia \mathbf{Y} despreciando la resistencia de los enlaces y desconsiderando las filas y columnas del nodo slack.

Dado que la ecuación (50) es una ecuación lineal con una forma similar al sistema de ecuaciones para resolver un circuito resistivo de corriente continua, esta técnica es también llamada flujo de potencia DC (en inglés, *direct current*). En contraste con los métodos descritos anteriormente, este método solo conduce a resultados aproximados, con el grado de aproximación dependiente del sistema a resolver. Sin embargo, con el crecimiento de los sistemas de potencia, el flujo de potencia DC se ha convertido en un método muy utilizado para el análisis de sistemas de potencia, específicamente en la programación de la operación de corto plazo (optimización del despacho de generadores) y en la planificación de la expansión del sistema (Glover et al, 2017).

2.6 Flujo de Potencia dentro del Modelo NCP

El modelo NCP es un modelo de optimización operativa de corto plazo que determina el despacho de menor costo de las plantas de generación del sistema, las cuales abastecen la demanda del sistema de potencia, distribuida en los diversos nodos de la red de transmisión, de manera a cumplir con los siguientes objetivos básicos:

- Atender al mercado consumidor con alta confiabilidad en el suministro;
- Establecer criterios objetivos y transparentes para la definición de la programación de la operación del sistema;
- Aumentar la eficiencia del uso de los recursos disponibles;

Para aumentar la eficiencia del uso de los recursos disponibles considera 2 visiones:

- En la visión del operador del sistema: minimizar el costo de producción de la energía, incluyendo costos fijos (arranque de las unidades generadoras) y variables (combustibles fósiles y penalidades por violaciones de reglas operativas);
- En la visión del propietario de un conjunto de plantas: maximizar ingresos provenientes de la venta de energía en el mercado spot y pagos asociados al

servicio del mercado cautivo (firme) con consideraciones del costo de oportunidad futuro del agua para las centrales hidráulicas (PSR Inc., 2012).

Las características del problema se traducen en ecuaciones y desigualdades algébricas que no forman parte del presente del presente marco teórico. De las restricciones operativas, podemos destacar:

- Reservas rodantes en las unidades, reservas secundarias por región, área eléctrica o a nivel del sistema;
- Restricciones especiales de generación, suma de flujos en los circuitos y otras restricciones que aseguran la confiabilidad de suministro de la energía eléctrica;
- Representación de las ecuaciones de Kirchoff que rigen las leyes físicas de distribución de los flujos energéticos en la red de transmisión de manera a cumplir abastecer la demanda con los recursos de generación;
- Restricciones operativas de las unidades generadoras sean ellas hidráulicas o térmicas, como: tiempos mínimos de operación, rampas máximas para aumento o reducción de la potencia, máximo número de arranques y otros;
- Restricciones asociadas a las operaciones de los embalses (volúmenes mínimos, volúmenes de alerta y volúmenes de control de inundaciones) y restricciones ambientales (flujos mínimos, irrigación y otros);
- Acoplamiento entre programación de la operación de corto plazo y estudio de planificación energética con horizontes mayores e integración con modelos eléctricos para verificación de la viabilidad de la operación bajo punto de vista eléctrico (tensión en los nodos, etc.) e identificación de medidas correctivas, como la inyección de potencia reactiva y otros instrumentos (PSR Inc., 2012).

El NCP resuelve un problema de programación lineal-entera con el objetivo de determinar el despacho óptimo (de mínimo coste o máximo ingreso) para un sistema

eléctrico compuesto por plantas hidroeléctricas y termoeléctricas para un horizonte de hasta 31 días (744 horas) en etapas de una hora, media hora y quince minutos (PSR Inc., 2012).

Debido a la complejidad dada por la cantidad de restricciones que son consideradas en el modelo de optimización, el modelo NCP realiza el análisis de flujo de carga en cada intervalo de tiempo analizado, considerando el flujo de potencia linealizado o flujo DC (PSR Inc., 2012).

Para representar la restricción de la primera ley de Kirchoff, el balance energético en cada nodo de la red de transmisión debe ser igual a 0. Cumpliendo la siguiente ecuación para cada periodo de tiempo t analizado:

$$D_k(t) = \sum_{m \neq n}^n [P_{km}(t) - Perd_{km}(t)] + GT_k(t) + GH_k(t) + Def_k(t) \quad (51)$$

Donde:

$D_k(t)$: Demanda del nodo k en el intervalo de tiempo t.

$P_{km}(t)$: Flujo de potencia a través del enlace entre los nodos k y m en el periodo t.

$Perd_{km}(t)$: Pérdidas en el enlace entre los nodos k y m en el periodo t.

$GH_k(t)$: Generación Hidráulica despachada en el nodo k en el periodo t.

$GT_k(t)$: Generación Térmica despachada en el nodo k en el periodo t.

$Def_k(t)$: Demanda no atendida (déficit) del nodo k en el intervalo de tiempo t.

Por otro lado, la segunda ley de Kirchoff es representada conforme el modelo de flujo de carga DC, donde el flujo en cada circuito es proporcional a la diferencia de los ángulos nodales entre el nodo de origen k y y de destino m, dividido por la reactancia X_{mn} :

$$P_{km} = \frac{\delta_k - \delta_m}{x_{km}} \quad (52)$$

2.7 Planificación de la Expansión del Sistema: Modelo SDDP

El SDDP es un modelo de despacho estocástico para sistemas eléctricos con representación detallada de redes de transmisión y combustible. Se utiliza para estudios operacionales de largo, mediano y corto plazo y es altamente flexible en términos de sus niveles de detalle temporal y espacial. SDDP encuentra la política de operación óptima de sistemas que contienen varios tipos de tecnologías (PSR Inc., 2013).

El objetivo del modelo SDDP es determinar el cronograma de inversión de mínimo costo (suma de los costos de inversión más el valor esperado de los costos de operación) para la construcción de nuevos generadores hidroeléctricos y/o térmicos y líneas de interconexión entre sistemas eléctricos de potencia (PSR Inc., 2013).

El valor esperado de los costos operativos se calcula teniendo en cuenta diversos escenarios hidrológicos para cada uno de los cuales se realiza una optimización determinística y los resultados se ponderan de acuerdo con la probabilidad asociada a cada escenario (PSR Inc., 2013).

El modelo considera para cada escenario hidrológico, restricciones operativas tales como el suministro de la demanda, restricciones de balance hídrico en embalses y centrales de pasada en cascada, capacidades máximas y mínimas de generación, capacidad de almacenamiento en los embalses y límites de transmisión entre regiones.

También se representan las restricciones de inversión tales como fechas mínimas y máximas para la toma de decisión de los proyectos y los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente exclusivos (PSR Inc., 2013).

Debido a la complejidad dada por la cantidad de restricciones y escenarios hidrológicos considerados en el modelo de optimización, el modelo SDDP al igual que modelo NCP, realiza el análisis de flujo de carga en cada intervalo de tiempo analizado, considerando el flujo de potencia linealizado o flujo DC, además de considerar un modelo de interconexiones que representa los límites para cambios de energía entre sistemas vecinos. En este caso es necesario definir una ecuación de suministro de la demanda para cada sistema y modelar los límites para la transferencia de energía entre ellos (PSR Inc., 2013).

2.8 Método de Eliminación Gaussiana

Varios problemas de análisis de redes de energía envuelven la resolución de sistemas algebraicos lineales de grandes dimensiones con matrices de coeficientes altamente dispersos (por ejemplo, matrices con 99% de elementos nulos). Además de la matriz de admitancia nodal Y , pueden citarse como ejemplos otras matrices que aparecen en programas de flujo de carga y que presentan estructuras semejantes a la de la matriz Y , como es el caso de la matriz Jacobiana del método de Newton (incluyendo las versiones desacopladas) y de la matriz B' del flujo de carga DC.

Los sistemas lineales mencionados anteriormente pueden ser representados de una forma general por:

$$A \cdot x = B \quad (53)$$

Donde A es la matriz de los coeficientes ($n \times n$), x es el vector dependiente ($n \times 1$) e B es el vector independiente ($n \times 1$). En el caso de soluciones repetidas para m vectores independientes con la misma matriz A , tanto X como B pasan a ser matrices $n \times m$.

Una manera de resolver el sistema (53) sería por la obtención de la matriz A^{-1}

explícitamente. Esto, sin embargo, además de ser computacionalmente poco eficiente, sería impracticable para matrices \mathbf{A} con dimensiones elevadas. La razón es que, a pesar de que \mathbf{A} pueda ser una matriz dispersa, su inversa \mathbf{A}^{-1} en general está llena de elementos. Las técnicas de factorización triangular de matrices dispersas (descomposición $\mathbf{A} = \mathbf{LDU}$) utilizadas en la resolución de sistemas lineales evitan la utilización de la matriz \mathbf{A}^{-1} , operando solo con las matrices-factores \mathbf{L} , \mathbf{D} y \mathbf{U} , que son esparcidas. Estas técnicas de matrices dispersas consisten básicamente en el almacenamiento compacto de los términos no nulos de la matriz de coeficientes: determinación óptima de la orden de pivot; aplicación del método de Eliminación Gaussiana para la obtención de los factores triangulares de la matriz de coeficientes; y, finalmente, la obtención de la solución del sistema para un o más vectores independientes utilizando los factores triangulares obtenidos anteriormente.

Considerando una red representada por la ecuación:

$$\mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} = \mathbf{I} \quad (54)$$

Donde \mathbf{I} es el vector de inyecciones de corriente, \mathbf{V} es el vector de tensiones nodales (ambos complejos) e \mathbf{Y} es la matriz de admitancia nodal. Cada componente I_k del vector \mathbf{I} está dado por:

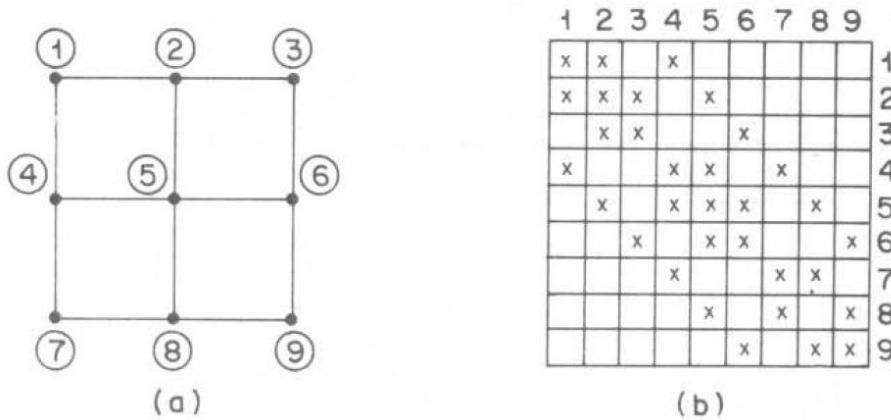
$$Y_{kk}V_k + \sum_{j \in \Omega_k} Y_{jk}V_j = I_k \quad (55)$$

Donde Ω_k es el conjunto de nodos vecinos al nodo k . Esto significa que, en la línea de la matriz \mathbf{Y} correspondiente al nodo k , sólo son diferentes de cero los elementos Y_{km} para $m = k$ o $m \in \Omega$. Dicho de otra forma, la razón por la que aparecen ceros en la matriz \mathbf{Y} es que el flujo de corriente en una conexión $k - m$ sólo depende del estado de los nodos k y m (recordando que la inyección de corriente en el nodo k está dada por la suma de los flujos de las conexiones adyacentes más la corriente en el elemento shunt. En la Figura 5,

se muestra un ejemplo de matriz de admitancia nodal, donde, la existencia de un circuito entre los nodos 2 y 3 implica que los elementos (2, 3) y (3, 2) de la matriz de admitancia son diferentes de cero (Monticelli, 1983).

Figura 5

Estructura de la matriz de admitancia nodal: (a) topología de red eléctrica y (b) matriz Y.



Nota: Fuente: Monticelli (1983).

Para un sistema de 4 nodos, el sistema algebraico lineal puede ser escrito de la siguiente forma:

$$Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 + Y_{14}V_4 = I_1 \quad (56)$$

$$Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4 = I_2 \quad (57)$$

$$Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3 + Y_{34}V_4 = I_3 \quad (58)$$

$$Y_{41}V_1 + Y_{42}V_2 + Y_{43}V_3 + Y_{44}V_4 = I_4 \quad (59)$$

El método de eliminación gaussiana consiste en reducir este sistema de cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas, V_1 , V_2 , V_3 y V_4 , a un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas, después a uno de dos ecuaciones con dos incógnitas y así hasta que sólo quede una ecuación con una incógnita. La ecuación final determina el valor de la incógnita correspondiente que se sustituye en la ecuación previa para obtener la siguiente incógnita

y así, en sentido inverso, se van haciendo las sustituciones correspondientes para calcular cada una de las incógnitas restantes. La eliminación sucesiva de incógnitas hasta que quede una de ellas se llama eliminación de variables mientras al proceso de sustituir por medio de los últimos valores calculados se le conoce como sustitución inversa. La eliminación de variables comienza al seleccionar una ecuación y eliminar de ella una variable cuyo coeficiente es denominado pivote. Se exemplificará este procedimiento, eliminando V_1 de las ecuaciones (56) a (59) en la siguiente manera:

Se divide la ecuación (1) entre el pivote Y_{11} para obtener:

$$V_1 + \frac{Y_{12}}{Y_{11}} V_2 + \frac{Y_{13}}{Y_{11}} V_3 + \frac{Y_{14}}{Y_{11}} V_4 = \frac{1}{Y_{11}} I_1 \quad (60)$$

Luego, se multiplica la ecuación (60) por Y_{21} , Y_{31} y Y_{41} los resultados se restan de las ecuaciones (57) a (59), respectivamente, para obtener:

$$\left(Y_{22} - \frac{Y_{21}Y_{12}}{Y_{11}}\right)V_2 + \left(Y_{23} - \frac{Y_{21}Y_{13}}{Y_{11}}\right)V_3 + \left(Y_{24} - \frac{Y_{21}Y_{14}}{Y_{11}}\right)V_4 = I_2 - \frac{Y_{21}}{Y_{11}}I_1 \quad (61)$$

$$\left(Y_{32} - \frac{Y_{31}Y_{12}}{Y_{11}}\right)V_2 + \left(Y_{33} - \frac{Y_{31}Y_{13}}{Y_{11}}\right)V_3 + \left(Y_{34} - \frac{Y_{31}Y_{14}}{Y_{11}}\right)V_4 = I_3 - \frac{Y_{31}}{Y_{11}}I_1 \quad (62)$$

$$\left(Y_{42} - \frac{Y_{41}Y_{12}}{Y_{11}}\right)V_2 + \left(Y_{43} - \frac{Y_{41}Y_{13}}{Y_{11}}\right)V_3 + \left(Y_{44} - \frac{Y_{41}Y_{14}}{Y_{11}}\right)V_4 = I_4 - \frac{Y_{41}}{Y_{11}}I_1 \quad (63)$$

Las ecuaciones (60) a (63) se pueden escribir en una forma más compacta como sigue:

$$V_1 + \frac{Y_{12}}{Y_{11}} V_2 + \frac{Y_{13}}{Y_{11}} V_3 + \frac{Y_{14}}{Y_{11}} V_4 = \frac{1}{Y_{11}} I_1 \quad (64)$$

$$Y_{22}^{(1)}V_2 + Y_{23}^{(1)}V_3 + Y_{24}^{(1)}V_4 = I_2^{(1)} \quad (65)$$

$$Y_{32}^{(1)}V_2 + Y_{33}^{(1)}V_3 + Y_{34}^{(1)}V_4 = I_3^{(1)} \quad (66)$$

$$Y_{42}^{(1)}V_2 + Y_{43}^{(1)}V_3 + Y_{44}^{(1)}V_4 = I_4^{(1)} \quad (67)$$

Donde el superíndice designa el conjunto de los coeficientes desarrollados de esta etapa de reducción:

$$Y_{jk}^{(1)} = Y_{jk} - \frac{Y_{j1}Y_{1k}}{Y_{11}} \quad \text{Para } j \text{ y } k = 2, 3, 4 \quad (68)$$

Y las expresiones del lado derecho modificadas son:

$$I_j^{(1)} = I_j - \frac{Y_{j1}}{Y_{11}} I_1 \quad \text{Para } j = 2, 3, 4 \quad (69)$$

Obsérvese que las ecuaciones (65) a (67) pueden ahora ser resueltas para V_2 , V_3 y V_4 porque se ha eliminado V_1 . Los coeficientes constituyen una matriz reducida de 3×3 que representa una red equivalente reducida con el nodo 1 ausente. Las tensiones V_2 , V_3 y V_4 de este equivalente de tres nodos tienen los mismos valores que en el sistema original de cuatro nodos. Además, en los nodos 2, 3 y 4 se toma en cuenta el efecto de la inyección de corriente I_1 sobre la red como se muestra en la ecuación (69). La corriente I_1 en el nodo 1 se multiplica por el factor $-Y_{j1}/Y_{11}$ antes de que se distribuya en cada nodo j que todavía permanezca en la red.

Para eliminar la variable V_2 , dividimos el pivote $Y_{22}^{(1)}$ en la ecuación (65):

$$V_2 + \frac{Y_{23}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} V_3 + \frac{Y_{24}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} V_4 = \frac{1}{Y_{22}^{(1)}} I_2^{(1)} \quad (70)$$

Multiplicando la ecuación (70) por $Y_{32}^{(1)}$ y $Y_{42}^{(1)}$ los resultados se restan de las ecuaciones (66) y (67):

$$\left(Y_{33}^{(1)} - \frac{Y_{32}^{(1)} Y_{23}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} \right) V_3 + \left(Y_{34}^{(1)} - \frac{Y_{32}^{(1)} Y_{24}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} \right) V_4 = I_3^{(1)} - \frac{Y_{32}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} I_2^{(1)} \quad (71)$$

$$\left(Y_{43}^{(1)} - \frac{Y_{42}^{(1)} Y_{23}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} \right) V_3 + \left(Y_{44}^{(1)} - \frac{Y_{42}^{(1)} Y_{24}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} \right) V_4 = I_4^{(1)} - \frac{Y_{42}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} I_2^{(1)} \quad (72)$$

Las ecuaciones (70), (71) y (72) se reescriben de forma similar a la etapa 1:

$$V_2 + \frac{Y_{23}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} V_3 + \frac{Y_{24}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} V_4 = \frac{1}{Y_{22}^{(1)}} I_2^{(1)} \quad (73)$$

$$Y_{33}^{(2)} V_3 + Y_{34}^{(2)} V_4 = I_3^{(2)} \quad (74)$$

$$Y_{43}^{(2)} V_3 + Y_{44}^{(2)} V_4 = I_4^{(2)} \quad (75)$$

Donde el segundo conjunto de coeficientes está dado por:

$$Y_{jk}^{(2)} = Y_{jk}^{(1)} - \frac{Y_{j2}^{(1)} Y_{2k}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} \quad \text{Para } j \text{ y } k = 3, 4 \quad (76)$$

Y las corrientes totales inyectadas en los nodos 3 y 4:

$$I_j^{(2)} = I_j^{(1)} - \frac{Y_{j2}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} I_2^{(1)} \quad \text{Para } j = 3, 4 \quad (77)$$

Finalmente, repitiendo el proceso para eliminar V_3 se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$V_3 + \frac{Y_{34}^{(2)}}{Y_{33}^{(2)}} V_4 = \frac{1}{Y_{33}^{(2)}} I_3^{(2)} \quad (78)$$

$$Y_{44}^{(3)} V_4 = I_4^{(3)} \quad (79)$$

$$Y_{44}^{(3)} = Y_{44}^{(2)} - \frac{Y_{43}^{(2)} Y_{34}^{(2)}}{Y_{33}^{(2)}} \quad (80)$$

$$I_4^{(3)} = I_4^{(2)} - \frac{Y_{43}^{(2)}}{Y_{33}^{(2)}} I_3^{(2)} \quad (81)$$

Para una red eléctrica más grande $n \times n$, donde los resultados en ciertos nodos no son de importancia para determinados análisis, se puede reducir dicho sistema aplicando sucesivamente las ecuaciones (68) y (69), obteniendo matrices \mathbf{Y} de $(n-m) \times (n-m)$ e \mathbf{I}^m equivalentes (m denota el número de nodos eliminados), con las siguientes ecuaciones:

$$Y_{jk}^{(m)} = Y_{jk}^{(m-1)} - \frac{Y_{jm}^{(m-1)} Y_{mk}^{(m-1)}}{Y_{mm}^{(m-1)}} \quad \text{Para } j \text{ y } k = m+1, m+2, \dots, n \quad (82)$$

$$I_j^{(m)} = I_j^{(m-1)} - \frac{Y_{jm}^{(m-1)}}{Y_{mm}^{(m-1)}} I_m^{(m-1)} \quad \text{Para } j = m+1, m+2, \dots, n \quad (83)$$

Para el sistema de 4 nodos podemos descomponer la matriz de admitancia original \mathbf{Y} en dos matrices con elementos obtenidos en las tres etapas de Eliminación Gaussiana:

$$LU = Y \quad (84)$$

$$L = \begin{bmatrix} Y_{11} & 0 & 0 & 0 \\ Y_{21} & Y_{22}^{(1)} & 0 & 0 \\ Y_{31} & Y_{32}^{(1)} & Y_{33}^{(2)} & 0 \\ Y_{41} & Y_{42}^{(1)} & Y_{43}^{(2)} & Y_{44}^{(3)} \end{bmatrix} \quad (85)$$

$$U = \begin{bmatrix} 1 & \frac{Y_{12}}{Y_{11}} & \frac{Y_{13}}{Y_{11}} & \frac{Y_{14}}{Y_{11}} \\ 0 & 1 & \frac{Y_{23}}{Y_{22}} & \frac{Y_{24}}{Y_{22}} \\ 0 & 0 & 1 & \frac{Y_{34}}{Y_{33}} \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (86)$$

Cuando \mathbf{Y} es una matriz simétrica (que casi siempre es el caso), podremos obtener una importante simplificación, dividiendo cada fila de la matriz \mathbf{L} por el elemento diagonal correspondiente, obteniéndose:

$$L = U^T D \quad (87)$$

$$U^T = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{Y_{21}}{Y_{11}} & 1 & 0 & 0 \\ \frac{Y_{31}}{Y_{11}} & \frac{Y_{32}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} & 1 & 0 \\ \frac{Y_{41}}{Y_{11}} & \frac{Y_{42}^{(1)}}{Y_{22}^{(1)}} & \frac{Y_{43}^{(2)}}{Y_{33}^{(2)}} & 1 \end{bmatrix} \quad (88)$$

$$D = \begin{bmatrix} Y_{11} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{22}^{(1)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y_{33}^{(2)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_{44}^{(3)} \end{bmatrix} \quad (89)$$

Finalmente, la ecuación original $\mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} = \mathbf{I}$ puede escribirse de la siguiente forma:

$$\mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} = U^T D U V = I \quad (90)$$

Para un sistema de n nodos, como sucede en la realidad, esta forma final de la ecuación se resuelve a través de sustituciones inversas sucesivas por etapas, muy diferente a tener que invertir directamente la matriz \mathbf{Y} y la dificultad operacional dada la dispersión de los elementos no nulos. Por ello, la técnica de Eliminación Gaussiana se torna primordial para obtener los factores triangulares de la matriz \mathbf{Y} , permitiendo encontrar una solución computacionalmente eficiente para sistemas de potencia interconectados de escala nacional o continental (Grainger, 1999).

2.9 Reducción de Kron

En el proceso de Eliminación Gaussiana, se quita secuencialmente del sistema original de n ecuaciones con n incógnitas, una variable de tensión eléctrica en cada etapa. Si se hace en la etapa 1 del proceso, la variable V_1 no aparece explícitamente en el sistema resultante de $(n-1) \times (n-1)$, el cual representa por completo la red original si el valor real de tensión V_1 en el nodo 1 no es de interés vital. Si el conocimiento de V_2 tampoco es de

mayor importancia, se puede usar el sistema de ecuaciones de $(n-2) \times (n-2)$ que resulta de la etapa 2 del procedimiento al reemplazar la red real por un nodo $(n-2)$ equivalente que no tiene los nodos 1 y 2 y así sucesivamente, en consecuencia, se pueden eliminar m nodos de la representación de la red empleando las primeras m etapas del procedimiento de Eliminación Gaussiana. Por supuesto que se siguen tomando en cuenta en los restantes $(n-m)$ nodos las corrientes (si es que las hay) inyectadas a los nodos eliminados, a través de la aplicación sucesiva de expresiones como las de la ecuación (68).

La corriente que se inyecta siempre es cero en los nodos de red que no tienen conectados una carga externa o una fuente generadora. En estos nodos no es necesario, por lo general, calcular las tensiones explícitamente y así, se pueden eliminar de la representación. Por ejemplo, se pueden escribir las ecuaciones de admitancias de nodo cuando $I_1 = 0$ en el sistema de cuatro nodos, en la forma:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} \quad (91)$$

Al eliminar el nodo 1, se obtiene el sistema de 3×3 :

$$\begin{bmatrix} Y_{22}^{(1)} & Y_{23}^{(1)} & Y_{24}^{(1)} \\ Y_{32}^{(1)} & Y_{33}^{(1)} & Y_{34}^{(1)} \\ Y_{42}^{(1)} & Y_{43}^{(1)} & Y_{44}^{(1)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} \quad (92)$$

En la que los elementos con superíndice de la matriz de coeficientes reducidos se calculan como se hizo en el numeral anterior. Se dice que un sistema tiene una reducción de Kron¹, cuando se le han eliminado los nodos que tienen corrientes inyectadas con valor

¹ En honor del Dr. Gabriel Kron (1901-1968) de la compañía General Electric, Schenectady, N. Y., quien contribuyó grandemente al análisis de los sistemas de potencia.

cero. Por lo tanto, el sistema que tiene la forma particular de la ecuación (78) es reducido (Kron) a la ecuación (79) y para este caso, la eliminación de nodos y la reducción de Kron son términos sinónimos.

Sin considerar cuál de los nodos tiene la inyección de corriente cero, un sistema puede tener una reducción de Kron sin, por supuesto, tener que reordenar las ecuaciones como en la ecuación (78). Por ejemplo, se pueden calcular directamente los elementos de una nueva matriz de admitancias de nodo reducida, si $I_p = 0$ en las ecuaciones de nodo del sistema de n nodos, seleccionando a \mathbf{Y}_{pp} como el pivote y eliminando el nodo p mediante la ecuación:

$$Y_{jk}^{(nueva)} = Y_{jk} - \frac{Y_{jp}Y_{pk}}{Y_{pp}} \quad (93)$$

Donde j y k toman todos los valores enteros desde 1 hasta n con la excepción de p porque la fila y columna p se eliminan. El superíndice (nueva) distingue los elementos de la matriz \mathbf{Y}^{nueva} de dimensión $(n-1) \times (n-1)$ de los de la matriz \mathbf{Y} original (Grainger, 1999).

Capítulo III Desarrollo del Trabajo de Investigación

En este capítulo se describe la formulación de una nueva metodología para obtención de modelos equivalentes de red con nodos a ser eliminados que cuentan con carga y generación en redes de distribución, así como la obtención de factores de reparto de estas potencias hacia los nodos no eliminados que permitan su utilización de forma permanente en análisis de despacho económico y optimización de la expansión del sistema.

3.1 Propuesta Metodológica para Modelo Equivalente de Red con Factores Constantes de Reparto de Potencia (Carga y Generación): Metodología HMNOD

Para optimizar la operación de cualquier Sistema Eléctrico Interconectado de magnitud nacional o continental, el Operador Independiente utiliza programas comerciales que tienen modelos de programación lineal entero mixta con el objetivo de determinar el despacho óptimo (mínimo costo o máximo ingreso) de un sistema eléctrico compuesto por plantas hidroeléctricas, termoeléctricas y renovables no convencionales, así como generación distribuida en redes de distribución, que es un tipo de generación normalmente no despachable por el Operador. La mayoría de estos programas comerciales utiliza el método de flujo de potencia DC con pérdidas cuadráticas.

