



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

NOMBRE DEL TRABAJO

***“MODELO PARA EVALUAR EL COSTO FIJO
DE PORTEO EN SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN”***

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

JOSÉ LUIS MAR VILLEGAS

Asesor de tesis:

Dr. José Horacio Tovar Hernández

Coasesor de tesis:

M.C. Moisés Salazar Espino



BUAP





OFICIO DE AUTORIZACIÓN DE TESIS



OFICIO SIEP No. 377/ 2015

ING. JOSÉ LUIS MAR VILLEGAS

Maestría en Ingeniería, Opción terminal Sistemas
Eléctricos de Potencia
Presente.

El suscrito M.I. Edgar Iram Villagrán Arroyo, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **“Modelo para evaluar el costo fijo de porteo en sistemas de transmisión”**, para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas eléctricos de potencia. Asignándose como Asesor de Tesis al Dr. José Horacio Tovar Hernández.

Sin otro particular, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

“Pensar bien, para vivir mejor”

Puebla, Puebla a 20 de enero de 2015

M.I. EDGAR IRAM VILLAGRÁN ARROYO
Director de la Facultad de Ingeniería



C.c.p. Dr. José Horacio Tovar Hernández.- Asesor tema tesis.
C.c.p. Archivo.
GJS/GCC/dsm.

AG

Facultad
de Ingeniería

Bldv. Valsequillo y Av. San Claudio
s/n, edif. 108 C, Col. San Manuel,
Ciudad Universitaria,
Puebla, Pue. C.P. 72570
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610



ACTA RESOLUTIVA DE IMPRESIÓN DE TESIS

Asunto: Autorización de Impresión de Tesis

M.I. Edgar Iram Villagrán Arroyo
Director de la Facultad de Ingeniería de la
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
Presente

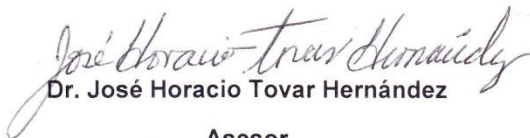
El suscrito: **Dr. José Horacio Tovar Hernández**, asesor del tema de tesis denominado: **"Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión"**, presentado por el C. José Luis Mar Villegas, Pasante de la Maestría en Ingeniería, opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia y en atención al oficio SIEP No. 377/2015 con fecha 20 de Enero de 2015, me permito informar a usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, la metodología, la redacción y la ortografía de la tesis, no tengo inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Así mismo, solicito tenga a bien autorizar el Jurado para su Examen Profesional.

Lo hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya lugar.

Atentamente

Puebla, Pue., 07 de Diciembre de 2015


Dr. José Horacio Tovar Hernández

Asesor

C.c.p.- Exámenes Profesionales

Interesado

Archivo



DEDICATORIAS

A Dios por darme la oportunidad de vivir y regalarme una familia maravillosa.

Con mucho cariño a mi esposa Sara Esther y a mi hija Janeth Elena por su comprensión y apoyo.

Con amor a mis padres, Irma y José Luis (q.e.p.d). Gracias por su amor y cariño, por su comprensión y dirección, sin eso no hubiera podido ser la persona que soy.

A mis hermanos Juana Irma, Norma Edith, Eduardo y Mario Arturo por apoyarme en este proyecto.

A mis amigos, sin excluir a ninguno, pero en especial a M.C. Mónica, M.C. Celia Leticia, Ing. Martha Elena, Dra. Yadira e Ing. Anabel, mil gracias por su apoyo y el impulso que me dieron.

“La educación es lo que queda una vez que olvidamos todo lo que aprendimos en la escuela”

Albert Einstein

“Yo no te estoy enseñando nada, sólo te ayudo a que te conozcas a ti mismo”

Bruce Lee

“Puedo aceptar el fracaso, todo el mundo fracasa en algo. Pero lo que no puedo aceptar es no intentarlo”

Michael J. Jordan



AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar a mi asesor de esta tesis, Dr. José Horacio Tovar Hernández por permitirme trabajar con él. Gracias por haber compartido su tiempo y conocimiento.

Sin lugar a dudas a mi asesor local M.C. Moisés Salazar Espino por apoyo y dirección.

Al personal docente y administrativo del área de posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla (BUAP) quienes de una u otra forma me apoyaron a completar mi paso por la facultad.

Agradecimiento profundo a mi amigo y compañero M.C. Emilio Luna Quiroz por todo el apoyo a un servidor.

A la sección 125 “Leonardo Rodríguez Alcaine” del Sindicato Único de Trabajadores de la República Mexicana (SUTERM), liderado por el secretario general Jorge Gustavo Cuanálo Méndez

Finalmente al Área de Control Oriental, comandado por el Ing. Miguel Mesa Zárate, por el apoyo otorgado para poder cursar la maestría en la BUAP.



ÍNDICE

Oficio de Autorización de tesis	i
Acta resolutive de impresión de tesis	ii
Dedicatorias	iii
Agradecimientos.....	iv
Índice de Tablas	viii
Índices de Figuras	x
Simbología y Abreviaturas	xiv
Glosario de Términos	xv
Capítulo 1	1
Introducción.....	1
1.1 Estructura Tradicional de los Sectores Eléctricos.....	1
1.2 Estructura de Mercados en un Entorno Competitivo	2
1.3 Aspectos Principales de la Transmisión	3
1.4 Acceso a la Transmisión	5
1.5 Definición de Costos por Uso de la Red de Transmisión	6
1.5.1 Transacciones de Porteo.....	6
1.5.2 Servicio de Transmisión en Mercados Competitivos	8
1.6 Conceptos Básicos de Precios de Transmisión Basados en Costos.....	8
1.7 Precios Basados en Costos del Servicio	10
1.7.1 Esquemas de Precios Encerrados	10
1.7.2 Esquemas de Precios de Transmisión Incrementales.....	12
1.8 Revisión Bibliográfica	14
1.9 Comparativa de Metodologías en otros Países.....	15
1. 10 Justificación de la Tesis.....	21
1.11 Objetivo de la Tesis	22
1.11.1 Objetivos Particulares.....	22
1.12 Hipótesis.....	22
1.12.1 Variables	23
1.13 Contenido de la Tesis.....	23



Capítulo 2	24
Métodos de Asignación de Costos Fijos en Sistemas de Transmisión	24
2.1 Método de Estampilla Postal	24
2.2 Principales Métodos de Costos Embebidos	25
2.2.1 Método de MW-Milla	25
2.2.2 Método de Valor Absoluto	26
2.2.3 Método de Contraflujo Cero	27
2.2.3 Método de Flujo Dominante	27
2.2.4 Comparación de Métodos	29
2.3 Pancaking.....	30
Capítulo 3.....	32
Métodos de Descomposición de Flujos.....	32
3.1 Principio de Superposición	32
3.2 Método de Descomposición Proporcional	33
3.3 Ejemplo Demostrativo del Método de Superposición y Descomposición Proporcional	34
Capítulo 4.....	48
Metodología y Caso de Estudio.....	48
4.1 Introducción.....	48
4.2 Metodología.....	48
4.2.1 Información del Sistema.....	49
4.2.2 Análisis de Flujo de Potencia a Frecuencia Fundamental	50
4.2.3 Diagrama de Flujo para el Método de Estampilla Postal.....	51
4.2.4 Diagrama de Flujo para el Método de Flujo Dominante	52
4.3 Caso de Estudio 1: Sistema de Prueba de 6 Nodos	54
4.4 Caso de Estudio 2: Sistema de Prueba de 15 Nodos	68
Capítulo 5.....	88
Conclusiones, Contribuciones, Recomendaciones para Trabajos Futuros	88
5.1 Conclusiones.....	88
5.2 Contribuciones	89
5.3 Recomendaciones.....	89



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

5.4 Trabajos Futuros	90
Bibliografía	91
Publicaciones	94
Apéndice A	108
Apéndice B	117



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Principales Características de Tarifas de Transmisión de 12 mercados europeos.....	17
Tabla 1.2	Relación de los Componentes de Energía y Potencia en Tarifas..	18
Tabla 1.3	Metodologías de Asignación de Costos por uso de Redes de Transmisión en Sudamérica.....	18
Tabla 1.4	Metodologías de Asignación de Costos por Uso de la Red de Transmisión en los Estados Unidos.....	19
Tabla 1.5	Metodologías de Asignación de Costos con Uso de la Red de Transmisión en Europa y Australia.....	20
Tabla 1.6	Metodologías de Asignación de Costos en Europa y en México...	20
Tabla 1.7	Tarifas de Transmisión de Energía Eléctrica de Acuerdo a la Comisión Reguladora de Energía de México.....	21
Tabla 2.1	Comparativa de Métodos para Evaluar los Costos Fijos por Uso de la Red de Transmisión.....	29
Tabla 3.1	Transacciones del Sistema.....	35
Tabla 3.2	Descomposición Proporcional de Flujos de Potencia Considerando los Generadores.....	44
Tabla 3.3	Descomposición Proporcional de Flujos de Potencia Considerando las Carga.....	46
Tabla 4.1	Datos de las Líneas Para la Red de Prueba de Seis Nodos.....	55
Tabla 4.2	Datos de Carga, Generación y Transacciones Para la Red de Prueba de Seis Nodos	55
Tabla 4.3	Información de Flujos de Potencia (MW), Costo (p.u.) y la Capacidad Nominal (MVA) de Cada Elemento Para la Red de Prueba de Seis Nodos	59
Tabla 4.4	Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 100% de la Capacidad de Cada Elemento Para la Red de Prueba de Seis Nodos	60
Tabla 4.5	Vaciado de Costos (\$/año) por Transacción con el Método de Estampilla Postal Para la Red de Prueba de Seis Nodos	60



Tabla 4.6	Vaciado de Costos (\$/año) por Transacción con el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% Para la Red de Prueba de Seis Nodos.....	67
Tabla 4.7	Datos de Carga y Generación del Sistema de Prueba de 15 Nodos.....	70
Tabla 4.8	Parámetros del Sistema de Prueba de 15 Nodos en Valores en Por Unidad (p.u.).....	71
Tabla 4.9	Capacidad y Costo del Sistema de Prueba de 15 Nodos.....	72
Tabla 4.10	Flujos de Potencia del Caso Base, sin las Transacciones Intercaladas y el Flujo Neto.....	77
Tabla 4.11	Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 100% de la Capacidad de Cada Elemento para la Red de 15 Nodos.....	78
Tabla 4.12	Vaciado de Costos (\$/año) de Cada Transacción por el Método de Estampilla Postal para la Red de 15 Nodos.....	79
Tabla 4.13	Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 70% de la Capacidad de Cada Elemento para la Red de 15 Nodos.....	81
Tabla 4.14	Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 50% de la Capacidad de Cada Elemento para la Red de 15 Nodos.....	83
Tabla 4.15	Vaciado de Costos (\$/año) por Transacción con el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la Capacidad de Cada Elemento para la Red de 15 Nodos.....	86



ÍNDICES DE FIGURAS

Figura 1.1	Estructura Típica de un Sistema Eléctrico Verticalmente Integrado.....	2
Figura 1.2	Estructura Típica de un Sistema Eléctrico Desregulado.....	3
Figura 1.3	Clasificación de Transacciones de Transmisión Punto a Punto...	8
Figura 1.4	Transformación del Costo de Transmisión a Cargos Totales a Través de Costos Encerrados.....	11
Figura 1.5	Transformación del Costo de Transmisión a Cargos Totales a través de Costos Incrementales.....	12
Figura 2.1	Sistema con Cargos <i>Pancaking</i>	31
Figura 3.1	Sistema de Seis Nodos y su Estado Operativo Actual.....	35
Figura 3.2	Flujos de Potencia Debidos al Generador y Carga de la Transacción 1.....	36
Figura 3.3	Flujos de Potencia Debidos al Generador y Carga de la Transacción 2.....	36
Figura 3.4	Flujos de Potencia Debidos al Generador y Carga de la Transacción 3.....	37
Figura 3.5	Dominio del Generador 1.....	37
Figura 3.6	Dominio del Generador 2.....	38
Figura 3.7	Detalle del Nodo 4, al aplicar la Regla 1.....	41
Figura 3.8	Dominio del Generador 1, al aplicar la Regla 1.....	42
Figura 3.9	Dominio del Generador 2, al aplicar la Regla 1.....	42
Figura 3.10	Dominio del Generador 1, al aplicar la Regla 2.....	43
Figura 3.11	Dominio del Generador 2, al aplicar la Regla 2.....	43
Figura 4.1	Diagrama de Flujo para el Método de Estampilla Postal.....	51
Figura 4.2	Diagrama de Flujo para el Método de Flujo Dominante.....	53
Figura 4.3	Diagrama Unifilar de la Red de Prueba de 6 Nodos.....	54
Figura 4.4	Diagrama Unifilar de la Red de Prueba con Flujo Base.....	56
Figura 4.5	Diagrama Unifilar de la Red de Prueba Con Flujos Netos.....	57
Figura 4.6	Diagrama Unifilar de la Red de Prueba Con Flujos sin la Transacción Uno.....	57



Figura 4.7	Diagrama Unifilar de la Red de Prueba Con Flujos sin la Transacción Dos.....	58
Figura 4.8	Interfaz Gráfica de la Red de Prueba de 6 Nodos en Donde se Muestra el Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 100% de la Capacidad de Cada Elemento y el Método de Estampilla Postal.....	61
Figura 4.9	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100% de Capacidad de Cada Elemento.....	62
Figura 4.10	Interfaz Gráfica de la Red de Prueba de 6 Nodos en Donde se Muestra el Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 70% de la Capacidad de Cada Elemento y el Método de Estampilla Postal.....	62
Figura 4.11	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 70% de Capacidad de Cada Elemento.....	63
Figura 4.12	Interfaz Gráfica de la Red de Prueba de 6 Nodos en Donde se Muestra el Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 50% de la Capacidad de Cada Elemento y el Método de Estampilla Postal.....	64
Figura 4.13	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 50% de Capacidad de Cada Elemento.....	65
Figura 4.14	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción Base.....	65
Figura 4.15	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción Uno.....	66
Figura 4.16	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50%	67



	de la capacidad de cada elemento para la Transacción Dos.....	
Figura 4.17	Gráfica de Línea que Muestra el Costo de Cada Transacción Considerando un 100%, 70% y 50% de la Capacidad de Cada Elemento.....	68
Figura 4.18	Diagrama Unifilar de la Red de Prueba de 15 Nodos con Flujo Base para Ilustrar la Aplicación de la Metodología para Evaluar el Costo Fijo por Uso de la Red de Transmisión.....	69
Figura 4.19	Diagrama Unifilar de la Red de Prueba de 15 Nodos con Flujos Netos.....	73
Figura 4.20	Diagrama Unifilar de la Red de Prueba de 15 Nodos con Flujos sin la Transacción Uno.....	74
Figura 4.21	Diagrama Unifilar de la Red de Prueba de 15 Nodos con Flujos sin la Transacción Dos.....	75
Figura 4.22	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100% de Capacidad de Cada Elemento de la Red de Prueba de 15 Nodos.	80
Figura 4.23	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 70% de Capacidad de Cada Elemento de la Red de Prueba de 15 Nodos.....	82
Figura 4.24	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 50% de Capacidad de Cada Elemento de la Red de Prueba de 15 Nodos.....	84
Figura 4.25	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción Base de la Red de Prueba de 15 Nodos.....	84
Figura 4.26	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción Uno de la Red de Prueba de 15 Nodos.....	85
Figura 4.27	Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el	86



	Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción Dos de la Red de Prueba de 15 Nodos.....	
Figura 4.28	Gráfica de Línea Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para Cada Transacción de la Red de Prueba de 15 Nodos.....	87
Figura A.1	Interfaz Gráfica para Representar el Costo por Elemento de Transmisión y Total para cada Transacción por el método de flujo dominante, así como también por el método de estampilla postal..	108



SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS

MW	Mega Watt
\$/año	Costo anual del elemento
p.u.	Por unidad
C_{Ak}	Costo asociado a la capacidad adicional
C_{Bk}	Costo asociado a la capacidad base
C_k	Costo del elemento k
$f_k(s)$	Flujo neto en el circuito k
$f_k(u)$	Flujo en el circuito k causado por la transacción u
\bar{f}_k	Capacidad del circuito k
NIT_j	Número de inyecciones de potencia activa definida para la transacción j
n_k	Número de elementos de la red de transmisión
P_{im}	Flujo de potencia activa desde el nodo i al nodo m
P_{im}^{Dj}	Porcentaje de flujo de potencia a través del elemento im , perteneciente al dominio j
P_i^{Dj}	Inyección de potencia (flujo o generación) entrando al nodo i , perteneciente al dominio j
P_{Li}^{Dj}	Porcentaje de carga activa conectada en el nodo i , perteneciente al dominio j
P_k	Inyección de potencia activa en el nodo k
P_t	Carga pactada para la transacción
P_{pico}	Demanda pico o máxima de la red de transmisión
R_t	Asignación de costo por uso de la red de transmisión por el método de estampilla postal
$R(u)$	Asignación del costo a la transacción u
$R_1(u)$	Asignación del costo por capacidad del circuito
$R_2(u)$	Asignación del costo por capacidad adicional
T	Número de transacciones en la red eléctrica
t	Transacción pactada
TC	Costo de la red de transmisión



GLOSARIO DE TÉRMINOS

Desregulación. Es el proceso mediante el cual se desagrega o separa en diferentes actividades relacionadas con las transacciones comerciales relacionadas con la producción y el consumo de la electricidad.

Empresa Verticalmente Integrada. Es aquella empresa que sirve como único proveedor de electricidad y está obligado a suministrar la electricidad a cualquier usuario.

Pancaking. Es la suma de aquellos costos en los que incurre una transacción al pasar por redes de transmisión pertenecientes a diferentes áreas.

Porteo. Es el monto de potencia activa que se transmite desde un proveedor hasta un comprador utilizando la red de transmisión, siendo esta última propiedad de un tercero.

Precios Encerrados. Son los precios existentes y los nuevos costos de operación y expansión de la red eléctrica.

Precios Incrementales. Son los precios causados por los nuevos usuarios de la red eléctrica promoviendo la eficiencia económica.



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

El proceso de desregulación, desarrollado por más de quince años, en el sector eléctrico es aquel en el que se desagrega en diferentes actividades relacionadas con las transacciones comerciales relacionadas con la producción y el consumo de la electricidad, con el firme propósito de promover nuevos proyectos de inversión en centrales eléctricas y con ello tener mejores beneficios [1]. En este contexto el sector de transmisión se ha posicionado como un factor importante del mercado eléctrico. En éste capítulo, se presenta una revisión acerca de la actividad del sector de transmisión en los sectores eléctricos reestructurados.

1.1 ESTRUCTURA TRADICIONAL DE LOS SECTORES ELÉCTRICOS

Un sistema eléctrico de potencia en cualquier país es similar en su infraestructura y operación. La Figura 1.1 muestra la estructura de la industria eléctrica la cual está compuesta por generación, transmisión y distribución. La comercialización está a la venta al por mayor y al por menor. La transmisión y la distribución atienden aspectos de transporte. Las redes de transmisión interconectan áreas o zonas extensas, mientras que una red de distribución obedece a una distribución local [2], [3].

La organización típica previa a la reestructuración de la industria eléctrica fue principalmente a las compañías verticalmente integradas, incorporando todas esas funciones. Estas compañías construyen sus propias centrales eléctricas y se coordinan con la planeación de la red de transmisión. En tiempo real, los operadores del sistema eléctrico de potencia se coordinan con las centrales eléctricas diciéndoles cuándo arrancar o cuándo parar con el firme propósito de preservar el balance energético carga-generación. Los consumidores reciben una factura que engloban todas estas funciones en una tarifa única, las compañías verticalmente integradas han sido tanto productoras como las vendedoras de la energía que generan y han sido monopolios de sus propias áreas y como consecuencia de ello los precios de la energía son regulados. En los Estados Unidos la regulación es a través del estado, mientras que en otros



países con gobierno centralista el precio de la energía es fijo. Las compañías integradas se construyen para servir a sus propios consumidores y tiene que construir suficiente para poder suministrar la energía a todos sus consumidores en todo momento [2], [3].

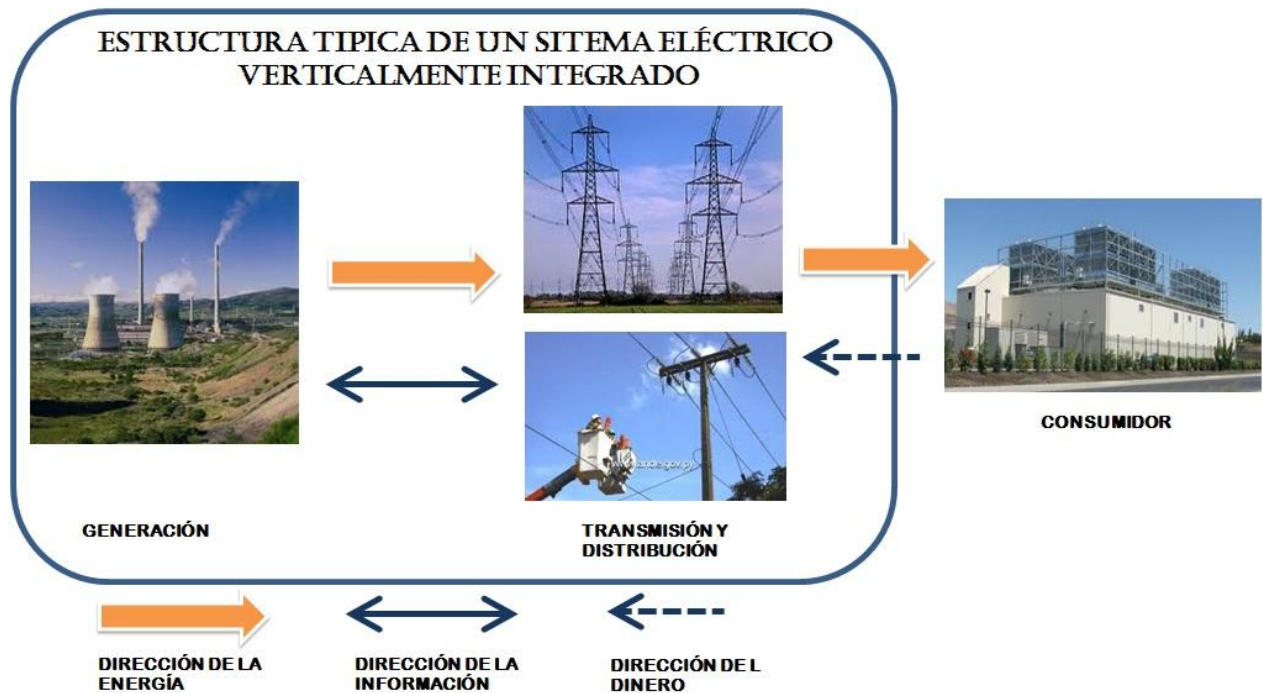


Figura 1.1 Estructura Típica de un Sistema Eléctrico Verticalmente Integrado

1.2 ESTRUCTURA DE MERCADOS EN UN ENTORNO COMPETITIVO

Con la incorporación de la industria eléctrica en un ambiente de competitividad de acceso abierto y no discriminatorio convierte a los procesos de generación de la electricidad, la comercialización y facturación de la misma en perseguir un objetivo principal el cual es obtener un precio justo de la electricidad. Las redes de transmisión y distribución se conforman como monopolio natural debido que no tienen sentido económico y son constituidas para atender las necesidades propias de los productores y consumidores. La operación del sistema también se constituye como un monopolio debido a que tiene que tener el control de cada una de las centrales eléctricas en el ámbito de su área de control o de lo contrario no funcionaría [3]. La Figura 1.2 muestra la estructura de un sistema eléctrico desregulado.

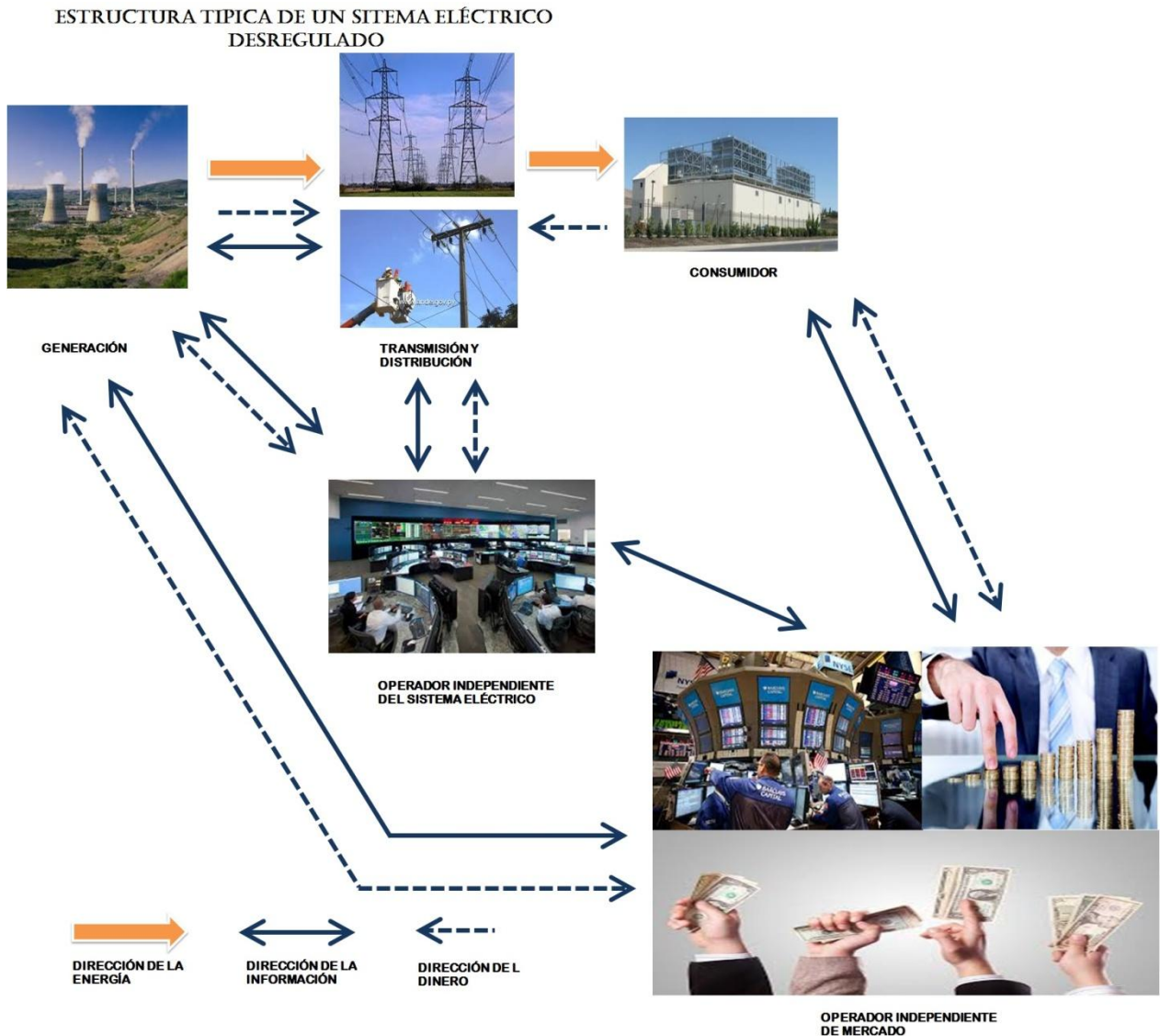


Figura 1.2 Estructura Típica de un Sistema Eléctrico Desregulado

1.3 ASPECTOS PRINCIPALES DE LA TRANSMISIÓN

El negocio de la transmisión consiste en varias actividades, las cuales se describen a continuación:

- **Mantenimiento:** es un proceso que mantiene al sistema de transmisión en condiciones normales de operación. Verificando en cada momento el desgaste de cada parte y reemplazarla si así lo amerita, poda de árboles cercanos a las líneas de transmisión, etcétera. Normalmente el mantenimiento se lleva a cabo por el



propietario de la línea de transmisión en coordinación con el operador de sistema. En algunos casos el propietario y el operador pertenecen a la misma empresa.

- Operación: proceso mediante el cual se cambia físicamente la configuración de la red de transmisión mediante la apertura o cierre de interruptores de potencia para desconectar o conectar partes de la red de transmisión, tales como bancos de capacitores, reactores, líneas de transmisión, generadores, etcétera. La operación es una parte poco significativa en el negocio de la transmisión. No hay muchos cambios diarios en la red. Los dueños de la red de transmisión normalmente llevan a cabo operaciones aunque muchas de ellas son realizadas en el momento por el operador de la red de transmisión o en forma automática. Una vez más el operador de sistema y el propietario de la misma son una misma persona aunque esto no es impedimento para seguir los criterios de seguridad operativa.
- Control: es el proceso mediante el cual se decide que interruptores se deben operar. El operador del sistema lleva a cabo el control de la red de transmisión. El control de la red de transmisión se refiere al control de la potencia que circula por esta red y el cuarto de control del operador de sistema da instrucciones a las centrales de generación y a otros usuarios del propio sistema de transmisión.
- Expansión y actualización. Esta parte tiene varios componentes. Esto es el proceso para evaluar la necesidad de nuevos elementos en la red de transmisión, decidir dónde y cuándo construir nuevas líneas o mejorar las líneas existentes. Tomando en consideración criterios técnicos, económicos y ambientales.

El negocio de la transmisión está regulado en sus tarifas de transporte, debido a que el sistema de transmisión es la única vía para transportar la electricidad. El negocio de la transmisión es un monopolio natural por lo que debe ser regulado para garantizar que los usuarios de la transmisión (participantes de mercado) paguen lo justo, para asegurar su ejecución eficiente, confiable y justa como sea posible, y para asegurar la cantidad de inversión correcta que se deberá realizar. Estas reglas deben ser compatibles con los incentivos. Además, cuando los dueños de transmisión son también participantes en el mercado, se requieren normas para garantizar que algunos participantes no sean favorecidos a expensas de otros.



La regulación de la transmisión puede ser considerada como parte de los acuerdos de comercio, debido a la estrecha vinculación entre generación y transmisión de la electricidad. Además porque las reglas para la transmisión son tan comercialmente importantes para los participantes de mercado. La falta de disponibilidad de transmisión, la congestión de la transmisión y los precios de transmisión afectan la capacidad de los participantes en el mercado y como consecuencia afecta el precio de la electricidad que los generadores ofrecen hacia sus clientes.

Las reglas en un sistema de transmisión caen en 5 categorías principales: las condiciones de acceso (tanto a corto como a largo plazo y que incluye las normas para el mantenimiento), las normas para la fijación de precios de la transmisión, las reglas para la expansión y modernización del sistema a largo plazo, el método de contratación de transmisión y el régimen de propiedad y el control de la transmisión.

1.4 ACCESO A LA TRANSMISIÓN

La competencia requiere un acceso abierto y no discriminatorio al sistema de transmisión, de tal forma que su sistema al ser viable pueda ser utilizado por otros participantes del sector por ejemplo: centrales eléctricas, distribuidores, comercializadores y consumidores. En un entorno de mercado los participantes del sector eléctrico se sujetan a condiciones de conexión y utilización prevista en los contratos establecidos por cada uno de ellos tales como mantenimientos, precio, expansión y actualización del sistema a largo plazo, métodos de contratación de la transmisión y el régimen de propiedad y control de la transmisión [3].

Los métodos para asignar el costo por uso de la red de transmisión deben asegurar recuperar los costos de inversión, otros relacionados con la operación del sistema eléctrico de potencia y el margen de ganancias que los dueños del sistema de transmisión recuperarán.



1.5 DEFINICIÓN DE COSTOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN

En mercados de electricidad reestructurados existen dos problemas principales [4]:

- **Técnicos.** Control de voltaje, seguridad estática y dinámica, restricciones, etc.
- **Económicos.** En un mercado competitivo los costos obedecen a criterios de oferta y demanda.

1.5.1 TRANSACCIONES DE PORTEO

Las transacciones de porteo implican un monto de potencia activa que se transmite desde un proveedor hasta un comprador utilizando la red de transmisión, siendo esta última propiedad de un tercero. A esta empresa, se le denomina empresa porteadora, la cual conduce o lleva desde un punto a otro por el porte o precio convenido [5], [6].

Con el objetivo fundamental de solucionar adecuadamente los problemas económicos y técnicos en relación al porteo, las compañías eléctricas, propietarias de la red de transmisión, requieren evaluar los costos en los que incurre cada agente porteador al inyectar energía, con el objetivo de tomar decisiones referente a los diferentes tipos de servicios que deseen promover o negociar con los clientes o compradores, con relación a la ampliación y actualización en la infraestructura de generación, la red de transmisión, distribución, control y tarificación de la energía eléctrica [4].

La asignación del costo para cada transacción por uso de la red de transmisión incluye [7]:

- Costos de inversión (incluye el retorno del capital, depreciación del equipo) la cual es la de mayor proporción del costo total.
- Los costos administrativos y generales que incluyen la programación y coordinación de servicios, facturación y personal de contabilidad, así como el pago de salarios.
- Inversión para los costos de operación y mantenimiento.
- Costo del control de voltaje y soporte de potencia reactiva.



La asignación del costo en una transacción de porteo se plantea de la siguiente forma [8]:

- Sea una cantidad determinada de participantes o transacciones en un sistema eléctrico de potencia en donde se mantiene el balance de generación/carga en el sistema, en donde para determinar el costo por uso de la red de transmisión es la diferencia entre el costo sin la transacción y el resultante de introducir la transacción. Ambos costos de producción se pueden determinar realizando un estudio de flujos de potencia en cada caso.
- Al estar conectada o desconectada una transacción provoca un impacto sobre el estado operativo del sistema eléctrico de potencia, de tal forma que los márgenes de seguridad varían y, en la mayoría de los casos, provocando que se acerque o sobrepase los límites operativos. En consecuencia es factible la asignación de un costo asociado al mantenimiento de la seguridad operativa del sistema eléctrico de potencia, a este factor se le denomina servicio complementario, ya que no tiene un impacto directo sobre la potencia activa.

Los factores que se han descrito anteriormente se engloban en un costo total para cada línea de transmisión o para toda la red eléctrica. A este costo global se le conoce como costo fijo, debido a que este costo debe ser cubierto independientemente de los usuarios que accedan a esta red.

En un mercado de electricidad competitivo las transacciones bilaterales han sido por mucho tiempo el formato fundamental de los contratos. La Figura 1.3 describe una clasificación de los contratos de transacciones bilaterales [7].

Las metodologías de asignación de costos fijos por uso de la red de transmisión se han basado en la existencia de contratos bilaterales, aunque los conceptos que se utilizan para este modo pueden aplicarse, con ciertas modificaciones para otro tipo de mercados.

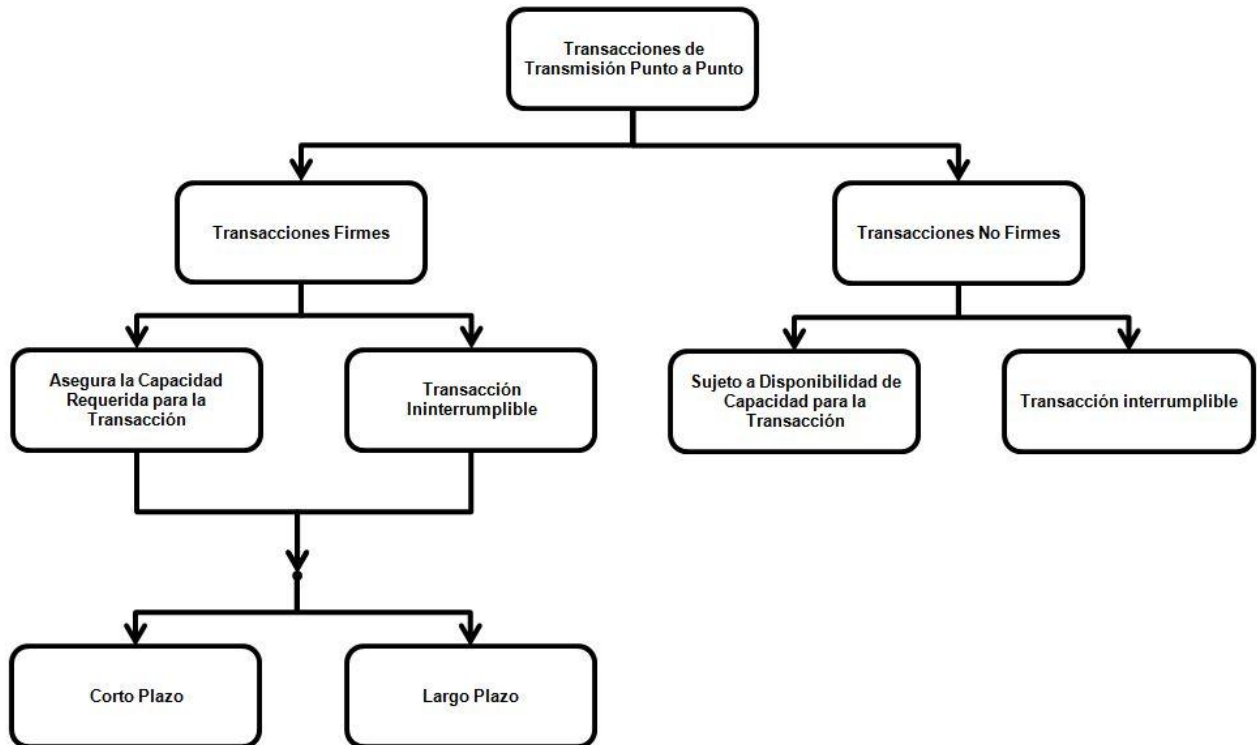


Figura 1.3 Clasificación de Transacciones de Transmisión Punto a Punto

1.5.2 SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN MERCADOS COMPETITIVOS

Si la estructura de mercado, ya sea tipo pool o subastas, es tal que no permite establecer una relación entre proveedores y compradores a través de una cantidad específica de potencia activa, entonces, se establecen responsabilidades por separado entre generadores y consumidores que lleva a una definición en el costo relacionada al uso de la red de transmisión, por lo que el problema cae en desarrollar una forma mediante la cual se pueda repartir objetivamente este costo a cada uno de los agentes participantes en el mercado [5].

1.6 CONCEPTOS BÁSICOS DE PRECIOS DE TRANSMISIÓN BASADOS EN COSTOS

Los precios de los servicios de transmisión juegan un papel importante en la definición de los beneficios económicos tanto para la empresa transmisora como para sus clientes. Sin embargo, definir los precios no es un asunto técnico, los análisis técnicos permiten verificar la viabilidad técnica de proporcionar el servicio de



transmisión, así como los costos asociados a dicho servicio. Aunque lo anterior sólo es un ingrediente en el proceso global de definir los costos de servicio. Las condiciones de mercado y de regulación tienen un rol importante en el proceso de asignar costos, motivo por el cual es importante diferenciar entre costos y precios de los sistemas de transmisión.

Los objetivos principales para definir los precios de algún producto son [9]:

1. Aumenta el valor del servicio proporcionado al cliente, ampliando las opciones de servicios y precios.
2. Promover la eficiencia económica asegurando que el valor del servicio y su costo esté balanceado.
3. Cambiar los patrones de consumo del consumidor para mejorar el uso de los recursos existentes.
4. Promover el uso del servicio en aplicaciones donde sea la acción de costo mínimo y tratar de inhibir su uso cuando no lo sea.

Actualmente, la asignación de precios de servicios de transmisión no puede integrar lo escrito anteriormente, por los motivos siguientes:

1. La evaluación de los costos debe ser simple y estable en periodos de tiempo largos.
2. Experiencia limitada de la industria eléctrica para proporcionar servicios de transmisión a escalas grandes.
3. Dificultad para disponer de datos y herramientas necesarias con el fin de evaluar los servicios de transmisión. De hecho, existen problemas para evaluar los costos de transmisión, por la necesidad de disponer de herramientas complejas y bases de datos extensas y adicionalmente considerar la posibilidad de realizar servicios de peajes.

Para solventar las dificultades anteriores los economistas adicionan los principios económicos básicos que dan precio de los servicios de transmisión basados en los costos incrementales. Bajo estas circunstancias existen dos problemas: cómo calcular el costo incremental del servicio y el sobre costo que tendrá cada servicio. El sobre costo



debe ser atractivo para tener un mayor número de transacciones que usen la red de transmisión.

