



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**ASIGNACIÓN DE COSTOS POR
SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA CONSIDERANDO
EL GRADO DE USO DE RED EN UN
SISTEMA ELÉCTRICO DESREGULADO**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS CON
ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

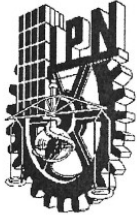
P R E S E N T A:

ING. ALI GERVACIO HERNÁNDEZ



CIUDAD DE MÉXICO

DICIEMBRE, 2016



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

SIP-14 BIS

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 17:30 horas del día 24 del mes de noviembre del 2016 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E. S. I. M. E. para examinar la tesis titulada:

**“ASIGNACIÓN DE COSTOS POR SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CONSIDERANDO EL GRADO DE USO DE RED EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DESREGULADO”**

Presentada por el alumno

GERVACIO
Apellido paterno

HERNÁNDEZ
Apellido materno

ALI
Nombre(s)

Con registro:

B	1	4	1	0	0	6
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. JAIME ROBLES GARCÍA

Presidente

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Segundo Vocal

DR. RICARDO OCTAVIO A. MOTA PALOMINO

Tercer Vocal

DR. MOHAMED BADAOU

Secretario

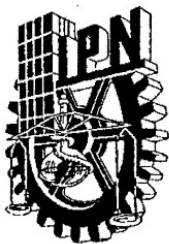
DR. DAVID ROMERO ROMERO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. MIGUEL TOLEDO VELÁZQUEZ



SECCIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, el día 24 del mes de Noviembre del año 2016, el que suscribe Ali Gervacio Hernández, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, con número de registro B141006, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Jaime Robles García y cede los derechos del trabajo titulado Asignación de Costos por Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica Considerando el Grado de Uso de Red en un Sistema Eléctrico Desregulado, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o directores del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones **ali.gervacio@gmail.com** y **jarobles@ipn.mx**. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Ali Gervacio Hernández

DEDICATORIA

A mis padres:

Fernando Gervacio Galindo

y

Estela Hernández Reyes

Por sus enseñanzas, por hacerme saber que en esta vida todo cuesta y que entre más grande es el esfuerzo la recompensa siempre será mayor.

A mis hermanos:

Fernando Gervacio Hernández,

Aniela Gervacio Hernández

y

Anahí Gervacio Hernández

Por estar siempre a mi lado y apoyarme incondicionalmente.

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la vida por permitirme disfrutar cada instante de esta hermosa etapa.

A mi padre Fernando Gervacio Galindo, quien ha sido un pilar fundamental para mí, por siempre dar lo mejor de sí mismo para brindarme la oportunidad de estudiar y salir adelante de una forma honrada.

A mi madre Estela Hernandez Reyes por su apoyo y calidez a lo largo de esta etapa, por alentarme siempre a seguir adelante y no desistir en ningún momento.

A mi hermano Fernando por ser un ejemplo primordial a seguir, por brindarme enseñanzas y consejos en esta carrera difícil que es la vida, a mi hermana Aniela por apoyarme incondicionalmente en muchos aspectos, por hacerme ver lo valioso y satisfactorio que es el estudio, a mi hermana Anahí por alentarme y escucharme en todo momento.

Al Dr. Jaime Robles García porque bajo sus enseñanzas dentro y fuera del aula de clases fue posible realizar este trabajo, por su acertada dedicación en esta área de investigación, así como también agradezco sus atenciones y motivaciones brindadas durante esta etapa. De igual manera agradezco su amistad y confianza.

A los miembros de la Comisión Revisora de Tesis conformada por: Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr. Ricardo Octavio A. Mota Palomino, Dr. Mohamed Badaoui y Dr. David Romero Romero; por sus observaciones y sugerencias para la mejora de este trabajo.

A mis amigos de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME con quienes compartí gratos momentos, porque la amistad no solo se dio dentro de la escuela sino también fuera de ella, por su apoyo y retroalimentación dentro de esta etapa. En especial agradezco a dos grandes personas: Cesar López Servín quien ha sido un gran amigo que me ha alentado a seguir adelante y a Diego Valerio Torres quien de igual manera ha sido un gran amigo, gracias.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por la beca de estudios de maestría otorgada durante dos años y al Instituto Politécnico Nacional por el apoyo económico brindado y por darme la oportunidad de formar parte de ésta gran casa de estudios, que más que ser una institución que pone la técnica al servicio de la patria es como un segundo hogar.

La industria eléctrica en diversos países alrededor de mundo ha sufrido cambios dentro de su estructura y operación, esto debido a leyes y reformas estructurales implementadas con el objetivo de mejorar sus condiciones de operación e incrementar eficientemente su producción. Con la desregulación del Sistema Eléctrico de Potencia sus tres áreas principales (generación, transmisión y distribución) serán operadas independientemente facilitando una libre competencia en el mercado eléctrico con la ayuda de un Operador Independiente del Sistema (OIS).

Estos cambios dentro de la operación del sistema eléctrico de potencia han generado que el Costo por Servicio de Transmisión (CST) sea uno de los grandes retos para el sector eléctrico debido al aumento de las transacciones bilaterales simultáneas que pueden presentarse en la red de transmisión, ya que se ha dado apertura del mercado a diversos participantes, lo cual ha ocasionado que la entidad encargada de la operación de la red de transmisión considere a todos los participantes, así como también diversos criterios y restricciones para el cobro y asignación de costos por servicio de transmisión. Aunque los cargos por servicio de transmisión representan un pequeño porcentaje del total de costos de operación de las empresas, la red de transmisión es de vital importancia en la competencia de los mercados eléctricos ya que es el medio por el cual las empresas generadoras de energía eléctrica compiten para satisfacer la demanda de los usuarios, es por esta razón que los Costos por Servicio de Transmisión deben ser justos y transparentes, así como también un indicativo para tomar decisiones en el mejoramiento y expansión de la red.

En el presente trabajo se da solución a la problemática de costo por servicio de transmisión, los algoritmos utilizados están basados en costos embebidos, así pues se hace una comparativa de diversas metodologías para analizar ventajas y desventajas de las mismas, por otra parte se hace uso de una metodología analítica basada en Índices de Sensibilidad de las Líneas (ISL) con el objetivo de evitar realizar un estudio de flujos de potencia por cada transacción. Para la asignación del costo por servicio de transmisión a cada participante del mercado se consideran criterios de uso de red y criterios dependiendo del tipo de participante.

Se desarrolló un programa en lenguaje de programación MatLab para la obtención de Costo por Servicio de Transmisión considerando dos escenarios de transacciones, el primero al considerar dos participantes (transacción bilateral) y el segundo considerando más de dos participantes (transacción multilateral simultánea). El programa fue validado en primera instancia con los resultados de un sistema de prueba de 6 nodos en donde se consideran los dos escenarios de transacciones, después se hizo uso de un sistema de 15 nodos, finalmente se hace uso de un sistema real de 114 nodos de Honduras, observando que la metodología basada en ISL es menos compleja y más eficaz en cuanto a la realización de estudios de flujos de potencia y obtención del CST, esto al compararlos resultados con metodologías convencionales basadas en MW-Milla.

Over the last few years many electric utilities around the world have started implementing important changes in its structure and operation. The laws and structural reforms have been implemented with a view to of improve its operating conditions and efficiently increasing its production. With the deregulation of the Power System its three main areas (generation, transmission and distribution) are going to be operated independently to facilitate free competition in the electricity market with the help of an Independent System Operator (ISO)

These changes within the operation of the power system have generated that the Wheeling Charge (WC) will be one of the big challenges for the electric utilities by the increase of the simultaneous bilateral transactions that can appear in the transmission network. Due to the open access to the network to any participants within electricity market. This open access has caused the entity in charge of the operation of the transmission network to consider all participants, as well as several criteria and restrictions for the wheeling charge and the allocation of it to all participants. Although wheeling charge is considered a small percentage of total operating costs of utilities, the transmission network is very important in the competition of electricity markets and it is the via in which generating utilities compete to satisfy the demand of the users, that is the reason that the wheeling charge must be fair and transparent, as well as an indicative to make decisions in the improvement and the extension of the transmission network.

In the present work is given a solution to the wheeling charge problem, the algorithms used are based on the embedded cost, as well as several methodologies are compared to assess advantages and disadvantages of the same ones, on the other hand an analytical method is used which it is based on Line Sensitivity Index (LSI) with the objective of avoiding a study of power flows per transaction. For the Allocation Wheeling Charge to each market participant, two main points are considered, the extent of use of network and the type of participant.

A program has been developed in the programming language MatLab in order to obtain the wheeling charge caused by the transactions in the network. Two stages are considered, the first one considers a bilateral transaction made by two participants only and the second one considers more than two participants which means a simultaneous bilateral transactions. The program was validated in the first instance with the results of a 6 nodes test system where the two transaction stages are considered, after that a 15 nodes system was used, finally a real case from Honduras formed by 114 nodes was used. It can be seen that the methodology based on LSI is less complex and more efficient in carrying out studies of power flows and obtaining the WC when they are compared with the results of conventional methodologies based on MW-Mile.

CONTENIDO

RESUMEN.....	i
ABSTRACT.....	ii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	ix
SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS.....	x

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ASPECTOS GENERALES	1
1.2 OBJETIVO	2
1.3 JUSTIFICACIÓN	2
1.4 ESTADO DEL ARTE.....	2
1.4.1 Costo por Servicio de Transmisión en diversos países.	3
1.4.2 Documentos expedidos en México para el cobro por Uso de la Red Nacional de Transmisión.	4
1.4.3 Trabajo desarrollado en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, IPN.....	5
1.5 APORTACIONES DE LA TESIS	5
1.6 ESTRUCTURA DEL TRABAJO DE TESIS.....	5
CAPÍTULO 2: SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DESREGULADOS.....	7
2.1 INTRODUCCIÓN	7
2.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DESREGULADO.....	9
2.2.1 Principales entidades en un Sistema Eléctrico de Potencia Desregulado	10
2.2.1.1 OIS (Operador Independiente del Sistema).....	11
2.2.1.2 CG's (Compañías Generadoras).....	11
2.2.1.3 CT's (Compañías de Transmisión).....	11
2.2.1.4 CD's (Compañías de Distribución).....	12
2.2.1.5 SS's (Suministradores de Servicios).....	12
2.2.1.6 Consumidores	12
2.2.2 Reestructuración del Mercado Eléctrico	13
2.3 PANORAMA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO.....	14
2.3.1 CENACE.....	14
2.3.2 SENER.....	15
2.3.3 CRE.....	15
2.3.4 Generación.....	16

CONTENIDO

2.3.4.1	Generación de Energías Limpias (35% al año 2024).....	17
2.3.5	Transmisión y Distribución.....	18
2.3.6	Comercialización	18
CAPÍTULO 3: MODELO CONCEPTUAL DE MERCADOS ELÉCTRICOS		20
3.1	INTRODUCCIÓN	20
3.2	MODELO CONCEPTUAL DE MERCADOS ELÉCTRICOS.....	21
3.2.1	Mercado de Intercambio	21
3.2.1.1	Subasta de energía	23
3.2.1.2	1er Subasta de Largo Plazo en México.....	24
3.2.1.3	2da. Subasta de Largo Plazo en México	25
3.2.2	Mercado de Transacciones Bilaterales.....	27
3.2.2.1	Transacciones bilaterales dentro del MEM en México.....	28
3.2.3	Mercado Híbrido.....	29
3.2.4	Ejemplos de interacción entre áreas dentro de un mercado eléctrico.....	29
3.2.4.1	Caso 1	30
3.2.4.2	Caso 2	31
3.2.4.3	Caso 3	31
CAPÍTULO 4: METODOLOGÍAS PARA EL COSTO POR SERVICIO DE TRANSMISIÓN.		33
4.1	INTRODUCCIÓN	33
4.2	COSTO POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN.....	34
4.2.1	Tipos de Costos de un Producto.....	35
4.2.2	Componentes del Costo por Uso de la Red de Transmisión (C, TC).....	35
4.2.3	Componentes del Costo por Uso de la Red Nacional de Transmisión en México para el Periodo 2016 – 2018.....	36
4.3	MODELOS PARA LA OBTENCIÓN DEL COSTO POR SERVICIO DE TRANSMISIÓN	38
4.3.1	Modelo de Suma de Costos Totales para el Servicio de Transmisión (Embebidos).....	39
4.3.1.1	Método de Estampilla Postal	40
4.3.1.2	Método de Trayectorias Contratadas	41
4.3.1.3	Método de Mega-Watt Milla	42
4.3.1.3.1	Mega Watt Milla basado en la distancia aérea	42
4.3.1.3.2	Mega Watt Milla basado en la potencia [MW] (1).....	43
4.3.1.3.3	Mega Watt Milla basado en la potencia [MW] (2).....	44
4.3.1.3.3.1	Método Flujo de Potencia Absoluto.....	45
4.3.1.3.3.2	Método Flujo de Potencia Dominante.....	45
4.3.1.3.3.3	Método Flujo de Potencia en dirección opuesta al flujo neto de la línea	46

CONTENIDO

4.3.1.4	Método de Uso de Red (Modulus Method) (MM) [MW].....	46
4.3.2	Modelo de Costos Incrementales para el Servicio de Transmisión	47
4.3.3	Modelo Compuesto por Costos Embebidos y Costos Incrementales de Transmisión. ...	48
4.4	METODOLOGÍA PARA LA ACST CONSIDERANDO EL GRADO DE USO DE RED BASADO EN ÍNDICES DE SENSIBILIDAD DE LAS LÍNEAS (ISL).....	49
4.5	COMPARATIVA DE LAS METODOLOGÍAS BASADAS EN COSTOS EMBEBIDOS PARA EL CST.....	57
CAPÍTULO 5: PRUEBAS Y RESULTADOS.		61
5.1	INTRODUCCIÓN	61
5.2	APLICACIÓN A UN SISTEMA DE PRUEBA DE 6 NODOS.....	61
5.2.1	CASO 1 – Transacción Bilateral.....	62
5.2.1.1	CASO 1.1 – Transacción Bilateral – Métodos Embebidos.....	64
5.2.2	CASO 2 – Transacción Multilateral Simultánea.....	66
5.2.2.1	CASO 2.1 – Transacción Multilateral Simultánea	72
5.3	APLICACIÓN A UN SISTEMA DE PRUEBA DE 15 NODOS.....	75
5.3.1	Transacción Bilateral (TB1)	75
5.3.2	Transacción Bilateral (TB2)	78
5.4	APLICACIÓN A UN SISTEMA REAL DE HONDURAS DE 114 NODOS.....	80
5.5	APLICACIÓN A UN SISTEMA DE PRUEBA DE LA IEEE 14 NODOS.....	84
5.5.1	CASO 1 – Transacción Bilateral (TB1).....	84
5.5.2	CASO 2 - Transacción Multilateral Simultánea (TMS1)	87
5.5.2.1	CASO 2.1 - Transacción Multilateral Simultánea (TMS2)	90
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.		93
6.1	INTRODUCCIÓN	93
6.2	CONCLUSIONES SOBRE LA ASIGNACIÓN DE COSTOS POR SERVICIO DE TRANSMISIÓN	93
REFERENCIAS		96
ANEXO A DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA		101
A.1	INTRODUCCIÓN	101
A.2	DATOS DEL SISTEMA DE 6 NODOS	101
A.3	DATOS DEL SISTEMA DE 14 NODOS DE LA IEEE	104
A.3	DATOS DEL SISTEMA DE 15 NODOS	108
A.4	DATOS DEL SISTEMA REAL DE HONDURAS 114 NODOS.....	111
ANEXO B FACTORES DE SENSIBILIDAD EN LAS LÍNEAS		118
B.1	INTRODUCCIÓN	118

CONTENIDO

B.2	FACTORES DE SENSIBILIDAD LINEALES	119
B.3	ÍNDICES DE SENSIBILIDAD EN LAS LINEAS	121
ANEXO C DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DESARROLLADO.....		123
C.1	INTRODUCCIÓN	123
C.2	ARCHIVOS DE DATOS.....	123
C.2.1	Archivo – Flujos Caso Base.....	123
C.2.2	Archivo – Flujos Caso con Transacción	124
C.3	ESTRUCTURA DEL PROGRAMA	125
C.3.1	Ejemplo de ejecución del programa.....	126
C.3.2	Código Fuente – Costos Embebidos	128
C.3.3	Código Fuente – ISL.....	132

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	Nombre	Pág.
FIGURA 2.1	Desregulación de la industria eléctrica [4].....	9
FIGURA 2.2	Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia Desregulado	10
FIGURA 2.3	Operación de un SEPD.....	13
FIGURA 2.4	Reestructuración del Mercado Eléctrico	14
FIGURA 2.5	Estructura del Mercado Eléctrico en México previo a la Reforma Energética	15
FIGURA 2.6	Reestructuración del Mercado Eléctrico en México después de la Reforma Energética ...	16
FIGURA 3.1	Proceso en Mercados Eléctricos.....	20
FIGURA 3.2	Operación del Mercado de Intercambio [11]	22
FIGURA 3.3	Precio en un modelo de intercambio [11]	23
FIGURA 3.4	Subasta de Energía [24]	23
FIGURA 3.5	Proceso de la primer SLP en México.....	25
FIGURA 3.6	Proceso de la 2da. SLP en México.....	26
FIGURA 3.7	Transacciones Bilaterales [4]	28
FIGURA 3.8	Mercado de Transacciones Bilaterales [4]	28
FIGURA 3.9	Transacciones en un área n	30
FIGURA 3.10	Caso 1 – Mercado Eléctrico	30
FIGURA 3.11	Caso 2 – Mercado Eléctrico	31
FIGURA 3.12	Caso 3 – Mercado Eléctrico	31
FIGURA 4.1	Procedimiento del cálculo del Ingreso Requerido (IR).....	37
FIGURA 4.2	Modelo de Suma de Costos totales	39
FIGURA 4.3	Modelo de Costo Incremental	47
FIGURA 4.4	Modelo Compuesto	48
FIGURA 4.5	Diagrama de flujo de la metodología basada en ISL.....	57
FIGURA 5.1	Comparación de flujos de potencia de la T1.	63
FIGURA 5.2	Comparación de Metodologías basadas en Costos Embebidos.....	65
FIGURA 5.3	Comparación de los ISL.....	67
FIGURA 5.4	Flujos de potencia considerando una transacción multilateral, caso 2.	69
FIGURA 5.5	Comparación de CST considerando una transacción multilateral, caso 2.....	70
FIGURA 5.6	Comportamiento de los nodos de generación.....	71
FIGURA 5.7	Comportamiento de los nodos de carga.	72
FIGURA 5.8	Flujos de potencia considerando una transacción multilateral, caso 2.1.	73
FIGURA 5.9	Comparación de CST considerando una transacción multilateral, caso 2.1.....	74
FIGURA 5.10	Comparación del CST de la TB1-15N.	77
FIGURA 5.11	Comparación del CST de la TB2-15N.	79
FIGURA 5.12	Comparación de flujos de potencia de la TB1.	86
FIGURA A.1	Diagrama del sistema de 6 nodos caso base.....	101
FIGURA A.2	Transacción Bilateral – 6 Nodos	103
FIGURA A.3	Transacción Multilateral Simultánea – 6 Nodos	103