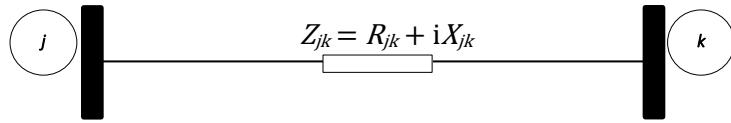
El modelo NCP, que es utilizado por el COES, ente operador del SEIN, utiliza el flujo de potencia DC, en el cual la segunda ley de Kirchoff está representada por la ecuación (94). El flujo en cada enlace entre nodos P_{jk} es proporcional a la diferencia de los ángulos nodales entre los nodos de origen y destino ($\delta_j - \delta_k$) dividido por la reactancia X_{jk} del circuito.

$$P_{jk} = \frac{\delta_j - \delta_k}{X_{jk}} \quad (94)$$

El modelo de flujo DC no considera el efecto capacitivo de las líneas de transmisión, es decir, no considera elementos “shunt”, la matriz de admitancia \mathbf{Y} a utilizar en las ecuaciones tiene la particularidad de que sus elementos diagonales son iguales al negativo de la suma de los elementos no diagonales de la respectiva fila o columna. Recordemos que la matriz de admitancia \mathbf{Y} es una matriz simétrica y que, adicionalmente, los elementos no diagonales Y_{jk} son el negativo de la inversa de la impedancia serie entre los nodos j y k :

Figura 6

Parámetros eléctricos de un enlace entre nodos j y k



Nota: Fuente: Grainger, J.J. (1999)

$$Y_{jk} = Y_{kj} = -\frac{1}{Z_{jk}} = G_{jk} + iB_{jk} \quad (95)$$

$$Y_{jj} = -\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n Y_{jk} \quad (96)$$

Por otro lado, para el problema de flujo de carga no lineal, a partir de la ecuación (12) se puede deducir que las pérdidas longitudinales de energía activa en un enlace $j - k$ están representadas por la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas}_{jk} = G_{jk} \left(|V_j|^2 + |V_k|^2 - 2|V_j||V_k| \cos(\delta_j - \delta_k) \right) \quad (97)$$

Retomando el ejemplo del sistema de 4 nodos desarrollado en numeral 2.8, considerando la ecuación (96), se cumplen las siguientes relaciones:

$$1 = -\frac{(Y_{21} + Y_{31} + Y_{41})}{Y_{11}} \quad (98)$$

$$1 = -\frac{(Y_{12} + Y_{32} + Y_{42})}{Y_{22}} \quad (99)$$

$$1 = -\frac{(Y_{13} + Y_{23} + Y_{43})}{Y_{33}} \quad (100)$$

$$1 = -\frac{(Y_{14} + Y_{24} + Y_{34})}{Y_{44}} \quad (101)$$

Aplicando el método de Eliminación Gaussiana para eliminar el nodo 1 tenemos:

$$\mathbf{Y}^{(1)} = \begin{bmatrix} Y_{22}^{(1)} & Y_{23}^{(1)} & Y_{24}^{(1)} \\ Y_{32}^{(1)} & Y_{33}^{(1)} & Y_{34}^{(1)} \\ Y_{42}^{(1)} & Y_{43}^{(1)} & Y_{44}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(Y_{22} - \frac{Y_{21}Y_{12}}{Y_{11}}\right) & \left(Y_{23} - \frac{Y_{21}Y_{13}}{Y_{11}}\right) & \left(Y_{24} - \frac{Y_{21}Y_{14}}{Y_{11}}\right) \\ \left(Y_{32} - \frac{Y_{31}Y_{12}}{Y_{11}}\right) & \left(Y_{33} - \frac{Y_{31}Y_{13}}{Y_{11}}\right) & \left(Y_{34} - \frac{Y_{31}Y_{14}}{Y_{11}}\right) \\ \left(Y_{42} - \frac{Y_{41}Y_{12}}{Y_{11}}\right) & \left(Y_{43} - \frac{Y_{41}Y_{13}}{Y_{11}}\right) & \left(Y_{44} - \frac{Y_{41}Y_{14}}{Y_{11}}\right) \end{bmatrix} \quad (102)$$

Al aplicarse las relaciones de las ecuaciones (95) y (96) a los elementos de la nueva matriz de admitancia $\mathbf{Y}^{(1)}$, se verifica que cumplen con las relaciones (98) a (101), es decir, que la suma de los elementos de cada fila de la matriz de admitancia reducida $\mathbf{Y}^{(1)}$ es igual a cero, por lo que, luego de eliminar un nodo m en un sistema, existen enlaces equivalentes entre los nodos que permanecen en el sistema, cuyos parámetros $R_{jk}^{(m)}$ y $X_{jk}^{(m)}$ se hallan despejando $Z_{jk}^{(m)}$ de la ecuación (95), utilizando $Y_{jk}^{(m)}$ conforme la ecuación (82), la cual guarda relación con la ecuación (93) de la Reducción de Kron cuando un nodo m con corriente neta cero ($I_m = 0$) es eliminado del sistema y es utilizada una matriz de admitancia equivalente:

$$Y_{jk}^{(m)} = Y_{jk}^{(m-1)} - \frac{Y_{jm}^{(m-1)}Y_{mk}^{(m-1)}}{Y_{mm}^{(m-1)}} \quad \text{Para } j \text{ y } k = m+1, m+2, \dots, n \quad (103)$$

$$R_{jk}^{(m)} = \text{Real} \left[-\frac{1}{Y_{jk}^{(m)}} \right] \quad X_{jk}^{(m)} = \text{Imag} \left[-\frac{1}{Y_{jk}^{(m)}} \right] \quad (104)$$

Retomando el sistema de 4 nodos, nótese que cada corriente I_1, I_2, I_3 y I_4 del sistema de ecuaciones originales (56) a (59) es la corriente neta, es decir la diferencia entre las corrientes de generación y las de carga en dicho nodo:

$$I_j = (\sum I_{Gen} - \sum I_{Carga})_j \quad (105)$$

La forma en cómo se “reparte” la corriente del nodo eliminado (en este caso el nodo 1) hacia los nodos que permanecen en el sistema, pudiendo ser considerado como una repartición de fuentes de corriente controlada (Vergura, 2009), sólo depende de la relación negativa entre la admitancia Y_{11} de la matriz de admitancia original \mathbf{Y} y el elemento diagonal relativo al nodo eliminado Y_{11} . Al reducir uno de los nodos de un sistema donde se desconsideran elementos “shunt”, que es la misma consideración del flujo de potencia DC, la suma de las corrientes “repartidas” hacia los otros nodos es igual a la corriente neta original del nodo eliminado, tal como vemos en el siguiente artificio utilizando la ecuación (98) y verificando la igualdad entre las expresiones (61) y (65), (62) y (66), (63) y (67). Al eliminar el nodo 1 tenemos:

$$I_1 = \frac{Y_{11}}{Y_{11}} I_1 = -\frac{(Y_{21} + Y_{31} + Y_{41})}{Y_{11}} I_1 = -\frac{Y_{21}}{Y_{11}} I_1 - \frac{Y_{31}}{Y_{11}} I_1 - \frac{Y_{41}}{Y_{11}} I_1 = FR_{12} I_1 + FR_{13} I_1 + FR_{14} I_1 \quad (106)$$

$$I_2^{(1)} = I_2 - \frac{Y_{21}}{Y_{11}} I_1 = I_2 + FR_{12} I_1 \quad (107)$$

$$I_3^{(1)} = I_3 - \frac{Y_{31}}{Y_{11}} I_1 = I_3 + FR_{13} I_1 \quad (108)$$

$$I_4^{(1)} = I_4 - \frac{Y_{41}}{Y_{11}} I_1 = I_4 + FR_{14} I_1 \quad (109)$$

Donde FR_{1x} es el factor de reparto de corriente del nodo 1 hacia el nodo x , para $x = 2, 3, 4$. De la ecuación (106) notamos que los factores de reparto (FR) referentes a un nodo eliminado en un modelamiento que desconsidera elementos shunt, suman 1.

Con el objetivo de reducir partes de la red no esenciales para el problema de despacho económico, recordando que, para optimizar la operación de una red eléctrica el modelo NCP considera flujo DC, donde las tensiones se consideran iguales a 1.00 en por

unidad (*pu*) y el flujo sólo depende de la diferencia angular entre nodos, descrito en la ecuación (94), y que trabaja apenas con la Potencia Activa como demanda por nodo; podríamos considerar que la corriente neta en *pu* en nodos de demanda y generación no despachable, es aproximadamente la Potencia Activa en *pu*, approximando el ángulo de cada tensión nodal δ_j igual a 0° . Dicho ángulo es 0° con respecto a los nodos que permanecerían luego de la eliminación de nodos:

$$I_j = \frac{S_j^*}{V_j} = \frac{P_j - iQ_j}{|V_j| \angle \delta_j} \quad (110)$$

Al hacer esta consideración estaremos asumiendo que todos los V_j son iguales a 1 y en consecuencia sus complejos conjugados V_j^* también, con ello, la diferencia angular entre cualquier nodo j y k dada por $\delta_j - \delta_k$ se asume igual a cero haciendo nulas las pérdidas de la ecuación (97), por lo que se esperará una pequeña diferencia entre el volumen total de potencia inyectada en el nodo slack luego de hacer la validación con análisis de Flujo de Carga entre el modelo completo y el modelo equivalente reducido.

Conjugando los elementos de la ecuación (110) obtenemos que la potencia aparente neta de generación y carga de un nodo j es aproximadamente el conjugado de la magnitud de la corriente:

$$I_j^* = \frac{S_j}{V_j^*} = \frac{P_j + iQ_j}{|V_j| \angle -\delta_j} \cong \frac{P_j + iQ_j}{1.00 \angle (0^\circ)} \cong S_j = (\sum S_{Generación} - \sum S_{Carga})_j \quad (111)$$

Con esta relación, para el sistema de 4 nodos, podemos escribir las ecuaciones conjugadas de las ecuaciones (107), (108) y (109) de la siguiente manera:

$$I_2^{*(1)} = I_2^* - \frac{Y_{21}^*}{Y_{11}^*} I_1^* \quad (112)$$

$$I_3^{*(1)} = I_3^* - \frac{Y_{31}^*}{Y_{11}^*} I_1^* \quad (113)$$

$$I_4^{*(1)} = I_4^* - \frac{Y_{41}^*}{Y_{11}^*} I_1^* \quad (114)$$

Y de forma general, podemos escribir la ecuación (83) de la siguiente forma:

$$I_j^{*(m)} = I_j^{*(m-1)} - \frac{Y_{jm}^{*(m-1)}}{Y_{mm}^{*(m-1)}} I_m^{*(m-1)} \quad \text{Para } j = m+1, m+2, \dots, n \quad (115)$$

Finalmente, reemplazando la ecuación (111) en la ecuación (115), obtenemos:

$$S_j^{(m)} \cong S_j^{(m-1)} - \frac{Y_{jm}^{*(m-1)}}{Y_{mm}^{*(m-1)}} S_m^{(m-1)} \quad \text{Para } j = m+1, m+2, \dots, n \quad (116)$$

Utilizando el complejo conjugado de la ecuación (82) para la etapa de eliminación $(m-1)$ y reemplazándolo en la ecuación (116) obtenemos los factores de reparto de las Potencias aparentes de los nodos ***m*** y ***m-1*** en términos de los términos de la matriz de admitancias de la etapa de eliminación ***m-2***:

$$S_j^{(m)} \cong S_j^{(m-2)} - \left(\frac{Y_{j(m-1)}^{*(m-2)} Y_{mm}^{*(m-2)} - Y_{jm}^{*(m-2)} Y_{(m-1)m}^{*(m-2)}}{Y_{mm}^{*(m-2)} Y_{(m-1)(m-1)}^{*(m-2)} - (Y_{(m-1)m}^{*(m-2)})^2} \right) S_{(m-1)}^{(m-2)} - \left(\frac{Y_{jm}^{*(m-2)} Y_{(m-1)(m-1)}^{*(m-2)} - Y_{j(m-1)}^{*(m-2)} Y_{(m-1)m}^{*(m-2)}}{Y_{mm}^{*(m-2)} Y_{(m-1)(m-1)}^{*(m-2)} - (Y_{(m-1)m}^{*(m-2)})^2} \right) S_m^{(m-2)} \quad (117)$$

En la ecuación (117) los factores de reparto hacia cada nodo *j* remanente en el sistema reducido son iguales a una serie de operaciones acumulativas de los elementos de las matrices de admitancia de las etapas previas de eliminación, en este caso la etapa ***(m-2)***.

Los elementos diagonales $Y_{(m-1)(m-1)}^{*(m-2)}$ y $Y_{mm}^{*(m-2)}$ siempre son diferentes de cero, pues como sabemos, son el negativo de la suma de los elementos $Y_{j(m-1)}^{*(m-2)}$ y $Y_{jm}^{*(m-2)}$.

También notamos que la forma en como quedan repartidos es totalmente lineal e independiente de la magnitud de la potencia aparente S_k de cada nodo eliminado, pudiendo ser determinados factores de reparto de carga o de generación constantes al final de la eliminación de m nodos hacia los $(n-m)$ nodos remanentes del sistema, pues dependen apenas de los elementos constantes de las matrices \mathbf{Y} y su conjugada \mathbf{Y}^* , que son números complejos, por lo que serían factores fasoriales referentes a cada nodo k eliminado, y cuya suma es igual a 1.

Definimos entonces las siguientes ecuaciones:

$$FRP_{jk}^{(0)} = \begin{cases} 1 & \text{para } j = k \\ 0 & \text{para } j \neq k \end{cases} \quad \text{Para } j, k = 1, 2, \dots, n \quad (118)$$

$$FRP_{jk}^{(m)} = FRP_{jk}^{(m-1)} - FRP_{mk}^{(m-1)} \frac{Y_{jm}^{*(m-1)}}{Y_{mm}^{*(m-1)}} \quad \text{Para } j = m+1, \dots, n \text{ y } k = 1, 2, \dots, m \quad (119)$$

$$1 = \sum_{\substack{j=m+1 \\ k \leq m}}^n FRP_{jk}^{(m)} \quad (120)$$

$$S_j^{(m)} = S_j + \sum_{k=1}^m S_k FRP_{jk}^{(m)} \quad \text{Para } j = m+1, m+2, \dots, n \quad (121)$$

$$P_j^{(m)} = P_j + \text{Real} \left[\sum_{k=1}^m S_k FRP_{jk}^{(m)} \right] \quad (122)$$

$$Q_j^{(m)} = Q_j + \text{Imag} \left[\sum_{k=1}^m S_k FRP_{jk}^{(m)} \right] \quad (123)$$

Donde:

$FRP_{jk}^{(0)}$: Factor de Reparto de Potencia Aparente desde el nodo k hacia el nodo j para el sistema original (cero nodos eliminados), conformando una matriz Identidad, pues cada nodo está 100% “repartido” hacia sí mismo.

$FRP_{jk}^{(m)}$: Factor Fasorial de reparto de Potencia Aparente desde el nodo k eliminado, que pertenece al conjunto de nodos eliminados 1 hasta m , hacia el nodo j , que pertenece al conjunto de nodos remanentes desde $m+1$ hasta n , y depende de los parámetros de la matriz de admitancia conjugada \mathbf{Y}^* de la etapa de eliminación del nodo $m-1$.

- S_k : Potencia Aparente del nodo k eliminado.
 P_j : Potencia Activa original del nodo j en el sistema de n nodos.
 Q_j : Potencia Reactiva original del nodo j en el sistema de n nodos.
 $P_j^{(m)}$: Potencia Activa del nodo j en el sistema equivalente de $(n-m)$ nodos.
 $Q_j^{(m)}$: Potencia Reactiva del nodo j en el sistema equivalente de $(n-m)$ nodos.

Sustituyendo la ecuación (111) en la ecuación (121) obtenemos que se puede tratar de forma separada la generación y la carga, independientemente de la magnitud de estas, con el mismo factor $FRP_{jk}^{(m)}$ para cada Potencia S_k original en los nodos eliminados.

$$S_j^{(m)}_{Gen} = S_j \text{ }_{Gen} + \sum_{k=1}^m S_k \text{ }_{Gen} FRP_{jk}^{(m)} \quad (124)$$

$$S_j^{(m)}_{Carga} = S_j \text{ }_{Carga} + \sum_{k=1}^m S_k \text{ }_{Carga} FRP_{jk}^{(m)} \quad (125)$$

Combinando las ecuaciones (103), (104), (124) y (125) obtendremos un sistema equivalente para cualquier magnitud de cada S_k en los nodos eliminados, útil para cualquier periodo de tiempo analizado, sabiendo que, por ser el resultado de una aproximación conforme la ecuación (111), presentará pequeñas diferencias comparado al sistema original debido a la desconsideración de pérdidas en los enlaces adyacentes a los nodos eliminados.

En adelante llamaremos a esta metodología para reducción de redes como HMNOD.

3.2 Programación del Algoritmo de HMNOD

Para programar el algoritmo de HMNOD, que determina los factores fasoriales de reparto de carga/generación y los parámetros de la red equivalente, se tienen las siguientes consideraciones y premisas:

- Se enumeran todos los nodos del sistema a reducir de 1 a n ;
- Se declaran los enlaces de transmisión del nodo j al nodo k considerando parámetros de resistencia y reactancia en por unidad (r_{pu} y x_{pu}) de los enlaces;
- Los cálculos de impedancia en pu deben considerar impedancia base (Z_{base}) con Potencia Aparente $S_{base} = 100$ MVA y tensión base V_{base} igual a la tensión nominal de los nodos en kV;
- Se desconsideran elementos shunt de las líneas de transmisión para cumplir con la ecuación (96);
- Mantener en el sistema reducido los nodos con elementos de compensación shunt, para evitar incluirlos en la reducción de la matriz de admitancia equivalente;
- Declarar los nodos que poseen carga y generación para un determinado instante de tiempo (nivel de carga) para calcular el reparto final de estos hacia los nodos remanentes;
- Definir nodos a eliminar, preferentemente nodos tipo PQ.

El algoritmo realizará los siguientes cálculos en cada etapa de eliminación para un sistema de n nodos (matriz de admitancia \mathbf{Y} de dimensión $n \times n$):

- Determinará nueva matriz de admitancia conjugada $\mathbf{Y}^{*(m)}$ utilizando la ecuación (103) de dimensión de dimensión $n-m \times n-m$;
- Reenumerará los nodos remanentes de forma correlativa de 1 a $n-m$;
- Determinará los factores de reparto de potencia $\mathbf{FRP}_{jk}^{(m)}$ de acuerdo con la aplicación de la ecuación (119) para cada nodo del sistema original hacia los nodos

remanentes;

- Aplicará los factores de reparto a cada carga y generación declarada por nodo en el sistema original.

Una vez finalizado el proceso de eliminación de m nodos se obtendrán las siguientes salidas:

- Enlaces equivalentes entre $n-m$ nodos remanentes del sistema reducido con sus parámetros r_{pu} y x_{pu} conforme ecuación (104);
- Tabla con los factores de reparto para cada uno de los n nodos del sistema original hacia los $n-m$ nodos remanentes;
- Tablas con la carga y generación repartida de los nodos declarados hacia los $n-m$ nodos remanentes del sistema reducido;
- Tabla con la carga y generación total equivalente en cada uno de los $n-m$ nodos del sistema reducido para el nivel de carga declarado.

El algoritmo de HMNOD se ha programado en lenguajes para MATLAB y VBA Excel, cuyos códigos están en los APÉNDICES A y B.

3.3 Validación de la Metodología de Reducción de Nodos HMNOD

Para validar el método, se ha elegido un sistema de 10 nodos, tomado de la página 447 del libro “Power System Analysis” del autor Hadi Saadat. Este sistema es un ejemplo del capítulo 10: “Fallas desbalanceadas”, y de él se han considerado las reactancias serie de los circuitos y dos generadores ubicados en los nodos 1 y 10. No se ha considerado el nodo 11 ni los elementos relativos a él (generador y transformador hacia el nodo 7). Las resistencias serie de los enlaces de transmisión han sido elegidas en torno al 10% de las

reactancias serie.

Este sistema de 10 nodos se ha modelado por completo en el programa Power World Simulator GSO, en adelante Power World, un software libre educativo cuyos co-creadores son los investigadores Glover, Sarma y Overbye, también co-autores del libro “Power System – Analysis and Design”, que permite modelar sistemas eléctricos de potencia de hasta 40 nodos.

La carga y la generación también han sido elegidas adrede. A continuación, presentamos los parámetros de los circuitos del sistema original y los valores de ángulo y tensión en los nodos de carga y generación, obtenidos a partir de un análisis de flujo de potencia en Power World.

Tabla 1

Nodos de Generación del Sistema Original de 10 Nodos Caso A

Nodos	Generación		Tensión kV	δ (°)
	MW	MVAr		
1 (slack)	102.863	32.925	231.00	0.00 °
10 (PV)	50.000	22.042	231.00	-2.12 °
Total	152.863	54.967	-	-

Nota: Elaboración propia

Tabla 2

Nodos de Carga del Sistema Original de 10 Nodos Caso A

Nodos	Carga		Tensión kV	δ (°)
	MW	MVAr		
2 (PQ)	40.0	8.0	227.229	-3.26 °
6 (PQ)	30.0	5.0	218.494	-9.17 °
8 (PQ)	55.0	5.5	209.368	-16.78 °
9 (PQ)	25.0	5.0	209.398	-15.70 °
Total	150.0	23.5	-	-

Nota: Elaboración propia

Tabla 3

Parámetros de los circuitos del Sistema Original de 10 Nodos

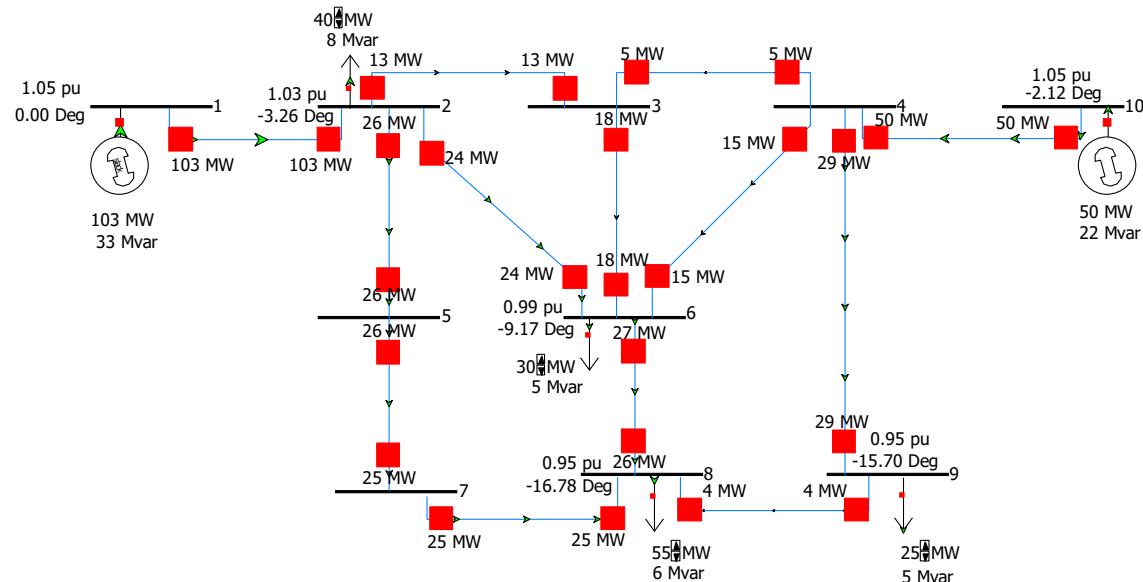
Enlaces (Líneas de Transmisión)			
De	Hacia	Rpu	Xpu
1	2	0.00	0.06
2	3	0.05	0.30
2	5	0.02	0.15
2	6	0.07	0.45
3	4	0.06	0.40
3	6	0.04	0.40
4	6	0.08	0.60
4	9	0.09	0.70
4	10	0.00	0.08
5	7	0.05	0.43
6	8	0.06	0.48
7	8	0.03	0.35
8	9	0.05	0.48

Nota: Elaboración propia

Se puede observar que se tiene un total de 150 MW de carga con 2.863 MW de pérdidas, asumidas por el generador “slack” en el nodo 1. Nótese también los flujos en los enlaces 6-8 y 8-9, que están alrededor de los 26 MW y 4 MW, respectivamente.

Figura 7

Flujo de Potencia del Sistema Original de 10 Nodos Caso A



Nota: Elaboración propia

3.3.1 Reducción a 4 nodos con HMNOD eliminando apenas nodos PQ

Fueron elegidos para permanecer en el sistema reducido los nodos PV 1 y 10 y PQ 6, 9, siendo eliminados apenas nodos del tipo PQ, con los siguientes resultados:

Tabla 4

Parámetros de los circuitos del Sistema Equivalente con Nodos 1-6-9-10

Enlaces Equivalentes			
De	Hacia	Rpu	Xpu
1	6	0.039174	0.343493
1	9	0.235472	2.553210
1	10	0.187007	1.805705
6	9	0.128823	0.895185
6	10	0.052686	0.535594
9	10	0.088565	0.955387

Nota: Elaboración propia

Se puede notar que la generación no se reparte hacia los nodos 6 y 9 ya que los nodos 1 y 10 permanecen en el sistema. Por otro lado, la demanda de los nodos 2 y 8 que son eliminadas si se reparte hacia las que permanecen, y en cualquier caso suman lo mismo que la carga inicial, mostrada en la tabla 2:

Tabla 5

Reparto de Generación hacia el Sistema Equivalente de 4 nodos

Generación De\Hacia	1		6		9		10		Total	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	102.863	32.925	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	102.863	32.925
10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	50.000	22.042	50.000	22.042
Total	102.863	32.925	0.000	0.000	0.000	0.000	50.000	22.042	152.863	54.967

Nota: Elaboración propia

Tabla 6*Reparto de Carga hacia el Sistema Equivalente de 4 nodos*

Carga DelHacia	1		6		9		10		Total	
	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
2	30.654	7.180	7.055	0.593	0.949	0.100	1.342	0.127	40.000	8.000
6	0.000	0.000	30.000	5.000	0.000	0.000	0.000	0.000	30.000	5.000
8	8.674	1.204	23.824	1.911	22.127	2.385	0.375	0.001	55.000	5.500
9	0.000	0.000	0.000	0.000	25.000	5.000	0.000	0.000	25.000	5.000
Total	39.328	8.383	60.878	7.503	48.077	7.486	1.717	0.128	150.000	23.500

*Nota: Elaboración propia***Tabla 7***Factores Fasoriales de Reparto de Carga y Generación*

DelHacia	1		6		9		10		Total	
	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag
1	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%	0%
2	77.1%	2.5%	17.2%	-2.0%	2.3%	-0.2%	3.3%	-0.3%	100%	0%
3	32.1%	0.1%	41.4%	-0.2%	3.4%	-0.4%	23.1%	0.5%	100%	0%
4	4.4%	-0.5%	14.8%	-1.5%	8.3%	-0.8%	72.5%	2.7%	100%	0%
5	67.2%	2.0%	21.4%	-1.7%	8.5%	0.0%	2.9%	-0.3%	100%	0%
6	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%	0%
7	38.9%	0.8%	33.5%	-1.1%	26.0%	0.4%	1.7%	-0.2%	100%	0%
8	15.8%	0.6%	43.2%	-0.8%	40.3%	0.3%	0.7%	-0.1%	100%	0%
9	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%	0%
10	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100%	0%

Nota: Elaboración propia

Los factores fasoriales de reparto de carga y generación para cada nodo del sistema original hacia los nodos remanentes suman 1, pues la sumatoria de las partes imaginarias es cero, y para el sistema de prueba analizado, el mayor valor imaginario es igual a 2,7%. La parte imaginaria de los factores fasoriales depende mucho de la relación R/X de los enlaces de transmisión, pero podría despreciarse para hacer análisis de optimización energética, que por lo general no considera demanda de energía reactiva, además de considerar flujo de potencia DC.

En la siguiente tabla, con fondo blanco están la carga y generación total en cada nodo obtenido a través de HMNOD, y en fondo a colores, coincidentes a los colores de cada nodo en las tablas 1 y 2, tenemos el resultado del flujo de potencia AC en Power World, notándose que la diferencia en tensiones en por unidad y ángulos sexagesimales es muy pequeña:

Tabla 8

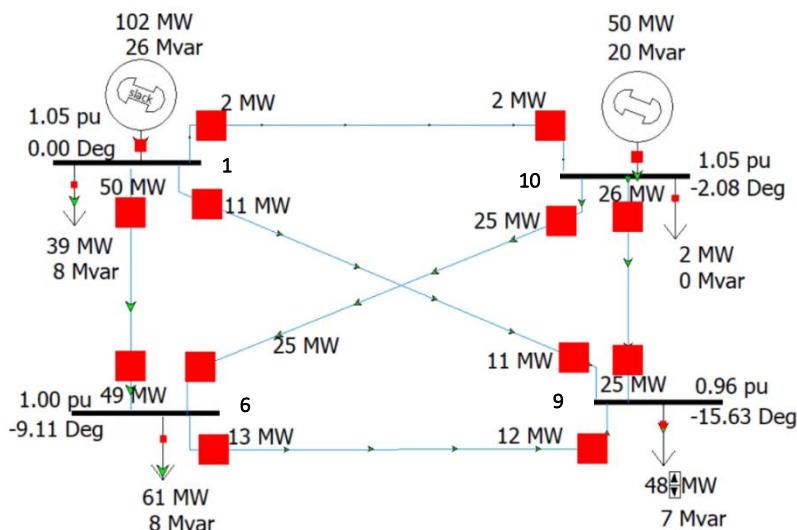
Flujo de Potencia AC del Sistema Reducido a 4 nodos Caso A

Nodo	Generación (HMNOD)		Carga (HMNOD)		Despacho Power World		V (kV)	δ (°)	ΔV (%)	$\Delta \delta$ (°)
	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar				
1 (slack)	102.863	32.925	39.328	8.383	102.443	26.403	231.00	0.00 °	0.0%	0.00
6 (PQ)	-	-	60.878	7.503	-	-	219.69	-9.11 °	0.5%	0.06
9 (PQ)	-	-	48.077	7.486	-	-	210.16	-15.63 °	0.4%	0.07
10 (PV)	50.000	22.042	1.717	0.128	50.000	20.458	231.00	-2.08 °	0.0%	0.04
Total	152.863	54.970	150.000	23.500	152.443	46.861	-	-	-	-

Nota: Elaboración propia

Figura 8

Flujo de Potencia del Sistema Reducido a 4 nodos Caso A



Nota: Elaboración propia

La diferencia de pérdidas la asume el generador “slack”, y en este caso se reducen

de 2.863 MW del sistema original a 2.443 MW. Así como las pérdidas, existe menor demanda de energía reactiva, pasando de 54.97 MVar en el sistema original a 46.86 MVar en el reducido. Esto ya era esperado, dada la consideración de flujo DC considerada en la metodología propuesta, con reducción de pérdidas y de energía reactiva fluyendo a través de menos circuitos. Tal como vemos en la tabla 4, los enlaces se redujeron de trece a sólo seis.

La mayor variación angular es de 0.07° , la cual sucede en el nodo 9 (PQ), y la mayor diferencia porcentual de tensión es de 0.5%, en el nodo 6 (PQ). Las tensiones son las mismas en los nodos PV, pues se ha ajustado el mismo setpoint que en el sistema original, igual a 1.05 pu.