1.7 PRECIOS BASADOS EN COSTOS DEL SERVICIO

En forma general, el precio estratégico de cualquier servicio o producto sin considerar cuestiones políticas, se basa [5]:

- Aumento del valor del cliente proveyéndole una amplia variedad de servicios y opciones de precios.
- Promueve la eficiencia económica al garantizar que el valor del servicio y el costo del servicio sean equilibrados.
- Cambiar los patrones de consumo de los clientes con el fin de utilizar eficientemente los recursos con los que se cuenta.
- Fomentar el uso de herramientas para la búsqueda de la mejor opción, menos costosa, y con ello desalentar las formas menos eficientes.

El objetivo de los esquemas de precios es asignar todo o parte de los costos existentes, así como también un nuevo costo del sistema de transmisión. Los precios de transmisión son, entonces, el proceso de trasladar los costos de transmisión en cargos de transmisión globales.

Los esquemas más populares son los siguientes:

- Precios de transmisión encerrados.
- Precios de transmisión incrementales.
- Precios de transmisión compuestos, o sea, encerrados e incrementales.

1.7.1 ESQUEMAS DE PRECIOS ENCERRADOS

En este esquema, los costos del sistema de transmisión son los existentes y los nuevos costos de operación y expansión, independientemente del motivo por el que surgió. Primeramente se suman (encierra) para conformar un solo costo. Este costo es asignado (dividido) a través de todos los usuarios del sistema de transmisión, acorde al uso que le dé cada usuario del sistema de transmisión. Varias metodologías de precios de transmisión han sido desarrolladas para definir y evaluar el costo asignado a cada



usuario por uso del sistema de transmisión. Algunos de los métodos basados en fracciones del uso de cada usuario se enlistan a continuación:

1. Metodología de Estampilla Postal.
2. Metodología de Contrato por Trayectoria.
3. Metodología de MW-Milla basado en distancia.
4. Metodología de MW-Milla basado en flujos de potencia.

La Figura 1.4 muestra, de manera gráfica, la asignación del costo a través del esquema de precios encerrados. En el caso de la metodología de MW-Milla basados en flujos de potencia, se han desarrollado una gran cantidad de métodos, basados en la capacidad o en flujo neto.

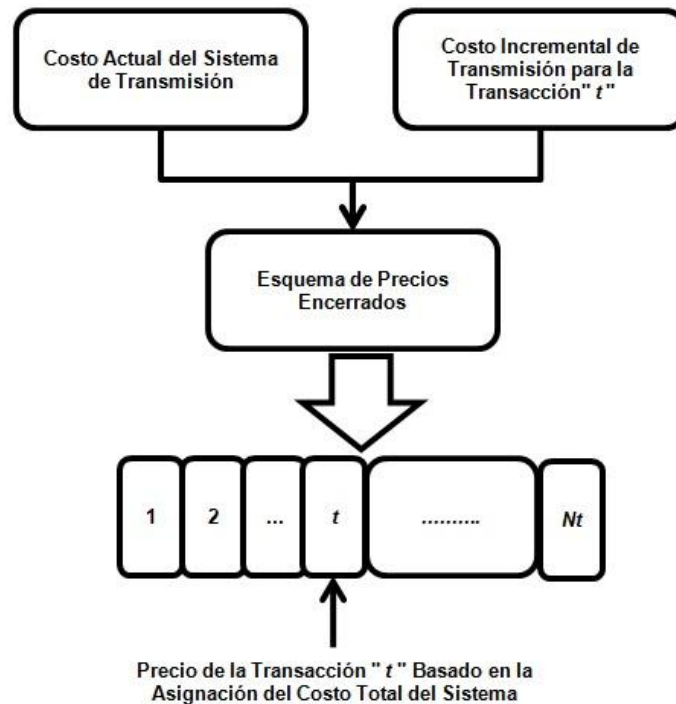


Figura 1.4 Transformación del Costo de Transmisión a Cargos Totales a Través de Costos Encerrados

Existen varias metodologías para asignar el costo por uso de redes de transmisión considerando los precios encerrados. Estos pueden clasificarse en dos grupos [4]:



- a) Los que utilizan los flujos de potencia como variables primordiales para la asignación del costo, y
- b) Las que no utilizan los flujos de potencia.

1.7.2 ESQUEMAS DE PRECIOS DE TRANSMISIÓN INCREMENTALES

Acorde a este esquema únicamente los nuevos costos de transmisión causados por los nuevos clientes de este sistema deberán ser considerados para evaluar los cargos por uso de la red de transmisión con los nuevos clientes. Los costos del sistema actual permanecerán sin cambio a los clientes actuales. En este esquema se diferencian dos grupos:

- 1. Los costos incrementales de corto plazo, y
- 2. Los costos incrementales de largo plazo.

En la Figura 1.5 se muestra, de manera gráfica, la asignación del costo en función al esquema de costos incrementales.

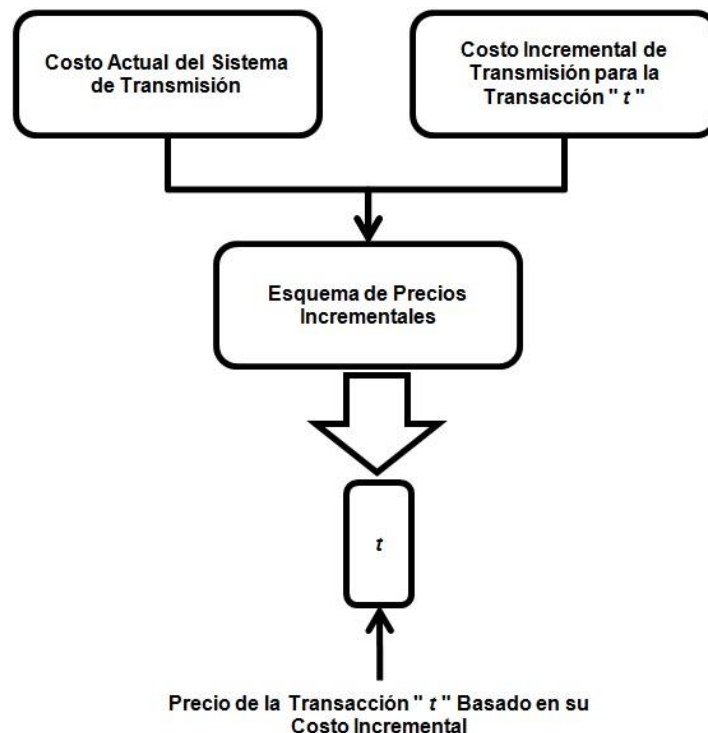


Figura 1.5 Transformación del Costo de Transmisión a Cargos Totales a través de Costos Incrementales



Los economistas consideran que los esquemas de costos incrementales promueven la eficiencia económica. Sin embargo, existen varias preocupaciones asociadas a los esquemas de costos incrementales los cuales se describen a continuación [5]:

1. La implementación de metodologías basadas en costos incrementales es una tarea ardua. En efecto, la mayoría de las metodologías utilizadas para implementar este esquema están destinadas a calcular el costo actual. Sin embargo, la principal ventaja de este paradigma puede ser degradada por la evaluación inexacta del costo.
2. Los precios de costos incrementales en redes de transmisión requieren una o más transacciones de transmisión para ser consideradas “en el margen”, debido a que podría resultar en cálculos fuera de rango (altos o bajos) de precios para cada transacción. Ya que la clasificación de las transacciones normalmente se basa en razones históricas o políticas, podrá surgir argumentos subjetivos para su clasificación.
3. Se ha demostrado que la asignación del costo a través del esquema de costos incrementales puede producir resultados completamente irrelevantes cuando el transmisor no sea una compañía verticalmente integrada.

En resumen, en función a los costos reconocidos en un marco regulatorio, la metodología para la asignación de costo por uso de redes de transmisión no será única.

Existen varias metodologías para la asignación del costo por uso del sistema de transmisión. Se puede encontrar metodologías simples de utilizar, debido a que considera el monto de potencia activa de cada una de las transacciones o usuarios en el proceso de compra venta, así como trayectorias específicas en función a contratos comerciales. Así mismo, se han desarrollado metodologías más complejas, las cuales, están basadas en flujos de potencia y cuya complejidad radica en descomponer los flujos de potencia de cada uno de los elementos de la red de transmisión para cada uno de los usuarios de esta red [9].



1.8 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En los mercados eléctricos reestructurados, se coloca a las áreas de generación, comercialización y facturación en un ambiente de competencia, y las de transmisión y distribución como un monopolio natural y sujetos a ser regulados. Las redes de transmisión pueden pertenecer a agentes participantes en el mercado diferentes a los que participan en la generación y distribución, de tal forma que remuneren a las empresas de transmisión considerando un margen de utilidad de acuerdo a la legislación que prevalezca en ese momento. En este sentido, en las legislaciones para las empresas de transmisión se establecen las metodologías para evaluar la asignación del costo por uso de las redes de transmisión a todos los usuarios de esta red [9].

Investigadores en el tema han desarrollado metodologías que han sido aplicadas en los diferentes mercados eléctricos, se sustentan en una variedad de conceptos y métodos de cálculo, de tal forma que actualmente se han desarrollado una variedad de métodos para su aplicación. En [4] y [10] realizan un análisis de las principales metodologías de costos encerrados utilizadas en diferentes países.

Las metodologías con las que se cuentan tienen un enfoque más bien económico, esto es, que mediante el costo de la red de transmisión, se establece metodologías basadas en cargos complementarios. Esto es, que se basa en señales económicas que proporciona el mercado, en función a los precios nodales del sistema [10].

Los métodos para cargos complementarios, pueden estar basadas en el método de estampilla postal, trayectorias contratadas, por un lado y por otro, pueden utilizar flujos de potencia por cada elemento de la red de transmisión. En [4] se identifican tres etapas para aplicar y desarrollar las metodologías basados en flujos de potencia, las cuales, son:

- *Definición de costos asociados a cada elemento de la red de transmisión.* Define un costo a cada elemento con el objeto de repartirlo a los usuarios de la red de transmisión.
- *Aplicación de algún método de descomposición de flujos de potencia por cada elemento.* Se realiza una descomposición del flujo neto actual de cada elemento



de esta red utilizando algún método de flujos de potencia para cada uno de los usuarios de la misma en un mercado determinado, en función a la inyección de potencia que tienen contratada.

- *Evaluar el costo por uso de la red de transmisión, para cada uno de los participantes, en función de alguna metodología propuesta.* Se aplica algún método para obtener el costo por uso de la red de transmisión de acuerdo a cada usuario de esta red.

En la primera etapa se establecen las políticas de asignación de costos de la infraestructura de transmisión. Esta etapa es primordial, debido a que influye en las siguientes dos etapas. Si la asignación del costo es a través de flujos de potencia, entonces, la asignación del costo de la infraestructura de transmisión es elemento a elemento. Por otra parte, se puede determinar un costo global de esta red para determinar el costo en función a la demanda máxima asociada a cada participante en esa red de transmisión [5].

En la segunda etapa, son establecidos métodos de descomposición de flujos de potencia para determinar el impacto que tiene cada transacción de porteo en los elementos de la red de transmisión [8].

En la tercera etapa se utilizan métodos de asignación de costos por uso de la red de transmisión más comúnmente utilizados, tales como el MW-Milla y su variante de flujo dominante, los cuales, consideran los flujos netos en flujos en la misma dirección o en dirección contraria (contraflujo) [4].

1.9 COMPARATIVA DE METODOLOGÍAS EN OTROS PAÍSES.

La experiencia internacional ha demostrado que los esquemas de asignación de costos por uso de redes de transmisión son a cargo de los consumidores. Esto es debido a que la asignación de cargos a los generadores puede causar distorsiones significativas en el mercado. Estas distorsiones pueden eliminarse o reducirse estableciendo cargos de transmisión a los generadores iguales a cero, o en algún valor relativamente bajo [11], [12], [13].



La Tabla 1.1 presenta las principales características de las tarifas de transmisión de 12 mercados europeos. Particularmente Inglaterra y Gales utilizan su propio sistema de cargos por uso de la red de transmisión o *Transmission Network Use of System* (TNUoS), así como un servicio balanceado de recuperación de costos de operación día a día del sistema de transmisión o *Balancing Service Use of System* (BSUoS) a través de una tarifa plana en donde los productores y proveedores son responsables de estos cargos.

Las metodologías seleccionadas consideran los siguientes aspectos:

- Cubren los mismos costos base.
- Los productores y consumidores están conectados a líneas de alto voltaje (230 o 400kV).
- Las variaciones de los precios debidas a la localización de los participantes, tiempo de utilización y los cambios de las condiciones climatológicas a lo largo del día.

La Tabla 1.2 presenta los componentes de energía y potencia de las tarifas existentes en los diferentes mercados europeos, en donde el productor y consumidor se encuentran conectados en extra alto voltaje o *Extra High Voltaje* (EHV). Además, considera la ubicación del productor y el consumidor, tiempo que consume el consumidor y la estacionalidad del consumidor. El porcentaje de cada componente varía substancialmente de país a país. Para el caso de Finlandia y Dinamarca, sólo la componente de energía está presente en la tarifa.

La Tabla 1.3 muestra una revisión de metodologías aplicadas en diversos países, para la designación de tarifas por el servicio de transmisión. En dicha tabla resalta que Argentina asigna un costo por uso de red utilizando una combinación de costo marginal a corto plazo y estampilla postal. El caso de Bolivia la asignación de costo por uso de red lo realiza con la combinación de costo marginal a corto plazo basado en el uso de la red. Este análisis comparativo resalta lo referente a la asignación de costos por uso de redes de transmisión [11], [12].



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

Tabla 1.1 Principales Características de Tarifas de Transmisión de 12 mercados europeos.

País	Costos de Red Repartidos entre:		Señales Económicas		¿Pérdidas dentro de los Costos Base de la Red?	¿Están incluidos los Servicios en las Tarifas de Transmisión?
	Productor	Consumidor	Temporal Tiempo por Día	Localización		
España	0 %	100 %	XXX	---	No	No
Inglaterra y Gales	27% TNUoS 50% BSUoS	73% 50%	XX	Localización	No se recuperan en el mercado de energía	Sí
Alemania	0%	100%	---	---	Sí	Sí
Suiza	25%	75%	X (Vía pérdidas)	Localización	Sí	Sí, aparentemente para una extensión parcial.
Noruega	36%	64%	XXX (Vía pérdidas)	Localización	Sí	Sí parcialmente (congestión)
Francia	2%	98%		---	Sí	Sí
Holanda	25%	75%	---	---	Sí	No, ahí está un sistema específico de servicios tarifarios
Portugal	0%	100%	XX	---	Sí	Recuperado por un cargo especial (cargo por uso global del sistema)
Finlandia	< 10%	>90%	X	---	Sí	Sí
Italiana	1 a 2%	98%	XX	--	No	Sí, a través de honorarios específicos para los generadores y consumidores
Austria	16.5%	83.5%	XX	--	Sí	Sí, mediante un componente específico para los generadores
Dinamarca	16 %	84%	XX	--	Sí	No. Tarifas PSO

Nota: el número X está en función del número de períodos y la aplicación de diferenciación para todos o alguno de los componentes de la tarifa.



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

Tabla 1.2 Relación de los Componentes de Energía y Potencia en Tarifas.

País	EHV-EHV (P=40MW)		País	EHV-EHV (P=40MW)	
	Potencia	Energía		Potencia	Energía
Inglaterra y Gales	56%	44%	Italia	3%	97%
España	26%	74%	Portugal	55%	45%
Francia	63%	37%	Holanda	60%	40%
Suiza	36%	64%	Finlandia	100% relacionado para la energía	
Noruega	50%	50%	Austria	14%	86%
Alemania	82%	18%	Dinamarca	100% relacionado para la energía	

Tabla 1.3 Metodologías de Asignación de Costos por uso de Redes de Transmisión en Sudamérica.

Aspecto	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Método Base de Tarificación	Marginal de Corto Plazo y Estampilla Postal	Marginal de Corto Plazo Basado en el uso de la Red	Marginal de Corto Plazo y uso de la Red: Área de Influencia	Marginal de Largo Plazo y el uso del Sistema	Marginal de Corto Plazo y Estampilla Postal
Conceptos de Cargo	Inversión, Operación, Mantenimiento y un Retorno Razonable	Anualidad del Costo de Inversión y Operación de un Sistema Económicamente Adaptado	Anualidad del Costo de Inversión y Operación	Se Determinan Cargos por Inyección y Retiro de Modo que Financien las Actividades de Transmisión	Anualidad del Costo de Inversión y Operación de un Sistema Adaptado
Prorrata	Flujo Máximo Transmitido	Prorrata a Capacidad Máxima de Generadores y Demanda Máxima	Prorrata a Potencias Transmitidas	Prorrata en Base a Potencia Transmitida en Condiciones de Máximo Flujo	Prorrata en Base a Potencia Firme
Quien Paga	Beneficiados	Generadores y Consumidores	Generadores	Generadores y Consumidores (50% c/u)	Generadores

Los países mostrados en la Tabla 1.3 tienen en común que la asignación del costo por uso de la red de transmisión es a través de metodologías híbridas, las cuales



están basadas en los costos marginales a corto plazo y algún método de asignación de costos complementarios [11] y [12].

La Tabla 1.4 muestra el caso de cinco mercados de electricidad en los Estados Unidos. En general, se hace uso de señales económicas de corto plazo para la asignación del cargo variable, el cual es complementado por las metodologías de estampilla postal y costos medios. En el caso de *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT), se tiene una evaluación para cargos de transmisión con las mismas técnicas que en México (estampilla postal y MW-Milla).

Tabla 1.4 Metodologías de Asignación de Costos por Uso de la Red de Transmisión en los Estados Unidos.

Aspecto	New York	PJM	California	ERCOT
Método Base de Tarificación	Costos marginales y costos medios	Costos marginales y costos medios	Costos marginales y estampilla postal	Estampilla postal (70%) y MW-Milla (30%)
Concepto de Cargo	Todos los costos de las empresas transmisoras	Inversión, congestiónamiento y Servicios	Inversión, congestiónamiento y Servicios	Todos los costos de las empresas transmisoras
Prorrata	Precios de la energía	Generadores y Consumidores	Generadores y Consumidores	Generadores y Consumidores

Observe que en el caso de New York, el método de asignación de costos está basado en costos marginales y costos medios, lo cual es un reflejo de que los costos marginales no recuperan el total de los costos fijos de la red de transmisión. Un ejemplo ilustrativo de aplicación de este tipo de metodologías híbridas puede verse en [14].

La Tabla 1.5 muestra el comparativo de algunos países de Europa y Australia. Destaca que Alemania utiliza el método de Estampilla Postal por nivel de voltaje, mientras que Inglaterra y Gales utiliza un costo marginal a largo plazo, la parte sur de Australia utiliza el costo marginal a corto plazo y estampilla postal en donde la asignación del costo por uso de la red lo paga el consumidor y el productor por partes iguales, en la parte norte de Australia utiliza el MW-Milla para la asignación del costo que paga el consumidor y finalmente Austria que utiliza costos medios que pagan los generadores.



Tabla 1.5 Metodologías de Asignación de Costos con Uso de la Red de Transmisión en Europa y Australia.

Aspecto	Alemania	Inglaterra y Gales	Australia: South Wales	Australia: Victoria	Austria
Método Base de Tarificación	Estampilla postal por nivel de voltaje y de transformación	Marginal de largo plazo	Marginal a corto plazo y estampilla postal (50%) fija	MW-Milla	Costos Medios
Concepto de Cargo	Costos de operación y de servicios auxiliares	Costo de desarrollar, operar y mantener la red básica	Mantenimiento e inversión	Operación, mantenimiento, inversión y plan de expansión	Inversión, operación y mantenimiento
Prorrata	Potencia de punta, nivel de tensión y transformación	En base al uso estimado de las instalaciones	Potencia base, de punta intermedia	Utilización de la red para varias condiciones	Energía
Quien Paga	Consumidores	Generadores (uso). Consumo (pérdidas)	Productores y consumidores	Consumidor	Generadores

La Tabla 1.6 muestra las metodologías de otros países de Europa y México [11] y [12], donde nota que el método de estampilla postal es normalmente aplicado para recuperar los costos totales de la red de transmisión o de una parte de ellos, combinando con otras metodologías. Esto puede deberse a que esta metodología es la más fácil de usar que todas y a que las longitudes de las redes eléctricas de los países europeos son relativamente cortas. Inclusive, en algunos casos, se ha optado por aplicar tarifas fijas de transmisión, considerando como variable de referencia el consumo o las inyecciones de potencia de cada participante, como es el caso de Finlandia.

Tabla 1.6 Metodologías de Asignación de Costos en Europa y en México.

Aspecto	Bélgica	Dinamarca	Finlandia	España	México
Método Base de Tarificación	Tarifa fija por nivel de voltaje y estampilla postal	Estampilla postal	Energía retirada por tarifa fija	Estampilla postal	Estampilla Postal por niveles de tensión
Concepto de Cargo	Costos fijos y variable más una tasa de calidad	Operación, inversión y servicios auxiliares	No especificados	Costos de inversión, operación, mantenimiento y de seguridad	Costos de una empresa transmisora productiva del Estado
Prorrata	Dependiente de la potencia	Potencia en tres escenarios distintos	Energía consumida para diferentes períodos tarifarios	Potencia contratada	Uso de la red en términos de energía
Quien Paga	No especificado en la referencia	Consumidores	Consumidores	Consumidores y generadores	Generadores y consumidores



En el caso de México, puede decirse que la metodología desarrollada bajo la Ley del Servicio Público de Electricidad de 1992 fue una combinación de MW-Milla con estampilla postal.

Sin embargo, bajo la Ley de la Industria Eléctrica, promulgada en 2014, el método de asignación de cargos está definido en términos de una estampilla postal por niveles de tensión y en base a los kWh inyectados por los generadores y los extraídos por los consumidores de la red de transmisión [15]. La Tabla 1.7 muestra un resumen de estas asignaciones por uso de la red de transmisión en función al nivel de voltaje, a los generadores y consumidores.

Tabla 1.7 Tarifas de Transmisión de Energía Eléctrica de Acuerdo a la Comisión Reguladora de Energía de México.

Nivel de Tensión	Generadores Generadores Interconectados	Consumidores Servicios de Suministro
Tensión \geq 220kV	0.0499	0.0625
Tensión $<$ 220kV	0.0904	0.1424

Como puede observarse en esta sección, no existe una forma única para la definición de los costos por uso de la red de transmisión. Esto da lugar a la posibilidad de estudiar las propuestas reportadas en la literatura, así como la formulación de nuevas propuestas que resuelvan algunos de los problemas que estas presentan.

1. 10 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS

La transmisión de la energía eléctrica sigue siendo en la actualidad uno de los elementos importantes para el sistema eléctrico de potencia. Las redes de transmisión entregan la energía eléctrica desde las centrales eléctricas a los usuarios de la misma. Esta red toma relevancia cuando se entra en un mercado de electricidad competitivo en donde cada MW que fluye por la red es descompuesto para determinar a qué usuario corresponde y así poder asignarle un costo por uso de la misma red.

Las referencias relacionadas sobre el tema se puede observar que el cálculo para la asignación del costo de porteo por uso de redes de transmisión puede ser



obtenido aplicando diferentes métodos. Cada uno de ellos presenta ventajas y desventajas entre uno y otro. El método de Flujo Dominante presenta ventajas respecto al de MW-Milla. Así mismo en relación a los métodos de descomposición de flujos el método de superposición presenta ventajas claras e importantes para obtener la fracción de flujo que cada transacción utiliza de la red de transmisión.

Se justifica la importancia de estudiar la asignación del costo de porteo por uso de redes de transmisión de manera clara y objetiva. Así mismo, la creación e implementación de un modelo que contribuya al cálculo del costo de porteo por uso de la red de transmisión y así repercutirá en beneficios, utilidades, para las empresas que intervienen en la transacción. Así mismo, al tener un precio competitivo esto se traslada en mejores beneficios para la sociedad en relación al producto o servicio final de las empresas.

1.11 OBJETIVO DE LA TESIS

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo proponer un modelo en donde su puede evaluar y analizar la asignación del costo de porteo por uso de redes de transmisión basado en el método de flujo dominante.

1.11.1 OBJETIVOS PARTICULARES

- Estudiar los métodos de asignación de costo por uso de la red de transmisión y ver sus ventajas y desventajas de cada uno de los métodos.
- Estudiar los métodos de descomposición de flujos de potencia activa, así como sus ventajas de cada uno de ellos.
- Contribuir, a través de un modelo, el cálculo de la asignación del costo por uso de la red de transmisión.

1.12 HIPÓTESIS

Un modelo de asignación de costos por uso de redes de transmisión permitirá evaluar los cargos por uso de la red de transmisión de manera justa y competitiva para los usuarios de dicha red.



1.12.1 VARIABLES

En la presente investigación se definen las siguientes variables: como variable dependiente se tiene el cargo o asignación del costo a los productores independientes de energía eléctrica. Y como variable independiente la energía eléctrica porteadada por los generadores eléctricos hacia las cargas la cual depende de la demanda que en ese momento se presente.

1.13 CONTENIDO DE LA TESIS

A continuación, se describe en forma breve el contenido de cada uno de los capítulos que compone la presente investigación.

En el Capítulo 1, se presenta la estructura de mercados de electricidad, así como las funciones de transmisión y de los diferentes tipos de costos asociados al uso de las redes de transmisión, además un comparativo de los diferentes mercados de electricidad alrededor del mundo.

En el Capítulo 2, se presentan las metodologías basadas en flujos de potencia para evaluar los costos fijos de transmisión.

En el Capítulo 3, las metodologías de descomposición de flujos de potencia para establecer la fracción de flujo de potencia correspondiente a cada transacción.

En el Capítulo 4, Se presenta el modelo propuesto. Se programa el modelo en dos lenguajes de programación para aplicarlos a las redes de prueba. Se presentan las simulaciones del modelo, utilizando sistemas eléctricos de potencia de prueba con el objetivo de evaluar el costo de porteo de la electricidad entre proveedor y consumidor. Esto con la finalidad de observar el impacto que tiene cada transacción en la asignación del costo fijo por uso de la red de transmisión con las metodologías estudiadas en capítulos anteriores.

En el Capítulo 5, se presentan las conclusiones, aportaciones y las propuestas para trabajos futuros que se desprenden de este trabajo de tesis.



CAPÍTULO 2

MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE COSTOS FIJOS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Los costos de transmisión se definen como “la función que facilita un mercado de electricidad competitivo, proporcionando de manera imparcial el servicio de transporte de energía a todos los compradores y vendedores de esta energía, siempre y cuando se recuperen los costos de dichos servicios”. El paradigma de los precios de transmisión es el conjunto de procesos que trasladan los costos de transmisión en el conjunto de cargos de transmisión [16].

2.1 MÉTODO DE ESTAMPILLA POSTAL

El desarrollo de costos de transmisión es una tarea controversial para mercados de electricidad liberalizados, especialmente para transacciones transfronterizas. Uno de varios métodos de asignación de costos de transmisión es el método de estampilla postal, el cual calcula el costo uniforme para asegurar recuperar los costos de inversión, operación y mantenimiento. Este método es extensamente utilizado para cargos por uso de la red de transmisión para transacciones transfronterizas en Europa, debido a que es técnica y administrativamente simple de utilizar. Más adelante veremos que el método de superposición puede distinguir las pérdidas asociadas a cada transacción, utilizando este método todas las pérdidas y la congestión de la red de transmisión pueden ser calculadas con exactitud. Un rango adicional de la asignación del costo dependerá qué tanto incrementará la generación o la demanda en un nodo en particular que afecte al total de las pérdidas, congestión y seguridad del sistema eléctrico de potencia [17], [18].

Debido a lo anterior, la justificación para esta metodología es que la red de transmisión es un sistema integrado y centralizado en su operación [5].

En (2.1) la asignación del costo por uso de la red transmisión es calculada a través de la potencia activa pactada en Mega Watts (MW). Esto es, la asignación del



costo de cada transacción es directamente proporcional al costo de la red de transmisión y la potencia pactada o de transacción e inversamente proporcional a la demanda pico o máxima del sistema [5], [7], [16], [17].

$$R_t = TC * \frac{P_t}{P_{pico}} \quad (2.1)$$

donde R_t es la asignación del costo por uso de la red de transmisión de la transacción t para una carga pactada, TC es el costo de la red de transmisión, P_t es la carga pactada para la transacción t y P_{pico} es la demanda pico o máxima de la red de transmisión.

Las ventajas que tiene éste método son:

- Fácil su aplicación.
- Se recuperan los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Y las desventajas que tiene este método son:

- Ésta metodología ignora la demanda del sistema.
- No considera el cambio de topología en la red de transmisión.
- No considera la distancia de cada una de las líneas de la red de transmisión.
- Las señales económicas que envía son incorrectas y por tal motivo los usuarios de la red toman decisiones inadecuadas.

2.2 PRINCIPALES MÉTODOS DE COSTOS EMBEBIDOS

El método de MW-Milla basado en flujos de potencia es utilizado ampliamente, debido a que ha demostrado ser un método que refleja el uso real de la red de transmisión. Por tal motivo es atractivo para el cálculo de asignación del costo por uso de la red de transmisión [16].

2.2.1 MÉTODO DE MW-MILLA

El método de MW-Milla primero calcula la proporción del flujo de potencia activa en cada elemento causado por el patrón de carga-generación que cada transacción presenta a través del método de flujo de potencia. En (2.2) los costos se asignan en proporción a la relación de flujo de potencia y la capacidad del elemento [4].



$$R(u) = \sum_{k=1}^{n_k} C_k \frac{|f_k(u)|}{\bar{f}_k} \quad (2.2)$$

donde $R(u)$ es el costo asignado a la transacción u , C_k es el costo del elemento k , $f_k(u)$ flujo en el circuito k causado por la transacción u y \bar{f}_k capacidad del circuito k .

Como el flujo de potencia total del circuito son generalmente más pequeñas que las capacidades del circuito, esta regla de asignación de costos no recupera en su totalidad el costo del elemento. En cuanto a la interpretación de la expansión de la transmisión, esto significa que el método de MW-Milla sólo está cobrando por una red de caso base, pero no para la reserva del elemento o circuito, dado por la diferencia entre la capacidad del circuito y el flujo real [4].

2.2.2 MÉTODO DE VALOR ABSOLUTO

Una manera simple de recuperar todos los costos fijos en el método de MW-Milla conservando sus ventajas es reemplazar la capacidad de cada uno de los circuitos por la suma del valor absoluto del flujo de potencia causado por cada uno de las transacciones [4]. En (2.3) se puede observar cómo se utiliza la magnitud del flujo de potencia en cada elemento.

$$R(u) = \sum_{k=1}^{n_k} C_k \frac{|f_k(u)|}{\sum_{s=1}^{n_s} |f_k(s)|} \quad (2.3)$$

donde $R(u)$ es el costo asignado a la transacción u , C_k es el costo del elemento k , $f_k(u)$ flujo en el circuito k causado por la transacción u y $f_k(s)$ flujo neto en el circuito k por la transacción.

Para considerar la expansión de la red de transmisión, éste método también llamado método de uso o de utilización asume que todas las transacciones tienen que pagar por utilizar una fracción de la capacidad del elemento o línea de transmisión y de la reserva adicional. Ésta reserva atiende a criterios de confiabilidad, estabilidad y seguridad de la red de transmisión o desajustes del sistema eléctrico de potencia. Por



ejemplo, errores en la planeación del sistema de transmisión. Sin embargo, no hay incentivos para aquellas transacciones que provocan una disminución del flujo neto de la línea de transmisión o que disminuyen la cargabilidad del elemento, mejorando el rendimiento del sistema y por tanto retrasar la inversión de nueva infraestructura de transmisión [4].

2.2.3 MÉTODO DE CONTRAFLUJO CERO

En éste método, no existen cargos para aquellas transacciones cuyo flujo de potencia está en dirección opuesto al flujo neto. Sólo las transacciones que utilizan el circuito en la misma dirección del flujo neto (que se denota como dirección positiva) pagan en proporción a su flujo [4]. En (2.4) se puede observar cómo se incentiva los contraflujos.

$$R(u) = \sum_{k=1}^{n_k} C_k \frac{f_k(u)}{\sum_{s \in \Omega_{k+}}^{n_s} f_k(s)} \quad (2.4)$$
$$R(u) = 0 \text{ para } f_k(u) \leq 0$$

donde Ω_{k+} son todas aquellas transacciones o participantes con flujos de potencia positivos del circuito o elemento k .

Éste método asume que la reducción del flujo neto es beneficioso, incluso si existe un exceso de capacidad instalada. Por otra parte, para un elemento sobrecargado existe una discontinuidad en el momento de asignar el costo por uso de la red cuando el flujo neto cambia de dirección [4].

2.2.3 MÉTODO DE FLUJO DOMINANTE

Éste método es una combinación de los dos métodos anteriores como parte de un intento de superar los inconvenientes señalados en los puntos anteriores. El objetivo es dividir la asignación del costo de la transacción $R(u)$ en dos componentes, $R_1(u)$ y $R_2(u)$ [4] [8]:

En (2.5) $R_1(u)$ está relacionada con la capacidad del circuito que se utiliza realmente, llamada capacidad base. Esta fracción de capacidad se corresponde con el



flujo neto del circuito y el costo asociado es determinado solamente por aquellas transacciones que provocan un flujo positivo, es decir, que van a la misma dirección que el flujo neto total f_k . El criterio de asignación de esta proporción es la misma que la del método de contraflujo cero. Solamente hay que cambiar el costo por cada elemento C_k al costo por capacidad base C_{Bk} , donde:

$$R_1(u) = \sum_{k=1}^{n_k} C_{Bk} \frac{f_k(u)}{\sum_{s \in \Omega_{k+}}^{n_s} f_k(s)} \quad (2.5)$$

$$R_1(u) = 0 \text{ para } f_k(u) \leq 0$$

$$C_{Bk} = C_k \frac{f_k}{\overline{f_k}} \quad (2.6)$$

En (2.7) $R_2(u)$ está relacionada con la diferencia de $\overline{f_k} - f_k$, también llamada capacidad adicional. Esta capacidad corresponde a la reserva del circuito y cómo los participantes o transacciones aprovechan la confiabilidad y la seguridad asociada a éste circuito, ésta fracción corresponde al costo total asignado a cada una de las transacciones, acorde a la ecuación del método de valor absoluto cambiando el costo por cada elemento C_k al costo asociado a la capacidad adicional C_{Ak} , donde:

$$R_2(u) = \sum_{k=1}^{n_k} C_{Ak} \frac{|f_k(u)|}{\sum_{s \in \Omega_{k+}}^{n_s} |f_k(s)|} \quad (2.7)$$

$$C_{Ak} = C_k \frac{(\overline{f_k} - f_k)}{\overline{f_k}} \quad (2.8)$$

Por tal motivo, la asignación del costo total $R(u)$, en (2.9), a través del método de flujo dominante es la suma del costo por capacidad base $R_1(u)$ y por capacidad adicional $R_2(u)$.

$$R(u) = R_1(u) + R_2(u) \quad (2.9)$$



2.2.4 COMPARACIÓN DE MÉTODOS

La Tabla 2.1 muestra un resumen de las metodologías descritas anteriormente. Es importante mencionar que en el caso de la estampilla postal, se obtiene como resultado un esquema de tarifas uniformes a todos los usuarios de la red de transmisión, debido a que no discrimina la “intensidad de uso” por participante, tal como ocurre con el resto de metodologías, las cuales, pueden establecer de manera aproximada la utilización real que cada agente del mercado hace de la red de transmisión.

Tabla 2.1 Comparativa de Métodos para Evaluar los Costos Fijos por Uso de la Red de Transmisión.

Método de Asignación de Costos Fijos por Uso de la Red de Transmisión.	Característica Positiva	Característica Negativa
Estampilla Postal	Puede aplicarse independientemente del tipo de mercado. Es fácil y rápido de utilizar.	Ignora la escasez de los elementos en la red de transmisión, el uso que cada participante le dé a dicha red y el punto de operación del sistema. No considera la topología de la red, no incentiva el uso eficiente del sistema. No envía señales económicas correctas a los usuarios de dicha red para la toma de decisiones
MW-Milla	Se consideran flujos tanto en un sentido como en otro. Se incentiva a todas aquellas transacciones que provocan un contraflujo.	Debido a que existen transacciones en contraflujo las demás transacciones positivas tendrán que pagar cargos más altos para compensarlos.
MW-Milla de Valor Absoluto	Todas las transacciones pagan una fracción del costo del elemento.	No promueve a las transacciones que reducen los flujos a través de la red de transmisión y por tal motivo pospone las inversiones para reforzar dicha red.
MW-Milla de Contraflujo Cero	No existen cargos para aquellas transacciones en contraflujo.	Los flujos positivos pagan debido a que aumentan el flujo neto.
Flujo Dominante	La asignación del costo para cada transacción se divide en dos factores. El primero, evalúa el costo en función a capacidad de reserva. El segundo, evalúa el costo en función de la capacidad del elemento y el flujo de la transacción.	Se requiere especificar la capacidad de transmisión de cada elemento y esto puede ser un punto de discrepancia entre los agentes del mercado y la empresa transmisora o el operador del sistema.



2.3 PANCAKING

El fenómeno del *pancaking* se refiere a la condición en donde al usuario de transmisión se le asigna cargos separados para cada proveedor de la transmisión para la energía que se requiera mover de un punto a otro entre dos o más mercados de electricidad, ante la aplicación de una metodología de tarifa uniforme por uso de la red de transmisión (estampilla postal). La figura 2.1 muestra un ejemplo en donde un usuario de transmisión quiere trasladar una determinada potencia desde la Zona A hacia la Zona B. La tarifa por *pancaking* es de \$12 (\$5/kW + más %7/kW) por cada kW-hora de capacidad de transmisión, aun cuando la transacción de compraventa esté siendo realizada en los extremos más cercanos de la red de transmisión de ambos mercados.

La eliminación del *pancaking* reduce las barreras a la competencia y lo que muchos ven como los “costos de transacción fijos” para el comercio.

Una forma de eliminar las tarifas por *pancaking* es a través de la unión de aquellas empresas de transmisión para diseñar una sola tarifa justa para las operaciones transfronterizas que cumpla el criterio de eficiencia. Si se utiliza una sola tarifa entre dos accesos locales, se producirá una reducción de la tarifa para el usuario. Lo anterior, puede motivar las operaciones adicionales que compensará aún más a las empresas de transmisión. Por ejemplo, la reducción de los cargos por acceso a la red de transmisión para un usuario desde \$12/kW-hora hasta \$10/kW-hora contribuye al mejoramiento para el comercio entre la Zona A y la Zona B mediante el establecimiento de mayores oportunidades para las transacciones económicas, ya que el umbral para las transacciones económicas se reduce (las diferencias de las tarifas entre la Zona A y la Zona B necesitan ser superiores a \$10/kW-hora con el objeto principal de racionalizar la transacción) [19] [20], [21].

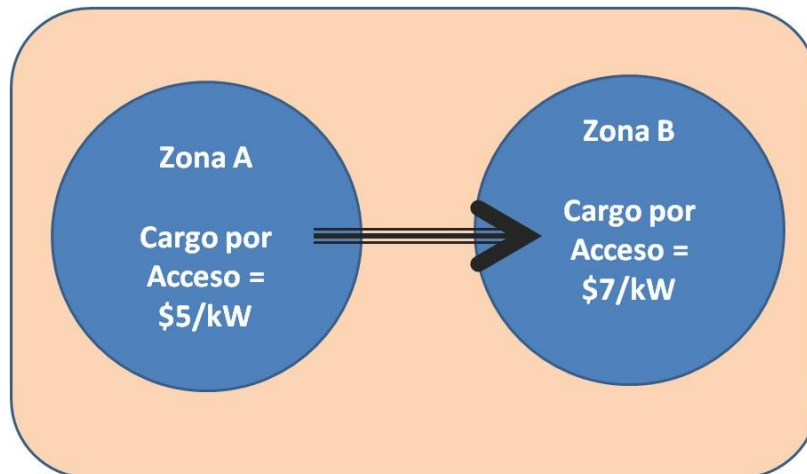


Figura 2.1 Sistema con Cargos Pancaking.

México se encuentra en una posición privilegiada debido a que cuenta con Estados Unidos hacia el norte y con los países de Centro y Sudamérica incluidos en el proyecto Mesoamérica, a través del cual, se pueda establecer contratos de compra-venta de energía en donde cumpla con los criterios de eficiencia y competencia para las partes involucradas. Esto con el propósito fundamental de no incurrir en costos *pancaking* y promover la competencia y eficiencia en un contexto de mercado eléctrico regional.



