

Efecto del direccionamiento de los escenarios de generación en el planeamiento de la expansión de redes de transmisión

Effect of directing multiple generation scenarios in the transmission network expansion planning

Laura Mónica Escobar Vargas¹, José Nicolás Melchor Gutiérrez², Alejandro Duque Gómez³, Antonio H. Escobar Zuluaga⁴

^{1,2}Estudiante de maestría, Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia
lamoescobar@utp.edu.co

jnmelchor@utp.edu.co

³Estudiante de maestría, Joven Investigador Colciencias, Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia

aduque55@utp.edu.co

⁴Profesor Titular, Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia

aescobar@utp.edu.co

Resumen– El problema tradicional de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica se resuelve considerando un solo escenario de generación y demanda futuro, sin embargo, los escenarios de generación previstos para realizar la optimización pueden resultar diferentes a los reales, Por causa de la incertidumbre asociada al proceso de planeamiento de largo plazo donde se trabaja asumiendo la entrada de la totalidad de los nuevos proyectos de generación, y a que no se considera la variabilidad de los escenarios de generación producida por la diversidad de despachos que pueden aparecer durante la operación futura. En este artículo se analiza el impacto que produce, en el plan de expansión, el direccionamiento de los escenarios de generación, y la robustez de la red obtenida usando planeamiento tradicional respecto a los cambios en los escenarios generación.

Palabras clave– Escenarios de generación, planeamiento, optimización, escenarios extremos, AMPL, sistemas de transmisión.

Abstract– The transmission network expansion planning problem is solved for a unique future scenario. This paper aims to find an optimal network which does not present load shedding at any future variation of the generation. To find such network, multiple future generation scenarios must be analyzed, which takes this paper to analyze the implementation of extreme generation scenarios to the problem. The main objective is to observe how the network's new configuration and behavior will be like when generation variations take place. AMPL

programming language with the solvers CPLEX and KNITRO are used to solve the problem.

Keywords– Generation scenarios, planning, optimization, extreme scenario, AMPL, transmission systems

I. INTRODUCCIÓN

El problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica, para el largo plazo, determina la cantidad, la localización y el tipo de elementos que deben ser adicionados a la red actual, bajo el criterio de mínimo costo, para que el sistema futuro opere sin congestiónamiento [1][2]. Normalmente, el planeamiento de largo plazo considera un periodo de análisis de 10 o más años. Por sus características, el problema de optimización resultante es un problema de programación no lineal entero-mixto (PNLEM) NP-completo, para sistemas eléctricos de gran tamaño y complejidad. Cuando se resuelve el problema de planeamiento de la red de transmisión, para un cierto escenario generación-demanda futuro, se deben conocer los siguientes aspectos:

- El crecimiento de la demanda en los nodos existentes del sistema.
- La localización y la cantidad de demanda de los nodos nuevos.
- La cantidad y la localización de generación nueva.

- La capacidad adicional de plantas de generación existentes que están siendo o van a ser re-potenciadas.
- La localización geográfica, el costo y las características eléctricas de los nuevos corredores de transmisión.
- El costo asociado a circuitos adicionales, que pueden conectarse en paralelo con circuitos ya establecidos en corredores existentes.
- La localización, el tamaño y el costo de subestaciones nuevas.
- El costo asociado a la adición de capacidad de transformación en subestaciones existentes.
- Los niveles de tensión a los que operarán los corredores nuevos y existentes.
- Los niveles de tensión asociados a las subestaciones nuevas.

El principal impacto de una red inadecuada es el congestiónamiento producido por las restricciones de transmisión que dan origen a sobrecostos operativos y que normalmente se reflejan en tarifas más altas para los usuarios. Esto para sistemas en los cuales no existe rezago tarifario y subsidios cruzados. Lógicamente las nuevas inversiones en transmisión pueden reducir el congestiónamiento futuro a un nivel aceptable o nulo siempre que los costos de inversión puedan ser recuperados durante la vida útil de los elementos adicionados.

