

**PROGRAMA PARA LA SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE MÉTODOS DE TARIFACIÓN Y
REPARTICIÓN DE COSTOS Y PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN DEL SIN
A NIVELES DE VOLTAJE DE 138 kV y 230 kV**

Danilo Eduardo Ojeda P. Ing.

Luis Eduardo Simbaña L. Ing.

Consejo Nacional de Electricidad

Dr. Ing. Gabriel Salazar Yopez

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

Resumen

El desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia ha motivado el estudio de métodos de tarifación que permitan asignar de forma adecuada las pérdidas que se tiene por el uso de la red y repartir los costos de transmisión a cada uno de los agentes que operan en un determinado sistema.

En este trabajo, se presenta la herramienta computacional "TCP" que permite crear, modificar y/o implementar modelos de sistemas eléctricos, con el fin de estudiarlos y analizarlos para poder evaluar los resultados que se simulen, facilitando escoger el método más adecuado desde el punto de vista técnico y económico.

Los métodos de repartición de pérdidas son los propuestos por J. W. Bialek y el de prorrato y los métodos de repartición de costos son los factores de distribución, estampilla postal y los propuestos por J. W. Bialek.

El objetivo a través de esta herramienta es poder asignar las pérdidas y repartir los costos de manera justa, eficiente y brindando una estabilidad económica, lo cual satisfaga a los agentes involucrados por el uso de la red de transmisión.

Abstract

The development electric power system's has motivated the study of tariff method's that allow properly allocate the losses is the use of the network and allocate transmission costs to each of the agents operating in a given system.

In this work, presents a computational tool "TCP" permit create, modify and/or implementing models of electrical systems, to study and analyze them to evaluate the simulated results, providing the most appropriate choice from technically and economically points of view.

The loss-allocated methods are proposed by J. W. Bialek and methods of assessment and cost-allocated are the distribution factors, postage stamp and those proposed by J. W. Bialek.

The goal through this tool is able to allocate the losses and distribute the costs fairly, efficiently and providing

economic stability, thereby satisfying the officers involved for using the transmission network.

1. INTRODUCCIÓN

La remuneración de la transmisión es un aspecto importante dentro de los mercados eléctricos; debido a que, metodologías basadas en los precios nodales, solo permiten recuperar una parte del costo total de la red, esto hace que se deba recurrir a otros cargos (cargo complementario), para recuperar todo el costo de la red.

Se han investigado y aplicado muchos métodos de tarifación, unos con mejores características técnicas y económicas que otros, la idea es que estos métodos aplicados a los cargos complementarios permitan que los propietarios de las líneas recuperen lo invertido en ellas, y obtengan además una cierta rentabilidad por su inversión.

La decisión de aplicar uno u otro método dependerá de las características técnicas y regulatorias de cada sistema eléctrico.

En este sentido, se propone desarrollar un programa computacional que permita simular ciertos métodos de tarifación, con lo cual se pueda analizar cada uno de los resultados obtenidos en cuanto al método de tarifación escogido y validar estos resultados comparando cada uno de los métodos.

La solidez y fortaleza técnica de cada uno de los métodos de tarifación de la repartición de costos y pérdidas de la transmisión, no se puede asegurar desde el punto de vista teórico, sino de la comprobación de los resultados de la aplicación de cada método en sistemas de prueba y en sistemas reales, y de esta forma tanto la generación como la demanda pueden tomar decisiones económicas correctas.

Debido a que no existe un programa computacional tanto en la Escuela Politécnica Nacional como en el ente Regulador (CONELEC), que tenga varios métodos para las simulaciones; por lo que es importante el desarrollo de una herramienta de simulación que facilite el estudio de los métodos propuestos en el capítulo siguiente, y que adicionalmente brinde un soporte académico y didáctico.

La aplicación de este programa facilita el análisis para tomar la decisión de si un método resulta más confiable

que otro, lo cual impulsará estudios de sistemas eléctricos de potencia previamente a ser implementados, se considera al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador a niveles de voltaje de 138 kV y 230 kV para el análisis de este trabajo.