CAPÍTULO 3

MÉTODOS DE DESCOMPOSICIÓN DE FLUJOS

En éste capítulo se presentan las diferentes metodologías para la descomposición de flujos en sistemas eléctricos de potencia. Estas metodologías determinan los flujos de potencia que cada participante aporta al propio flujo de potencia.

Cuando se utiliza los métodos de flujos de potencia para analizar el uso de la red de transmisión, se presentan dos problemas [22]:

- a) Determinación del flujo de potencia activa que cada participante del mercado provoca en la red.
- b) La aplicación de alguna metodología que relacione cada flujo de potencia activa como una proporción que el usuario utiliza de la red con el fin de asignarle un costo.

El primer problema es resuelto con el método de superposición o con los diferentes métodos de descomposición proporcional de flujos de potencia. El segundo problema se resuelve con los métodos de asignación de costos por uso de redes de transmisión tales como el MW-Milla o el de flujo dominante. Por tal motivo, los resultados que se obtengan de solucionar el primer problema modificarán los resultados que se pueden obtener cuando se utilice cualquiera de los métodos para resolver el segundo problema.

3.1 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN

El flujo neto de potencia activa que fluye a través de un elemento de transmisión, que conecta los nodos i y m , la ecuación (3.1) P_{im} son las inyecciones de potencia activa.



$$P_{im} = \sum_{j=1}^T \left[\sum_k^{NIT_j} P_{im}(P_k) \right] \quad (3.1)$$

donde T es el número de transacciones en el sistema eléctrico de potencia, NIT_j es el número de inyecciones de potencia activa definiendo la transacción j , y P_k es la inyección de potencia activa en el nodo k . Es evidente que en la ecuación (3.1) indica que cualquier cambio de inyección de potencia tendrá un efecto sobre el flujo de potencia activa. Así mismo, cada término dentro de los corchetes indica que existe una proporción del flujo neto causada exactamente por cada generación y carga relacionadas con la transacción j . Por lo tanto, es posible calcular por separado los flujos de potencia activa causados por cada transacción.

Estos cálculos pueden ser determinados a través de estudios de flujos de potencia sucesivos o en aplicaciones de factores de participación (sensibilidades), los cuales serán descritos posteriormente.

3.2 MÉTODO DE DESCOMPOSICIÓN PROPORCIONAL

Los métodos de descomposición proporcional de flujos de potencia activa están basados en la construcción de una gráfica dirigida de flujos de potencia de la red. Cada subestación es tratada como un nodo (punto). Ésta gráfica es descompuesta en un subconjunto de subgráficas, cada una tomando como nodo raíz a un nodo de generación [23].

Para cada subgráfica, llamada dominio del generador del nodo raíz, existen dos clases de relaciones: (a) balance de potencia, en términos de flujos de potencia activa incidentes a cada nodo de la misma, los cuales son función de los generadores definiendo la gráfica, y (b) el flujo de potencia activa neto en cualquier elemento se descompone en los flujos correspondientes a cada subgráfica dirigida incluyendo ese elemento. Ambas relaciones utilizan el principio de proporcionalidad para establecer la contribución de cada generador y de cada carga a los flujos de potencia, pudiendo expresarse de la siguiente manera:



$$P_{im}^{Dk} = P_i^{Dk} \frac{P_{im}}{\sum_j P_i^{Dj}} \quad (3.2)$$

$$P_{Li}^{Dk} = P_i^{Dk} \frac{P_{Li}}{\sum_j P_i^{Dj}} \quad (3.3)$$

donde :

P_{im} = Flujo de potencia activa desde el nodo i al nodo m .

P_{im}^{Dj} = Porcentaje de flujo de potencia a través del elemento im , perteneciente al dominio j .

P_i^{Dj} = Inyección de potencia (flujo o generación) entrando al nodo i , perteneciente al dominio j .

P_{Li}^{Dj} = Porcentaje de carga activa conectada en el nodo i , perteneciente al dominio j .

La ecuación (3.2) significa que el flujo de potencia activa del nodo i al nodo m es función a los flujos de potencia incidentes al nodo i , definidos en términos de cada dominio incluyendo al nodo i . Además, la ecuación (3.3) muestra la relación entre P_{Li} y los dominios incluyendo al nodo i .

3.3 EJEMPLO DEMOSTRATIVO DEL MÉTODO DE SUPERPOSICIÓN Y DESCOMPOSICIÓN PROPORCIONAL

El siguiente ejemplo ilustra la manera en que ambas metodologías son aplicadas. La Figura 3.1 muestra una red de pruebas de cinco nodos, en cuya red eléctrica no se desprecian las pérdidas y sus cargas operan a un factor de potencia unitario. Todas las reactancias de cada una de las líneas de transmisión para dicha red son idénticas y tienen un valor de 0.01 p.u. Tres transacciones bilaterales componen el balance de carga-generación del sistema, de acuerdo a la tabla 3.1 [24].



Tabla 3.1 Transacciones del Sistema

Transacción	Inyección	Extracción	Carga	Total
T1	Nodo 1	Nodo 3	20 MW	100 MW
		Nodo 4	80 MW	
T2	Nodo 2	Nodo 3	40 MW	150 MW
		Nodo 5	110 MW	
T3	Nodo 3	Nodo 3	20 MW	20 MW

Con el propósito de aplicar el método de superposición, la generación y carga correspondiente a cada transacción es analizada separadamente como se muestra en las figuras 3.2 hasta la 3.4. Los flujos con dirección opuesta con respecto al flujo neto son conocidos como contraflujos, siendo el caso del elemento 3-4 en la Figura 3.2 que lleva un contraflujo de 3.33 MW.

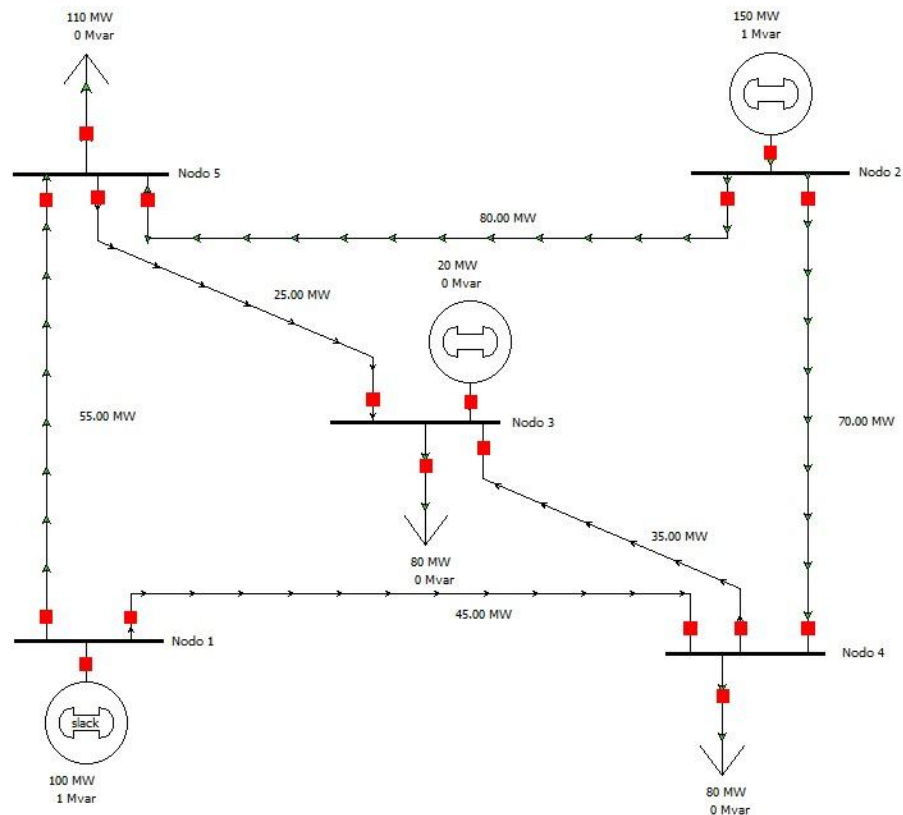


Figura 3.1 Sistema de Seis Nodos y su Estado Operativo Actual

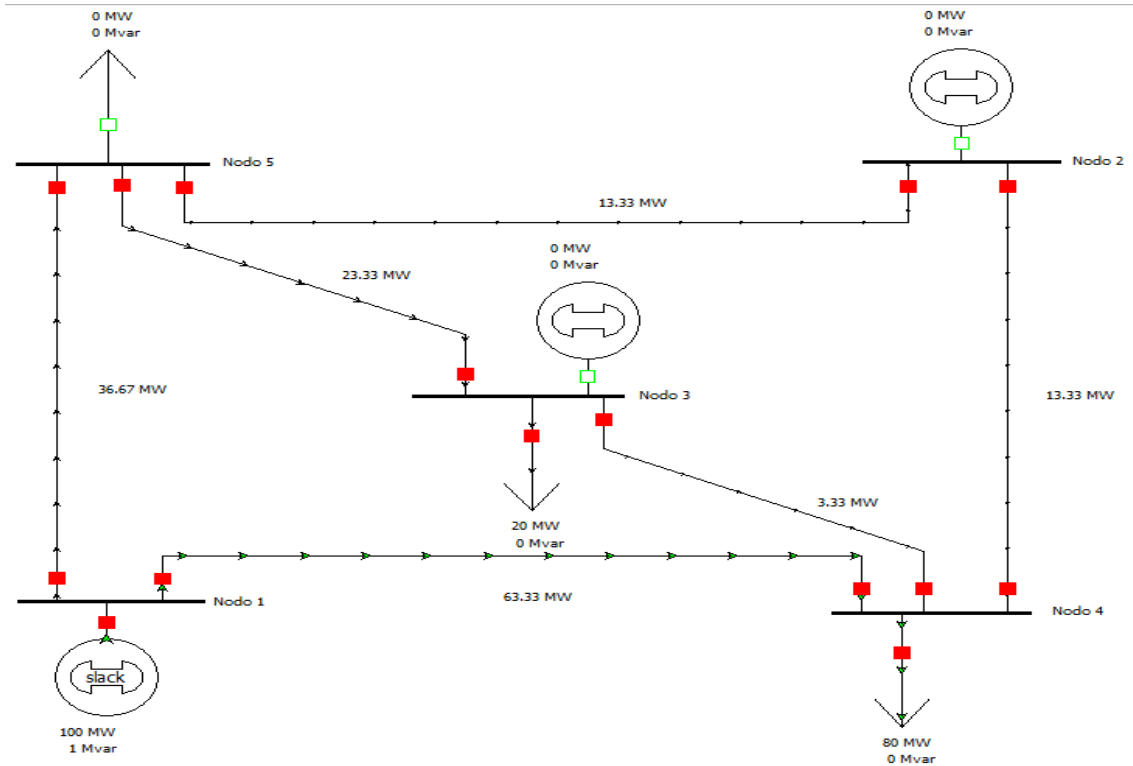


Figura 3.2 Flujos de Potencia Debidos al Generador y Carga de la Transacción 1

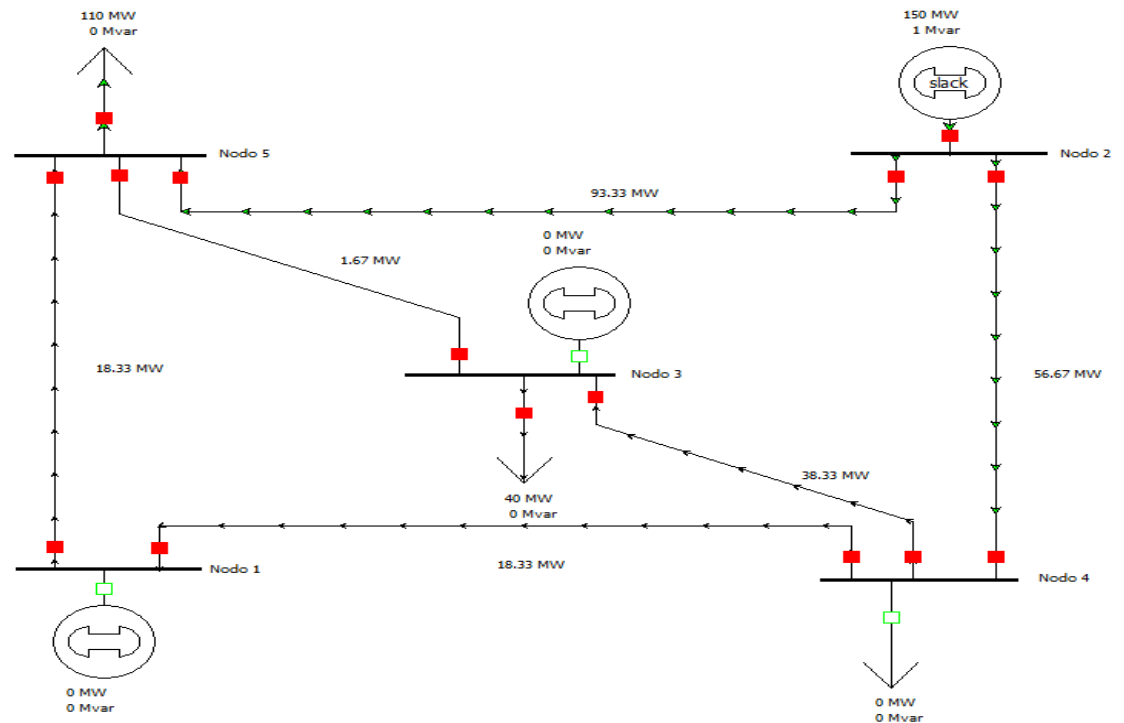


Figura 3.3 Flujos de Potencia Debidos al Generador y Carga de la Transacción 2

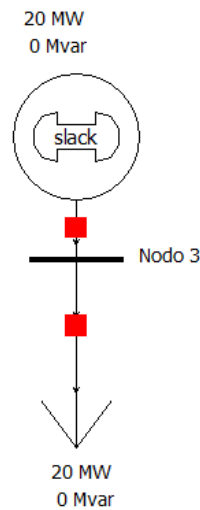


Figura 3.4 Flujos de Potencia Debidos al Generador y Carga de la Transacción 3

Por otra parte, los dominios resultantes de la aplicación del método de descomposición proporcional son mostrados en las figuras 3.5 y 3.6. Observe que las cargas no corresponden a los contratos bilaterales de la Tabla 3.1. El dominio del generador 3 resultó igual a la aplicación del principio de superposición al analizar la transacción 3 (Figura 3.4).

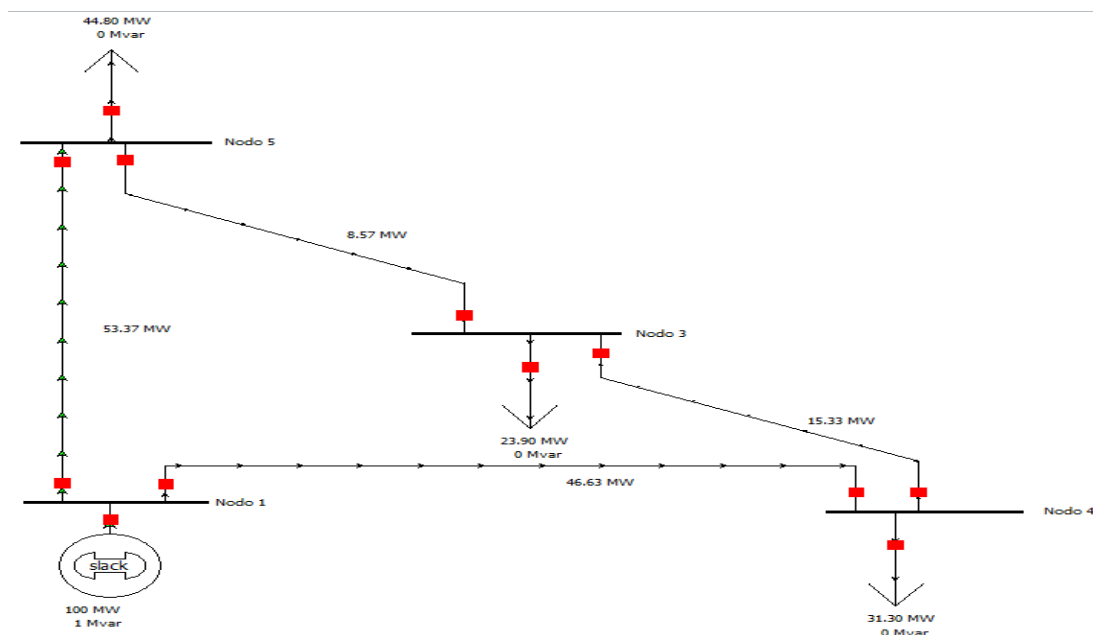


Figura 3.5 Dominio del Generador 1

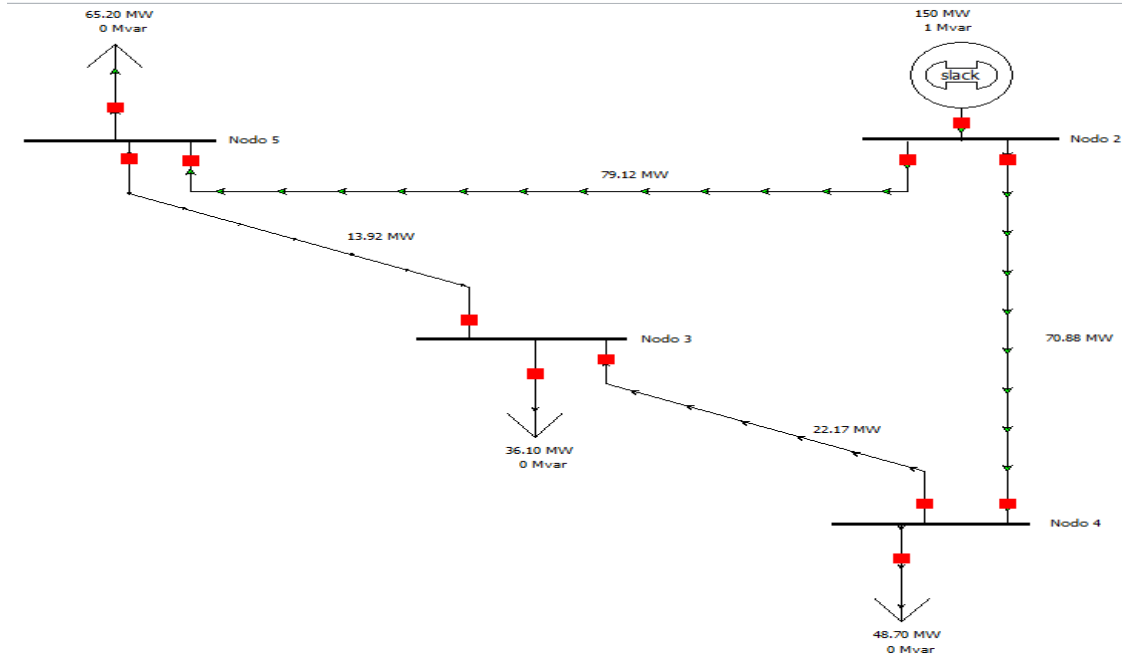


Figura 3.6 Dominio del Generador 2

Los dominios anteriores fueron encontrados a través del siguiente procedimiento:

1. Se inicia el procedimiento localizando cada uno de los generadores del sistema, los cuales definirán su dominio.
2. Para cada generador, se crea una gráfica dirigida, partiendo de éste, y considerando los sentidos de cada flujo obtenido en el caso actual, hasta que ya no se encuentra una manera de continuar. Debe notarse que en el caso de la Figura 3.5, se partió del generador del nodo 1, definiendo al dominio 1, D_1 , de modo que se generó la gráfica dirigida agregando al nodo 1 las ramas 1-5 y 1-4, para posteriormente agregar las ramas 5-3 y 4-3, con lo cual ya no se encuentra posibilidad de continuar agregando ramas a la gráfica dirigida. En forma similar, se forma la gráfica dirigida del dominio 2, D_2 . El Dominio 3, D_3 , inicia y termina en el nodo 3 y no contiene ninguna rama (línea de transmisión). En este paso, los flujos y porcentajes de cargas nodales que pertenecen a cada dominio todavía no se definen. Para esto, se realiza el siguiente paso.



- Determinar los flujos por dominio, para cada rama de su gráfica, así como las contribuciones a las cargas de cada dominio. Para esto, se parte de los nodos donde se localiza el generador que define el dominio.

Para el Dominio 1

$$P_{1-5}^{D_1} = P_{G1} \frac{55}{P_{G1}} = 55 \text{ MW}$$

$$P_{1-4}^{D_1} = P_{G1} \frac{45}{P_{G1}} = 45 \text{ MW}$$

Para el Dominio 2

$$P_{2-5}^{D_2} = P_{G2} \frac{80}{P_{G2}} = 80 \text{ MW}$$

$$P_{2-4}^{D_2} = P_{G2} \frac{70}{P_{G2}} = 70 \text{ MW}$$

De esta manera, se tiene identificadas todas las inyecciones por dominio que entran a los nodos 4 y 5. Por lo tanto, puede determinarse las contribuciones de los dominios de las cargas y a los flujos que salen de tales nodos.

En nodo 4

$$P_{L4}^{D_1} = P_4^{D_1} \frac{P_{L4}}{P_4^{D_1} + P_4^{D_2}} = 45 \frac{80}{45 + 70} = 31.3 \text{ MW}$$

$$P_{L4}^{D_2} = P_4^{D_2} \frac{P_{L4}}{P_4^{D_1} + P_4^{D_2}} = 70 \frac{80}{45 + 70} = 48.7 \text{ MW}$$

En nodo 5

$$P_{L5}^{D_1} = P_5^{D_1} \frac{P_{L5}}{P_5^{D_1} + P_5^{D_2}} = 55 \frac{110}{55 + 80} = 44.8 \text{ MW}$$

$$P_{L5}^{D_2} = P_5^{D_2} \frac{P_{L5}}{P_5^{D_1} + P_5^{D_2}} = 80 \frac{110}{55 + 80} = 65.2 \text{ MW}$$



Elemento 5-3

$$P_{5-3}^{D_1} = P_5^{D_1} \frac{P_{5-3}}{P_5^{D_1} + P_5^{D_2}} = 55 \frac{25}{55 + 80} = 10.2 \text{ MW}$$

$$P_{5-3}^{D_2} = P_5^{D_2} \frac{P_{5-3}}{P_5^{D_1} + P_5^{D_2}} = 80 \frac{25}{55 + 80} = 14.8 \text{ MW}$$

Elemento 4-3

$$P_{4-3}^{D_1} = P_4^{D_1} \frac{P_{4-3}}{P_4^{D_1} + P_4^{D_2}} = 45 \frac{35}{45 + 70} = 13.7 \text{ MW}$$

$$P_{4-3}^{D_2} = P_4^{D_2} \frac{P_{4-3}}{P_4^{D_1} + P_4^{D_2}} = 70 \frac{35}{45 + 70} = 21.3 \text{ MW}$$

Para el nodo 3, donde terminan las gráficas dirigidas de los dominios anteriores, se puede calcular ahora las contribuciones a la carga por dominio:

$$P_{L3}^{D_1} = (P_{5-3}^{D_1} + P_{4-3}^{D_1}) \frac{P_{L3}}{(P_{5-3}^{D_1} + P_{5-3}^{D_2}) + (P_{4-3}^{D_1} + P_{4-3}^{D_2}) + P_{G3}}$$

$$P_{L3}^{D_1} = (10.2 + 13.7) \frac{80}{25 + 35 + 20} = 10.2 + 13.7 = 23.9 \text{ MW}$$

$$P_{L3}^{D_2} = (14.8 + 21.3) \frac{80}{25 + 35 + 20} = 14.8 + 21.3 = 36.1 \text{ MW}$$

$$P_{L3}^{D_3} = 20 \frac{80}{25 + 35 + 20} = 20.0 \text{ MW}$$

Además puede observarse que la suma de los flujos de potencia de las figuras 3.2-3.4 resulta en los flujos de las Figura 3.1. Esto mismo ocurre al sumar los flujos de las figuras 3.4-3.6.

Si el mercado opera bajo una base de contratos bilaterales, es importante notar lo siguiente [24]:

- El método de superposición mediante estudios sucesivos o factores de participación ofrece una manera natural de establecer trayectorias entre



generadores y cargas correspondientes a cada transacción, mientras que el método de descomposición proporcional no lo permite.

- Debido a que el método de superposición se aplica considerando un estudio de flujos de potencia por cada transacción, este pierde exactitud cuando las pérdidas en el sistema y el monto de la transacción incrementan.
- En la forma en que el método de superposición ha sido aplicado, cada transacción tiene un generador que actúa como un nodo compensador. Cuando el método de descomposición proporcional es aplicado, la selección del nodo compensador carece de importancia, debido a que los cálculos están basados en el escenario completo de flujos de potencia.

Adicionalmente al método de descomposición proporcional descrito, puede haber algunas maneras de calcular las contribuciones de los flujos de potencia hacia las cargas, no perdiendo de vista que el flujo neto se debe mantener en la red de transmisión. Por ejemplo, las dos siguientes reglas pueden aplicarse [25].

Regla 1: Del menor al mayor de los flujos de potencia incidiendo al nodo i satisfacen a la carga P_{Li} . En este caso, el detalle del nodo 4 se muestra en la Figura 3.7, con la carga localizada en el punto medio de la barra y sus dominios son mostrados en las figuras 3.8 y 3.9.

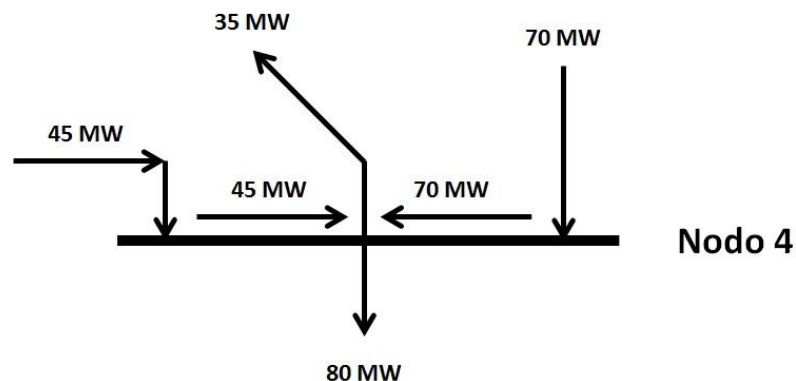


Figura 3.7 Detalle del Nodo 4, al aplicar la Regla 1.

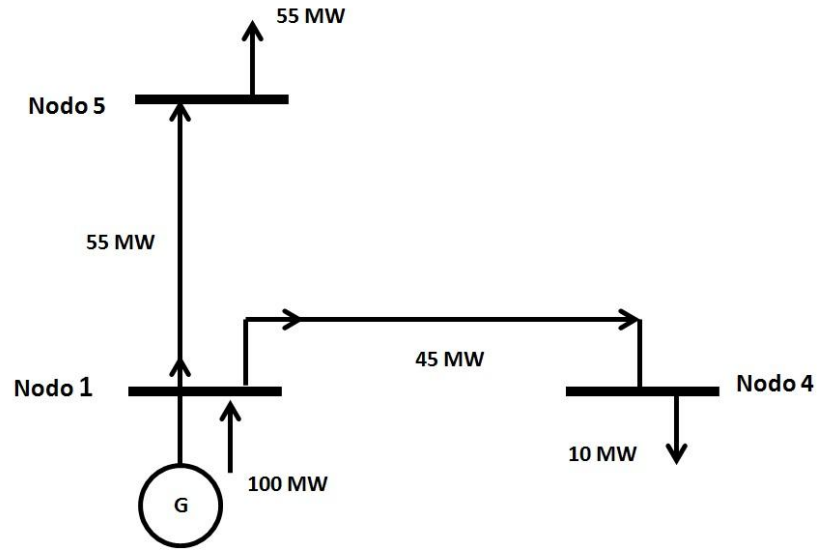


Figura 3.8 Dominio del Generador 1, al aplicar la Regla 1.

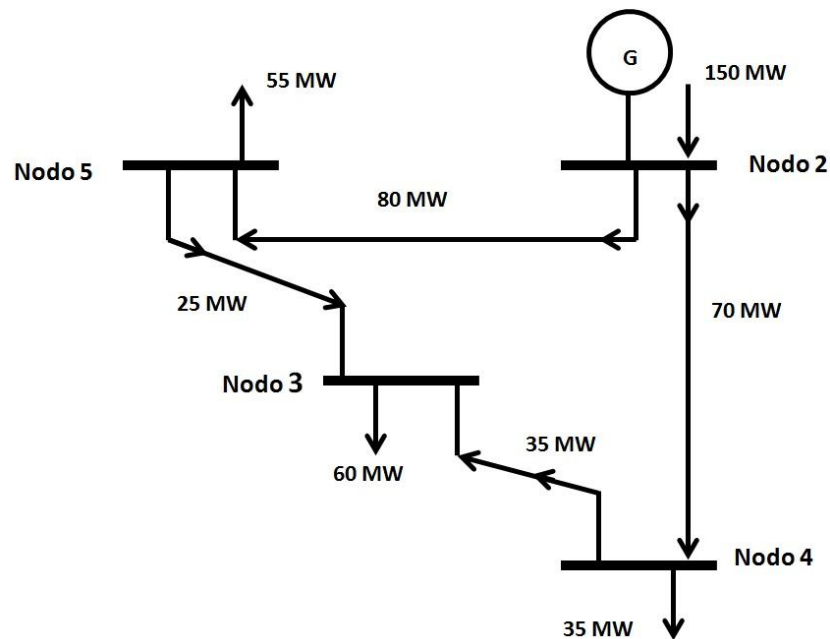


Figura 3.9 Dominio del Generador 2, al aplicar la Regla 1.

Regla 2: Los mayores flujos entrando al nodo i primeramente satisfacen P_{Li} . En este caso, los correspondientes dominios se presentan en las figuras 3.10 y 3.11.

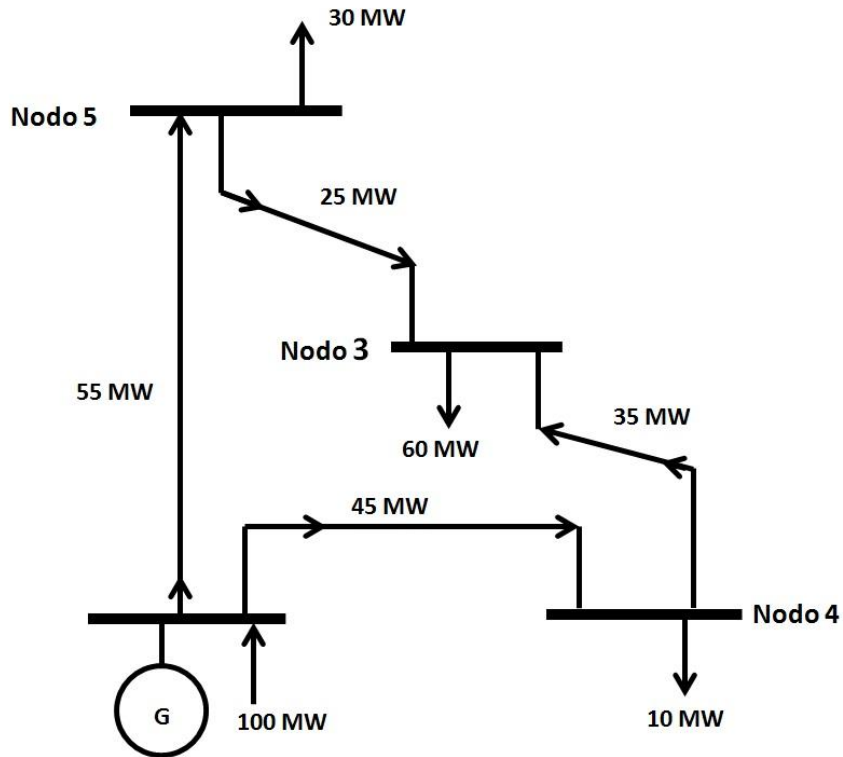


Figura 3.10 Dominio del Generador 1, al aplicar la Regla 2.

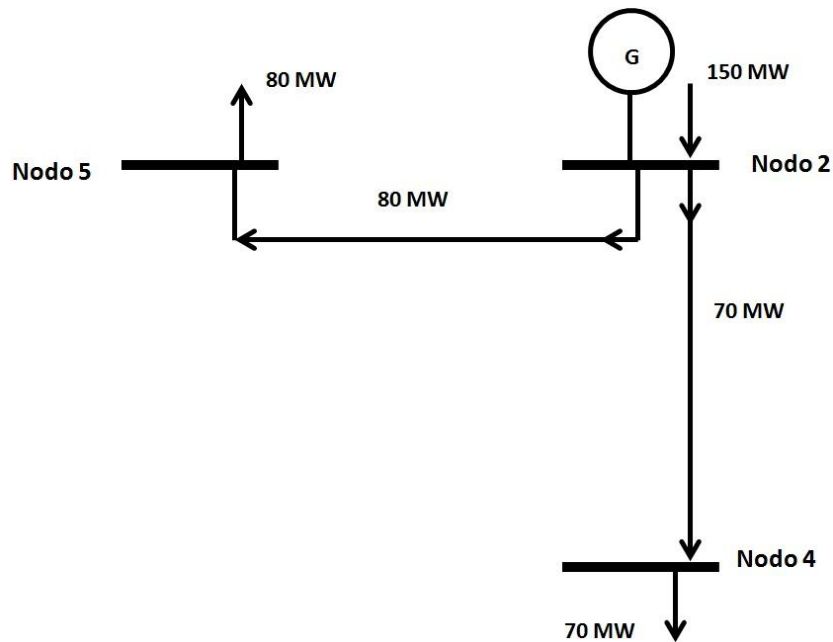


Figura 3.11 Dominio del Generador 2, al aplicar la Regla 2.

Como fue mostrado, puede haber otras posibilidades de crear métodos de descomposición de flujos, debido a que en cada nodo sólo existe la restricción de



balance de potencia nodal. Sin embargo, no debe existir problema alguno si hay algún acuerdo entre los participantes del mercado de que una metodología creada bajo cualquiera de estas bases pueda ser aplicada para evaluar posteriormente el costo por uso de la red de transmisión.

Por otra parte, algo más importante es que, debido a la manera en que los dominios son construidos, esta metodología puede ser aplicable a casos donde, exclusivamente, ya sean los generadores o los consumidores son los que pagan por los servicios de transmisión.

Los resultados de la aplicación del método de descomposición proporcional obtenido para las figuras 3.4–3.6, el método MW-Milla puede aplicarse de acuerdo a los flujos que causa cada generador y que se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Descomposición Proporcional de Flujos de Potencia Considerando los Generadores.

Elemento	f_{neto}	f_{DG1}	f_{DG2}	f_{DG3}	Costo(pu)
1-4	45	46.63	0	0	1
1-5	55	53.37	0	0	1
2-4	70	0	70.88	0	1
2-5	80	0	79.12	0	1
4-3	35	15.33	22.17	0	1
5-3	25	8.57	13.92	0	1

Por consiguiente, de acuerdo a esta descomposición de flujos, se tiene que:

Para el dominio 1:

$$R(G1)_{1-4} = P_{1-4}^{D1} \frac{P_{L1-4}}{P_{1-4}^{D1} + P_{1-4}^{D2}} = 1.0 \frac{46.63}{46.63 + 0 + 0} = 1$$

$$R(G1)_{1-5} = P_{1-5}^{D1} \frac{P_{L1-5}}{P_{1-5}^{D1} + P_{1-5}^{D2}} = 1.0 \frac{53.37}{53.37 + 0 + 0} = 1$$

$$R(G1)_{2-4} = P_{2-4}^{D1} \frac{P_{L2-4}}{P_{2-4}^{D1} + P_{2-4}^{D2}} = 0$$



$$R(G1)_{2-5} = P_{2-5}^{D1} \frac{P_{L2-5}}{P_{2-5}^{D1} + P_{2-5}^{D2}} = 0$$

$$R(G1)_{4-3} = P_{4-3}^{D1} \frac{P_{L4-3}}{P_{4-3}^{D1} + P_{4-3}^{D2}} = 1.0 \frac{15.33}{15.33 + 22.17 + 0} = 0.4088$$

$$R(G1)_{5-3} = P_{5-3}^{D1} \frac{P_{L5-3}}{P_{5-3}^{D1} + P_{5-3}^{D2}} = 1.0 \frac{8.57}{8.57 + 13.92 + 0} = 0.3811$$

Para el dominio 2:

$$R(G2)_{1-4} = P_{1-4}^{D2} \frac{P_{L1-4}}{P_{1-4}^{D1} + P_{1-4}^{D2}} = 0$$

$$R(G2)_{1-5} = P_{1-5}^{D2} \frac{P_{L1-5}}{P_{1-5}^{D1} + P_{1-5}^{D2}} = 0$$

$$R(G2)_{2-4} = P_{2-4}^{D2} \frac{P_{L2-4}}{P_{2-4}^{D1} + P_{2-4}^{D2}} = 1.0 \frac{70.88}{0 + 70.88 + 0} = 1$$

$$R(G2)_{2-5} = P_{2-5}^{D2} \frac{P_{L2-5}}{P_{2-5}^{D1} + P_{2-5}^{D2}} = 1.0 \frac{79.12}{0 + 79.12 + 0} = 1$$

$$R(G2)_{4-3} = P_{4-3}^{D2} \frac{P_{L4-3}}{P_{4-3}^{D1} + P_{4-3}^{D2}} = 1.0 \frac{22.17}{15.33 + 22.17 + 0} = 0.5912$$

$$R(G2)_{5-3} = P_{5-3}^{D2} \frac{P_{L5-3}}{P_{5-3}^{D1} + P_{5-3}^{D2}} = 1.0 \frac{13.92}{8.57 + 13.92 + 0} = 0.6189$$

Una vez que se obtienen cada uno de los flujos, de acuerdo a su dominio tenemos que los costos totales que cada generador paga son los siguientes:

$$R(G1) = 1 + 1 + 0.4088 + 0.3811 = 2.7899$$

$$R(G2) = 1 + 1 + 0.5912 + 0.6189 = 3.2101$$

$$R(G2) = 0$$

Para el caso en que las cargas paguen, entonces la descomposición de proporcional de flujos resulta como se muestra en la Tabla 3.3.



Tabla 3.3 Descomposición Proporcional de Flujos de Potencia Considerando las Cargas.