Con la desregulación de los sistemas eléctricos surgen diferentes esquemas competitivos, dentro del sector eléctrico mundial, con características particulares para cada sistema, lo que dificulta la obtención de soluciones generales para los diferentes problemas que aparecen dentro del proceso de búsqueda de un mercado eficiente. El problema tradicional de planeamiento, de la red de transmisión, toma como información de entrada los resultados obtenidos del planeamiento de la generación, el cual define las capacidades, las localizaciones y las fechas de entrada de las nuevas plantas del sistema, así como las demandas futuras previstas en los diferentes nodos del sistema. También se considera como información de entrada las alternativas de nuevos corredores de transmisión y de subestaciones con sus costos.

En la práctica puede ocurrir que finalmente no se realiza la construcción de una planta de generación, o aparece en un tiempo posterior al previsto, o aparece con una capacidad inferior a la proyectada o deben programarse despachos de generación no previstos en la etapa de planeamiento. En principio la red de transmisión debería tener una

configuración adecuada para operar bien a pesar de estos cambios, esto sin embargo no ocurre debido a que la red está diseñada para un cierto escenario de generación futura. Puede entonces aparecer racionamiento en uno o varios nodos de presentarse un escenario de generación diferente.

Con el desarrollo de los esquemas de mercado de electricidad se requiere de una nueva visión de la filosofía del planeamiento de los sistemas de transmisión, tanto en los modelos como en los algoritmos [3], para esto se utilizan los escenarios de generación, los cuales presentan una cantidad infinita de posibilidades, y de los cuales sólo deben ser analizados aquellos casos que sean factibles. Debido a que es matemática y computacionalmente imposible generar todos estos escenarios, se incluye el concepto de escenarios de generación extremos factibles [4], a partir de los cuales es posible obtener un sistema sin congestiónamiento para todos los escenarios de generación factibles.

En este artículo se analiza la respuesta del planeamiento tradicional ante cambios de los escenarios de generación, con el propósito de observar la robustez del plan de expansión ante cambios del despacho real de generación.

Para representar la red de transmisión, en el problema de planeamiento de la expansión, se pueden emplear varios modelos los cuales están compuestos por una función objetivo y un conjunto de restricciones. Dentro de los modelos más utilizados se encuentra: el modelo de transportes, el modelo DC, el modelo híbrido lineal, y el modelo lineal disyuntivo [6][7]. Es importante aclarar que el modelo AC no se utiliza en la etapa de planeamiento de la red de transmisión para el largo plazo, debido a que la característica no lineal asociada al problema reactivo no permite resolver de forma eficiente, desde el punto de vista del tiempo de cómputo y de la calidad de la solución, los cientos o miles de subproblemas de optimización que deben resolverse en la fase inicial del proceso, con las técnicas de solución disponibles en la actualidad.

En este artículo se presentan los resultados obtenidos usando el modelo lineal disyuntivo en el sistema de prueba sur brasileiro modificado de 46 nodos.

II. CONTENIDO

A. Nomenclatura

Ω , conjunto de corredores de transmisión en los que se pueden realizar adiciones.

c_{ij} , costo de construcción de un circuito entre los nodos i - j .

n_{ij} , número de circuitos adicionados entre los nodos i-j.

S, matriz de incidencia nodo-rama del sistema.

\overline{n}_{ij} , número máximo de adiciones en el corredor i-j.

n°_{ij} , número de circuitos existentes en la red inicial en el corredor i-j.

f_{ij} , flujo de potencia total en el corredor i-j.

\overline{f}_{ij} , flujo de potencia máximo en un circuito del corredor i-j.

g_i , generación del nodo i.

d_i , demanda del nodo i.

θ_i , ángulo de fase de la tensión en el nodo i.

γ_{ij} , susceptancia del elemento conectado entre los nodos i-j.

x_{ij} , reactancia del elemento conectado entre los nodos i-j.

Ω_r , conjunto de nodos con demanda de energía eléctrica.

α , costo de penalización por MW no atendido.

M , parámetro con un valor muy grande.

$y_{ij,k}$, variable binaria que representa la adición o no de un circuito en la posición k del corredor $i-j$.

S_0 , matriz incidencia nodo-rama de los circuitos existentes en la configuración base.

f_0 , flujo de potencia a través de los circuitos existentes en la configuración base.