ÍNDICE DE TABLAS

Figura	Nombre	Pág.
FIGURA A.4	Sistema de 14 nodos IEEE caso base	104
FIGURA A.5	Transacción Bilateral BT1 – 14 Nodos	106
FIGURA A.6	Transacción Multilateral Simultánea - 14 Nodos.....	107
FIGURA A.7	Diagrama del sistema de 15 nodos caso base.....	108
FIGURA A.8	Transacciones Bilaterales - 15 nodos	110
FIGURA C.1	Archivo de datos - Caso base	124
FIGURA C.2	Archivo de datos – Caso con transacción.....	125
FIGURA C.3	Estructura General del Programa.....	126
FIGURA C.4	Primer parte del programa.....	126
FIGURA C.5	Valores de ISL y variaciones de potencia	127
FIGURA C.6	Flujos en las líneas, con y sin transacción.....	127
FIGURA C.7	CST en cada una de las líneas	128
FIGURA C.8	Asignación de Costos por Servicio de Transmisión	128

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla	Nombre	Pág.
Tabla 4.1	Comparación de las metodologías para la obtención del CST.....	58
Tabla 5.1	Valores del ISL y cambios en el Flujo de Potencia	62
Tabla 5.2	Flujos de Potencia después de la transacción T1	62
Tabla 5.3	Costo Total por el Servicio de Transmisión.....	63
Tabla 5.4	CST considerando la transacción T1	64
Tabla 5.5	Comparación de Resultados del Caso 1	65
Tabla 5.6	Transacción Multilateral	66
Tabla 5.7	Valores del ISL obtenidos con el programa desarrollado	66
Tabla 5.8	Valores del ISL tomados de la referencia [7].	67
Tabla 5.9	Cambios en el Flujo de Potencia [MW].....	68
Tabla 5.10	Flujo de Potencia final considerando una transacción multilateral.....	68
Tabla 5.11	CST considerando Transacción Multilateral.....	69
Tabla 5.12	Asignación de Costos - Caso 2. Transacción Multilateral	70
Tabla 5.13	Transacción Multilateral	72
Tabla 5.14	Cambios en el Flujo de Potencia.....	73
Tabla 5.15	Asignación de Costos – Caso 2.1 Transacción Multilateral.....	74
Tabla 5.16	Transacción Bilateral TB1 -15 Nodos.	75
Tabla 5.17	Flujo en las líneas - TB1.	75
Tabla 5.18	Costo por Servicio de Transmisión – TB1-15N.....	76
Tabla 5.19	Asignación de Costos TB1-15N.	78
Tabla 5.20	Transacción Bilateral TB2-15 Nodos.	78
Tabla 5.21	Costo por Servicio de Transmisión – TB2-15N.....	78
Tabla 5.22	Asignación de Costos TB2-15N.	80
Tabla 5.23	Transacción Multilateral Simultánea TMS – Honduras.....	80
Tabla 5.24	Costo por Servicio de Transmisión – TB2-15N.....	81
Tabla 5.25	Asignación de Costos TMS - Honduras.....	83
Tabla 5.26	Valores del ISL y cambios en el Flujo de Potencia TB1	85
Tabla 5.27	Flujos de Potencia después de la transacción TB1.....	85
Tabla 5.28	Costo Total por el Servicio de Transmisión.....	86
Tabla 5.29	Transacción Multilateral Simultánea TMS1.....	87
Tabla 5.30	Valores del ISL para la transacción TMS1.....	87
Tabla 5.31	Variaciones de los flujos de potencia TMS1 [MW].....	88
Tabla 5.32	Flujo de Potencia final considerando la TMS1	88
Tabla 5.33	Asignación de Costos TMS1	89
Tabla 5.34	Transacción Multilateral Simultánea TMS2	90
Tabla 5.35	Variaciones de los flujos de potencia TMS2 [MW].....	90
Tabla 5.36	Flujo de Potencia final considerando la TMS2	91
Tabla 5.37	Asignación de Costos TMS1.	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla	Nombre	Pág.
Tabla A.1	Datos de las líneas del sistema de 6 nodos.....	102
Tabla A.2	Datos de los nodos del sistema de 6 nodos	102
Tabla A.3	Datos de las líneas del sistema de 14 nodos IEEE	105
Tabla A.4	Datos de los nodos del sistema de 14 nodos IEEE.....	105
Tabla A.5	Datos de las líneas del sistema de 15 nodos.....	109
Tabla A.6	Datos de los nodos del sistema de 15 nodos	109
Tabla A.7	Datos de las líneas del sistema Hondureño de 114 nodos.....	111
Tabla A.8	Datos de los nodos del sistema Hondureño de 114 nodos	115

SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS

Abreviatura	Significado
ACST	Asignación de Costos por Servicio de Transmisión
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEL	Certificado de Energía Limpia
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CD's	Compañías de Distribución
CT's	Compañías de Transmisión
CG's	Compañías Generadoras
CA	Corriente Alterna
CD	Corriente Directa
CMSt	Costo de Mejoras
CONt	Costo de Operación
CODt	Costo de Oportunidad
CESt	Costo Existente del Sistema
CST	Costo por Servicio de Transmisión
TCt	Costo por uso de la red de transmisión al realizar una transacción t
CP(y)	Costo promedio de la producción por unidad de un producto (y)
CPF(y)	Costo promedio fijo del producto (y)
CPV(y)	Costo promedio variable del producto (y)
CTST	Costo Total por Servicio de Transmisión
EPACT	Energy Policy Act
USA	Estados Unidos de Norteamérica
FUL	Factores de Utilización de las Líneas
ISL	Índice de Sensibilidad de las Líneas
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica)
IPN	Instituto Politécnico Nacional
kV	Kilo Volts
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
MWh	Mega Watt-hora
MW	Mega Watts
MDA	Mercado de Día de Adelanto
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MTR	Mercado en Tiempo Real
MM	Modulus Method
OIS	Operador Independiente del Sistema
PML	Precio Marginal Local

SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS

Abreviatura	Significado
PEI	Productores Independientes de Energía
RNT	Red Nacional de Transmisión
SEPI	Sección de Estudios de Posgrado e Investigación
SENER	Secretaría de Energía
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SEPD	Sistema Eléctrico de Potencia Desregulado
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SLP	Subasta de Largo Plazo
SSC	Suministrador de Servicio Calificado
SSB	Suministrador de Servicios Básicos
SS's	Suministradores de Servicios
TWh	Tera Watts-hora
TMS	Transacción Multilateral Simultánea
TB	Transaction Bilateral

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.

1.1 ASPECTOS GENERALES

A raíz de las reformas energéticas aprobadas en diciembre de 2013, el Sistema Eléctrico Mexicano pasó de ser un sistema de potencia regulado a uno desregulado [1,2].

En un mercado eléctrico los participantes deben aplicar adecuadamente entre otras cosas consideraciones las reglas del mercado para así poder maximizar la venta de sus productos y servicios, pudiendo así mejorar sus ingresos y postura en comparación con los demás participantes. La industria eléctrica en algunos países alrededor del mundo había sido estructurada verticalmente por sus empresas de generación, transmisión y distribución, ahora con las leyes y reformas han sufrido significantes cambios dentro de su estructura lo cual la ha llevado a ser una industria horizontal [3].

Visto desde otra perspectiva, el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) ha pasado de ser un sistema regulado a uno desregulado en el que dicha reestructuración alienta a las empresas a competir abiertamente en la compra y venta de diversos servicios de energía eléctrica (productos asociados). Ocasionando que las tres áreas principales de la industria eléctrica sean operadas independientemente facilitando una competencia en el mercado eléctrico, esto con la ayuda de un Operador Independiente del Sistema (OIS) quien entre sus principales actividades será operar el mercado eléctrico en diversos horizontes de tiempo [4,5].

Estos cambios han generado que el Costo por Servicio de Transmisión sea una de las problemáticas para el sector eléctrico debido al aumento de las transacciones bilaterales simultáneas que pueden presentarse en la red de transmisión, debido a que se ha dado apertura del mercado a diversos participantes [4].

La reestructuración del mercado eléctrico, básicamente estará dividida en las actividades a realizar por los operadores del sistema y las actividades de las compañías generadoras, las cuales estarán basadas en ofertas y subastas de diversos servicios de energía eléctrica, tomando en cuenta el tipo de mercado: Mercado de Energía, Mercado de Servicios Auxiliares y Mercado de Servicios de Transmisión, y el modelo de mercado: Mercado de Intercambio (PoolCo), Mercado de Transacciones Bilaterales (Bilateral Contracts) y Mercado Híbrido, el cual es una combinación de ambos [3,4].

1.2 OBJETIVO

Desarrollar una herramienta computacional que permita obtener los costos por el servicio de transmisión de energía en sistemas de potencia desregulados considerando transacciones bilaterales, haciendo uso de un método analítico basado en Índices de Sensibilidad de las Líneas.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia normalmente presenta diferentes condiciones de operación durante un tiempo dado, aunado aún a los cambios estructurales de las reformas energéticas presentadas en nuestro país en diciembre de 2013. Las características de operación del mismo han cambiado haciéndolo más complejo en diversos sectores como lo es en el caso de la compra y venta de energía eléctrica, es decir los Mercados Eléctricos debido la apertura del mercado a diversas compañías generadoras o a los mismo Productores Independientes de Energía (PEI) [3].

Estos cambios se ven reflejados en la asignación de los costos de transmisión de energía debido a que deben ser considerados los nuevos participantes, así como también nuevas políticas y restricciones. Esta asignación de costos por servicio de transmisión debe ser justa y transparente para los participantes del mercado, así como también ser un indicativo para tomar decisiones en el mejoramiento y expansión de la red, todo esto bajo un escenario en el que se opere la red de una manera eficiente ya que éste es el medio mediante el cual las empresas podrán celebrar contratos de compra y venta de diversos productos asociados.

1.4 ESTADO DEL ARTE

A continuación se muestra un breve análisis de diversos trabajos e investigaciones realizados en torno a diferentes metodologías para la obtención del costo por uso de red, se hace un énfasis en la situación en diversos países y cómo fue su evolución en el proceso de pasar de un sistema regulado a uno desregulado todo esto enfocado en el servicio de transmisión de energía eléctrica, por otra parte se mencionan algunas metodologías implementadas en México para la obtención del costo por uso de red y por último se presenta un análisis de un trabajo desarrollado en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación del IPN.

1.4.1 Costo por Servicio de Transmisión en diversos países.

La desregulación y privatización del sector eléctrico en diversos países ha impulsado a iniciar una nueva etapa de competencia dentro de los mercados eléctricos.

Este tipo de cambios han sido necesarios para mejorar las condiciones de operación de los sistemas eléctricos de potencia, así como también para incrementar eficientemente su producción de energía eléctrica en cualquiera de sus productos asociados [3, 6].

Industria Eléctrica en Corea - La industria eléctrica en Corea había sido operada verticalmente hasta antes del año 2001. En 2001 se promulgó una Reforma en el Sector Eléctrico la cual dio apertura a un Mercado Eléctrico Abierto por lo que fue necesario implementar una nueva metodología para la asignación de costos por servicio de transmisión de energía eléctrica debido a que se debía de contemplar a los nuevos Productores Independientes de Energía (PIE) en cada uno de los nodos de generación. En [6] se describe la metodología analítica implementada basada en Factores de Utilización de las Líneas (LUF por sus siglas en inglés), la cual es comparada con la metodología Modulus Method.

En [7] se realiza un análisis basado en índices de sensibilidad de las líneas, dicho trabajo está basado en el modelo matemático presentado en [6] pero a diferencia de éste, en esta nueva investigación se proponen transacciones bilaterales simultaneas y así poder considerar más de dos participantes en el mercado.

Por otra parte Loi Lei Lai muestra diversas metodologías en [4] las cuales están basadas en costos embebidos y costos incrementales de transmisión, así como también se hace un pequeño análisis de la situación en países europeos y americanos.

Industria Eléctrica en Reino Unido - Modificación de la Ley de industria Eléctrica de Reino Unido en 1989, fue una de las primeras naciones en la privatización de la Industria Eléctrica con el objetivo de reducir la intervención del gobierno en la economía del sector público. Dando apertura a la interacción del mercado eléctrico entre Inglaterra y Gales.

Industria Eléctrica en Noruega - Modificación en la Estructura del Sector Eléctrico en Noruega en el año de 1990, dando apertura a la competitividad de los Mercados Eléctricos adoptando el modelo “Club-Pool” donde el excedente de energía era exportado.

Industria Eléctrica en Estados Unidos de Norteamérica - La Energy Policy Act (EPACT) en 1992, alentó la apertura de los Mercados Eléctricos en los Estados Unidos de Norteamérica. Diversos estados buscaron diversas políticas en base a sus precios, en el caso de California, Nueva York, Massachusetts fue más complejo implementar las reformas debido a sus altos precios. En 1998 California se vio estancado en un periodo de transición de 4 años.

Industria Eléctrica en Japón - En el trabajo desarrollado en [8] se muestra el modelo matemático de la metodología de Estampilla Postal implementada en Japón en el año 2003, esto debido a la modificación de la Ley de la Industria de Servicios Públicos de Electricidad, con esta metodología se reconsideraron los costos por servicio de transmisión.

Industria Eléctrica en India - En el trabajo mostrado en [9] se propuso una metodología para la obtención de los costos por servicio de transmisión basado en una modificación del Método de MW-Milla para la reestructuración de los Mercados Eléctricos en India en el año 2011.

En general en los trabajos desarrollados [10, 11, 12 y 13] se muestran metodologías basadas en costos embebidos, es decir en los costos de inversión (costos fijos) de la red de transmisión. De las metodologías desarrolladas sobresalen: Estampilla Postal, Trayectorias Contratadas y Método de Mega Watt Milla y sus diversas implementaciones. En [14] se tiene una combinación de dos de estas metodologías, MW-Milla y Estampilla Postal.

1.4.2 Documentos expedidos en México para el cobro por Uso de la Red Nacional de Transmisión.

Anteriormente se tenía un documento expedido en el año 2001 en donde se establecía la metodología que debía de realizar Luz y Fuerza del Centro (LyFC) y Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el cobro por el servicio de transmisión de energía eléctrica en las Redes de Transmisión para dos niveles de tensión, mayor o igual a 69kV y menores a 69kV. Para que las empresas realizaran este servicio primero se tenía que realizar una solicitud para la determinación de los cargos, una vez realizado esto se procedía a realizar el cálculo del costo por uso de red [15, 16].

Las tarifas para ambos niveles de tensión consideraban costos fijos por uso de red, costos variables por uso de red y costos fijos por administración del convenio, la metodología estaba basada en la modalidad del método Mega Watt Milla, basado en los flujos de potencia de las líneas.

Posteriormente con la desregulación del Sistema Eléctrico Mexicano ocasionado por la Reforma Energética publicada en el año 2013, en 2015 fue expedido el documento [17] en donde se describe a detalle la metodología con la que se llevará a cabo el cobro del servicio de transmisión de energía, estas tarifas estarán vigentes del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018, la entidad encargada de cobrar este servicio a los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) será la Comisión Federal de Electricidad, tomando en cuenta dos factores: Ingreso Requerido y la Energía.

La metodología implementada para el cobro de las nuevas tarifas está basado en la modalidad de Estampilla Postal [\$/kWhr], donde de igual manera se considera la tarifa para

dos niveles de tensión: mayores o iguales a 220kV y menores a 220kV. Cabe mencionar que esta metodología cumple con lo estipulado en el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica, en donde dice que las tarifas deberán ser emitidas por la Comisión Reguladora de Energía [18].

1.4.3 Trabajo desarrollado en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, IPN.

En 1999 [19] se propone una metodología para dar solución al Costo por Uso de la Red de Transmisión el cual está basado en el método de costos embebidos, Mega Watt Milla – Flujo Dominante, el cual se centra en la obtención de los costos fijos (de inversión) de la red. Primero se realiza un análisis de contingencias para incluir criterios de seguridad en la red y posteriormente se realiza el cálculo del costo por uso de red.

1.5 APORTACIONES DE LA TESIS

En el presente trabajo se desarrolló un programa en el lenguaje de programación MatLab R2014a en donde se evalúa el costo por servicio de transmisión considerando dos escenarios, el primero al considerar transacciones bilaterales y el segundo al considerar transacciones bilaterales simultaneas con el objetivo de simular un mercado abierto en el que participen más de dos participantes.

Primero se realiza un análisis de sensibilidad de las líneas para después aplicar la metodología propuesta, la cual es comparada con la metodología Mega Watt Milla – Modulus Method y de esta forma validar el correcto funcionamiento del programa. Por otra parte, para un sistema de prueba pequeño se desarrolló un código en donde se obtienen los costos por uso de red mediante diversas metodologías basadas en costos embebidos.

1.6 ESTRUCTURA DEL TRABAJO DE TESIS

A continuación se muestra a manera de resumen el contenido de cada uno de los capítulos del presente trabajo, así como también los anexos que los componen.

Capítulo 1. En el primer capítulo se presentan los aspectos generales sobre la desregulación de los sistemas eléctricos de potencia, así como también del nuevo panorama de los mercados eléctricos de energía, posteriormente se expone el objetivo y la justificación del presente trabajo. Se muestra un breve estado del arte de trabajos de investigación desarrollados en torno a metodologías para la obtención del costo por uso de red basados en

costos embebidos, también se muestra un breve panorama de la situación del costo por uso de red en diversos países, así como también su solución. Finalmente se exponen las aportaciones del trabajo.

Capítulo 2. En el segundo capítulo se presentan los aspectos más sobresalientes de los Sistemas Eléctricos de Potencia Desregulados, se muestran los papeles que tomarán cada una de las entidades del sector eléctrico para operar el sistema. Se realiza un análisis de la operación actual del sistema en México, esto en consecuencia de las reformas implementadas en diciembre de 2013.

Capítulo 3. En el tercer capítulo se presenta una reestructuración del mercado eléctrico desregulado, se muestra como estará basado acorde a diversas ofertas y subastas de diversos servicios o productos asociados, se considera el tipo y modelo de mercado. Derivado de esta reestructuración se muestra el nuevo panorama que se tiene para el cobro por servicio de transmisión de energía eléctrica.

Capítulo 4. En el cuarto capítulo se presentan diversas metodologías implementadas para la obtención del costo por servicio de transmisión, las cuales están basadas en diversos criterios: costos embebidos, costos incrementales y una combinación de ambas. Se presenta la metodología propuesta basada en Índices de Sensibilidad de las Líneas para obtener el costo por servicio de transmisión.

Capítulo 5. En el quinto capítulo se presenta un análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas a los sistemas de prueba. Primero se muestran los resultados obtenidos del sistema de prueba de 6 nodos, posteriormente los resultados de un sistema de prueba de 15 nodos y los resultados del sistema de Honduras formado por 114 nodos, finalmente los resultados del sistema de prueba de la IEEE de 14 nodos.