Elemento	f_{neto}	f_{PD3}	f_{PD4}	f_{PD5}	Costo(pu)
1-4	45	13.7	31.3	0	1
1-5	55	10.2	0	44.8	1
2-4	70	21.3	48.7	0	1
2-5	80	14.8	0	65.2	1
4-3	35	13.7+21.3	0	0	1
5-3	25	10.2+14.8	0	0	1

Aplicando nuevamente el método de MW-Milla, tenemos que:

Carga en Nodo 3

$$R(PD3)_{1-4} = P_{1-4}^{D_3} \frac{P_{L1-4}}{P_{1-4}^{D_3} + P_{1-4}^{D_4} + P_{1-4}^{D_5}} = 1.0 \frac{13.7}{13.7 + 31.3 + 0} = 0.3044$$

$$R(PD3)_{1-5} = P_{1-5}^{D_3} \frac{P_{L1-5}}{P_{1-5}^{D_3} + P_{1-5}^{D_4} + P_{1-5}^{D_5}} = 1.0 \frac{10.2}{10.2 + 0 + 44.8} = 0.1855$$

$$R(PD3)_{2-4} = P_{2-4}^{D_3} \frac{P_{L2-4}}{P_{2-4}^{D_3} + P_{2-4}^{D_4} + P_{2-4}^{D_5}} = 1.0 \frac{21.3}{21.3 + 48.7 + 0} = 0.3043$$

$$R(PD3)_{2-5} = P_{2-5}^{D_3} \frac{P_{L2-5}}{P_{2-5}^{D_3} + P_{2-5}^{D_4} + P_{2-5}^{D_5}} = 1.0 \frac{14.8}{14.8 + 0 + 65.2} = 0.1850$$

$$R(PD3)_{4-3} = P_{4-3}^{D_3} \frac{P_{L4-3}}{P_{4-3}^{D_3} + P_{4-3}^{D_4} + P_{4-3}^{D_5}} = 1.0 \frac{35}{35 + 0 + 0} = 1$$

$$R(PD3)_{5-3} = P_{5-3}^{D_3} \frac{P_{L5-3}}{P_{5-3}^{D_3} + P_{5-3}^{D_4} + P_{5-3}^{D_5}} = 1.0 \frac{25}{25 + 0 + 0} = 1$$

Carga en Nodo 4

$$R(PD4)_{1-4} = P_{1-4}^{D_4} \frac{P_{L1-4}}{P_{1-4}^{D_3} + P_{1-4}^{D_4} + P_{1-4}^{D_5}} = 1.0 \frac{31.3}{13.7 + 31.3 + 0} = 0.6956$$

$$R(PD4)_{1-5} = P_{1-5}^{D_4} \frac{P_{L1-5}}{P_{1-5}^{D_3} + P_{1-5}^{D_4} + P_{1-5}^{D_5}} = 1.0 \frac{0}{10.2 + 0 + 44.8} = 0$$



$$R(PD4)_{2-4} = P_{2-4}^{D_4} \frac{P_{L2-4}}{P_{2-4}^{D_3} + P_{2-4}^{D_4} + P_{2-4}^{D_5}} = 1.0 \frac{48.7}{21.3 + 48.7 + 0} = 0.6957$$

$$R(PD4)_{2-5} = P_{2-5}^{D_4} \frac{P_{L2-5}}{P_{2-5}^{D_3} + P_{2-5}^{D_4} + P_{2-5}^{D_5}} = 1.0 \frac{0}{14.8 + 0 + 65.2} = 0$$

$$R(PD4)_{4-3} = P_{4-3}^{D_4} \frac{P_{L4-3}}{P_{4-3}^{D_3} + P_{4-3}^{D_4} + P_{4-3}^{D_5}} = 1.0 \frac{0}{35 + 0 + 0} = 0$$

$$R(PD4)_{5-3} = P_{5-3}^{D_4} \frac{P_{L5-3}}{P_{5-3}^{D_3} + P_{5-3}^{D_4} + P_{5-3}^{D_5}} = 1.0 \frac{0}{25 + 0 + 0} = 0$$

Carga en Nodo 5

$$R(PD5)_{1-4} = P_{1-4}^{D_5} \frac{P_{L1-4}}{P_{1-4}^{D_3} + P_{1-4}^{D_4} + P_{1-4}^{D_5}} = 1.0 \frac{0}{13.7 + 31.3 + 0} = 0$$

$$R(PD5)_{1-5} = P_{1-5}^{D_5} \frac{P_{L1-5}}{P_{1-5}^{D_3} + P_{1-5}^{D_4} + P_{1-5}^{D_5}} = 1.0 \frac{44.8}{10.2 + 0 + 44.8} = 0.8145$$

$$R(PD5)_{2-4} = P_{2-4}^{D_5} \frac{P_{L2-4}}{P_{2-4}^{D_3} + P_{2-4}^{D_4} + P_{2-4}^{D_5}} = 1.0 \frac{0}{21.3 + 48.7 + 0} = 0$$

$$R(PD5)_{2-5} = P_{2-5}^{D_5} \frac{P_{L2-5}}{P_{2-5}^{D_3} + P_{2-5}^{D_4} + P_{2-5}^{D_5}} = 1.0 \frac{65.2}{14.8 + 0 + 65.2} = 0.8150$$

$$R(PD5)_{4-3} = P_{4-3}^{D_5} \frac{P_{L4-3}}{P_{4-3}^{D_3} + P_{4-3}^{D_4} + P_{4-3}^{D_5}} = 1.0 \frac{0}{35 + 0 + 0} = 0$$

$$R(PD5)_{5-3} = P_{5-3}^{D_5} \frac{P_{L5-3}}{P_{5-3}^{D_3} + P_{5-3}^{D_4} + P_{5-3}^{D_5}} = 1.0 \frac{0}{25 + 0 + 0} = 0$$

Una vez que se obtienen cada uno de los flujos, de acuerdo a su dominio tenemos que los costos totales que cada carga paga son los siguientes:

$$R(G3) = 0.3044 + 0.1855 + 0.3043 + 0.1850 + 1 + 1 = 2.9792$$

$$R(G4) = 0.6956 + 0.6957 = 1.3913$$

$$R(G5) = 0.8145 + 0.8150 = 1.6295$$



CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA Y CASO DE ESTUDIO

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se propone un modelo mediante un algoritmo para calcular la asignación del costo de porteo por uso de la red de transmisión, tomando en cuenta los métodos de estampilla postal y del flujo dominante. El algoritmo se implementó en los lenguajes de programación Visual Basic Application® (VBA) versión 6 que viene integrado en Microsoft Office Excel 2007® [26] para la red de 6 nodos y en scripts de Matrix Laboratory® (MATLAB) [27] con el propósito de analizar la asignación del costo de porteo por uso en redes de transmisión.

Además, se presentan los resultados de las simulaciones hechas con VBA y MATLAB, teniéndose dos casos de estudio con diferente cantidad de nodos.

Para la obtención del comportamiento en cada uno de los casos de estudio, se requirió del estudio de flujos de potencia convencional, para conocer los flujos de potencia provocados por cada una de las transacciones que intervienen en las redes de prueba.

4.2 METODOLOGÍA

En relación al diseño de la investigación se distingue lo siguiente: el tipo de investigación es experimental, debido a que se tiene control sobre la variable independiente de potencia eléctrica porteadada.

El alcance de esta investigación es descriptivo, debido a que se realizarán simulaciones con el fin de obtener información de la asignación de costo por uso de redes de transmisión. Así mismo, se considera una investigación evaluativa, debido a que con el modelo se evaluarán las redes de prueba incluidas en esta investigación. La investigación es explicativa, debido a que con los resultados obtenidos se explicará el comportamiento del costo para cada transacción. Por último, la investigación es



experimental debido a que por las simulaciones realizadas a cada red de prueba se demostrará la hipótesis planteada.

Como se mencionó en capítulos anteriores, la cantidad de elementos de la red de transmisión y las transacciones en esa red incrementa la cantidad de cálculos para poder llegar a la asignación del costo por uso de la red causada por cada transacción. Motivo por el cual se ve la necesidad de realizar una herramienta computacional que facilite el cálculo del costo por uso de la red de transmisión.

Se decidió utilizar el lenguaje de programación VBA® para ejemplificar el modelo en una red de prueba de seis nodos. Así mismo, se utiliza el lenguaje de programación MATLAB®, que es una herramienta muy eficaz en operaciones muy complejas y es un lenguaje fácil de entender. Este lenguaje se utilizó para programar el método general.

Se realizan dos programas principales los cuales son:

1. Asignación de costos fijos por uso de redes de transmisión en el lenguaje de programación VBA®.
 - a. PEMFluDoM.xlsx
2. Asignación de costos fijos por uso de redes de transmisión en el lenguaje de programación MATLAB®, donde se encuentra el método generalizado.
 - a. pemfludom.m

En los apéndices A y B se incluyen los códigos de los programas siguiendo la metodología que se describe en las figuras 4.1 y 4.2, respectivamente. La Figura A.1 muestra la interfaz gráfica realizada en VBA® en donde se encuentra la red de prueba de 6 nodos.

4.2.1 INFORMACIÓN DEL SISTEMA

Las unidades de las cantidades eléctricas están en valores en por unidad, debido a que facilita el análisis del sistema. La topología de la red eléctrica se ilustra a través de diagrama unifilar. Las líneas de transmisión tienen parámetros de resistencia (r), reactancia (x) y susceptancia ($B/2$). El monto de las cargas está en potencia activa (P) y reactiva (Q). El monto de los generadores se encuentra en potencia activa (P) y reactiva (Q).



4.2.2 ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA A FRECUENCIA FUNDAMENTAL

En ésta tesis no se mencionará a detalle el análisis de flujo de potencia debido a que es un tema muy extenso, sólo se tomarán las magnitudes de la potencia activa de cada elemento considerando: caso base (sin las transacciones), flujo neto y flujo sin considerar cada una de las transacciones. La información del vaciado de flujos en cada uno de los elementos de las redes de prueba se utiliza el simulador Power World Simulator® (PWS®) [28] o Power System Simulator Engineering® (PSSE®) [29] según corresponda.

El programa de PWS® es un software de análisis y simulación de sistemas eléctricos de potencia que permite realizar estudios en estado estable y transitorio. Está estructurado en una serie de módulos interrelacionados entre sí, a través de un módulo principal de cálculo de flujos de potencia [30]. Este simulador en su modalidad de demo sólo permite modelar redes de hasta 12 nodos y es esta aplicación la utilizada para modelar la red de 6 nodos.

El programa de PSS/E® es un programa de simulación de sistemas eléctricos de potencia el cual está formado por un conjunto de módulos para la simulación en estado estable o dinámico. Así, permite realizar flujos de potencia, análisis de contingencias, despacho económico, flujo óptimo de potencia, análisis de fallas, reducción de redes, estudios de estabilidad dinámica, estudios lineales de la red, etc. Una característica de PSS/E® tiene la capacidad de manejar sistemas con una gran cantidad de elementos. El PSS/E® puede manejar casos con hasta 150,000 buses, 300,000 cargas, 26,840 buses de generación, 33,050 generadores, 300,000 líneas y 60,000 transformadores [30]. Además, este programa es de uso en los departamentos de análisis de redes de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Centro Nacional de Control de Energía y, por tal motivo, es de uso institucional.



4.2.3 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL MÉTODO DE ESTAMPILLA POSTAL

La Figura 4.1 muestra el diagrama de flujo del método de estampilla postal. Observe que los datos de entrada son: el costo total de la red, la demanda pico de la red y el número de transacciones así como el monto de cada transacción. Posteriormente se calcula el costo base y el de cada una de las transacciones, recordando que el costo es una fracción proporcional que cada transacción toma del total multiplicada por el costo total de la red. Finalmente se muestran los resultados en pantalla.

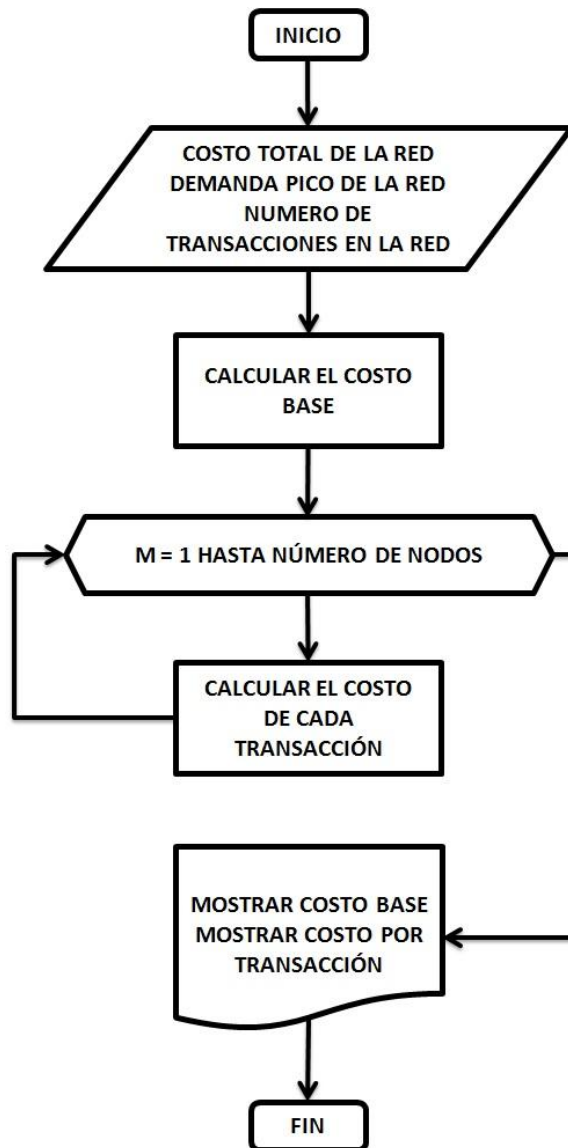


Figura 4.1 Diagrama de Flujo para el Método de Estampilla Postal.



4.2.4 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL MÉTODO DE FLUJO DOMINANTE

La Figura 4.2 presenta el diagrama de flujo del método de flujo dominante. Observe que el método requiere los vaciados de flujos de cada uno de los elementos utilizando el método de superposición para determinar la contribución que cada transacción provoca al flujo neto por cada elemento. Recordando que el método de superposición para rastrear los flujos de potencia aplicado a una red eléctrica es realizar un estudio de flujos de potencia sin considerar las transacciones tanto de inyección como de extracción, posteriormente se obtiene el vaciado de flujos de potencia considerando las transacciones y posteriormente se obtienen los vaciados de flujos de potencia considerando una transacción a la vez para determinar la contribución de flujo que cada transacción tiene en la red eléctrica. Además, requiere saber el número de transacciones y el número de ramales o elementos que componen la red eléctrica bajo estudio. Posteriormente se calcula el costo por capacidad base, la cual es la fracción que corresponde con el flujo neto del circuito y el costo asociado en aquellas transacciones que provocan un flujo positivo, es decir, que van a la misma dirección que el flujo neto total en caso contrario se le asignará un valor de cero con el objetivo de incentivar aquellas transacciones que provocan un contraflujo al flujo neto. En seguida se calcula un costo por capacidad adicional o capacidad de reserva en donde los participantes o transacciones aprovechan la confiabilidad y la seguridad asociada a éste circuito. Una vez que se tengan los costos de capacidad base y capacidad de reserva para cada elemento se suman para formar el costo total por cada elemento de la red. Finalmente se muestran los resultados en pantalla y depositarlos en un archivo en disco.

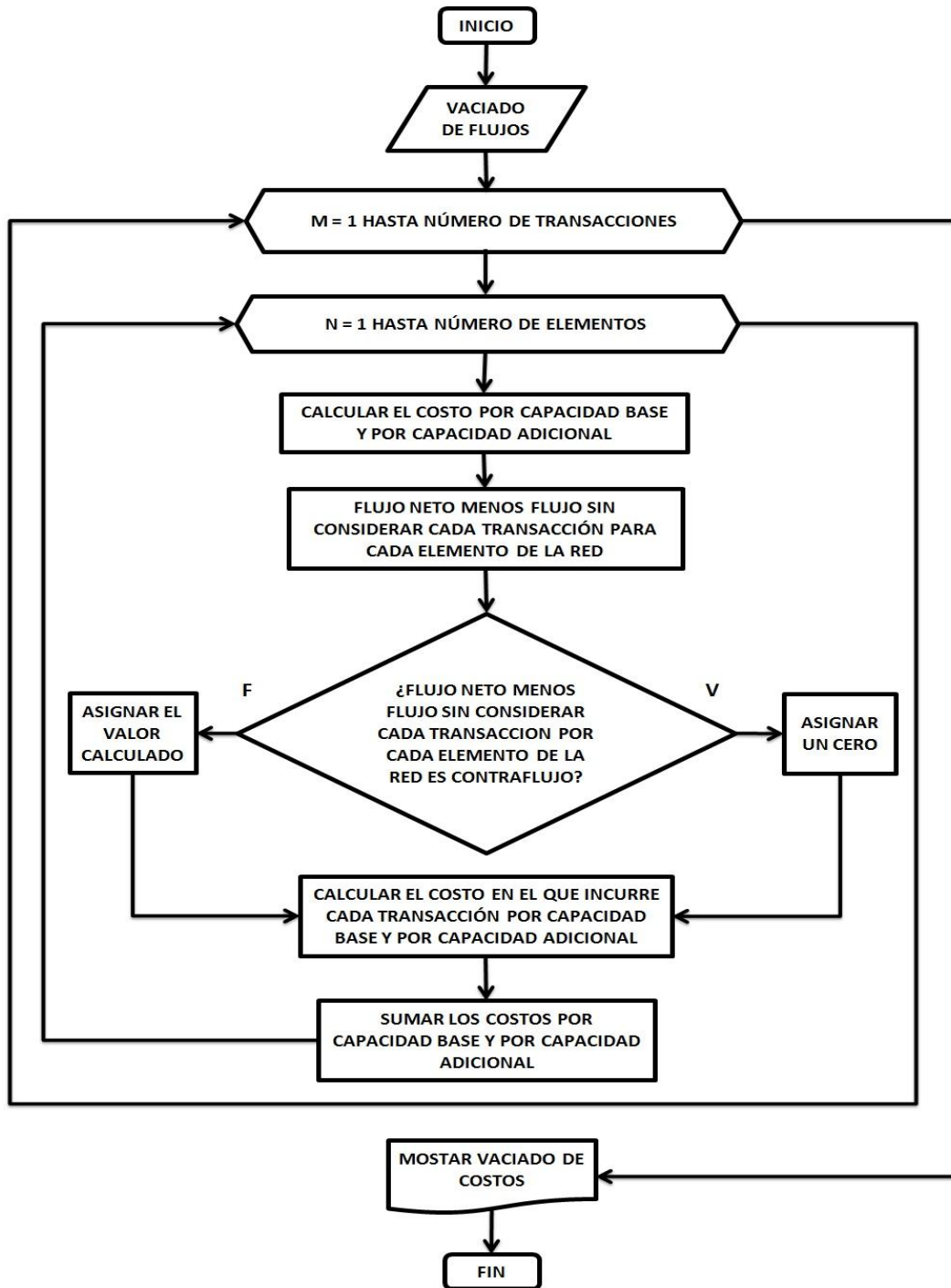


Figura 4.2 Diagrama de Flujo para el Método de Flujo Dominante.



4.3 CASO DE ESTUDIO 1: SISTEMA DE PRUEBA DE 6 NODOS

La red eléctrica de la Figura 4.3 consiste en una red de 6 nodos, de los cuales 3 son de generación y 3 de carga. Así mismo, se considera dos transacciones.

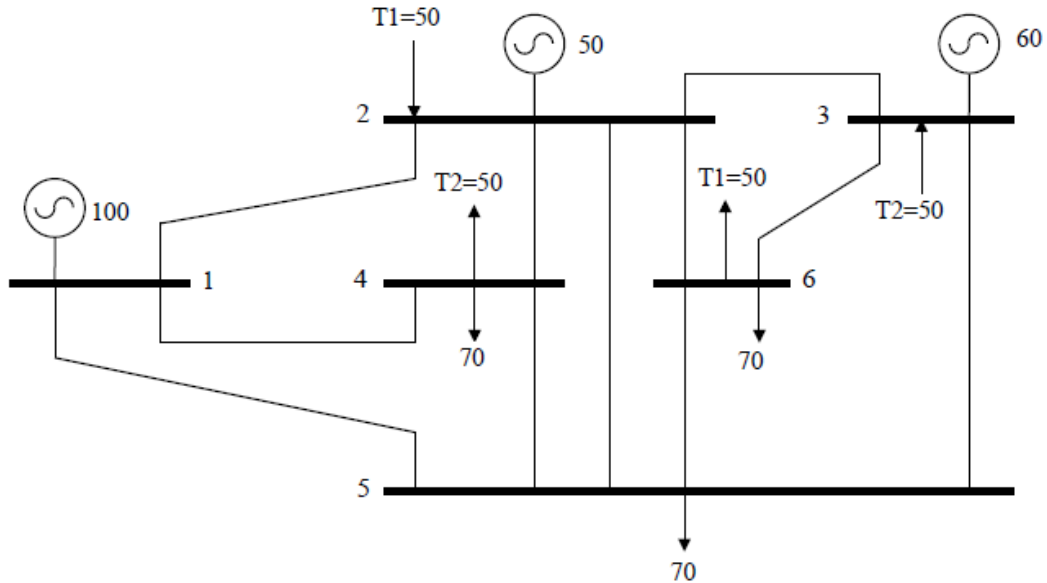


Figura 4.3 Diagrama Unifilar de la Red de Prueba de 6 Nodos.

La Tabla 4.1 muestra los datos de la red de prueba de 6 nodos [31] en por unidad (pu). En esta red de prueba no se considera para el cálculo el fenómeno resistivo y capacitivo. La capacidad de generación es de 210 MW y se tienen dos transacciones. La primera transacción se inyecta en el nodo 2 (50 MW) y es extraída en el nodo 6. La segunda transacción es inyectada en el nodo 3 (50 MW) y es extraída en el nodo 4. Se considera una demanda de la red de 210 MW, distribuida en 70 MW para los nodos 4, 5 y 6.



Tabla 4.1 Datos de las Líneas Para la Red de Prueba de Seis nodos

Nodo de Envío (N1)	Nodo de Recepción (N2)	Reactancia Serie (X)	Costo del Elemento (\$/año)	Capacidad Nominal del Elemento (MVA)
1	2	0.20	1	100
1	4	0.20	1	100
1	5	0.30	1	100
2	3	0.25	1	100
2	4	0.10	1	100
2	5	0.30	1	100
2	6	0.20	1	100
3	5	0.26	1	100
3	6	0.10	1	100
4	5	0.40	1	100
5	6	0.30	1	100

Adicionalmente, en la Tabla 4.2 son mostrados los datos de generación y carga, así como la transacción uno que se inyecta en la barra dos y extraída en la barra seis y por último la transacción inyectada en la barra tres y extraída en la barra seis.

Tabla 4.2 Datos de Carga, Generación y Transacciones Para la Red de Prueba de Seis Nodos.

Nodo	Potencia Activa de Generación (MW)	Potencia Activa de Carga (MW)	Potencia Reactiva de Carga (MVar)	Potencia Activa de Transacción de Carga (MW)	Potencia Activa de Transacción de Generación (MW)
1	100	0	0	0	0
2	50	0	0	0	50(T1)
3	60	0	0	0	50(T2)
4	0	70	0	50(T2)	0
5	0	70	0	0	0
6	0	70	0	50(T1)	0



La Figura 4.4 muestra el diagrama unifilar de la red de prueba con los flujos de potencia sin considerar las transacciones.

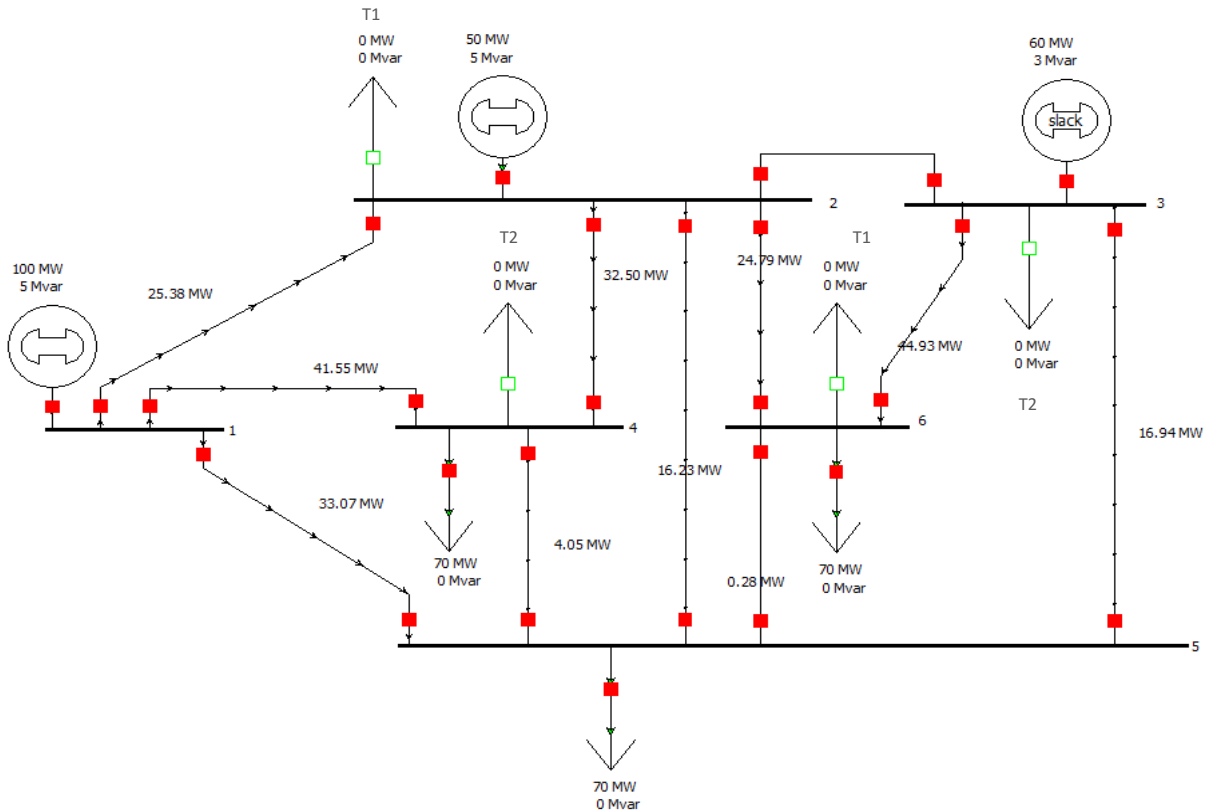


Figura 4.4 Diagrama Unifilar de la Red de Prueba con Flujo Base.

La Figura 4.5 muestra el diagrama unifilar de la red de prueba de 6 nodos en donde están representados los flujos de potencia activa considerando las transacciones, los cuales, son conocidos como flujos netos.

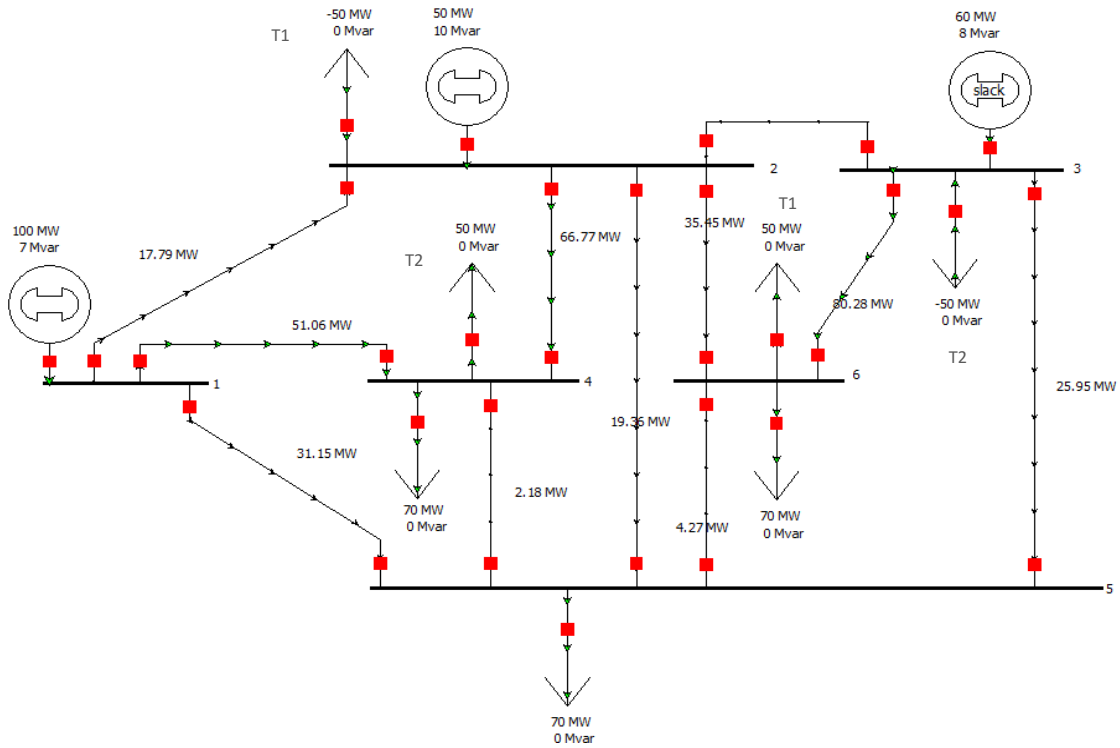


Figura 4.5 Diagrama Unifilar de la Red de Prueba Con Flujos Netos.

La Figura 4.6 muestra el diagrama unifilar de la red de prueba de 6 nodos, en donde se muestran los flujos de potencia sin considerar la transacción T1.

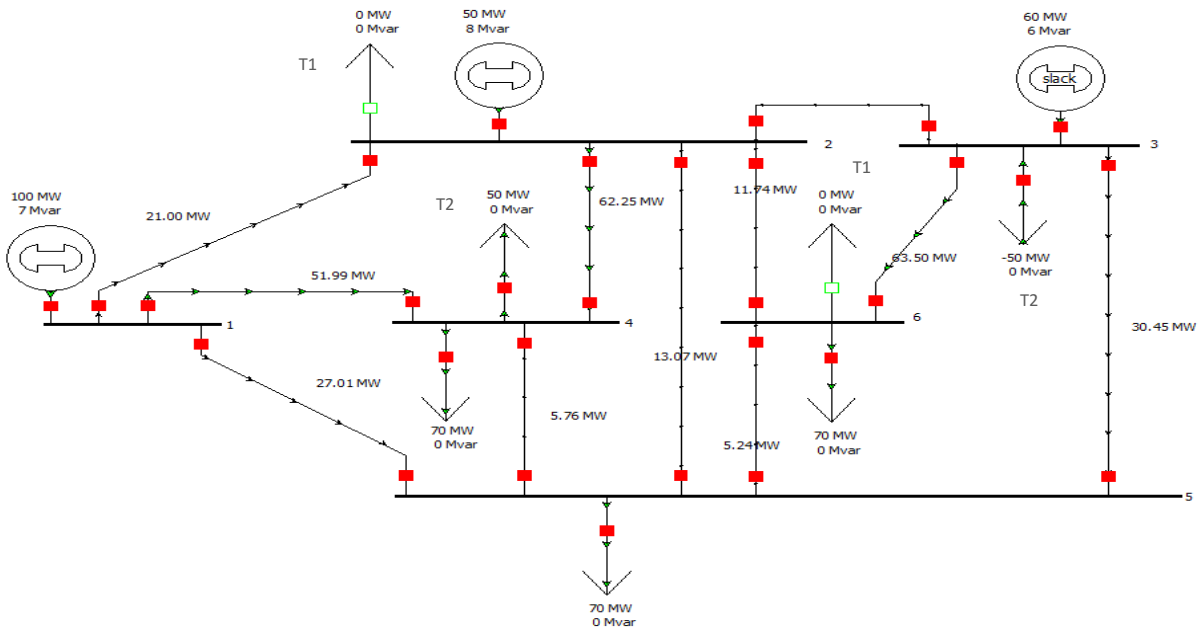


Figura 4.6 Diagrama Unifilar de la Red de Prueba Con Flujos sin la Transacción Uno.



La Figura 4.7 muestra el diagrama unifilar de la red de prueba de 6 nodos, en donde sin considerar la transacción T2.

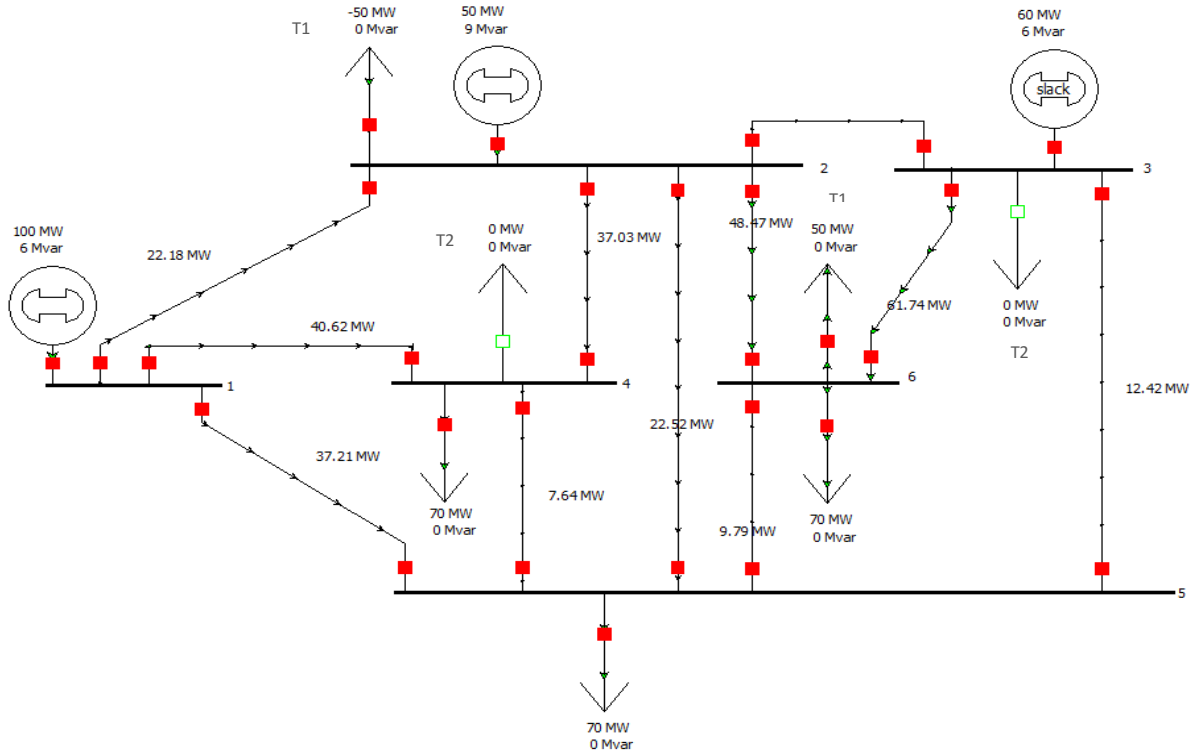


Figura 4.7 Diagrama Unifilar de la Red de Prueba Con Flujos sin la Transacción Dos.

La Tabla 4.3 muestra el vaciado de flujos de potencia, en donde la primer columna de izquierda a derecha es la nomenclatura de que tiene cada elemento, la segunda columna es la potencia activa proveniente del estudio de flujos de potencia sin considerar aquellas transacciones, la tercer columna es el vaciado de flujos de potencia sin considerar la transacción uno y considerando la transacción dos, la cuarta columna presenta el vaciado de flujos de potencia sin considerar la transacción dos y considerando la transacción uno, la quinta columna presenta el vaciado de flujos en donde se considera conectadas todas aquellas transacciones la cual es llamado flujo neto, la sexta columna indica el costo de cada elemento de la red de prueba y finalmente la séptima columna presenta la capacidad que tiene cada elemento.



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

Tabla 4.3 Información de Flujos de Potencia (MW), Costo (p.u.) y la Capacidad Nominal (MVA) de Cada Elemento Para la Red de Prueba de Seis Nodos.

Elemento	P (Caso Base)	P (sin T1)	P (sin T2)	P (Flujo Neto)	Costo (\$/año)	Capacidad Nominal
1—2	25.38	21.00	22.18	17.79	1	100
1—4	41.55	51.99	40.61	51.06	1	100
1—5	33.07	27.01	37.21	31.15	1	100
2—3	1.87	-16.05	14.16	-3.78	1	100
2—4	32.49	62.25	37.02	66.77	1	100
2—5	16.23	13.07	22.52	19.36	1	100
2—6	24.79	11.74	48.47	35.45	1	100
3—5	16.94	30.45	12.42	25.95	1	100
3—6	44.93	63.51	61.74	80.28	1	100
4—5	4.05	-5.76	7.64	-2.18	1	100
5—6	0.29	-5.24	9.79	4.27	1	100
Total					11	

La Tabla 4.4 muestra el vaciado de costos utilizando el método de flujo dominante. La primera columna de izquierda a derecha muestra la nomenclatura de cada elemento de la red de prueba, la segunda columna presenta la asignación de costo de la transacción base, la tercera columna muestra la asignación del costo de la transacción uno para cada uno de los elementos y la cuarta columna presenta la asignación del costo para la transacción dos en cada elemento de la red. Observe cómo se recuperan las once unidades monetarias anuales que es el costo total de la red eléctrica. Así mismo, el comportamiento del costo de las transacciones en cada elemento varía de menor a mayor proporción, esto es debido a que obedece a que la corriente eléctrica transita por los caminos de mínima oposición y por la cercanía de las transacciones.



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

Tabla 4.4 Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 100% de la Capacidad de Cada Elemento Para la Red de Prueba de Seis Nodos.

Elemento	R(Tbase)	R(T1)	R(T2)
1—2	0.811	0.080	0.109
1—4	0.792	0.009	0.199
1—5	0.803	0.101	0.096
2—3	0.061	0.401	0.538
2—4	0.487	0.068	0.446
2—5	0.649	0.252	0.099
2—6	0.441	0.422	0.137
3—5	0.503	0.095	0.402
3—6	0.560	0.209	0.231
4—5	0.239	0.211	0.550
5—6	0.019	0.636	0.345
Total Parcial	5.365	2.482	3.153
Total		11	

La Tabla 4.5 presenta el vaciado de costos por cada transacción utilizando el método de estampilla postal. Observe cómo se distribuye el costo de la red para cada transacción y nuevamente se vuelve a recuperar los costo de la red de prueba.

Tabla 4.5 Vaciado de Costos (\$/año) por Transacción con el Método de Estampilla Postal Para la Red de Prueba de Seis Nodos.

Nodo	Transacción	Total
1	0	11
2	0	
3	0	
4	1.774	
5	0	
6	1.774	
Tbase	7.452	

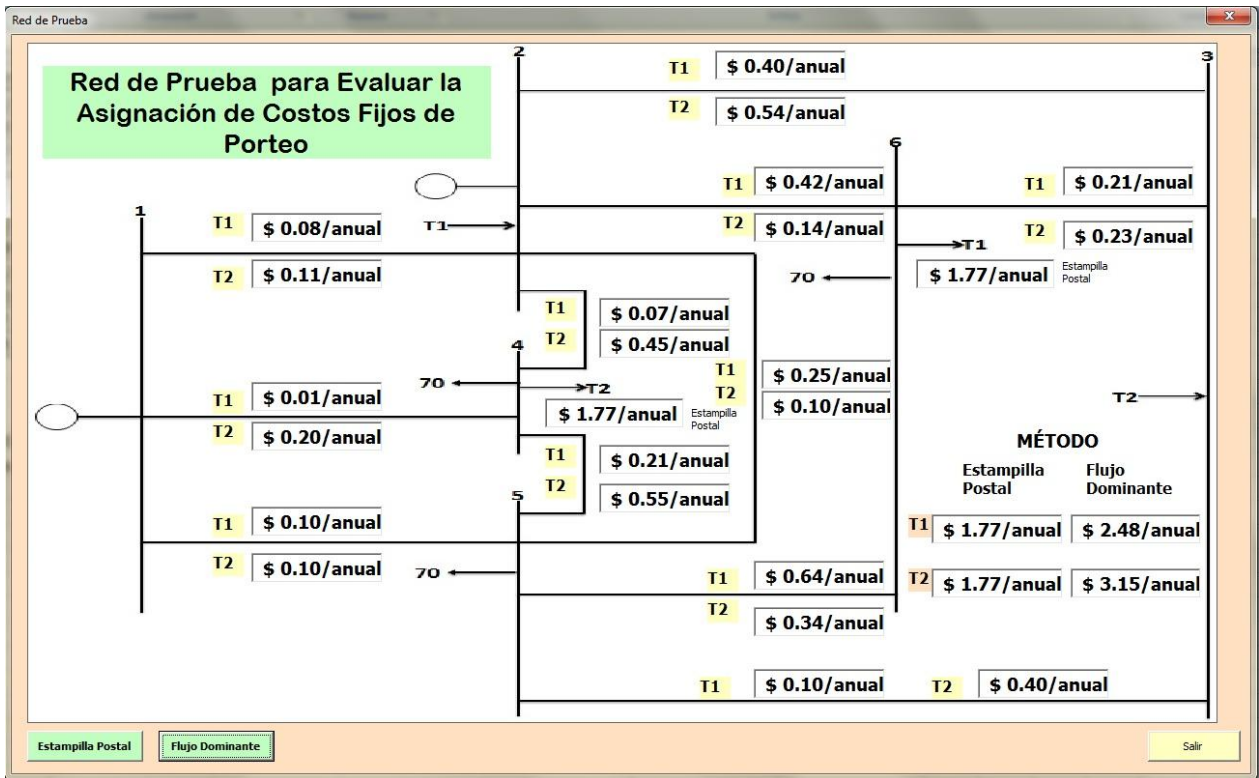


Figura 4.8 Interfaz Gráfica de la Red de Prueba de 6 Nodos mostrando el Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 100% de la Capacidad de Cada Elemento y el Método de Estampilla Postal.

La Figura 4.8 muestra la interfaz gráfica en donde se encuentra el diagrama unifilar de la red de prueba de seis nodos. En ésta interfaz se muestra el vaciado de costos para cada elemento y cada transacción por el método de flujo dominante considerando un 100% de la capacidad del elemento. Así mismo, se muestra la asignación del costo para cada transacción a través del método de estampilla postal.

Observe cómo influye el costo de cada transacción por el método de flujo dominante en función a la cercanía eléctrica de las transacciones.