S_1 , matriz de incidencia nodo-rama de los circuitos candidatos.

f_1 , flujo a través de los circuitos candidatos.

B. Modelo Lineal disyuntivo

Este es el modelo matemático considerado ideal para representar la red de transmisión de energía eléctrica en el problema de planeamiento de la expansión de largo plazo [1]. El modelo lineal disyuntivo, que es una forma alternativa del modelo DC, surge como una alternativa al modelo de flujo de carga AC, que presenta grandes dificultades para ser resuelto con las técnicas de optimización existentes. El modelo DC

involucra exclusivamente el problema de potencia activa y tiene como objetivo minimizar las inversiones en transmisión y minimizar el racionamiento, o potencia no servida PNS, en los nodos del sistema. El modelo lineal disyuntivo permite convertir el modelo DC, que es problema PNLEM, en un problema de programación lineal entera PLE, que se puede resolver con una técnica como *Branch and Cut*. Este modelo es representado por el sistema de ecuaciones (1).

III. ESCENARIOS DE GENERACION FACTIBLES Y EXTREMOS FACTIBLES

Para un sistema eléctrico con varios generadores y una demanda total d_i , podemos tener un número infinito de posibles despachos de generación. En sistemas con esquemas de mercado de electricidad los despachos ideales se realizan considerando las ofertas de generación realizadas para un periodo de tiempo de interés, las cuales presentan dos componentes: la cantidad ofertada y su costo.

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j) \in \Omega} \sum_{k=1}^{\overline{n}_{ij}} C_{ij} Y_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \quad (1)$$

s.a

$$Sf + g + r = d$$

$$f_{ijk} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij} \leq M (1 - Y_{ijk})$$

$$f_{ijk}^o - (\theta_i - \theta_j) (n_{ij}^o + n_{ij}^k) \gamma_{ij} = 0$$

$$|\theta_i - \theta_j| \leq \overline{f}_{ij} x_{ij}$$

$$\underline{g}_i \leq g_i \leq \overline{g}_i$$

$$0 \leq r_i \leq d_i$$

$$\theta_s = 0 ; \text{ Índice del nodo slack}$$

$$Y_{ijk} \text{ Binario}$$

Lógicamente, en el ejercicio de pre-despacho se programan primero las plantas con menor costo y después las de mayor costo. En principio, los agentes pueden modificar sus ofertas en función de la disponibilidad o del costo de los energéticos primarios, y los despachos pueden cambiar en el tiempo de forma dinámica. Lo anterior nos permite concluir que la red de transmisión debe considerar, en el proceso de planeamiento, la variabilidad de los despachos de generación.

Este aspecto ha sido analizado en trabajos recientes presentados en la literatura especializada [4][5].

La figura 1 muestra un sistema con dos generadores y una demanda que nos permiten visualizar los conceptos de escenarios factibles y escenarios extremos factibles. En este ejemplo, los generadores tienen las siguientes capacidades: $0 \leq g_1 \leq 200$ MW y $0 \leq g_2 \leq 100$ MW. La demanda es de 150 MW.

Para este ejemplo, cualquier combinación de potencias de los generadores que sumen 150 MW y que se encuentren dentro de los rangos de generación de las plantas, es factible. Por lo tanto, un escenario es factible si:

$$0 \leq g_1 \leq 200 \text{ MW}; 0 \leq g_2 \leq 100 \text{ MW} \text{ y } (g_1 + g_2) = 150 \text{ MW}$$

En la figura 1, los escenarios factibles son todos los puntos que pertenecen al segmento de recta que se encuentra dentro del recuadro. El número de escenarios factibles es infinito inclusive para este sistema de apenas dos generadores.