Capítulo 6. En el último capítulo se muestran las conclusiones obtenidas del trabajo realizado y las sugerencias para trabajos futuros.

Anexo A. En este apartado se presentan los datos de los sistemas de prueba utilizados, 6 nodos, 14 nodos de la IEEE, sistema de prueba de 15 nodos y sistema real de Honduras formado de 114 nodos.

Anexo B. En este apartado se presenta un enfoque general de los índices de sensibilidad en las líneas de transmisión, así como también un análisis basado en flujos de potencia para la obtención de los mismos.

Anexo C. En este apartado se presenta el programa desarrollado para obtención del costo por servicio de transmisión de energía eléctrica. Se describe la metodología para el funcionamiento del programa, la estructura del programa y el código fuente del mismo, esto se realiza para ambos programas desarrollados, el que considera transacciones bilaterales y bilaterales simultáneas y el que realiza un análisis con diversas metodologías de costos embebidos.

CAPÍTULO 2: SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DESREGULADOS.

2.1 INTRODUCCIÓN

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un sistema físico denominado 24/7 ya que una vez puesto en servicio se encuentra trabajando todo el tiempo en operación, el cual crece constantemente y el reto de los operadores es cumplir con la demanda de energía de forma constante. Para mantener el balance de Carga-Energía se cuenta con diferentes tipos de herramientas de control, para la solución de la problemática el problema se descompone en el tiempo. El comportamiento de la carga será dinámico con la entrada del mercado desregulado ya que existirán más plantas de generación lo cual ocasionara que el pronóstico de la carga no se vea como un todo, ocasionando que el pronóstico de la misma sea más complejo [20].

La industria eléctrica en algunos países alrededor del mundo había sido estructurada verticalmente por sus empresas de generación, transmisión y distribución, ahora con las leyes y reformas han sufrido significantes cambios dentro de su estructura lo cual los ha llevado a ser una industria horizontal [3].

Chile fue el primer país en pasar de un sistema eléctrico regulado a uno desregulado en el año de 1982, su modelo estuvo basado en un modelo centralizado de intercambio (Pool Model), éste modelo fue relativamente conservativo, con este tipo de modelo se obtenían bajos costos en el despacho de las unidades generadoras. Su sistema estaba operado por una entidad (CDEC) que controlaba el sistema de trasmisión, determinaba el despacho de las unidades generadoras, así como también calculaba el precio spot de la energía para cada hora del día [51, 52].

El modelo adoptado por Chile ha experimentado muchas crisis a lo largo de su desarrollo, éstas han revelado las debilidades del modelo de mercado, la más reciente crisis comenzó cuando el gobierno de Argentina comenzó a tener problemas con el suministro de gas natural por lo que en abril de 2004 decidió reducir la exportación de gas a Chile, lo cual afecto de manera significativa a la industria eléctrica de Chile. La mayor dificultad en la industria eléctrica de Chila ha sido modernizar su original y obsoleta reforma [52].

En el año de 1989 Reino Unido fue uno de los países pioneros en la privatización de su industria eléctrica, con ello llevo a su industria de ser regulada a una industria desregulada. Noruega y California fueron los siguientes países en adoptar este sistema en el año de 1990 y 1996 respectivamente. El éxito que tuvo Reino Unido y Noruega alentó a otros países alrededor del mundo a adoptar este nuevo sistema de privatización y desregulación, tal es el caso de Argentina, Brasil, España, Taiwán, Malasia, Australia y Nueva Zelanda [4].

El nuevo sistema de California estuvo conformado por un operador independiente del sistema (ISO) y una entidad de intercambio (PX). El operador independiente del sistema tenía como función la seguridad del sistema, la operación de la red de transmisión, así como también la operación necesaria del mercado spot para tener un balance en el sistema. Por otra parte la entidad de intercambio (PX) era la encargada de reunir a las compañías generadoras y las de distribución para llevar a cabo compra y venta de energía entre ellas. Los coordinadores de la programación (SC) eran una tercera institución encargada de realizar contratos de compra y venta de energía entre los generadores y los consumidores [51].

A principios de 1990 Argentina reestructuró su industria eléctrica como parte una amplia reforma económica. El funcionamiento ineficiente de sus empresas integradas verticalmente alentó a la transformación de su industria eléctrica, llevándola a tomar un modelo horizontal. Este proceso incluyó la implementación de una nueva regulación para el manejo de la electricidad y el gas natural. [52]

El modelo desregulado que adoptó Brasil en el año de 1999 estuvo operado por una entidad (ONS) la cual estuvo a cargo de la operación del sistema, el despacho de las unidades de generación fue realizado por medio de modelos matemáticos enfocados en la optimización de las reservas de agua ya que la mayor parte de la generación de Brasil provenía de fuentes hidroeléctricas. Su modelo de mercado estuvo basado en un diseño de contratos de mercado [51, 52]

Frecuentemente el término “desregulación” hace hincapié a la venta de sectores de la industria eléctrica a empresas privadas, sin embargo en un contexto general se refiere a la introducción de la libre competencia en los mercados de energía. A su vez, éste termino de desregulación hace referencia a la separación de las empresas que comprenden a una industria eléctrica con el objetivo de que cada uno de estos componentes brinden sus servicios de manera independiente [4]. Para que el sistema opere de manera segura y confiable, una entidad independiente debe estar a cargo de operación el sistema, ésta entidad es conocida como OIS (Operador Independiente del Sistema).

La siguiente figura 2.1 muestra un ejemplo de desregulación en donde la generación, transmisión y distribución pasan de ser una industria regulada a una desregulada [4].

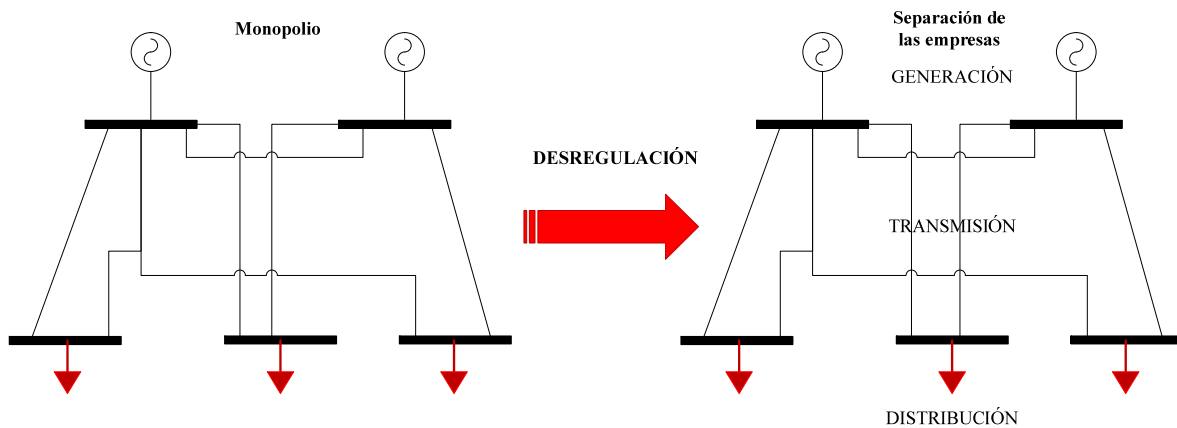


FIGURA 2.1 Desregulación de la industria eléctrica [4]

En un Sistema Eléctrico Regulado la operación del mismo se maneja en forma centralizada (existe un monopolio del sistema), es decir que solo existe una entidad encargada de la operación del sistema. Por otra parte, en un Sistema Eléctrico Desregulado (SEPD) la operación de cada una de sus componentes (generación, transmisión y distribución) se operan de manera independiente. Así como también, la red eléctrica está interconectada por n número de sub-áreas las cuales son operadas independientemente por sus Operadores de Sistema. Dichas áreas interactúan entre ellas aun cuando operan independientemente ya que cuando una transacción es realizada en un área específica, ésta puede influir de manera significativa en las demás áreas por lo que es necesario considerar el grado de uso de la red en este tipo de análisis [4, 21].

2.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DESREGULADO.

La industria eléctrica alrededor del mundo, la cual ha sido estructurada verticalmente por sus empresas de generación, transmisión y distribución ha sufrido significantes cambios dentro de su estructura lo cual la ha llevado a ser una industria horizontal. Visto desde otra perspectiva, el SEP ha pasado de ser un sistema regulado a uno desregulado esto en consecuencia de las leyes y reformas implementadas en el sector eléctrico, ésta reestructuración alienta a las empresas a competir abiertamente en la compra y venta de diversos Productos Asociados.

Uno de los principales factores que alientan a la desregulación son los altos precios de la energía eléctrica que se dan en un monopolio o sistema regulado, por esta razón algunas empresas recurren a las reformas para adoptar un sistema desregulado [4, 21]. Por otra parte, un sistema desregulado no operará de manera adecuada si los consumidores

desconocen el costo real de la energía y si no se cuenta con un operador independiente del sistema, el cual no este influenciado por intereses políticos a corto plazo [51].

En un mercado eléctrico se establece una libre competencia entre empresas. La figura 2.2 muestra un ejemplo de sistema desregulado [21,47].

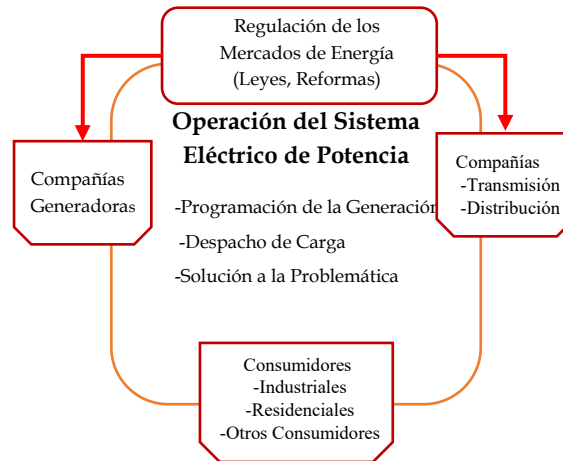


FIGURA 2.2 Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia Desregulado

Algunas de las características principales en un Sistema Eléctrico de Potencia Desregulado (SEPD) son:

- Libre competencia entre empresas
- Operación de la red por una entidad independiente ISO
- Seguridad Operativa del Sistema, el sistema debe seguir operando ante disturbios en la red, es decir debe operar con eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad [5].

2.2.1 Principales entidades en un Sistema Eléctrico de Potencia Desregulado

Han surgido cambios sobresalientes en el papel que desempeña cada una de las entidades que conforman a un sistema eléctrico de potencia debido a su nueva reestructuración, la cual está basada en una industria horizontal en la que algunas de sus entidades pueden desempeñar funciones de manera independiente, siendo unas de las principales las que se muestran a continuación.

Al final de la descripción de cada una de las entidades que conforman un SEPD, se muestra la figura 2.3 que representa de manera general la interacción que existe entre ellas.

2.2.1.1 OIS (Operador Independiente del Sistema)

Operador Independiente del Sistema (OIS), su función principal es operar todo el sistema eléctrico de potencia, realizando actividades como: asignación y despacho de algunas o todas las fuentes de generación del sistema, así como también tiro de carga para mantener el sistema operando de forma segura y confiable, manteniendo la frecuencia del sistema en valores aceptable y el balance de generación-demanda [3,21].

Por otra parte el OIS también tiene la facultad de operar los Mercados Eléctricos y de esta manera llevar a cabo las subastas de largo, corto y mediano plazo, venta de servicios auxiliares, instruir a los transportistas y distribuidores en la celebración de contratos para interconectarse a la red de transmisión [21, 22].

2.2.1.2 CG's (Compañías Generadoras)

Las Compañías Generadoras (CG's) están integradas por las compañías generadoras del estado, los productores independientes de energía, nuevas plantas con permisos legados. Son las encargadas de satisfacer la demanda del sistema operando de manera individual como un productor independiente de energía o en conjunto con otras plantas para de esta manera ofrecer otro tipo de productos asociados en los mercados eléctricos [3,21].

En el nuevo ambiente desregulado, el objetivo general de las compañías generadoras es maximizar sus ganancias ya que se tiene una libre competencia entre ellas.

2.2.1.3 CT's (Compañías de Transmisión)

Las Compañías de Transmisión (CT's) son los propietarios de la red de transmisión y tienen como función principal la construcción, mantenimiento y operación de la red en diversos puntos geográficos. La red de transmisión es el medio por el cual las compañías pueden celebrar contratos de compra y venta de energía, es por esto que el sistema de transmisión es uno de los elementos más importantes de los mercados eléctricos, siendo la seguridad y eficiencia los aspectos importantes para que se lleven a cabo de manera correcta los mercados [21].

Las CT's obtienen ingresos económicos con las tarifas que imponen a los participantes del mercado, esto por uso de la red de transmisión para lo cual también existe un cargo adicional para los participantes que congestionan la red, ambos cargos son calculados con diversas metodologías basadas en diferentes parámetros.

En un SEP Desregulado pueden existir dos tipos de CT's, con y sin fin de lucro: [23].

- CT's con fin de lucro. Son propietarios de la red de transmisión, operan y administran la red como un monopolio ya que no existe otra entidad con el mismo giro. Uno de sus objetivos es maximizar sus ganancias por la renta de la red de transmisión.
- CT's sin fin de lucro. Usualmente son llamados Operador Independiente de la Red de Transmisión (OIRT), en comparación con las CT's con fin de lucro, los OIRT no son propietarios de la red, simplemente se limitan a su administración, por otra parte no se enfocan a maximizar los recursos obtenidos por uso de la red ya que no son los propietarios.

2.2.1.4 CD's (Compañías de Distribución)

Las Compañías de Distribución (CD's) son las encargadas de distribuir la energía eléctrica a los consumidores en específicas áreas geográficas a través de sus instalaciones, esto lo realizan para niveles bajos de tensión. Al igual que las CT's, éstas también realizan un cobro por la realización de su servicio, el cual varía dependiendo del nodo de la red y el tipo de consumidor.

Las CD's también son responsables por el mantenimiento y operación eficiente de su red, así como también tienen la responsabilidad de solucionar las interrupciones en la red y las problemáticas en la calidad de la energía que suministran [3, 21].

2.2.1.5 SS's (Suministradores de Servicios)

Los Suministradores de Servicios (SS's) son una nueva entidad creada para las industrias competitivas, su función principal es vender energía eléctrica a los consumidores finales.

Los SS's pueden adquirir los productos que van a vender por medio de contratos bilaterales con las CG's o por medio de las subastas celebradas en los Mercados Eléctricos. Al igual que otras entidades, su función principal es maximizar sus ganancias [3, 21].

2.2.1.6 Consumidores

Los consumidores son los usuarios finales del servicio eléctrico, los cuales adquieren este servicio al interconectarse a la red de distribución si son pequeños usuarios, para el caso de grandes usuarios deben conectarse a la red de transmisión.

En un sistema regulado los usuarios obtienen los servicios de energía eléctrica por medio de las empresas que tienen la facultad de brindar esos servicios, en general son empresas a

cargo del estado, para el caso de un sistema desregulado los usuarios no están obligados de adquirir estos servicios por medio de las empresas a cargo del estado ya que los consumidores pueden tener acceso directo con las CG's o celebrar contratos de cobertura eléctrica con alguna compañía SS's [21].



FIGURA 2.3 Operación de un SEP

2.2.2 Reestructuración del Mercado Eléctrico

La desregulación del SEP ha ocasionado que las tres áreas principales de la industria eléctrica sean operadas independientemente facilitando una competencia en el mercado eléctrico, esto con la ayuda de un OIS.

La siguiente figura muestra una posible reestructuración del mercado eléctrico, el cual estará dividido en las actividades a realizar por los operadores del sistema y las actividades de las compañías generadoras, las cuales estarán basadas en ofertas y subastas de diversos servicios de energía eléctrica, tomando en cuenta el tipo de mercado: Mercado de Energía, Mercado de Servicios Auxiliares y Mercado de Servicios de Transmisión, y el modelo de mercado: Mercado de intercambio (PoolCo), Mercado de transacciones Bilaterales (Bilateral Contracts) y Mercado Híbrido, el cual es una combinación de ambos [3, 24].

Se puede observar en la figura 2.4, que los costos por transmisión se encuentran dentro de la operación de los mercados, los cuales a su vez son operados por el OIS [3].

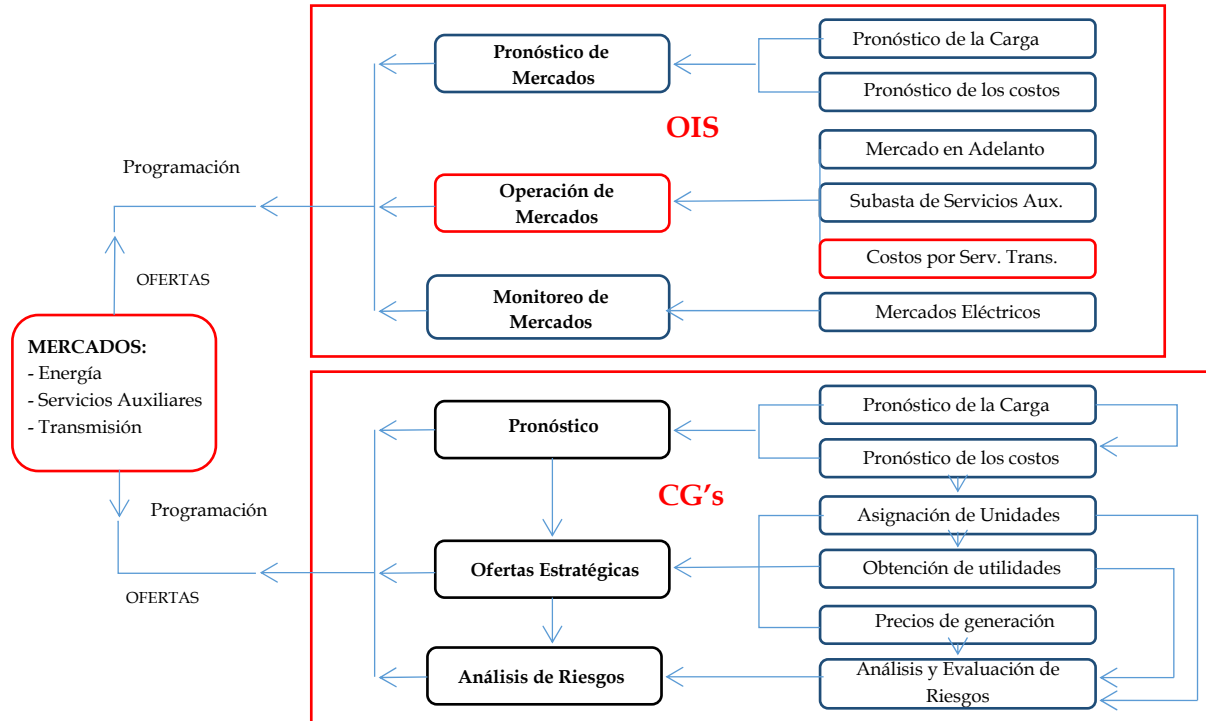


FIGURA 2.4 Reestructuración del Mercado Eléctrico

2.3 PANORAMA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO.

Al igual que diversos países alrededor del mundo, México ha adoptado el modelo de una industria eléctrica horizontal, originado por la Reforma Energética promulgada y publicada en diciembre de 2013, la cual señala que la generación y comercialización de energía eléctrica serán servicios que se ofrezcan dentro de un régimen de libre competencia [2, 18, 27]. El sistema eléctrico de México estará principalmente a cargo tres organismos públicos, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), entre las actividades más importantes que desempeñarán cada una de estos organismos públicos se encuentran las siguientes [22]:

2.3.1 CENACE.

Será un organismo público descentralizado que tomará el papel de Operador Independiente del Sistema (OIS) y una de sus facultades será operar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en donde se llevaran a cabo las subastas en diferentes horizontes de tiempo para así poder realizar la compra y venta de diversos productos asociados (Potencia, Certificados de

energías limpias, Derechos Financieros de Transmisión, Servicios Conexos y Demanda Controlable).