La Figura 4.9 muestra una gráfica de barras en donde se muestra la asignación de costo por cada elemento de la red de prueba a través del método de flujo dominante considerando un 100% de la capacidad de cada elemento de dicha red en donde destaca que el costo para la transacción uno para el elemento de la barra 5 hacia la barra 6 es de \$0.636/año debido a que por este elemento es utilizado mayormente por la transacción uno.



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

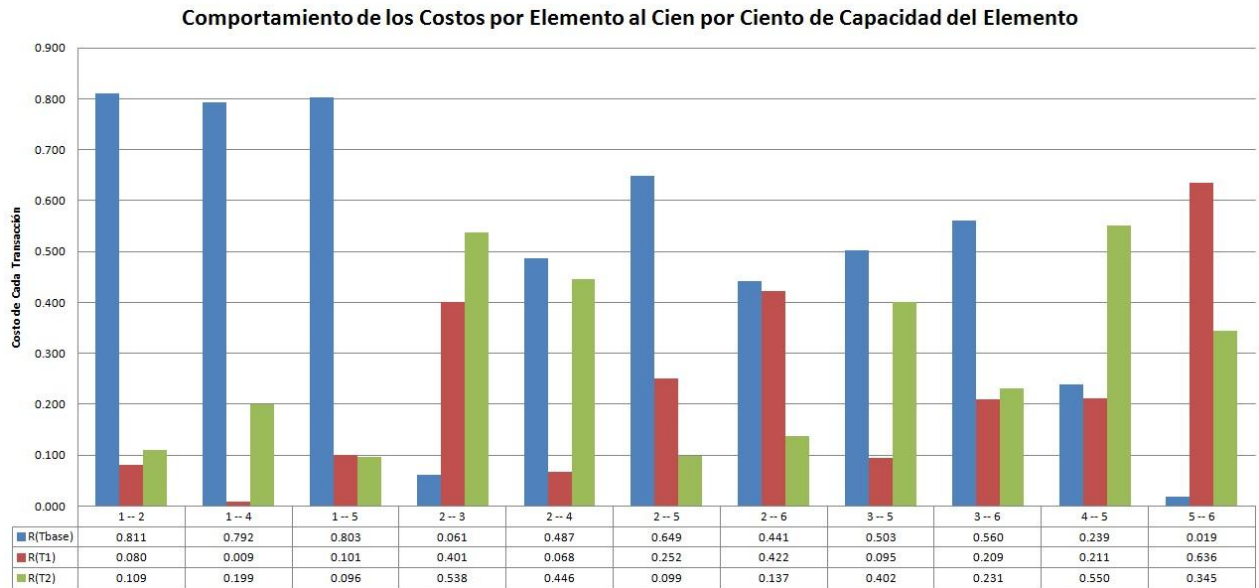


Figura 4.9 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100% de Capacidad de Cada Elemento.

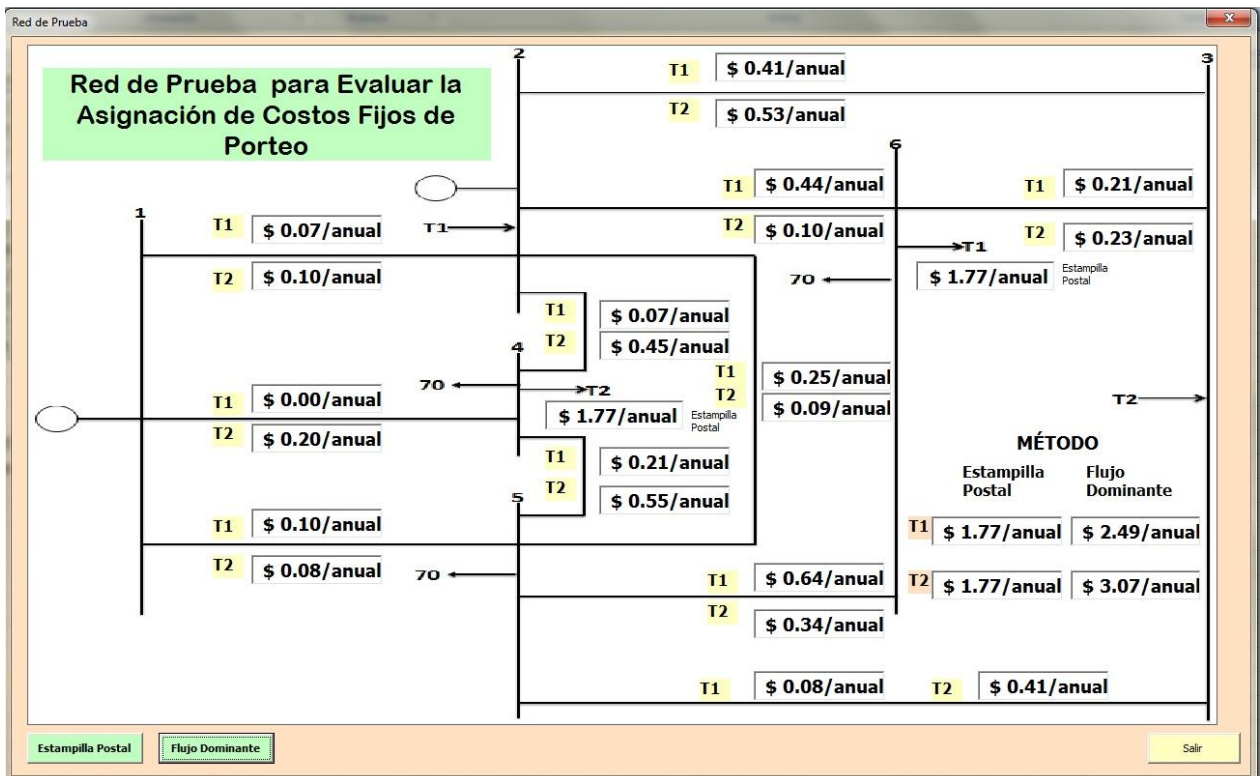


Figura 4.10 Interfaz Gráfica de la Red de Prueba de 6 Nodos en Mostrando el Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 70% de la Capacidad de Cada Elemento y el Método de Estampilla Postal.



La Figura 4.10 muestra la interfaz gráfica con la red de prueba en donde se presenta el vaciado de asignación de costos por uso de la red de transmisión al 70% de la capacidad de cada elemento. Observe también cómo la asignación del costo para cada transacción por el método de estampilla postal permanece igual.

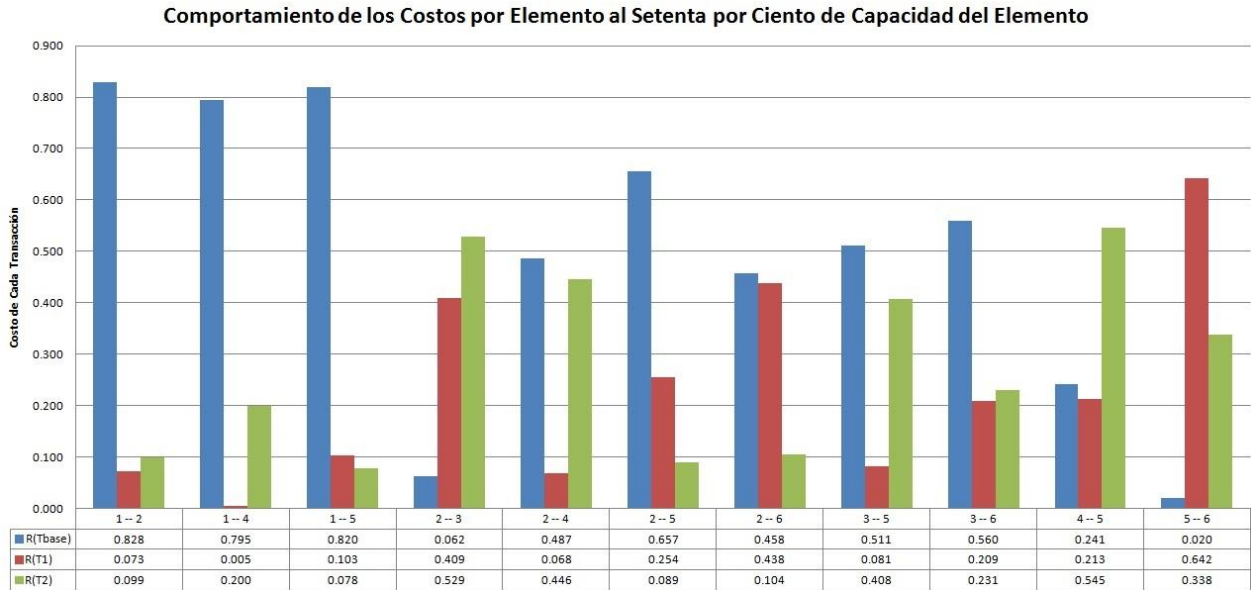


Figura 4.11 Gráfica de Barras Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 70% de Capacidad de Cada Elemento.

La Figura 4.11 muestra una gráfica de barras en donde se presenta el comportamiento de la asignación de costos por uso de la red de transmisión a través del método de flujo dominante. Nuevamente destaca el hecho de que la transacción uno ocupa una fracción mayor del elemento de la barra 5 hasta la barra 6 y por tanto un costo mayor que en los demás elementos. Para la transacción dos el elemento desde la barra 4 hasta la barra 5 ocupa una fracción mayor que en los demás elementos y por tanto el cobro es mayor en relación a los demás elementos.

La Figura 4.12 muestra la interfaz gráfica de la red de prueba de 6 nodos, en donde se muestra el vaciado de asignación de costos por uso de la red de transmisión al 50% de la capacidad de cada elemento de dicha red.

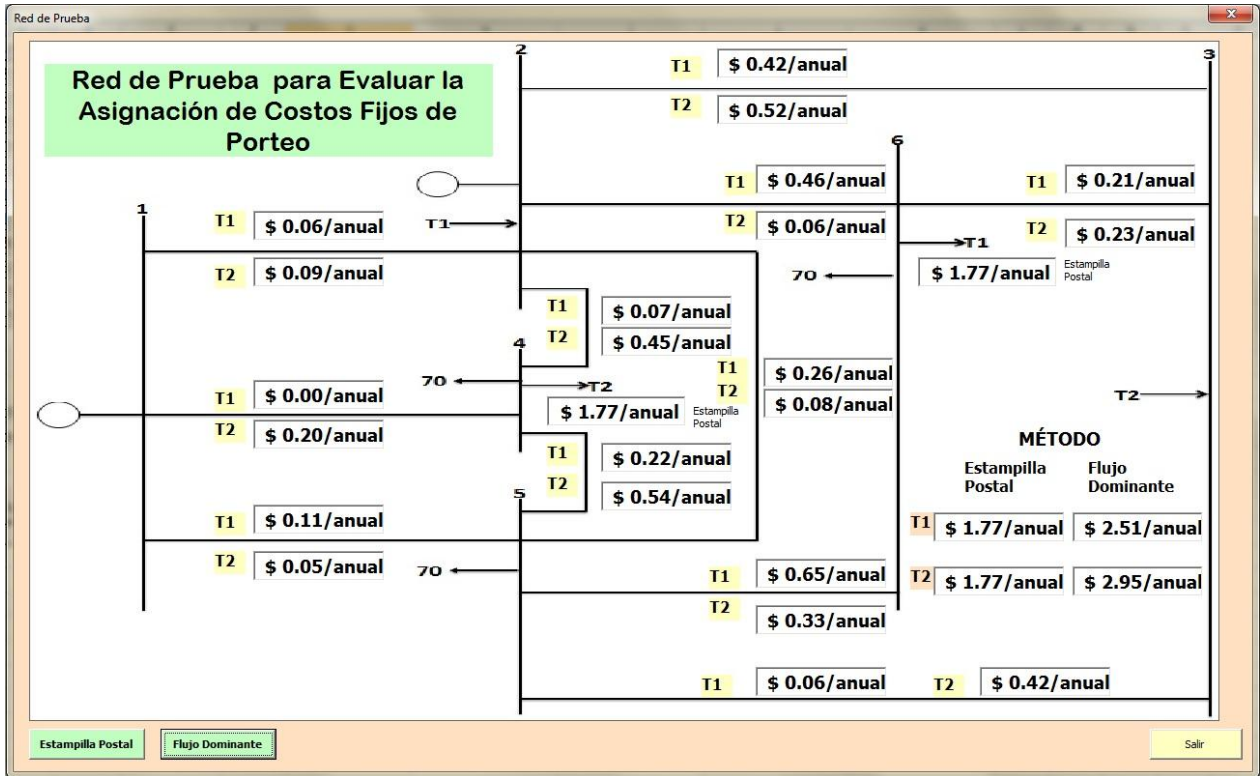


Figura 4.12 Interfaz Gráfica de la Red de Prueba de 6 Nodos con el Vaciado de Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 50% de la Capacidad de Cada Elemento y el Método de Estampilla Postal.

La Figura 4.13 muestra una gráficas de barras del comportamiento de la asignación de costos por uso de red de transmisión a través del método de flujo dominante al 50% de la capacidad de cada elemento. Nuevamente la transacción uno utiliza mayormente al elemento de la barra 5 hacia la barra 6 y por ende el costo por utilizar este elemento para la transacción es mayor en relación a los demás elementos. Para el caso de la transacción dos el elemento desde la barra 4 hacia la barra 5 toma se le asigna un mayor costo en relación a los demás elementos debido a una mayor utilización que los demás elementos.

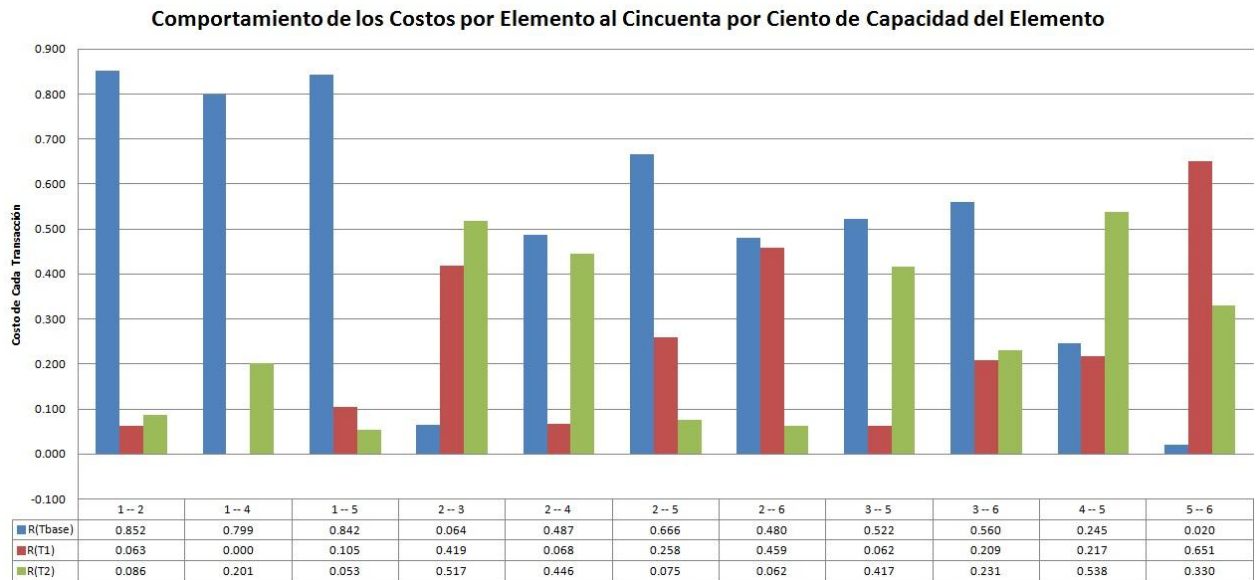


Figura 4.13 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 50% de Capacidad de Cada Elemento.

La Figura 4.14 muestra el diagrama de barras del comportamiento del costo de la transacción base para 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento. Observe que la asignación del costo es prácticamente igual.

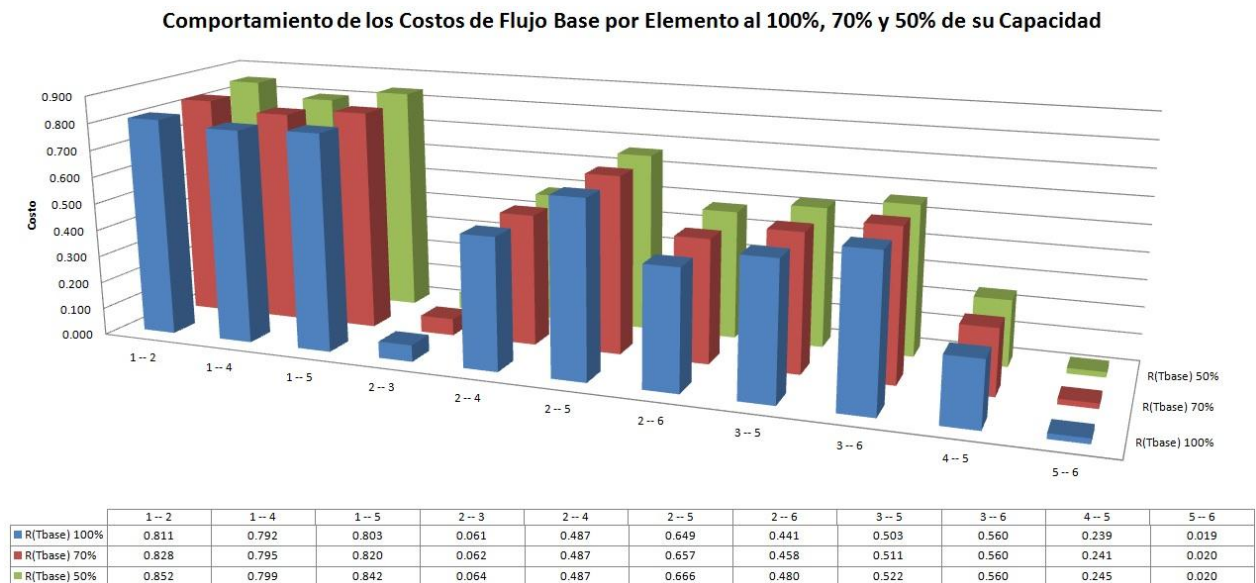


Figura 4.14 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción Base.



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

La Figura 4.15 muestra en graficas de barra el comportamiento del costo por uso de la red de transmisión para la transacción uno considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad del propio elemento de transmisión.

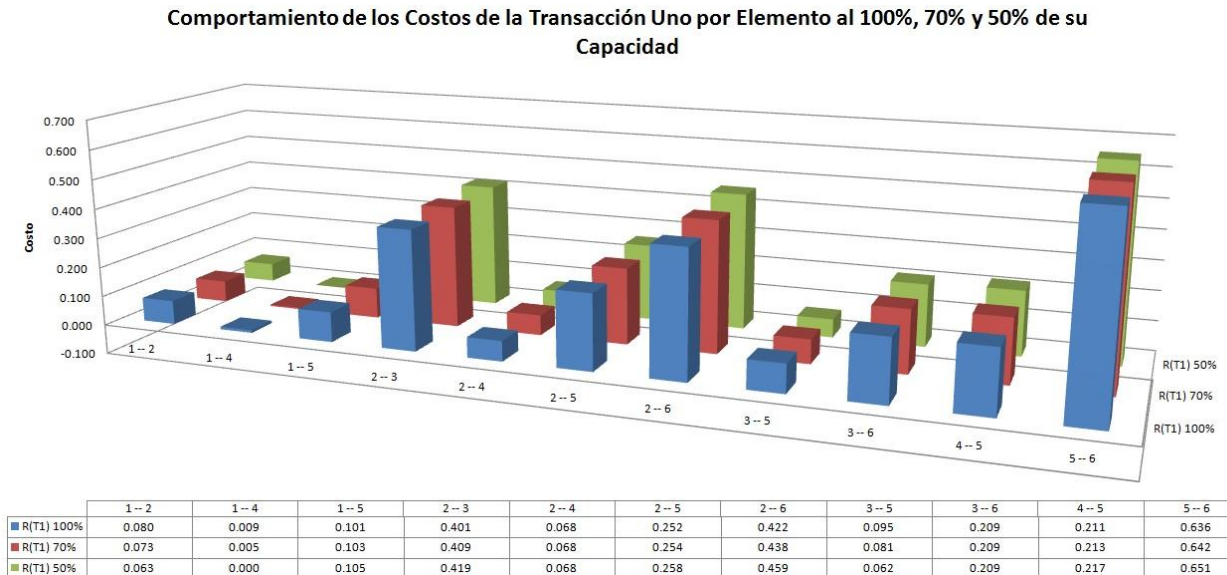


Figura 4.15 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción T1.

La Figura 4.16 presenta una gráfica de barras el comportamiento del costo por uso de la red de transmisión para la transacción dos considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento.



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

Comportamiento de los Costos de la Transacción Dos por Elemento al 100%, 70% y 50% de su Capacidad

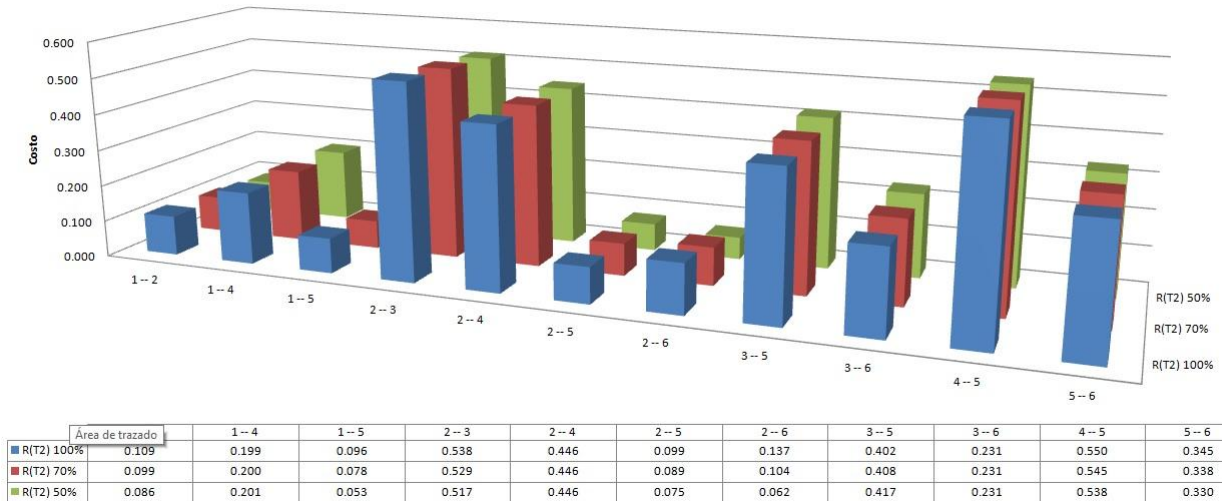


Figura 4.16 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción T2.

La Tabla 4.6 muestra el concentrado del costo para cada transacción por el método de flujo dominante al 100%, 70% y 50% de la capacidad del elemento. Observe que la variación del costo en cada transacción al variar la capacidad del elemento no es tanta.

Tabla 4.6 Vaciado de Costos (\$/año) por Transacción con el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% Para la Red de Prueba de Seis Nodos.

Capacidad/Costo	T1(\$/año)	T2 (\$/año)
100%	2.48	3.15
70%	2.49	3.07
50%	2.51	2.95

La Figura 4.17 se muestra la gráfica con datos de la Tabla 4.6, observe que el comportamiento del costo ante diferentes porcentajes de capacidad de cada elemento es el mismo. Por lo que es aplicado para cada demanda y siempre recuperando los costos fijos de la red.



Figura 4.17 Gráfica de Línea que Muestra el Costo de Cada Transacción Considerando un 100%, 70% y 50% de la Capacidad de Cada Elemento.

4.4 CASO DE ESTUDIO 2: SISTEMA DE PRUEBA DE 15 NODOS

La Figura 4.18 muestra una red eléctrica modelada en PSS/E®, la cual consiste en 15 nodos [32], de los cuales 5 son de generación y 10 son de carga. Por conveniencia el nodo 1 es el de compensación. La Tabla 4.7 muestra los datos de carga y generación, mientras que la Tabla 4.8 muestra los parámetros de la red de transmisión. La capacidad y el costo anualizado de cada elemento de la red se muestran en la Tabla 4.9. La Tabla 4.10 muestran los flujos de potencia.

En esta red se introducen dos transacciones de porteo T_1 y T_2 . La primera transacción consiste en 30MW inyectados en el nodo 9 y son extraídos en nodo 15, mientras que la segunda transacción consta de una inyección de 20MW en el nodo 11 y son extraídos en el nodo 13.

Todos los resultados se obtuvieron sin considerar límites de potencia reactiva de generadores. Para la aplicación del método se utiliza la potencia activa en cada elemento del sistema eléctrico de potencia de prueba.

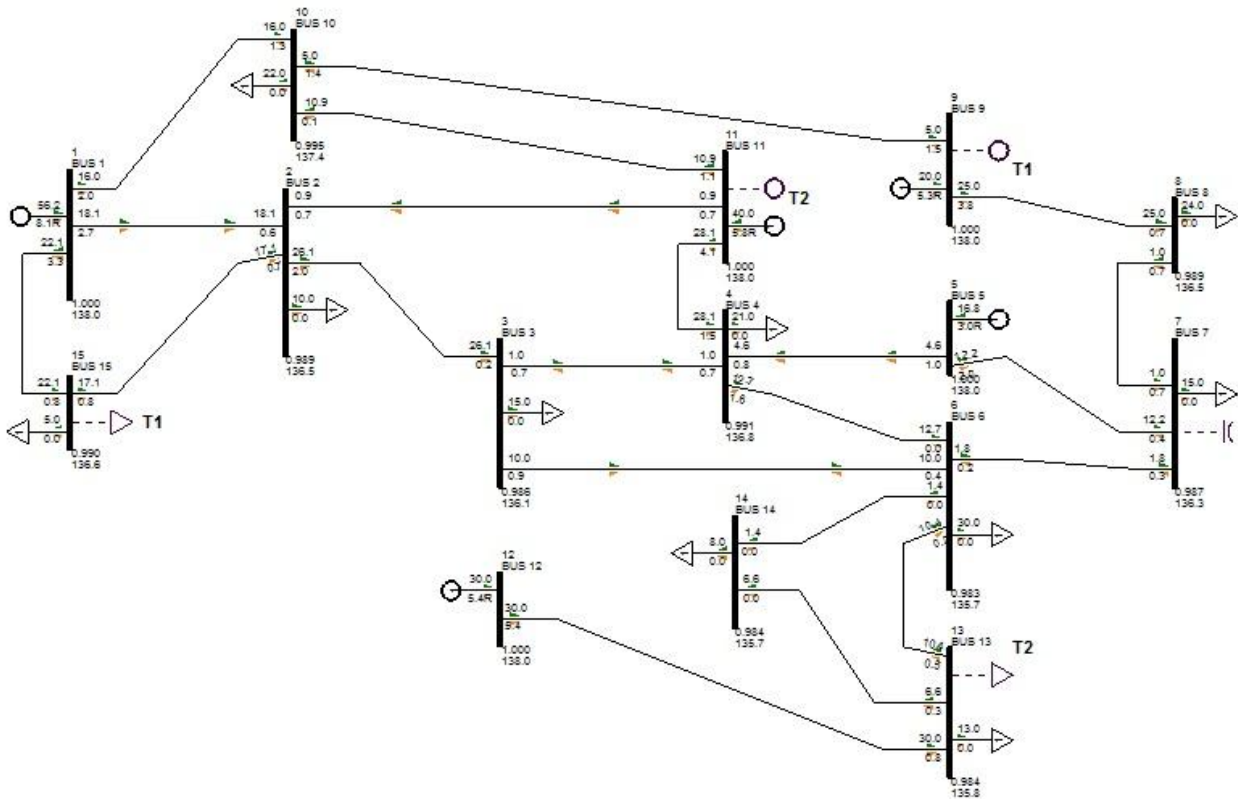


Figura 4.18 Diagrama Unifilar de la Red de Prueba de 15 Nodos con Flujo Base.

Se analiza principalmente el caso para cuando el flujo base no se considera como una transacción y posteriormente se incluye. Así mismo, se analiza el impacto provocado de los límites de transmisión para cada elemento que compone dicha red de prueba sobre el costo total de las transacciones.

La Tabla 4.7 muestra los nodos con los que compone la red de prueba por número para facilitar su posición en el diagrama unifilar. La columna dos y tres son los datos de potencia activa y reactiva de la carga respectivamente. Por último, las columnas cuatro y cinco son datos de generación activa y reactiva. Como puede observar puede ser nodos de generación o de carga. En dicha tabla, puede observarse que no hay generación de potencia reactiva.



Tabla 4.7 Datos de Carga y Generación del Sistema de Prueba de 15 Nodos.

Nodo	Carga		Generación	
	(MW)	(MVA _r)	(MW)	(MVA _r)
1	0	0	0	0
2	10	10	0	0
3	15	5	0	0
4	21	5	0	0
5	0	0	40	0
6	30	0	0	0
7	15	10	0	0
8	24	15	0	0
9	0	0	20	0
10	22	10	0	0
11	0	0	40	0
12	0	0	30	0
13	13	4	0	0
14	8	3	0	0
15	5	1	0	0

La Tabla 4.8 muestra los parámetros de cada uno de los elementos que compone el sistema eléctrico de potencia de prueba en valores en por unidad (pu). La primera y segunda columna muestra el nodo de envío y de recepción respectivamente. La tercera columna presenta el dato de la resistencia serie, la cuarta columna presenta la reactancia serie de dicho elemento y la quinta columna muestra la admitancia en derivación dividido entre dos el cual presenta un parámetro concentrado para ambos nodos.



Tabla 4.8 Parámetros del Sistema de Prueba de 15 Nodos (pu).

Nodo de Envío	Nodo de Recepción	Resistencia Serie	Reactancia Serie	Admitancia en Derivación/2
1	2	0.0188	0.640	0.00125
1	10	0.0375	1.280	0.00250
2	3	0.0125	0.258	0.00068
2	11	0.0625	1.600	0.00313
3	4	0.0312	0.640	0.00188
3	6	0.0375	1.280	0.00250
4	5	0.0312	0.960	0.00156
4	6	0.0312	0.960	0.00156
4	11	0.0125	0.320	0.00094
5	7	0.0625	1.600	0.00313
6	7	0.0625	1.600	0.00313
7	8	0.0125	0.256	0.00063
8	9	0.0188	0.480	0.00094
9	10	0.0125	0.320	0.00063
10	11	0.0312	0.960	0.00156
6	13	0.0188	0.250	0.00080
13	12	0.0000	0.500	0.00000
13	14	0.0500	0.500	0.00350
6	14	0.0500	0.500	0.00400
1	15	0.0250	0.500	0.00500
2	15	0.0100	0.030	0.00300

La Tabla 4.9 es muy importante, debido a que presenta información relevante para el cálculo de asignación del costo por uso de redes de transmisión. La primera y segunda columna muestra el nodo de envío y de recepción, respectivamente. La tercera columna presenta información de la capacidad de cada uno de los elementos y,



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

finalmente, la columna cuatro presenta el costo anual de cada elemento que compone la red de prueba.

Tabla 4.9 Capacidad y Costo del Sistema de Prueba de 15 Nodos.

Nodo de Envío	Nodo de Recepción	Capacidad de Transmisión (MW)	Costo Anual 10^3 \$/año
1	2	100	76,000
1	10	100	45,000
2	3	100	34,000
2	11	100	23,000
3	4	60	54,000
3	6	70	6,700
4	5	60	8,000
4	6	80	10,000
4	11	80	15,670
5	7	100	34,560
6	7	45	77,700
7	8	50	56,500
8	9	60	44,000
9	10	70	59,000
10	11	200	62,000
6	13	40	36,000
13	12	50	64,000
13	14	60	23,000
6	14	80	29,000
1	15	70	32,000
2	15	40	44,000
		TOTAL	834,130.00



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

La Figura 4.19 se muestra el diagrama unifilar de la red de prueba de 15 nodos, en donde se encuentra los flujos de potencia activa llamados flujos netos. Estos flujos consideran los flujos del caso base así como también cada una de las transacciones.

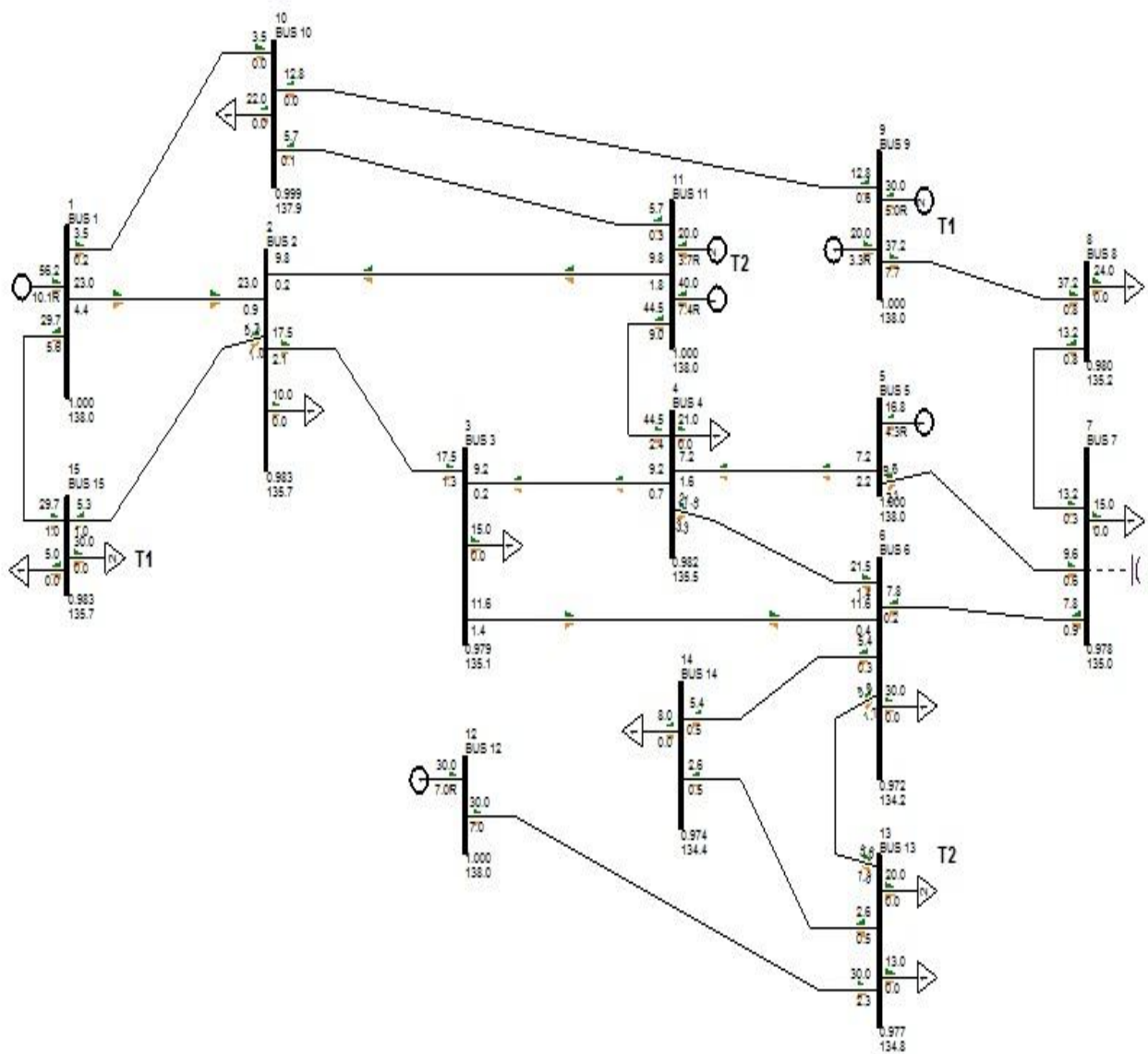


Figura 4.19 Diagrama Unifilar de la Red de Prueba de 15 Nodos con Flujos Netos.

La Figura 4.20 muestra el diagrama unifilar de la red de prueba de 15 nodos, en donde se presentan los flujos de potencia sin considerar la transacción uno.

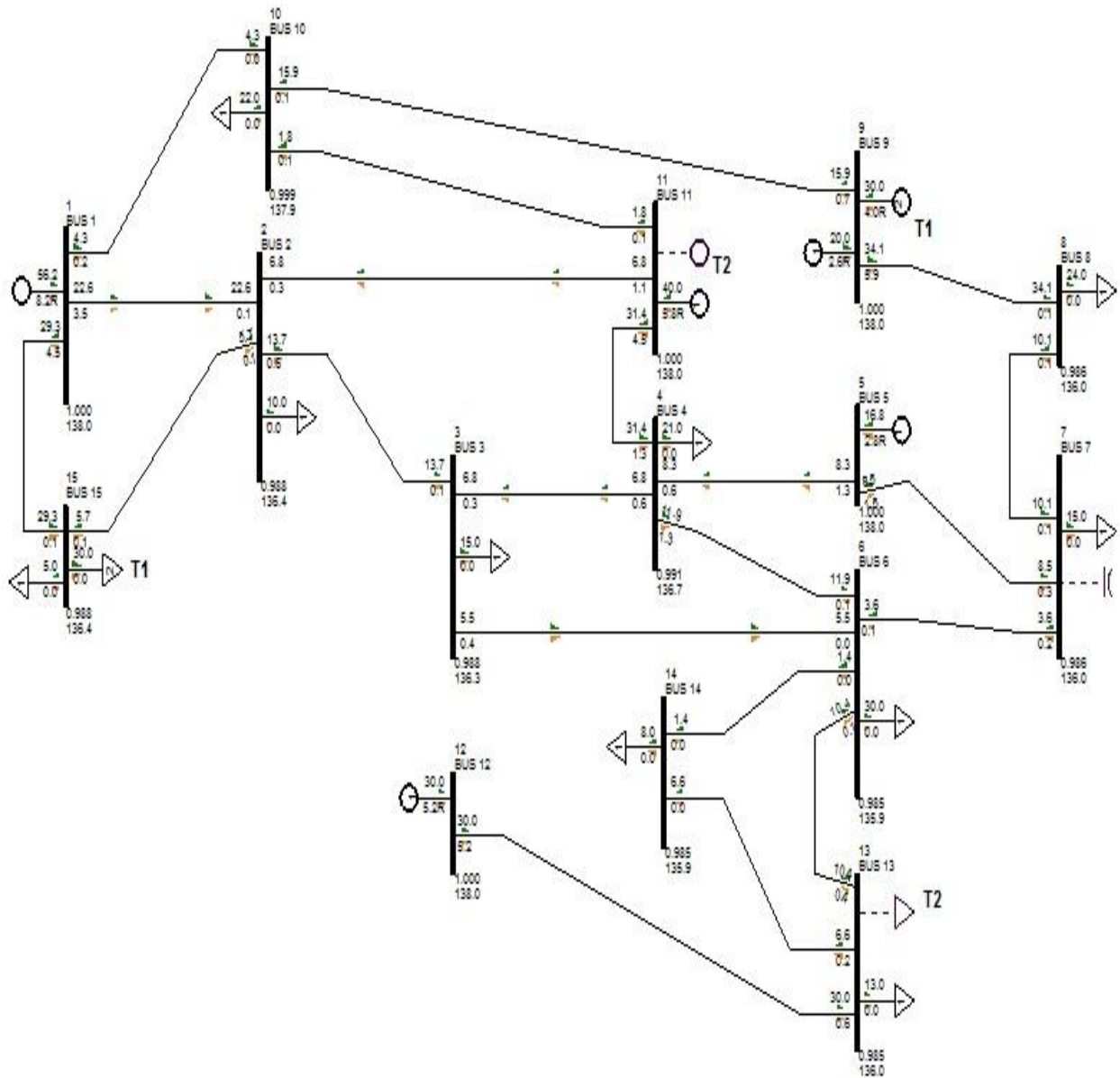


Figura 4.21 Diagrama Unifilar de la Red de Prueba de 15 Nodos con Flujos sin la Transacción Dos.

Más adelante, en la aplicación del método se podrá observar que la asignación del costo de porteo por uso de redes de transmisión no varía significativamente al reducir la capacidad de cada elemento de la red. Lo anterior, sólo servirá para distribuir el costo de la línea con los diferentes flujos provocados por cada una de las transacciones.