Los escenarios extremos factibles son los escenarios de generación asociados a los vértices del segmento de recta que representa los escenarios factibles. Para el ejemplo mostrado se tienen dos escenarios extremos factibles representados con puntos llenos dibujados en los extremos de la semirecta interior. Una característica de los escenarios extremos es que siempre se encuentran sobre la frontera del recuadro que delimita todas las combinaciones de generación posibles para los dos generadores. Debe observarse que dentro del recuadro aparecen infinitos escenarios de generación infactibles, los cuales cumplen las siguientes condiciones:

$$0 \leq g_1 \leq 200 \text{ MW}; 0 \leq g_2 \leq 100 \text{ MW} \text{ y } (g_1 + g_2) \neq 150 \text{ MW}$$

Un escenario extremo factible, para un sistema con ng nodos de generación y una demanda total d_t , puede ser caracterizado matemáticamente de la siguiente manera:

$$\sum_{i=1}^{ng} g_i = d_t \quad (2)$$

$$d_t \geq \sum_{i \in \Omega_1} \overline{g}_i + \sum_{j \in \Omega_2} \underline{g}_j + \underline{g}_k \quad (3)$$

$$d_t \leq \sum_{i \in \Omega_1} \overline{g}_i + \sum_{j \in \Omega_2} \underline{g}_j + \overline{g}_k \quad (4)$$

Donde \overline{g}_i es el límite superior del generador i , \underline{g}_j es el límite inferior del generador j , \overline{g}_k es el límite superior del generador libre, \underline{g}_k es el límite inferior del generador libre, Ω_1 es el

conjunto de generadores que se encuentran en su límite superior, y Ω_2 es el conjunto de generadores que se encuentran en su límite inferior. La suma del número de generadores Ω_1 y Ω_2 debe ser igual a $(ng-1)$.

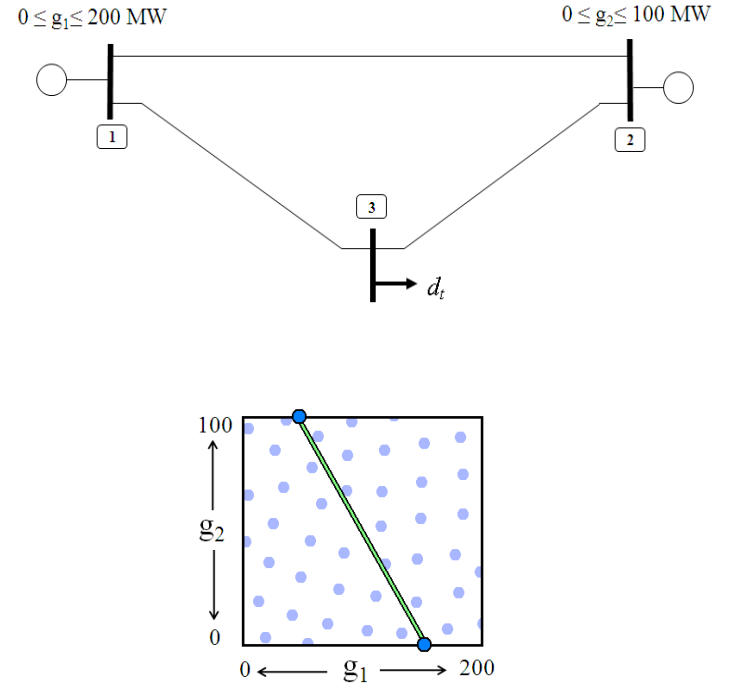


Figura 1: Escenarios factibles y escenarios extremos factibles

En un sistema eléctrico, el número de escenarios extremos factibles es menor o igual a $ng \times 2^{ng-1}$ de acuerdo con la referencia [4]. También, según esta referencia, si un sistema eléctrico opera adecuadamente ante los escenarios de generación extremos factibles, también lo hará ante los infinitos escenarios de generación factibles no analizados. Este aspecto se constituye en una herramienta fundamental para el análisis de sistemas de la vida real. Este concepto es aplicado en este trabajo.