Por otra parte el CENACE también podrá celebrar contratos de cobertura eléctrica entre los participantes que no entren al MEM. Dentro del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) deberá instruir a los transportistas y distribuidores en la celebración de diversos contratos y otorgación de derechos financieros de transmisión, garantizando así el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y Distribución [5, 22, 25].

2.3.2 SENER.

Es el organismo responsable de establecer las reglas iniciales de la operación del SEN, así como también diseñar la política energética del país y la planeación del SEN, una de sus funciones principales es coordinar el desempeño en la operación del MEM a cargo del CENACE.

Deberá coordinar y supervisar la transformación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en una empresa productiva del Estado [5, 22, 25].

2.3.3 CRE.

Una de sus funciones principales es la de emitir las bases del MEM y la vigilancia de su operación, así como también la expedición y aplicación de las tarifas para el servicio de transmisión, distribución y operación de servicios básicos. Otra de sus funciones es la de otorgar y regular permisos de generación y modelos de contratos de interconexión [26].

El figura 2.5 muestra una estructuración del Mercado Eléctrico de México antes de la reforma energética

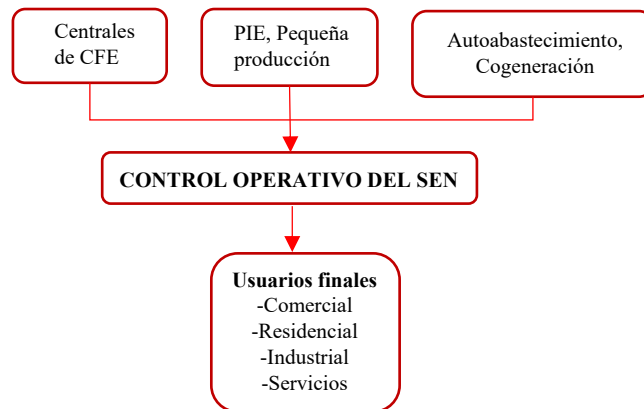


FIGURA 2.5 Estructura del Mercado Eléctrico en México previo a la Reforma Energética

En la figura 2.5 se muestra que el sistema operaba de manera vertical desde la generación de energía hasta el consumo, no se tenía un operador independiente del sistema ni tampoco generación por parte de empresas privadas. Por otra parte no existían usuarios calificados que pudieran entrar al mercado para poder realizar la compra y venta directa de la energía eléctrica, existiendo como único suministrador de energía la Comisión Federal de Electricidad [22].

La figura 2.6 muestra una reestructuración del Mercado Eléctrico en México después de la reforma energética, donde se puede observar la desregulación de los sectores de generación, transmisión y distribución. Quedando la operación del sistema a cargo del CENACE, que, como anteriormente se mencionó éste será el organismo encargado de operar el MEM, donde diversos usuarios podrán ofertar y adquirir productos asociados [22].

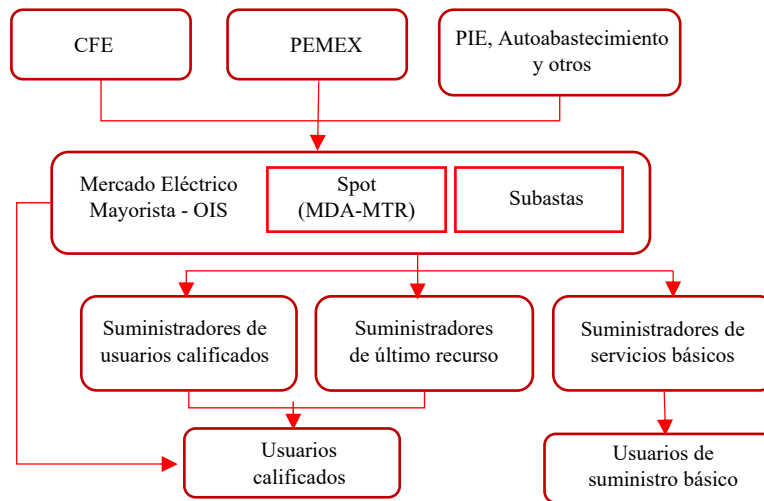


FIGURA 2.6 Reestructuración del Mercado Eléctrico en México después de la Reforma Energética

Se observa que dentro de los nuevos generadores se encuentran los Productores Independientes de Energía (PIE) y los Usuarios Calificados quienes tienen la capacidad de generar más de 3MW. Al desregularse el sistema eléctrico mexicano, sus tres principales empresas (generación, transmisión y distribución) quedaron estructuradas de la siguiente manera:

2.3.4 Generación

Así como lo señala la nueva reestructuración energética, lo relacionado a la generación se deberá llevar a cabo bajo una libre competencia de empresas, las cuales deberán contar con los contratos pertinentes y operar de acuerdo a las instrucciones del CENACE [5, 22, 25].

Principalmente ofrecerán sus productos bajo tres escenarios:

- 1- Venta a través del Mercado Spot dentro del Mercado Eléctrico Mayorista
- 2- Venta a través de la celebración de *contratos de cobertura eléctrica* con suministradores o usuarios calificados
- 3- Venta a través de la celebración de subastas en diversos horizontes de tiempo, con lo cual se otorgarán contratos por diversos periodos de tiempo.

Teniendo como principales centrales de generación las Centrales Legadas y las Centrales Externas Legadas, las primeras estarán a cargo del estado y las segundas estarán formadas por los PIE. Para el caso de las centrales de generación a cargo de la CFE deberán operar de manera horizontal fomentando una libre competencia entre empresas. Finalmente las centrales de generación distribuida tendrán un acceso abierto y no discriminatorio a las redes de distribución, así como también al mercado eléctrico.

Tal y como se menciona en el punto número 2, la venta podrá llevarse a cabo a través de Contratos Cobertura Eléctrica los cuales se refieren a cualquier acuerdo entre los participantes del mercado en donde se obligan a la compraventa de energía eléctrica o a cualquiera de los productos asociados en una hora y fecha futura determinados, o a la realización de pagos de los mismos [5].

2.3.4.1 Generación de Energías Limpias (35% al año 2024)

La Ley de la Industria Eléctrica define el término de Energía Limpia a un amplio número de fuentes, las cuales pueden ser: radiación solar, viento, energía oceánica, bioenergéticos, cogeneración eficiente, calor de yacimientos geotérmicos [27].

Así pues, un Certificado de Energía Limpia es el equivalente de generar 1MWh por medio de fuentes de energía limpia (1CEL = MWh), el cual servirá para prevenir el pago de multas a los generadores de energía eléctrica que no cubran la cuota de MWh generada por medio de fuentes limpias. Siendo la CRE la responsable de otorgar estos CEL's a través del MEM operado por el CENACE [28]

En el año 2013 del total de la generación de energía eléctrica en México, solo el 17% se generó con fuentes no-fósiles y el 83% con fuentes fósiles, cabe mencionar que dentro de este porcentaje se consideraron a todos los permisionarios y a la CFE [29]. En diciembre del mismo año se dió a conocer la reforma constitucional y con ella la necesidad del uso de energías limpias a los participantes de la industria eléctrica para así reducir la emisión de contaminantes. Es por esto que el 24 de diciembre de 2015 se publica en el Diario Oficial de la Federación el documento referente a la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) en el que establece dentro de sus transitorios del artículo 128 una meta de participación de energías

limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para el año 2018, 30% para el año 2021 y del 35% para el año 2024 [30].

2.3.5 Transmisión y Distribución

Las redes de Transmisión y Distribución estarán a cargo del Estado (Comisión Federal de Electricidad). Se podrán celebrar asociaciones y contratos con empresas a través de la SENER para de esta forma poder realizar el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura [22].

Así como lo menciona el capítulo VI de la Ley de la Industria Eléctrica, las tarifas para el servicio de Transmisión y Distribución estarán a cargo de la CRE, cumpliendo los principios de transparencia, estabilidad, factibilidad, eficiencia y predictibilidad en los cargos para los usuarios. Expidiéndose las tarifas en el ACUERDO Núm. A/045/2015 para el servicio de transmisión comprendidas del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018 con las siguientes características [17]:

- Los cálculos se llevaran a cabo bajo la metodología de Estampilla Postal
- El cobro se realizara de acuerdo al tipo de usuario, Generador (30%) y Consumidor (70%) del costo total por servicio de transmisión.
- Las tarifas estarán basadas en dos niveles de tensión (menor o igual 220 *kV* y mayores o iguales a 220 *kV*)

El CENACE dará las instrucciones de operación bajo las cuales deberán de operar la Red Nacional de Transmisión y la Red General de Distribuciones, siendo los transportistas y distribuidores los responsables de ambas.

2.3.6 Comercialización

La comercialización hace referencia a los usuarios finales y dentro lo que menciona la LIE, se tienen: Usuarios Calificados que son los que tienen un consumo o demanda mayor o igual a 3MW (más 2 MW hasta agosto de 2016 y de más de 1 MW a partir de esa fecha) por lo que pueden entrar al MEM, Suministrador de Servicio Calificado (SSC) es un proveedor de energía eléctrica que adquiere sus productos dentro del MEM para así poder ofrecerlos a los usuarios calificados, Usuarios Básicos son aquellos que no están registrados ante la CRE como usuario calificado por lo que no pueden participar en el MEM teniendo que adquirir su energía con un Suministrador de Servicios Básicos (SSB), los SSB venden su electricidad a precios regulados a través de contratos de cobertura eléctrica que se obtienen de las subastas de mediano y largo plazo [18,25].

Actualmente el único SSB es la CFE, sin embargo con la apertura del mercado cualquier interesado puede solicitar su permiso para desempeñar este papel ante la CRE [25].

En esta parte del sistema eléctrico de potencia, la comercialización al igual que en la generación, se llevará a cabo en una libre competencia por lo que los usuarios finales podrán elegir a que Suministrador de Servicios le adquieren su producto [22].

CAPÍTULO 3: MODELO CONCEPTUAL DE MERCADOS ELÉCTRICOS

3.1 INTRODUCCIÓN

Algunos de los objetivos principales de los mercados eléctricos son: asegurar una operación segura del sistema y ofrecer una operación económica del mismo.

El sistema eléctrico de potencia al pasar de un sistema vertical a uno horizontal, aumentó consigo mismo la complejidad de la operación, como es el caso de la compra y venta de energía eléctrica o dicho de otra forma de los Mercados Eléctricos, ya que al ser un sistema horizontal las empresas de generación y consumo interactúan entre sí para encontrar un punto óptimo de compra o venta entre ellas [3].

El figura 3.1 muestra de manera generalizada el proceso que se realiza en los Mercados Eléctricos.

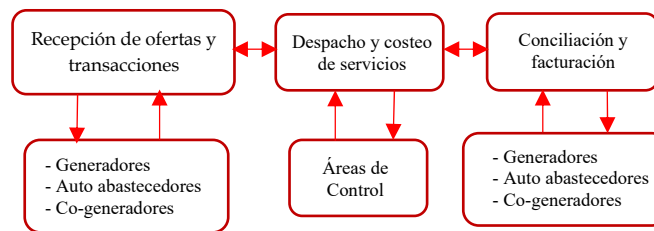


FIGURA 3.1 Proceso en Mercados Eléctricos

El mercado eléctrico puede ser visto como un problema de asignación o transporte, en donde la problemática es asignar la oferta de un vendedor a un comprador en donde el objetivo es maximizar la satisfacción tanto del vendedor como del comprador, bajo ciertas restricciones de ambos participantes así como de la red. Existen tres modelos de Mercado Eléctrico, el primero es el Mercado de Transacciones Bilaterales en el cual se designa cuanta cantidad de energía se trasladará de un vendedor a un comprador desde distintos puntos o áreas de la red, el segundo tipo de mercado es el Mercado de Intercambio en el cual se especifica cuanta energía genera cada vendedor y cuanta energía adquiere cada comprador y el tercero es un Mercado Híbrido el cual es una combinación de ambos tipos de mercado [3,24].

Debido a diversos factores no se puede llevar a cabo una competencia perfecta o ideal dentro de los mercados eléctricos en aplicación real, por lo que se considera una competencia perfecta solo para poder idealizar nuevos conceptos aplicables a la mejoría del mismo y así llevarlos a su óptima operación. Un mercado completamente competitivo en el que las empresas ofrecen sus servicios considera básicamente tres puntos [11]:

- 1- La energía eléctrica es generada por las plantas de generación más económicas
- 2- La energía es consumida por aquellos participantes que estén dispuestos a pagar por ella
- 3- Solo se produce la cantidad necesaria para satisfacer la demanda

Así como también, en un mercado completamente competitivo los excedentes de energía siempre serán positivos mientras que en otro tipo de industria eléctrica (monopolio) el excedente de energía será decreciente. Cuando la competencia es introducida entre las empresas, 4 consideraciones principales se deben considerar para llevar a cabo un mercado competitivo [11]:

- 1- Los participantes del mercado (generadores y consumidores) se limitaran a ser “tomadores de precios” ya que no tendrán influencia en el precio del cierre del mercado (market clearing price).
- 2- Brindar información precisa y transparente a todos los participantes del mercado, aunque en la mayoría de los casos es imposible contar con toda la información.
- 3- Libre acceso de entrada y salida en los mercados, esto es apoyado con las leyes y reformas estructurales en los países que adoptan este nuevo modelo eléctrico.
- 4- Ofrecer un producto homogéneo en el mercado.

3.2 MODELO CONCEPTUAL DE MERCADOS ELÉCTRICOS

En un sistema eléctrico de potencia desregulado existen diversos tipos de mercado, a continuación se describen los más sobresalientes.

3.2.1 Mercado de Intercambio.

Este tipo de mercado especifica principalmente cuanta energía genera cada vendedor y cuanta energía adquiere cada comprador, está basado en un mercado centralizado el cual incluye las ofertas de los vendedores y los compradores, es decir la cantidad de energía que están dispuestos a ofertar los participantes llevándolas a cabo a base de subastas de energía en diversos horizontes de tiempo. Las compañías generadoras compiten por el derecho de suministrar energía a la red sin tener un comprador en específico, por otra parte si la oferta realizada es muy alta tiene la probabilidad de que no sea adquirida, caso contrario si la

oferta es baja. Por parte de los consumidores, estos compiten por la compra de energía eléctrica, si la oferta es muy baja la probabilidad de adquisición es mayor, caso contrario si la oferta alta, es decir que en este tipo de mercado se fija un precio de reservación el cual indica que por debajo de este precio los generadores ya no están dispuestos a vender y por encima de este precio los vendedores ya no están dispuestos a comprar energía eléctrica, es decir que la transacción de energía eléctrica no será llevada a cabo si el precio de reservación es violado.

El OIS en conjunto con alguna entidad encargada del mercado de intercambio (si es que la hay) serán los responsables de que se lleve a cabo un despacho económico factible, para así brindar a los participantes un mercado basado en el costo marginal de la oferta más eficiente [3,4, 11]. El operador del mercado recibirá las ofertas de compra y venta de los participantes, considerando el precio y la cantidad de energía de la generación y consumo para así llevar a cabo las transacciones de energía (figura 3.2).

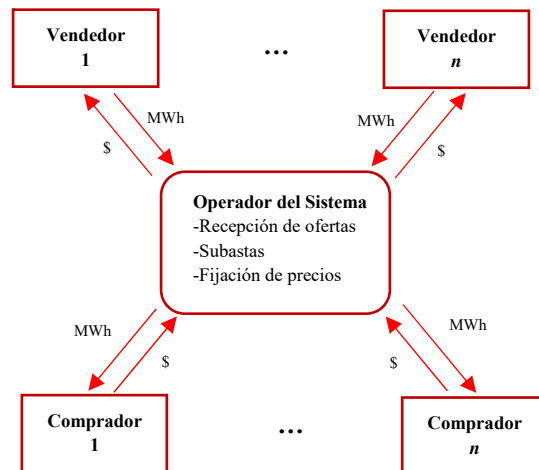


FIGURA 3.2 Operación del Mercado de Intercambio [11]

En este tipo de mercado el análisis de las ofertas se realizarán con un día de adelanto (Mercado de Día de Adelanto – MDA), en la mayoría de los casos el día se programará en horas para así poder satisfacer la oferta y demanda de los participantes. Una vez que se han asignado las ofertas a cada uno de los participantes se procede a fijar el precio del mercado tomando en cuenta la última unidad de generación despachada (Market Clearing Price) también referida al precio marginal local del sistema (PML), esto se logra de acuerdo al punto de intersección entre las curvas de oferta y demanda.

Una vez asignado el precio, los compradores deben pagar al OIS la cantidad de energía consumida mientras que el OIS les paga a los vendedores la cantidad de energía inyectada al sistema, el PML es aplicado a todos los participantes [11].

La asignación del precio en este modelo de mercado se muestra en la figura 3.3.

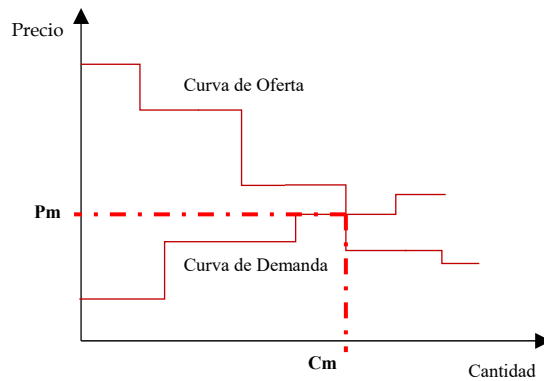


FIGURA 3.3 Precio en un modelo de intercambio [11]

3.2.1.1 Subasta de energía

Las subastas de energía se llevan a cabo con la emisión de ofertas por ambas partes del mercado, compradores y vendedores para que el operador del sistema realice la asignación de cantidad de energía y precios a cada uno de los participantes. Algunas de las consideraciones principales que se deben tener en las subastas se muestran en la figura 3.4, donde se observa que se debe considerar la cantidad de energía, tipo de mercado, tipo de producto y el ajuste de precios [4,24].