La Tabla 4.10 presenta el vaciado de flujos de potencia a través del método de superposición. La primera y segunda columna muestra el nodo de envío y de recepción respectivamente. La tercera columna muestra los flujos de potencia del caso base para cada uno de los elementos que conforma la red de prueba y sin considerar las transacciones. La cuarta columna presenta los flujos de potencia sin considerar la transacción uno $T1$. La quinta columna presenta los flujos de potencia sin considerar la transacción dos $T2$. Por último, la sexta columna presenta los flujos de potencia netos, los cuales se refieren a los flujos de potencia base y las dos transacciones. Note cómo se presenta un contraflujo en el elemento desde la barra 6 hasta la barra 13 y desde la barra 9 hasta la barra 10 provocado por la transacción uno al flujo neto, por lo tanto al presentarse esta situación podemos intuir que el método de flujo dominante incentiva a aquellas transacciones que provocan una disminución al flujo neto. Además, los flujos correspondientes desde la barra 1 hasta la barra 2, desde la barra 1 hasta la barra 10 y desde la barra 2 hasta la barra 3, entre otros, provoca un flujo positivo respecto al flujo neto, por ende al presentarse esta situación podemos vislumbrar que el método de flujo dominante asignará un costo por uso de la red de transmisión. Demás datos se muestran en la Tabla 4.10.



Tabla 4.10 Flujos de Potencia del Caso Base, sin las Transacciones Intercaladas y el Flujo Neto.

Nodo de Envío	Nodo de Recepción	Caso Base	Sin T1	Sin T2	Flujo Neto
1	2	18.1	18.4	22.6	23.0
1	10	16.0	15.4	4.3	3.5
2	3	26.1	29.7	13.7	17.5
2	11	-0.9	-3.9	-6.8	-9.8
3	4	1.0	-1.3	-6.8	-9.2
3	6	10.0	16.1	5.5	11.6
4	5	-4.6	-3.5	-8.3	-7.2
4	6	12.7	22.4	11.9	21.5
4	11	-28.1	-41.2	-31.4	-44.5
5	7	12.2	13.3	8.5	9.6
6	7	1.8	-2.5	-3.6	-7.8
7	8	-1.0	-4.2	-10.1	-13.2
8	9	-25.0	-28.2	-34.1	-37.2
9	10	-5.0	-8.2	15.9	12.8
10	11	-10.9	-14.8	-1.8	-5.7
6	13	-10.4	5.6	-10.4	5.6
13	12	30	30	30	30
13	14	6.6	2.6	6.6	2.6
6	14	1.4	5.4	1.4	5.4
1	15	22.1	22.4	29.3	29.7
2	15	-17.1	-17.4	5.7	5.3

La Tabla 4.11 presenta el vaciado de costos de porteo por uso de redes de transmisión para la red de prueba de 15 nodos utilizando el método de flujo dominante al 100% de la capacidad del elemento, observe el comportamiento del costo en cada uno de los elementos de acuerdo a cada transacción. Así mismo, observe el costo total



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

para cada una de las transacciones. Observe cómo influye el costo de cada transacción por el método de flujo dominante en función a la cercanía eléctrica de las transacciones.

Tabla 4.11 Costos (\$/año) por Elemento Asignados por el Método de Flujo Dominante al 100% de la Capacidad de Cada Elemento para la Red de 15 Nodos.

Nodo de Envío	Nodo de Recepción	RT(base)	R(T1)	R(T2)
1	2	59549.78	15134.20	1316.02
1	10	25784.06	18005.49	1210.45
1	15	23731.54	7838.93	429.53
2	3	22583.48	8128.50	3288.02
2	11	2112.24	13846.94	7040.82
2	15	16236.49	27383.71	379.80
3	4	4046.02	38314.22	11639.76
3	6	3403.07	1221.05	2075.87
4	5	3977.15	3199.02	823.83
4	6	5533.51	283.67	4182.81
4	11	9894.99	1162.04	4612.97
5	7	25464.26	6799.78	2295.96
6	7	10231.65	37640.24	29828.11
6	13	12196.36	0	23803.64
6	14	7518.52	0	21481.48
7	8	4312.98	38816.79	13370.23
8	9	29649.60	10673.85	3676.55
9	10	8283.75	45580.32	5135.93
10	11	28771.65	22933.90	10294.44
12	13	64000.00	0	0
13	14	14696.86	0	8303.14
Total		381977.97	296962.67	155189.36
Suma		834130.00		



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

En la Tabla 4.12 se muestra el vaciado de costos por cada transacción utilizando el método de estampilla postal. Observe cómo se distribuyen el costo de la red para cada transacción.

Tabla 4.12 Vaciado de Costos (\$/año) de Cada Transacción por el Método de Estampilla Postal para la Red de 15 Nodos.

Nodo	Transacción
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	0
8	0
9	0
10	0
11	0
12	0
13	92681.11
14	0
15	139021.67
T(Base)	602427.22
Total	834130.00

La Figura 4.22 muestra una gráfica de barras en donde se puede observar la asignación de costo por cada elemento de la red de prueba de 15 nodos a través del método de flujo dominante considerando un 100% de la capacidad de cada elemento de dicha red. Al realizar un estudio de flujos de potencia a través del método de superposición nos dará el comportamiento que cada transacción presenta para cada rama de la red eléctrica. Resalta el hecho que la asignación del costo en la rama desde



la barra 9 hasta la barra 10 para la transacción uno es \$45,580.00, mayor en relación a las demás ramas. Así mismo, para el elemento desde la barra 6 hasta la barra 7 de la transacción dos la asignación del costo es de \$29,828.11. Esto es debido a que la electricidad transita por los caminos de mínima oposición. La asignación del costo para la transacción uno y dos entre las barras 12 y 13 son cero debido a que este elemento es radial y no participara para la asignación del costo por uso de la red de transmisión más que para la transacción base. Demás información se presenta en la Figura 4.22.

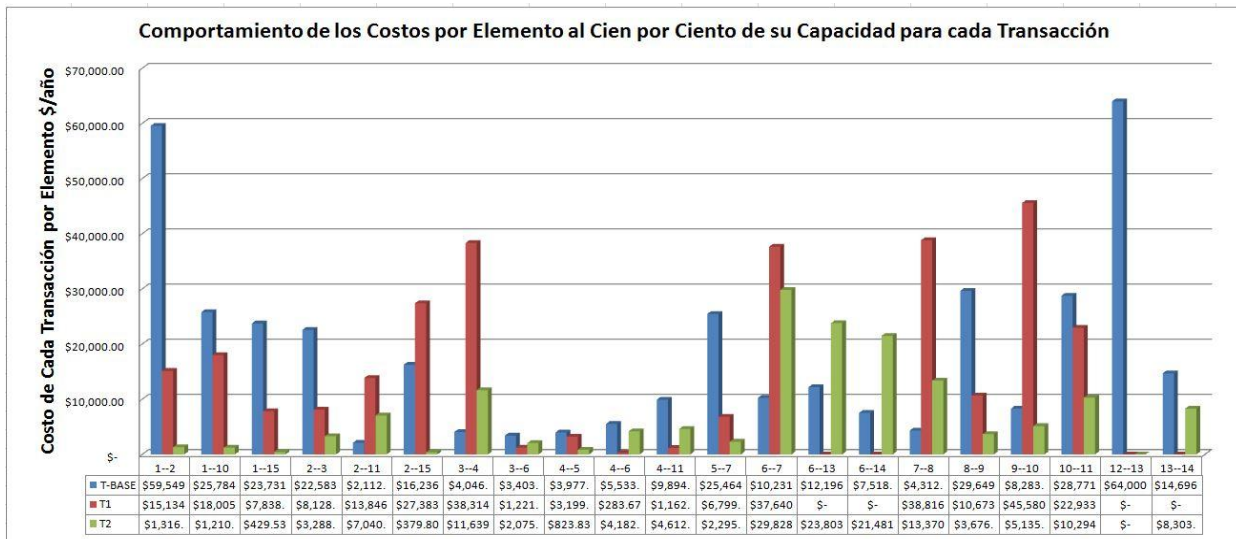


Figura 4.22 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100% de Capacidad de Cada Elemento de la Red de Prueba de 15 Nodos.

La Tabla 4.13 muestra el vaciado de costo por elemento a través del método de flujo dominante, considerando un 70% de la capacidad de cada elemento con el que compone la red eléctrica. La primera y segunda columna presenta el nodo de envío y de recepción respectivamente, la tercera columna se refiere al costo de la transacción base o de la red, la cuarta y quinta columna representan la asignación del costo por uso de la red de transmisión para cada elemento que compone dicha red para las transacciones uno y dos. Observe que la asignación del costo no cambia significativamente al estar considerando un 100% de la capacidad de cada elemento. Observe que no hay costos para las transacciones, esto es debido a que cada transacción contribuye a un contraflujo. Sin embargo el costo total de la red se recupera en su totalidad.



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

Tabla 4.13 Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 70% de la Capacidad de Cada Elemento para la Red de 15 Nodos.

Nodo de Envío	Nodo de Recepción	RT(base)	R(T1)	R(T2)
1	2	59549.78	15134.20	1316.02
1	10	26082.75	17725.61	1191.64
1	15	23731.54	7838.93	429.53
2	3	23228.52	7389.55	3381.93
2	11	2112.24	13846.94	7040.82
2	15	15173.67	28471.39	354.93
3	4	3731.98	38555.08	11712.94
3	6	3467.63	1117.11	2115.26
4	5	4003.84	3220.48	775.68
4	6	5558.96	238.99	4202.05
4	11	9894.99	1162.04	4612.97
5	7	25748.14	6490.31	2321.55
6	7	9312.21	38153.19	30234.60
6	13	11345.45	0	24654.55
6	14	7518.52	0	21481.48
7	8	4312.98	38816.79	13370.23
8	9	29649.60	10673.85	3676.55
9	10	7489.31	46867.33	4643.37
10	11	28984.01	22645.56	10370.43
12	13	64000	0	0
13	14	14858.04	0	8141.96
Total		379754.17	298347.36	156028.47
Suma		834130.00		

La Figura 4.23 muestra el comportamiento del costo fijo por uso de la red de transmisión al 70% de la capacidad de cada elemento a través del método de flujo dominante. En esta misma figura destaca que la transacción uno la tarifa por uso de red



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

de transmisión es de \$46,867.33 del elemento de desde la barra 9 a la barra 10, costo mayor que todos los elementos y la transacción dos para ese mismo elemento. Así mismo, para el elemento desde la barra 6 hasta la barra 7 de la transacción dos la asignación del costo fijo por uso de la red de transmisión es de \$30,234.60 Nuevamente para el elemento desde la barra 12 hasta la barra 13 no participan para la asignación del costo de la transacción uno y dos, sólo participa para la transacción base. Por lo tanto, se comprueba que para este caso de estudio las líneas radiales no se ven afectadas por la transacción uno y dos. Demás información se presenta en la Figura 4.23.

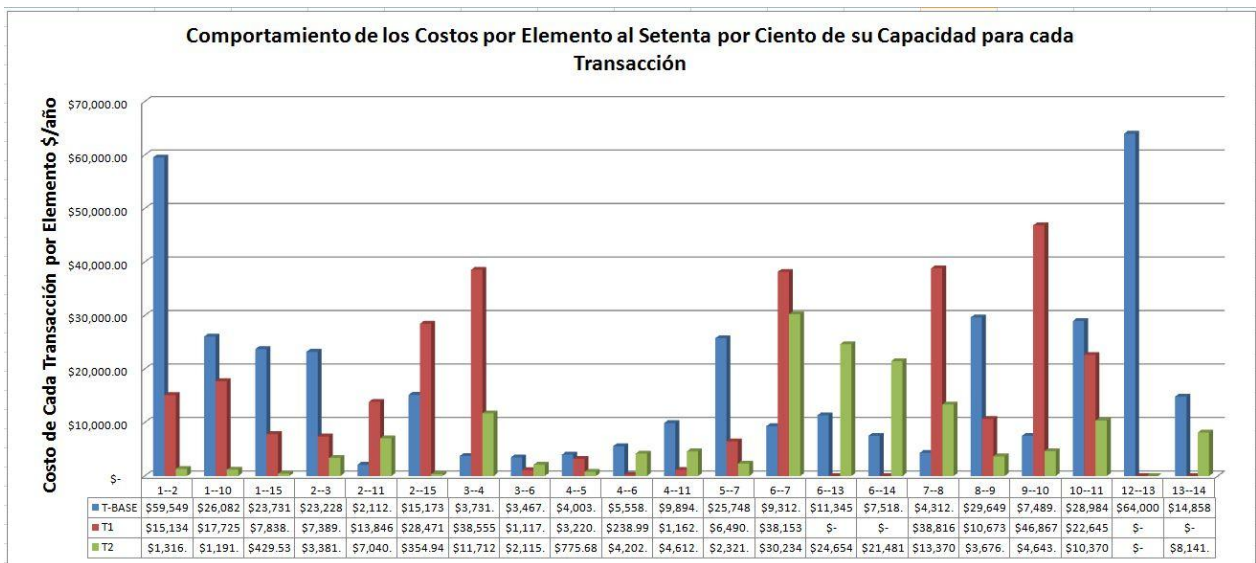


Figura 4.23 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 70% de Capacidad de Cada Elemento de la Red de Prueba de 15 Nodos.

La tabla 4.14 presenta el vaciado de costos fijos por uso de red de transmisión a través del método de flujo dominante considerando un 50% de la capacidad de cada elemento para la red de prueba de 15 nodos. Observando las tablas 4.11, 4.13 y 4.14 el comportamiento de la asignación del costo por uso de la red de transmisión es prácticamente el mismo aunque se esté variando la capacidad de cada elemento. Así mismo se recupera todos los costos de la red eléctrica.



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

Tabla 4.14 Costos (\$/año) por Elemento por el Método de Flujo Dominante al 50% de la Capacidad de Cada Elemento para la Red de 15 Nodos.

Nodo de Envío	Nodo de Recepción	RT(base)	R(T1)	R(T2)
1	2	59549.78	15134.20	1316.02
1	10	26481.01	17352.44	1166.55
1	15	23731.54	7838.93	429.53
2	3	24088.58	6404.28	3507.15
2	11	2112.24	13846.94	7040.82
2	15	13756.57	29921.64	321.79
3	4	3313.27	38876.23	11810.50
3	6	3553.72	978.52	2167.77
4	5	4039.42	3249.10	711.49
4	6	5592.89	179.42	4227.69
4	11	9894.99	1162.04	4612.97
5	7	26126.64	6077.68	2355.68
6	7	8086.30	38837.12	30776.58
6	13	10210.91	0	25789.09
6	14	7518.52	0	21481.48
7	8	4312.98	38816.79	13370.23
8	9	29649.60	10673.85	3676.55
9	10	6430.04	48583.33	3986.63
10	11	29267.15	22261.11	10471.73
12	13	64000.00	0	0
13	14	15072.96	0	7927.04
Total		376789.10	300193.61	157147.29
Suma		834130.00		

La Figura 4.24 muestra el costo fijo por uso de la red de transmisión a través del método de flujo dominante considerando una capacidad de cada elemento del 50% de capacidad. Nuevamente la tarifa para la asignación del costo por uso de la red de



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

transmisión es \$48,583.33 mayor que los demás elementos. Demás información se presenta en la Figura 4.24.

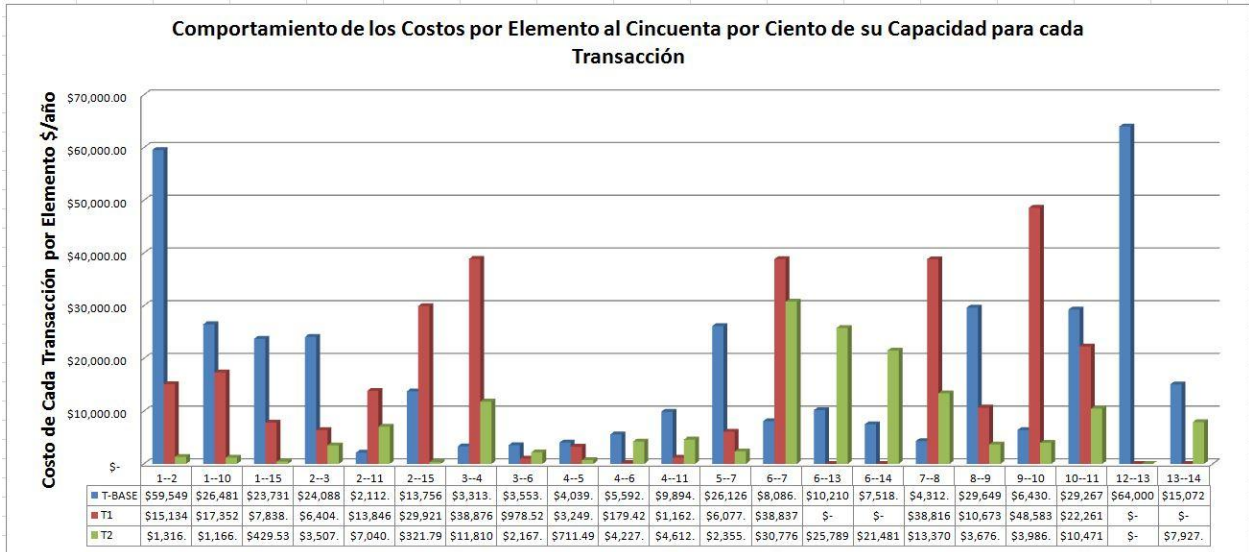


Figura 4.24 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 50% de Capacidad de Cada Elemento de la Red de Prueba de 15 Nodos.

La Figura 4.25 muestra la gráficas de barras del comportamiento del costo de la transacción base para un 100%, 70%, 50% de la capacidad de cada elemento. Observe que la asignación de costo fijo por uso de la red de transmisión es prácticamente igual.

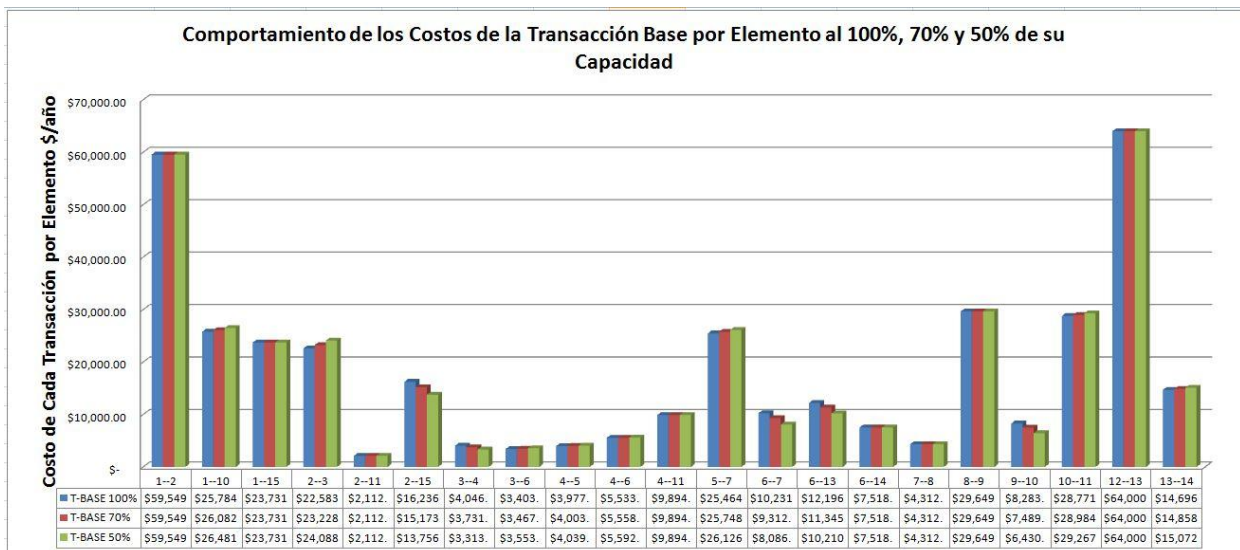


Figura 4.25 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción Base de la Red de Prueba de 15 Nodos.



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

La Figura 4.26 muestra la gráfica de barras el comportamiento del costo por uso de la red de transmisión para la transacción T1 considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada uno de los elementos que compone la red. Resalta el hecho de un valor de cero en los elementos desde la barra 6 hasta la barra13, desde la barra 6 hasta la barra 14, desde la barra 12 hasta la barra 13 y desde la barra 13 hasta la barra 14. ¿Por qué tienen un valor de cero? Porque las barras 12, 13 y 14 son radiales y alimentadas por la barra seis y no intervienen para la transacción uno debido a que no existe una trayectoria para dicha transacción.

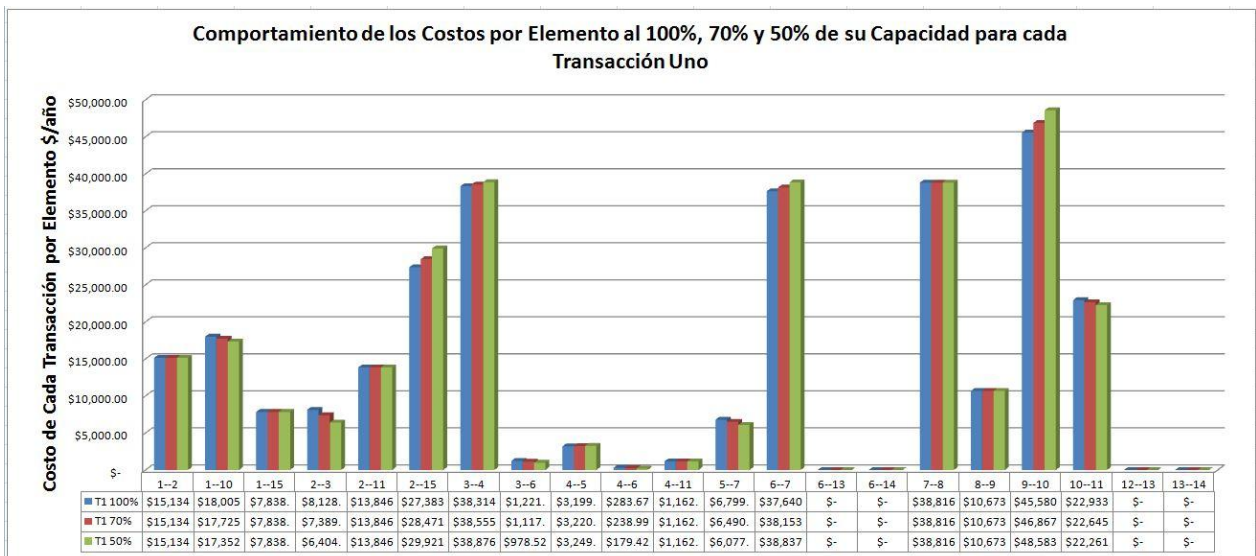


Figura 4.26 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción Uno de la Red de Prueba de 15 Nodos.

En la Figura 4.27 presenta la gráfica de barras del comportamiento del costo de la transacción T2 para un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento que compone la red de prueba de 15 nodos. Observe que para el elemento desde la barra 12 hasta la barra 13 es cero para la transacción dos debido a que es un elemento radial y no contribuye ni para la transacción uno ni para la transacción dos. Sólo contribuye para la transacción base la cual es de \$64,000.00 Demás información de muestra en la Figura 4.27.

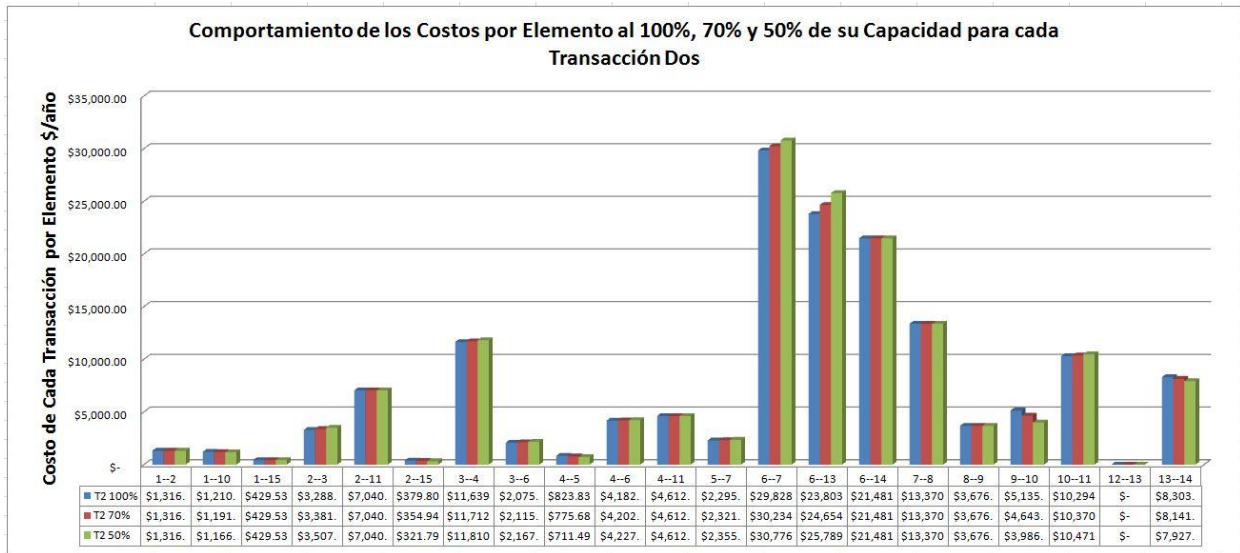


Figura 4.27 Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para la Transacción Dos de la Red de Prueba de 15 Nodos.

La Tabla 4.15 presenta el vaciado de costos para cada una de las transacciones considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento que compone la red de prueba de 15 nodos. Observe que la asignación de costo por uso de la red es prácticamente el mismo. Así mismo, el costo de cada transacción es prácticamente el mismo independientemente de la demanda y de la capacidad de cada elemento. Observe cómo la asignación del costo de porteo de la transacción uno es mayor respecto de la transacción dos debido que el valor de la inyección y extracción se encuentran eléctricamente alejados entre uno y otro.

Tabla 4.15 Costos (\$/año) por Transacción con el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la Capacidad de Cada Elemento para la Red de 15 Nodos.

Capacidad/Costo	Tbase(\$/año)	T1(\$/año)	T2 (\$/año)
100%	381977.97	296962.67	155189.36
70%	379754.17	298347.36	156028.47
50%	376789.10	300193.61	157147.29



La Figura 4.28 muestra una gráfica de línea en donde los datos son tomados de la Tabla 4.15. Se puede observar el comportamiento uniforme de la asignación de costo por uso de la red de transmisión para la red de prueba de 15 nodos.



Figura 4.28 Gráfica de Línea Para Mostar el Costo por Elemento por el Método de Flujo Dominante Considerando un 100%, 70% y 50% de la capacidad de cada elemento para Cada Transacción de la Red de Prueba de 15 Nodos.

Se concluye que para cualquier demanda y para diferente capacidad del elemento debe recuperarse el costo fijo de la red. Así mismo, el costo para cada transacción no se modifica significativamente. Es importante notar que en cualquier condición de demanda siempre se recuperará el costo de la red de transmisión, que para nuestra red de prueba es de \$834,130.00. Así mismo, todos aquellos elementos que son radiales y que no tengan transacciones salvo la base no influirán sobre la asignación del costo por uso de la red de transmisión. Es importante hacer notar que aquellas transacciones que utilicen mayormente cada elemento el cálculo de la asignación del costo por uso de la red serán mayores. Para el cálculo de la contribución que cada transacción hace sobre el flujo neto se puede utilizar el método de superposición y la solución de flujo de carga, el cual nos da valores muy confiables.



CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES, CONTRIBUCIONES, RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES

De acuerdo a lo desarrollado en éste trabajo de tesis, se obtuvieron las siguientes conclusiones, las cuales se presentan a continuación.

1. Se estudiaron los métodos de asignación de costo fijo por uso de la red de transmisión. Los métodos de solución seleccionados fueron el de estampilla postal y el de flujo dominante. Estos métodos se utilizaron para compararlos, concluyéndose que el método de flujo dominante calcula de manera objetiva la asignación del costo de porteo, así como también incentiva aquellas transacciones que provocan una disminución al flujo neto.
2. Se estudiaron los métodos de descomposición de flujos para determinar los flujos de potencia que cada participante aporta al flujo neto. Para esta tesis se utilizó el método de superposición para el desarrollo del modelo propuesto debido a que es de uso común. Así mismo la carga computacional es menor en relación a otros métodos de descomposición de flujos.
3. Se realizan cálculos de costos fijos para, posteriormente, realizar comparativos entre los métodos seleccionados y, en el caso del método de flujo dominante, se modificaron las capacidades de las líneas de transmisión al 100%, 70% y 50% con el propósito de comparar los costos a diferentes capacidades y poder comparar los resultados. Se observa que, aunque se varía la capacidad de las líneas de transmisión, la asignación del costo fijo por uso de la red de transmisión no varía significativamente y siempre se recupera el costo de la red. Es de aplicación para cualquier demanda y es necesario volver a aplicar el método de flujo dominante cuando exista una desconexión de algún elemento para recalcular el comportamiento del costo en cada elemento de la red.



4. Además, se observa que al evaluar el costo fijo por uso de la red de transmisión bajo el método de flujo dominante crece conforme la transacción se aleja entre el punto de inyección y el punto de extracción.
5. Se encuentra que el método de estampilla postal es fácil de usar, pero no envía señales económicas del uso eficiente de la línea de transmisión y se recuperan todos los costos fijos.
6. Así mismo en el método de flujo dominante se observa que la asignación del costo fijo de porteo es objetivo, ya que toma en cuenta un costo por capacidad de la línea de transmisión y un costo por reserva de esta línea. Además, se observa que la asignación del costo de porteo por uso de la red de transmisión no se ve afectado en gran medida por la definición del límite de transferencia.

5.2 CONTRIBUCIONES

En el desarrollo de éste trabajo de investigación, se obtuvieron las siguientes contribuciones:

1. Se desarrolló una aplicación en el lenguaje de programación Visual Basic Application® (VBA) versión 6 que viene integrado en Microsoft Office Excel 2007® para la red de prueba de seis nodos con el propósito de implementar el modelo propuesto.
2. Así mismo se desarrolla una aplicación en el lenguaje de programación de MATrix LABoratories (MATLAB)® de Mathworks® como herramienta de aplicación general para las redes de prueba y aprovechar las ventajas que presenta este programa con el manejo matricial.

El modelo desarrollado por el método de flujo dominante es útil para el cálculo de costos fijos de porteo, debido a que proporciona información objetiva de la asignación del costo de porteo por elemento por uso de la red de transmisión.

5.3 RECOMENDACIONES

En función a la investigación realizada en ésta tesis se desprenden las siguientes recomendaciones:

1. Utilizar otros casos de estudios de sistemas eléctricos del IEEE mayor número de nodos, para validar si el programa presenta algún problema debido a la complejidad de la red de prueba.



2. Modificar el programa para que realice automáticamente el cálculo de la asignación de costo por uso de la red de transmisión considerando:
 - a. Cada determinado tiempo, por ejemplo cada hora.
 - b. Cambio en la topología de la red.
3. Comparar la metodología utilizada en ésta tesis con la utilizada por los fabricantes comerciales.

5.4 TRABAJOS FUTUROS

Derivado de éste trabajo de tesis se consideran como extensión de la misma los siguientes trabajos futuros:

1. Utilizar una red real para validar el modelo propuesto.
2. Modificar el código para poder extraer la información de una base de datos remota.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. Sedaghati, «Cost of Transmission System Usage Based on an Economic Measure,» *TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 21, nº 2, pp. 466- 473 , 2006.
- [2] M. Vagliasindi y J. Besant-Jones, *Power Market Structure: Revisiting Policy Options*, Washintong DC : Library of Congress Cataloging-in-Publication Data, 2013.
- [3] S. Hunt, *Making Competition Work in Electricity*, New York: John Wiley & Sons, Inc., 2002.
- [4] J. W. Marangon Lima, «Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, nº 3, pp. 1409 - 1418, 2002.
- [5] D. Shirmohammadi, X. V. Filho, B. Gorenstin y M. V. Pereira, «Some fundamental technical concepts about cost based transmission pricing,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, nº 2, pp. 1002- 1008, Mayo 1996.
- [6] Real Academia Española, «Diccionario de la Lengua Española,» Academia , Octubre 2014. [En línea]. Available: <http://lema.rae.es/drae/?val=portear>. [Último acceso: 08 Diciembre 2014].
- [7] M. Mauri, M. Sailaja Kumari y M. Sydulu, «A Comparison of Embedded Cost Based Transmission Pricing Methods,» *Energy, Automation, and Signal International Conference*, pp. 1-6, 2011.
- [8] J. W. Marangon Lima, M. Pereira y J. Pereira, «An integrated framework for cost allocation in a multi-owned transmission system,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, nº 2, pp. 971- 977, 1995.
- [9] A. F. Vojdani, C. F. Imparato, N. K. Saini, B. F. Wollenberg y H. H. Happ, «Transmisión Access Issues,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, nº 1, pp. 41-51, 1996.
- [10] H. Rudnick, R. Palma y J. E. Fernández, «Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access,» *IEEE Transactions on Power System*, vol. 10, nº 2, pp. 1125-1142, 1995.
- [11] E. M. Cura Capurro, *Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica: Evaluación de Metodologías de Asignación de Cargos Complementarios*, Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, 1998.
- [12] INESC, *Tarificación de Uso de Redes, Reporte Final para la Entidad Regulatoria del Sector Eléctrico*, Porto: INSEC, 2000.
- [13] ETSO Task Force, *Benchmarking on Transmission Pricing in Europe: Synthesis*, ETSO Task Force, 2003.
- [14] G. Cacho López, E. Meraz Ateca, C. Romero Torres y R. Mota Palomino, *Asignación de Costos de Transmisión Basado en el Uso de la Red en Mercados Tipo Pool, Acapulco, Gro.: Decimocuarta Reunión de Verano de Potencia, IEEE Sección México*, 2000.



- [15] Comisión Reguladora de Energía, Tarifas que Aplicará la Comisión Federal de Electricidad Por el Servicio Público de Transmisión De Energía Eléctrica, México: CRE, 2015.
- [16] B. Kharbas, M. Fozdar y H. Tiwari, «Transmission Tariff Allocation Using Combined MW-Mile & Postage Stamp Methods,» *Innovative Smart Grid Technologies*, pp. 6- 11, 2011.
- [17] C. Adsoongnoen, W. Ongsakul, C. Maurer y H.-J. Haubrich, «A Proposal for Transmission Pricing Based on a Combined Postage Stamp Method and Sensitivity Indices for Electricity Cross-Border Trade in the ASEAN Power Grid,» *Power Engineering Conference*, vol. 2, pp. 848- 852, 2005.
- [18] J. L. Mar Villegas, M. Salazar Espino y J. H. Tovar Hernández, «Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteó en Sistemas de Transmisión,» *Reunión Internacional de Verano de Potencia y Aplicaciones Industriales IEEE Sección México*, vol. 1, nº 1, pp. 1-7, 2014.
- [19] The Ontario Energy Board, A Review of Uniform Transmission Rates in Ontario, Boston, Massachusetts: London Economic, 2008.
- [20] A. Nishiyachi, Y. Kamemura, T. Ohtaka y S. Iwamoto, «A Study on Pancaking Problem in Japanese Power Market,» *Power System Thechnology - PowerCon*, pp. 171-176, 2004.
- [21] K. Niida, T. Jibiki y S. Iwamoto, «Influence of Pancaking Problem Elimination for Japanese Power Market,» *IEEE*, pp. 1-7, 2005.
- [22] J. H. Tovar Hernández y C. R. Fuerte Esquivel, «Evaluación de Transacciones de Transmisión Firmes,» *IEEE Sección México, Reunión de Verano, Acapulco, Gro.*, pp. 116-126, 1994.
- [23] G. Strbac, D. Kirschen y S. Ahmed, «Allocating Transmission System Usage on the Basis of Traceable Contributions of Generators and Load to Flows,» *IEEE Transactions on Power System*, vol. 13, nº 2, pp. 527-534, 1998.
- [24] J. H. Tovar Hernández, C. R. Fuerte Esquivel y G. Gutiérrez Alcaraz, «Análisis de Metodologías de Asignación de Flujos de Potencia Activa para Evaluar el Uso de Redes de Transmisión en Mercados de Energía Eléctrica,» *IEEE Sección México, Duodécima Reunión de Verano, Acapulco Gro.*, 1999.
- [25] J. H. Tovar Hernández, «Regulación de la Transmisión y Servicios Auxiliares,» de *Módulo 5 del Diplomado "Mercados de Electricidad e Integración Energética*, Tegucigalpa, Honduras, 2013.
- [26] Microsoft Corporation, «Microsoft,» Microsoft Developer Network, 2014. [En línea]. Available: [http://msdn.microsoft.com/en-us/library/ee264224\(v=office.12\).aspx](http://msdn.microsoft.com/en-us/library/ee264224(v=office.12).aspx). [Último acceso: 30 Noviembre 2014].
- [27] Mathworks Corporation, «Mathworks,» MATLAB, 2014. [En línea]. Available: <http://www.mathworks.com/help/matlab/>. [Último acceso: 30 Noviembre 2014].
- [28] Power World Corporation, «Power World,» Power World Corporation, 2015. [En línea]. Available: <http://www.powerworld.com/WebHelp/>. [Último acceso: 26 Abril 2015].
- [29] SIEMENS, «SIEMENS Corporation,» SIEMENS, 2015. [En línea]. Available: <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/software-solutions/planning->



- data-management-software/planning-simulation/pages/pss-e.aspx. [Último acceso: 26 Abril 2015].
- [30] M. I. Zamora Belver, Á. J. Mazón Sainz Maza, E. Fernández Herrero, K. J. Sagastabeita Buruaga, I. Albizu Flórez, P. Eguía López, E. Torres Iglesias y V. Valverde Santiago, *Simulación de Sistemas Eléctricos*, Madrid: PEARSON Prentice Hall, 2005.
- [31] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, USA: John Wiley & Sons, 1996.
- [32] E. Aquino González, G. A. Piña Chávez y R. Romero Rebollar, *Costos de Transmisión por Medio de la Metodología Flujo Dominante*, México: Teisis, 2008.
- [33] A. Arabali, S. H. Hosseini y M. Moeini-Aghtaie, «Pricing of Transmission Services: An Efficient Analysis Based on Fixed and Variable Imposed Costs,» *Environment and Electrical Engineering International Conference*, pp. 407-412, 18-25 Mayo 2012.
- [34] G. A. Orfanos, P. S. Georgilakis y N. D. Hatziargyriou, «A More Fair Power Flow Based Transmission Cost Allocation Scheme Considering Maximum Line Loading for N-1 Security,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº 3, pp. 3344-3352, 2013.
- [35] G. A. Orfanos, P. S. Georgilakis y N. D. Hatziargyriou, «Transmission network cost allocation based on a possible maximum used capacity for N-1 secure operation,» de *Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP)*, 2013 IREP Symposium, Rethymnon, Greece, 2013.
- [36] G. A. Orfanos, G. T. Tziasiou, P. S. Georgilakis y N. D. Hatziargyriou, «Evaluation of transmission pricing methodologies for pool based electricity markets,» *PowerTech*, pp. 1- 8 , 2011.

PUBLICACIONES

Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

J.L. Mar Villegas, CFE DO CeNaCE ACO^r SPT¹ FI-BUAP², M. Salazar Espino CFE DO CeNaCE ACO^r STC³ y J. H. Tovar Hernández ITM⁴

luis.mar@cfe.gob.mx, moises.salazar@cfe.gob.mx y horacio.tovar@yahoo.com

Resumen- el presente artículo presenta un modelo para evaluar el costo de porteo en sistemas de transmisión dentro de un mercado de electricidad competitivo. Se exponen las metodologías de estampilla postal, MW-Milla y Flujo Dominante para evaluar el costo de porteo de cada transacción en un mercado de electricidad competitivo. Se desarrolla un algoritmo utilizando el método de flujo dominante y estampilla postal para evaluar el costo por uso de la red de transmisión para cada transacción aplicada a una red de prueba. Finalmente se comparan los resultados obtenidos a través del método desarrollado.

Palabras clave— Costo de Porteo, Estampilla Postal, Flujo Dominante, MW-Milla, Red de Transmisión.