2. MARCO TEÓRICO

La metodología de costos marginales, que ha sido aplicada en algunos países incluyendo el nuestro, ha transformado la estructura organizativa, financiera, económica y comercial de los mercados eléctricos. Las transacciones comerciales en estos mercados se realizan en base al cálculo del costo marginal de la energía o precio spot, en el que se incluyen aspectos relacionados con la operación de un sistema, la demanda total en cada nodo, la disponibilidad de generación y sus costos, la capacidad de los sistemas de generación y transmisión, y de las pérdidas asociadas a la transmisión.

Al considerar el cargo complementario se presentan dos escenarios que permitirá al usuario repartir las pérdidas previamente para luego remunerar los costos al transmisor (uninodal) o directamente remunerar los costos al transmisor (multinodal), esto es:

- Uninodal, Valora la energía igual en todos los nodos, si se tienen otros servicios se reparten de manera diferente, se define como referencia comercial a una barra física y se relaja algunas restricciones correspondientes a la red, el efecto que se logra económicamente es obtener un cierre financiero, por tal motivo la remuneración al transmisor será considerando el cargo complementario (CC) como el total del costo fijo (CFT) de las líneas de transmisión.

$$CC_u = CF_T \quad \text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento.-1}$$

- Multinodal, Cobra a los usuarios el valor de energía con ubicación en la red considerando las pérdidas de energía y congestión de la red. Se puede tener en cuenta las restricciones de la red para la solución del problema de optimización para la liquidación de las transacciones del mercado, el efecto que se logra económicamente es remunerar al transmisor el cargo complementario (CC_m) como el total del costo fijo (CFT) de las líneas de transmisión menos la remuneración variable al transmisor (RVT).

$$CC_m = CF_T - RVT \quad \text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento.-2}$$

A continuación se describen los métodos que serán fueron implementados en el programa computacional "TCP" para asignar las pérdidas y repartir los costos de transmisión.

Métodos de Repartición de Pérdidas de Transmisión

La clasificación que será considerada para la implementación del programa, para la asignación de pérdidas es definiéndolas en grupos según la repartición a los usuarios de la red. De esta manera la clasificación es la siguiente:

Asignación de pérdidas entre generadores: el método que se usará para la programación de la asignación de las pérdidas es: el método de flujos netos propuesto por J. Bialek; el cual basa su criterio en determinar el aporte de cada generador a las pérdidas de la red.

Asignación de pérdidas entre generadores y consumos: el método que se usará para la programación de la asignación de las pérdidas es: el método de flujos medios propuesto por J. Bialek; el cual basa su criterio en determinar el aporte de cada generador y cada consumo a las pérdidas de la red.

Asignación de pérdidas entre consumos: los principales métodos que se usarán para la programación de la asignación de las pérdidas son: el método de flujos gruesos propuesto por J. Bialek y el método de prorrateo; los cuales basan sus criterios en determinar el aporte de cada consumo a las pérdidas de la red.

2.1 Métodos de Repartición de Costos de Transmisión

De manera similar que para la repartición de pérdidas de transmisión, se hace una clasificación, que será considerada para la implementación del programa, para la asignación de costos se definirá en grupos según la repartición a los usuarios de la red. De esta manera la clasificación es la siguiente:

Repartición de costos entre generadores: los métodos que se usarán para la programación de la repartición de los costos son: el método de estampilla postal, flujos gruesos propuesto por J. Bialek, factores de distribución GGDF; estos dos últimos métodos basan sus criterios en determinar el aporte de cada generador a las líneas del sistema.

Repartición de costos entre generadores y consumos: los métodos que se usarán para la programación de la repartición de los costos son: el método de estampilla postal, flujos medios propuesto por J. Bialek, factores de distribución GGLDF; estos dos últimos basan sus criterios en determinar el aporte de cada generador y cada consumo a las líneas sistema.

Repartición de costos entre consumos: los principales métodos que se usarán para la programación de la repartición de los costos son: el método de estampilla postal, flujos netos propuesto por J. Bialek, factores de distribución GLDF; de igual manera estos dos últimos métodos basan sus criterios

en determinar el aporte de cada consumo a las líneas del sistema.