Ahora vamos a alterar la carga y generación del sistema completo y también reduciremos el sistema a los mismos 4 nodos:

Tabla 9

Nodos de Generación del Sistema Original de 10 nodos Caso B

Nodos	Generación		Tensión kV	δ ($^\circ$)
	MW	MVar		
1 (slack)	77.425	28.655	231.000	0.00 $^\circ$
10 (PV)	70.000	22.504	231.000	3.09 $^\circ$
Total	147.425	51.159	-	-

Nota: Elaboración propia

Tabla 10

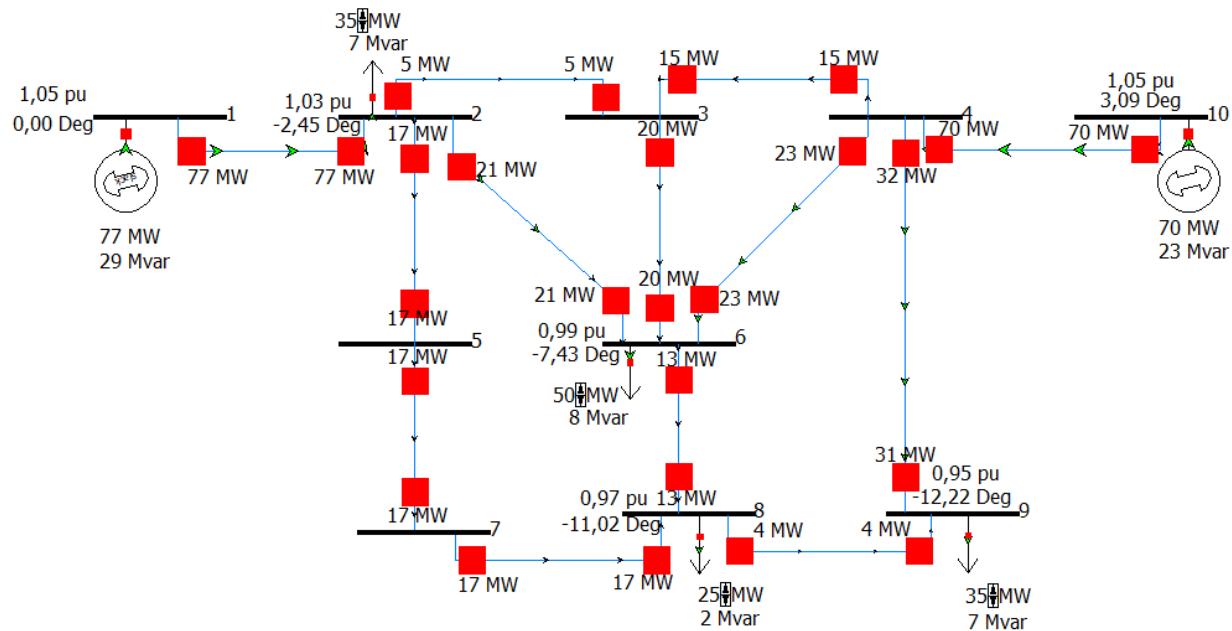
Nodos de Carga del Sistema Original de 10 nodos Caso B

Nodos	Carga		Tensión kV	δ ($^\circ$)
	MW	MVar		
2 (PQ)	35.0	7.0	227.606	-2.45 $^\circ$
6 (PQ)	50.0	8.0	218.502	-7.43 $^\circ$
8 (PQ)	25.0	2.5	213.837	-11.02 $^\circ$
9 (PQ)	35.0	7.0	209.749	-12.22 $^\circ$
Total	145.0	24.5	-	-

Nota: Elaboración propia

Figura 9

Flujo de Potencia del Sistema Original de 10 nodos Caso B



Nota: Elaboración propia

Tabla 11

Reparto de Generación hacia el Sistema Equivalente de 4 nodos Caso B

Generación		1		6		9		10		Total	
De\Hacia	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	
1	77.425	28.655	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	77.425	28.655
10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	70.000	22.504	70.000	22.504	
Total	77.425	28.655	0.000	0.000	0.000	0.000	70.000	22.504	147.425	51.159	

Nota: Elaboración propia

Tabla 12

Reparto de Carga hacia el Sistema Equivalente de 4 nodos Caso B

Carga		1		6		9		10		Total	
De\Hacia	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	
2	26.822	6.282	6.173	0.519	0.831	0.088	1.174	0.111	35.000	7.000	
6	-	-	50.000	8.000	-	-	-	-	50.000	8.000	
8	3.943	0.547	10.829	0.868	10.058	1.084	0.170	0.000	25.000	2.500	
9	-	-	-	-	35.000	7.000	-	-	35.000	7.000	
Total	30.765	6.829	67.002	9.387	45.888	8.172	1.345	0.111	145.000	24.500	

Nota: Elaboración propia

Tabla 13

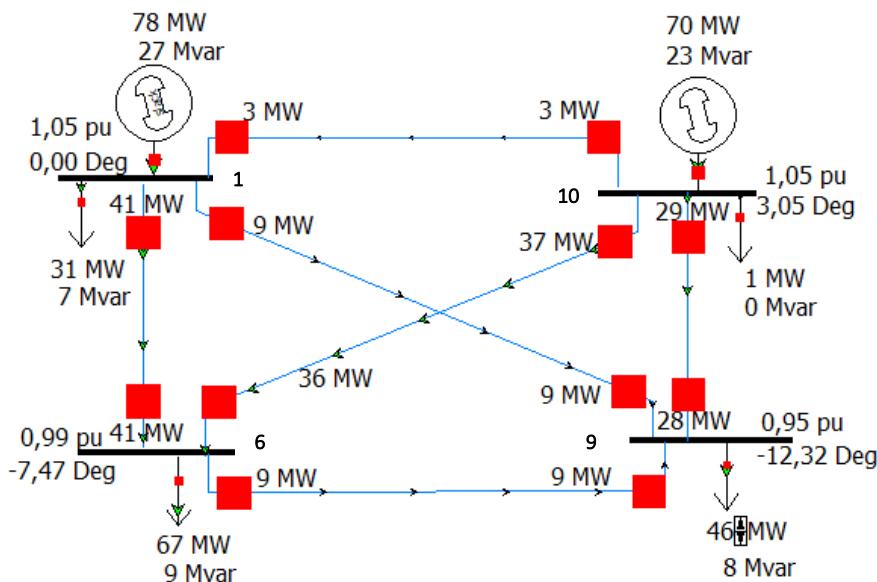
Flujo de Potencia AC del Sistema Reducido a 4 nodos Caso B

Nodo	Generación (HMNOD)		Carga (HMNOD)		Despacho Power World		V (kV)	δ (°)	ΔV (%)	$\Delta \delta$ (°)
	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar				
1 (slack)	77.425	28.655	30.765	6.829	77.522	26.688	231.000	0.00 °	0.0%	0.00
6 (PQ)	-	-	67.002	9.387	-	-	218.465	-7.47 °	0.0%	-0.04
9 (PQ)	-	-	45.888	8.172	-	-	209.305	-12.32 °	-0.2%	-0.10
10 (PV)	70.000	22.504	1.345	0.111	70.000	22.040	231.000	3.05 °	0.0%	-0.04
Total	147.425	51.159	147.522	24.500	147.522	48.728	-	-	-	-

Nota: Elaboración propia

Figura 10

Flujo de Potencia del Sistema Reducido a 4 nodos Caso B



Nota: Elaboración propia

Para este segundo análisis de flujo de potencia AC, sin haber eliminado nodos PV, los resultados continúan siendo muy aproximados al sistema real, concluyéndose que los factores de reparto de carga y generación pueden ser aplicados en cualquier condición de carga, funcionando muy bien para análisis de flujo AC, y consecuentemente funcionarán también en modelos que utilizan flujo DC y donde el análisis está más centrado desde el punto de vista energético que desde el punto de vista eléctrico.

3.3.2 Reducción a 3 nodos con HMNOD eliminando nodos PV

Este tipo de reducción ejemplifica un caso donde existe generación distribuida o autoproducción in situ, la cual es un tipo de generación no optimizable (despachable) por parte del operador, cuyo despacho es determinado libremente por consumidores o distribuidores participantes de un mercado eléctrico y las inyecciones de energía son forzadas y consideradas fijas dentro de los modelos de optimización (no optimizables).

No se recomienda reducir un nodo donde existe una central despachable por el Operador pues estaríamos aumentando el número de generadores a optimizar en cada nodo donde esta generación se estaría distribuyendo, aumentando la dificultad del procesamiento en lugar de aportar una solución que reduzca tiempos de cálculo, además de introducir resultados que no se ajustan a la realidad como despacho en múltiples partes de un generador único.

Para este ejercicio (Caso A) fueron elegidos para permanecer en el sistema reducido los nodos PQ 6, 8 y 9, siendo eliminados esta vez, nodos del tipo PV, con los siguientes resultados:

Tabla 14

Parámetros de los circuitos del Sistema Equivalente 6-8-9

Líneas Equivalentes			
De	Hacia	Rpu	Xpu
6	8	0.04262	0.34854
6	9	0.14085	1.07764
8	9	0.04895	0.46607

Nota: Elaboración propia

Tabla 15*Reparto de Carga hacia el Sistema Equivalente de 3 nodos Caso A*

Carga De\Hacia	6		8		9		Total	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
2	29.253	5.623	8.426	1.974	2.321	0.402	40.000	8.000
6	30.000	5.000	0.000	0.000	0.000	0.000	30.000	5.000
8	0.000	0.000	55.000	5.500	0.000	0.000	55.000	5.500
9	0.000	0.000	0.000	0.000	25.000	5.000	25.000	5.000
Total	59.253	10.623	63.426	7.474	27.321	5.402	150.000	23.500

*Nota: Elaboración propia***Tabla 16***Reparto de Generación hacia el Sistema Equivalente de 3 nodos Caso A*

Generación De\Hacia	6		8		9		Total	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	75.293	23.481	21.582	7.696	5.988	1.748	102.863	32.925
10	32.500	14.246	2.184	0.950	15.317	6.847	50.000	22.042
Total	107.793	37.727	23.765	8.645	21.305	8.595	152.863	54.967

Nota: Elaboración propia

Para realizar el flujo de potencia AC en Power World, se eligió el nodo 6 como "slack" con una tensión de 0.99 pu y ángulo de -9.17° (flujo AC del sistema original) y se consideraron los nodos 8 y 9 como nodos PV (debido a que estos tienen generación en el sistema equivalente), ajustándose su tensión igual a las del resultado del flujo AC del sistema original, y la potencia despachada en estos es igual al total de la reducción en HMNOD (tabla 17).

Tabla 17*Flujo de Potencia del Sistema Reducido a 3 nodos Caso A*

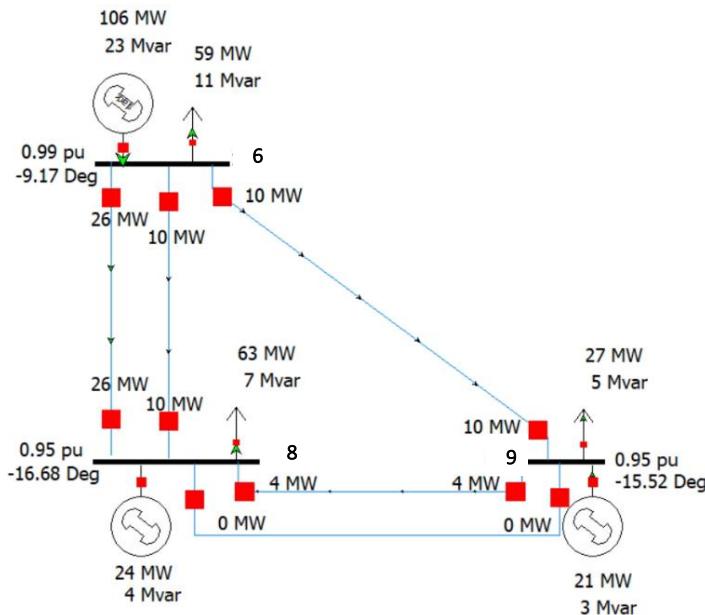
Nodo	Generación (HMNOD)		Carga (HMNOD)		Despacho Power		V (kV)	δ (°)	ΔV (%)	$\Delta \delta$ (°)
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr				
6 (slack)	107.793	37.727	59.253	10.623	105.680	22.747	218.493	-9.17 °	0.0%	0.00
8 (PV)	23.765	8.645	63.426	7.474	23.793	3.705	209.367	-16.68 °	0.0%	0.10
9 (PV)	21.305	8.595	27.321	5.402	21.305	3.337	209.398	-15.52 °	0.0%	0.18
Total	152.863	54.967	150.000	23.500	150.778	29.789	-	-	-	-

Nota: Elaboración propia

Las pérdidas se reducen de 2.863 MW a 0.778 MW y son asumidas por el generador 6 (slack), sin embargo, los ángulos en los otros nodos, al igual que en el caso anterior, difieren muy poco, hasta 0.18 ° en el nodo 9, pero esta precisión se debe a que se forzó el tipo de nodo como PV debido a la repartición de generación. Incluso, si desdoblamos las líneas equivalentes 6-8 y 8-9 en dos, una línea con los parámetros de la línea existente entre dichos nodos del sistema original y otra paralela, notamos en la figura 11 que el flujo por dichas líneas originales 6-8 y 8-9 es aproximadamente igual que en el sistema original siendo 26 MW y 4MW (ver figura 7). A pesar de haber forzado nodos PV, la energía reactiva pasa de 54.97 MVAr del sistema original a 29.79 MVAr, teniendo mayor error comparado con una reducción donde apenas se eliminan nodos PQ. Para aplicación de los factores de reparto de generación, dentro de un modelo de despacho, estaríamos forzando nodos PV con tensión igual a 1 pu e inyección de energía fija en cada uno de los nodos remanentes donde se reparte la generación del nodo eliminado.

Figura 11

Flujo de Potencia del Sistema de 3 Nodos con nodos PV forzados Caso A



Nota: Elaboración propia

Para eliminar el efecto de haber forzado los nodos como PQ, se ha restado la generación distribuida de la carga en los nodos 8 y 9 y se ha simulado apenas la carga equivalente (Caso B). En esta reducción, es inevitable definir un nodo slack, que tiene el mismo comportamiento de un nodo PV al predefinir el valor de la tensión el nodo, así que en este caso se ajustó la tensión del nodo 6 igual a 218.493 kV y el ángulo igual a -9.17 ° igual a los resultados del sistema original:

Tabla 18

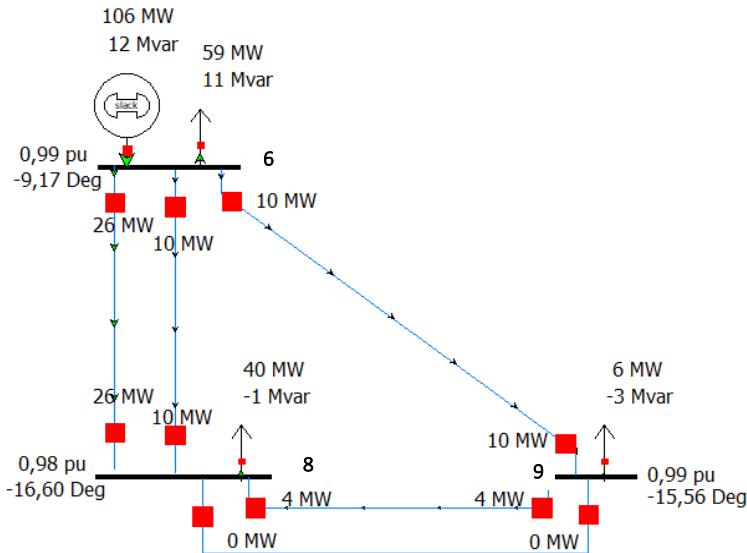
Flujo de Potencia del Sistema de 3 nodos con apenas 1 nodo Slack forzado Caso B

Nodo	Generación (HMNOD)		Carga (HMNOD)		Despacho Power		V (kV)	δ (°)	ΔV (%)	$\Delta \delta$ (°)
	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar				
6 (slack)	107.793	37.727	59.253	10.623	105.656	12.133	218.493	-9.17	0.0%	0.00
8 (PQ)	-	-	39.660	-1.171	-	-	215.420	-16.60	2.9%	0.18
9 (PQ)	-	-	6.017	-3.192	-	-	217.581	-15.56	3.9%	0.14
Total	107.793	37.727	104.930	6.260	105.656	12.133	-	-	-	-

Nota: Elaboración propia

Figura 12

Flujo de Potencia del Sistema de 3 Nodos con 1 nodo PV (Slack) forzado



Nota: Elaboración propia

Esta vez, las pérdidas se reducen de 2.863 MW a 0.726 MW, pero los niveles de tensión en los nodos 8 y 9 presentan un mayor grado de variación, siendo el mayor igual a +3.9% en el nodo 9 y la mayor diferencia angular de 0.18 ° en el nodo 8. Nótese que, al igual que en el caso donde se tienen 100% nodos PV, el flujo de potencia entre los enlaces originales 6-8 y 8-9 se mantiene prácticamente igual a 26 MW y 4 MW, respectivamente (Ver figura 7).

El problema es que en los casos simulados (A y B) se estaría predefiniendo la tensión en por lo menos un nodo donde realmente no existe generación y no podría ser considerada como PV, sin embargo, los resultados presentan márgenes de error pequeños considerando el flujo AC. Si se colocan estos modelos equivalentes dentro de un gran sistema eléctrico, donde la carga del sistema a reducir es mayor a la generación, todos estos nodos podrían simplemente considerarse como PQ, sin necesidad de forzar su representación mediante nodos PV.

Finalmente, tras analizar la reducción de nodos PV y PQ en diversas configuraciones y niveles de carga, es posible afirmar que la metodología propuesta es válida para reducir partes de un SEP que tienen menor relevancia para el Operador, pues los niveles de error en el análisis de flujo de potencia son mínimos en comparación con el caso de un modelamiento extensivo de la red (inferiores al 1%).

Para reducir los niveles de error, se sugiere eliminar preferentemente nodos del tipo PQ y así evitar la inclusión de nodos PV ficticios, pues en el modelamiento dentro de los programas de optimización energética no se pueden ajustar los niveles de tensión como dato de entrada.

Por otro lado, los factores de reparto de carga y generación obtenidos pueden aplicarse a las proyecciones de demanda utilizadas para la programación del despacho de energía. Las proyecciones de demanda son calculadas en cada nodo y para diversos horarios o bloques de energía, con información de medidores que registran las inyecciones y retiros de la red.

Como se ha mencionado anteriormente, los programas utilizados en los procesos de optimización energética (NCP y SDDP) utilizan modelos de solución de red simplificados, trabajando apenas con energía activa y utilizando flujo de carga DC, el cual ha sido considerado como base para el desarrollo de la presente metodología.

En consecuencia, si se reducen los nodos de un SEP se reducirá también el número de ecuaciones nodales de las leyes de Kirchoff, por lo que se espera que se optimicen los tiempos de simulación para la determinación de los programas de operación de corto plazo y la planificación de la expansión de un SEP.

Capítulo IV Análisis y Discusión de Resultados

En este capítulo se presenta la aplicación de la metodología propuesta al sistema eléctrico de distribución de Lima Norte 60 kV, donde se obtuvieron los modelos equivalentes de red y los factores de reparto de cada nodo eliminado hacia los nodos con transformadores 220/60 kV que conectan esta red al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano (SEIN), donde, luego de comparar los resultados de simulaciones de despacho energético entre sistemas modelados extensivamente versus el modelo equivalente, se verificó la reducción de los tiempos de simulación.

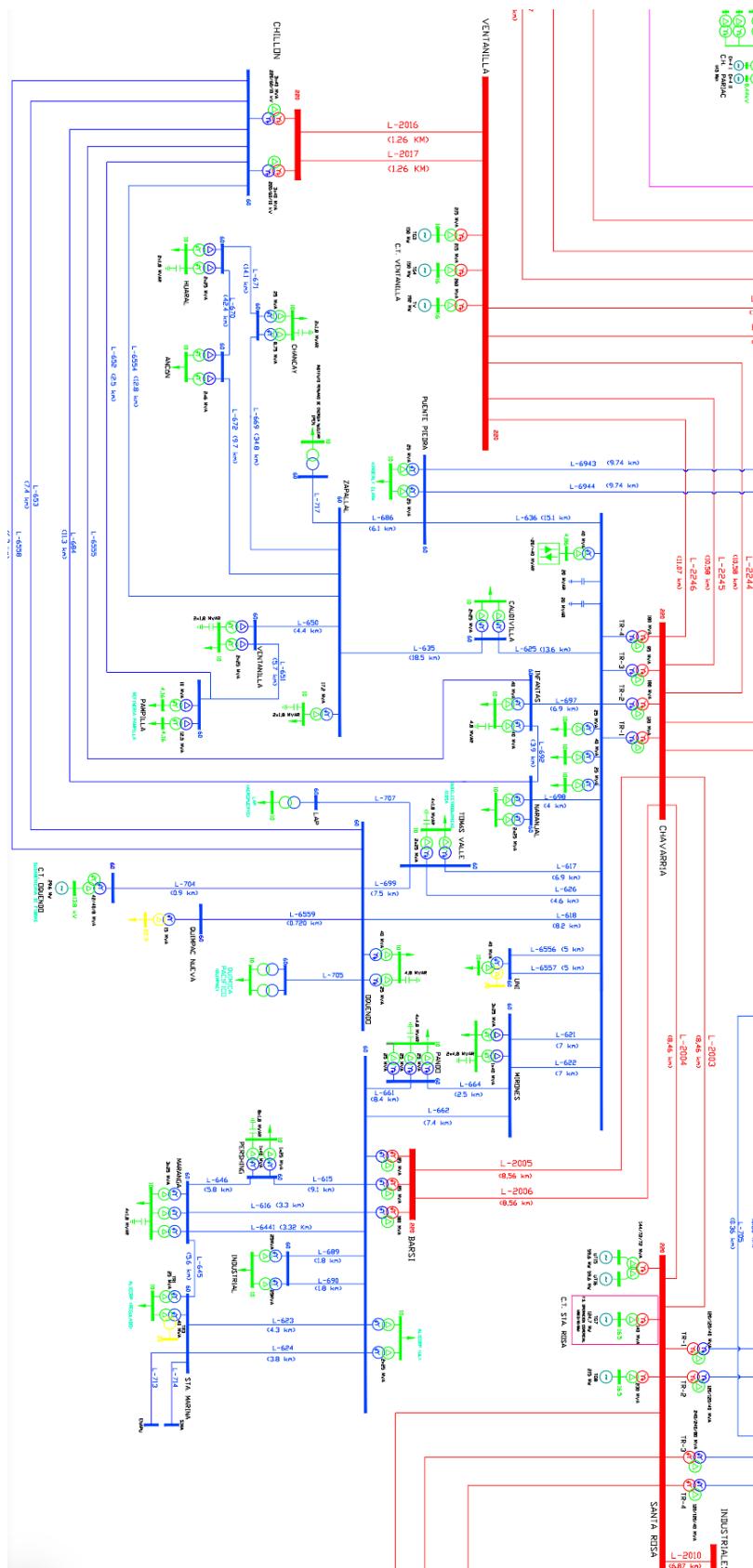
4.1 Descripción de la red de Lima Norte 60 kV en el año 2014

El sistema eléctrico de distribución en alta tensión 60 kV del área urbana norte de Lima, capital de Perú, en adelante Lima Norte 60 kV, al año 2014 estaba compuesta por 24 subestaciones en 60 kV con 38 líneas de transmisión en 60 kV, interconectadas al SEIN a través de 4 subestaciones con un total de 10 transformadores de 220/60 kV, 2 en Barsi 60 kV / Barsi 220 kV, 2 en Chavarría A 60 kV / Chavarría 220 kV, 2 en Chavarría B 60 kV / Chavarría 220 kV, 2 en Chillón 60 kV / Chillón 220 kV y 1 en Huarangal 60 kV / Zapallal 220 kV, además de la central térmica de Oquendo (CT Oquendo) con potencia instalada de 30 MW, que opera en ciclo abierto con gas natural, conectada a la subestación Oquendo 60 kV. Existen también alimentadores que son representados como retiro de energía en 22 de los 24 nodos en 60 kV (no existiendo apenas en Chavarría B y Huarangal 60 kV).

Todo este sistema de 220 kV y 60 kV se interconecta con la subestación Ventanilla 220 kV a través de 7 líneas de transmisión en 220 kV (3 en Ventanilla – Chavarría, 2 en Ventanilla – Zapallal y 2 en Ventanilla – Chillón), existiendo además 2 líneas de transmisión en 220 kV que conectan Chavarría – Barsi. En Ventanilla 220 kV está conectada la CT Ventanilla 492 MW de ciclo combinado (2 turbinas de gas de 150 MW cada una más 1 turbina a vapor de 192 MW instalados).

Figura 13

Diagrama unifilar de Lima Norte 60 kV en abril de 2014

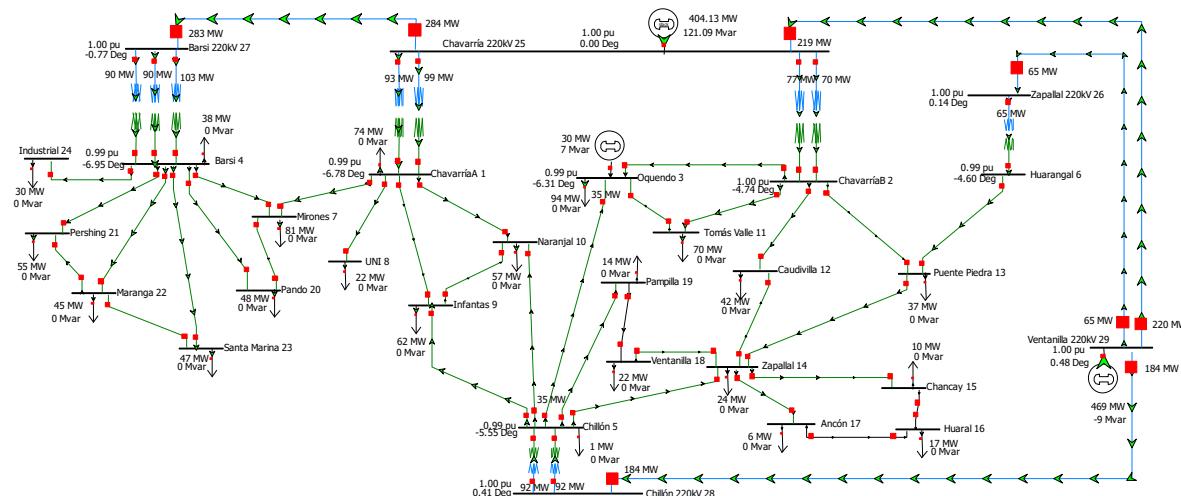


Nota: Fuente COES.ORG.PE (2014).

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar dibujado en Power World, donde el resto del SEIN, se han representado a través de un generador en el nodo de Chavarría 220 kV, siendo este el nodo slack en nuestras simulaciones. Además, se han dibujado enlaces únicos entre nodos, representando así 33 enlaces en 60 kV y 4 en 220 kV, con un total de carga de 895 MW, CT Oquendo generando 30 MW y CT Ventanilla generando 469 MW.

Figura 14

Diagrama unifilar de Lima Norte 60 kV en Power World



Nota: Elaboración propia.

Los 33 enlaces únicos entre los 24 nodos en 60 kV tienen los siguientes parámetros en por unidad, los cuales se han obtenido luego de verificar los valores de resistencia y reactancia del modelo del SEIN en DIGSILENT, programa comercial utilizado por el COES para análisis eléctrico en estado estacionario y transitorio. La impedancia base considerada es de $Z_{base} = 36 \text{ ohm}$ ($V_{base} = 60 \text{ kV}$, $S_{base} = 100 \text{ MVA}$):

Tabla 19

Parámetros de enlaces de transmisión únicos entre nodos del sistema Lima Norte 60 kV

Nº	De	Hacia	R (ohm)	X (ohm)	Rpu	Xpu
1	ChavarríaA 60kV	Mirones 60kV	0.3957903	1.5248005	0.0109942	0.0423556
2	ChavarríaA 60kV	UNI 60kV	0.1231268	0.5611880	0.0034202	0.0155886
3	ChavarríaA 60kV	Infantas 60kV	0.8564901	3.0349990	0.0237914	0.0843055
4	ChavarríaA 60kV	Naranjal 60kV	0.4944267	1.7520160	0.0137341	0.0486671
5	ChavarríaB 60kV	Oquendo 60kV	1.0935450	3.5685400	0.0303763	0.0991261
6	ChavarríaB 60kV	Tomás Valle 60kV	0.4973300 0.9155179	1.8795460 2.9860180	0.0089944	0.0320536
7	ChavarríaB 60kV	Caudivilla 60kV	1.6184620	6.2303270	0.0449573	0.1730646
8	ChavarríaB 60kV	Puente Piedra 60kV	1.6941080	6.5106890	0.0470586	0.1808525
9	Oquendo 60kV	Chillón 60kV	0.8473992 0.7136766	2.8516335 2.4016356	0.0107613	0.0362133
10	Oquendo 60kV	Tomás Valle 60kV	0.9945260	3.2437080	0.0276257	0.0901030
11	Barsi 60kV	Mirones 60kV	0.6478160	2.5749630	0.0179949	0.0715268
12	Barsi 60kV	Pando 60kV	0.7896000	2.6836800	0.0219333	0.0745467
13	Barsi 60kV	Pershing 60kV	0.7679300	3.1440900	0.0213314	0.0873358
14	Barsi 60kV	Maranga 60kV	0.2999040 0.3813348	1.2408640 1.3324328	0.0046944	0.0178557
15	Barsi 60kV	Santa Marina 60kV	0.4307135 0.4659383	1.5977220 1.7283870	0.0062171	0.0230623
16	Barsi 60kV	Industrial 60kV	0.2330184 0.2332642	0.7942344 0.7950722	0.0032381	0.0110368
17	Chillón 60kV	Infantas 60kV	0.4960204	1.8489998	0.0137783	0.0513611
18	Chillón 60kV	Naranjal 60kV	1.2852980	4.3252310	0.0357027	0.1201453
19	Chillón 60kV	Zapallal 60kV	1.5120020	5.8205230	0.0420001	0.1616812
20	Chillón 60kV	Pampilla 60kV	0.2930164	0.9860468	0.0081393	0.0273902
21	Huarangal 60kV	Puente Piedra 60kV	0.3511742	1.1817570	0.0097548	0.0328266
22	Mirones 60kV	Pando 60kV	0.2143760	0.9031230	0.0059549	0.0250868
23	Infantas 60kV	Naranjal 60kV	0.4794329	1.6988850	0.0133176	0.0471913
24	Caudivilla 60kV	Zapallal 60kV	2.0839080	7.7956570	0.0578863	0.2165460
25	Puente Piedra 60kV	Zapallal 60kV	0.6927152	2.6533580	0.0192421	0.0737044
26	Zapallal 60kV	Chancay 60kV	9.0729600	16.2266400	0.2520267	0.4507400
27	Zapallal 60kV	Ancón 60kV	2.5373400	4.5379350	0.0704817	0.1260538
28	Zapallal 60kV	Ventanilla 60kV	0.2714247	0.9454588	0.0075396	0.0262627
29	Chancay 60kV	Huaral 60kV	1.7291500	6.5583600	0.0480319	0.1821767
30	Huaral 60kV	Ancón 60kV	11.0346600	19.7350700	0.3065183	0.5481964
31	Ventanilla 60kV	Pampilla 60kV	0.7598868	2.4784150	0.0211080	0.0688449
32	Pershing 60kV	Maranga 60kV	0.5198600	2.1291400	0.0144406	0.0591428
33	Maranga 60kV	Santa Marina 60kV	0.6241727	2.3268670	0.0173381	0.0646352

Nota: Fuente: Modelo DIGSILENT de COES.ORG.PE (2014).