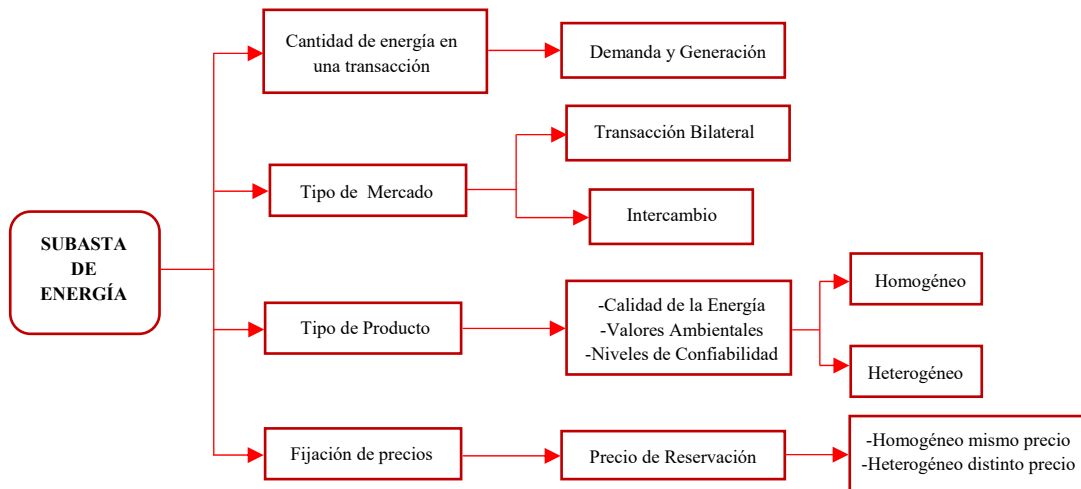


FIGURA 3.4 Subasta de Energía [24]

Todo el proceso que se lleva dentro de una subasta debe ser operado por el OIS, asignando los precios y cantidad de energía como se muestra en la figura 3.3.

3.2.1.2 1er Subasta de Largo Plazo en México

Con la entrada en vigor de la reforma energética y la operación del MEM, en marzo del 2016 se llevó a cabo la primer Subasta de Largo Plazo (SLP) en donde se ofertaron 3 de los productos asociados, los cuales fueron:

- Certificados de Energías Limpias (1CEL = 1MWh así como se define en el capítulo 2.3.4.1)
- Energía Eléctrica Acumulable – Este tipo de energía está orientada a los generadores de fuentes limpias los cuales producirán su energía en horas y ubicaciones distintas a las pactadas en los contratos de cobertura eléctrica, y así poder entregarlas en cualquier hora del año [5].
- Potencia (MW) – Es el producto comercial ofrecido por los generadores para su venta dentro del MEM. Los generadores estarán obligados a asegurar la disponibilidad de su producción para una venta futura [5].

La 1er SLP tuvo como principal objetivo permitir a los Suministradores de Servicios Básicos cubrir sus necesidades en un horizonte de largo plazo. Con esta SLP se otorgaron contratos de cobertura eléctrica por un periodo de 15 años para la Energía Eléctrica Acumulable y Potencia, y 20 años para los CEL's [31, 32].

Las compañías generadoras basadas en fuentes limpias tuvieron la facultad de ofertar los tres productos asociados mientras que las centrales eléctricas convencionales se limitaron a ofertar potencia.

Un aspecto importante a resaltar dentro de esta primer SLP fue que el único comprador (suministrador de servicios básicos) fue la Comisión Federal de Electricidad, sumando un total de ofertas de compra equivalente a 6.36 TWh de energía limpia, 6.36 millones de CEL y 500 MW de Potencia anualmente, fijando su propio precio máximo ya que la CRE no hizo uso de esta facultad dentro de la primer SLP [32].

La 1er. SLP permitió cubrir el 84% de la demanda de energía y CEL's solicitada por la Comisión Federal de Electricidad, para el caso de la potencia nada fue adjudicado, por otra parte el excedente económico fue de 36.48%, lo cual fue casi 4 veces superior al umbral buscado que era de 8.52%.

Desde la publicación de la Convocatoria a la Subasta de Largo Plazo en noviembre de 2015 se llevó a cabo un proceso de actividades para finalmente llevar a cabo el fallo de la subasta y otorgar los contratos de cobertura eléctrica a los participantes que resultaron beneficiados en julio del presente año.

Todo este proceso de actividades realizadas en la 1er SLP se muestra de manera cronológica en la figura 3.5.

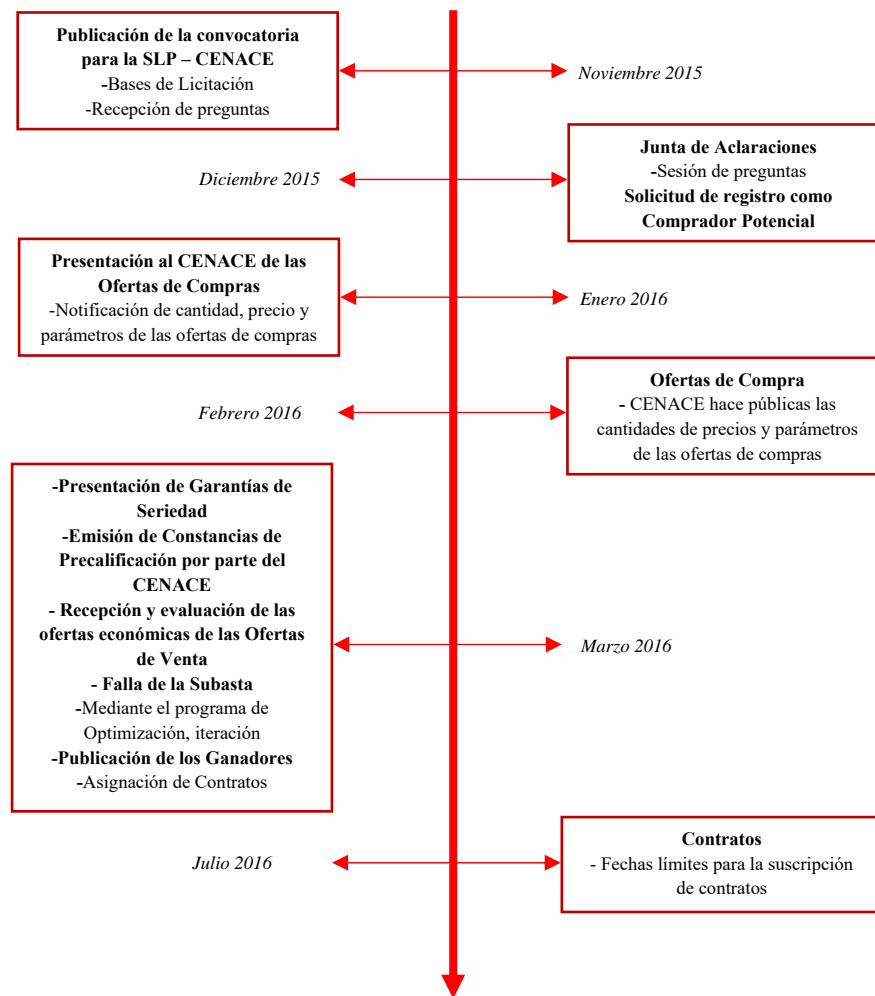


FIGURA 3.5 Proceso de la primer SLP en México

3.2.1.3 2da. Subasta de Largo Plazo en México

A raíz de los resultados obtenidos en la primer subasta de largo plazo en México, el 22 de septiembre del año en curso se llevó a cabo la segunda subasta de largo plazo en donde a diferencia de la primera, en ésta sí se ofertó potencia. Al igual que en la primer subasta, la Comisión Federal de Electricidad formó parte como suministrador de servicios básicos así como también como empresa generadora, teniendo como oferta de compra las siguientes cantidades en cada uno de los productos asociados dentro de la subasta, una cantidad total de 1,483 MW de potencia para el SIN, 10.629 millones de MWh de energía y 10.629 millones de CEL's [49, 50].

El objetivo principal de esta 2da. SLP fue obtener el máximo excedente económico total, es decir buscar el mayor beneficio de ambas partes del mercado, compradores y vendedores.

Al igual que en la 1er SLP, se llevó a cabo un proceso de actividades las cuales comenzaron desde la Publicación de las Bases de Licitación en mayo del presente año y concluyen con la Fecha límite para la suscripción de contratos en enero de 2017, este proceso se muestra de manera cronológica en la figura 3.6 [49].

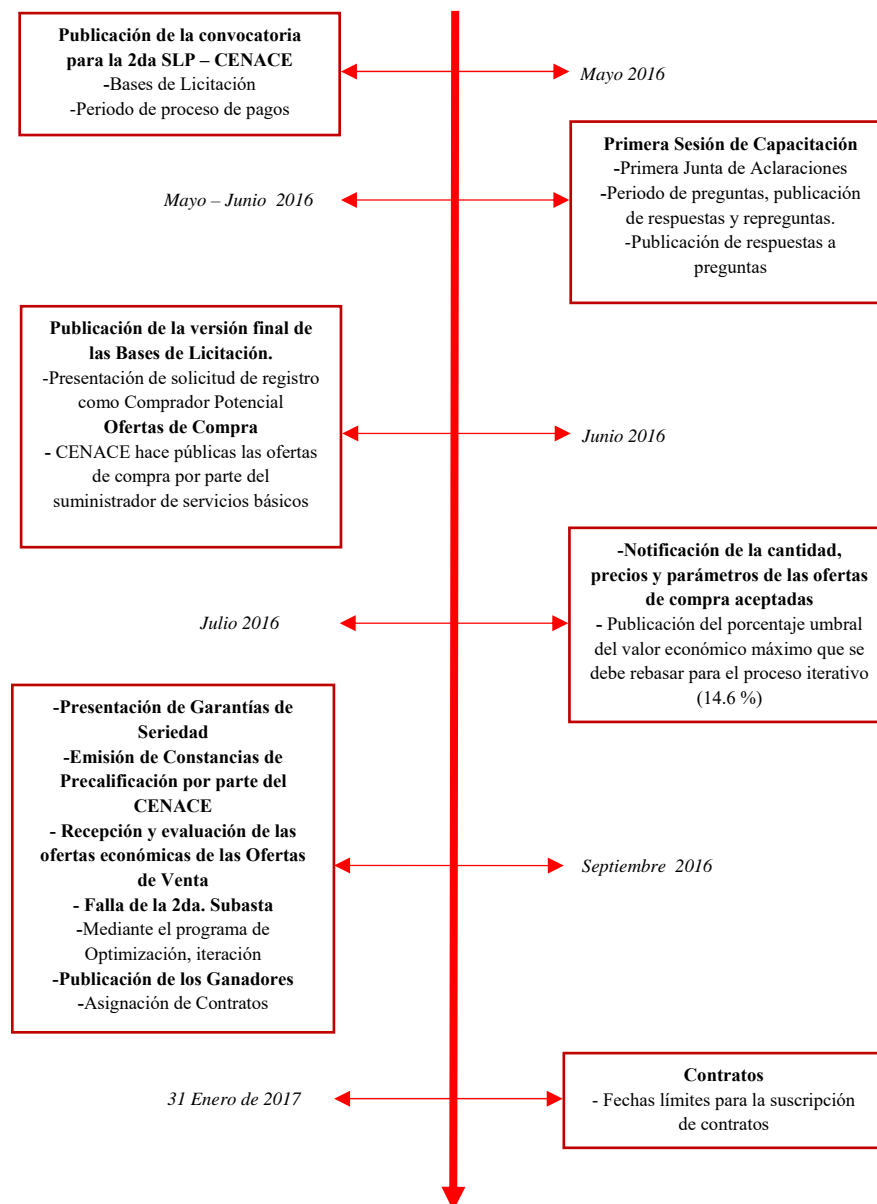


FIGURA 3.6 Proceso de la 2da. SLP en México

Con los resultados preliminares obtenidos en la 2da. SLP los objetivos principales fueron alcanzados, teniendo así que las ofertas seleccionadas preliminarmente suman por año, 8.9 millones de MWh de energía, 9.3 millones de CEL y 1,187 MW-año de Potencia, con lo que se cubre el 80.05% de la oferta de Potencia, el 83.82% de la oferta de energía y el 87.26% de la oferta de CEL's [50].

En lo que refiere a la venta de energía y CEL's, la tecnología solar y fotovoltaica fueron las que predominaron. Las tecnologías hidroeléctrica y geotérmica también venderán energía limpia como resultado de esta 2da. SLP, con 3% y 2% de los CEL's respectivamente [50].

Por otra parte, para la venta de Potencia predominó la tecnología de ciclo combinado, con el 72% de la Potencia vendida. Las tecnologías solar fotovoltaica, eólica y geotérmica también participaron en la venta de Potencia, con el 15%, 11% y 2% respectivamente [50].

Finalmente la energía limpia adquirida en esta 2da subasta equivale a aproximadamente el 3% de la generación anual de electricidad en México. Éste resultado representa un paso significativo para cumplir la meta de generar el 35% de la energía eléctrica en México a partir de fuentes limpias para el año 2024 [30].

3.2.2 Mercado de Transacciones Bilaterales.

Las transacciones de energía pueden ser definidas como el servicio de transmisión brindado por una empresa eléctrica asociado a la compra /venta de energía o al transporte de energía en el sistema. Las transacciones de importación y exportación son físicas y se realizan en los nodos de la red de transmisión.

En este tipo de mercado se designa cuanta cantidad de energía será trasladada desde un vendedor a un comprador, este tipo de mercado está basado en acuerdos entre los participantes, dichos acuerdos son llevados a cabo sin la intervención del ISO. El ISO solo se limitará a verificar que la cantidad de energía trasladada sea la pactada manteniendo la seguridad del sistema, es decir que las transacciones realizadas son celebradas de acuerdo a los acuerdos realizados entre los participantes [3,4].

En este modelo de mercado las transacciones se realizaran en base a contratos de cobertura eléctrica celebrados directamente entre las compañías generadoras y los consumidores.

Debido a que éste modelo está basado en un mercado abierto, ambos participantes tienen la capacidad de decidir entre qué compañías celebrar sus contratos, lo anterior se muestra en la figura 3.7.

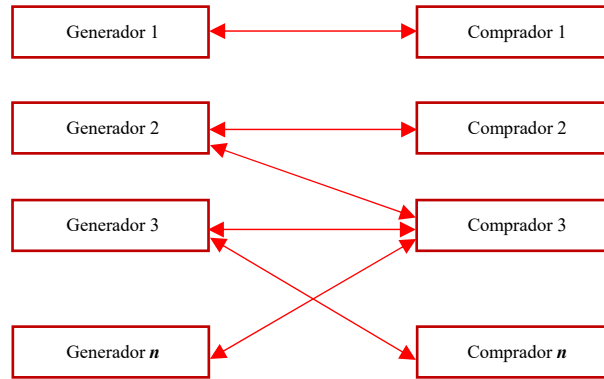


FIGURA 3.7 Transacciones Bilaterales [4]

Para que se lleve a cabo el mercado de transacciones bilaterales se debe desarrollar un proceso como el que se muestra en la figura 3.8.

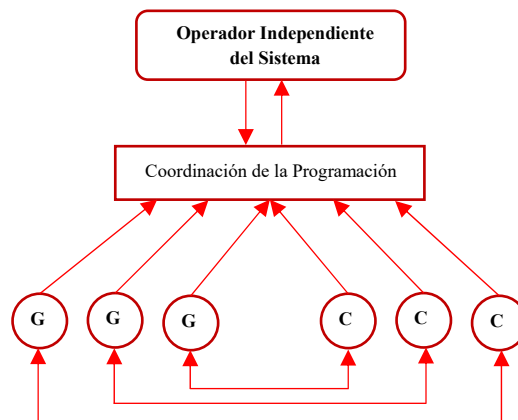


FIGURA 3.8 Mercado de Transacciones Bilaterales [4]

El proceso de la figura 3.8 se realiza con el objetivo de que el OIS despache la cantidad de energía pactada en cada uno de los contratos de cobertura eléctrica, en este proceso primero se pactan los contratos de cobertura eléctrica entre los participantes para después realizar la coordinación de la programación de generación y demanda por parte del operador del sistema.

3.2.2.1 Transacciones bilaterales dentro del MEM en México.

De acuerdo a como lo estipula la base 9 en las Bases del Mercado, los contratos de cobertura eléctrica podrán celebrarse libremente entre los participantes del mercado, determinando entre ellos las estructuras de pagos, términos y condiciones que les convengan.

Derivado de esto los participantes del mercado podrán celebrar transacciones bilaterales entre ellos, teniendo dos tipos de transacciones bilaterales [5]:

- *Transacciones bilaterales Financieras.* Este tipo de transacciones permiten a los participantes a transferir sus responsabilidades financieras de energía o Servicios Conexos en el mercado para así poder facilitar la liquidación de los contratos de cobertura eléctrica celebrados.
- *Transacciones Bilaterales de Potencia.* En este tipo de transacciones el participante a cargo de la generación se compromete a entregar la potencia a los consumidores bajo las obligaciones pactadas. El operador de sistema, CENACE no necesita conocer las condiciones particulares bajo las que se llevaron a cabo los contratos de cobertura eléctrica.

3.2.3 Mercado Híbrido.

Este tipo de mercado es una combinación del mercado de intercambio y el mercado de transacciones bilaterales, en el cual la intervención del mercado de intercambio no es obligatoria ya que los acuerdos entre los participantes se pueden realizar directamente entre ellos, ocasionando que las transacciones entre los participantes sean más satisfactorias ya que existe una variedad de servicios y precios que se adecuan a cada participante [3].

3.2.4 Ejemplos de interacción entre áreas dentro de un mercado eléctrico.

Los siguientes análisis de tipos de Mercados Eléctricos están basados en transacciones de energía eléctrica entre áreas, para lo cual se observa qué tanto afecta el realizar una transacción en un área en específico con las demás áreas.

Tomando en cuenta que existen tres tipos de Mercados Eléctricos: Mercados de Intercambio (en el cual se especifica cuanta energía genera cada vendedor y cuanta energía adquiere cada comprador), Mercados de Transacciones Bilaterales (en el cual se designa cuanta cantidad de energía se trasladara de un vendedor a un comprador desde distintos puntos o áreas de la red) y Mercados Híbridos (la combinación de los anteriores) [3,4]. Los análisis que continuación se muestran están basados en un Sistema Eléctrico de Potencia Desregulado compuesto por 3 áreas las cuales interactúan entre ellas mismas para satisfacer su demanda tomando en consideración ciertas restricciones como son los límites de las líneas de enlace entre ellas.

Para un área cualquiera de la red (área n) el tipo de transacciones que se pueden realizar se muestran en la figura 3.9.