3. HERRAMIENTA COMPUTACIONAL "TCP"

TCP (Tarifas Costos & Pérdidas de Transmisión) ha sido desarrollado con la finalidad de ofrecer diferentes metodologías para el problema de repartición de pérdidas y asignación de costos de transmisión, permitiendo tener escenarios con las diferentes características que proveen señales económicas adecuadas de acuerdo al sistema de transmisión.

TCP incluye dos análisis para el desarrollo de los estudios de asignación de costos y uno para la repartición de pérdidas, la base primordial del programa es poder realizar un despacho económico previo que permita tener la solución con la cual dar inicio al análisis escogido mediante la aplicación de los métodos.

El objetivo del desarrollo de esta herramienta computacional (TCP), es tener la flexibilidad de diseñar el sistema eléctrico de potencia mediante una interfaz dinámica (SIMULINK); así mismo, la facilidad en la aplicación de los métodos propuestos permitirá obtener los resultados antes señalados el cual será visto desde una interfaz gráfica (MATLAB).

Se procederá a indicar los componentes que contiene la herramienta computacional:



Figura 1 Pantalla de Inicio de TCP

3.1 Interfaz Dinámica

La implementación de la interfaz dinámica se realizó en base a la utilización de la herramienta SIMULINK de MATLAB, la cual permite ingresar los elementos necesario que se requieren para diseñar los sistemas eléctricos de potencia a ser estudiados y/o analizados.

3.2 Interfaz Gráfica

La implementación de la interfaz gráfica permite tener la flexibilidad del manejo del programa TCP con el usuario de acuerdo a los requerimientos y necesidades del usuario.

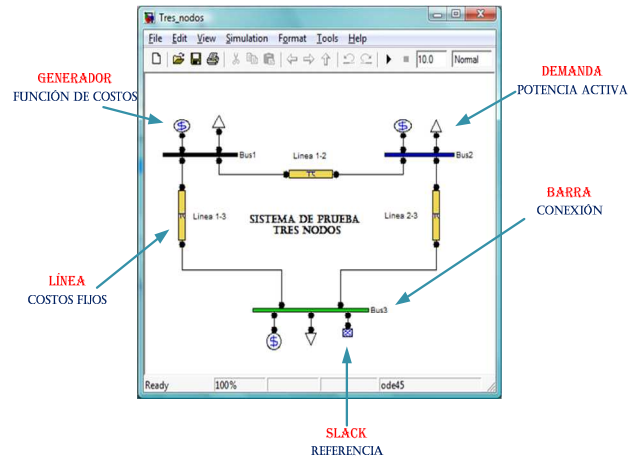


Figura 1 Interfaz Dinámica

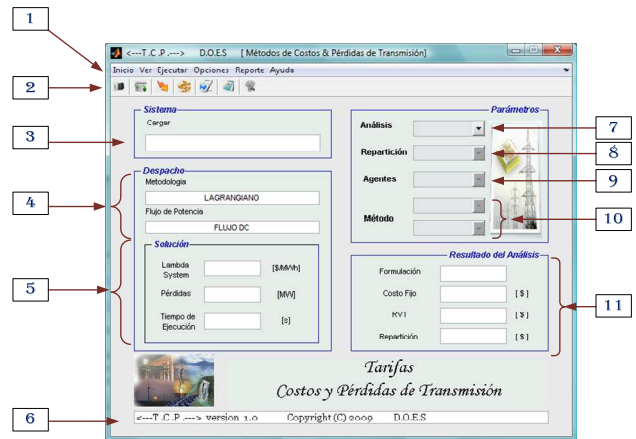


Figura 3 Interfaz Gráfica del programa TCP

En la Figura 3, se indica el contenido de la interfaz gráfica, en la cual se puede apreciar las características que presenta la herramienta computacional.

4. SIMULACIÓN

En esta sección se presentan los resultados obtenidos mediante la herramienta computacional TCP aplicado a un sistema de prueba de tres nodos, tanto para repartir pérdidas como repartir costos.

De igual manera se tiene los resultados para la repartición de costos en los dos escenarios uninodal y multinodal.

Es importante dejar en evidencia la funcionalidad de la herramienta por tal motivo se presentan los resultados de la simulación aplicados al SNI a nivel de voltaje de 230 kV.