A diferencia de los escenarios de generación, los escenarios de demanda se construyen usando modelos de proyección basados en comportamientos históricos de consumo y considerando un subconjunto de indicadores que presentan alta correlación con este consumo. Se consideran aspectos como crecimiento económico (PIB), crecimiento de la población, costos de combustibles usados en generación de energía y costos de energéticos sustitutos de la energía eléctrica, entre otros. Para el largo plazo se realizan varios

supuestos y se construye un escenario pesimista y un escenario optimista de crecimiento de la demanda. Entre estos dos escenarios se conforma un cono, que teóricamente representa la senda en la que se moverá la demanda futura. Para el problema de planeamiento de la red de transmisión, la demanda futura se asume en un valor d_o entre la demanda optimista: d_{max} y la demanda pesimista: d_{min} . Este valor entra como un dato determinístico al problema de planeamiento de la expansión tradicional.

IV. PRUEBAS Y RESULTADOS

Para resolver el problema de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica, usando la forma de planeamiento tradicional, y determinar su adecuación a los escenarios de generación extremos factibles del sistema, se utilizó el sistema de prueba sur brasilero modificado. Este sistema tiene los mismos valores de demanda que el sistema sur brasilero con redespacho, disponible en la literatura especializada, pero se le ha retirado la generación de los nodos 28 y 31, y se ha reducido el límite superior de los nodos 14 y 19 así: En el nodo 14 g_{max} cambia a 600MW y en el nodo 19 g_{max} cambia a 650MW. En el proceso de cálculo se utilizó el lenguaje de modelamiento matemático AMPL [8] y el *solver* CPLEX para resolver los problemas de PLE resultantes. El buen desempeño de estas herramientas en la solución del problema de planeamiento de redes de transmisión es mostrado en [9].

A) Solución óptima usando planeamiento tradicional

Inicialmente se resuelve el sistema sur brasilero modificado usando la metodología de planeamiento tradicional, es decir, dejando que el procedimiento de optimización seleccione el despacho de generación que más convenga a la reducción del costo de inversión. Es importante aclarar que la suma de la generación disponible supera a la demanda del sistema. Para este caso se obtiene la siguiente solución:

$$\begin{array}{llll} n_{02-05} = 1; & n_{13-20} = 1; & n_{20-23} = 1; & n_{20-21} = 2; \\ n_{42-43} = 1; & n_{06-46} = 1; & n_{05-06} = 1. & \end{array}$$

Esta solución tiene un costo de inversión de US\$ 72870 y un valor de corte de carga o potencia no servida *PNS* de 0MW.

B) Combinación de las soluciones óptimas individuales de los escenarios extremos y factibles de generación.

A continuación se determinan los escenarios de generación extremos y factibles para el sistema sur modificado. Se utiliza el procedimiento que utiliza las expresiones (2), (3) y (4) presentadas anteriormente. Para este sistema se encuentran 26 escenarios extremos factibles, los cuales se muestran en la tabla I. En esta tabla aparecen los 26 escenarios de generación representados a través del estado de los 10 generadores que tiene el sistema. El orden de los generadores en esta tabla es: G14, G16, G17, G19, G27, G32, G34, G37, G39 y G46. Un valor 0 indica que el generador respectivo se encuentra en su límite inferior, un valor de 1 significa que este se encuentra en su límite superior y un valor 2 significa que el generador no se encuentra en un límite, aunque opera entre ellos, y que debe asumir el valor de generación requerido para garantizar la condición de equilibrio generación-demanda global.

Después de determinar los escenarios extremos y factibles se resuelven 26 problemas de planeamiento sin redespacho, usando las generaciones correspondientes a cada escenario. En cada caso se obtiene una red óptima. Las redes óptimas obtenidas son muy diversas entre sí, aunque también comparten algunos circuitos. Dado que el problema es no lineal y multimodal, es de esperarse que al combinar las soluciones individuales obtenidas en una única solución, se obtenga una red de muy alto costo y que no garantiza corte de carga cero cuando se prueba para cada escenario extremo factible individual. La solución combinada obtenida se muestra a continuación:

$$\begin{array}{llll} n_{01-02} = 2; & n_{01-03} = 1; & n_{03-24} = 2; & n_{04-09} = 1; \\ n_{05-10} = 1; & n_{06-10} = 2; & n_{07-08} = 2; & n_{08-10} = 3; \\ n_{10-11} = 2; & n_{10-12} = 2; & n_{11-13} = 1; & n_{12-23} = 1; \\ n_{14-16} = 2; & n_{15-16} = 2; & n_{15-21} = 1; & n_{15-24} = 1; \\ n_{16-17} = 1; & n_{16-19} = 1; & n_{17-18} = 1; & n_{20-23} = 1; \\ n_{21-22} = 1; & n_{02-08} = 1. & & \end{array}$$