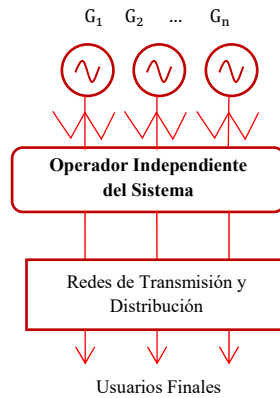


FIGURA 3.9 Transacciones en un área n

Como se puede observar en la figura anterior, las transacciones asociadas a la compra/venta de energía o al transporte de la misma, son operadas por el OIS. Este tipo de transacciones se puede dar entre un vendedor y un comprador (transacción bilateral) o entre un grupo de compradores y vendedores (transacciones multilaterales).

3.2.4.1 Caso 1

El caso de la figura 3.10 muestra un sistema de 3 áreas, en las cuales cada una de ellas tiene generación, se observa que la generación que inyectan al sistema se consume en el mismo punto, es decir en la misma área [3,4, 46]. Por otra parte se observa que el área B no satisface su demanda su misma generación por lo que necesita importar energía de las área A y C, lo que hace que su generación sea cara.

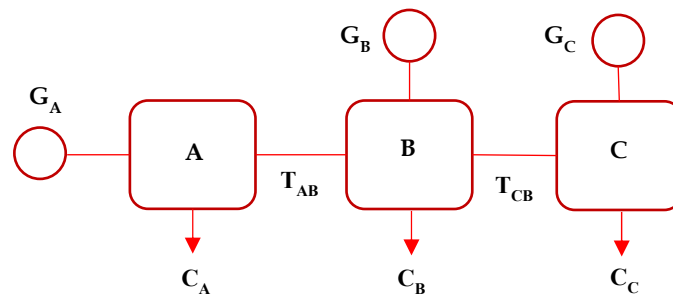


FIGURA 3.10 Caso 1 – Mercado Eléctrico

- Áreas exportadoras A y C → Generación barata
- Área importadora B → Generación cara
- Límites de transmisión $T_{AB}^{máx}$, $T_{CB}^{máx}$

3.2.4.2 Caso 2

En el siguiente caso de la figura 3.11 se observa que hay doble generación área A, la generación S_t es generada en el área A y extraída en el área B por lo que se hace uso de transmisión en la línea F_{AB} ocasionando que haya generación disponible en el área B, el área C no sufre cambios [3,4, 46].

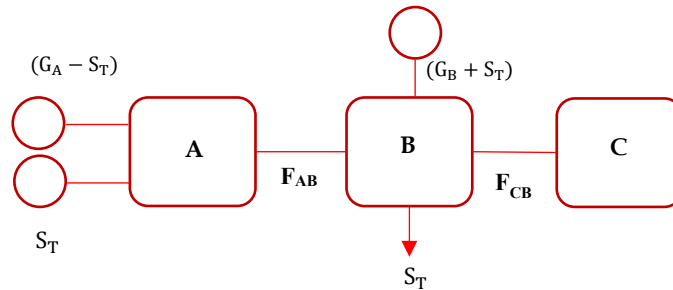


FIGURA 3.11 Caso 2 – Mercado Eléctrico

- No existen cambios en el área C
- Se modifica el uso de la red en A y B
- Cambios en los costos de operación de A y B
- Se considera que hay generación disponible en B
- $F_{AB} = T_{AB} = T_{AB}^{máx}$
- $F_{CB} = T_{CB} = T_{CB}^{máx}$

3.2.4.3 Caso 3

En el siguiente caso de la figura 3.12 se observa que hay doble generación área B, del total de esa generación una se extrae en el área A (S_t). El área A debe comprar energía al área B para de esta forma satisfacer su demanda [3,4, 46]. El área C satisface su demanda por sí mismo por lo que no necesita interactuar con las demás áreas.

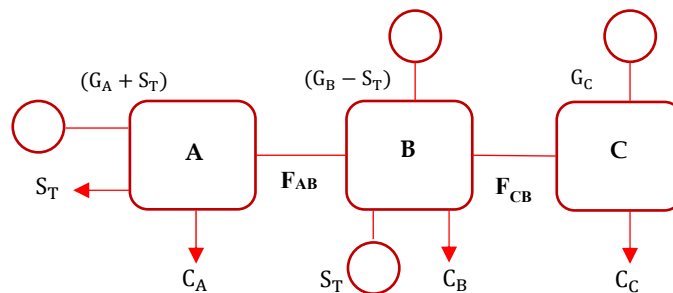


FIGURA 3.12 Caso 3 – Mercado Eléctrico

- No existen cambios en C
- Hay cambios en la utilización del sistema de las áreas A y B.
- La generación más cara de B se sustituye con S_T
- Se incrementa la generación en A
- Se altera la utilización el sistema en B
- $F_{AB} = T_{AB}$
- $F_{CB} = T_{CB}$

De los ejemplos de interacción entre áreas dentro de un mercado eléctrico mostrados, se puede observar que en la mayoría de los casos existe interacción entre ellos ya sea para importar o exportar energía eléctrica y así poder satisfacer su demanda, esto es lo que sucede en un ambiente eléctrico desregulado ya que existe una interacción entre los compradores y vendedores, lo cual depende de distintos criterios, como puede ser el precio y calidad de la energía eléctrica pudiéndose llevar cabo una libre competencia.

CAPÍTULO 4: METODOLOGÍAS PARA EL COSTO POR SERVICIO DE TRANSMISIÓN.

4.1 INTRODUCCIÓN

En el nuevo ambiente eléctrico desregulado que se ha implementado en diversos países alrededor del mundo, ocasionado por las leyes y reformas estructurales dentro del sector energético ha generado que el Costo por Servicio de Transmisión (CST) sea uno de los más grandes retos para el sector eléctrico debido al aumento de las transacciones bilaterales simultáneas que se pueden presentar en la red de transmisión, ya que se ha dado apertura del mercado a diversos participantes [3, 8].

Aunque los cargos por servicio de transmisión representan un pequeño porcentaje del total de costos de operación de las empresas, la red de transmisión es de vital importancia en la competencia de los mercados eléctricos ya que es el medio por el cual las empresas generadoras de energía eléctrica compiten para satisfacer la demanda de los usuarios, es por esta razón por la que los Costos por Servicio de Transmisión deben ser justos y transparentes, así como también ser un indicativo para tomar decisiones en el mejoramiento y expansión de la red [48].

El CST debe cubrir diversos costos de la red, los cuales deben ser cubiertos entre los participantes del mercado, entre los costos más sobresalientes se encuentran [3, 7, 9].

1. Costos de operación, mantenimiento y servicios auxiliares.
2. Inversión económica de la red, previa al año de estudio.
3. Costos de inversión para una posible expansión o mejoría de la red en base al crecimiento de la demanda.

Cabe mencionar que los costos mencionados en el punto 3 son menores en comparación con los costos de inversión del punto 2 (también llamados costos embebidos de transmisión) [3]. Es por esta razón que los costos a recuperar deben ser primordialmente los costos embebidos de transmisión.

Por otra parte, cuando se realiza una transacción de energía se deben considerar diversos aspectos importantes en los que estén de acuerdo ambos participantes del mercado, es decir compradores y vendedores.

Para que la transmisión de potencia en la red de transmisión sea adecuada se deben cumplir los siguientes puntos:

1. Preciso y transparente entre los participantes.
2. Recuperación de los costos de inversión
3. Eficiencia en la operación de la red eléctrica
4. Equidad y aceptabilidad para los usuarios de los servicios de la red de transmisión.

Existen algunas consideraciones que hacen que los puntos anteriormente descritos sean difíciles de cumplir ya que influyen de manera significativa en cada uno de ellos, estos puntos son los siguientes [13]:

- Consideraciones Políticas (Leyes, reformas) y de Mercados Eléctricos que juegan un papel importante en la determinación de los CST.
- Obtención de herramientas y datos necesarios de la red para obtener el impacto económico en los servicios de transmisión de energía eléctrica.
- Poca experiencia por parte de las empresas encargadas de proveer el servicio de transmisión de energía eléctrica cuando se tiene un mercado complejo, es decir un mercado de transacciones multilaterales simultáneas, o bien un mercado abierto.

Para la solución al problema de la Asignación de Costos por Servicio de Transmisión (ACST) se tienen diversas metodologías basadas en diversos criterios [6, 7, 10, 11,13].

4.2 COSTO POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN.

En consecuencia a las reformas estructurales aplicadas al sector energético en diversos países, se han incrementado de manera descentralizada los servicios que brindan las empresas de energía eléctrica. Es por esta razón que dichas empresas deben conocer el costo actual por brindar sus servicios con el objetivo de tomar decisiones económicas y así poder poder mejorar o expandir sus empresas de generación, transmisión o distribución [3].

Debido a que el presente trabajo está enfocado en el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica, a continuación se define el concepto de transacción.

Una transacción realizada en la red de transmisión se refiere al servicio de transmisión brindado por una empresa eléctrica asociado a la compra o venta de energía eléctrica o al transporte de energía en el sistema [3].

Esta transacción está enfocada en dos escenarios distintos, el primero donde solo se tienen dos participantes (transacción bilateral) y el segundo en donde se contemplan más de dos participantes (transacción multilateral simultánea).

4.2.1 Tipos de Costos de un Producto.

Cuando una empresa fabrica un producto enfocado un periodo de corto plazo, usualmente se encuentran con dos tipos de costos: costos fijos c_f y costos variables (c_v), la suma de ambos costos genera el costo total del producto. Los $c_v(y)$ son los únicos que cambian con las salidas del producto (y), mientras que los costos c_f se mantienen, esto al considerar un escenario de corto plazo [8]. Lo anterior se muestra en la siguiente ecuación:

$$c(y) = c_v(y) + c_f \quad (4.1)$$

Por otra parte, el costo de producción de una unidad del producto está basado en el costo promedio CP :

$$CP(y) = \frac{c(y)}{y} = \frac{c_v(y)}{y} + \frac{c_f}{y} = CPV(y) + CPF(y) \quad (4.2)$$

$$CP(y) = CPV(y) + CPF(y) \quad (4.3)$$

Donde:

- $CP(y)$ Costo promedio de la producción por unidad de un producto (y)
- $CPV(y)$ Costo promedio variable del producto (y)
- $CPF(y)$ Costo promedio fijo del producto (y)

4.2.2 Componentes del Costo por Uso de la Red de Transmisión (C, TC).

Para obtener el costo por el servicio en la red de transmisión se tienen diversos componentes que se consideran al momento de realizar una transacción de energía, los cuales están relacionados con el uso de la red [37,38, 39].

1. *Costos de Operación* – Son los costos enfocados al combustible, los cuales se producen debido al re-despacho de la generación y la reprogramación de la misma, ambas ocasionadas al realizar una transacción de energía.
2. *Costos de Oportunidad* – Corresponden a las ganancias no obtenidas de una empresa debido a las restricciones de operación en la red ocasionadas por las transacciones. (Al valor económico de la mejor opción no realizada).
3. *Costos de Mejoras* – Se refiere a los costos de inversión para construir o ampliar la red de transmisión y de esta forma poder proveer el servicio de transmisión.

4. *Costos Existentes del Sistema* - Son los costos asociados con la inversión de capital para la creación de la red de transmisión, así como los gastos para cubrir el mantenimiento de la misma.

Los primeros 3 puntos hacen referencia a los costos de transmisión ocasionados por las transacciones realizadas en red, éstos son llamados costos incrementales o costos variables ya que estos costos dependen de las transacciones. Por otra parte los costos existentes en el sistema también pueden ser llamados costos fijos.

Generalmente el costo por uso de la red de transmisión al realizar una transacción se calcula de la siguiente manera:

$$TC_t = CON_t + COD_t + CMS_t + CES_t \quad (4.4)$$

Donde:

TC_t	Costo por uso de la red de transmisión al realizar una transacción t
CON_t	Costo de Operación
COD_t	Costo de Oportunidad
CMS_t	Costo de Mejoras
CES_t	Costo Existente del Sistema

4.2.3 Componentes del Costo por Uso de la Red Nacional de Transmisión en México para el Periodo 2016 – 2018.

Así como se mencionó anteriormente, existen diversos tipos de costos que deben ser cubiertos cuando se realizan transacciones bilaterales de energía. La Reforma Energética decretada y promulgada en México en diciembre de 2013, trajo consigo cambios en el sector energético, como lo es en el cobro de las tarifas de transmisión de energía eléctrica para el periodo comprendido del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018.

En base a lo dispuesto en el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica, el cual habla en acerca de las tarifas, y a las bases del mercado, se decretó que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) fuera la encargada de dictaminar las tarifas para el servicio de transmisión, para lo cual expidió el Acuerdo A/045/2015 en el que se describe a detalle la metodología con la que se llevara a cabo el cobro del servicio de transmisión de energía, la entidad encargada de cobrar este servicio a los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) será la Comisión Federal de Electricidad (CFE) [17,18].

La tarifa que se utilizará para realizar el cobro del servicio está principalmente integrada por dos factores [34]:

1. *Ingreso Requerido*. Este ingreso se refiere a todos los costos necesarios para cubrir el servicio, es decir para cubrir los costos de operación y mantenimiento aplicables

al servicio público de transmisión, éstos son obtenidos en base a los costos totales ejercidos por la CFE en el año 2014 proyectados a los años 2016, 2017 y 2018 y a la asignación de los mismos por su actividad en los sectores de generación, transmisión, distribución y suministro.

Luego entonces, los componentes de costo por uso de la Red Nacional de Transmisión (RNT) serán los costos de operación y mantenimiento aplicables al servicio público de transmisión. Los ingresos requeridos se muestran de manera esquemática en la figura 4.1 [34].

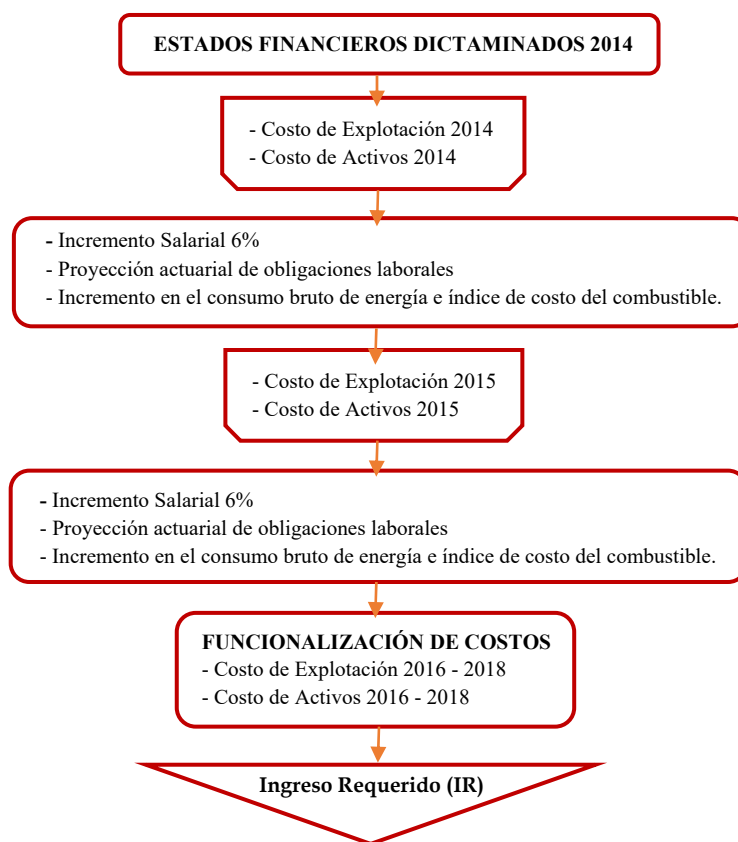


FIGURA 4.1 Procedimiento del cálculo del Ingreso Requerido (IR)

De la figura 4.1, el total de los costos esta presentado en los costos de explotación que corresponden a los costos de operación, mantenimiento y administración e ingresos por exportación y otro, y los costos de activos que están integrados por depreciación y costo financiero.

2. *Energía.* Se refiere a la cantidad de potencia que será transmitida desde un nodo de generación hasta un nodo de consumo en la RNT, esta cantidad de potencia será obtenida por medio de la metodología “Estampilla Postal” la cual es descrita más adelante. Debido a que se aplica esta metodología, no se considera la ubicación

geográfica, es decir que no se toma en cuenta la distancia entre los nodos de generación y consumo [34].

Al considerar esos dos factores en las tarifas del servicio de transmisión se espera que contribuyan a una transición ordenada al MEM y al nuevo modelo del sector, y de esta forma asegurar la estabilidad, predictibilidad, transparencia y recuperación de costos eficientes.

4.3 MODELOS PARA LA OBTENCIÓN DEL COSTO POR SERVICIO DE TRANSMISIÓN

Estos modelos están basados en la recuperación de los costos por operación e inversión de la red de transmisión, así pues es necesario asignar todo o parte de los costos entre los participantes de la transacción.

Existen principalmente tres tipos de modelos [11, 13]:

1. Modelo de Suma de Costos Totales para el Servicio de Transmisión (Embebidos)
2. Modelo de Costos Incrementales para el Servicio de Transmisión
3. Modelo Compuesto por Costos Embebidos y Costos Incrementales de Transmisión.

En el Modelo de Costos Embebidos, una de sus ventajas está enfocada en la recuperación de los costos de inversión. El Modelo de Costos Incrementales tiene algunas desventajas ya que no es preciso y transparente, así como también no se obtiene una recuperación de los costos de inversión adecuada.

Cabe mencionar que en los modelos para la obtención del CST, se pueden considerar diversas unidades, ya sean [MWh/\$] o [kWh/\$], esto depende de diversas políticas y criterios aplicados a un país en específico, tal es el caso de México el cual comprenderá sus tarifas en [kWh/\$] para el periodo 2016 – 2018 al aplicar la metodología de Estampilla Postal, por otra parte en diversos estudios basados en la metodología MW-Milla las unidades están dadas en [MWh/\$] [3, 17,37].

También se tiene el caso en donde las unidades del CST están dadas en [\$/hr] ya que ésta unidad está referida en el costo total por servicio de transmisión en la red, ya sea unidades de MW o kW [6, 7].

Es por esta razón que en las siguientes metodologías basadas en el modelo de costos embebidos, las expresiones matemáticas se mencionan sin ninguna unidad en específico.

4.3.1 Modelo de Suma de Costos Totales para el Servicio de Transmisión (Embebidos).

Este modelo considera los costos de la red de transmisión en cuanto a inversión, así como también los nuevos costos para la expansión de la misma, dicho de otra manera el modelo está basado en los costos embebidos de la red de transmisión. Se obtiene un costo final total de la red el cual será asignado entre los participantes del mercado de transacciones bilaterales, así como se muestra en la figura 4.2, en la cual también se puede observar que el CST está en base a los costos embebidos de la red, donde a este costo se le agrega el nuevo costo dada una transacción t durante el tiempo que dure el contrato de cobertura eléctrica.

Para realizar esta asignación de CST entre los participantes existen diversas metodologías basadas en el grado de uso de la red de los participantes, cantidad de potencia transmitida, distancia entre los participantes, entre otros aspectos [11,13].