4.2 Planteamiento del Problema Real

A medida que se expande un sistema interconectado debido al crecimiento de demanda, consecuencia del crecimiento económico de un país o región, se deben implementar mecanismos que garanticen el suministro de energía ante cualquier tipo de perturbación que pueda ocurrir, para lo cual el parque generador de un sistema eléctrico debe contar con márgenes de reserva instalada (por ejemplo, reserva fría) así como reserva rodante que pueda ser accionada de forma rápida a través de los reguladores de frecuencia de los generadores, por lo que, cualquier porcentaje de reserva de la generación despachable hace con que el agente generador afectado pierda dinero, incurriendo en lucro cesante, lo cual incentiva la declaración de dificultades técnicas para poder implementar estos ajustes en los reguladores de velocidad de las turbinas.

Debido a este problema energético y económico, los operadores de sistemas interconectados y administradores del mercado de energía eléctrica, se han visto en la obligación de imponer porcentajes de reserva rodante mínima para regulación primaria de frecuencia, para soportar variaciones instantáneas de demanda en operación normal, y también mercados de servicios auxiliares, tales como la regulación de reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia, donde un grupo de generadores en operación reserva un porcentaje mayor de energía para que pueda inyectarla y aportar inercia luego de grandes perturbaciones o fallas, así como programas de reducción voluntaria de demanda, donde los grandes consumidores reciben una compensación económica por reducir el consumo de sus instalaciones industriales conforme programación coordinada con el operador.

Esta serie de mecanismos introducen mayor dificultad para el problema de optimización del despacho de generadores, aumentando el número de restricciones al problema, lo que aumenta el tiempo computacional para llegar a resultados.

Este problema no ha sido ajeno al SEIN, por lo que el COES se ha visto en la obligación de reducir partes de la red que son de menor relevancia para la optimización del despacho, pero sin contar con una metodología válida para hallar redes equivalentes constantes, debido a la dificultad de repartir la energía de los nodos no representados dentro de los modelos de optimización.

Dentro del modelo NCP, que junto con el modelo SDDP, ambos de la compañía PSR Inc., son utilizado por el COES para optimizar el despacho en el corto plazo y hacer el análisis de expansión del sistema de largo plazo, la red de Lima Norte 60 kV ha sido modelada de forma reducida, con 9 nodos y 10 enlaces de transmisión.

Los nodos considerados en NCP y los enlaces de transmisión considerados por el COES de forma empírica son:

Tabla 20

Nodos Considerados por el COES en NCP del sistema reducido Lima Norte 60 kV.

Nº	Nodo en 60 kV
1	Chavarría A
2	Chavarría B
3	Oquendo
4	Barsi
5	Chillón
6	Huarangal
7	Mirones
8	Naranjal
9	Zapallal

Nota: Fuente: Programa de Diario de Operación (Modelo NCP) del COES.ORG.PE (2014).

Tabla 21

Enlaces de transmisión en NCP del sistema Lima Norte 60 kV reducido de forma empírica.

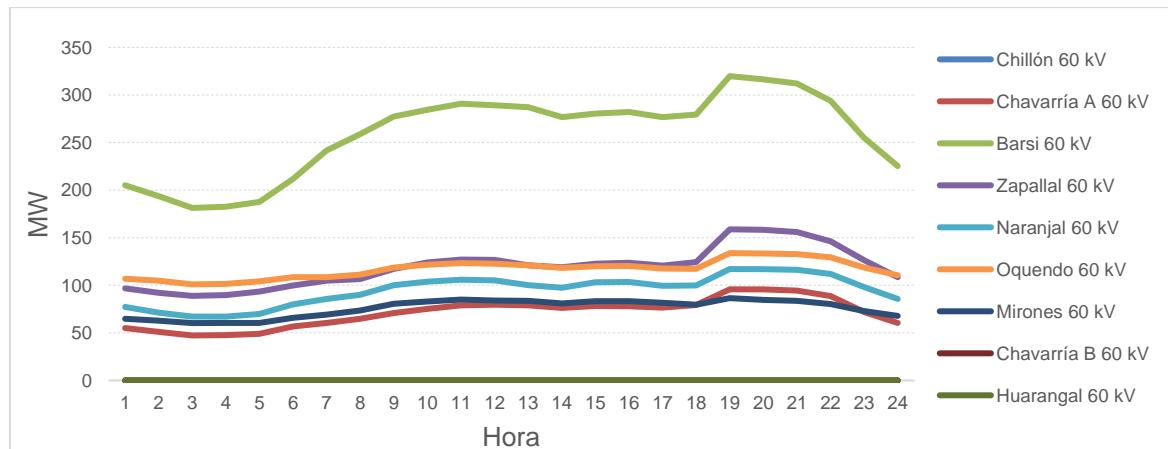
N°	De	Hacia	Rpu	Xpu
1	Chillón 60 kV	Zapallal 60 kV	0.007758	0.025953
2	Chillón 60 kV	Naranjal 60 kV	0.041564	0.13556
3	Chillón 60 kV	Oquendo 60 KV	0.027403	0.089377
4	Chavarría A 60 kV	Naranjal 60 kV	0.001244	0.004408
5	Chavarría A 60 kV	Mirones 60 kV	0.003665	0.014119
6	Chavarría A 60 kV	Chavarría B 60 kV	0.000000	0.000001
7	Barsi 60 kV	Mirones 60 kV	0.003314	0.018259
8	Zapallal 60 kV	Chavarría B 60 kV	0.001210	0.004654
9	Zapallal 60 kV	Huarangal 60 kV	0.015279	0.051416
10	Oquendo 60 KV	Chavarría B 60 kV	0.004633	0.016149

Nota: Fuente: Programa de Diario de Operación (Modelo NCP) del COES.ORG.PE (2014).

Por otro lado, apenas 6 de los 9 nodos posee demanda, siendo apenas Chillón, Chavarría B y Huarangal 60 kV los nodos a donde no se trasladó demanda de los nodos no considerados. Nótese que el nodo Chillón 60 kV posee carga pequeña (1 MW en horario pico) en el diagrama unifilar de la figura 14, por lo que el COES trasladó esa carga hacia alguno de los nueve nodos remanentes. En resumen, es evidente que se realizó un agrupamiento de forma empírica y arbitraria de la información de demanda.

Figura 15

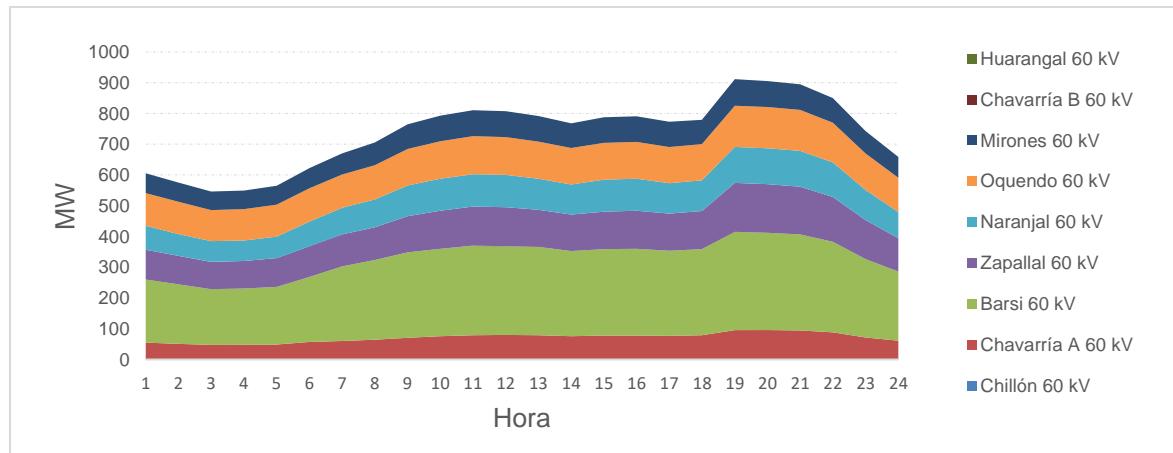
Demanda por Nodo de Lima Norte 60 kV en NCP del día 30/04/2014



Nota: Fuente: Programa de Diario de Operación (Modelo NCP) del COES.ORG.PE (2014).

Figura 16

Demanda Agregada del Sistema Lima Norte 60 kV en NCP del día 30/04/2014



Nota: Fuente: Programa de Diario de Operación (Modelo NCP) del COES.ORG.PE (2014).

Aplicando HMNOD para reducir el sistema hacia 9 nodos, encontramos los siguientes parámetros equivalentes para 11 enlaces y no apenas 10, siendo que no existe enlace entre Chavarría A y Chavarría B 60 kV por ser un enlace abierto. Nótese que los parámetros del enlace equivalente Nº3 de la tabla 22 (Oquendo 60 kV – Chillón 60 kV) en el sistema reducido son los mismos al del sistema original (ver línea Nº9 en la tabla 19):

Tabla 22

Parámetros de Enlaces de transmisión de Lima Norte 60 kV reducido con HMNOD en 9 nodos

Nº	De	Hacia	Rpu	Xpu
1	Chillón 60 kV	Zapallal 60 kV	0.019704569	0.06972015
2	Chillón 60 kV	Naranjal 60 kV	0.017653207	0.06181824
3	Chillón 60 kV	Oquendo 60 KV	0.010761257	0.03621335
4	Chavarría A 60 kV	Naranjal 60 kV	0.011178244	0.03947321
5	Chavarría A 60 kV	Mirones 60 kV	0.010994175	0.04235557
6	Chavarría A 60 kV	Chavarría B 60 kV	No determinado en HMNOD por ser enlace abierto	
7	Barsi 60 kV	Mirones 60 kV	0.010965759	0.04164376
8	Zapallal 60 kV	Chavarría B 60 kV	0.062350448	0.24504052
9	Zapallal 60 kV	Huarangal 60 kV	0.032984106	0.11990868
10	Oquendo 60 KV	Chavarría B 60 kV	0.016605436	0.054722
11	Chavarría A 60 kV	Chillón 60 kV	0.062184266	0.22742146
12	Chavarría B 60 kV	Huarangal 60 kV	0.080678919	0.29422979

Nota: Elaboración Propia

Comparando la tabla 21, que tiene los parámetros considerados por el COES, con la tabla 22, que contiene 2 enlaces adicionales, notamos que en el sistema reducido empíricamente por el COES los parámetros son muy inferiores en magnitud, por lo que tenemos el diagnóstico de ellos en la siguiente tabla:

Tabla 23

Diagnóstico de enlaces de transmisión en NCP del sistema Lima Norte 60 kV reducido empíricamente

Nº	De	Hacia	$\Delta R_{pu} = R_{HMNOD} - R_{NCP}$	$\Delta X_{pu} = X_{HMNOD} - X_{NCP}$	¿Existe en Sistema Completo?	Diagnóstico de los parámetros equivalentes
1	Chillón 60 kV	Zapallal 60 kV	- 0.012	- 0.044	Existe Enlace directo + Enlace pasando por Pampilla y Ventanilla 60 kV	Incorrecto
2	Chillón 60 kV	Naranjal 60 kV	+0.024	+0.074	Enlace directo + Enlace pasando por Infantas 60 kV	Incorrecto
3	Chillón 60 kV	Oquendo 60 KV	+0.017	+0.053	Sí	Incorrecto
4	Chavarría A 60 kV	Naranjal 60 kV	- 0.010	- 0.035	Enlace directo + Enlace pasando por Infantas 60 kV	Incorrecto
5	Chavarría A 60 kV	Mirones 60 kV	- 0.007	- 0.028	Sí	Incorrecto
6	Chavarría A 60 kV	Chavarría B 60 kV	N/A	N/A	Normalmente abierto	N/A
7	Barsi 60 kV	Mirones 60 kV	- 0.008	- 0.023	Enlace directo + enlace pasando por Pando 60 kV	Incorrecto
8	Zapallal 60 kV	Chavarría B 60 kV	- 0.061	- 0.240	Enlace Pasando por Caudivila 60 kV + Enlace Pasando por P. Piedra 60 kV	Incorrecto
9	Zapallal 60 kV	Huarangal 60 kV	- 0.018	- 0.068	Enlace Pasando por P. Piedra 60 kV	Incorrecto

Nº	De	Hacia	$\Delta R_{pu} = R_{HMNOD} - R_{NCP}$	$\Delta X_{pu} = X_{HMNOD} - X_{NCP}$	¿Existe en Sistema Completo?	Diagnóstico de los parámetros equivalentes
10	Oquendo 60 KV	Chavarría B 60 KV	- 0.012	- 0.039	Enlace Directo + Enlace pasando por T. Valle 60 kV	Incorrecto

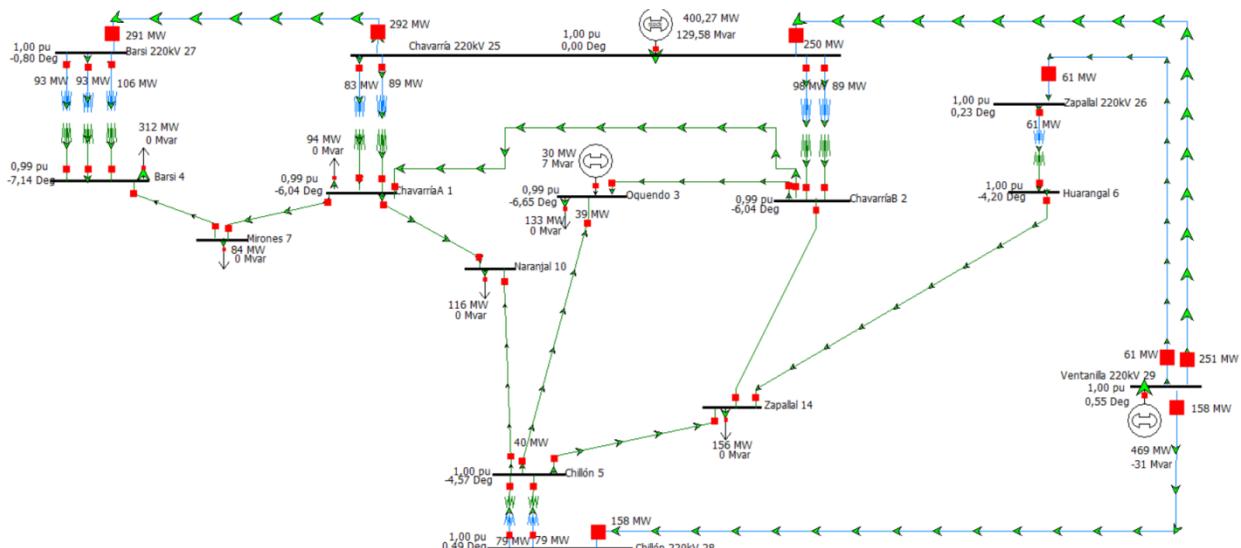
Nota: Elaboración Propia

De la tabla anterior, destacamos que el COES no contaba con una metodología válida para la determinación de los parámetros equivalentes ni tampoco podía distribuir las cargas de forma asertiva hacia los nueve nodos modelados en NCP.

Para notar la diferencia y la influencia del modelamiento vamos a comparar los flujos de carga en Power World obtenidos a través de una comparación del Sistema modelado de forma completa conforme la figura 17 y la representación de los 9 Nodos con 10 enlaces de transmisión en NCP conforme la figura 17 mostrada a continuación, para el cual se ha elegido un nivel de carga igual a 895 MW + i 0 MVar conforme dato de entrada de NCP para las 21h del día 30/04/2014:

Figura 17

Flujo de Carga del Lima Norte 60 kV de NCP con carga total 895 MW



Nota: Elaboración Propia

Para la figura 14 que muestra el modelamiento completo de la red de Lima Norte 60 kV tenemos los siguientes resultados de Flujo de Carga:

Tabla 24

Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 14 (Red Lima Norte 60 kV completa): Tensiones, Ángulos, Carga y Generación por Nodo

Nº	Nodo	Tensión Nominal (kV)	Tensión (PU)	Tensión (kV)	δ ($^{\circ}$)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Gen (MW)	Gen (Mvar)
1	Chavarría A 60kV	60.0	0.9894	59.364	-6.78	74.23	0.00	-	-
2	Chavarría B 60kV	60.0	0.9956	59.736	-4.74	-	-	-	-
3	Oquendo 60kV (PV)	60.0	0.9900	59.401	-6.31	94.31	0.00	30.00	6.99
4	Barsi 60kV	60.0	0.9888	59.327	-6.95	38.14	0.00	-	-
5	Chillón 60kV	60.0	0.9931	59.583	-5.55 $^{\circ}$	0.82	0.00	-	-
6	Huaranga I 60kV	60.0	0.9943	59.656	-4.60 $^{\circ}$	-	-	-	-
7	Mirones 60kV	60.0	0.9821	58.927	-8.31 $^{\circ}$	80.61	0.00	-	-
8	UNI 60kV	60.0	0.9887	59.319	-6.98 $^{\circ}$	21.60	0.00	-	-
9	Infantas 60kV	60.0	0.9855	59.131	-7.30 $^{\circ}$	62.46	0.00	-	-
10	Naranjal 60kV	60.0	0.9849	59.094	-7.46 $^{\circ}$	56.82	0.00	-	-
11	Tomás Valle 60kV	60.0	0.9892	59.354	-6.12 $^{\circ}$	70.17	0.00	-	-
12	Caudivilla 60kV	60.0	0.9770	58.617	-8.36 $^{\circ}$	42.30	0.00	-	-
13	Puente Piedra 60kV	60.0	0.9880	59.278	-5.84 $^{\circ}$	37.32	0.00	-	-
14	Zapallal 60kV	60.0	0.9807	58.841	-7.47 $^{\circ}$	23.59	0.00	-	-
15	Chancay 60kV	60.0	0.9328	55.969	-11.99 $^{\circ}$	10.39	0.00	-	-
16	Huaral 60kV	60.0	0.9294	55.766	-12.68 $^{\circ}$	16.72	0.00	-	-
17	Ancón 60kV	60.0	0.9668	58.009	-8.79 $^{\circ}$	6.20	0.00	-	-
18	Ventanilla 60kV	60.0	0.9816	58.896	-7.37 $^{\circ}$	21.62	0.00	-	-
19	Pampilla	60.0	0.9889	59.336	-6.22 $^{\circ}$	13.65	0.00	-	-

Nº	Nodo	Tensión Nominal (kV)	Tensión (PU)	Tensión (kV)	δ (°)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Gen (MW)	Gen (Mvar)
60kV									
20	Pando 60kV	60.0	0.9811	58.867	-8.51 °	48.42	0.00	-	-
21	Pershing 60kV	60.0	0.9818	58.906	-8.52 °	54.87	0.00	-	-
22	Maranga 60kV	60.0	0.9854	59.126	-7.66 °	44.57	0.00	-	-
Santa									
23	Marina 60kV	60.0	0.9857	59.142	-7.60 °	46.57	0.00	-	-
24	Industrial 60kV	60.0	0.9878	59.268	-7.14 °	30.16	0.00	-	-
Chavarría									
25	220kV (slack)	211.5	1.0000	211.500	0.00 °	-	-	404.13	121.09
26	Zapallal 220kV	215.0	0.9984	214.650	0.14 °	-	-	-	-
27	Barsi 220kV	212.0	0.9962	211.195	-0.77 °	-	-	-	-
28	Chillón 220kV	220.0	0.9997	219.929	0.41 °	-	-	-	-
Ventanill									
29	a 220kV (PV)	211.2	1.0000	211.200	0.48 °	-	-	469.00	-9.45
Total		-	-	-	-	895.50	0.00	903.13	118.63

Nota: Elaboración propia

Tabla 25

Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 14 (Red Lima Norte 60 kV completa): Potencias de Envío y Recepción en circuitos relevantes 220 kV

Nº	Envío	Recepción	Tipo	Envío P (MW)	Envío Q (MVar)	Recepción P (MW)	Recepción Q (MW)
1	Chavarría 220 kV	Chavarría A 60 kV	Transformador 1	93.30	14.00	93.30	2.85
2	Chavarría 220 kV	Chavarría A 60 kV	Transformador 2	99.50	14.88	99.50	3.00
3	Chavarría 220 kV	Chavarría B 60 kV	Transformador 1	76.90	7.29	76.90	0.90
4	Chavarría 220 kV	Chavarría B 60 kV	Transformador 2	70.10	6.62	70.10	0.80
5	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 1	90.20	11.17	90.20	1.40
6	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 2	90.20	11.10	90.20	1.33
7	Barsi 220	Barsi 60 kV	Transformador	102.90	12.75	102.90	1.60

Nº	Envío	Recepción	Tipo	Envío P (MW)	Envío Q (MVar)	Recepción P (MW)	Recepción Q (MW)
	kV		3				
8	Chillón 220 kV	Chillón 60 kV	Transformador 1	92.20	10.74	92.20	1.10
9	Chillón 220 kV	Chillón 60 kV	Transformador 2	92.20	10.74	92.20	1.10
10	Zapallal 220 kV	Huarangal 60 kV	Transformador	64.70	5.90	64.70	0.53
11	Chavarría 220 kV	Barsi 220 kV	Línea de Transmisión	283.78	38.97	283.20	35.00
12	Ventanilla 220kV	Chavarría 220 kV	Línea de Transmisión	219.72	-37.47	219.40	-39.30
13	Ventanilla 220kV	Zapallal 220 kV	Línea de Transmisión	64.80	6.30	64.80	5.91
14	Ventanilla 220kV	Chillón 220 kV	Línea de Transmisión	184.43	21.72	184.40	21.50

Nota: Elaboración propia

Por otro lado, en las siguientes tablas tenemos los resultados del flujo de carga AC para la red reducida de forma empírica de Lima Norte modelada en NCP para fines de optimización del despacho:

Tabla 26

Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 17 (Red Lima Norte 60 kV reducida NCP): Tensiones, Ángulos, Carga y Generación por Nodo

Nº	Nodo	Tensión Nominal (kV)	Tensión (PU)	Tensión (kV)	δ (°)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Gen (MW)	Gen (Mvar)
1	ChavarríaA 60kV	60.0	0.9925	59.55	-6.04 °	94.30	0.00		
2	ChavarríaB 60kV	60.0	0.9925	59.55	-6.04 °				
3	Oquendo 60kV (PV)	60.0	0.9900	59.40	-6.65 °	132.90	0.00	30.00	6.77
4	Barsi 60kV	60.0	0.9888	59.33	-7.14 °	312.00	0.00		
5	Chillón 60kV	60.0	0.9986	59.92	-4.57 °				
6	Huarangal 60kV	60.0	0.9994	59.96	-4.20 °				
7	Mirones 60kV	60.0	0.9889	59.33	-6.91 °	84.00	0.00		
10	Naranjal 60kV	60.0	0.9912	59.47	-6.28 °	116.30	0.00		
14	Zapallal 60kV	60.0	0.9920	59.52	-6.03 °	156.00	0.00		

Nº	Nodo	Tensión Nominal (kV)	Tensión (PU)	Tensión (kV)	δ (°)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Gen (MW)	Gen (Mvar)
25	Chavarría 220kV (slack)	211.5	1.0000	211.50	0.00 °			400.27	129.58
26	Zapallal 220kV	215.0	0.9988	214.74	0.23 °				
27	Barsi 220kV	212.0	0.9961	211.18	-0.80 °				
28	Chillón 220kV	220.0	0.9998	219.95	0.49 °				
29	Ventanilla 220kV (PV)	211.2	1.0000	211.20	0.55 °			469.00	-31.05
Total		-	-	-	-	895.50	0.00	899.27	105.30

Nota: Elaboración propia

Tabla 27

Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 17 (Red Lima Norte 60 kV reducida NCP): Potencias de Envío y Recepción en circuitos relevantes 220 kV

Nº	Envío	Recepción	Tipo	Envío P (MW)	Envío Q (MVAr)	Recepción P (MW)	Recepción Q (MW)
1	Chavarría 220 kV	Chavarría A 60 kV	Transformador 1	83.40	10.40	83.40	1.55
2	Chavarría 220 kV	Chavarría A 60 kV	Transformador 2	88.90	11.13	88.90	1.70
3	Chavarría 220 kV	Chavarría B 60 kV	Transformador 1	97.50	12.14	97.50	1.80
4	Chavarría 220 kV	Chavarría B 60 kV	Transformador 2	88.90	11.13	88.90	1.70
5	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 1	92.70	11.32	92.70	1.00
6	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 2	92.70	11.30	92.70	0.98
7	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 3	105.70	12.98	105.70	1.20
8	Chillón 220 kV	Chillón 60 kV	Transformador 1	78.80	4.57	78.80	-2.40
9	Chillón 220 kV	Chillón 60 kV	Transformador 2	78.80	4.57	78.80	-2.40
10	Zapallal 220 kV	Huarangal 60 kV	Transformador	60.80	1.90	60.80	-2.80
11	Chavarría 220 kV	Barsi 220 kV	Línea de Transmisión	291.71	39.79	291.10	35.60

Nº	Envío	Recepción	Tipo	Envío P (MW)	Envío Q (MVAr)	Recepción P (MW)	Recepción Q (MW)
12	Ventanilla 220kV	Chavarría 220 kV	Línea de Transmisión	250.52	-42.52	250.10	-44.90
13	Ventanilla 220kV	Zapallal 220 kV	Línea de Transmisión	60.90	2.20	60.90	1.86
14	Ventanilla 220kV	Chillón 220 kV	Línea de Transmisión	157.62	9.26	157.60	9.10

Nota: Elaboración propia

Comparando los resultados de ambos análisis de flujo de carga, notamos que si bien no hay gran discrepancia entre las tensiones, si las hay en los ángulos, lo que impacta en los flujos de potencia a través de los circuitos de interés en 220 kV, encontrándose un discrepancia máxima de 30.8 MW en el enlace Ventanilla – Chavarría 220 kV en términos absolutos y de 27% en términos relativos en los transformadores de Chavarría 220 kV / Chavarría B 60 kV, los que induce a tener resultados sesgados y erróneos de optimización del despacho de generación en el modelo NCP debido a la propagación de los errores de ángulos así como mostrar congestión de enlaces de transmisión donde no se alcanzan los límites de transmisión y poseen margen para poder transmitir más energía, y al mismo tiempo no mostrar la congestión en enlaces saturados en la realidad.