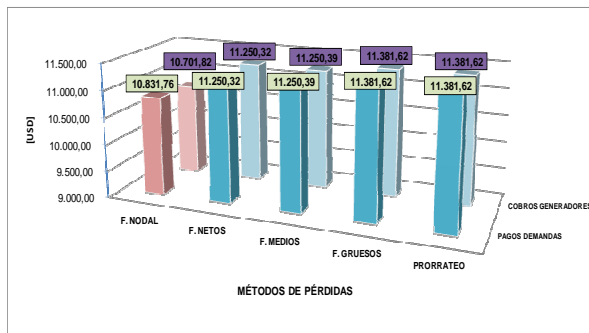


Figura 3 Resultados de Repartición Pérdidas

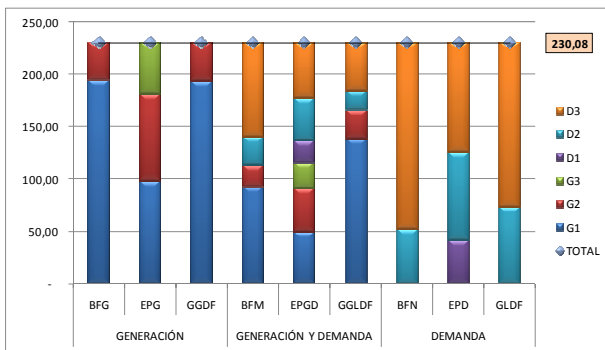


Figura 4 Resultados de Repartición de Costos, Uninodal

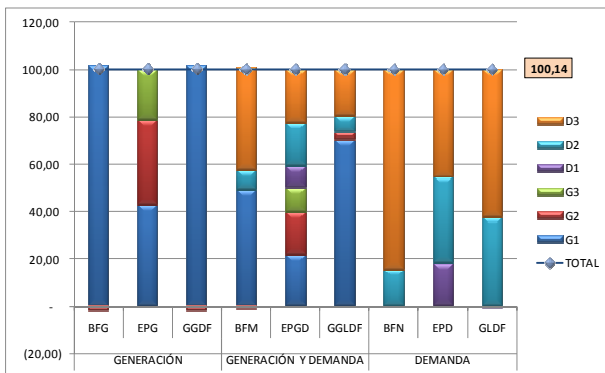


Figura 5 Resultados de Repartición de Costos, Multinodal

Mediante la aplicación de los factores nodales no se realizaba un correcto cierre del mercado, teniendo que acudir al cálculo de la RVT; misma que resulta de la diferencia entre los cobros y los pagos, sin embargo con la aplicación del método de Bialek, se muestra la efectividad en la asignación de las pérdidas entre los agentes que actúan en el mercado

A continuación se presenta los resultados valorados económicamente:

Tabla 1 Liquidación con Factores Netos (G)

Barra	PRECIO GENERACIÓN [USD/MWh]	PRECIO DEMANDA [USD/MWh]	COBROS [USD]	PAGOS [USD]
01. MOLINO	67,43	70,35	65.302,80	10.798,73
02. MILAGRO	73,61	70,35	9.569,72	19.557,30
03. TRINITARIA	72,20	70,35	9.457,92	8.589,74
04. PASCUALES	71,67	70,35	12.032,17	37.229,22
05. QUEVEDO	70,26	70,35	14.080,61	11.361,53
06. SANTO DOMINGO	74,17	70,35	741,67	7.407,86
07. JAMONDINO	68,12	0,00	14.985,40	-
08. POMASQUI	0,00	0,00	-	-
09. TOTORAS	69,19	70,35	15.414,79	4.924,50
10. SANTA ROSA	71,09	70,35	1.478,68	39.705,54
11. RIOBAMBA	0,00	70,35	-	3.489,36
TOTAL			143.063,76	143.063,76

Tabla 2 Liquidación con Factores Medios (G+D)