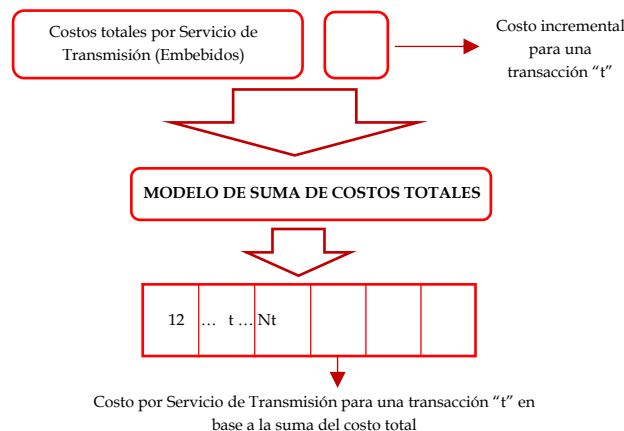


FIGURA 4.2 Modelo de Suma de Costos totales

De las metodologías para la ACST se encuentran las siguientes:

1. Método de Estampilla Postal
2. Método de Trayectorias Contratadas
3. Método de Mega-Watt Milla y sus diversas implementaciones en base a diversos criterios de los flujos de potencia y las distancias aéreas.

A continuación se describen a detalle las metodologías del modelo de costos embebidos:

4.3.1.1 Método de Estampilla Postal

Esta metodología es empleada para obtener el costo por servicio de transmisión de energía eléctrica (CST) en base a la cantidad de potencia transmitida en una transacción eléctrica, es decir que el costo es directamente proporcional a la potencia transmitida. El método de estampilla postal usualmente es calculado en las horas pico del sistema eléctrico de potencia debido a que es cuando existen mayores cantidades de generación y demanda del mismo. Una de las ventajas de esta metodología es su simplicidad ya que el dato principal es la cantidad de energía eléctrica a transmitir por lo que no se hace uso de algún análisis adicional para conocer el uso de la red, por otra parte al no considerar el grado de uso de la red, los valores obtenidos del costo no serán los adecuados para cubrir los de inversión, operación y mantenimiento [4, 14].

Este método fue utilizado en el mercado eléctrico de Japón hasta el año 2003, año en el que fue implementada la Ley de la Industria Eléctrica. La metodología asume que toda la red de transmisión es utilizada en el transporte de energía, no se evalúa el uso real de cada elemento en el servicio de transmisión, el costo de capacidad de transmisión por unidad de potencia transmitida es el mismo en todo el sistema, así como también los costos de transmisión son asignados de acuerdo a la cantidad de potencia transmitida [8].

El CST por el método de Estampilla Postal está dado por la siguiente expresión:

$$R_t = TC * \frac{P_t}{P_{pico}} \quad (4.5)$$

Donde:

- R_t Costo por Servicio de Transmisión para la transacción t basado en el método de la estampilla postal
- TC Costo total del servicio de la red de transmisión
- P_t Cantidad de potencia para la transacción t
- P_{pico} Carga total del sistema en condiciones pico

Una de las ventajas de este método es la simplicidad computacional ya que al no considerar la operación del sistema, no es necesario realizar un estudio de flujos de potencia. Por otra parte, debido a que la carga basada en este método es variante y no se considera la distancia y los puntos de interconexión, es difícil obtener el uso real de la red lo que ocasiona que el precio de la transacción que genera congestiones en el sistema sea el mismo que para una transacción sin congestión.

Luego entonces este método tiene problemáticas en términos de equidad y aceptabilidad debido a que este método ignora la operación actual del sistema, lo que ocasiona que la

asignación de costos derivados de las transacciones sea incorrectos para los participantes en el mercado.

4.3.1.2 Método de Trayectorias Contratadas

Este método está basado la selección de una trayectoria de la red de transmisión sobre la cual se espera que se realice la transacción, dicha trayectoria es elegida para los nodos de inyección y extracción de la energía que estarán involucrados durante la transacción. La trayectoria es seleccionada sin la realización de algún análisis de flujos en la red, de tal manera que se identifiquen las líneas de transmisión que estarán involucradas en la transacción.

Una de las ventajas de esta metodología es su simplicidad ya que no se necesita un estudio o análisis adicional de la red, por lo que una de sus grandes desventajas es que al no considerar un estudio de flujos en la red, tal como sucede en el método de Estampilla Postal, esto genera que los CST no sean asignados adecuadamente debido a que la trayectoria contratada puede no contener la mayor parte de los flujos transmitidos en la transacción, y éstos pueden transmitirse en las líneas cercanas a los puntos de inyección y extracción, ocasionando que este método pueda ser no adecuado en la ACST porque la mayoría de los flujos de potencia pueden no ser transmitidos en la trayectoria contratada [6,8,13].

Este método está basado para una red radial, considera que el flujo de potencia del servicio de transmisión solicitado seguirá una trayectoria que se especifica en el contrato, dicha trayectoria es seleccionada por la compañía de la red y los consumidores participantes, la cual es identificada sin ningún cálculo de flujos de potencia. El costo del servicio incluye solamente a los elementos participantes en dicha trayectoria.

La trayectoria contratada fue una de las metodologías más utilizadas en los años 90's en el mercado eléctrico de Estados Unidos.

El CST de este método es obtenido mediante la siguiente expresión:

$$UC_t = \frac{TC_s}{C_s} \quad (4.6)$$

Donde:

- UC_t Costo por Servicio de Transmisión para la transacción t basado en el método de Trayectoria Contratada
- TC_s Costo total por transmisión de la línea de transmisión seleccionada
- C_s Capacidad de línea de transmisión seleccionada

Una de las ventajas de este método es el cálculo del CST, ya que éste puede obtenerse sin tomar en cuenta un estudio de flujos de potencia. Sin embargo, debido a que este método tampoco considera la operación del sistema, la mayoría de los flujos en las transacciones pueden circular por diferentes líneas de la red de transmisión sin ser la trayectoria seleccionada la que contenga los flujos de la transacción en estudio. El flujo fuera de la trayectoria contratada puede causar impredecibles congestiones en la red de transmisión, así como también una ACST inadecuada para los participantes del mercado.

4.3.1.3 Método de Mega-Watt Milla

Existen diversas variantes de esta metodología para la obtención del CST, las cuales están basadas principalmente en la cantidad de potencia transmitida, distancia entre los puntos de inyección y extracción de potencia y grado de uso de la red por lo que a diferencia de las metodologías anteriores, en ésta es necesario hacer un estudio de flujos de potencia en Corriente Alterna (CA) o Corriente Directa (CD) dependiendo de la metodología a emplear. Este estudio de flujos de potencia permite una mejor asignación de costos por servicio de transmisión ya que se está considerando la operación del sistema, por lo que se analizan las variaciones de flujos de potencias en cada una de las líneas de transmisión al considerar una transacción, en otras palabras se está considerando el grado de uso de la red [13, 10].

Cuando en una transacción los costos por transmisión de las líneas son altos, ocasionan que el CST de igual manera sea alto, es decir que es proporcional.

El CST basado en el método de MW-Milla es mejor que los métodos anteriores debido a que en este método se ve reflejado el uso del sistema eléctrico. Sin embargo una de sus desventajas es que este método requiere el cálculo de flujos de potencia para cada transacción realizada, es decir que entre más grande sea el número de transacciones, más grande será la repetición del cálculo de los flujos de potencia [8].

A continuación se describen algunas variantes del Método MW-Milla:

4.3.1.3.1 Mega Watt Milla basado en la distancia aérea

Esta metodología está basada en la cantidad de potencia transmitida y distancia aérea de entre el punto de inyección de potencia y el punto de extracción de la misma.

El costo total obtenido puede ser asignado mediante tres escenarios [11]:

1. Todo el costo a cargo de los generadores
2. Todo el costo a cargo de los consumidores

3. El costo final es aginado a ambos participantes (en base a diversas políticas)

Para la obtención de este CST se emplea la siguiente expresión:

$$R_{total} = TC * \frac{PX_t}{\sum_{t=1}^n PX_t} \quad (4.7)$$

$$PX_t = DT * PM \quad (4.8)$$

Donde:

R_{total} Costo por Servicio de Transmisión considerando un transacción t basado en el método MW-Milla

PX_t Valor de MW-Milla para una transacción t

DT Distancia Aérea

PM Magnitud de potencia para la transacción t

TC Costo total del servicio de la red de transmisión

Una de las desventajas de este método es que tampoco considera la operación del sistema. Por otra parte, la distancia aérea no indica que líneas de transmisión están involucradas en la transacción t , ocasionando que se obtengan CST inadecuados.

4.3.1.3.2 Mega Watt Milla basado en la potencia [MW] (1)

Esta metodología está basada en el flujo de potencia resultante en cada una de las líneas j y la distancia que existe entre los participantes involucrados en una transacción t , por lo que el CST es asignado a cada participante de acuerdo al uso de red en cada caso.

Como primer punto para una transacción t se debe calcular la ponderación (ecuación 4.9) que denota el costo para una línea j de acuerdo a la distancia entre los participantes y el costo de dicha línea, posteriormente se calcula la capacidad de transmisión del sistema para dicha transacción (ecuación 4.10) aquí es donde se realiza un estudio de flujos de potencia en CA para saber el valor de los flujos en cada una de las líneas, este procedimiento se realiza para t número de transacciones y así obtener el costo total por uso de la red de transmisión, y finalmente obtener el costo para una transacción en específico (ecuación 4.11) [10,13].

$$W_j = c_j * L_j \quad (4.9)$$

$$TU_t = \sum_j W_j * F_{j,t} \quad (4.10)$$

$$R_{total} = TC * \frac{TU_t}{\sum_{t=1}^n TU_t} \quad (4.11)$$

Donde:

- R_{total} Costo por Servicio de Transmisión considerando un transacción t basado en el método MW-Milla
- TC Costo total del servicio de la red de transmisión
- TU_t Capacidad de transmisión del sistema para la transacción t
- W_j Ponderación que refiere al costo de la línea por unidad de transmisión
 - c_j Costo por MW por unidad de longitud de la línea j
 - L_j Longitud de la línea j
- $F_{j,t}$ Flujo máximo de potencia en la línea j ocasionado por la transacción t

Como se observa, en esta metodología es necesario realizar un estudio de flujos de potencia en CA para obtener los flujos en las líneas $F_{j,t}$ para cada transacción.

4.3.1.3.3 Mega Watt Milla basado en la potencia [MW] (2)

Este método se basa en la evaluación del uso del sistema, es decir en la evaluación de las trayectorias involucradas en la transacción de energía, evaluación de las zonas (regiones) y en la participación de los elementos de la red. Por lo que es necesario realizar un estudio de flujos de potencia en CA considerando dos escenarios, el primero será el caso base, en el cual se considerara el estado actual del sistema y el caso con transacción, el cual se realizara modificando las potencias de generación y carga en la red para de esta forma obtener los flujos de potencia en las líneas dada un transacción bilateral [11].

Este método asigna los CST para cada uno de los participantes en la red de transmisión de acuerdo a las transacciones realizadas, basadas en el uso de la red de cada uno de los participantes.

El CST de esta metodología está dado por la siguiente expresión [12]:

$$R_{total} = \sum_{i=1}^n C_i * \frac{f_i}{f_i} \quad (4.12)$$

$$f_i = P_{ct,i} - P_{b,i} \quad (4.13)$$

Donde:

- R_{total} Costo por Servicio de Transmisión considerando un transacción t basado en el método MW-Milla

f_i	Flujo de potencia en la línea de transmisión i ocasionado por una transacción t
$P_{ct,i}$	Flujo de potencia en la línea i al considerar una transacción t
$P_{b,i}$	Flujo de potencia caso base en la línea i
C_i	Costo total de la línea de transmisión i .
\bar{f}_i	Capacidad de la línea de transmisión i

Del método descrito anteriormente se pueden considerar diversos casos del flujo de potencia en las líneas de transmisión (ecuación 4.13), esto en base a la dirección del flujo, los casos se muestran a continuación:

4.3.1.3.3.1 Método Flujo de Potencia Absoluto

Este método considera la magnitud del valor del flujo de potencia obtenido en la ecuación (4.13) sin importar la dirección del mismo, por lo que al nuevo flujo f_i se le asigna el valor absoluto de la ecuación (4.13), tal y como se muestra en la siguiente expresión:

$$f_i \rightarrow |f_i| \quad (4.14)$$

Como se puede observar en la expresión anterior, el CST (ecuación 4.12) estará en base al valor absoluto de la variación del flujo de potencia total que circule por la línea i ignorando el sentido del flujo [9, 14].

4.3.1.3.3.2 Método Flujo de Potencia Dominante

Este método puede ser considerado como un método híbrido ya que es la combinación de dos casos en los flujos de potencia de la ecuación (4.13). El primer caso considera el valor absoluto de f_i (ecuación 4.14) que será asignado a los flujos de potencia en dirección al flujo neto de la línea i y el segundo caso considera un valor de f_i igual a cero para todo flujo en dirección contraria al flujo de potencia neto de la línea de transmisión i . Para el primer caso se considera la ecuación (4.14) y para el segundo caso la siguiente expresión:

$$f_i = 0 \quad (4.15)$$

De las ecuaciones anteriores se observa que el CST estará a cargo de los participantes cuyos flujos de potencia se encuentren en la misma dirección que el flujo neto de la línea (ecuación 4.14) ya que de alguna manera estarán aumentando la capacidad de transmisión de esa línea a tal grado que alcance o rebase su límite térmico, por otra parte para los usuarios cuyos flujos de potencia se encuentren en dirección contraria al flujo de potencia neto de la línea (ecuación 4.15) no recibirán ningún cargo ya que éstos usuarios están

reduciendo el flujo neto de la línea, es decir no están congestionando al sistema lo cual es benéfico para éste [9,12,14].

4.3.1.3.3 Método Flujo de Potencia en dirección opuesta al flujo neto de la línea

Para este método si se considera el sentido de los flujos de potencia en cada una de las líneas, es decir que este método está basado en el sentido de los flujos y en la potencia neta de cada uno de ellos.

$$f_i = (+) \textit{Positivo} \quad (4.16)$$

$$f_i = (-) \textit{Negativo} \quad (4.17)$$

De igual manera que el método anterior, éste al considerar el sentido de los flujos tiene dos casos, en el primero (ecuación 4.16) solo se consideran los flujos en sentido del flujo neto de la línea i asignándoles un valor positivo, caso contrario (ecuación 4.17) para los flujos con sentido opuesto al flujo neto de la línea [9,14].

4.3.1.4 Método de Uso de Red (Modulus Method) (MM) [MW].

Esta metodología al igual que la anterior está basada en un estudio de flujos de potencia en CA por lo que se parte de la (ecuación 4.12) para obtener un nuevo modelo matemático que mejore las deficiencias del modelo anterior, ya que al considerar la capacidad de las líneas de transmisión dentro del modelo matemático no se obtenían resultados precisos sobre el uso de la red, esto debido a que en la mayoría de los casos el flujo total en las líneas es menor en proporción a la capacidad de las líneas ocasionando que los CST obtenidos no cumplan con la remuneración de todos los costos embebidos [12].

Para mejorar esas deficiencias y obtener un CST en razón al grado de uso de red de los participantes, la capacidad de las líneas es remplazada del modelo matemático por la sumatoria del valor absoluto de los flujos de potencia ocasionados por los participantes en las transacciones. Al hacer este cambio se obtiene mejores resultados, así como también se cubren los costos embebidos ya que todos los participantes pagan de acuerdo a su uso de red [11,12].

La nueva expresión matemática se muestra a continuación:

$$R_{total} = \sum_{i=1}^n C_i * \frac{|f_i|}{\sum_{s=1}^n |f_{i,s}|} \quad (4.18)$$

Donde:

- R_{total} Costo por Servicio de Transmisión considerando un transacción t basado en el método MM
- $|f_i|$ Flujo de potencia en la línea de transmisión i ocasionado por la transacción t
- C_i Costo total de la línea de transmisión i .
- $\sum_{s=1}^n |f_{i,s}|$ Sumatoria del valor absoluto de los flujos en la línea i ocasionados por los participantes s en la transacción t

Cabe mencionar que para éste método se considera el caso de Flujo de Potencia Absoluto (ecuación 4.14)

4.3.2 Modelo de Costos Incrementales para el Servicio de Transmisión

Este modelo está basado en los costos incrementales que se producen al realizar una nueva transacción “ t ” de energía en la red, dichos costos estarán a cargo de los participantes responsables de la transacción, es decir que los costos por servicio de transmisión totales (embebidos) estarán a cargo de los participantes responsables de las transacciones previas a la nueva transacción “ t ” por lo que los cargos generados por ésta nueva transacción serán cubiertos por los responsables de la misma, así como se muestra en la figura 4.3 [11,13].

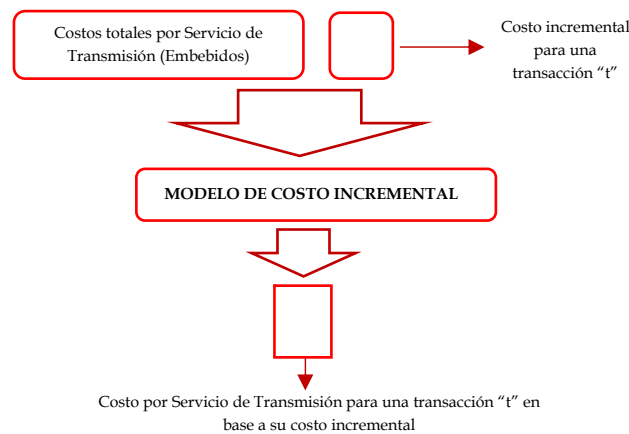


FIGURA 4.3 Modelo de Costo Incremental

En la figura 4.3 se observa que los costos incrementales generados por una nueva transacción “ t ” son cubiertos por los responsables de la misma.

Con este modelo se obtiene una eficiencia económica superior al modelo anterior de costos embebidos aunque su obtención es más compleja.

En este modelo de costos incrementales se tienen dos consideraciones importantes, el primero es sobre los costos que deben ser incluidos para obtener el CST ya sea para largo o corto plazo y el segundo es conocer si los costos estarán basados en costos incrementales o marginales ya que ambos son obtenidos bajo criterios diferentes, los costos incrementales básicamente son calculados al realizar una comparación de los costos totales del sistema con y sin transacción, por otra parte los costos marginales son calculados al multiplicar el costo por unidad adicional al realizar una transacción.

Existen diversas metodologías para obtener los CST basado en los costos incrementales, algunos de ellos son:

1. Costos Incrementales para el Servicio de Transmisión a Corto Plazo
2. Costos Incrementales para el Servicio de Transmisión a Largo Plazo
3. Costos Marginales para el Servicio de Transmisión a Corto Plazo
4. Costos Marginales para el Servicio de Transmisión a Largo Plazo

4.3.3 Modelo Compuesto por Costos Embebidos y Costos Incrementales de Transmisión.

Este modelo es una combinación (híbrido) de los modelos anteriormente descritos, costos embebidos e incrementales, esto con el objetivo de eliminar deficiencias de cada uno de ellos al hacer una combinación de ambas tal y como se muestra en la figura 4.4. Para el caso de los costos embebidos se emplea una de las metodologías descritas en (4.2.1) y para el caso de los costos incrementales una de las metodologías mencionadas en (4.2.2) [11,13].