Tabla 28

Diferencia de Ángulos y Tensiones entre modelo Reducido Empíricamente (NCP) y Modelo Completo de Lima Norte 60 kV

Nº	Nodo	ΔTensión (kV)	ΔTensión (%)	Δδ (º)
1	ChavarríaA 60kV	+0.183	+0.3%	+0.74 º
2	ChavarríaB 60kV	-0.189	-0.3%	-1.30 º
3	Oquendo 60kV (PV)	0.000	0.0%	-0.34 º
4	Barsi 60kV	0.000	0.0%	-0.19 º
5	Chillón 60kV	+0.333	+0.6%	+0.98 º
6	Huarangal 60kV	+0.306	+0.5%	+0.40 º
7	Mirones 60kV	+0.407	+0.7%	+1.40 º
10	Naranjal 60kV	+0.378	+0.6%	+1.18 º
14	Zapallal 60kV	+0.680	+1.2%	+1.44 º

Nº	Nodo	ΔTensión (kV)	ΔTensión (%)	Δδ (°)
25	Chavarría 220kV (slack)	0.000	0.0%	+0.00 °
26	Zapallal 220kV	+0.094	+0.0%	+0.09 °
27	Barsi 220kV	-0.020	-0.0%	-0.03 °
28	Chillón 220kV	+0.023	+0.0%	+0.08 °
29	Ventanilla 220kV (PV)	0.000	0.0%	+0.07 °
Máximo = Máx(Δ)		0.680 kV	1.2%	1.44 °

Nota: Elaboración propia

Tabla 29

Diferencia de Flujo de Potencia Activa en circuitos relevantes en 220 kV entre modelo Reducido Empíricamente (NCP) y Modelo Completo de Lima Norte 60 kV

Nº	Envío	Recepción	Tipo	ΔEnvío P (MW)	ΔEnvío P (%)	ΔRecepción P (MW)	ΔRecepción P (%)
1	Chavarría 220 kV	Chavarría A 60 kV	Transformador 1	-9.90	-11%	-9.90	-11%
2	Chavarría 220 kV	Chavarría A 60 kV	Transformador 2	-10.60	-11%	-10.60	-11%
3	Chavarría 220 kV	Chavarría B 60 kV	Transformador 1	+20.60	+27%	+20.60	+27%
4	Chavarría 220 kV	Chavarría B 60 kV	Transformador 2	+18.80	+27%	+18.80	+27%
5	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 1	+2.50	+3%	+2.50	+3%
6	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 2	+2.50	+3%	+2.50	+3%
7	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 3	+2.80	+3%	+2.80	+3%
8	Chillón 220 kV	Chillón 60 kV	Transformador 1	-13.40	-15%	-13.40	-15%
9	Chillón 220 kV	Chillón 60 kV	Transformador 2	-13.40	-15%	-13.40	-15%
10	Zapallal 220 kV	Huarangal 60 kV	Transformador	-3.90	-6%	-3.90	-6%
11	Chavarría 220 kV	Barsi 220 kV	Línea de Transmisión	+7.93	+3%	+7.90	+3%
12	Ventanilla 220kV	Chavarría 220 kV	Línea de Transmisión	+30.80	+14%	+30.70	+14%
13	Ventanilla 220kV	Zapallal 220 kV	Línea de Transmisión	-3.90	-6%	-3.90	-6%
14	Ventanilla 220kV	Chillón 220 kV	Línea de Transmisión	-26.81	-15%	-26.80	-15%
Máximo = Máx(Δ)				30.8 MW	27%	30.7 MW	27%

Nota: Elaboración propia

4.3 Aplicación de HMNOD al Sistema de Lima Norte 60 kV y verificación de optimización de tiempo de simulación del despacho económico

4.3.1 Aplicación de HMNOD para determinar parámetros de red equivalente y Factores de Reparto de Carga/Generación en la red de Lima Norte 60 kV

Con el objetivo de optimizar el modelamiento del número de nodos de la red Lima Norte 60 kV dentro del programa NCP y reducir el tiempo de ejecución de los programas de despacho energético, para este ejercicio se han escogida apenas 6 nodos en 60 kV, los 5 que tienen transformadores 220/60 kV más el nodo de Oquendo donde se encuentra la CT Oquendo 30 MW, la cual es una central térmica despachable.

Así, la parte real de los factores fasoriales de reparto constantes obtenidos con HMNOD desde los 18 nodos eliminados hacia los 6 nodos remanentes en 60 kV se muestran en la siguiente tabla, además del reparto de los nodos remanentes que es 100% hacia ellos mismos, es decir, una matriz identidad (nodos 1 a 6):

Tabla 30

Parte Real de los Factores de Reparto de carga hacia el sistema reducido Lima Norte 60 kV

Nº	De\Hacia	ChavarríaA	ChavarríaB	Oquendo	Barsi	Chillón	Huarangal	Total
		60 kV	60 kV	60 kV	60 kV	60 kV	60 kV	60 kV
1	ChavarríaA 60kV	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%
2	ChavarríaB 60kV	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%
3	Oquendo 60kV	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%
4	Barsi 60kV	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	100%
5	Chillón 60kV	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100%
6	Huarangal 60kV	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100%
7	Mirones 60kV	49.60%	0.00%	0.00%	50.40%	0.00%	0.00%	100%
8	UNI 60kV	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%
9	Infantas 60kV	47.15%	0.00%	0.00%	0.00%	52.85%	0.00%	100%
10	Naranjal 60kV	61.04%	0.00%	0.00%	0.00%	38.96%	0.00%	100%
11	Tomás Valle 60kV	0.00%	73.90%	26.10%	0.00%	0.00%	0.00%	100%
12	Caudivila 60kV	0.00%	62.43%	0.00%	0.00%	23.74%	13.83%	100%
13	Puente Piedra 60kV	0.00%	15.44%	0.00%	0.00%	14.73%	69.83%	100%
14	Zapallal 60kV	0.00%	15.33%	0.00%	0.00%	53.50%	31.17%	100%
15	Chancay 60kV	0.00%	15.33%	0.00%	0.00%	53.50%	31.17%	100%

Nº	De\Hacia	ChavarríaA	ChavarríaB	Oquendo	Barsi	Chillón	Huarangal	Total
		60 kV	60 kV	60 kV	60 kV	60 kV	60 kV	60 kV
16	Huaral 60kV	0.00%	15.33%	0.00%	0.00%	53.50%	31.17%	100%
17	Ancón 60kV	0.00%	15.33%	0.00%	0.00%	53.50%	31.17%	100%
18	Ventanilla 60kV	0.00%	12.05%	0.00%	0.00%	63.44%	24.51%	100%
19	Pampilla 60kV	0.00%	3.42%	0.00%	0.00%	89.61%	6.96%	100%
20	Pando 60kV	37.25%	0.00%	0.00%	62.75%	0.00%	0.00%	100%
21	Pershing 60kV	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	100%
22	Maranga 60kV	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	100%
23	Santa Marina 60kV	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	100%
24	Industrial 60kV	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	100%

Nota: *Elaboración propia*

Por otro lado, la parte imaginaria de los factores fasoriales de reparto, además de totalizar 0%, se puede despreciar para la aplicación en NCP pues al no tener información de energía reactiva, no afectan el reparto de las potencias activas del problema real de la figura 14 y tablas 24 y 25, y en ningún caso los factores individuales superan el 0,56% en valor absoluto:

Tabla 31

Parte Imaginaria de los Factores de Reparto de carga hacia el sistema reducido Lima Norte 60 kV

Nº	De\Hacia	ChavarríaA	ChavarríaB	Oquendo	Barsi	Chillón	Huarangal	Total
		60 kV	60 kV	60 kV	60 kV	60 kV	60 kV	60 kV
1	ChavarríaA 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
2	ChavarríaB 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
3	Oquendo 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
4	Barsi 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
5	Chillón 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
6	Huarangal 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
7	Mirones 60kV	0,09%	0,00%	0,00%	-0,09%	0,00%	0,00%	0%
8	UNI 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
9	Infantas 60kV	-0,21%	0,00%	0,00%	0,00%	0,21%	0,00%	0%
10	Naranjal 60kV	0,05%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,05%	0,00%	0%
11	Tomás Valle 60kV	0,00%	0,46%	-0,46%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
12	Caudivilia 60kV	0,00%	0,28%	0,00%	0,00%	-0,24%	-0,04%	0%
13	Puente Piedra 60kV	0,00%	0,41%	0,00%	0,00%	0,21%	-0,62%	0%
14	Zapallal 60kV	0,00%	0,31%	0,00%	0,00%	-0,33%	0,02%	0%

Nº	De\Hacia	ChavarríaA 60 kV	ChavarríaB 60 kV	Oquendo 60 kV	Barsi 60 kV	Chillón 60 kV	Huarangal 60 kV	Total
15	Chancay 60kV	0,00%	0,31%	0,00%	0,00%	-0,33%	0,02%	0%
16	Huaral 60kV	0,00%	0,31%	0,00%	0,00%	-0,33%	0,02%	0%
17	Ancón 60kV	0,00%	0,31%	0,00%	0,00%	-0,33%	0,02%	0%
18	Ventanilla 60kV	0,00%	0,28%	0,00%	0,00%	-0,38%	0,10%	0%
19	Pampilla 60kV	0,00%	0,06%	0,00%	0,00%	-0,04%	-0,01%	0%
20	Pando 60kV	0,56%	0,00%	0,00%	-0,56%	0,00%	0,00%	0%
21	Pershing 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
22	Maranga 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
23	Santa Marina 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%
24	Industrial 60kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0%

Nota: Elaboración propia

Otra de las salidas de HMNOD son los parámetros de los enlaces equivalentes del sistema reducido, en este caso, de los 33 enlaces únicos (38 líneas de transmisión en total) en 60 kV sólo quedaron 7, destacándose la línea equivalente N°7 de la tabla 32 (Oquendo 60 kV – Chillón 60 kV) ya que luego de la reducción se ha mantenido en el sistema (ver línea N° 9 en la tabla 19).

Tabla 32

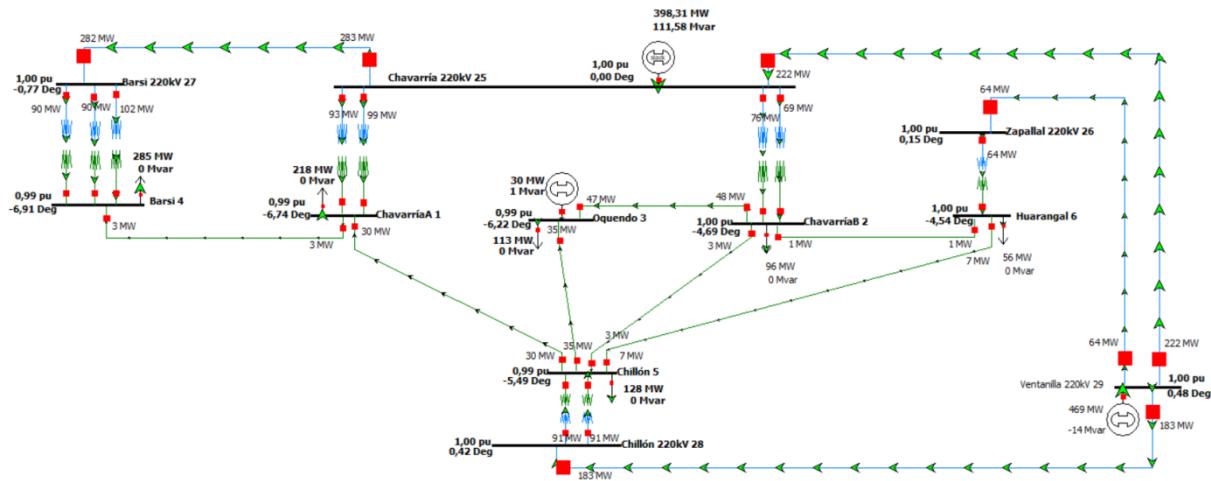
Parámetros de Líneas de transmisión del sistema equivalente Lima Norte 60 kV

Nº	De	Hacia	Rpu	Xpu
1	ChavarríaA 60kV	Barsi 60kV	0.0219599	0.0839993
2	ChavarríaA 60kV	Chillón 60kV	0.0197047	0.0700807
3	ChavarríaB 60kV	Oquendo 60kV	0.0166054	0.0547220
4	ChavarríaB 60kV	Chillón 60kV	0.1193779	0.4572586
5	ChavarríaB 60kV	Huarangal 60kV	0.0575047	0.2141275
6	Oquendo 60kV	Chillón 60kV	0.0107613	0.0362133
7	Chillón 60kV	Huarangal 60kV	0.0630394	0.2237272

Nota: Elaboración propia

Figura 18

Flujo de Carga del sistema Lima Norte 60 kV reducido con HMNOD con carga total 895 MW



Nota: Elaboración propia

4.3.2 Comparación de Flujos de Carga en Power World

Usando los resultados de las tablas 30 y 32 se modeló el sistema equivalente en Power World, adoptando las mismas premisas de despacho del sistema original, despreciándose la parte imaginaria de los factores fasoriales de reparto pues al no tener información de energía reactiva, esta no afecta el reparto de las potencias activas del problema real de la figura 14 y tablas 24 y 25, además de que las potencias reactivas equivalentes en cada nodo son despreciables, por ello no se consideraron en el flujo de carga AC, para tentar recrear los inputs que el modelo NCP obtendría para el sistema reducido:

Tabla 33

Carga y Generación equivalente en los nodos remanentes del sistema Lima Norte 60 kV reducido con HMNOD

Nº	De\Hacia	Carga MW	Carga MVA (despreciado)	Generación MW	Generación MVA
1	ChavarríaA 60kV	217.98	0.24	-	-
2	ChavarríaB 60kV	95.82	0.84	-	-
3	Oquendo 60kV	112.63	-0.32	30.00	0.00

Nº	De\Hacia	Carga MW	Carga MVar (despreciado)	Generación MW	Generación MVar
4	Barsi 60kV	285.32	-0.34	-	-
5	Chillón 60kV	127.89	-0.20	-	-
6	Huarangal 60kV	55.90	-0.22	-	-
Total		895.54	0.00	30.00	0.00

Nota: Elaboración propia

En las siguientes tablas tenemos los resultados del flujo de carga AC para la red reducida de Lima Norte 60 kV con HMNOD:

Tabla 34

Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 18 (Red Lima Norte 60 kV reducida con HMNOD): Tensiones, Ángulos, Carga y Generación por Nodo

Nº	Nodo	Tensión Nominal (kV)	Tensión (PU)	Tensión (kV)	δ (°)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Gen (MW)	Gen (Mvar)
1	ChavarríaA 60kV	60.0	0.9910	59.460	-6.74 °	217.98	0.00		
2	ChavarríaB 60kV	60.0	0.9971	59.825	-4.69 °	95.82	0.00		
3	Oquendo 60kV (PV)	60.0	0.9900	59.400	-6.22 °	112.65	0.00	30.00	0.81
4	Barsi 60kV	60.0	0.9906	59.434	-6.91 °	285.32	0.00		
5	Chillón 60kV	60.0	0.9944	59.666	-5.49 °	127.89	0.00		
6	Huarangal 60kV	60.0	0.9969	59.811	-4.54 °	55.90	0.00		
25	Chavarría 220kV (slack)	211.5	1.0000	211.500	0.00 °			398.31	111.58
26	Zapallal 220kV	215.0	0.9986	214.691	0.15 °				
27	Barsi 220kV	212.0	0.9964	211.241	-0.77 °				
28	Chillón 220kV	220.0	0.9997	219.935	0.42 °				
29	Ventanilla 220kV (PV)	211.2	1.0000	211.200	0.48 °			469.00	-14.36
Total		-	-	-	-	895.54	0.00	897.31	98.03

Nota: Elaboración propia

Tabla 35

Resultados de Flujo de Carga AC en Power World de la figura 18 (Red Lima Norte 60 kV reducida con HMNOD): Potencias de Envío y Recepción en circuitos relevantes 220 kV

Nº	Envío	Recepción	Tipo	Envío P (MW)	Envío Q (MVar)	Recepción P (MW)	Recepción Q (MW)
1	Chavarría 220 kV	Chavarría A 60 kV	Transformador 1	93.30	14.00	93.30	2.85
2	Chavarría 220 kV	Chavarría A 60 kV	Transformador 2	99.50	14.88	99.50	3.00
3	Chavarría 220 kV	Chavarría B 60 kV	Transformador 1	76.90	7.29	76.90	0.90
4	Chavarría 220 kV	Chavarría B 60 kV	Transformador 2	70.10	6.62	70.10	0.80
5	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 1	90.20	11.17	90.20	1.40
6	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 2	90.20	11.10	90.20	1.33
7	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador 3	102.90	12.75	102.90	1.60
8	Chillón 220 kV	Chillón 60 kV	Transformador 1	92.20	10.74	92.20	1.10
9	Chillón 220 kV	Chillón 60 kV	Transformador 2	92.20	10.74	92.20	1.10
10	Zapallal 220 kV	Huarangal 60 kV	Transformador	64.70	5.90	64.70	0.53
11	Chavarría 220 kV	Barsi 220 kV	Línea de Transmisión	283.78	38.97	283.20	35.00
12	Ventanilla 220kV	Chavarría 220 kV	Línea de Transmisión	219.72	-37.47	219.40	-39.30
13	Ventanilla 220kV	Zapallal 220 kV	Línea de Transmisión	64.80	6.30	64.80	5.91
14	Ventanilla 220kV	Chillón 220 kV	Línea de Transmisión	184.43	21.72	184.40	21.50

Nota: Elaboración propia

Comparando los resultados de ambos análisis de flujo de carga, notamos que la mayor diferencia porcentual de nivel de tensión es de 0.3% (Huarangal 60 kV) y la mayor diferencia angular es de 0.09° en el nodo Oquendo 60 kV (PV), lo que impacta mínimamente en los flujos de potencia a través de los circuitos de interés en 220 kV, encontrándose un diferencia máxima de 2.11 MW en el enlace Ventanilla – Chavarría 220 kV en términos absolutos y de 1.1% en términos relativos en la recepción de potencia activa del enlace Ventanilla – Zapallal 220 kV, verificándose la gran diferencia entre implementar una reducción con la metodología de HMNOD versus cualquier tipo de reducción con reparto arbitrario de carga.

Tabla 36

Diferencia de Tensiones y Ángulos nodales entre modelo reducido con HMNOD y el Modelo Completo de Lima Norte 60 kV

Nº	Nodo	ΔTensión (kV)	ΔTensión (%)	Δδ (°)
1	Chavarría A 60kV	+0.096	+0.2%	0.04 °
2	Chavarría B 60kV	+0.089	+0.1%	0.05 °
3	Oquendo 60kV (PV)	-0.001	-0.0%	0.09 °
4	Barsi 60kV	+0.107	+0.2%	0.04 °
5	Chillón 60kV	+0.083	+0.1%	0.06 °
6	Huarangal 60kV	+0.155	+0.3%	0.06 °
25	Chavarría 220kV (slack)	0.000	0.0%	0.00 °
26	Zapallal 220kV	+0.041	+0.0%	0.01 °
27	Barsi 220kV	+0.046	+0.0%	0.00 °
28	Chillón 220kV	+0.006	+0.0%	0.01 °
29	Ventanilla 220kV (PV)	0.000	+0.0%	0.00 °
Máximo = Máx(Δ)		0.155 kV	0.3%	0.09 °

Nota: Elaboración propia

Tabla 37

Diferencia de Flujo de Potencia Activa en circuitos relevantes en 220 kV entre modelo reducido con HMNOD y el Modelo Completo de Lima Norte 60 kV

Nº	Envío	Recepción	Tipo	ΔEnvío P (MW)	ΔEnvío P (%)	ΔRecepción P (MW)	ΔRecepción P (%)
1	Chavarría 220 kV	Chavarría A 60 kV	Transformador	-0.40	-0.4%	-0.40	-0.4%
2	Chavarría 220 kV	Chavarría A 60 kV	Transformador	-0.60	-0.6%	-0.60	-0.6%
3	Chavarría 220 kV	Chavarría B 60 kV	Transformador	-0.80	-1.0%	-0.80	-1.0%
4	Chavarría 220 kV	Chavarría B 60 kV	Transformador	-0.70	-1.0%	-0.70	-1.0%
5	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador	-0.40	-0.4%	-0.40	-0.4%
6	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador	-0.40	-0.4%	-0.40	-0.4%
7	Barsi 220 kV	Barsi 60 kV	Transformador	-0.50	-0.5%	-0.50	-0.5%
8	Chillón 220 kV	Chillón 60 kV	Transformador	-0.70	-0.8%	-0.70	-0.8%
9	Chillón 220 kV	Chillón 60 kV	Transformador	-0.70	-0.8%	-0.70	-0.8%
10	Zapallal 220 kV	Huarangal 60 kV	Transformador	-0.60	-0.9%	-0.60	-0.9%
11	Chavarría 220 kV	Barsi 220 kV	Línea de Transmisión	-1.28	-0.5%	-0.70	-0.2%
12	Ventanilla 220kV	Chavarría 220 kV	Línea de Transmisión	+2.11	+1.0%	+2.10	+1.0%
13	Ventanilla 220kV	Zapallal 220 kV	Línea de Transmisión	-0.63	-1.0%	-0.70	-1.1%

Nº	Envío	Recepción	Tipo	ΔEnvío P (MW)	ΔEnvío P (%)	ΔRecepción P (MW)	ΔRecepción P (%)
14	Ventanilla 220kV	Chillón 220 kV	Línea de Transmisión	-1.50	-0.8%	-1.50	-0.8%
Máximo = Máx(Δ)				2.11 MW	1.0%	2.10 MW	1.1%

Nota: Elaboración propia

4.3.3 Verificación de la reducción del tiempo de simulación en NCP con modelo

equivalente de LIMA NORTE 60 KV obtenido con HMNOD

Como ya se mencionó, la red de Lima Norte en 60 kV estaba reducida en NCP de forma empírica, y de acuerdo con el diagnóstico realizado en el numeral 4.2, tanto los parámetros de las líneas equivalentes, así como la forma en cómo está concentrada la carga en ciertos nodos estaba incorrecta. Por ello, para verificar la reducción de la red, se ha representado este sub-sistema completo sobre la base de datos NCP del Programa de Operación Diaria del día 13 de agosto de 2014, emitido por la Subdirección de Programación del COES-SINAC. La demanda vegetativa utilizada ha sido tomada a partir de la información de medidores que remite la empresa ENEL DISTRIBUCIÓN, específicamente información del día 01 de mayo de 2014, en periodos horarios, y ha sido completada colocando la demanda de clientes libres de la zona. La demanda total en cada nodo en cada una de las 27 etapas horarias de la simulación se muestra en la tabla 38.

Tabla 38

Demandas en los nodos a utilizar en Lima Norte 60 kV Completo (Caso NCP_1308_modif)

Etap a	Chavarría A 60kV	Chavarría B 60kV	Oquend o 60kV	Barsi 60kV	Chilló n 60kV	Huaranga I 60kV	Mirone s 60kV	UNI 60kV	Infanta s 60kV	Naranja I 60kV	T. Valle 60kV	Caudivill a 60kV
1	42.32	0.00	80.46	26.12	0.62	0.00	58.02	17.45	38.24	38.22	49.69	25.30
2	37.88	0.00	77.89	23.79	0.60	0.00	53.99	16.20	33.27	35.38	45.33	22.56
3	34.60	0.00	76.24	22.32	0.60	0.00	52.49	14.72	31.28	33.10	42.11	20.19
4	32.65	0.00	75.20	21.99	0.59	0.00	50.47	13.32	29.49	32.25	41.08	19.08
5	32.47	0.00	76.55	22.09	0.65	0.00	49.34	12.48	30.28	32.54	41.73	20.02
6	32.74	0.00	77.32	21.97	0.65	0.00	48.96	12.70	30.55	32.89	41.32	19.67
7	31.15	0.00	72.68	17.56	0.38	0.00	42.48	12.39	28.39	30.52	35.21	18.72
8	33.37	0.00	72.04	16.95	0.36	0.00	36.36	13.14	31.01	28.45	35.24	20.65
9	39.34	0.00	73.71	19.34	0.44	0.00	39.63	14.34	35.55	31.15	38.86	23.38
10	44.58	0.00	74.42	20.95	0.43	0.00	42.76	15.07	37.24	33.08	41.12	25.17

Etap a	Chavarría A 60kV	Chavarría B 60kV	Oquend o 60kV	Barsi 60kV	Chilló n 60kV	Huaranga l 60kV	Mirone s 60kV	UNI 60kV	Infanta s 60kV	Naranja l 60kV	T. Valle 60kV	Caudivill a 60kV
11	47.97	0.00	74.33	22.50	0.42	0.00	43.66	15.75	38.18	33.98	41.24	26.52
12	50.45	0.00	75.29	23.12	0.44	0.00	44.50	16.24	39.45	34.41	42.76	27.65
13	51.54	0.00	74.95	23.36	0.41	0.00	44.83	17.23	39.37	34.57	43.90	27.81
14	50.45	0.00	74.15	23.23	0.39	0.00	43.54	17.34	37.90	33.89	43.13	26.98
15	49.35	0.00	73.32	22.80	0.36	0.00	42.32	17.00	37.22	32.44	42.14	26.39
16	49.39	0.00	72.55	22.27	0.38	0.00	41.41	17.12	36.88	32.17	41.67	26.55
17	50.17	0.00	72.05	22.85	0.38	0.00	41.40	17.14	38.64	33.51	42.19	27.34
18	55.43	0.00	75.66	23.90	0.45	0.00	44.84	17.84	46.63	37.89	46.66	33.93
19	62.50	0.00	81.05	27.21	0.76	0.00	51.31	19.47	52.78	43.25	54.03	37.44
20	63.66	0.00	81.51	27.39	0.77	0.00	51.67	19.72	53.63	43.86	54.93	37.88
21	62.68	0.00	81.38	26.84	0.76	0.00	51.86	20.16	52.98	43.33	54.91	37.27
22	58.24	0.00	80.07	25.46	0.71	0.00	50.98	20.94	50.01	41.25	53.21	34.09
23	48.98	0.00	77.71	21.92	0.68	0.00	47.50	20.02	43.69	37.07	48.05	28.69
24	40.66	0.00	74.72	19.09	0.61	0.00	43.59	18.34	35.58	31.12	42.11	23.48
25	34.10	0.00	72.73	17.87	0.57	0.00	38.66	16.87	29.39	26.63	36.66	20.01
26	30.38	0.00	71.94	16.40	0.54	0.00	35.37	15.31	26.23	24.16	33.47	18.29
27	28.25	0.00	71.51	15.82	0.56	0.00	34.64	13.80	24.88	22.92	31.93	17.21

Etapa	Puente Piedra 60kV	Zapallal 60kV	Chancay 60kV	Huaral 60kV	Ancón 60kV	Ventanilla 60kV	Pampilla 60kV	Pando 60kV	Pershing 60kV	Maranga 60kV	Santa Marina 60kV	Industrial 60kV
1	32.05	13.21	6.14	10.65	4.61	12.88	13.65	30.33	30.96	27.66	35.71	25.49
2	31.10	12.19	5.81	9.45	4.37	11.54	13.65	27.75	25.94	23.22	29.28	24.28
3	30.06	11.58	5.69	9.09	4.17	10.93	13.65	26.78	24.21	22.14	29.85	23.50
4	30.12	11.42	5.60	9.09	4.12	10.63	13.65	24.80	22.74	22.20	29.58	22.11
5	30.69	11.69	5.58	8.31	3.95	10.61	13.65	24.22	21.61	23.36	29.52	21.43
6	31.24	12.35	5.64	7.77	3.98	10.72	13.65	24.39	22.51	23.33	30.20	19.68
7	27.97	9.96	5.27	7.34	2.92	8.85	13.65	20.54	22.80	23.50	24.73	16.03
8	28.20	11.33	5.44	8.92	3.19	10.10	13.65	20.20	26.72	26.85	27.17	14.78
9	29.92	12.72	5.69	9.35	3.53	11.29	13.65	25.24	28.71	31.31	29.18	15.23
10	30.65	13.27	5.91	10.06	3.64	12.04	13.65	27.33	29.96	36.83	31.45	15.32
11	30.42	13.53	6.11	10.80	3.74	12.23	13.65	26.70	38.95	33.03	32.13	15.30
12	30.05	13.89	6.08	11.06	3.90	12.83	13.65	26.92	40.50	34.52	33.04	15.35
13	30.45	13.74	5.75	10.44	3.99	13.14	13.65	27.70	40.92	35.17	33.38	14.94
14	29.22	12.98	5.58	9.47	3.86	12.87	13.65	26.88	39.75	34.35	33.11	14.91
15	28.34	12.86	5.55	9.15	3.58	12.41	13.65	25.85	37.54	33.26	31.61	15.16
16	28.58	12.92	5.54	9.09	3.47	12.25	13.65	25.37	35.92	32.01	30.68	14.37
17	28.79	13.52	5.79	8.90	3.69	12.66	13.65	25.29	36.10	32.09	31.48	14.11
18	30.29	16.70	6.40	9.77	4.39	15.62	13.65	28.34	40.10	34.74	34.53	14.61
19	35.21	21.83	8.72	12.66	6.36	19.83	13.65	32.42	46.04	40.30	40.65	16.19
20	35.27	22.04	9.50	12.62	6.29	19.95	13.65	32.90	46.32	40.93	41.02	17.34
21	34.78	21.38	9.42	12.15	6.21	19.60	13.65	33.10	45.92	40.97	40.89	16.98
22	34.16	19.73	9.50	11.31	5.97	18.25	13.65	32.33	43.26	38.80	39.57	16.97
23	29.67	16.36	10.41	9.92	5.39	15.68	13.65	28.87	38.95	33.54	36.76	17.37
24	29.96	13.46	10.34	8.43	4.81	13.06	13.65	25.11	33.22	28.63	32.97	17.33

Etapa	Puente Piedra 60kV	Zapallal 60kV	Chancay 60kV	Huaral 60kV	Ancón 60kV	Ventanilla 60kV	Pampilla 60kV	Pando 60kV	Pershing 60kV	Maranga 60kV	Santa Marina 60kV	Industrial 60kV
25	28.23	11.80	10.03	7.50	4.38	11.20	13.65	21.25	28.25	24.69	29.18	17.61
26	27.37	11.13	10.15	6.97	4.10	10.16	13.65	19.27	25.19	22.08	26.86	17.60
27	26.52	10.72	9.55	6.91	3.98	9.71	13.65	18.36	23.60	20.72	25.41	17.03

Nota: Fuente COES.ORG.PE (2014).