Barra	PRECIO GENERACIÓN [USD/MWh]	PRECIO DEMANDA [USD/MWh]	COBROS [USD]	PAGOS [USD]
01. MOLINO	68,70	70,35	66.533,59	10.798,73
02. MILAGRO	69,26	68,82	9.004,27	19.132,60
03. TRINITARIA	70,31	70,35	9.210,54	8.589,74
04. PASCUALES	69,75	68,95	11.710,04	36.490,51
05. QUEVEDO	69,88	69,78	14.003,99	11.269,49
06. SANTO DOMINGO	69,87	69,05	698,68	7.270,88
07. JAMONDINO	69,92	0,00	15.383,03	-
08. POMASQUI	0,00	0,00	-	-
09. TOTORAS	69,37	72,73	15.454,89	5.091,25
10. SANTA ROSA	69,92	70,83	1.454,40	39.975,54
11. RIOBAMBA	0,00	97,47	-	4.834,71
TOTAL			143.453,42	143.453,42

Tabla 3 Liquidación con Factores Gruesos (D)

Barra	PRECIO GENERACIÓN [USD/MWh]	PRECIO DEMANDA [USD/MWh]	COBROS [USD]	PAGOS [USD]
01. MOLINO	70,35	71,50	68.126,94	10.974,56
02. MILAGRO	70,35	72,38	9.145,50	20.120,33
03. TRINITARIA	70,35	70,33	9.215,85	8.587,79
04. PASCUALES	70,35	71,94	11.810,23	38.068,39
05. QUEVEDO	70,35	71,17	14.098,14	11.493,67
06. SANTO DOMINGO	70,35	72,00	703,50	7.581,69
07. JAMONDINO	70,35	0,00	15.477,00	-
08. POMASQUI	0,00	0,00	-	-
09. TOTORAS	70,35	71,66	15.673,98	5.016,45
10. SANTA ROSA	70,35	71,08	1.463,28	40.116,41
11. RIOBAMBA	0,00	75,71	-	3.755,13
TOTAL			145.714,42	145.714,42

Finalmente, se presenta los resultados de la repartición de costos entre los diferentes agentes considerando un análisis uninodal:

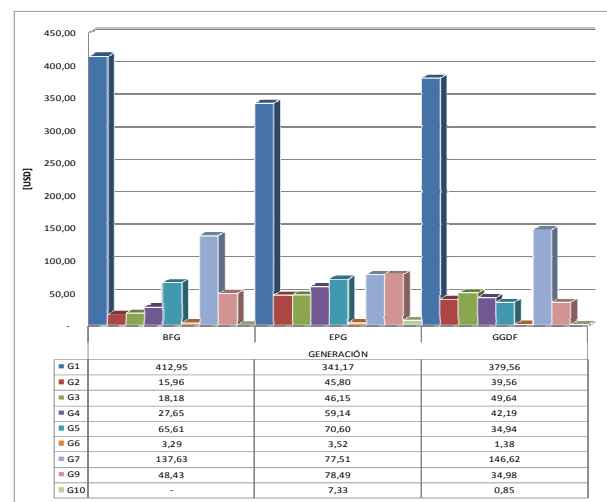


Figura 6 Repartición de Costos a Generadores, Uninodal

En el acápite siguiente se realiza el análisis de los resultados obtenidos mediante la aplicación de la herramienta, con lo cual se da la validez esperada.

5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

5.1. Repetición de Pérdidas

De los resultados se observa que la barra de Molino es quien asume con mayores pérdidas debido a que un alto porcentaje de los MW generados son destinados a cubrir la carga en otras barras del sistema, lo que demuestra que el cobro que se realiza a este generador debe ser el más alto y con esto se cumple el principio de mantener intactas a las demandas.

De igual manera se cumple para el caso en que se tiene que asignar las pérdidas tanto a la generación como la demanda, en la cual se asignan las pérdidas respecto a la proporción existente entre carga y generación. Para estos casos se considera el principio de generación y demanda hundida.