I. INTRODUCCIÓN

Por más de quince años, la industria eléctrica sufrió una transformación para evolucionar en mercados de electricidad competitivos [1], [2], que promueve nuevos proyectos de inversión de centrales eléctricas y con ello tener mejores beneficios [3]. Este nuevo entorno ha posicionado al sector de transmisión como un factor importante en el mercado eléctrico. Un sistema de transmisión es el medio de interconexión entre las centrales eléctricas, tanto públicas y privadas, y los usuarios de esta energía, a través de la aplicación de concepto de acceso abierto. Bajo este paradigma, emerge el problema de asignar el costo que debe pagar cada transacción o usuario por uso de la red de transmisión [4], los cuales se consideran como fijos y consisten en costos de inversión, operación y mantenimiento de la red eléctrica [4], [5]. En este artículo se plantea automatizar la asignación de costos de porteo por uso de la red de transmisión utilizando los métodos de estampilla postal y flujo dominante de tal manera que a todos los usuarios que usan la red de transmisión se les asigne un costo por el uso de este sistema de manera eficiente, equitativa y confiable.

II. MÉTODOS PARA EVALUAR LOS COSTOS FIJOS POR USO DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN.

Las metodologías para calcular los costos fijos por uso de las redes de transmisión aplicadas a cada una de las transacciones que se emplean en la red eléctrica son descritas a continuación.

¹ Comisión Federal de Electricidad; Dirección de Operación; Centro Nacional de Control de Energía; Área de Control Oriental; Subárea de Control Puebla-Tlaxcala.

² Facultad de Ingeniería de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla.

³ Comisión Federal de Electricidad; Dirección de Operación; Centro Nacional de Control de Energía; Área de Control Oriental; Subgerencia de Transacciones Comerciales.

⁴ Instituto Tecnológico de Morelia.

A. ESTAMPILLA POSTAL

Este método es uno de más utilizados en Europa, debido a que es técnica y administrativamente más simple de emplear [6]. Con este método se recuperan los costos de operación, mantenimiento y de inversión del sistema de transmisión. Con (1) el método de estampilla postal asigna una fracción del costo total a cada transacción [3], [5], [6], [7].

$$TC_t = TC \frac{P_t}{P_{pico}} \quad (1)$$

donde TC_t es el costo asignado al usuario t de la red de transmisión, TC es el costo total de la red de transmisión, P_t es la potencia contratada (generación o consumo) del usuario t en demanda pico y P_{pico} es la demanda máxima del sistema.

Las ventajas que este método tiene es que puede aplicarse independientemente del tipo de mercado del que se trate de forma rápida y fácil de usar [6].

Las desventajas que este método presenta es ser considerado ineficiente al ignorar la escasez de elementos de transmisión, el uso que cada participante le dé a la red de transmisión y el punto de operación del sistema. Así mismo no considera la topología de la red eléctrica y no incentiva el uso eficiente [3]. Por tal motivo no envía señales económicas correctas a los usuarios de la red de transmisión [8].

B. MW-MILLA

Este método se basa en el modelo de flujos de potencia para determinar la proporción de cada agente o transacción que interviene en el sistema eléctrico de potencia. Los costos están asignados a cada transacción en proporción al rango del flujo de potencia y capacidad del circuito, a través de un análisis de flujos de potencia.

Este método consta de dos factores; el primero no considera la capacidad de la red de transmisión [3], [8] tal y como se muestra a continuación:

$$TC_t = \sum_{k=1}^K \frac{C_k |f_{k,t}|}{\sum_{t=1}^T |f_{k,t}|} \quad (2)$$

donde C_k es el costo de la línea de transmisión k , $f_{k,t}$ es el flujo de potencia k del usuario t , T es el número de transacciones y finalmente K es número de líneas.

En (2) se asigna un costo al usuario por la capacidad de transmisión de la línea recuperando los costos del sistema, sin embargo, a pesar de que el costo es recuperado este método no es propicio para la asignación de costo debido a que no emite señales económicas por uso efectivo de la red de transmisión. Este método no es equitativo para todos los usuarios debido a que se le asigna un costo por una porción importante de la red



de transmisión, mientras que su uso sea bajo. Otra deficiencia de este método es que el costo de capacidad para mantener la confiabilidad no se considera en este método [3].

El segundo factor, representado por (3), asigna un costo al usuario de la red de transmisión considerando la capacidad de la red de transmisión.

$$TC_t = \sum_{k=1}^K \frac{C_k |f_{k,t}|}{|\bar{f}_k|} \quad (3)$$

donde \bar{f}_k es la capacidad térmica máxima de la línea k .

El factor \bar{f}_k envía una señal económica para el uso eficiente de las líneas de transmisión, sin embargo, cuando el flujo de potencia es mínimo no se podrá recuperar el costo total de esta línea.

El principal inconveniente de este método es que no considera la capacidad extra para satisfacer los criterios de confiabilidad de la red eléctrica, por lo que el costo de la red de transmisión no se recupera.

C. FLUJO DOMINANTE

Este método tiene la ventaja de asignar un costo asociado a un contraflujo haciendo atractivo su uso. Divide el costo de la transacción en dos componentes, R_1 y R_2 [9].

R_1 en (4) es una razón proporcional entre el flujo neto y el costo asociado a la capacidad base C_{Bl} expresada en (5). Es decir, utiliza una fracción del flujo que circula por cada elemento y la suma de aquellas transacciones que contribuyan con un flujo positivo multiplicado por el costo de capacidad base. Dicho de otra manera, que sus flujos tengan la misma dirección que el flujo neto total.

$$R_1(u) = \sum_{l=1}^{n_l} C_{Bl} \frac{f_l(u)}{\sum_{s=1}^{P'} f_l(s)} \quad (4)$$

$$C_{Bl} = CT_l \frac{|f_l|}{f_{nom,l}} \quad (5)$$

donde P' es el subconjunto de transacciones que causan un flujo positivo a través de la línea l hasta el número total de líneas n_l , $f_l(u)$ es el flujo neto de cada transacción, $f_l(s)$ son los flujos que tengan la misma dirección que el flujo neto total, C_{Bl} es el costo de la capacidad base y $f_{nom,l}$ es la capacidad nominal del circuito.

$R_2(u)$ en (6) toma en cuenta la capacidad nominal del elemento y el flujo de la transacción, la cual se llama capacidad adicional del elemento.

$$R_2(u) = \sum_{l=1}^{n_l} C_{Al} \frac{|f_l(u)|}{\sum_{s=1}^P |f_l(s)|} \quad (6)$$

$$C_{Al} = CT_l \frac{f_{nom,l} - |f_l|}{f_{nom,l}} \quad (7)$$

donde P es el conjunto de transacciones y no considera la dirección del flujo. C_{Al} en (7) es el costo de la capacidad de reserva.

Una vez que se calcula $R_1(u)$ y $R_2(u)$ en (4) y (6) respectivamente, se procede a calcular el costo total de cada transacción $R(u)$ con (8).

$$R(u) = R_1(u) + R_2(u) \quad (8)$$

III. MODELOS PARA EVALUAR EL COSTO FIJO DE PORTEO POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN

En esta sección se detalla la metodología para la automatización de la asignación del costo del porteo utilizando los métodos de estampilla postal y flujo dominante.

A. METODOLOGÍA USANDO EL MÉTODO DE ESTAMPILLA POSTAL

La Figura 1 muestra el modelo que describe el método de estampilla postal, en donde sus datos de entrada son: la generación, las transacciones, donde todos los parámetros anteriores son medidos en MW y los costos de cada uno de las líneas medido en \$/anual.

Una vez que se tengan estos datos de entrada en el diagrama de la Figura 1 se calcula el costo total de la red, el total de generación y de las transacciones. Por lo que el costo total de cada transacción para el usuario t se calcula multiplicando el costo total de la red, el factor proveniente de cada transacción y el total de generación más el total de transacción.

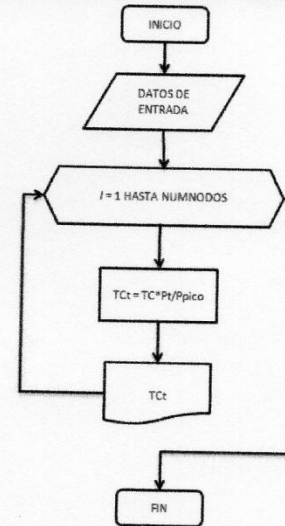


Fig. 1: Modelo del Método de Estampilla Postal

B. METODOLOGÍA USANDO EL MÉTODO FLUJO DOMINANTE

La Figura 2 muestra el modelo que describe el método de flujo dominante. Los datos de entrada son el flujo de potencia de la línea en su caso base, el flujo de potencia sin considerar la transacción, el flujo neto de la línea elemento, información nodal de cada una de las fuentes, el valor nodal de cada una de las transacciones, todo lo anterior medido en MW, el costo del elemento medido en \$/anual y por último la capacidad nominal en MVA.

Posterior a los datos de entrada se calcula el costo de capacidad de reserva C_{Al} , el costo asociado a la capacidad base



C_{Bl} , la diferencia entre el flujo neto y el flujo sin la transacción uno y la diferencia entre el flujo neto y el flujo sin la transacción dos. En seguida se buscan los flujos de potencia de cada transacción con el mismo sentido que el caso base. Posteriormente se calculan $R_1(u)$ y $R_2(u)$ para cada transacción y finalmente se calcula el costo total de cada transacción $R(u)$.

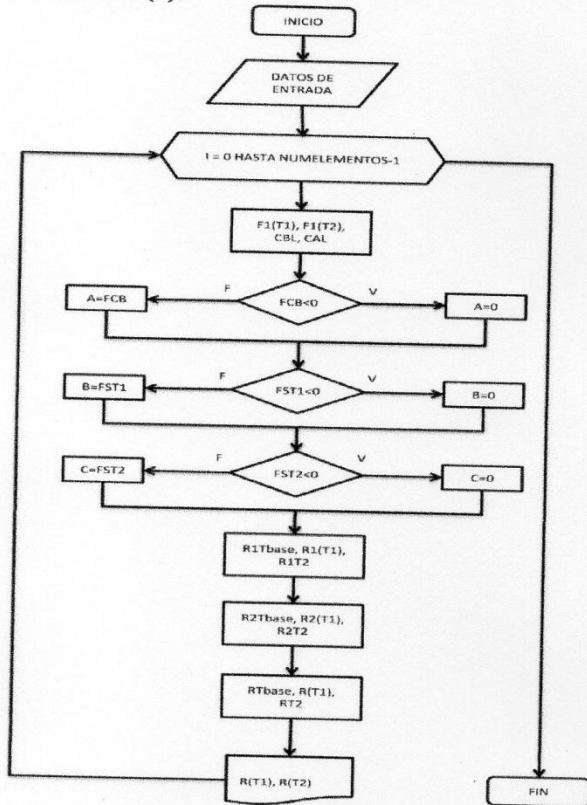


Fig 2: Modelo del Método de Flujo Dominante

IV. RED DE PRUEBA

En la Figura 3 se muestra una red de prueba de 6 nodos en donde el efecto del fenómeno resistivo y capacitivo en los elementos de transmisión no se considera para el cálculo [10]. La capacidad de generación es de 210MW y se tienen dos transacciones. La primera transacción se inyecta en el nodo 2 (50MW) y es extraída en el nodo 6. La segunda transacción es inyectada en el nodo 3 (50MW) y es extraída en el nodo 4. Se considera una demanda en la red de 210MW, 70MW para los nodos 4,5 y 6.

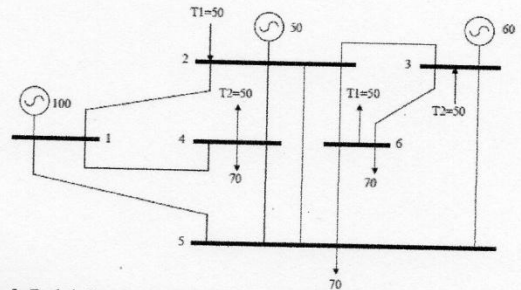


Fig. 3: Red de Prueba de Seis Nodos a Utilizar para Ilustrar las Metodologías de Asignación de Cargos Fijos por Uso en la Red de Transmisión.

La Tabla 1 muestra los datos nodales de generación, carga y transacciones respectivamente. La Tabla 2 muestra los datos de reactancia serie de las líneas de transmisión en por unidad (P.U).

TABLA I
Datos de Carga y Generación para el Sistema de 6 Nodos

Nodo	P-gen (MW)	P-carga (MW)	Q-carga (MVA _r)	P-trans (MW)
1	100	0	0	0
2	50	0	0	0
3	60	0	0	0
4	0	70	0	50
5	0	70	0	0
6	0	70	0	50

TABLA II
Parámetros de la Red de Transmisión para el Sistema de 6 Nodos en P.U.

Nodo Envío	Nodo Recepción	Reactancia Serie
1	2	0.20
1	4	0.20
1	5	0.30
2	3	0.25
2	4	0.10
2	5	0.30
2	6	0.20
3	5	0.26
3	6	0.10
4	5	0.40
5	6	0.30

La Tabla 3 muestra los flujos de potencia de cada línea en MW para el caso base, sin considerar la transacción 1, sin considerar el la transacción 2 y el flujo neto. Además cuenta con una columna de costo en \$/anual y finalmente la capacidad de cada línea en MVA.



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

TABLA III
Información de Flujos de Potencia (MW) de Cada Elemento, Costo (P.U.) y la Capacidad Nominal (MVA) de cada Elementos.

ELEMENTO	CASO BASE	SIN T1	SIN T2	FLUJO NETO	COSTO	CAP NOM MVA
1-2	25.4	21.0	22.2	17.8	1	100.0
1-4	41.6	52.0	40.6	51.0	1	100.0
1-5	33.0	27.0	37.2	31.2	1	100.0
2-3	1.9	-16.0	14.2	-3.9	1	100.0
2-4	32.5	62.2	37.0	66.8	1	100.0
2-5	16.2	13.1	22.5	19.4	1	100.0
2-6	24.8	11.7	48.5	35.4	1	100.0
3-5	16.9	30.4	12.4	26.0	1	100.0
3-6	44.9	63.5	61.7	80.3	1	100.0
4-5	4.0	-5.8	7.6	-2.2	1	100.0
5-6	0.3	-5.2	9.8	4.3	1	100.0

V. CASO DE ESTUDIO

Los algoritmos se implementaron en el lenguaje de programación Visual Basic Application® (VBA) versión 6 que viene integrado en Microsoft Office Excel 2007®. La Figura 4 muestra una interfaz gráfica en donde se agregó la red de prueba. Se añaden botones en donde se programan los métodos de estampilla postal y el de flujo dominante de acuerdo a los modelos presentados en las Figuras 1 y 2. Se agregan cajas de texto en cada una de las líneas de transmisión y en las transacciones, dos cajas de texto para concentrar el costo asignado a cada transacción aplicando el método de estampilla postal y otros dos para agrupar el costo asignado a cada transacción empleando el método de flujo dominante. Finalmente se acondicionan cada una de las variables de entrada y de salida al lenguaje de programación VBA y a los modelos propuestos.

VI. RESULTADOS

La presente sección presenta los resultados de los métodos aplicados. La Figura 4 muestra la interfaz gráfica con el vaciado de costos de porteo al 100% de capacidad. En la Tabla 4 se muestra el costo fijo de porteo calculado por el método de estampilla postal.

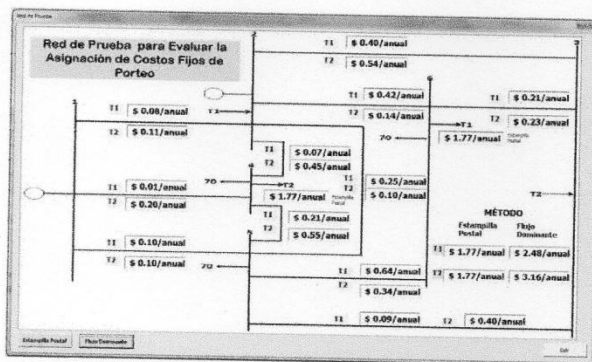


Fig. 4: Interfaz Gráfica del Vacío de Costos Tanto para el Método de Estampilla Postal como el de Flujo Dominante.

TABLA IV

ASIGNACIÓN DEL COSTO FIJO POR EL MÉTODO DE ESTAMPILLA POSTAL

Nodo	Costo
1	0
2	0
3	0
4	1.7742
5	1.7742
6	0

La Figura 5, 6 y 7 muestran las gráficas y los vaciados de costo fijo de porteo por el método de flujo dominante individualmente para el flujo base, la transacción 1 y la transacción 2. Se muestran valores considerando una capacidad del 100%, 70% y 50%.

Comportamiento de los Costos de Flujo Base por Elemento al 100%, 70% y 50% de su Capacidad

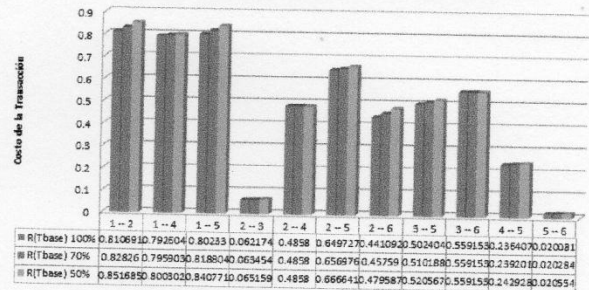


Fig. 5 Comportamiento del Costo Fijo del Flujo Base ante Diferentes Porcentajes de Capacidad de la Línea

Comportamiento de los Costos por Elemento al 100%, 70% y 50% de su Capacidad en la Transacción 1

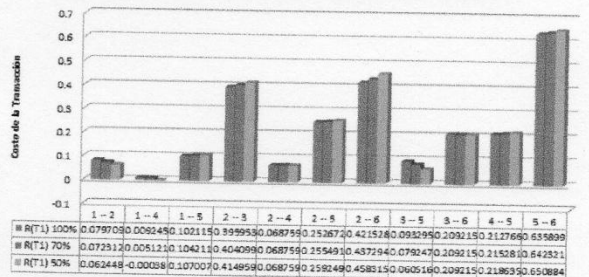


Fig. 6 Comportamiento del Costo Fijo de la Transacción 1 ante Diferentes Porcentajes de Capacidad de la Línea

Comportamiento de los Costos por Elemento al 100%, 70% y 50% de su Capacidad en la Transacción 2

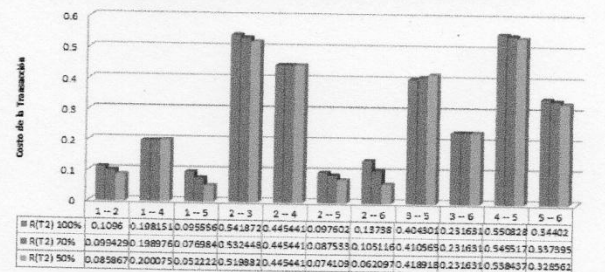


Fig. 7 Comportamiento del Costo Fijo de la Transacción 2 ante Diferentes Porcentajes de Capacidad de la Línea

La Tabla 5 muestra en forma resumida la asignación del costo fijo de porteo por uso de la red de transmisión para cada una de las transacciones aplicadas en la red de prueba utilizando los métodos de estampilla postal y de flujo dominante.

TABLA V
CONCENTRADO DE LA ASIGNACIÓN DEL COSTO FIJO DE PORTEO POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN

MÉTODO		
Estampilla Postal	Flujo Dominante	
T1	\$ 1.77/anual	\$ 2.48/anual
T2	\$ 1.77/anual	\$ 3.16/anual

VII. CONCLUSIONES.

Este artículo presentó dos algoritmos para calcular en forma automática los costos fijos de porteo por uso de la red de transmisión, basados en los métodos de estampilla postal y de flujo dominante. Los resultados que se presentan en las Figuras 5,6 y 7 y en la Tabla 5 muestran la asignación del costo fijo de porteo por uso en redes de transmisión. Con el método de estampilla postal el costo fijo de asignación por uso de la red no se ve afectado por la capacidad de la línea y por lo tanto tendrá el mismo valor. Con el método de flujo dominante se comprueba que el costo fijo de porteo es objetivo debido a que considera la capacidad de base y la capacidad de reserva de la línea, también se verifica que al variar la capacidad de la línea la asignación del costo es prácticamente la misma. El método presentado en este artículo es útil para el cálculo de costos fijos de porteo por uso de la red de transmisión.

VIII. AGRADECIMIENTOS.

Los autores agradecen al Área de Control Oriental de la CFE por el apoyo proporcionado para presentar éste artículo en el RVP-AI 2014 organizado por el IEEE.

Referencias

- [1] B. Kharbas, M. Fozdar y H. Tiwari, "Transmission tariff allocation using combined MW-Mile & Postage stamp methods," *Innovative Smart Grid Technologies*, pp. 6- 11, 2011.
- [2] A. Sedaghati, "Cost of Transmission System Usage Based on an Economic Measure," *TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 21, no 2, pp. 466- 473 , 2006.
- [3] A. Arabali, S. H. Hosseini y M. Moeini-Aghtaie, "Pricing of Transmission Services: An Efficient Analysis Based on Fixed and Variable Imposed Costs," *Environment and Electrical Engineering International Conference*, pp. 407-412, 18-25 Mayo 2012.
- [4] G. A. Orfanos, G. T. Tziassiou, P. S. Georgilakis y N. D. Hatzigryriou, "Evaluation of transmission pricing methodologies for pool based electricity markets," *PowerTech*, pp. 1- 8 , 2011.
- [5] G. A. Orfanos, P. S. Georgilakis y N. D. Hatzigryriou, "A More Fair Power Flow Based Transmisssion Cost Allocation Scheme Considering Maximum Line Loading

for N-1 Security," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n° 3, pp. 3344-3352, 2013.

- [6] C. Adsoongnoen, W. Ongsakul, C. Maurer y H.-J. Haubrich, "A Proposal for Transmission Pricing Based on a Combined Postage Stamp Method and Sensitivity Indices for Electricity Cross-Border Trade in the ASEAN Power Grid," *Power Engineering Conference*, vol. 2, pp. 848- 852, 2005.
- [7] D. Shirmohammadi, X. V. Filho, B. Gorenstin y M. V. Pereira, "Some fundamental technical concepts about cost based transmission pricing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no 2, pp. 1002- 1008, 1996.
- [8] G. A. Orfanos, P. S. Georgilakis y N. D. Hatzigryriou, "Transmission network cost allocation based on a possible maximum used capacity for N-1 secure operation," de *Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP), 2013 IREP Symposium*, Rethymnon, Greece, 2013.
- [9] J. W. Marangon Lima, M. Pereira y J. Pereira, "An integrated framework for cost allocation in a multi-owned transmission system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, n° 2, pp. 971- 977, 1995.
- [10] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, USA: John Wiley & Sons, 1996.



José Luis Mar Villegas obtuvo el título de Ingeniero Electricista en 1997 en el Instituto Tecnológico de Cd. Madero en Tamaulipas y el grado de Maestro en Ciencias de la Administración en el año 2009 en el Instituto de Estudios Universitarios, Plantel Puebla. Actualmente está cursando la Maestría en Ingeniería Eléctrica en la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. Labora en el área de operación de sistemas eléctricos de potencia en 115kV y 230kV de la subárea de control Puebla-Tlaxcala de CFE. Sus áreas de interés son: mercados de electricidad, modelado de elementos eléctrico, análisis de flujo de potencia eléctrica y análisis de señales.



Moisés Salazar Espino obtuvo el título de Ingeniero Electricista con especialidad en Sistemas Eléctricos de Potencia en el Instituto Tecnológico de Morelia (ITM) en Dic. 2001 y el grado de Maestro en Ciencias de Ingeniería Eléctrica con especialidad en Sistemas Eléctricos de Potencia en la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH) en Feb. 2005 con el tema de tesis "Dinámica de sistemas para el análisis de mercados eléctricos a largo plazo". Terminó los estudios de la maestría en Liderazgo Desarrollador en el Instituto de Ciencias y Educación Superior (ICES) en oct. 2013. Actualmente labora en el Área de Control Oriental del CENACE-CFE, en la Subgerencia de Transacciones comerciales. Sus áreas de trabajo e interés son: Pronóstico de la demanda de Energía, Mercados de Electricidad, Optimización, Flujos Óptimos.

José Horacio Tovar Hernández se graduó de ingeniero electricista en 1984 en el Instituto Tecnológico de Morelia. Sus grados de maestría y doctorado en ciencias en ingeniería eléctrica los obtuvo en la ESIME-IPN en 1989 y 1995. Actualmente, es profesor investigador de tiempo completo en el programa de posgrado en ingeniería eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia.



OTORGA EL PRESENTE

RECONOCIMIENTO

A

M.C. JOSE L. MAR VILLEGAS

POR SU AMABILISIMA PARTICIPACION EN LA:

**Vigesimaseptima Reunión Internacional de Verano de Potencia,
Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial**

RVP-AI / 2014

**NUEVOS HORIZONTES
PARA EL SECTOR ELECTRICO**

CON LA PONENCIA:

MODELO PARA EVALUAR EL COSTO FIJO
DE PORTEO EN SISTEMAS DE TRANSMISION


ING. JUAN BAUTISTA FLORES

PRESIDENTE IEEE SECCION MEXICO

20 AL 26 DE JULIO 2014, ACAPULCO, GUERRERO

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC.



Otorga el presente

Reconocimiento

a

**M.C. José Luis Mar Villegas, M.C. Moisés Salazar Espino,
Dr. José Horacio Tovar Hernández**

Por haber impartido la Conferencia

Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo En Sistemas de Transmisión

en el Instituto Tecnológico de Ciudad Madero en el marco del
1er Congreso Multidisciplinario de Ingeniería
"Ing. Luis Hidalgo y Castro" del 10 al 14 de noviembre

Cd. Madero, Tam., a 11 de noviembre de 2014



ITCM-AD-PO-009-03



SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
L. RECIBIDA



Rev. 0

DRA. ANA MARÍA MENDOZA MARTÍNEZ
DIRECTORA DEL INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO

Modelos de los Métodos para Evaluar Costos Fijos en Redes de Transmisión y su Comparativa

J.L. Mar Villegas CFE DO ST GRTC ZOTPT¹ y J. H. Tovar Hernández ITM²
luis.mar@cfe.gob.mx y horacio.tovar@yahoo.com

Resumen- el presente artículo presenta una comparativa entre los métodos para evaluar costos fijos en redes de transmisión en mercados eléctricos competitivos. Se exponen las metodologías de estampilla postal, MW-Milla y Flujo Dominante para evaluar los costos fijos por uso de redes de transmisión para cada transacción. Los métodos son desarrollados en el lenguaje de programación de MATLAB® para obtener los vaciados de costos. Finalmente se comparan los resultados obtenidos con cada método analizado.

Palabras clave— Costo de Porteo, Estampilla Postal, Flujo Dominante, MW-Milla.

I. INTRODUCCIÓN

Por más de tres lustros, la industria eléctrica a sufrido transformaciones para entrar en un entorno de mercado competitivo. Este entorno facilita la promoción de nuevos proyectos de inversión de centrales eléctricas y con ello tener mejores beneficios. Este entorno ha posicionado al sector de transmisión en un punto importante en el mercado eléctrico. Las redes de transmisión es el medio de conexión entre los generadores, públicos y privados, y los usuarios de ésta energía a través de la aplicación de concepto de acceso abierto. Bajo este paradigma, emerge el problema de asignar el costo, de manera justa, que debe pagar cada transacción o usuario por uso de la red de transmisión. Las siguientes secciones muestran un recorrido de los métodos para evaluar costos fijos por uso de redes de transmisión, posteriormente se utiliza una red de prueba para evaluar los costos, en seguida se comparan los resultados y finalmente se realizan algunas conclusiones.

II. MÉTODOS PARA EVALUAR LOS COSTOS FIJOS POR USO DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN.

Las metodologías para calcular los costos fijos por uso de las redes de transmisión aplicadas a cada una de las transacciones que se emplean en la red eléctrica son descritas a continuación.

A. ESTAMPILLA POSTAL

Este método calcula el costo uniforme que asegura recuperar los costos de inversión, operación y mantenimiento. Este método es extensamente utilizado para cargos por uso de la red de transmisión para transacciones transfronterizas en Europa, debido a que es técnica y administrativamente simple de utilizar. El método de superposición puede distinguir las pérdidas asociadas a cada transacción, utilizando este método todas las pérdidas y la congestión de la red de transmisión pueden ser calculadas con exactitud. Un rango adicional de la

asignación del costo dependerá qué tanto incrementará la generación o la demanda en un nodo en particular que afecte al total de las pérdidas, congestión y seguridad del sistema eléctrico de potencia [1] y [2].

En (1) la asignación del costo por uso de la red transmisión es calculada a través de la potencia activa pactada en mega Watts (MW). Esto es, la asignación del costo de cada transacción es directamente proporcional al costo de la red de transmisión y la potencia pactada o de transacción e inversamente proporcional a la demanda pico o máxima del sistema [1], [2], [3], [4], y [5].

$$R_t = TC * \frac{P_t}{P_{pico}} \quad (1)$$

donde R_t es la asignación del costo por uso de la red de transmisión de la transacción t para una carga pactada, TC es el costo de la red de transmisión, P_t es la carga pactada para la transacción t y P_{pico} es la demanda pico o máxima de la red de transmisión. La Figura 1 muestra el diagrama de flujo del método de estampilla postal

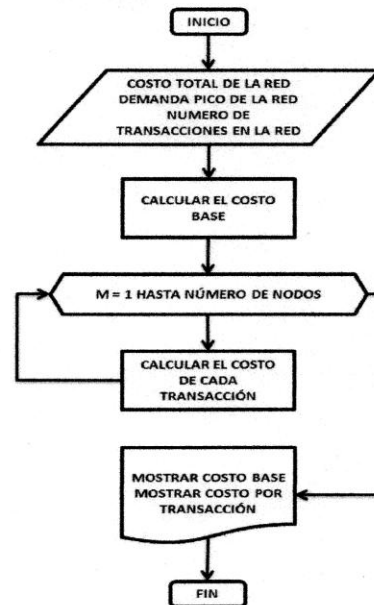


Fig. 1: Modelo del Método de Estampilla Postal

B. MÉTODO DE MW-MILLA

El método de MW-Milla basado en flujos de potencia es utilizado ampliamente, debido a que ha demostrado ser un método que refleja el uso real de la red de transmisión. Por tal

¹ Comisión Federal de Electricidad; Subdirección de Transmisión; Gerencia Regional de Transmisión Central; Zona de Operación de Transmisión Puebla-Tlaxcala.

² Instituto Tecnológico de Morelia.

motivo es atractivo para el cálculo de asignación del costo de porteo por uso de la red de transmisión [6].

El método de MW-Milla primero calcula la proporción del flujo de potencia activa en cada elemento causado por el patrón de carga-generación que cada transacción presenta a través del método de flujo de potencia. Sin embargo, éste método provocaría un costo negativo para aquellas transacciones que generen un contraflujo y por tanto los demás participantes tendrían que pagarle por esta acción. En (2) los costos se asignan en proporción a la relación de flujo de potencia y la capacidad del elemento [7] y [8].

$$R(u) = \sum_{l=1}^{n_l} C_l \frac{f_l(u)}{\sum_{s=1}^P f_l(s)} \quad (2)$$

donde $R(u)$ es el costo asignado a la transacción u , C_l es el costo del elemento l , $f_l(u)$ flujo en el circuito l causado por la transacción u y $f_l(s)$ es el flujo neto del circuito l . La Figura 2 muestra el método de MW-Milla.

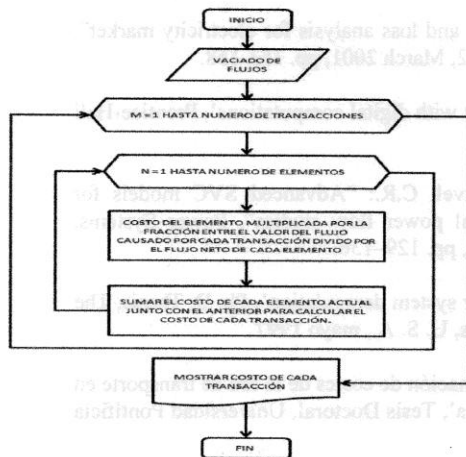


Fig. 2: Modelo del Método de MW-Milla

C. MÉTODO DE VALOR ABSOLUTO

Una variante del método de MW-Milla para que todos paguen es utilizar el valor absoluto del flujo de potencia tanto del flujo neto como la provocada por la transacción, a este método se le conoce como MW-Milla de Valor Absoluto. Con la acción anterior se puede recuperar todos los costos fijos [7] y [8]. En (3) se puede observar cómo se utiliza el valor absoluto del flujo de potencia en cada elemento.

$$R(u) = \sum_{l=1}^{n_l} C_l \frac{|f_l(u)|}{\sum_{s=1}^P |f_l(s)|} \quad (3)$$

donde $R(u)$ es el costo asignado a la transacción u , C_l es el costo del elemento l , $|f_l(u)|$ valor absoluto del flujo en el circuito l causado por la transacción u y $|f_l(s)|$ es el valor absoluto del flujo neto del circuito l .

Para considerar la expansión de la red de transmisión, éste método también llamado método de uso o de utilización asume que todas las transacciones tienen que pagar por utilizar

una fracción de la capacidad del elemento o línea de transmisión y de la reserva adicional. Ésta reserva atiende a criterios de confiabilidad, estabilidad y seguridad de la red de transmisión o desajustes del sistema eléctrico de potencia. Por ejemplo, errores en la planeación del sistema de transmisión. Sin embargo, no hay incentivos para aquellas transacciones que provocan una disminución del flujo neto de la línea de transmisión o que disminuyen la cargabilidad del elemento, mejorando el rendimiento del sistema y por tanto retrasar la inversión de nueva infraestructura de transmisión [7] y [8]. La Figura 3 muestra el método de MW-Milla de Valor Absoluto.

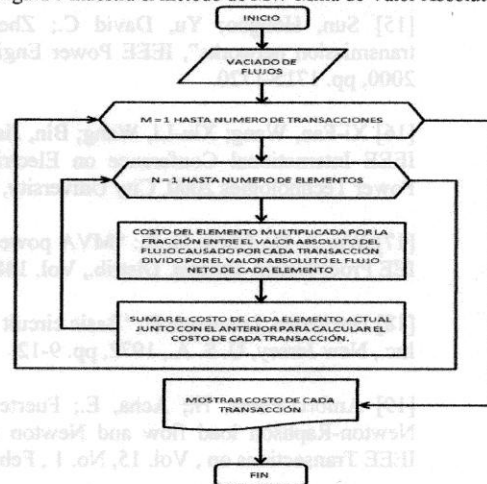


Fig. 3: Modelo del Método de MW-Milla de Valor Absoluto

D. MÉTODO DE CONTRAFLUJO CERO

En este método, no existen cargos para aquellas transacciones cuyo flujo de potencia está en dirección opuesta al flujo neto. Sólo las transacciones que utilizan el circuito en la misma dirección del flujo neto (que se denota como dirección positiva) pagan en proporción a su flujo [7] y [8]. En (4) se puede observar cómo se incentiva los contraflujos.

$$R(u) = \sum_{k=1}^{n_l} C_l \frac{f_l(u)}{\sum_{s \in \Omega_{l+}}^{n_s} f_l(s)} \quad (4)$$

$$R(u) = 0 \text{ para } f_k(u) \leq 0$$

donde $R(u)$ es el costo asignado a la transacción u , C_l es el costo del elemento l , $f_l(u)$ flujo en el circuito l causado por la transacción u y $f_l(s) \Omega_{l+}$ flujo neto en el circuito l por la transacción que es positivo al flujo neto del mismo circuito o elemento l .

Este método asume que la reducción del flujo neto es beneficioso, incluso si existe un exceso de capacidad instalada. Por otra parte, para un elemento sobrecargado existe una discontinuidad en el momento se asignar el costo por uso de la red cuando el flujo neto cambia de dirección [7] y [8]. La Figura 4 muestra el método de MW-Milla de Contraflujo Cero.

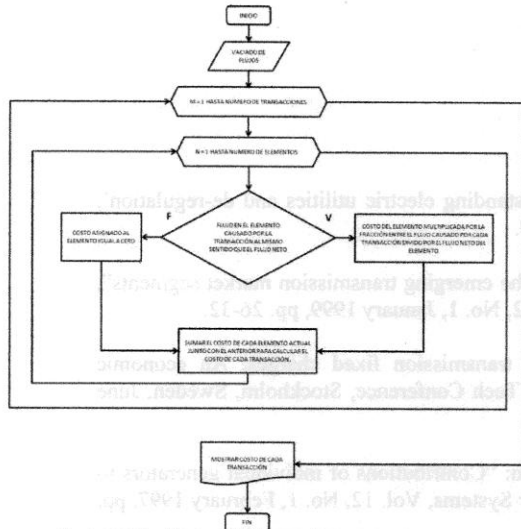


Fig. 4: Modelo del Método de MW-Milla de Contraflujo Cero.

E. MÉTODO DE FLUJO DOMINANTE

Este método es una variante del método de MW-Milla, como parte de un intento de incentivar aquellas transacciones que provocan contraflujos pero que también utilizan cada elemento. El objetivo es dividir la asignación del costo de la transacción $R(u)$ en dos componentes, $R_1(u)$ y $R_2(u)$ [2], [7] y [8]:

En (5) $R_1(u)$ está relacionada con la capacidad del circuito que se utiliza realmente, llamada capacidad base. Esta fracción de capacidad se corresponde con el flujo neto del circuito y el costo asociado es determinado solamente por aquellas transacciones que provocan un flujo positivo, es decir, que van a la misma dirección que el flujo neto total f_1 . El criterio de asignación de esta proporción es la misma que la del método de contraflujo cero. Solamente hay que cambiar el costo por cada elemento C_1 al costo por capacidad base C_{B1} (6), donde:

$$R_1(u) = \sum_{l=1}^{n_l} C_{B1} \frac{f_l(u)}{\sum_{s \in \Omega_{l+}} f_l(s)} \quad (5)$$

$$R_1(u) = 0 \text{ para } f_k(u) \leq 0$$

$$C_{Bk} = C_1 \frac{f_1}{f_l} \quad (6)$$

En (7) $R_2(u)$ está relacionada con la diferencia de $\bar{f}_1 - f_1$, también llamada capacidad adicional. Esta capacidad corresponde a la reserva del circuito y cómo los participantes o transacciones aprovechan la confiabilidad y la seguridad asociada a este circuito, esta fracción corresponde al costo total asignado a cada una de las transacciones, acorde a la ecuación de valor absoluto cambiando el costo por cada elemento C_1 al costo asociado a la capacidad adicional C_{A1} (8), donde:

$$R_2(u) = \sum_{l=1}^{n_l} C_{A1} \frac{|f_l(u)|}{\sum_{s \in \Omega_{l+}} |f_l(s)|} \quad (7)$$

$$C_{A1} = C_1 \frac{(\bar{f}_1 - f_1)}{f_1} \quad (8)$$

Por tal motivo, la asignación del costo total $R(u)$, en (9), a través del método de flujo dominante es la suma del costo por capacidad base $R_1(u)$ y por capacidad adicional $R_2(u)$.

$$R(u) = R_1(u) + R_2(u) \quad (9)$$

La Figura 5 muestra el método de flujo dominante.

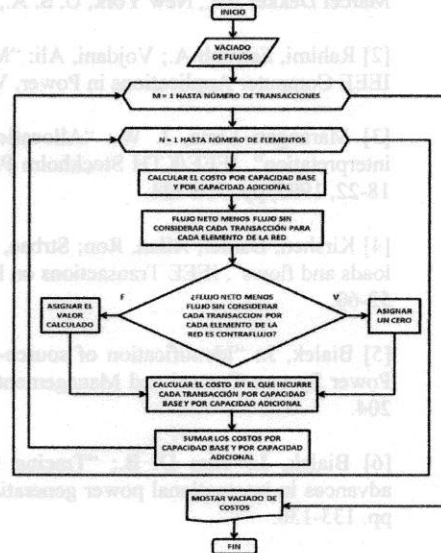


Fig. 5: Modelo del Método de Flujo Dominante

III. RED DE PRUEBA.

En la Figura 6 se muestra una red de prueba de 6 nodos en donde el efecto del fenómeno resistivo y capacitivo en los elementos de transmisión no se considera para el cálculo [9]. La capacidad de generación es de 210MW y se tienen dos transacciones. La primera transacción se inyecta en el nodo 2 (50MW) y es extraída en el nodo 6. La segunda transacción es inyectada en el nodo 3 (50MW) y es extraída en el nodo 4. Se considera una demanda en la red de 210MW, 70MW para los nodos 4, 5 y 6.