Paralelamente, se elaboró otra representación en NCP, utilizando los circuitos del sistema equivalente de Lima Norte 60 kV obtenido con HMNOD (tabla 32), y a la demanda en cada etapa horaria de la tabla 38, se le aplico la parte real de los factores fasoriales de reparto de carga de la tabla 30, para distribuirlas hacia los nodos que permanecen en el sistema reducido, determinados en la tabla 33. La demanda consolidada en los 6 nodos remanentes en 60 kV se muestra en la tabla 39:

Tabla 39

Demandas en los nodos a utilizar en Lima Norte 60 kV HMNOD (Caso NCP_1308_kron)

Etapa	ChavarríaA 60 kV	ChavarríaB 60 kV	Oquendo 60 kV	Barsi 60 kV	Chillón 60 kV	Huarangal 60 kV
1	141.21	64.79	93.43	194.21	85.36	40.77
2	128.47	59.12	89.73	171.13	78.47	38.53
3	120.28	54.83	87.23	165.29	74.75	36.93
4	113.83	53.30	85.92	159.61	72.86	36.65
5	112.59	54.35	87.44	158.08	73.37	36.96
6	113.29	53.96	88.11	157.68	73.82	37.38
7	104.28	47.47	81.88	138.92	67.31	33.18
8	104.06	49.40	81.24	143.47	70.99	34.98
9	118.51	54.56	83.85	159.58	77.46	37.60
10	128.79	57.79	85.15	173.21	80.95	39.03
11	134.06	58.91	85.09	180.67	82.89	39.51
12	138.39	60.86	86.45	185.87	84.74	39.79
13	141.00	61.75	86.41	187.75	84.49	39.86
14	137.95	60.14	85.41	184.17	81.78	38.18
15	134.32	58.73	84.32	177.92	79.87	37.14
16	133.52	58.48	83.43	172.05	79.52	37.25
17	135.94	59.57	83.06	173.37	81.92	37.88
18	151.18	68.40	87.84	188.26	94.44	42.23
19	170.79	79.19	95.15	216.60	110.90	51.02
20	173.32	80.28	95.84	219.69	112.27	51.43
21	172.32	79.57	95.71	218.51	110.57	50.52
22	165.26	75.68	93.96	210.04	105.03	48.49
23	146.54	66.80	90.25	190.61	94.09	42.60

Etapa	ChavarríaA 60 kV	ChavarríaB 60 kV	Oquendo 60 kV	Barsi 60 kV	Chillón 60 kV	Huarangal 60 kV
24	125.75	58.12	85.71	168.98	81.85	39.86
25	108.18	50.93	82.30	150.43	72.77	36.69
26	97.52	47.02	80.68	138.06	68.17	35.16
27	91.80	44.85	79.84	131.56	65.69	33.94

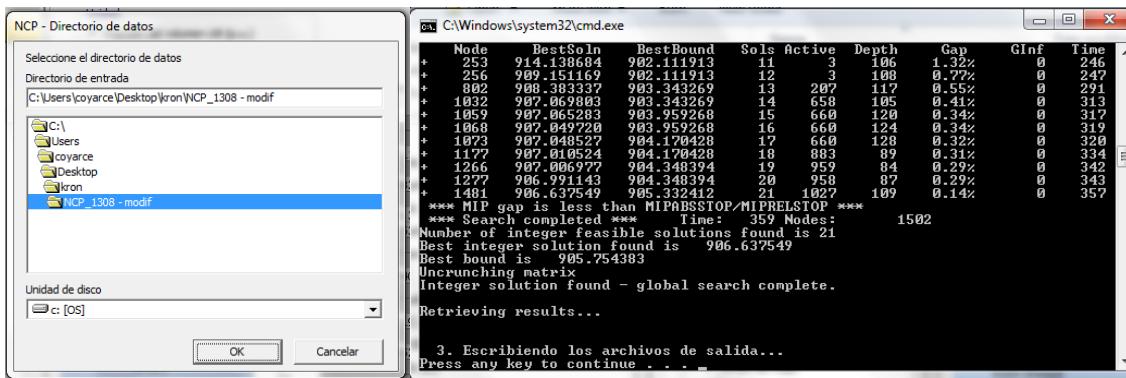
Nota: Elaboración propia

Se realizaron simulaciones sin despacho de Reserva Secundaria de Frecuencia, con el objetivo de verificar la reducción en el tiempo de ejecución entre ambos modelos, y también, la similitud entre los flujos de potencia a través de los transformadores de Chillón 220/60 kV, Chavarría 220/60A kV, Chavarría 220/60B kV, Barsi 220/60 kV y Zapallal 220kV / Huarangal 60kV, y el despacho de la C.T. Oquendo, las cuales alimentan la red de Lima Norte 60 kV.

A continuación, se muestran capturas instantáneas de la pantalla al final de la ejecución del modelo NCP, para ambas representaciones, en dos condiciones de operación. Las figuras 19 y 20 comparten la misma condición de operación, sin unidades de generación con operación forzada, y los figuras 21 y 22 tienen a la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía forzada para operar en todas las etapas de simulación. En las figuras se observa la disminución en el tiempo de ejecución entre la representación completa y la reducida. Cabe recordar que se ha simulado la operación del SEIN con una tolerancia absoluta de 0.1% y 27 etapas horarias de demanda (desde las 00 horas del día 13/08/14 hasta las 03 horas del día 14/08/14).

Figura 19

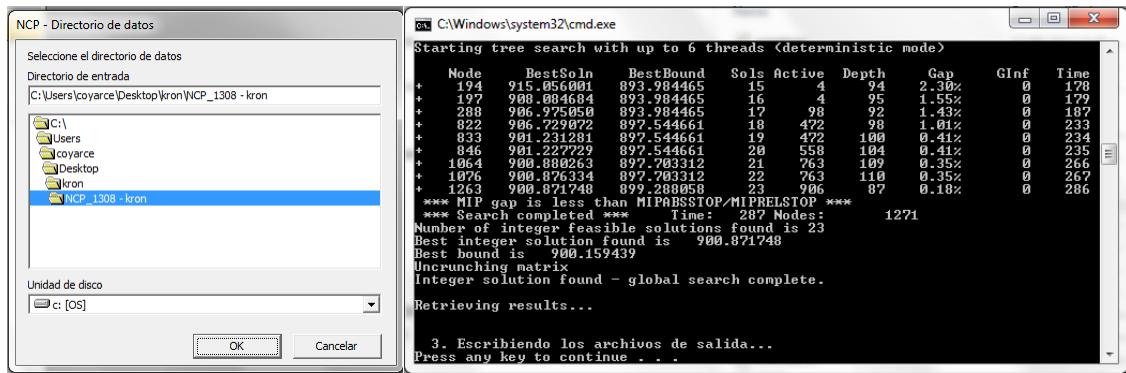
Tiempo de Ejecución NCP: 357 segundos con red Lima Norte 60 kV completa – NCP_1308_modif



Nota: Elaboración propia

Figura 20

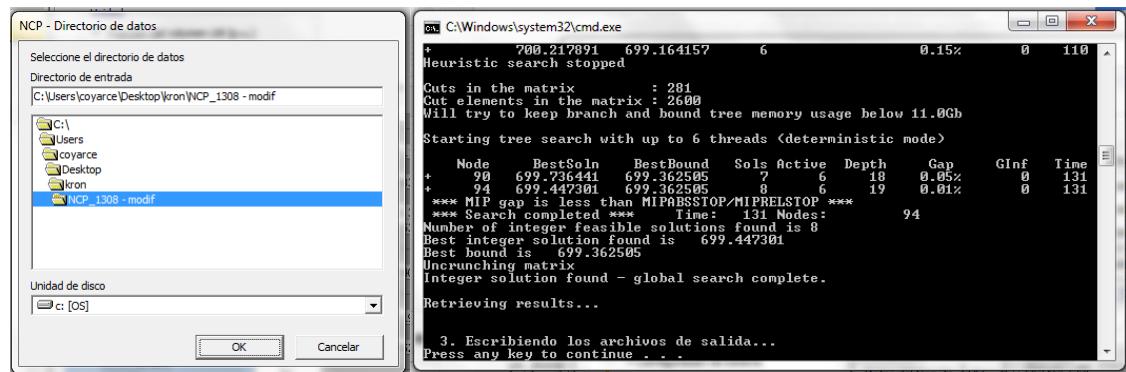
Tiempo de Ejecución NCP: 286 segundos con red Lima Norte 60 kV HMNOD – NCP_1308_kron



Nota: Elaboración propia

Figura 21

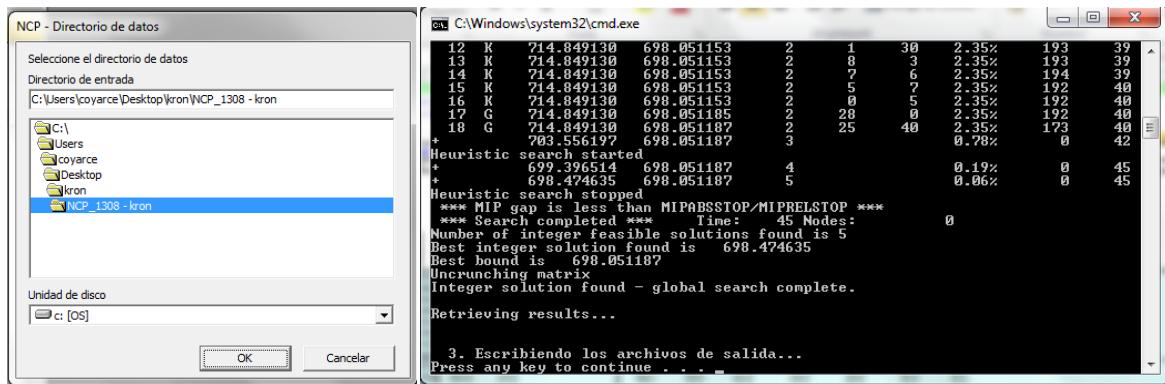
Tiempo de Ejecución NCP: 131 segundos con red Lima Norte 60 kV completa – NCP_1308_modif



Nota: Elaboración propia

Figura 22

Tiempo de Ejecución NCP: 45 segundos con red Lima Norte 60 kV HMNOD – NCP_1308_kron



Nota: Elaboración propia

Para el caso de estudio de las figuras 19 y 20, se evidenció una reducción del 20% del tiempo simulación (reducción de 357 segundos a 286 segundos) y para el caso de estudio con menos restricciones, figuras 21 y 22, se redujo el tiempo de simulación en 66% (de 131 segundos a 45 segundos), evidenciando la eficacia del método de reducción.

A continuación, se muestra una tabla comparativa para el segundo escenario evaluado en las representaciones NCP_1308_modif (red Lima Norte 60 kV completa) y NCP_1308_kron (red Lima Norte 60 kV reducida con HMNOD) – ver figuras 21 y 22 – con los resultados de flujos de potencia y también del despacho de la C.T. Oquendo. Estos resultados se encuentran en las salidas de NCP: “cirflwcp.csv” y “gertercp.csv”.

Tabla 40

Comparación de Resultados de Flujo DC en NCP

Etapa	Transformador Barsi 220/60 kV			Transformador Zapallal 220/60 kV			Despacho SDF C.T. Oquendo		
	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)
1	188.56	187.98	-0.58	53.52	52.96	-0.55	29.12	29.12	0.00
2	167.43	166.88	-0.55	48.53	48.53	0.01	29.12	29.12	0.00
3	160.65	160.21	-0.43	46.43	45.92	-0.51	29.12	29.12	0.00
4	154.70	154.28	-0.42	45.43	44.97	-0.46	29.12	29.12	0.00

Etapa	Transformador Barsi 220/60 kV			Transformador Zapallal 220/60 kV			Despacho SDF C.T. Oquendo		
	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)
5	153.44	153.02	-0.42	45.40	45.12	-0.28	29.12	29.12	0.00
6	153.34	152.94	-0.40	45.74	45.31	-0.43	29.12	29.12	0.00
7	135.88	135.51	-0.36	42.02	41.65	-0.37	29.12	29.12	0.00
8	139.84	139.45	-0.39	39.33	38.99	-0.34	29.12	29.12	0.00
9	155.66	155.07	-0.59	46.87	45.35	-1.51	29.12	29.12	0.00
10	168.61	168.03	-0.58	49.08	48.16	-0.93	29.12	29.12	0.00
11	175.64	174.99	-0.66	48.57	49.35	0.78	29.12	29.12	0.00
12	180.75	180.18	-0.58	49.91	49.68	-0.22	29.12	29.12	0.00
13	183.02	182.31	-0.71	49.46	48.43	-1.03	29.12	29.12	0.00
14	178.97	178.49	-0.48	49.23	48.11	-1.12	29.12	29.12	0.00
15	173.27	172.66	-0.61	48.81	47.29	-1.53	29.12	29.12	0.00
16	168.51	168.01	-0.50	48.16	46.08	-2.07	29.12	29.12	0.00
17	170.22	169.69	-0.53	47.98	47.11	-0.87	29.12	29.12	0.00
18	185.75	185.48	-0.26	59.89	56.63	-3.26	29.12	29.12	0.00
19	213.94	213.18	-0.76	68.07	66.77	-1.30	29.12	29.12	0.00
20	217.05	216.27	-0.78	68.56	67.25	-1.31	29.12	29.12	0.00
21	216.00	215.19	-0.81	66.30	64.91	-1.38	29.12	29.12	0.00
22	207.58	206.94	-0.65	62.99	60.68	-2.31	29.12	29.12	0.00
23	187.64	187.30	-0.34	54.08	51.32	-2.75	29.12	29.12	0.00
24	165.26	163.77	-1.48	48.93	54.48	5.55	29.12	29.12	0.00
25	187.94	186.94	-1.00	58.33	59.28	0.95	29.12	29.12	0.00
26	166.86	166.08	-0.78	52.94	53.03	0.09	29.12	29.12	0.00
27	160.11	159.63	-0.48	50.59	49.91	-0.68	29.12	29.12	0.00
Máximo			-0.26	Máximo			5.55	Máximo	
Mínimo			-1.48	Mínimo			-3.26	Mínimo	
Promedio			-0.60	Promedio			-0.66	Promedio	

Etapa	Transformador Chillón 220/60 kV			Transformador Chavarría 220/60A kV			Transformador Chavarría 220/60B kV		
	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)
1	119.65	119.06	-0.59	133.31	132.86	-0.44	99.85	99.30	-0.55
2	110.59	110.20	-0.39	120.88	120.34	-0.54	92.49	91.68	-0.81
3	105.62	105.15	-0.47	114.04	113.73	-0.31	86.73	86.40	-0.33
4	102.72	102.27	-0.45	109.03	108.71	-0.31	84.32	83.97	-0.35
5	103.31	102.91	-0.40	108.61	108.25	-0.36	86.00	85.52	-0.48
6	103.82	103.38	-0.43	109.09	108.78	-0.31	86.21	85.85	-0.36
7	95.14	94.76	-0.37	98.14	97.86	-0.27	75.43	75.12	-0.31
8	98.88	98.46	-0.42	100.07	99.76	-0.31	79.73	79.33	-0.40
9	106.84	108.18	1.34	111.55	110.83	-0.72	84.78	84.17	-0.61
10	112.67	113.11	0.44	120.11	119.51	-0.60	88.94	88.28	-0.66
11	115.95	115.37	-0.58	124.62	123.93	-0.69	91.05	89.73	-1.32
12	118.55	117.96	-0.58	128.35	127.88	-0.47	93.42	92.69	-0.73
13	117.69	118.50	0.80	130.72	129.97	-0.76	95.21	94.35	-0.86
14	116.29	115.77	-0.51	126.84	126.62	-0.22	90.98	90.90	-0.08
15	112.35	113.31	0.96	123.53	122.92	-0.62	88.83	88.34	-0.49
16	111.74	112.44	0.70	121.97	121.59	-0.38	88.28	88.28	-0.00
17	114.15	114.11	-0.04	123.95	123.53	-0.43	89.94	89.49	-0.45
18	126.65	125.39	-1.26	136.83	137.26	0.43	98.62	100.00	1.38
19	143.73	142.69	-1.04	157.78	157.30	-0.49	117.05	116.47	-0.58
20	145.34	144.28	-1.06	160.16	159.65	-0.51	118.81	118.18	-0.63
21	143.41	142.68	-0.74	159.59	159.00	-0.58	118.86	118.18	-0.68

Etapa	Transformador Chillón			Transformador Chavarría			Transformador Chavarría		
	220/60 kV			220/60A kV			220/60B kV		
	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)
22	136.65	135.98	-0.67	153.37	153.09	-0.28	114.34	114.40	0.06
23	123.59	122.37	-1.22	137.48	137.69	0.21	103.66	104.55	0.89
24	110.27	112.71	2.44	119.20	116.21	-2.99	91.25	85.31	-5.94
25	120.76	122.14	1.38	131.71	130.18	-1.52	96.20	93.73	-2.47
26	111.61	112.85	1.25	119.41	118.26	-1.15	89.14	87.48	-1.66
27	106.58	106.62	0.04	112.66	112.20	-0.45	83.58	83.11	-0.47
Máximo			2.44	Máximo		0.43	Máximo		1.38
Mínimo			-1.26	Mínimo		-2.99	Mínimo		-5.94
Promedio			-0.07	Promedio		-0.56	Promedio		-0.70

Nota: Elaboración propia

La variación de flujo en cada elemento tiene como promedio de las etapas horarias hasta -0.7 MW, como máximo hasta 5.55 MW y como mínimo hasta -5.94 MW. También se observa que el despacho de la C.T. Oquendo es idéntico en ambos casos.

Finalmente, sumando el aporte de cada uno de dichos elementos, se observa que entre ambos modelos la variación de inyección de potencia a la zona de Lima Norte 60 kV, tiene como promedio de las etapas horarias -2.59 MW, como máximo -1.69 MW y como mínimo -4.30 MW, evidenciando la disminución de pérdidas ya observada en los flujos de potencia AC realizados en Power World. Otro detalle importante es que los 4.30 MW menos de demanda en la zona debido al efecto de la reducción, representan el 0.58% de la demanda total de la zona del modelo completo (739 MW) presentada en dicha etapa horaria.

Tabla 41

Comparación de Inyección Total de Potencia a Lima Norte 60 kV

Etapa	Inyección a Lima Norte 60kV			
	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)	Porcentaje de Variación (%)
1	624.00	621.29	-2.71	-0.43%
2	569.04	566.75	-2.29	-0.40%
3	542.59	540.52	-2.07	-0.38%
4	525.31	523.32	-2.00	-0.38%
5	525.87	523.93	-1.94	-0.37%

Etapa	Inyección a Lima Norte 60kV			
	Completo (MW)	HMNOD (MW)	Diferencia (MW)	Porcentaje de Variación (%)
6	527.33	525.39	-1.94	-0.37%
7	475.72	474.03	-1.69	-0.36%
8	486.97	485.10	-1.87	-0.38%
9	534.82	532.73	-2.10	-0.39%
10	568.53	566.21	-2.32	-0.41%
11	584.96	582.49	-2.47	-0.42%
12	600.10	597.51	-2.59	-0.43%
13	605.23	602.67	-2.56	-0.42%
14	591.42	589.02	-2.41	-0.41%
15	575.92	573.63	-2.29	-0.40%
16	567.79	565.53	-2.26	-0.40%
17	575.37	573.04	-2.33	-0.40%
18	636.86	633.89	-2.97	-0.47%
19	729.69	725.53	-4.16	-0.57%
20	739.04	734.75	-4.30	-0.58%
21	733.27	729.08	-4.19	-0.57%
22	704.05	700.21	-3.84	-0.55%
23	635.57	632.36	-3.21	-0.51%
24	564.03	561.61	-2.42	-0.43%
25	624.05	621.39	-2.66	-0.43%
26	569.08	566.82	-2.26	-0.40%
27	542.64	540.58	-2.06	-0.38%
Máximo		-1.69	-0.36%	
Mínimo		-4.30	-0.58%	
Promedio		-2.59	-0.43%	

Nota: Elaboración propia

Sin embargo, lo más resaltante es la semejanza entre los resultados de ambos modelos NCP, por lo que se concluye que la reducción de nodos es válida y muy aproximada, demostrando que la propuesta metodológica para determinar los factores fasoriales de reparto de carga y generación no despachable y de determinación de parámetros de redes equivalentes puede utilizarse para reducir otros subsistemas eléctricos del SEIN con el objetivo de reducir el tiempo de ejecución del despacho económico.

Conclusiones

En el presente trabajo se logró desarrollar y validar una metodología para reducir nodos y determinar factores de reparto de Carga y Generación no despachable en redes de distribución de un SEP, basado en el método de Eliminación Gaussiana, con el fin de mejorar la eficiencia y precisión en los análisis de la operación (flujo de carga y despacho económico).

Para tal fin fue necesario elaborar un diagnóstico del estado del modelamiento de los nodos en el sistema eléctrico de potencia de Lima Norte 60 kV realizados por el COES dentro del modelo NCP, evidenciando que la reducción de nodos y agrupamiento de cargas hechos de forma empírica arrojaban diferencias en los flujos a través de circuitos de interés en el orden de 30 MW, pudiendo mostrar congestión de enlaces de transmisión donde no se alcanzan los límites operativos, y al mismo tiempo, no mostrar la congestión en enlaces que en la realidad estarían saturados.

En ese sentido, se logró desarrollar una metodología de reducción de nodos válida y aplicable, la cual permite determinar Factores de Reparto de Carga/Generación hacia los nodos remanentes para ganar eficiencia operativa del despacho económico, los cuales no dependen de la magnitud de carga sino solamente de la matriz de admitancia del sistema original, es decir, de los parámetros eléctricos de los circuitos de enlace como líneas de transmisión y transformadores.

Debido a que el promedio de la diferencia de los flujos de carga entre el modelamiento completo y el reducido es inferior al 0.5% para condiciones normales de operación, se puede concluir que la metodología propuesta es válida para ser aplicada en redes de distribución o redes de menor interés para el Operador de un SEP, permitiendo

el modelamiento de las redes equivalentes reducidas dentro de programas de optimización de la operación de corto plazo y la planificación de la expansión del sistema en el largo plazo. La metodología de reducción de nodos desarrollada en el presente trabajo, denominada HMNOD, fue implementada en dos lenguajes de programación, Matlab y VBA Excel.

Finalmente se puede afirmar que se logró determinar la ganancia computacional al utilizar modelos equivalentes reducidos de un conjunto de nodos dentro del modelo NCP utilizado por el COES, reduciendo el tiempo de simulación entre 20% y 66% dependiendo del número de restricciones configuradas en un estudio de caso. La ganancia computacional dependerá también del porcentaje de nodos reducidos de un SEP.

Recomendaciones

Se recomienda utilizar el método HMNOD para reducir redes de menor relevancia para el Operador Independiente de un SEP, siendo estas comúnmente redes de distribución en alta tensión, cuya operación normalmente depende exclusivamente de la concesionaria de distribución o de grandes clientes industriales.

En casos de existir generación distribuida en el SEP a reducir, la cual no es despachada por el Operador Independiente del SEP, se recomienda aplicar los factores de reparto para distribuir la generación y restarla de la carga en los nodos remanentes del sistema equivalente.

Como trabajos futuros se recomienda investigar si es factible aplicar los factores de reparto de carga y generación no despachable para el desarrollo de una metodología de valorización de inyecciones y retiros de energía de un mercado eléctrico, donde las transacciones se realizan en Barra o Nodos de Referencia, que son los nodos del sistema donde se Fijan los Costos Marginales de Corto Plazo y donde se realizan las transacciones de energía.

Referencias Bibliográficas

- Aboytes, F. & Vargas, R. (1983). Análisis y aplicación de equivalentes en sistemas eléctricos de potencia. CFE-CENACE-DID. México, D.F.
- Aparicio Pulido, J. F. (2011). Equivalentes estáticos para selección de contingencias en sistemas eléctricos de potencia. Instituto Politécnico Nacional. México.
<https://repositoriodigital.ipn.mx/jspui/handle/123456789/8201>,
<https://repositoriodigital.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/8201/1/EQUIVALENTES%20ESTATICOS%20PARA%20SELECCION%20DE%20CONTINGENCIAS%20EN%20SISTEMAS%20ELECTRICOS%20DE%20POTENCIA.pdf>
- Bayod-Rújula, Á. Á. (2009). Future development of the electricity systems with distributed generation. Energy, 34 (3), 377-383.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544208003174>
- Billinton, R. & Allan, R.N. (2013). Reliability evaluation of power systems. Springer Science & Business Media.
https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=4QryBwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA1&dq=Reliability+evaluation+of+power+systems.+Springer+Science+%26+Business+Media.&ots=Hq_-4T5lfj&sig=U3eLMA0oUZHcVx9MlbncL2jqfGo#v=onepage&q=Reliability%20evaluation%20of%20power%20systems.%20Springer%20Science%20%26%20Business%20Media.&f=false
- COES.ORG.PE (2014). Programa de operación diario.
<https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/ProgOperacion/ProgramaDiario#>
- Dihigo, J. G. (2021). Metodología de la investigación para administradores. Ediciones de la U.
- <https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=JiwaEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA1&dq=Metodolog%C3%A1+de+la+Investigaci%C3%B3n&ots=bmnZI1tkr0&sig=zR>

[uy2x5YmwsdYI0wrmcs03bYH8w/#v=onepage&q=Metodolog%C3%ADa%20de%20la%20Investigaci%C3%B3n&f=false](https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/uy2x5YmwsdYI0wrmcs03bYH8w/#v=onepage&q=Metodolog%C3%ADa%20de%20la%20Investigaci%C3%B3n&f=false)

Dimo, P. (1975). Nodal analysis of power systems. Abacus Press, Kent England.

<https://www.osti.gov/biblio/7233051>

Espinoza, R. A. (2012). Desarrollo de un equivalente reducido del SING para estudios de estabilidad transitoria de primera oscilación. Santiago de Chile.

<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/111319>

Glover, J.D.; Sarma, M.S. & Overbye, T.J. (2017). Power system analysis and design, U.S.A. Cengage Learning.

<https://thuvienso.hoasen.edu.vn/handle/123456789/11192?show=full>

Grainger, J.J. (1999). Análisis de sistemas de potencia. U.S.A. McGraw-Hill Inc.

<https://thuvienso.bvu.edu.vn:8443/handle/TVDHBRVT/14336>

Hernández, R., Fernández, C. & Baptista, P. (2014). Metodología de la Investigación. 6ta ed. México D.F. Editorial McGraw-Hill/ Interamericana Editores.

Medina, M., Rojas, R. & Bustamante, W. (2023). Metodología de la investigación: Técnicas e instrumentos de investigación. Instituto Universitario de Innovación Ciencia y Tecnología Inudi Perú.

<http://coralito.umar.mx:8383/jspui/handle/123456789/1539>

Mejía, L. C. (2014). Metodología híbrida para la reducción de orden de sistemas eléctricos de potencia. Universidad Tecnológica de Pereira. Risaralda-Colombia.

<https://repositorio.utp.edu.co/entities/publication/4baaec35-66c1-4919-96d2-2a89c103cc61>

Méndez, H. (2024). Hipótesis de investigación.