La solución combinada, obtenida como la superposición de las 26 soluciones óptimas individuales de los escenarios extremos y factibles, presenta racionamiento en los escenarios individuales cuando se prueba separadamente en cada uno de ellos. La tabla II muestra el corte de carga resultante cuando se programa un escenario extremo factible en la solución combinada.

Tabla I

Escenarios extremos de generación

1	2 1 1 1 1 1 1 0 1 1
2	2 1 1 1 0 1 1 1 1 1
3	2 1 1 1 1 1 1 1 1 1
4	1 2 1 1 1 1 1 0 1 1
5	1 2 1 1 0 1 1 1 1 1
6	1 2 1 1 1 1 1 1 1 1
7	1 1 2 1 1 1 1 0 1 1
8	1 1 2 1 0 1 1 1 1 1
9	1 1 2 1 1 1 1 1 1 1
10	1 1 1 2 1 1 1 0 1 1
11	1 1 1 2 0 1 1 1 1 1
12	1 1 1 2 1 1 1 1 1 1
13	1 1 1 1 2 1 1 0 1 1
14	1 1 1 1 1 2 1 0 1 1
15	1 1 1 1 0 2 1 1 1 1
16	1 1 1 1 1 2 1 1 1 1
17	1 1 1 1 1 1 2 0 1 1
18	1 1 1 1 0 1 2 1 1 1
19	1 1 1 1 1 1 2 1 1 1
20	1 1 1 1 0 1 1 2 1 1
21	1 1 1 1 1 1 1 0 2 1
22	1 1 1 1 0 1 1 1 2 1
23	1 1 1 1 1 1 1 1 2 1
24	1 1 1 1 1 1 1 0 1 2
25	1 1 1 1 0 1 1 1 1 2
26	1 1 1 1 1 1 1 1 1 2

Como se puede observar, 14 de los 26 escenarios extremos factibles muestran potencia no servida o corte de carga. Los resultados detallados de estos casos se encuentran disponibles en la referencia [10].

Al realizar un análisis a la solución encontrada, con la unión de las 26 soluciones individuales, se encuentra que el sistema, no solo es de un costo muy elevado: US\$ 296021, sino que no es una red confiable, debido a que presenta racionamiento en más de la mitad de los escenarios extremos factibles. Esto nos permite anticipar que la red de transmisión debe determinarse considerando en un único problema de optimización, el número total de escenarios extremos y factibles de generación.

También permite anticipar que cuando la red de transmisión de los pasados 20 años se reoptimiza para los siguientes 20 años, algunos circuitos adecuadamente colocados en el pasado pueden resultar inconvenientes en la nueva red.

Tabla II

Racionamiento en los escenarios extremos factibles

Escenario	Corte de carga (MW)
1	17.1
2	2.1
3	28.7
4	13.6
7	12.4
10	11.9
13	42.6
14	17.4
15	2.6
20	42.2
21	45.4
22	42.5
23	45.7
24	12.8

C) Solución óptima para los 26 escenarios de generación

Al resolver nuevamente el problema sur brasilero modificado considerando en el mismo problema los 26 escenarios de generación extremos y factibles, se obtiene una solución de US\$ 159863.0 correspondiente a las siguientes adiciones:

$$\begin{aligned}
 n_{04-09} &= 1; & n_{05-09} &= 1; & n_{17-19} &= 1; & n_{35-38} &= 1; \\
 n_{37-39} &= 1; & n_{18-19} &= 1; & n_{20-21} &= 1; & n_{42-43} &= 2; \\
 n_{10-46} &= 1; & n_{19-25} &= 1; & n_{24-25} &= 2; & n_{09-10} &= 3.
 \end{aligned}$$

Al probar esta solución separadamente en cada uno de los 26 escenarios de generación extremos factibles no se encuentra corte de carga para ninguno de ellos. Quiere decir esto que la solución es adecuada y significativamente de menor costo que la solución superpuesta. Al comparar los corredores identificados por las soluciones individuales, de los escenarios de generación extremos y factibles, con la solución anterior, podemos observar que solo existe coincidencia en un valor cercano al 50%.