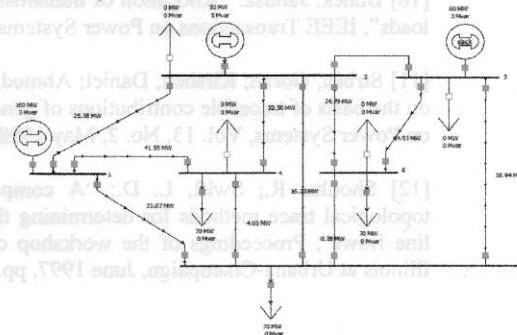


Fig. 6: Modelo del Método de Flujo Dominante



La Tabla 1 muestra los datos nodales de generación, carga y transacciones respectivamente. La Tabla 2 muestra los datos de reactancia serie de las líneas de transmisión en por unidad (P.U).

Tabla I
Datos de Carga y Generación para el Sistema de 6 Nodos

Nodo	P-gen (MW)	P-carga (MW)	Q-carga (MVar)	P-trans (MW)
1	100	0	0	0
2	50	0	0	0
3	60	0	0	0
4	0	70	0	50
5	0	70	0	0
6	0	70	0	50

Tabla II
Parámetros de la Red de Transmisión para el Sistema de 6 Nodos en P.U.

Nodo Envío	Nodo Recepción	Reactancia Serie
1	2	0.20
1	4	0.20
1	5	0.30
2	3	0.25
2	4	0.10
2	5	0.30
2	6	0.20
3	5	0.26
3	6	0.10
4	5	0.40
5	6	0.30

La Tabla 3 muestra los flujos de potencia de cada línea en MW para el caso base, sin considerar la transacción 1, sin considerar el la transacción 2 y el flujo neto. Además cuenta con una columna de costo en \$/año y finalmente la capacidad de cada línea en MVA.

Tabla III
Información de Flujos de Potencia (MW) de Cada Elemento, Costo (P.U.) y la Capacidad Nominal (MVA) de cada Elementos.

ELEMENTO	CASO BASE	SIN T1	SIN T2	FLUJO NETO	COSTO	CAP NOM MVA
1-2	25.4	21.0	22.2	17.8	1	100.0
1-4	41.6	52.0	40.6	51.0	1	100.0
1-5	33.0	27.0	37.2	31.2	1	100.0
2-3	1.9	-16.0	14.2	-3.9	1	100.0
2-4	32.5	62.2	37.0	66.8	1	100.0
2-5	16.2	13.1	22.5	19.4	1	100.0
2-6	24.8	11.7	48.5	35.4	1	100.0
3-5	16.9	30.4	12.4	26.0	1	100.0
3-6	44.9	63.5	61.7	80.3	1	100.0
4-5	4.0	-5.8	7.6	-2.2	1	100.0
5-6	0.3	-5.2	9.8	4.3	1	100.0

IV. CASO DE ESTUDIO

Los diagramas de flujo de las figuras 1, 2, 3, 4 y 5 fueron implementados en el lenguaje de programación de

MATLAB® [10]. El lenguaje de programación que viene integrado en MATLAB® es muy amigable con el manejo matricial. Todos los cálculos se realizan en tiempo de ejecución y los resultados se depositan en un archivo en formato de Microsoft® Office Excel® 2007 para el manejo y almacenamiento de cada dato.

V. RESULTADOS

La presente sección presenta los resultados de los métodos aplicados. Se realiza un vaciado de costos de porteo por uso de redes de transmisión al 100% de la capacidad de cada elemento.

Tabla IV
ASIGNACIÓN DE COSTO EN \$/AÑO PARA CADA ELEMENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA LA TRANSACCIÓN UNO.

Elemento	MW-Milla	MW-Milla Valor Absoluto	MW-Milla Contraflujo Cero	Flujo Dominante
1-2	-0.18	0.10	0	0.08
1-4	-0.02	0.02	0	0.01
1-5	0.13	0.10	0.11	0.10
2-3	-3.10	0.38	0	0.40
2-4	0.07	0.07	0.07	0.07
2-5	0.32	0.25	0.28	0.25
2-6	0.67	0.38	0.49	0.42
3-5	-0.17	0.13	0	0.09
3-6	0.21	0.21	0.21	0.21
4-5	-1.64	0.21	0	0.21
5-6	2.21	0.62	0.97	0.64
Total	-1.49	2.45	2.13	2.48

Tabla V
ASIGNACIÓN DE COSTO EN \$/AÑO PARA CADA ELEMENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA LA TRANSACCIÓN DOS.

Elemento	MW-Milla	MW-Milla Valor Absoluto	MW-Milla Contraflujo Cero	Flujo Dominante
1-2	-0.25	0.13	0	0.11
1-4	0.20	0.20	0.20	0.20
1-5	-0.19	0.14	0	0.10
2-3	4.64	0.56	1.00	0.54
2-4	0.45	0.45	0.45	0.45
2-5	-0.16	0.12	0	0.10
2-6	-0.37	0.21	0	0.14
3-5	0.52	0.39	0.45	0.40
3-6	0.23	0.23	0.23	0.23
4-5	4.45	0.56	1.0	0.55
5-6	-1.28	0.36	0	0.34
Total	8.25	3.36	3.32	3.16

Tabla VI
ASIGNACIÓN DEL COSTO FIO POR EL MÉTODO DE ESTAMPILLA POSTAL

Nodo	Costo
1	0
2	0
3	0
4	1.7742
5	1.7742
6	0

La Tabla 4 muestra la asignación del costo de porteo por uso de red de transmisión para la transacción uno por los diferentes métodos de MW-Milla y flujo dominante. La tabla 5 muestra el costo de porteo para la transacción dos por los

métodos de MW-Milla y flujo dominante. Finalmente, la Tabla 6 muestra la asignación del costo a través del método de estampilla postal. La Figura 7 muestra la asignación de costo de porteo por uso de redes de transmisión por los métodos presentados en éste artículo para cada una de las transacciones.

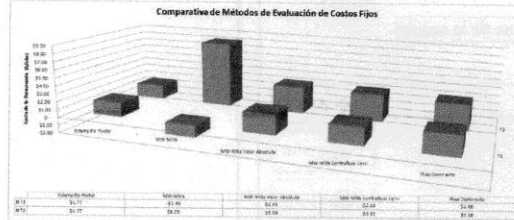


Fig. 7: Comparativa de Métodos de Asignación de Costo de Porteo por Uso de Redes de Transmisión

VI. CONCLUSIONES.

Este artículo presentó los métodos de evaluación de costos de porteo por uso de redes de transmisión. Dichos métodos, a través de los modelos propuestos, se codificaron en el lenguaje de programación de MATLAB® para obtener resultados y almacenarlos en una base de datos en formato de Microsoft® Office Excel® 2007 para el manejo de la información.

TABLA VII

Comparativa de Métodos de Evaluación de Costos Fijos

Método de Asignación de Costos Fijos por Uso de la Red de Transmisión.	Pros	Contra
Estampilla Postal	Puede aplicarse independientemente del tipo de mercado. Es fácil y rápido de utilizar.	Ignora la escasez de los elementos en la red de transmisión, el uso que cada participante le dé a dicha red y el punto de operación del sistema. No considera la topología de la red, no incentiva el uso eficiente del sistema. No envía señales económicas correctas a los usuarios de dicha red para la toma de decisiones
MW-Milla	Se consideran flujos tanto en un sentido como en otro. Se incentiva a todas aquellas transacciones que provocan un contraflujo.	Debido a que existen transacciones en contraflujo las demás transacciones positivas tendrán que pagar cargos más altos para compensarlos.
MW-Milla de Valor Absoluto	Todas las transacciones pagan una fracción del costo del elemento.	No promueve a las transacciones que reducen los flujos a través de la red de transmisión y por tal motivo pospone las inversiones para reforzar dicha red.
MW-Milla de Contraflujo Cero	No existen cargos para aquellas transacciones en contraflujo.	Los flujos positivos pagan debido a que aumentan el flujo neto.
Flujo Dominante	La asignación del costo para cada transacción se divide en dos factores. El primero, evalúa el costo en función a capacidad de reserva. El segundo, evalúa el costo en función de la capacidad del elemento y el flujo de la transacción.	En elementos cortos se hace imprescindible calcular la capacidad térmica debido a reactancia tan pequeña.

La Tabla 7 muestra una comparativa de los métodos para evaluar los costos fijos de porteo por uso de redes de

transmisión, en donde se puede observar que el método de flujo dominante es objetivo para evaluar el costo de porteo debido a que considera un costo por capacidad de reserva del elemento y otro costo que está en función a la capacidad del elemento y el flujo de la transacción. El método de flujo dominante asigna el costo de la transacción de manera justa y objetiva. La herramienta generada en MATLAB® es útil para la calcular los costos de porteo para realizar un comparativo en forma rápida.

VII. AGRADECIMIENTOS.

Los autores agradecen a la Zona de Operación de Transmisión Puebla-Tlaxcala y a la Gerencia Regional de Transmisión Central de la CFE por el apoyo proporcionado para presentar éste artículo en el RVP-AI 2015 organizado por el IEEE.

VIII. REFERENCIAS

- [1] C. Adsoongnoen, W. Ongsakul, C. Maurer y H.-J. Haubrich, «A Proposal for Transmission Pricing Based on a Combined Postage Stamp Method and Sensitivity Indices for Electricity Cross-Border Trade in the ASEAN Power Grid,» *Power Engineering Conference*, vol. 2, pp. 848- 852, 2005.
- [2] J. L. Mar Villegas, M. Salazar Espino y J. H. Tovar Hernández, «Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión,» *Reunión Internacional de Verano de Potencia y Aplicaciones Industriales IEEE Sección México*, vol. 1, n° 1, pp. 1-7, 2014.
- [3] B. Kharbas, M. Fozdar y H. Tiwari, «Transmission Tariff Allocation Using Combined MW-Mile & Postage Stamp Methods,» *Innovative Smart Grid Technologies*, pp. 6-11, 2011.
- [4] D. Shirmohammadi, X. V. Filho, B. Gorenstin y M. V. Pereira, «Some fundamental technical concepts about cost based transmission pricing,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n° 2, pp. 1002- 1008, Mayo 1996.
- [5] M. Mauri, M. Sailaja Kumari y M. Sydulu, «A Comparison of Embedded Cost Based Transmission Pricing Methods,» *Energy, Automation, and Signal International Conference*, pp. 1-6, 2011.
- [6] B. Kharbas, M. Fozdar y H. Tiwari, «Transmission tariff allocation using combined MW-Mile & Postage stamp methods,» *Innovative Smart Grid Technologies*, pp. 6-11, 2011.
- [7] J. W. Marangon Lima, «Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, n° 3, pp. 1409 - 1418, 2002.
- [8] J. W. Marangon Lima, M. Pereira y J. Pereira, «An integrated framework for cost allocation in a multi-owned transmission system,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, n° 2, pp. 971- 977, 1995.
- [9] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, USA: John Wiley & Sons, 1996.

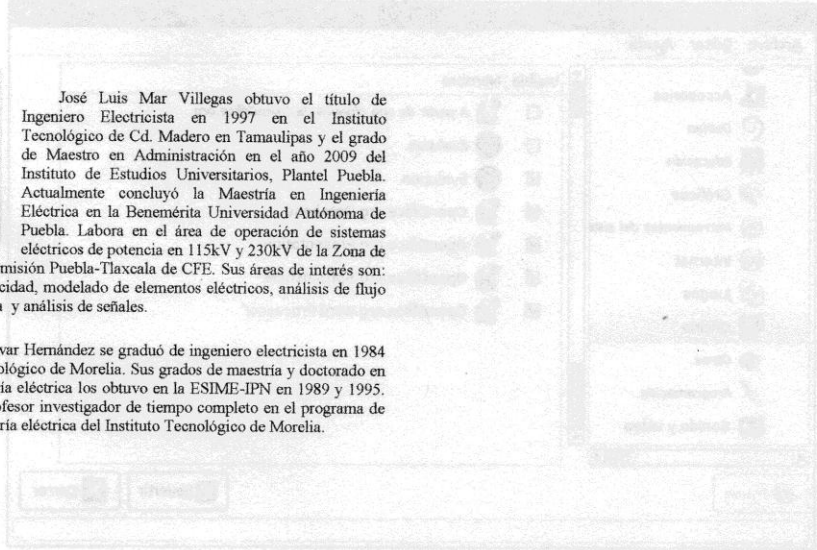


[10] The MathWorks Inc., «MATLAB,» The MathWorks Inc., 2015. [En línea]. Available: <http://www.mathworks.com/help/matlab/index.html>. [Último acceso: 08 Junio 2015].



José Luis Mar Villegas obtuvo el título de Ingeniero Electricista en 1997 en el Instituto Tecnológico de Cd. Madero en Tamaulipas y el grado de Maestro en Administración en el año 2009 del Instituto de Estudios Universitarios, Plantel Puebla. Actualmente concluyó la Maestría en Ingeniería Eléctrica en la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. Labora en el área de operación de sistemas eléctricos de potencia en 115kV y 230kV de la Zona de Operación de Transmisión Puebla-Tlaxcala de CFE. Sus áreas de interés son: mercados de electricidad, modelado de elementos eléctricos, análisis de flujo de potencia eléctrica y análisis de señales.

José Horacio Tovar Hernández se graduó de ingeniero electricista en 1984 en el Instituto Tecnológico de Morelia. Sus grados de maestría y doctorado en ciencias en ingeniería eléctrica los obtuvo en la ESIME-IPN en 1989 y 1995. Actualmente, es profesor investigador de tiempo completo en el programa de posgrado en ingeniería eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia.





OTORGA EL PRESENTE

RECONOCIMIENTO

A

M.I. JOSE L. MAR VILLEGAS

POR SU AMABILISIMA PARTICIPACION EN LA:

**Vigesimaoctava Reunión Internacional de Verano de Potencia,
Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial**

LOS RETOS ANTE LOS CAMBIOS DEL SECTOR ELECTRICO

CON LA PONENCIA:

**MODELOS DE LOS METODOS PARA EVALUAR COSTOS FIJOS EN REDES DE
TRANSMISION Y SU COMPARATIVA**

ING. RENE TREJO ORDUÑA
PRESIDENTE IEEE SECCION MEXICO
19 AL 25 DE JULIO 2015, ACAPULCO, GUERRERO

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC.



APÉNDICE A

Códigos en VBA del Programa Utilizado

Para evaluar y comparar el costo fijo de porteo en sistemas de transmisión se desarrolló el modelo propuesto con el lenguaje de programación en VBA.

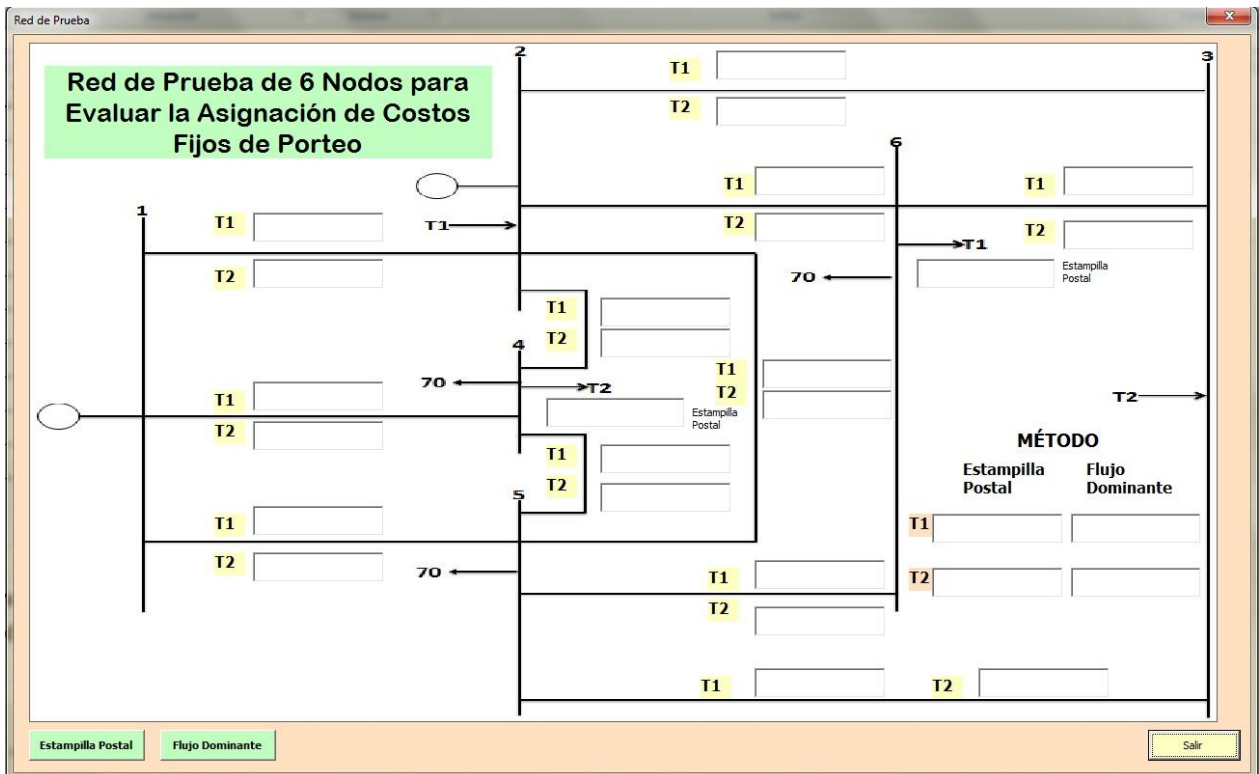


Figura A.1 Interfaz Gráfica para Representar el Costo por Elemento de Transmisión y Total para cada Transacción por el método de flujo dominante, así como también por el método de estampilla postal.

```
Option Explicit
Private Sub Workbook_Open()
    strHoja = "PNodal"
    Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
    Call modGeneral.prcCuentaNodos
    Call modGeneral.prcCargaGeneracion
    Call modGeneral.prcCargaTransNodo
    Call modGeneral.prcCuentaLTs
    Call modGeneral.prcCargaLTs
    Call modGeneral.prcCargaCasoBase
    Call modGeneral.prcSinT1

```



```
Call modGeneral.prcSinT2
Call modGeneral.prcFlujoNeto
Call modGeneral.prcCosto
Call modGeneral.prcCapNominal
Call frmUnifilar.Show
End Sub

Option Explicit
'entradas
Public strHoja, vctStrLTs() As String
Public intContador, intNumLTs, intNumNodos, vctIntNodos() As Integer
Public vctFlujoBase(), vctDbI CasoBase(), vctDbISinT1(), vctDbISinT2(), vctDbIFlujoNeto(), vctDbICosto(),
vctDbICapNominal(), vctDbIPgen(), vctDbIPtrans(), vctEstampillaPostal() As Double
'salidas

Sub prcGuardaLibroActivo()
    ActiveWorkbook.Save 'guarda el libro activo
End Sub

Sub prcSeleccionaHoja()
    With Workbooks("PEMFluDoM.xlsm").Worksheets(strHoja)
        .Activate
        .Select
        .Range("A1").Select
    End With
End Sub

Sub prcDesplazaUnaFila()
    ActiveCell.Offset(1, 0).Select
End Sub

Sub prcDesplazaUnaColumna()
    ActiveCell.Offset(0, 1).Select
End Sub

Sub prcAtrazaUnaColumna()
    ActiveCell.Offset(0, -1).Select
End Sub

Sub prcContarCeldasLlenas()
    intContador = 0
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
    Do While ActiveCell <> Empty
        intContador = intContador + 1
        Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
    Loop
End Sub

Sub prcCuentaNodos()
    intNumNodos = 0
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
    Do While ActiveCell <> Empty
        intNumNodos = intNumNodos + 1
        Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
```



```
Loop
End Sub
Sub prcCargaGeneracion()
    strHoja = "PNodal"
    Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
    Do While ActiveCell <> "Pgen"
        Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna
    Loop
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
    ReDim vctDbIPgen(intNumNodos - 1)
    intNumNodos = 0
    Do While ActiveCell <> ""
        vctDbIPgen(intNumNodos) = ActiveCell.Value
        intNumNodos = intNumNodos + 1
        Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
    Loop
End Sub
Sub prcCargaTransNodo()
    strHoja = "PNodal"
    Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
    Do While ActiveCell <> "Ptrans"
        Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna
    Loop
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
    ReDim vctDbIPtrans(intNumNodos - 1)
    intNumNodos = 0
    Do While ActiveCell <> ""
        vctDbIPtrans(intNumNodos) = ActiveCell.Value
        intNumNodos = intNumNodos + 1
        Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
    Loop
End Sub

Sub prcCuentaLTs()
    strHoja = "P_LT"
    Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
    intNumLTs = 0
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
    Do While ActiveCell <> Empty
        intNumLTs = intNumLTs + 1
        Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
    Loop
End Sub

Sub prcCargaLTs()
    strHoja = "P_LT"
    Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
    Do While ActiveCell <> "ELEMENTO"
        Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna
    Loop
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
    ReDim vctStrLTs(intNumLTs - 1)
    intNumLTs = 0
    Do While ActiveCell <> ""
```



```
vctStrLTs(intNumLTs) = ActiveCell.Value
intNumLTs = intNumLTs + 1
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
Loop
End Sub
Sub prcCargaCasoBase()
strHoja = "P_LT"
Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
Do While ActiveCell <> "CASO BASE"
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna
Loop
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
ReDim vctDbICasoBase(intNumLTs - 1)
intNumLTs = 0
Do While ActiveCell <> ""
    vctDbICasoBase(intNumLTs) = ActiveCell.Value
    intNumLTs = intNumLTs + 1
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
Loop
End Sub
Sub prcSinT1()
strHoja = "P_LT"
Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
Do While ActiveCell <> "SIN T1"
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna
Loop
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
ReDim vctDbISinT1(intNumLTs - 1)
intNumLTs = 0
Do While ActiveCell <> ""
    vctDbISinT1(intNumLTs) = ActiveCell.Value
    intNumLTs = intNumLTs + 1
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
Loop
End Sub
Sub prcSinT2()
strHoja = "P_LT"
Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
Do While ActiveCell <> "SIN T2"
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna
Loop
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
ReDim vctDbISinT2(intNumLTs - 1)
intNumLTs = 0
Do While ActiveCell <> ""
    vctDbISinT2(intNumLTs) = ActiveCell.Value
    intNumLTs = intNumLTs + 1
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
Loop
End Sub
Sub prcFlujoNeto()
strHoja = "P_LT"
Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
Do While ActiveCell <> "FLUJO NETO"
```



```
Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna
Loop
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
ReDim vctDbfFlujoNeto(intNumLTs - 1)
intNumLTs = 0
Do While ActiveCell <> ""
    vctDbfFlujoNeto(intNumLTs) = ActiveCell.Value
    intNumLTs = intNumLTs + 1
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
Loop
End Sub
Sub prcCosto()
strHoja = "P_LT"
Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
Do While ActiveCell <> "COSTO"
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna
Loop
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
ReDim vctDbfCosto(intNumLTs - 1)
intNumLTs = 0
Do While ActiveCell <> ""
    vctDbfCosto(intNumLTs) = ActiveCell.Value
    intNumLTs = intNumLTs + 1
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
Loop
End Sub
Sub prcCapNominal()
strHoja = "P_LT"
Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
Do While ActiveCell <> "CAP NOM MVA"
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna
Loop
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
ReDim vctDbfCapNominal(intNumLTs - 1)
intNumLTs = 0
Do While ActiveCell <> ""
    vctDbfCapNominal(intNumLTs) = ActiveCell.Value
    intNumLTs = intNumLTs + 1
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
Loop
End Sub
-----
Private Sub btnEstampillaPostal_Click()
Dim dbfSumaGeneracion, dbfSumaT, dbfCostoTot As Double
Dim i, intK As Integer
ReDim vctEstampillaPostal(intNumNodos)
dbfSumaGeneracion = 0
For i = 0 To intNumNodos - 1
    dbfSumaGeneracion = dbfSumaGeneracion + vctDbfPgen(i)
Next i
For i = 0 To intNumNodos - 1
    dbfSumaT = dbfSumaT + vctDbfPtrans(i)
Next i
For i = 0 To intNumLTs - 1
```



```
    dblCostoTot = dblCostoTot + vctDblCosto(i)
Next i
strHoja = "Result_Estamp_Postal"
Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila

For i = 0 To intNumNodos - 1
    If ActiveCell.Value < intNumNodos Then
        ActiveCell.Value = i + 1
    Else
        End If
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna
    If vctDblPtrans(i) = 0 Then
        ActiveCell.Value = 0
    Else
        vctEstampillaPostal(i) = dblCostoTot * vctDblPtrans(i) / (dblSumaGeneracion + dblSumaT)
        ActiveCell.Value = vctEstampillaPostal(i)
    End If
    Call modGeneral.prcAtrazaUnaColumna
    Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
Next i

Call modGeneral.prcSeleccionaHoja
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila
For i = 1 To intNumNodos
    Select Case i
    Case 4
        frmUnifilar.txtTransaccionUno.Text = Format(vctEstampillaPostal(i - 1), "$ ##,##0.00/anual")
        frmUnifilar.txtT1EstamPostal.Text = Format(vctEstampillaPostal(i - 1), "$ ##,##0.00/anual")
    Case 6
        frmUnifilar.txtTransaccionDos.Text = Format(vctEstampillaPostal(i - 1), "$ ##,##0.00/anual")
        frmUnifilar.txtT2EstamPostal.Text = Format(vctEstampillaPostal(i - 1), "$ ##,##0.00/anual")
    Case Else

    End Select
Next i
MsgBox "Calculo por el Metodo de Estampilla Postal Terminado", vbInformation + vbOKOnly, "Metodo de
Calculo"
End Sub

Private Sub btnFlujoDominate_Click()
    Dim i, intCaso As Integer
    Dim vctDblFlujoT1(), vctDblFlujoT2(), vctDblR1Base(), vctDblR2Base(), vctDblCbl(), vctDblCal(), dblA, dblB, dblC,
vctDblR1T1(), vctDblR2T1(), vctDblR1T2(), vctDblR2T2(), vctDblIRTbase(), vctDblIRT1(), vctDblITT2(), dblSumaT1,
dblSumaT2 As Double
    ReDim vctDblFlujoT1(intNumLTs - 1)
    ReDim vctDblFlujoT2(intNumLTs - 1)
    ReDim vctDblR1Base(intNumLTs - 1)
    ReDim vctDblR2Base(intNumLTs - 1)
    ReDim vctDblCbl(intNumLTs - 1)
    ReDim vctDblCal(intNumLTs - 1)
    ReDim vctDblR1T1(intNumLTs - 1)
    ReDim vctDblR2T1(intNumLTs - 1)
```



```
ReDim vctDbIR1T2(intNumLTs - 1)
ReDim vctDbIR2T2(intNumLTs - 1)
ReDim vctDbIRbase(intNumLTs - 1)
ReDim vctDbIRT1(intNumLTs - 1)
ReDim vctDbITT2(intNumLTs - 1)
ReDim vctDbIRbase(intNumLTs - 1)
ReDim vctDbIRT1(intNumLTs - 1)
ReDim vctDbITT2(intNumLTs - 1)
dblSumaT1 = 0
dblSumaT2 = 0
For i = 0 To intNumLTs - 1
    vctDbFlujoT1(i) = vctDbFlujoNeto(i) - vctDbSinT1(i)
    vctDbFlujoT2(i) = vctDbFlujoNeto(i) - vctDbSinT2(i)
    vctDbCbl(i) = Abs(vctDbFlujoNeto(i)) / vctDbCapNominal(i)
    vctDbCal(i) = (vctDbCapNominal(i) - Abs(vctDbFlujoNeto(i))) / vctDbCapNominal(i)
    If vctDbFlujoNeto(i) < 0 Then
        If vctDbCasoBase(i) < 0 Then
            dblA = 0
        Else
            dblA = vctDbCasoBase(i)
        End If
        If vctDbFlujoT1(i) < 0 Then
            dblB = 0
        Else
            dblB = vctDbFlujoT1(i)
        End If
        If vctDbFlujoT2(i) < 0 Then
            dblC = 0
        Else
            dblC = vctDbFlujoT2(i)
        End If
        vctDbIR1Base(i) = vctDbCbl(i) * (dblA / (dblA + dblB + dblC))
        vctDbIR1T1(i) = vctDbCbl(i) * (dblB / (dblA + dblB + dblC))
        vctDbIR1T2(i) = vctDbCbl(i) * (dblC / (dblA + dblB + dblC))
    Else
        If vctDbCasoBase(i) < 0 Then
            dblA = 0
        Else
            dblA = vctDbCasoBase(i)
        End If
        If vctDbFlujoT1(i) < 0 Then
            dblB = 0
        Else
            dblB = vctDbFlujoT1(i)
        End If
        If vctDbFlujoT2(i) < 0 Then
            dblC = 0
        Else
            dblC = vctDbFlujoT2(i)
        End If
        vctDbIR1Base(i) = vctDbCbl(i) * (dblA / (dblA + dblB + dblC))
        vctDbIR1T1(i) = vctDbCbl(i) * (dblB / (dblA + dblB + dblC))
        vctDbIR1T2(i) = vctDbCbl(i) * (dblC / (dblA + dblB + dblC))
    End If
End For
```



Modelo para Evaluar el Costo Fijo de Porteo en Sistemas de Transmisión

```
vctDblR2Base(i) = vctDblCal(i) * Abs(vctDblCasoBase(i)) / (Abs(vctDblCasoBase(i)) + Abs(vctDblFlujoT1(i)) +  
Abs(vctDblFlujoT2(i)))  
vctDblR2T1(i) = vctDblCal(i) * Abs(vctDblFlujoT1(i)) / (Abs(vctDblCasoBase(i)) + Abs(vctDblFlujoT1(i)) +  
Abs(vctDblFlujoT2(i)))  
vctDblR2T2(i) = vctDblCal(i) * Abs(vctDblFlujoT2(i)) / (Abs(vctDblCasoBase(i)) + Abs(vctDblFlujoT1(i)) +  
Abs(vctDblFlujoT2(i)))  
vctDblRTbase(i) = vctDblR1Base(i) + vctDblR2Base(i)  
vctDblRT1(i) = vctDblR1T1(i) + vctDblR2T1(i)  
vctDblRT2(i) = vctDblR1T2(i) + vctDblR2T2(i)  
dblSumaT1 = dblSumaT1 + vctDblRT1(i)  
dblSumaT2 = dblSumaT2 + vctDblRT2(i)  
Next i  
strHoja = "Result_Flujo_Dominante"  
Call modGeneral.prcSeleccionaHoja  
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila  
For i = 0 To intNumLTs - 1  
ActiveCell.Value = vctStrLTs(i)  
Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna  
ActiveCell.Value = vctDblRTbase(i)  
Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna  
ActiveCell.Value = vctDblRT1(i)  
Call modGeneral.prcDesplazaUnaColumna  
ActiveCell.Value = vctDblRT2(i)  
Call modGeneral.prcAtrazaUnaColumna  
Call modGeneral.prcAtrazaUnaColumna  
Call modGeneral.prcAtrazaUnaColumna  
Call modGeneral.prcDesplazaUnaFila  
Next i  
frmUnifilar.txtDomteLT12Uno.Text = Format(vctDblRT1(0), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT12Dos.Text = Format(vctDblRT2(0), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT14Uno.Text = Format(vctDblRT1(1), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT14Dos.Text = Format(vctDblRT2(1), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT15Uno.Text = Format(vctDblRT1(2), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT15Dos.Text = Format(vctDblRT2(2), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT23Uno.Text = Format(vctDblRT1(3), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT23Dos.Text = Format(vctDblRT2(3), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT24Uno.Text = Format(vctDblRT1(4), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT24Dos.Text = Format(vctDblRT2(4), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT25Uno.Text = Format(vctDblRT1(5), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT25Dos.Text = Format(vctDblRT2(5), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT26Uno.Text = Format(vctDblRT1(6), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT26Dos.Text = Format(vctDblRT2(6), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT35Uno.Text = Format(vctDblRT1(7), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT35Dos.Text = Format(vctDblRT2(7), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT36Uno.Text = Format(vctDblRT1(8), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT36Dos.Text = Format(vctDblRT2(8), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT45Uno.Text = Format(vctDblRT1(9), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT45Dos.Text = Format(vctDblRT2(9), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT56Uno.Text = Format(vctDblRT1(10), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtDomteLT56Dos.Text = Format(vctDblRT2(10), "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtT1FlujoDom.Text = Format(dblSumaT1, "$ ##,##0.00/anual")  
frmUnifilar.txtT2FlujoDom.Text = Format(dblSumaT2, "$ ##,##0.00/anual")  
MsgBox "Calculo por el Metodo de Flujo Dominante Terminado", vbInformation + vbOKOnly, "Informacion"  
End Sub
```



```
Private Sub btnSalir_Click()  
    Call modGeneral.prcGuardaLibroActivo  
    Application.ScreenUpdating = True  
    End 'fin de la aplicacion  
End Sub
```

```
Private Sub UserForm_Activate()  
    frmUnifilar.btnSalir.SetFocus  
    Application.ScreenUpdating = False  
End Sub
```

```
Private Sub UserForm_Click()  
  
End Sub
```



APÉNDICE B

Códigos en MATLAB del Programa Utilizado

Para evaluar y comparar el costo fijo de porteo en sistemas de transmisión se desarrolló el modelo propuesto con el lenguaje de programación en MATLAB.

```
clc%limpia pantalla
clear all%borra variables
close all%cierra ventanas
format short
%%
wai = waitbar(0,'Favor de Esperar');%barra de progreso al 0%
[LIBRO DIR] = uigetfile('*.xlsx','archivo de excel');%obteniedo la base de
datos del SEP
fprintf('      C.Base      SinT1      SinT2      F.Neto      Costo      Cap')
[P_LT] = xlsread(LIBRO,'P_LT')%obtener los datos
waitbar(0.50,wai);%barra de progreso al 50%
fprintf('\n')
fprintf('      Nodo Pg Pload PgT PloadT')
[PNodal] = xlsread(LIBRO,'PNodal')%obtener los datos
waitbar(1,wai);%barra de progreso al 100%
close(wai);%cierra la barra de progreso al 100%
numRenglonesLT=length(P_LT(:,1));%
%%
%%%INICIO DEL METODO DE ESTAMPILLA POSTAL
TC=sum(P_LT(:,5))
Ppico=sum(PNodal(:,2))+sum(PNodal(:,4))
for k=1:length(PNodal(:,2))
    TCt(k,1)=(TC/Ppico)*PNodal(k,5);
end
TCt
Tbase=TC*sum(PNodal(:,2))/Ppico
Tbase+sum(TCt)
%%FIN DEL METODO DE ESTAMPILLA POSTAL
%%
%%
%INICIO DEL METODO DE FLUJO DOMINANTE
for k=1:length(P_LT(:,1))
    CB1(k,1) = P_LT(k,5)*(abs(P_LT(k,4))/P_LT(k,6));
    CA1(k,1) = P_LT(k,5)*((P_LT(k,6)-abs(P_LT(k,4)))/P_LT(k,6));
    FlujoTbase(k,1)=P_LT(k,4)-P_LT(k,1);
    FlujoT1(k,1)= P_LT(k,4)-P_LT(k,2);
    FlujoT2(k,1)= P_LT(k,4)-P_LT(k,3);
    %CALCULO DEL COSTO PARA LA TRANSACCION UNO
    if (P_LT(k,4)>0 & FlujoT1(k,1)<0) | (P_LT(k,4)<0 & FlujoT1(k,1)>0)
        R1T1(k,1)=0;
    else
        if P_LT(k,4)>0
            if FlujoT1(k,1)<0
                AuxA = 0;
            else
                AuxA = FlujoT1(k,1);
            end
        end
    end
end
```



```
    if FlujoT2(k,1)<0
        AuxB = 0;
    else
        AuxB = FlujoT2(k,1);
    end

    if P_LT(k,1)<0
        AuxC = 0;
    else
        AuxC = P_LT(k,1);
    end

    R1T1(k,1) = CB1(k,1) * (abs(AuxA) / (abs(AuxA)+abs(AuxB)+abs(AuxC)));

else

    if FlujoT1(k,1)>0
        AuxA = 0;
    else
        AuxA = FlujoT1(k,1);
    end

    if FlujoT2(k,1)>0
        AuxB = 0;
    else
        AuxB = FlujoT2(k,1);
    end

    if P_LT(k,1)>0
        AuxC = 0;
    else
        AuxC = P_LT(k,1);
    end

    R1T1(k,1) = CB1(k,1) * (abs(AuxA) / (abs(AuxA)+abs(AuxB)+abs(AuxC)));

end
end
R2T1(k,1)= CA1(k,1) *
abs(FlujoT1(k,1)) / (abs(P_LT(k,1))+abs(FlujoT1(k,1))+abs(FlujoT2(k,1)));

%CALCULO DEL COSTO PARA LA TRANSACCION DOS
if (P_LT(k,4)>0 & FlujoT2(k,1)<0) | (P_LT(k,4)<0 & FlujoT2(k,1)>0)
    R1T2(k,1)=0;
else
    if P_LT(k,4)>0
        if FlujoT1(k,1)<0
            AuxA = 0;
        else
            AuxA = FlujoT1(k,1);
        end

        if FlujoT2(k,1)<0
            AuxB = 0;
        else
            AuxB = FlujoT2(k,1);
        end
    end
end
```



```
AuxB = FlujoT2(k,1);
end

if P_LT(k,1)<0
    AuxC = 0;
else
    AuxC = P_LT(k,1);
end

R1T2(k,1) = CB1(k,1) * (abs(AuxB) / (abs(AuxA)+abs(AuxB)+abs(AuxC)));

else

    if FlujoT1(k,1)>0
        AuxA = 0;
    else
        AuxA = FlujoT1(k,1);
    end

    if FlujoT2(k,1)>0
        AuxB = 0;
    else
        AuxB = FlujoT2(k,1);
    end

    if P_LT(k,1)>0
        AuxC = 0;
    else
        AuxC = P_LT(k,1);
    end

    R1T2(k,1) = CB1(k,1) * (abs(AuxB) / (abs(AuxA)+abs(AuxB)+abs(AuxC)));

end

end
R2T2(k,1) = CA1(k,1) *
abs(FlujoT2(k,1)) / (abs(P_LT(k,1))+abs(FlujoT1(k,1))+abs(FlujoT2(k,1)));

%CALCULO DEL COSTO PARA LA TRANSACCION BASE
if (P_LT(k,4)>0 & P_LT(k,1)<0) | (P_LT(k,4)<0 & P_LT(k,1)>0)
    R1Tbase(k,1)=0;
else
    if P_LT(k,4)>0
        if FlujoT1(k,1)<0
            AuxA = 0;
        else
            AuxA = FlujoT1(k,1);
        end

        if FlujoT2(k,1)<0
            AuxB = 0;
        else
            AuxB = FlujoT2(k,1);
        end

        if P_LT(k,1)<0
```



```
AuxC = 0;
else
    AuxC = P_LT(k,1);
end

R1Tbase(k,1) =
CBl(k,1) * (abs(AuxC) / (abs(AuxA)+abs(AuxB)+abs(AuxC)));

else

    if FlujoT1(k,1)>0
        AuxA = 0;
    else
        AuxA = FlujoT1(k,1);
    end

    if FlujoT2(k,1)>0
        AuxB = 0;
    else
        AuxB = FlujoT2(k,1);
    end

    if P_LT(k,1)>0
        AuxC = 0;
    else
        AuxC = P_LT(k,1);
    end
    R1Tbase(k,1) =
CBl(k,1) * (abs(AuxC) / (abs(AuxA)+abs(AuxB)+abs(AuxC)));

end

end
R2Tbase(k,1) = CA1(k,1) *
abs(P_LT(k,1)) / (abs(P_LT(k,1))+abs(FlujoT1(k,1))+abs(FlujoT2(k,1)));
RT(k,1) = R1Tbase(k,1) + R2Tbase(k,1);
RT(k,2) = R1T1(k,1) + R2T1(k,1);
RT(k,3) = R1T2(k,1) + R2T2(k,1);
end
fprintf('    T.Base        T1        T2')
RT
RTsum = [sum(RT(:,1)) sum(RT(:,2)) sum(RT(:,3))]
sum(RTsum)
%FIN DEL METODO DE FLUJO DOMINANTE
%LOS RESULTADOS SE GUARDAN EN UN ARCHIVO
%ESTAMPILLA POSTAL
xlswrite('VaciadoCosto15Nodos.xlsx',TcT,'EstampillaPostal','A1')
xlswrite('VaciadoCosto15Nodos.xlsx',Tbase,'EstampillaPostal','B2')
%FLUJO DOMINANTE
xlswrite('VaciadoCosto15Nodos.xlsx',RT,'FlujoDominante','A1')
%
%%
```