<https://www.aprendizajeneuro.com/investigaciones-e-innovaciones-de-hugo-mendez/>

Monticelli, A. J. (1983). Fluxo de carga em redes de energia elétrica. Brasil. Editora Edgard Blücher Ltda.

https://www.eletrica.ufpr.br/p/_media/professores:aoki:te361:leitura_de_base.pdf

- PSR Inc. (2012). Modelo NCP – Manual de metodología. Brasil. PSR Inc.
- PSR Inc. (2013). Modelo SDDP – Manual de metodología. Brasil. PSR Inc.
- Rovetto, C. (2018). Metodología de la Investigación. Universidad Tecnológica de Panamá (UTP).
- <https://ridda2.utp.ac.pa/bitstream/handle/123456789/13472/Folleto%20Metodología%c3%ada%20de%20la%20Investigaci%c3%b3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Saadat, H. (1999). Power system analysis. (2), U.S.A. McGraw-Hill Inc.
- <https://www.uvic.ca/ecs/ece/assets/docs/current/undergraduate/201901/ece488.pdf>
- Teles Araujo, C. T. (2014). Equivalente Ward: Modelo não linear. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Brasil . <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/23160/23160.PDF>
- Thompson, W. & Skau, S. (2023). On the scope of scientific hypotheses. Royal Society Open Science, 10. <https://doi.org/10.1098/rsos.230607>
- Vergura, S. (2009, May). The gauss elimination from the circuit theory point of view: Diagonal nodal equivalent. IEEE EUROCON, 264-271.
- <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5167641>
- Ward, J. B. (1949). Equivalent circuits in power system studies. Doctoral thesis. Purdue University.
- https://www.proquest.com/openview/7896476856c71e575632636c2970b412/1?p_q-origsite=gscholar&cbl=18750&diss=y

Anexos

Anexo 1: Programa HMNOD en Matlab	1
Anexo 2: Programa HMNOD en VBA Excel	7
Anexo 3: Matriz de Consistencia de Tesis.....	28

Anexo 1: Programa HMNOD en Matlab

```
%----- PROGRAMA HMNOD MATLAB -----  
%----- INPUTS-----  
%  
%      Bus1 Bus2   Rpu     Xpu  
linedat = [1    2    0.0000  0.0600  
          2    3    0.0500  0.3000  
          2    5    0.0200  0.1500  
          2    6    0.0700  0.4500  
          3    4    0.0600  0.4000  
          3    6    0.0400  0.4000  
          4    6    0.0800  0.6000  
          4    9    0.0900  0.7000  
          4    10   0.0000  0.0800  
          5    7    0.0500  0.4300  
          6    8    0.0600  0.4800  
          7    8    0.0300  0.3500  
          8    9    0.0500  0.4800];  
%  
%      Bus      MW      MVar  
loadat = [2    40.0000  8.0000  
          6    30.0000  5.0000  
          8    55.0000  5.5000  
          9    25.0000  5.0000];  
%  
%      Bus      MW      MVar  
gendat = [ 1  102.8630  32.9250  
          10   50.0000  22.0420];  
  
%----- PROCESAMIENTO-----  
j=sqrt(-1);  
  
[nload,col] = size(loadat); % cantidad de barras con carga en la variable  
nload  
[ngen,col] = size(gendat); % cantidad de barras con generación en la variable  
ngen  
[nline, col] = size(linedat); % cantidad lineas en la variable nline  
  
a= max(linedat);  
% a = matriz de 1 x 4 con elementos a1j= máximo número por columna  
  
nbus=max(a(1,1),a(1,2));  
% nbus = número total de barras a través del máximo valor entre barras de  
salida y llegada (columnas 1 y 2 de matriz a)  
  
linedat1=[linedat(:,1),linedat(:,2),(linedat(:,3)+j*linedat(:,4))];  
%linedat1 = matriz con 3 columnas: col1= de barra de salida , col2 = barra de  
llegada, col3 = impedancia de linea  
  
sparsa1=zeros(nbus+nline,3);  
%crea matriz esparsa com elementos = 0 para um total de nbus+nline filas y 3  
columnas, em la columna 3 será almacenada da admitancia entre nodo y nodo, las  
primeras nbus filas contendrán em la tercera columna el término Y(ii) de uma  
matriz de admitancia de nbus x nbus  
  
for k=1:nbus  
    sparsa1(k,1)=k; %bus de salida = k  
    sparsa1(k,2)=k; %bus de llegada= k  
    for m=1:nline  
        if or(linedat1(m,1)==k,linedat1(m,2)==k)
```

```

        sparsa1(k,3) = sparsa1(k,3)+1/linedat1(m,3);
    end
end
%variable sparsa1(k,3) es la suma de todas las admitancias de salida desde el
nodo k

for k=1:nline
    sparsa1(k+nbus,1)=linedat1(k,1);
    sparsa1(k+nbus,2)=linedat1(k,2);
    sparsa1(k+nbus,3)=-1/linedat1(k,3);
end
%a partir de la fila nbus+1 hasta nbus + nline, almacena cada admitancia yij
(para i != j) de la matriz de admitancia nbus x nbus del Sistema

Ybus = zeros(nbust,nbus);
Ycjbust = zeros(nbust,nbus);
%crea matriz de admitancia Ybus e Ybus* (conjugada) com valores =0 de nbust x
nbust

for m=1:(nbust+nline)
    Ybus(sparsa1(m,1),sparsa1(m,2))= sparsa1(m,3);
    if sparsa1(m,1)~=sparsa1(m,2)
        Ybus(sparsa1(m,2),sparsa1(m,1))= sparsa1(m,3);
    end
end
%crea matriz de admitancia com valores Yij almacenados em la matriz esparsa

for k=1:nbust
    if Ybus(k,k) == 0
        quit
    end
end
% finaliza el código si alguno de los elementos diagonales de Ybus no tiene
enlaces

Ycjbust=conj(Ybus); %crea matriz de admitancia Conjugada

loadmtx = zeros(nload+1,nbus+1);
for k=1:(nbust+1)
    loadmtx(1,k)=k-1;
    for i = 1:nload
        if loadat(i,1)==(k-1)
            loadmtx(i+1,1)=loadat(i,1);
            loadmtx(i+1,loadat(i,1)+1)=loadat(i,2)+j*loadat(i,3);
        end
    end
end
% crea matriz de/para de reparto de cargas P+jQ, coloca el código de nodo con
carga en la columna 1 (fila 2+) y el código de todas las barras em la primera
fila (columna 2+)

genmtx = zeros(ngen+1,nbus+1);
for k=1:(nbust+1)
    genmtx(1,k)=k-1;
    for i = 1:ngen
        if loadat(i,1)==(k-1)
            genmtx(i+1,1)=gendat(i,1);
            genmtx(i+1,gendat(i,1)+1)=gendat(i,2)+j*gendat(i,3);
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end % crea matriz de/para de reparto de generación P+jQ,
FRPmtx = zeros(nbus+1,nbus+1);
for k=1:(nbus+1)
    FRPmtx (1,k)=k-1;
    FRPmtx (k,1)=k-1;
    for i = 1:nbus
        if i==(k-1)
            FRPmtx (i+1,k)=1;
        end
    end
end % crea matriz “de/para” de Factores de Reparto Load/Gen = Matriz Identidad

n=nbus-2; %inicia reduccion de Gauss, n = número máximo de nodos a ser
eliminados
buseq=zeros(nbus,2);
for k=1:nbus
    buseq(k,1)=k;
    buseq(k,2)=k;
end %construcción de matriz de/para de NODOS

for m=1:n % simula en loop hasta llegar a 2 barras como mínimo
    if m<=n %mientras número de barras eliminadas <= nbus original - 2
        gauss = input('Eliminar barras? (S/N): ','s'); %pregunta si desea
eliminar barras
        if or(gauss == 'S',gauss=='s')
            busout=input('Introduzca barra del sistema equivalente a eliminar:');
        end
        [nbus1,col]=size(Ycjbus);
        if or(busout>nbus1,busout<1)
            busout=input('Barra Invalida. Reintroduzca barra del sistema
equivalente a eliminar: ');
        end

        S=0;
        for a=1:nload
            S=loadmtx(a+1,busout+1);
        end
        %S = Pi+jQi del nodo a ser eliminado en la matriz de/para de nodos de carga

        for k=1:nbus1
            loadmtx(a+1,k+1)=loadmtx(a+1,k+1)+ S*(-
Ycjbus(k,busout)/Ycjbus(busout,busout));
        end
    end
% Resta la carga de la barra eliminada en cada una de las barras restantes
aplicando ecuación de Eliminación Gaussiana Modificada: Sj' = Sj - Y*ji/Y*ii.Si

        loadmtx(:,busout+1)=[];
        for a = 1:(nbus1-1)
            loadmtx(1,a+1) = a;
        end
    end
%elimina columna de la barra eliminada de la matriz de/para de carga y
reenumera las columnas de carga

    for a=1:ngen
        S=genmtx(a+1,busout+1);
        for k=1:nbus1

```

```

        genmtx(a+1,k+1)=genmtx(a+1,k+1)+ S*(-
Ycibus(k,busout)/Ycibus(busout,busout));
    end
end
genmtx(:,busout+1)=[];
for a = 1:(nbus1-1)
    genmtx(1,a+1) = a;
end % Mismo procedimiento para la matriz de/para de generación

for a=1:nbus
    S=FRPmtx(a+1,busout+1);
    for k=1:nbus1
        FRPmtx (a+1,k+1)= FRPmtx (a+1,k+1)+ S*(-
Ycibus(k,busout)/Ycibus(busout,busout));
    end
end
FRPmtx (:,busout+1)=[];
for a = 1:(nbus1-1)
    FRPmtx (1,a+1) = a;
end % Mismo procedimiento para la matriz de/para de Factores de
Reparto

for k=1:nbus1
    if k>=busout
        buseq(k,2)=k-1;
    else
        buseq(k,2)=k;
    end
end
%Almacena el nuevo número de barra en el sistema equivalente reducido en matriz
de/para de nodos

Ycibus1=zeros(nbus1,nbus1);
for i=1:nbus1
    for k=1:nbus1
        Ycibus1(i,k)=Ycibus(i,k)-
Ycibus(i,busout)*Ycibus(busout,k)/Ycibus(busout,busout);
    end
end
Ycibus1(:,busout)=[];
Ycibus1(busout,:)=[];
Ycibus=Ycibus1;
%Calcula nueva matriz Y* del sistema reducido nbus original-1 x nbus original-1

buseq(busout,:)=[];
buseq %Elimina fila del nodo eliminado en matriz de/para de
nodos
else
    n=m;
%caso respuesta NEGATIVA a la pregunta de reducir nodos y finaliza el Loop
end
end
end

%lineas equivalentes a partir de nueva Y*bus despues de reducir "m" nodos
[busequiv,col]=size(Ycibus);
linequiv=0;
for i=1:busequiv
    for k=1:busequiv

```

```

        if and(Ycibus(i,k)~=0,k>i)
            linequiv=linequiv+1;
        end
    end
end
linequivdat=zeros(linequiv,4);
%cuenta la cantidad de admitancias Y*ij en la matriz resultante para determinar
el número de líneas y crear matriz de/para con impedancias

a = 1;
for i=1:busequiv
    for k=1:busequiv
        if and(Ycibus(i,k)~=0,k>i)
            linequivdat(a,1)=i;
            linequivdat(a,2)=k;
            linequivdat(a,3)=real(conj(-1/Ycibus(i,k)));
            linequivdat(a,4)=imag(conj(-1/Ycibus(i,k)));
            a = a+1;
        end
    end
end %termina cálculo de Rpu y Xpu en nueva matriz de parámetros de LTs

for i=1:(a-1)
    m=0;
    n=0;
    for k=1:(nbus1-1)
        if and(linequivdat(i,1)== buseq(k,2),m<1)
            linequivdat(i,1)= buseq(k,1);
            m=m+1;
        end
        if and(linequivdat(i,2)== buseq(k,2),n<1)
            linequivdat(i,2)= buseq(k,1);
            n=n+1;
        end
    end
end
%termina de/para de número original de nodo en nueva matriz de LTs

sum=zeros(nbus1-1,2);
for i = 1:(nbus1-1)
    for a = 1:nload
        sum(i,1)=sum(i,1)+genmtx(a+1,i+1);
    end
    for k = 1:nload
        sum(i,2)=sum(i,2)+loadmtx(k+1,i+1);
    end
end
%Crea matriz con o total de Carga y Generación para cada nodo del sistema
reducido

for k = 1:(nbus1-1)
    a=0;
    for i=1:(nbus1-1)
        if a==0
            if genmtx(1,k+1)==buseq(i,2)
                genmtx(1,k+1)=buseq(i,1);
            a=a+1;
        end
        if loadmtx(1,k+1)==buseq(i,2)

```

```

        loadmtx(1,k+1)=buseq(i,1);
    end
    if FRPmtx(1,k+1)==buseq(i,2)
        FRPmtx (1,k+1)=buseq(i,1);
    end
end
%termina de/para de número original de nodo en nuevas matrices de/para de
Carga, Generación y Factores Fasoriales de Reparto

buseq=[buseq,sum];
buseq(:,2)=[];
%concatena matrices de de/para de nodos y total de generación y carga del
sistema reducido, dejando los números originales de nodos

buseq
loadmtx
genmtx
FRPmtx
linequivdat
%imprime resultados

```

Anexo 2: Programa HMNOD en VBA Excel

***** PROGRAMA HMNOD VBA EXCEL *****													
PARÁMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				NODOS CON CARGA			NODOS CON GENERACIÓN			*Dejar vacío para eliminar nodo a nodo			
BUS A	BUS B	Rpu	Xpu	BUS	MW	MVAr	BUS	MW	MVAr	NODOS A ELIMINAR*			Reducir circuito com HMNOD
1	2	-	0,06	2	40,000	8,000	1	102,863	32,925	2			
2	3	0,05	0,30	6	30,000	5,000	10	50,000	22,042	3			
2	5	0,02	0,15	8	55,000	5,500				4			
2	6	0,07	0,45	9	25,000	5,000				5			
3	4	0,06	0,40							7			
3	6	0,04	0,40							8			
4	10	-	0,08										
4	6	0,08	0,60										
4	9	0,09	0,70										
5	7	0,05	0,43										
6	8	0,06	0,48										
7	8	0,03	0,35										
8	9	0,05	0,48										

PARÁMETROS DE LÍNEAS EQUIVALENTES				FACTORES DE REPARTO DE POTENCIA (Parte Real)					
Nodo A	Nodo B	Rpu	Xpu	De\Para	1	6	9	10	
1	6	0,0392	0,3435	1	100%	0%	0%	0%	
1	9	0,235472	2,553210	2	77,14%	17,24%	2,33%	3,29%	
1	10	0,187007	1,805705	3	32,09%	41,43%	3,41%	23,06%	
6	9	0,128823	0,895185	4	4,38%	14,79%	8,3%	72,52%	
6	10	0,052686	0,535594	5	67,23%	21,44%	8,46%	2,86%	
9	10	0,088565	0,955387	6	0%	100%	0%	0%	
				7	38,87%	33,46%	26,02%	1,65%	
				8	15,83%	43,23%	40,26%	0,68%	
				9	0%	0%	100%	0%	
				10	0%	0%	0%	100%	

LÍNEAS EQUIVALENTES				CARGA/GENERACIÓN							
Nodo A	Nodo B	Rpu	Xpu	Nodo	Carga Eq MW	Carga Eq MVAr	Gen Eq MW	Gen Eq MVAr	Limpiar Resultado		
1	6	0,039174	0,343493	1	39,328	8,383	102,863	32,925			
1	9	0,235472	2,553210	6	60,878	7,503	-	-			
1	10	0,187007	1,805705	9	48,077	7,486	-	-			
6	9	0,128823	0,895185	10	1,717	0,128	50,000	22,042			
6	10	0,052686	0,535594								
9	10	0,088565	0,955387								

FACTORES FASORIALES DE REPARTO CARGA-GENERACIÓN // REPARTICIÓN DE CARGA CONSOLIDADA // REPARTICIÓN DE GENERACIÓN CONSOLIDADA														
DE\PARA	1	6	9	10	DE\PARA	1	6	9	10	DE\PARA	1	6	9	10
1	1 + 0 i	-	-	-	2,00	30,65382E	7,054660E	0,9492573	1,3422535	1,00	102,863 +	-	-	-
2	0,7713895	0,1724334	2,3301630	3,2875403	6,00	-	30 + 5 i	-	-	10,00	-	-	-	50 + 22,042 i
3	0,3209143	0,4143415	3,4144288	0,2305997	8,00	8,6739845	23,823706	22,127301	0,375008002600811 + 7,47159320915129E-04 i					
4	4,383387C	0,1479354	8,3022295	0,7252083	9,00	-	-	25 + 5 i	-					
5	0,6723135	0,2144178	8,4629025	2,86391320988526E-02 + -3,06856870519088E-03 i										
6	-	1 + 0 i	-	-										
7	0,388661E	0,3346424	0,2601572	1,65384345841134E-02 + -1,90358112065666E-03 i										
8	0,1583138	0,4323090	0,4026245	6,75216415000724E-03 + -6,61631700074995E-04 i										
9	-	-	1 + 0 i	-										
10	-	-	-	1 + 0 i										

Option Explicit

' Definición de un tipo de dato para números Complejos

Type Cplx

RE As Double

IM As Double

End Type

' Función para obtener el Valor Absoluto de un número Complejo

Public Function AbsCplx(c1 As Cplx) As Double

```

    Dim resultado As Double
    resultado = Sqr((c1.RE) ^ 2 + (c1.IM) ^ 2)
    AbsCplx = resultado
End Function

' Función para Obtener el Conjugado de un número Complejo
Public Function CnjCplx(c1 As Cplx) As Cplx
    Dim resultado As Cplx
    resultado.RE = c1.RE
    resultado.IM = -c1.IM
    CnjCplx = resultado
End Function

' Función para sumar dos números Complejos
Public Function SCplx(c1 As Cplx, c2 As Cplx) As Cplx
    Dim resultado As Cplx
    resultado.RE = c1.RE + c2.RE
    resultado.IM = c1.IM + c2.IM
    SCplx = resultado
End Function

' Función para multiplicar dos números Complejos
Public Function MCplx(c1 As Cplx, c2 As Cplx) As Cplx
    Dim resultado As Cplx
    resultado.RE = c1.RE * c2.RE - c1.IM * c2.IM
    resultado.IM = c1.IM * c2.RE + c2.IM * c1.RE
    MCplx = resultado
End Function

' Función para dividir dos números Complejos
Public Function DCplx(c1 As Cplx, c2 As Cplx) As Cplx
    Dim resultado As Cplx
    Dim denominador As Double

    denominador = c2.RE ^ 2 + c2.IM ^ 2
    If denominador = 0 Then
        MsgBox "No se puede dividir por 0."
        Exit Function
    End If

    resultado.RE = (c1.RE * c2.RE + c1.IM * c2.IM) / denominador
    resultado.IM = (c1.IM * c2.RE - c1.RE * c2.IM) / denominador
    DCplx = resultado
End Function

' MACRO PARA DETERMINAR FACTORES DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA Y EQUIVALENTE
Sub HMNOD()

    Dim buseq() As Integer
    Dim buseq1() As Integer
    Dim buseqLG() As Double

    Dim Linedat() As Cplx
    Dim Linedat1() As Cplx

    Dim Sparsa() As Cplx
    Dim Sparsa1() As Cplx

```

```

Dim YBus() As Cplx
Dim YcBus() As Cplx
Dim YcBus1() As Cplx

Dim FRPMtx() As Cplx
Dim FRPMtx1() As Cplx

Dim Loadmtx() As Cplx
Dim Loadmtx1() As Cplx

Dim Genmtx() As Cplx
Dim Genmtx1() As Cplx

Dim AbsYBus() As Double

Dim Linequivdat() As Double

Dim S As Cplx
Dim zpu As Cplx
Dim zequivpu As Cplx
Dim ypu As Cplx
Dim uno As Cplx
Dim mUno As Cplx

Dim a, b, i, j, k, m, n As Integer
Dim busout, gauss As Integer
Dim row_ref_ldat, row_end_ldat, row_ref_load, row_end_load, row_ref_gen,
row_end_gen, row_ref_nelim, row_end_nelim, row_ref, row_end As Integer
    Dim col_busa, col_busb, col_rpu, col_xpu, col_busload, col_loadp,
    col_loadq, col_busgen, col_genp, col_genq, col_nelim, col_ref, col_end As
Integer
        Dim nbus, nbus1, nline, nline1, ngen, ngen1, nload, nload1, nelim,
maxnelim, linequiv As Integer
        Dim resultado As String

Sheets("HMNOD").Activate

uno.RE = 1 ' 1 = 1 + i0
uno.IM = 0

mUno.RE = -1 ' -1 = -1 + i0
mUno.IM = 0

row_ref_ldat = Range("REF_LINEDAT").Row + 1 'nombrar encabezado de Nodo A
row_end_ldat = Range("REF_LINEDAT").End(xlDown).Row
nline = row_end_ldat - row_ref_ldat + 1
nline1 = nline

col_busa = Range("REF_LINEDAT").Column
col_busb = Range("LINE_BUSB").Column 'nombrar encabezado de Nodo B
col_rpu = Range("LINE_R").Column 'nombrar encabezado de Rpu
col_xpu = Range("LINE_X").Column 'nombrar encabezado de Xpu

If IsEmpty(Cells(row_ref_ldat, col_busa)) = True Or
IsEmpty(Cells(row_ref_ldat + 1, col_busa)) = True Or IsEmpty(Cells(row_ref_ldat
+ 2, col_busa)) = True Or IsEmpty(Cells(row_ref_ldat, col_busb)) = True Or

```

```

IsEmpty(Cells(row_ref_ldat + 1, col_busb)) = True Or IsEmpty(Cells(row_ref_ldat
+ 2, col_busb)) = True Then
    resultado = MsgBox("Declarar por lo menos 3 enlaces de transmisión.", vbCritical)
    End
End If

Range(Cells(row_ref_ldat, col_busa), Cells(row_end_ldat,
col_xpu)).RemoveDuplicates Columns:=Array(1, 2)

row_end_ldat = Range("REF_LINEDAT").End(xlDown).Row
nline = row_end_ldat - row_ref_ldat + 1 ' cantidad lineas en la variable
nline
Range(Cells(row_ref_ldat, col_busa), Cells(row_end_ldat, col_xpu)).Sort
Key1:=Range(Cells(row_ref_ldat, col_busa), Cells(row_end_ldat, col_busa)),
Key2:=Range(Cells(row_ref_ldat, col_busb), Cells(row_end_ldat, col_busb)),
Order1:=xlAscending, Order2:=xlAscending

If nline <> nline1 Then
    resultado = MsgBox("Se ha eliminado uno de los Enlaces de Transmisión
por duplicidad, por favor, introducir parámetros equivalentes únicos entre
nodos.", vbCritical)
    End
End If

nbus = WorksheetFunction.Max(Range(Cells(row_ref_ldat, col_busa),
Cells(row_end_ldat, col_busb))) 'número total de barras a través del máximo
valor entre barras de salida y llegada

row_ref_load = Range("REF_LOADAT").Row + 1 'nombrar encabezado de BUS con
carga
row_end_load = Range("REF_LOADAT").End(xlDown).Row
nload = row_end_load - row_ref_load + 1 'cantidad de barras con carga en la
variable nload
nload1 = nload

col_busload = Range("REF_LOADAT").Column
col_loadp = Range("LOAD_P").Column 'nombrar encabezado de MW de Nodo con
carga
col_loadq = Range("LOAD_Q").Column 'nombrar encabezado de MVar de Nodo con
carga

If IsEmpty(Cells(row_ref_load, col_busload)) = True Then
    resultado = MsgBox("Declarar por lo menos un nodo con carga, con retiro
0 MW + j 0 MVar.", vbCritical)
    End
End If

Range(Cells(row_ref_load, col_busload), Cells(row_end_load,
col_loadq)).RemoveDuplicates Columns:=1

row_end_load = Range("REF_LOADAT").End(xlDown).Row
nload = row_end_load - row_ref_load + 1
Range(Cells(row_ref_load, col_busload), Cells(row_end_load,
col_loadq)).Sort Key1:=Range(Cells(row_ref_load, col_busload),
Cells(row_end_load, col_busload)), Order1:=xlAscending

If nload <> nload1 Then
    resultado = MsgBox("Se ha eliminado uno de los Nodos de Carga por

```

```

duplicidad, por favor, introducir Valores únicos por nodo.", vbCritical)
    End
End If

row_ref_gen = Range("REF_GENDAT").Row + 1 'nombrar encabezado de Nodo con
generación
    row_end_gen = Range("REF_GENDAT").End(xlDown).Row
    ngen = row_end_gen - row_ref_gen + 1 'cantidad de barras con generación en
la variable ngen
    ngen1 = ngen

col_busgen = Range("REF_GENDAT").Column
col_genp = Range("GEN_P").Column 'nombrar encabezado de MW de Nodo con
generación
    col_genq = Range("GEN_Q").Column 'nombrar encabezado de MVar de Nodo con
generación

If IsEmpty(Cells(row_ref_gen, col_busgen)) = True Then
    resultado = MsgBox("Declarar por lo menos un nodo con generación, con
inyección 0 MW + j 0 MVar.", vbCritical)
    End
End If

Range(Cells(row_ref_gen, col_busgen), Cells(row_end_gen,
col_genq)).RemoveDuplicates Columns:=1

row_end_gen = Range("REF_GENDAT").End(xlDown).Row
    ngen = row_end_gen - row_ref_gen + 1
    Range(Cells(row_ref_gen, col_busgen), Cells(row_end_gen, col_genq)).Sort
Key1:=Range(Cells(row_ref_gen, col_busgen), Cells(row_end_gen, col_busgen)), 
Order1:=xlAscending

If ngen <> ngen1 Then
    resultado = MsgBox("Se ha eliminado uno de los Nodos de Generación por
duplicidad, por favor, introducir Valores únicos por nodo.", vbCritical)
    End
End If

row_ref_nelim = Range("NOD_ELIM").Row + 1 'nombrar encabezado de NODOS A
ELIMINAR
    row_end_nelim = Range("NOD_ELIM").End(xlDown).Row
    col_nelim = Range("NOD_ELIM").Column

If row_end_nelim > row_ref_nelim Then
    Range(Cells(row_ref_nelim, col_nelim), Cells(row_end_nelim,
col_nelim)).RemoveDuplicates Columns:=1
    End If

row_end_nelim = Range("NOD_ELIM").End(xlDown).Row

If row_end_nelim > row_ref_nelim Then
    Range(Cells(row_ref_nelim, col_nelim), Cells(row_end_nelim,
col_nelim)).Sort Key1:=Range(Cells(row_ref_nelim, col_nelim),
Cells(row_end_nelim, col_nelim)), Order1:=xlAscending
    End If

If Cells(row_ref_nelim, col_nelim) = "" Then
    nelim = 0
Else

```

```

        maxnelim = WorksheetFunction.Max(Range(Cells(row_ref_nelim, col_nelim),
Cells(row_end_nelim, col_nelim)))

        If maxnelim > nbus Then
            resultado = MsgBox("El nodo con mayor numeración a eliminar es
mayor que el número total de nodos del sistema, por favor, verificar lista de
nodos a eliminar.", vbCritical)
        End
    End If

    nelim = row_end_nelim - row_ref_nelim + 1

    If nelim > nbus - 2 Then
        resultado = MsgBox("El número máximo de nodos a eliminar no puede
ser mayor que " & nbus - 2 & "! Verificar lista.", vbCritical)
    End
End If
End If

' Definir el tamaño de la matriz

ReDim Linedat(nline, 3) 'matriz con 3 columnas: col1= de barra de salida ,
col2 = barra de llegada, col3 = impedancia de linea
ReDim Linedat1(nline, 3) 'matriz pivot

ReDim Sparsa((nbus + nline), 3) 'matriz esparsa com elementos = 0 para um
total de nbus+nline filas y 3 columnas, em la columna 3 será almacenada da
admitancia entre nodo y nodo, las primeras nbus filas contendrán em la tercera
columna el término Y(ii) de uma matriz de admitancia de nbus x nbus
ReDim Sparsa1((nbus + nline), 3) 'matriz pivot

ReDim YBus(nbus, nbus) 'matriz de admitancia com valores =0 de nbus x nbus
ReDim YcBus(nbus, nbus) 'matriz Conjugada de admitancia com valores =0 de
nbus x nbus
ReDim YcBus1(nbus, nbus) 'matriz pivot

ReDim Loadmtx(nload + 1, nbus + 1) 'matriz "de/para" de reparto de cargas
P+jQ, coloca el código de nodo con carga en la columna 1 (fila 2+) y el código
de todas las barras em la primera fila (columna 2+)
ReDim Loadmtx1(nload + 1, nbus + 1) 'matriz pivot

ReDim Genmtx(ngen + 1, nbus + 1) 'matriz "de/para" de reparto de generación
P+jQ, coloca el código de nodo con carga en la columna 1 (fila 2+) y el código
de todas las barras em la primera fila (columna 2+)
ReDim Genmtx1(ngen + 1, nbus + 1) 'matriz pivot

ReDim buseq(nbus, 2) 'matriz de/para de nodos
ReDim buseq1(nbus, 2) 'matriz pivot

ReDim FRPMtx(nbus + 1, nbus + 1) 'matriz de factores fasoriales de
repartición de carga/generación
ReDim FRPMtx1(nbus + 1, nbus + 1) 'matriz pivot

'***** Construcción de matriz Linedat *****
For k = 1 To nline

    Linedat(k, 1).RE = Cells(row_ref_ldat + k - 1, col_bus).Value

```

```

Linedat(k, 2).RE = Cells(row_ref_ldat + k - 1, col_busb).Value
zpu.RE = Cells(row_ref_ldat + k - 1, col_rpu).Value
zpu.IM = Cells(row_ref_ldat + k - 1, col_xpu).Value
Linedat(k, 3) = zpu

Next k

' **** Construcción de matriz esparsa ****
For k = 1 To nbus

    Sparsa(k, 1).RE = k
    Sparsa(k, 2).RE = k

    For m = 1 To nline
        If Linedat(m, 1).RE = k Or Linedat(m, 2).RE = k Then
            ypu = DCplx(uno, Linedat(m, 3))
            Sparsa(k, 3) = SCplx(Sparsa(k, 3), ypu)
        End If
    Next m
Next k

For k = 1 To nline

    Sparsa(k + nbus, 1) = Linedat(k, 1)
    Sparsa(k + nbus, 2) = Linedat(k, 2)
    Sparsa(k + nbus, 3) = DCplx(mUno, Linedat(k, 3))

Next k

' **** Construcción de matriz de admitancia Yij ****
For m = 1 To (nbus + nline)

    i = Sparsa(m, 1).RE
    j = Sparsa(m, 2).RE
    YBus(i, j) = Sparsa(m, 3)
    YBus(j, i) = Sparsa(m, 3)

Next m

For k = 1 To nbus
    If YBus(k, k).RE = 0 And YBus(k, k).IM = 0 Then
        resultado = MsgBox("No existen enlaces que conectan el nodo " & k &
" al sistema, declarar por lo menos un enlace hacia este nodo o renombrar el
sistema a partir del nodo " & k + 1 & ".", vbCritical)
    End
End If
Next k

' **** Conjugada de la matriz YBus ****
For i = 1 To nbus
    For j = 1 To nbus
        YcBus(i, j) = CnjCplx(YBus(i, j))
    Next j
Next i

' **** Construcción de matriz de/para de NODOS DE CARGA *****
For k = 1 To nbus + 1

```

```

Loadmtx(1, k).RE = (k - 1)

For i = 1 To nload
    If Cells(i + row_ref_load - 1, col_busload) = (k - 1) Then
        Loadmtx(i + 1, 1).RE = Cells(i + row_ref_load - 1, col_busload)

        Loadmtx(i + 1, Cells(i + row_ref_load - 1, col_busload) + 1).RE =
        Cells(i + row_ref_load - 1, col_loadp)
        Loadmtx(i + 1, Cells(i + row_ref_load - 1, col_busload) + 1).IM =
        Cells(i + row_ref_load - 1, col_loadq)
    End If

    Next i

    Next k

'***** Construcción de matriz de/para de NODOS DE GENERACIÓN *****
For k = 1 To nbus + 1

    Genmtx(1, k).RE = (k - 1)

    For i = 1 To ngen
        If Cells(i + row_ref_gen - 1, col_busgen) = (k - 1) Then
            Genmtx(i + 1, 1).RE = Cells(i + row_ref_gen - 1, col_busgen)

            Genmtx(i + 1, Cells(i + row_ref_gen - 1, col_busgen) + 1).RE =
            Cells(i + row_ref_gen - 1, col_genp)
            Genmtx(i + 1, Cells(i + row_ref_gen - 1, col_busgen) + 1).IM =
            Cells(i + row_ref_gen - 1, col_genq)
        End If

        Next i

        Next k

'***** Construcción de matriz de/para de FACTORES DE REPARTO LOAD-GEN *****
For k = 1 To nbus + 1

    FRPMtx(1, k).RE = (k - 1)

    FRPMtx(k, 1).RE = (k - 1)

    For i = 1 To nbus
        If i = k - 1 Then
            FRPMtx(i + 1, k).RE = 1
        End If
    Next i

    Next k

'***** Construcción de matriz de/para de NODOS *****
For k = 1 To nbus
    buseq(k, 1) = k
    buseq(k, 2) = k
Next k

If nelim = 0 Then
    n = nbus - 2 'inicia reducción de Gauss, n = número máximo de nodos a