Ahora al realizarse una comparación entre las 3 configuraciones, se puede observar que el refuerzo realizado entre los nodos 42 y 43, puede ser considerado como una parte importante de la solución óptima del sistema, ya que esta conexión comunica una buena parte de los nodos de generación, con una parte del sistema que considera que al menos una de sus plantas de generación es retirada del sistema.

Cabe destacar que todo el proceso se realiza sólo considerando escenarios de generación, esto con el fin de encontrar la solución para cada uno de ellos, y así tener una base para caracterizar la red de transmisión respecto a la variabilidad de la generación.

Un aspecto que resulta esencial es medir la robustez de la red de transmisión obtenida, usando planeamiento tradicional, respecto a los escenarios de generación extremos factibles. Al programar cada uno de los 26 escenarios del sistema sur brasilero modificado, en la solución tradicional de US\$ 72870, se puede observar que aparece demanda atrapada y generación atrapada. Para esto se programan los generadores en una configuración correspondiente al escenario extremo factible asociado, dando origen a un sistema sin redespacho. A cada generador se le asocia una carga ficticia para determinar la cantidad de generación que no puede ser despachada por restricciones de transmisión, y a cada carga se le asocia una generación ficticia para determinar la cantidad de demanda que no puede ser atendida por restricciones de transmisión.

La figura 5 muestra la cantidad de demanda atrapada o potencia no servida por la red óptima tradicional cuando se programan los 26 escenarios extremos factibles. Puede observarse demanda atrapada en los nodos 12, 20, 22, 26, 33, 36, 40, 42, 44 y 45. La demanda no atendida aparece en la vertical, los nodos de carga son mostrados sobre la horizontal y los 26 escenarios de generación aparecen de adelante hacia atrás.

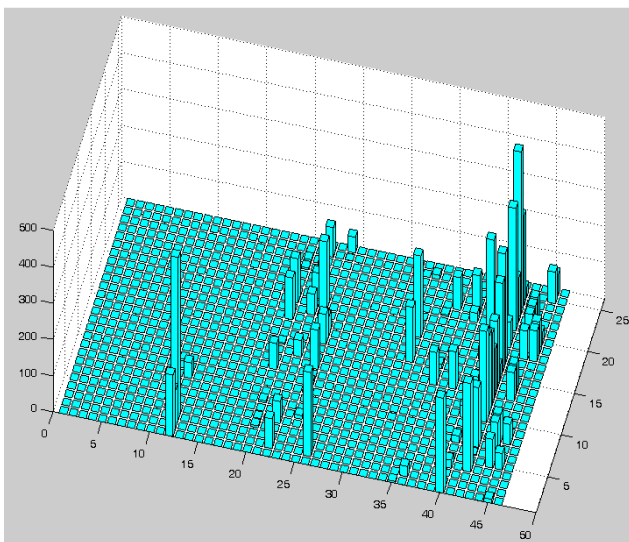


Figura 5: Demanda atrapada

La figura 6 muestra la cantidad de generación, en MW, que queda atrapada en cada uno de los 10 nodos de generación para cada uno de los 26 escenarios de generación extremos factibles. La potencia atrapada aparece en la vertical, los nodos de generación son 10 de los 46 nodos mostrados sobre la horizontal y los 26 escenarios de generación aparecen de adelante hacia atrás. Se puede observar generación atrapada en los nodos 17, 19 y 32 en casi todos los escenarios de generación extremos factibles.