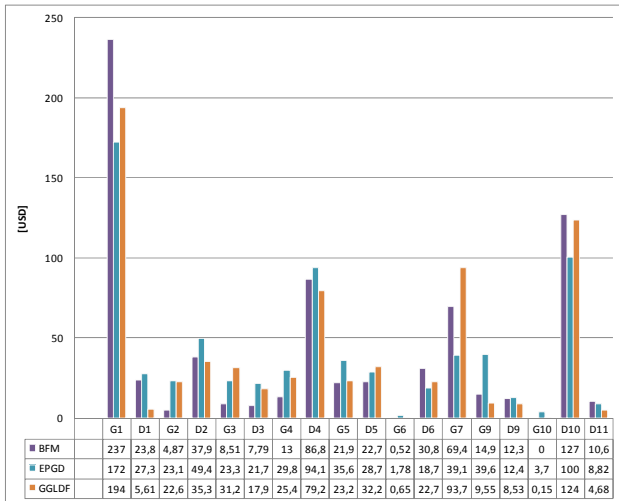


Figura 7 Repartición de Costos a Generadores y Demandas, Uninodal

En el caso de la asignación de pérdidas a la demanda se evidencia que la barras donde se ubica la mayor carga se les asigna mayor cantidad de pérdidas que se muestra con los pagos que realizan estos agentes, y con esto se verifica que los precios de demanda son mayores que los utilizados por factores nodales, mientras que los de generación son iguales para todos debido a que la asignación de pérdidas corresponde solo a las demandas.

5.2. Repartición de Costos

De la *Figura 6* se observa que el generador que mayor carga tiene que cubrir es el que más energía produce, ya que al no poseer un centro de consumo de la misma magnitud en su misma barra este se convierte en un exportador, teniendo que hacer uso de la red de transmisión para vender la energía restante. El fenómeno contrario se produce cuando en una barra se

encuentra un centro de consumo mayor a la generación por lo que el agente generador deberá cubrir un menor cargo, ya que este no tendrá que usar la red para transportar la energía.

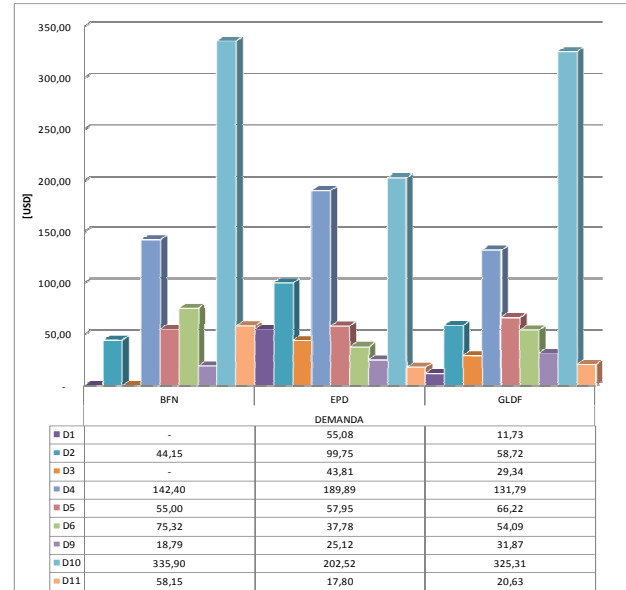


Figura 8 Repartición de Costos a Demandas, Uninodal

De manera similar que el caso anterior, para la repartición entre los agentes generadores y demandas se evidencia que los que mayor carga tienen que cubrir son aquellos que más producen y que requieren de mayor suministro. Para este caso se reparte los costos dependiendo del uso de la red, es decir de la participación que cada agente tiene en el sistema.

Finalmente en el caso de las demandas se observa que mediante la aplicación de los tres métodos, quienes deben pagar más, son las barras de Santa Rosa y Pascuales, en la cual se tiene la mayor carga del sistema.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta la herramienta computacional "TCP" como alternativa de estudio, simulación y análisis bajo los parámetros de asignación de pérdidas y repetición de costos, tanto en un enfoque a nivel académico y/o empresarial de instituciones como el CONELEC; de los métodos presentados se busca encontrar una aproximación que permita dar una respuesta clara a los problemas mencionados.

La herramienta computacional "TCP" en base a las características detalladas en los capítulos correspondientes, se puede constatar la operación correcta de la herramienta, permitiendo tener un instrumento apropiado para la construcción de modelos de sistemas eléctricos de potencia con el fin de permitir ejecutar despachos económicos, repartir pérdidas, asignar costos y exportar datos; verificándose y concluyéndose de esta manera la versatilidad,

funcionalidad y facilidad para el manejo de la herramienta computacional "TCP".