```

```

ser eliminados
Else
    n = nelim
End If

nbus1 = nbus

For m = 1 To n
    If m <= n Then
        If nelim = 0 Then

            gauss = MsgBox("Desea Eliminar Nodos?", vbYesNo, "ELIMINACIÓN
GAUSSIANA MODIFICADA")

            If gauss = 6 Then

                On Error GoTo LineR

LineR:
                busout = InputBox("Introduzca el número de barra de sistema
equivalente a eliminar" & vbCrLf & vbCrLf & "Introducir número de barra
válido entre 1 y " & nbus1, "HMNOD")

                If IsNumeric(busout) = False Then
                    MsgBox ("Introducir número de barra válido entre 1 y "
& nbus1)
                    GoTo LineR
                End If

                If IsNull(busout) = True Then
                    MsgBox ("Introducir número de barra válido entre 1 y "
& nbus1)
                    GoTo LineR
                End If

                busout = busout * 1

                If busout > nbus1 Or busout < 0.5 Then
                    MsgBox ("Introducir número de barra válido entre 1 y "
& nbus1)
                    GoTo LineR
                End If

                On Error GoTo 0

'***** Recálculo de matrices de/para de NODOS *****
Loadmtx1() = Loadmtx()

For a = 1 To nload
    S = Loadmtx(a + 1, busout + 1)

    For k = 1 To nbus1
        Loadmtx1(a + 1, k + 1) = SCplx(Loadmtx(a + 1, k +
1), MCplx(mUno, MCplx(S, DCplx(YcBus(k, busout), YcBus(busout, busout)))))
    Next k

Next a

Genmtx1() = Genmtx()

```

```

For a = 1 To ngen
    S = Genmtx(a + 1, busout + 1)

        For k = 1 To nbus1
            Genmtx1(a + 1, k + 1) = SCplx(Genmtx(a + 1, k + 1),
MCplx(mUno, MCplx(S, DCplx(YcBus(k, busout), YcBus(busout, busout)))))

        Next k

    Next a

    FRPMTx1() = FRPMTx()

    For a = 1 To nbus
        S = FRPMTx(a + 1, busout + 1)

            For k = 1 To nbus1
                FRPMTx1(a + 1, k + 1) = SCplx(FRPMTx(a + 1, k + 1),
MCplx(mUno, MCplx(S, DCplx(YcBus(k, busout), YcBus(busout, busout)))))

            Next k

        Next a

    nbus1 = nbus1 - 1

'*** Eliminación de Columna de Nodo Eliminado en matriz de/para de NODOS ***
ReDim Loadmtx(nload + 1, nbus1 + 1)

    For i = 1 To nload + 1
        For j = 1 To busout
            Loadmtx(i, j) = Loadmtx1(i, j)
        Next j
    Next i

    For i = 1 To nload + 1
        For j = busout + 1 To nbus1 + 1
            Loadmtx(i, j) = Loadmtx1(i, j + 1)
        Next j
    Next i

    For j = 1 To nbus1 + 1
        Loadmtx(1, j).RE = j - 1
    Next j

    ReDim Loadmtx1(nload + 1, nbus1 + 1)

'***** ****
ReDim Genmtx(ngen + 1, nbus1 + 1)

    For i = 1 To ngen + 1
        For j = 1 To busout
            Genmtx(i, j) = Genmtx1(i, j)
        Next j
    Next i

    For i = 1 To ngen + 1
        For j = busout + 1 To nbus1 + 1
            Genmtx(i, j) = Genmtx1(i, j + 1)

```

```

        Next j
    Next i

    For j = 1 To nbus1 + 1
        Genmtx(1, j).RE = j - 1
    Next j

    ReDim Genmtx1(ngen + 1, nbus1 + 1)

' *****
ReDim FRPMtx(nbus + 1, nbus1 + 1)

For i = 1 To nbus + 1
    For j = 1 To busout
        FRPMtx(i, j) = FRPMtx1(i, j)
    Next j
Next i

For i = 1 To nbus + 1
    For j = busout + 1 To nbus1 + 1
        FRPMtx(i, j) = FRPMtx1(i, j + 1)
    Next j
Next i

For j = 1 To nbus1 + 1
    FRPMtx(1, j).RE = j - 1
Next j

ReDim FRPMtx1(nbus + 1, nbus1 + 1)

***** Recálculo de matriz de Admitancia Conj: YcBusij reducida *****
**** Eliminación Gaussiana Modificada: Sj' = Sj - YcBusji/YcBusii.Si ****
YcBus1() = YcBus()

For i = 1 To nbus1 + 1
    For k = 1 To nbus1 + 1
        YcBus1(i, k) = SCplx(YcBus(i, k), MCplx(mUno,
MCplx(YcBus(i, busout), DCplx(YcBus(busout, k), YcBus(busout, busout))))))
    Next k
Next i

ReDim YcBus(nbus1, nbus1)

For i = 1 To nbus1
    For k = 1 To nbus1
        If k >= busout Then
            If i >= busout Then
                YcBus(i, k) = YcBus1(i + 1, k + 1)
            Else
                YcBus(i, k) = YcBus1(i, k + 1)
            End If
        Else
            If i >= busout Then
                YcBus(i, k) = YcBus1(i + 1, k)
            Else
                YcBus(i, k) = YcBus1(i, k)
            End If
        End If
    Next k

```

```

        Next i

        ReDim YcBus1(nbus1, nbus1)

'***** Almacena el nuevo número de barra en el sistema equivalente
reducido en matriz de/para de nodos *****

        buseq1() = buseq()

        For k = 1 To nbus1 + 1
            If k > busout Then
                buseq1(k, 2) = k - 1
            Else
                buseq1(k, 2) = k
            End If
        Next k

        ReDim buseq(nbus1, 2)

        For k = 1 To nbus1
            If k >= busout Then
                buseq(k, 1) = buseq1(k + 1, 1)
                buseq(k, 2) = buseq1(k + 1, 2)
            Else
                buseq(k, 1) = buseq1(k, 1)
                buseq(k, 2) = buseq1(k, 2)
            End If
        Next k

        ReDim buseq1(nbus1, 2)

'***** Imprime Resultados *****

        resultado = "Barra Orig." & vbTab & "Barra Nueva" & vbCrLf

        ' Recorrer la matriz y construir la cadena de resultado
        For i = 1 To nbus1
            resultado = resultado & vbTab & buseq(i, 1) & vbTab &
buseq(i, 2) & vbCrLf
        Next i

        MsgBox resultado

        Else
    ' Caso respuesta NEGATIVA a la pregunta de reducir nodos y finaliza el Loop

        GoTo Line

    End If
Else

'***** Recorre Matriz de Nodos a Eliminar (busout) *****

        busout = Cells(row_ref_nelim + m - 1, col_nelim) - (m - 1)

        Loadmtx1() = Loadmtx()

        For a = 1 To nload

```

```

S = Loadmtx(a + 1, busout + 1)

For k = 1 To nbus1
    Loadmtx1(a + 1, k + 1) = SCplx(Loadmtx(a + 1, k + 1),
MCplx(mUno, MCplx(S, DCplx(YcBus(k, busout), YcBus(busout, busout)))))

Next k

Next a

Genmtx1() = Genmtx()

For a = 1 To ngen
    S = Genmtx(a + 1, busout + 1)

    For k = 1 To nbus1
        Genmtx1(a + 1, k + 1) = SCplx(Genmtx(a + 1, k + 1),
MCplx(mUno, MCplx(S, DCplx(YcBus(k, busout), YcBus(busout, busout)))))

    Next k

Next a

FRPMtx1() = FRPMtx()

For a = 1 To nbus
    S = FRPMtx(a + 1, busout + 1)

    For k = 1 To nbus1
        FRPMtx1(a + 1, k + 1) = SCplx(FRPMtx(a + 1, k + 1),
MCplx(mUno, MCplx(S, DCplx(YcBus(k, busout), YcBus(busout, busout)))))

    Next k

Next a

nbus1 = nbus1 - 1

***** Eliminación de Columna de Nodo Eliminado en matriz de/para de NODOS ***
ReDim Loadmtx(nload + 1, nbus1 + 1)

For i = 1 To nload + 1
    For j = 1 To busout
        Loadmtx(i, j) = Loadmtx1(i, j)
    Next j
Next i

For i = 1 To nload + 1
    For j = busout + 1 To nbus1 + 1
        Loadmtx(i, j) = Loadmtx1(i, j + 1)
    Next j
Next i

For j = 1 To nbus1 + 1
    Loadmtx(1, j).RE = j - 1
Next j

ReDim Loadmtx1(nload + 1, nbus1 + 1)

*****
ReDim Genmtx(ngen + 1, nbus1 + 1)

```

```

For i = 1 To ngen + 1
    For j = 1 To busout
        Genmtx(i, j) = Genmtx1(i, j)
    Next j
Next i

For i = 1 To ngen + 1
    For j = busout + 1 To nbus1 + 1
        Genmtx(i, j) = Genmtx1(i, j + 1)
    Next j
Next i

For j = 1 To nbus1 + 1
    Genmtx(1, j).RE = j - 1
Next j

ReDim Genmtx1(ngen + 1, nbus1 + 1)

' *****
ReDim FRPMtx(nbus + 1, nbus1 + 1)

For i = 1 To nbus + 1
    For j = 1 To busout
        FRPMtx(i, j) = FRPMtx1(i, j)
    Next j
Next i

For i = 1 To nbus + 1
    For j = busout + 1 To nbus1 + 1
        FRPMtx(i, j) = FRPMtx1(i, j + 1)
    Next j
Next i

For j = 1 To nbus1 + 1
    FRPMtx(1, j).RE = j - 1
Next j

ReDim FRPMtx1(nbus + 1, nbus1 + 1)

***** Recálculo de matriz de Admitancia YcBusij reducida *****
'Eliminación Gaussiana Modificada: Sj' = Sj - YcBusji/YcBusii.Si

YcBus1() = YcBus()

For i = 1 To nbus1 + 1
    For k = 1 To nbus1 + 1
        YcBus1(i, k) = SCplx(YcBus(i, k), MCplx(mUno,
MCplx(YcBus(i, busout), DCplx(YcBus(busout, k), YcBus(busout, busout))))) )
    Next k
Next i

ReDim YcBus(nbus1, nbus1)

For i = 1 To nbus1
    For k = 1 To nbus1
        If k >= busout Then
            If i >= busout Then
                YcBus(i, k) = YcBus1(i + 1, k + 1)
            Else

```

```

        YcBus(i, k) = YcBus1(i, k + 1)
    End If
Else
    If i >= busout Then
        YcBus(i, k) = YcBus1(i + 1, k)
    Else
        YcBus(i, k) = YcBus1(i, k)
    End If
End If
Next k
Next i

ReDim YcBus1(nbus1, nbus1)

```

'Almacena el nuevo número de barra en el sistema equivalente reducido en matriz de/para de nodos

```

buseq1() = buseq()

For k = 1 To nbus1 + 1
    If k > busout Then
        buseq1(k, 2) = k - 1
    Else
        buseq1(k, 2) = k
    End If
Next k

ReDim buseq(nbus1, 2)

For k = 1 To nbus1
    If k >= busout Then
        buseq(k, 1) = buseq1(k + 1, 1)
        buseq(k, 2) = buseq1(k + 1, 2)
    Else
        buseq(k, 1) = buseq1(k, 1)
        buseq(k, 2) = buseq1(k, 2)
    End If
Next k

ReDim buseq1(nbus1, 2)

End If
End If

Next m

```

Line:

```

On Error GoTo 0
'***** Renumera matrices de/para de Nodos *****
For i = 1 To nbus1
    For k = 1 To nbus1
        If Genmtx(1, k + 1).RE = buseq(i, 2) Then
            Genmtx1(1, k + 1).RE = buseq(i, 1)
        End If
        If Loadmtx(1, k + 1).RE = buseq(i, 2) Then
            Loadmtx1(1, k + 1).RE = buseq(i, 1)
        End If

```

```

        If FRPMtx(1, k + 1).RE = buseq(i, 2) Then
            FRPMtx1(1, k + 1).RE = buseq(i, 1)
        End If
    Next k
Next i

For k = 1 To nbus1
    Genmtx(1, k + 1).RE = Genmtx1(1, k + 1).RE
    Loadmtx(1, k + 1).RE = Loadmtx1(1, k + 1).RE
    FRPMtx(1, k + 1).RE = FRPMtx1(1, k + 1).RE
Next k

'Cuenta la cantidad de admitancias Yij en la matriz resultante para determinar
el número de líneas y crear matriz de/para con impedancias

ReDim AbsYBus(nbus1, nbus1)
ReDim YBus(nbus1, nbus1)
For i = 1 To nbus1
    For k = 1 To nbus1
        YBus(i, k) = CnjCplx(YcBus(i, k))
        AbsYBus(i, k) = AbsCplx(YBus(i, k))
    Next k
Next i

linequiv = 0
For i = 1 To nbus1
    For k = 1 To nbus1
        If k > i And AbsYBus(i, k) <> 0 Then
            linequiv = linequiv + 1
        End If
    Next k
Next i

ReDim Linequivdat(linequiv, 4)

a = 1
For i = 1 To nbus1
    For k = 1 To nbus1
        If k > i And Round(AbsYBus(i, k), 6) <> 0 Then
            Linequivdat(a, 1) = i
            Linequivdat(a, 2) = k
            zequivpu = DCplx(mUno, YBus(i, k))
            Linequivdat(a, 3) = zequivpu.RE
            Linequivdat(a, 4) = zequivpu.IM
            a = a + 1
        End If
    Next k
Next i

For i = 1 To linequiv
    a = 0
    b = 0

    For k = 1 To nbus1
        If Linequivdat(i, 1) = buseq(k, 2) Then
            If a = 0 Then
                Linequivdat(i, 1) = buseq(k, 1)
                a = a + 1

```

```

        End If
    End If
    If Linequivdat(i, 2) = buseq(k, 2) Then
        If b = 0 Then
            Linequivdat(i, 2) = buseq(k, 1)
            b = b + 1
        End If
    End If
Next k
Next i

ReDim buseqLG(nbus1, 5)
For k = 1 To nbus1
    buseqLG(k, 1) = buseq(k, 1)
    For i = 1 To nload
        buseqLG(k, 2) = buseqLG(k, 2) + Loadmtx(i + 1, k + 1).RE
        buseqLG(k, 3) = buseqLG(k, 3) + Loadmtx(i + 1, k + 1).IM
    Next i
    For i = 1 To ngen
        buseqLG(k, 4) = buseqLG(k, 4) + Genmtx(i + 1, k + 1).RE
        buseqLG(k, 5) = buseqLG(k, 5) + Genmtx(i + 1, k + 1).IM
    Next i
Next k

'***** Impresión de Resultados *****

row_ref = Range("LGFAC").Row 'nombrar encabezado de DE/PARA de los
factores Fasoriales de Reparto de Potencia de Carga/Generación
col_ref = Range("LGFAC").Column
col_end = Range("LGFAC").End(xlToRight).Column
If Cells(row_ref, col_ref) = "" Then
    row_end = row_ref + 1
Else
    row_end = Range("LGFAC").End(xlDown).Row
End If

Range(Cells(row_ref, col_ref), Cells(row_end, col_end)).ClearContents

For i = 1 To nbus + 1
    For j = 1 To nbus1 + 1

        If i = 1 Or j = 1 Then
            Cells((row_ref - 1) + i, (col_ref - 1) + j) = FRPMtx(i, j).RE
        Else
            Cells((row_ref - 1) + i, (col_ref - 1) + j) = CStr(FRPMtx(i,
j).RE) + " + " + CStr(FRPMtx(i, j).IM) + " i"
            If Cells((row_ref - 1) + i, (col_ref - 1) + j) = "0 + 0 i" Then
                Cells((row_ref - 1) + i, (col_ref - 1) + j) = 0
            End If
        End If
    Next j
Next i

'*****



For i = 1 To nload + 1
    For j = 1 To nbus1 + 1

```

```

        If i = 1 Or j = 1 Then
            Cells((row_ref - 1) + i, ((col_ref - 1) + (nbus1 + 1)) + j) =
Loadmtx(i, j).RE
        Else
            Cells((row_ref - 1) + i, ((col_ref - 1) + (nbus1 + 1)) + j) =
CStr(Loadmtx(i, j).RE) + " + " + CStr(Loadmtx(i, j).IM) + " i"
            If Cells((row_ref - 1) + i, ((col_ref - 1) + (nbus1 + 1)) + j)
= "0 + 0 i" Then
                Cells((row_ref - 1) + i, ((col_ref - 1) + (nbus1 + 1)) + j)
= 0
            End If
        End If
    Next j
Next i

' *****
For i = 1 To ngen + 1
    For j = 1 To nbus1 + 1

        If i = 1 Or j = 1 Then
            Cells((row_ref - 1) + i, ((col_ref - 1) + 2 * (nbus1 + 1)) + j)
= Genmtx(i, j).RE
        Else
            Cells((row_ref - 1) + i, ((col_ref - 1) + 2 * (nbus1 + 1)) + j) =
CStr(Genmtx(i, j).RE) + " + " + CStr(Genmtx(i, j).IM) + " i"
            If Cells((row_ref - 1) + i, ((col_ref - 1) + 2 * (nbus1 + 1)) +
j) = "0 + 0 i" Then
                Cells((row_ref - 1) + i, ((col_ref - 1) + 2 * (nbus1 + 1)))
+ j) = 0
            End If
        End If
    Next j
Next i

' *****
col_end = Range("LGFACT").End(xlToRight).Column
For k = col_ref To col_end
    If Cells(row_ref, k) = 0 Then
        Cells(row_ref, k).Value = "DE\PARA"
    End If
Next k

' *****
row_ref_ldat = Range("LINEQUIV").Row 'nombrar encabezado Nodo A de Líneas
Equivalentes
row_end_ldat = Range("LINEQUIV").End(xlDown).Row
col_busa = Range("LINEQUIV").Column
col_busb = Range("LINEQUIV").Column + 1
col_rpu = Range("LINEQUIV").Column + 2
col_xpu = Range("LINEQUIV").Column + 3

Range(Cells(row_ref_ldat + 1, col_busa), Cells(row_end_ldat,
col_xpu)).ClearContents

For k = 1 To linequiv
    Cells(row_ref_ldat + k, col_busa) = Linequivdat(k, 1)
    Cells(row_ref_ldat + k, col_busb) = Linequivdat(k, 2)
    Cells(row_ref_ldat + k, col_rpu) = Linequivdat(k, 3)
    Cells(row_ref_ldat + k, col_xpu) = Linequivdat(k, 4)

```

```
Next k
```

```
' ****
row_ref = Range("BUSEQLG").Row + 1 'nombrar encabezado Nodo de Salida de
Carga y Generación Equivalentes
col_ref = Range("BUSEQLG").Column
col_end = Range("BUSEQLG").End(xlToRight).Column
If Cells(row_ref, col_ref) = "" Then
    row_end = row_ref
Else
    row_end = Range("BUSEQLG").End(xlDown).Row
End If
```

```
Range(Cells(row_ref, col_ref), Cells(row_end, col_end)).ClearContents
```

```
For k = 1 To nbus1
```

```
    Cells(row_ref + k - 1, col_ref) = buseqLG(k, 1)
    Cells(row_ref + k - 1, col_ref + 1) = buseqLG(k, 2)
    Cells(row_ref + k - 1, col_ref + 2) = buseqLG(k, 3)
    Cells(row_ref + k - 1, col_ref + 3) = buseqLG(k, 4)
    Cells(row_ref + k - 1, col_ref + 4) = buseqLG(k, 5)
```

```
Next k
```

```
' ****
```

```
resultado = "PARÁMETROS DE LÍNEAS EQUIVALENTES" & vbCrLf & vbCrLf & "Nodo
A" & vbTab & "Nodo B" & vbTab & "Rpu" & vbTab & "Xpu" & vbCrLf
```

```
' Recorrer la matriz y construir la cadena de resultado
```

```
For i = 1 To linequiv
```

```
    resultado = resultado & Linequivdat(i, 1) & vbTab & Linequivdat(i, 2) &
vbTab & Round(Linequivdat(i, 3), 4) & vbTab & Round(Linequivdat(i, 4), 4) &
vbCrLf
```

```
Next i
```

```
MsgBox resultado
```

```
resultado = "FACTORES DE REPARTO DE POTENCIA (Parte Real)" & vbCrLf &
vbCrLf & "De\Para"
```

```
For j = 2 To nbus1 + 1
```

```
    resultado = resultado & vbTab & FRPMtx(1, j).RE
```

```
Next j
```

```
' Recorrer la matriz y construir la cadena de resultado
```

```
resultado = resultado & vbCrLf
```

```
For i = 2 To nbus + 1
```

```
    For j = 1 To nbus1 + 1
```

```
        If j = 1 Then
```

```
            resultado = resultado & FRPMtx(i, j).RE
```

```
        Else
```

```
            resultado = resultado & vbTab & 100 * Round(FRPMtx(i, j).RE, 4)
```

```
& "%"
```

```
        End If
```

```
    Next j
```

```
    resultado = resultado & vbCrLf
```

```

Next i

MsgBox resultado

End Sub
' **** MACRO PARA LIMIPAR RESULTADOS ****

Sub LimpiarResultados()

Dim row_ref_ldat, row_end_ldat, row_ref_load, row_end_load, row_ref_gen,
row_end_gen, row_ref_nelim, row_end_nelim, row_ref, row_end As Integer
Dim col_busa, col_busb, col_rpu, col_xpu, col_busload, col_loadp, col_loadq,
col_busgen, col_genp, col_genq, col_nelim, col_ref, col_end As Integer

row_ref = Range("LGFAC").Row
col_ref = Range("LGFAC").Column
col_end = Range("LGFAC").End(xlToRight).Column
If Cells(row_ref, col_ref) = "" Then
    row_end = row_ref + 1
Else
    row_end = Range("LGFAC").End(xlDown).Row
End If

Range(Cells(row_ref, col_ref), Cells(row_end, col_end)).ClearContents

row_ref = Range("BUSEQLG").Row + 1
col_ref = Range("BUSEQLG").Column
col_end = Range("BUSEQLG").End(xlToRight).Column
If Cells(row_ref, col_ref) = "" Then
    row_end = row_ref + 1
Else
    row_end = Range("BUSEQLG").End(xlDown).Row
End If

Range(Cells(row_ref, col_ref), Cells(row_end, col_end)).ClearContents

row_ref_ldat = Range("LINEQUIV").Row
row_end_ldat = Range("LINEQUIV").End(xlDown).Row
col_busa = Range("LINEQUIV").Column
col_busb = Range("LINEQUIV").Column + 1
col_rpu = Range("LINEQUIV").Column + 2
col_xpu = Range("LINEQUIV").Column + 3

Range(Cells(row_ref_ldat + 1, col_busa), Cells(row_end_ldat,
col_xpu)).ClearContents

End Sub
' **** MACRO PARA LIMIPAR ENTRADAS ****

Sub LimpiarEntradas()

Dim row_ref_ldat, row_end_ldat, row_ref_load, row_end_load, row_ref_gen,
row_end_gen, row_ref_nelim, row_end_nelim, row_ref, row_end As Integer
Dim col_busa, col_busb, col_rpu, col_xpu, col_busload, col_loadp, col_loadq,
col_busgen, col_genp, col_genq, col_nelim, col_ref, col_end As Integer

```

```

row_ref_ldat = Range("REF_LINEDAT").Row + 1
row_end_ldat = Range("REF_LINEDAT").End(xlDown).Row

col_busa = Range("REF_LINEDAT").Column
col_busb = Range("LINE_BUSB").Column
col_rpu = Range("LINE_R").Column
col_xpu = Range("LINE_X").Column

Range(Cells(row_ref_ldat, col_busa), Cells(row_end_ldat,
col_xpu)).ClearContents

row_ref_load = Range("REF_LOADAT").Row + 1
row_end_load = Range("REF_LOADAT").End(xlDown).Row

col_busload = Range("REF_LOADAT").Column
col_loadp = Range("LOAD_P").Column
col_loadq = Range("LOAD_Q").Column
Range(Cells(row_ref_load, col_busload), Cells(row_end_load,
col_loadq)).ClearContents

row_ref_gen = Range("REF_GENDAT").Row + 1
row_end_gen = Range("REF_GENDAT").End(xlDown).Row

col_busgen = Range("REF_GENDAT").Column
col_genp = Range("GEN_P").Column
col_genq = Range("GEN_Q").Column
Range(Cells(row_ref_gen, col_busgen), Cells(row_end_gen,
col_genq)).ClearContents

row_ref_nelim = Range("NOD_ELIM").Row + 1
row_end_nelim = Range("NOD_ELIM").End(xlDown).Row
col_nelim = Range("NOD_ELIM").Column
Range(Cells(row_ref_nelim, col_nelim), Cells(row_end_nelim,
col_nelim)).ClearContents

Call LimpiaResultados

End Sub

```

Anexo 3: Matriz de Consistencia de Tesis

MATRIZ DE CONSISTENCIA DE TESIS					
INVESTIGADOR: Br. HAROLD ANDRÉS MÉNDEZ URBINA	PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES/DIMENSIONES	MARCO METODOLÓGICO
Problema Principal: ¿Es posible desarrollar y validar una metodología para reducir el número de nodos de un sistema eléctrico de potencia, determinando factores de reparto de carga y generación no despachable de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) de Distribución, para su representación permanente en modelos de despacho económico para lograr eficiencia operativa mínima de 20% con un error relativo menor a 1%?	Objetivo General: Desarrollar y validar una metodología para reducir el número de nodos de un sistema eléctrico de potencia, determinando factores de reparto de carga y generación no despachable de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) de Distribución, para su representación permanente en modelos de despacho económico para lograr eficiencia operativa mínima de 20% con un error relativo menor a 1%.	Hipótesis General: Se desarrollará y validará una metodología para reducir el número de nodos de un sistema eléctrico de factores de reparto de potencia, determinando factores de carga/generación (HMNOD) reparto de carga y generación no despachable de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) de Distribución, para su representación permanente en modelos de despacho económico, y se logrará una eficiencia operativa mínima de 20% con un error relativo menor a 1%.	Variable Independiente (VI): Metodología de reducción de Aplicada Diseño de investigación: Experimental con estudio de caso. Unidad de análisis: El sistema eléctrico de potencia de Lima Norte 60 kV. Técnicas de medición:	Tipo de Investigación: Dimensions de la VI: Nueva metodología (HMNOD) de aplicación de Eliminación Gaussiana a las ecuaciones linealizadas del problema de flujo de potencia. Variable Dependiente (VD): Sistema Eléctrico de Potencia Equivalente y Factores Fasoriales de Reparto de Carga/Generación de los nodos eliminados hacia los remanentes. Dimensions de la VD: 1. Parámetros eléctricos de los enlaces de red equivalentes entre los nodos del sistema eléctrico de potencia reducido y Factores fasoriales de reparto de carga y generación desde los nodos eliminados hacia los nodos remanentes.	1. Flujo de Carga 2. Despacho económico de Sistema Eléctrico de Potencia Instrumentos de medición: 1. Power World ®. 2. NCP ®. Software de Análisis de Datos: 1. Microsoft Excel (VBA). 2. Matlab. Validación metodológica: Las hipótesis se comprobarán mediante: 1. Implementación de metodología HMNOD en lenguajes de programación de Matlab y VBA.
Problemas específicos: 1. ¿Es deficiente e ineficaz el estado actual del modelamiento de forma reducida de los nodos el sistema equivalente eléctrico de transmisión del área de distribución de Lima Norte 60 kV que el Operador del SEIN (COES SINAC) en los programas de despacho energético? 2. ¿Existe alguna metodología válida y aplicable, con menos de 1% de error relativo, que permita una reducción del modelo de red del SEP de Lima Norte 60 kV determinando parámetros de los enlaces de red equivalente y Factores de Reparto de Carga/Generación hacia nodos remanentes, para ganar eficiencia operativa del despacho económico?	Objetivos específicos: 1. Determinar a través de un diagnóstico que el estado actual del modelamiento de forma reducida de los nodos el sistema equivalente eléctrico de transmisión del área de distribución de Lima Norte 60 kV que el Operador del SEIN (COES SINAC) en los programas de despacho energético es deficiente e ineficaz. 2. Desarrollar e implementar una metodología válida y aplicable, con un error relativo menor a 1%, que permita reducir el modelo de red del SEP de Lima Norte 60 kV determinando parámetros de los enlaces de red equivalente y Factores de Reparto de Carga/Generación hacia nodos remanentes, para ganar eficiencia operativa en el despacho económico.	Hipótesis específicas: 1. El diagnóstico del estado actual del modelamiento de forma reducida de los nodos el sistema equivalente eléctrico de transmisión del área de distribución de Lima Norte 60 kV que el Operador del SEIN (COES SINAC) en los programas de despacho energético determinará que es deficiente e ineficaz. 2. El desarrollo e implementación de la metodología HMNOD para reducir los nodos, aplicada en el SEP de Lima Norte 60 kV, generará resultados en los flujos de carga del despacho económico con un error relativo menor a 1%, validados mediante comparación con el modelamiento completo de la red en escenarios de carga variables.			

MATRIZ DE CONSISTENCIA DE TESIS				
INVESTIGADOR: Br. HAROLD ANDRÉS MÉNDEZ URBINA	TÍTULO: Método de Reducción de Nodos y Determinación de Factores Fasoriales de Reparto de Carga/Generación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Distribución.			
PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES/DIMENSIONES	MARCO METODOLÓGICO
3. ¿Es posible conseguir una ganancia computacional de por lo menos 20% al utilizar el modelo equivalente reducido del SEP de Lima Norte 60 kV dentro de un programa computacional de despacho económico?	3. Conseguir una ganancia computacional mínima de 20% al utilizar el modelo equivalente reducido del SEP de Lima Norte 60 kV dentro de un programa de despacho económico.	3. La representación del modelo de red equivalente del SEP de Lima Norte 60 kV, luego de aplicar la metodología HMNOD, permitirá una ganancia computacional mínima de 20% en el cálculo de un programa de despacho económico.	2. Despachos de centrales y flujos de carga en SEPs utilizando modelos equivalentes obtenidos con HMNOD. 3. Tiempo computacional de cálculo de un programa de despacho utilizando modelos equivalentes obtenidos con HMNOD.	2. Análisis de Flujos de Carga con Power World. 3. Benchmarks de tiempo de ejecución del despacho en NCP entre modelos con representaciones de red completa y reducida.