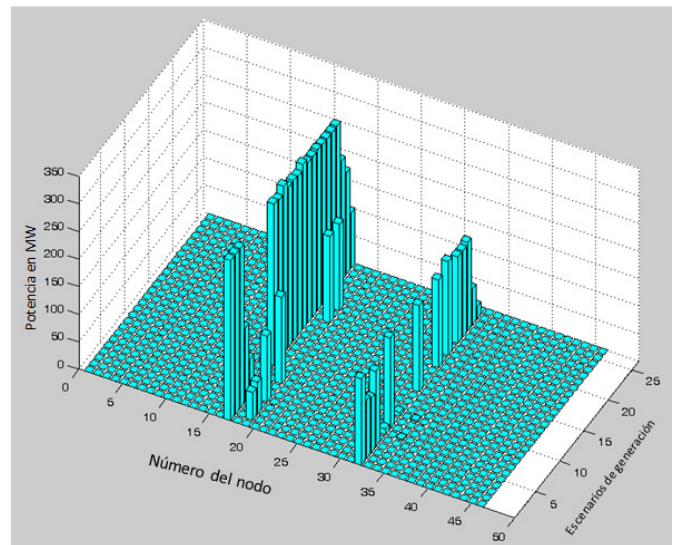


Figura 6: generación atrapada

V. CONCLUSIONES

Las pruebas realizadas en este trabajo, muestran que se puede encontrar una red de transmisión libre de congestión y de costo mínimo. Los escenarios factibles infinitos pueden aparecer durante la operación en un sistema de transmisión, estos pueden ser representados por un conjunto de escenarios, llamados escenarios extremos factibles, los cuales permiten una implementación más práctica en el sistema de transmisión. Para el sistema de prueba sur brasilero modificado, se encontraron 26 escenarios extremos, con soluciones individuales que son claramente más restrictas. El costo encontrado para cada uno de los sistemas de transmisión obtenidos resultan económicamente inadecuados. En el caso del sistema sur brasilero modificado se encontró un costo para el sistema sin congestión de US\$159.863 en contraste con US\$72.870 del planeamiento tradicional, el cual no garantiza un sistema libre de congestión para un

sistema con variabilidad en los despachos de generación. También se muestra el costo asociado para eliminar completamente el congestionamiento en el sistema eléctrico.

REFERENCIAS

- [1]. Garver, L. “*Transmission Network Estimation Using Linear Programming*”. Power Apparatus and Systems, PAS-89 , Issue: 7 , 1688- 1697 .1970
- [2]. Molina, J. D., & H. R. “*Transmission of Electric Energy: A Bibliographic Review*”. IEEE Latin America Transactions, Vol. 8, No. 3. 2010
- [3]. Fang, R., & Hill, D. “*A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets*”. PowerSystems, IEEE Transactionson, 374 - 380. 2003
- [4]. Escobar, A. “*Análise Crítica de Aspectos de Modelagem Matemática no Planejamento da Expansão a Longo Prazo de Sistemas de Transmissão*”. Tesis Doctoral. Faculdade de Engenharia Campus de IlhaSolteira-UNESP. 2008
- [5]. Sousa A., Asada E. “*Transmission System Expansion Planning with Multiple Generation Dispatch Scenario*”.17th Power Systems Computation Conference. Stockholm Sweden. August 22-26, 2011
- [6]. Escobar, A. “*Planeamiento dinámico de la expansión de sistemas de transmisión usando algoritmos combinatoriales. Tesis de maestría*”. Universidad Tecnológica de Pereira. 2002
- [7]. Escobar A.H., Gallego R.A., Romero R.A. “*Modelos Usados en el Planeamiento de la Expansión a Largo Plazo de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica*”. Taller de publicaciones 1^a ed. Pereira (Colombia); Universidad Tecnológica de Pereira._2010.
- [8]. Fourer, R., Gay, D., & Kernighan, B. “*AMPL: A modeling Language for Mathematical Programming*”. Second Ed. Brooks /Cole –Thomson Learning. 2003
- [9]. Escobar, L., Duque, A., Melchor, J., & Escobar, A. “*Planeamiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica usando AMPL*”. Scientia et Technica [Online], Volumen 2 Número 51, 22 - 27. 2012
- [10]. Escobar, L.M. “*Impacto del direccionamiento de los escenarios de generación y demanda en la solución del problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión*”. Universidad Tecnológica de Pereira, Proyecto de grado de Ingeniería Eléctrica. 2013