La simulación que se ha realizado a través de la herramienta computacional "TCP", en la cual se especifica cada contenido que posee la herramienta para el uso adecuado del mismo, la base fundamental de esta herramienta mediante los métodos programados es la manera de medir el uso de la red tratando de "perseguir" el flujo de potencia desde que parte de los generadores hasta la que llega a los consumidores, en otras palabras la manera de cuantificar la contribución de un generador o carga al flujo por una línea. Como resulta evidente, las leyes de la física que rigen el comportamiento de los sistemas eléctricos hacen que esto sea un verdadero desafío, ya que no es posible distinguir los electrones de cada generador y así saber que camino recorren. Es por esto que lo que estos métodos pretenden es establecer aproximaciones que permitan llegar a resultados razonables para los fines de repartir las pérdidas y los costos de transmisión. Sin embargo, se debe considerar una limitante en la aplicación de estos métodos que es cuando se tiene generación hundida, vale decir aquellos cuya generación es menor al consumo en la barra en la cual están inyectando su potencia y que por lo tanto son considerados por sus dueños como no usuarios del sistema de transmisión, estos métodos no dan solución factible cuando se presenta esto, debido a que asignan responsabilidades sobre estos generadores.

Finalmente, la flexibilidad del manejo de los resultados a través de las simulaciones requeridas brinda la facilidad de poder desarrollar los análisis posteriores a beneficio del usuario, con lo cual se concluye que el programa cumple con las características propuestas en el desarrollo del presente trabajo.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ARELLANO, M. SERRA, P. Principios para tarificar la transmisión eléctrica. Octubre de 2003.
- [2] SALAZAR, G. Tarificación Óptima de Servicios de Transmisión en Mercados Competitivos de Energía Eléctrica. Universidad Nacional de San Juan – Argentina. Septiembre 2005.
- [3] PÉREZ-ARRIAGA, J.I. Pricing of Transmission Services, Working Paper, IIT 992-30, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España, Junio 1992.
- [4] KINNUNEN, K. Network Pricing in the Nordic Countries, Tesis Doctoral, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Finlandia, Sep 2003.
- [5] WAKEFIELD, R.A. GRAVES, J.S. VOJDANI, A.F. A Transmission Services Costing Framework, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, May 1997, pp. 622 – 628.
- [6] Cura, E.M. Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica: Evaluación de Metodologías de Asignación de Cargos Complementarios”, Tesis de Maestría, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1998.

- [7] Tomé-Saraiva, J.P- Tarifacao do Uso das Redes, Relatorio Final, INESC Porto-Portugal, Julio 2000.
- [8] Conejo, A. Galiana, F. Kochar, I. "INCREMENTAL TRANSMISSION LOSS ALLOCATION ANDER POOL DISPATCH", IEE transaction on Power Systems, Vol. 17, Febrero 2002.
- [9] Armas, L. "MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL ECUADOR", Tesis de Ingeniería Escuela Politécnica Nacional, Ecuador; Agosto 2005.
- [10] Bialek, J.W. "TRACING THE FLOW OF ELECTRICITY", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 143, No. 4, Jul. 1996.
- [11] Chamba, S. "PROPUESTA PARA LA ELIMINACIÓN DE LOS FACTORES DE NODO EN LA EVALUACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES DE ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO", Tesis de Ingeniería Escuela Politécnica Nacional, Ecuador; Febrero 2007.

8. BIOGRAFÍAS



Danilo Ojeda Paz, Nació en Quito, el 13 de abril de 1985. Sus estudios secundarios los realizó en el Colegio Experimental "Juan Pío Montúfar", en Quito. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia en la Escuela Politécnica Nacional en 2010.



Eduardo Simbaña Lincango, Nació en Quito, el 13 de abril de 1985. Sus estudios secundarios los realizó en el Instituto Nacional Mejía, en Quito. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia en la Escuela Politécnica Nacional en 2010.



Gabriel Salazar Yépez, Nació en Quito, recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2000; y de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina en el 2005. Se desempeñó como Coordinador del Área de Investigación y Desarrollo del CENACE, Director de las Direcciones de Tarifas y Regulación del CONELEC, profesor de la Maestría de Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la EPN. Sus áreas de investigación: Mercados Disputables de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Tarificación del Transporte, Teoría Económica de Regulación, Confiabilidad. Actualmente se desempeña como Subsecretario de Energía Renovable y Eficiencia Energética en el MEER.