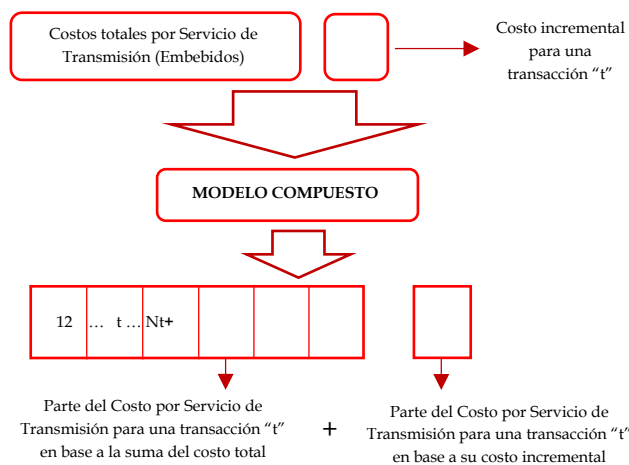


FIGURA 4.4 Modelo Compuesto

En la figura 4.4 se observa que en el modelo compuesto se deben calcular los costos embebidos y costos incrementales para obtener el CST en una transacción “ t ” para un participante en específico.

4.4 METODOLOGÍA PARA LA ACST CONSIDERANDO EL GRADO DE USO DE RED BASADO EN ÍNDICES DE SENSIBILIDAD DE LAS LÍNEAS (ISL).

Como anteriormente se mencionó, una de las problemáticas de los mercados eléctricos es la ACST ya que no existe un operador global de la red que conozca a detalle las características de la red por lo que al interactuar diversas áreas o zonas de la misma se deberá hacer primeramente un análisis por cada área para de esta forma conocer sus características de operación y de esta forma entrar a los mercados para exportar o importar energía eléctrica, dicho análisis está basado en diversos factores como pueden ser [6,35,36].:

- Límites de las líneas de enlace entre áreas.
- Curvas de entrada-salida de los generadores.
- Curvas de costos de los generadores.
- Flujos de potencia en cada una de las áreas.
- Factores de Sensibilidad de las Líneas de Transmisión
- Capacidad máxima de transmisión en una transacción
- Tipo de Mercado.
- Tipo de participante en el mercado (Comprador, vendedor)

Esta metodología se basa en la obtención de un Índice de Sensibilidad de las Líneas (ISL), el cual es multiplicado por la potencia real transmitida en la transacción para de esta manera obtener el efecto del flujo de potencia en la transacción. Con esta metodología se obtiene el CST al igual que con los modelos descritos anteriormente, su modelo matemático es similar al descrito en la sección 4.2.1.4 Método de Uso de Red por lo que en ambos casos se recuperan los costos de inversión de infraestructura, operación y mantenimiento [7,6].

El ISL_{m-n}^{vc} es la variación del flujo de potencia real en las líneas m, n cuando un mega-watt de potencia es transmitido entre el bus vendedor v y el bus comprador c . Es decir, si un mega-watt de potencia es inyectado en el bus v y a su vez es extraída en el bus c , entonces el ISL_{m-n}^{vc} es el efecto del flujo de potencia en la línea $m-n$ ocasionado por la transacción [7].

Esto para un caso de transacción bilateral en la cual solo interactúan dos participantes en el mercado, el vendedor v y el comprador c , por lo cual este tipo de mercado es llamado Mercado de Transacciones Bilaterales el cual es descrito a detalle en el capítulo 3.

El cambio en el flujo de potencia (MW) en la línea $m-n$ puede ser escrito como la suma de los efectos de los flujos de potencia ocasionados por todos los vendedores participantes como se muestra en la ecuación 4.15 [10]. Esto al considerar un escenario en el cual existen más de dos participantes, dicho de otra manera una transacción multilateral simultánea que está enfocada a un Mercado Eléctrico Abierto o Desregulado en el cual interactúan diversas compañías generadoras de energía para satisfacer la demanda a diversos tipos de usuarios, para el caso Mexicano se tiene un ambiente eléctrico desregulado en el que se espera que interactúen diversos participantes en el Mercado Eléctrico Mayorista ya sea por medio de Subastas de Energía o Contratos de Cobertura Eléctrica.

$$\Delta P_{m-n} = ISL_{m-n}^{v1-c1} * \Delta P_{G,1} + ISL_{m-n}^{v2-c2} * \Delta P_{G,2} + \dots + ISL_{m-n}^{t-1} * \Delta P_{G,t-1} + ISL_{m-n}^t * \Delta P_{G,t} \quad (4.19)$$

Donde:

- ΔP_{m-n} Variación de Potencia Activa en la línea de transmisión del nodo m al nodo n , ocasionado por t número de transacciones.
- ISL_{m-n}^t Índice de Sensibilidad de la Línea $m - n$, ocasionado por la transacción t ($vn - cn$).
- $\Delta P_{G,t}$ Cantidad de Potencia Activa transmitida en la transacción t del nodo G

La ecuación anterior denota las variaciones de potencia activa para una línea de transmisión del nodo m al nodo n , al realizar diversas transacciones multilaterales simultaneas t . La ecuación (4.19) puede ser escrita de la siguiente manera, en donde se toma el valor absoluto de los ISL ya que esta metodología está basada en la descrita en la sección 4.2.1.4, la cual considera un flujo de potencia absoluto (ecuación 4.14) [7]:

$$\Delta P_{m-n} = \sum_{v=1}^{nV} \sum_{c=1}^{nC} |ISL_{m-n}^{v-c}| * \Delta P_{G,t} = \sum_{t=1}^n |ISL_{m-n}^t| * \Delta P_{G,t} \quad (4.20)$$

Para la obtención de los ISL y dado que este método está basado en el grado de uso de la red de transmisión cuando se realiza una transacción, primero se realiza un análisis de flujos de potencia en Corriente Alterna (CA) sin transacciones en el sistema eléctrico, posteriormente se calculan los Índices de Sensibilidad en las Líneas (ISL) al realizar una transacción de un 1MW, después de realizar lo anterior se consideran el número de transacciones y la cantidad de potencia en cada una de ellas para obtener el impacto de dicha transacción en el SEP visto desde los flujos de potencia en las líneas de transmisión [7,9]. Lo anterior se describe en la siguiente expresión matemática:

$$ISL_{m-n}^t = MT - MB \quad (4.21)$$

Donde:

- ISL_{m-n}^t Índice de Sensibilidad de la Línea $m - n$, ocasionado por la transacción t .
- MT Matriz de dimensión igual al número de líneas del sistema por el número de transacciones realizadas ($nl * nt$), la cual contiene los flujos de potencia en las líneas, dadas t número de transacciones.
- MB Matriz de dimensión ($nl * nt$) la primer columna contiene los flujos de potencia del caso base, ésta columna es repetida t número de transacciones.

Con la obtención de los ISL y las variaciones de potencia ΔP_{m-n} se emplea una metodología para obtener los costos por servicio de transmisión cubriendo los costos de infraestructura, operación y mantenimiento. Cabe mencionar que el costo C_{m-n} que se considera en los modelos matemáticos siguientes, está basado en los Costos Embebidos descritos en el apartado 4.21 de este capítulo. La metodología empleada es la siguiente [6, 7,9]:

1. Leer los datos del sistema.
2. Obtener los flujos de potencia del caso base (Caso sin transacciones)
3. Considerar una transacción bilateral entre el vendedor v y el comprador c , o una transacción multilateral entre un grupo de vendedores y compradores para calcular el ISL_{m-n}^t mediante la ecuación 4.16.
4. Obtener las variaciones de flujos en las líneas mediante la ecuación 4.15, considerando el tipo de transacción en cada caso.
5. Obtener el CST al considerar los dos escenarios, el primero con una transacción bilateral mediante el siguiente modelo matemático:

$$CST_t = \sum_{m-n=1}^n C_{m-n} * \frac{|ISL_{m-n}^t| * \Delta P_{G,t}}{|P_{m-n}^{cb}| + |ISL_{m-n}^t| * \Delta P_{G,t}} \quad (4.22)$$

Donde:

- CST_t Costo por Servicio de Transmisión basado en los ISL , ocasionado por una transacción t .
- C_{m-n} Costo total de la línea de transmisión $m - n$.
- $|P_{m-n}^{cb}|$ Valor absoluto del flujo de potencia caso base de la línea $m - n$.
- $|ISL_{m-n}^t|$ Valor absoluto del Índice de Sensibilidad de la Línea $m - n$, ocasionado por la transacción t .

$\Delta P_{G,t}$ Cantidad de Potencia Activa transmitida en la transacción t del nodo G

En el segundo escenario se realiza una transacción multilateral simultánea y los costos por servicio de transmisión se obtienen mediante:

$$CST_t = \sum_{m=n+1}^n C_{m-n} * \frac{\sum_{t=1}^n |ISL_{m-n}^t| * \Delta P_{G,t}}{|P_{m-n}^{cb}| + \sum_{t=1}^n |ISL_{m-n}^t| * \Delta P_{G,t}} \quad (4.23)$$

Donde:

CST_t	Costo por Servicio de Transmisión basado en los ISL , ocasionado por t número de transacciones.
C_{m-n}	Costo total de la línea de transmisión $m - n$.
$ P_{m-n}^{cb} $	Valor absoluto del flujo de potencia caso base de la línea $m - n$.
$\sum_{t=1}^n ISL_{m-n}^t * \Delta P_{G,t}$	Sumatoria del producto entre el valor absoluto de los Índice de Sensibilidad de las Líneas multiplicado por las cantidades de potencia transmitidas, para t número de transacciones.

6. El costo por servicio de transmisión en una transacción bilateral asignado a un vendedor $ACST_v$ y a un comprador $ACST_c$ en base al grado de uso de red de cada uno de ellos se obtiene mediante:

Para el caso de una contribución del 50% para un vendedor ($ACST_v$) y 50% para un comprador ($ACST_c$) se tiene:

$$ACST_v = \frac{CST_t}{2} \left[\frac{\$}{hr} \right] \quad (4.24)$$

$$ACST_c = \frac{CST_t}{2} \left[\frac{\$}{hr} \right] \quad (4.25)$$

Para el caso de una contribución del 30% para un vendedor ($ACST_v$) y 70% para un comprador ($ACST_c$) se tiene:

$$ACST_v = \frac{3 * CST_t}{10} \left[\frac{\$}{hr} \right] \quad (4.26)$$

$$ACST_c = \frac{7 * CST_t}{10} \left[\frac{\$}{hr} \right] \quad (4.27)$$

7. Si se considera una transacción multilateral, el CST asignado a un vendedor $ACST_v$ y a un comprador $ACST_c$ por el uso de todas las líneas es calculado mediante los siguientes modelos matemáticos, en donde primero se debe calcular un factor de uso de red, el cual una vez obtenido se deberá multiplicar por la variación de potencia (ecuación 4.20) obtenida en cada transacción.

El factor de uso de red de cada una de las líneas de transmisión se calcula mediante:

$$fr_{m-n} = \frac{C_{m-n}}{|P_{m-n}^{cb}| + \sum_{t=1}^n |ISL_{m-n}^t| * \Delta P_{G,t}} \quad (4.28)$$

Donde:

fr_{m-n}	Factor de uso de red de la línea $m - n$ en base a t número de transacciones realizadas.
C_{m-n}	Costo total de la línea de transmisión $m - n$.
$ P_{m-n}^{cb} $	Valor absoluto del flujo de potencia caso base de la línea $m - n$.
$\sum_{t=1}^n ISL_{m-n}^t * \Delta P_{G,t}$	Sumatoria del producto entre el valor absoluto de los Índice de Sensibilidad de las Líneas multiplicado por las cantidades de potencia transmitidas, para t número de transacciones.

Posteriormente se calculan los CST para los participantes del mercado, compradores (CST_v) o vendedores (CST_c) de energía eléctrica.

$$CST_v = \sum_{\text{Todas líneas}} fr_{m-n} * \Delta P_{m-n}^v \quad (4.29)$$

$$CST_c = \sum_{\text{Todas líneas}} fr_{m-n} * \Delta P_{m-n}^c \quad (4.30)$$

Donde:

CST_v	Costo por Servicio de Transmisión, ocasionado por t número de transacciones asignado un vendedor.
CST_c	Costo por Servicio de Transmisión, ocasionado por t número de transacciones asignado a un comprador.

- $f r_{m-n}$ Factor de uso de red de la línea $m - n$ en base a t número de transacciones realizadas.
- ΔP_{m-n}^v Variación de Potencia Activa en la línea de transmisión $m - n$, ocasionado por t número de transacciones, asignado a un vendedor.
- ΔP_{m-n}^c Variación de Potencia Activa en la línea de transmisión $m - n$, ocasionado por t número de transacciones, asignado a un comprador.

El resultado obtenido en la ecuación (4.23) es el Costo Total por Servicio de Transmisión (CTST) de energía eléctrica para t número de transacciones multilaterales simultáneas.

Por otra parte, los resultados obtenidos en las ecuaciones (4.29 y 4.30) son los CST asignados a vendedores y compradores de energía, por lo que la sumatoria de estos costos nos da como resultado el CTST, así pues en ambos casos el resultado deber ser similar y/o lo más cercanos posibles.

8. Una vez obtenido el CST mediante las ecuaciones (4.29 y 4.30), se asignan los costos para los vendedores y compradores de energía.

Para el caso de una contribución del 50% para vendedores ($ACST_v$) y 50% para compradores ($ACST_c$) se tiene:

$$ACST_v = \frac{CST_v}{2} \left[\frac{\$}{hr} \right] \quad (4.31)$$

$$ACST_c = \frac{CST_c}{2} \left[\frac{\$}{hr} \right] \quad (4.32)$$

Para el caso de una contribución del 30% para vendedores ($ACST_v$) y 70% para compradores ($ACST_c$) se tiene:

$$ACST_v = \frac{3 * CST_v}{10} \left[\frac{\$}{hr} \right] \quad (4.33)$$

$$ACST_c = \frac{7 * CST_c}{10} \left[\frac{\$}{hr} \right] \quad (4.34)$$

Para la consideración de los porcentajes en la ACST se basó en [7] donde se toman dos casos de porcentajes (50% generadores – 50% consumidores y 30% generadores – 70% consumidores).

Esta consideración depende de diversos factores como pueden ser las políticas energéticas de los países y el método de solución empleado ya que en algunos casos el porcentaje total es asignado solamente a los consumidores de energía eléctrica por lo que el CST es cubierto en su totalidad por ellos [14].

Cabe resaltar que para el caso de México los porcentajes dictaminados por la Comisión Reguladora de Energía en las tarifas de transmisión para el periodo 2016 - 2018, consumidores un (70%) y generadores un (30%) del costo total [17].

A diferencia de la metodología empleada en dicha referencia la cual está basada en la metodología “Estampilla Postal” la cual básicamente solo considera los puntos de inyección y extracción así como la cantidad de potencia transmitida, en la metodología desarrollada se considera el grado de uso de red, realizando un estudio de flujos de potencia previo para obtener diversos parámetros y finalmente obtener los costos por servicio de transmisión cubriendo los costos de infraestructura, operación y mantenimiento.

La figura 4.5 muestra el diagrama de flujo con el proceso de la metodología empleada para la ACST descrita anteriormente.

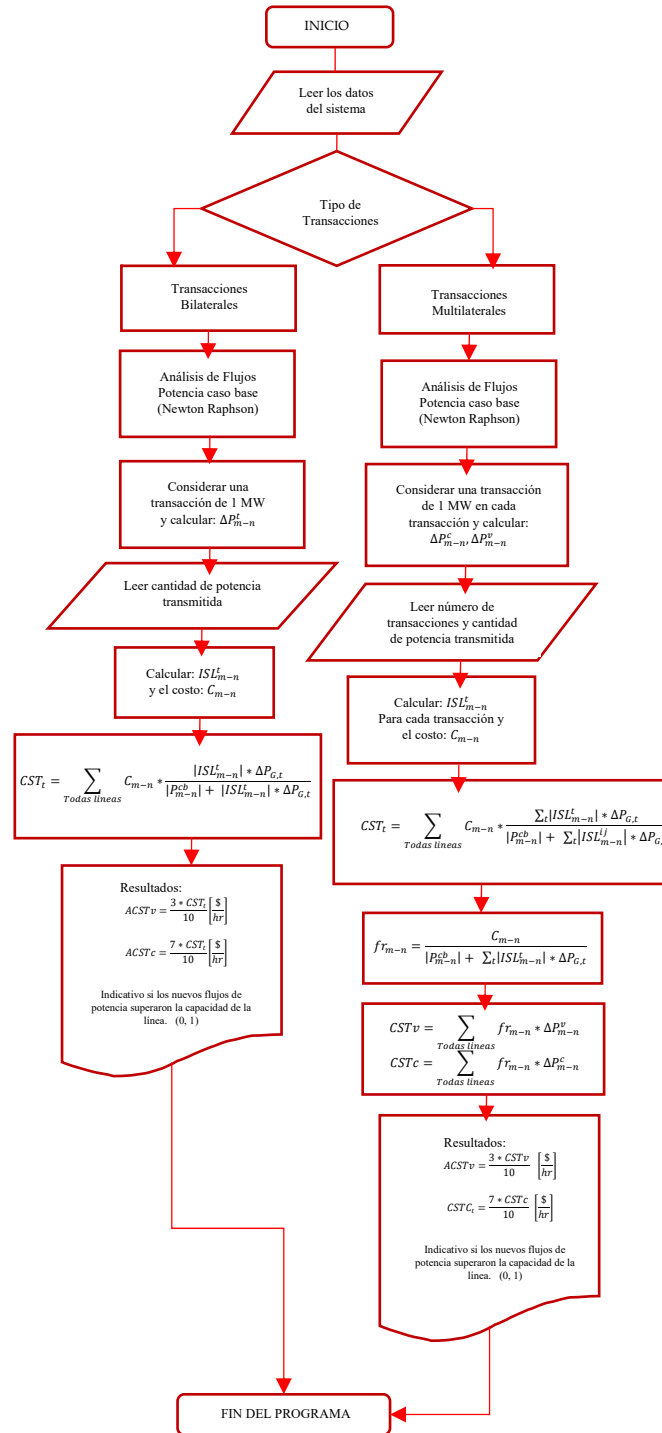


FIGURA 4.5 Diagrama de flujo de la metodología basada en ISL

4.5 COMPARATIVA DE LAS METODOLOGÍAS BASADAS EN COSTOS EMBEBIDOS PARA EL CST.

Tal y como se describió en los puntos anteriores, existen diversas metodologías para la

obtención del CST ya sea en base a métodos embebidos, costos incrementales, una metodología combinada o en base a índices de sensibilidad de las líneas de transmisión, cada una de ellas tiene sus ventajas y desventajas dependiendo de la metodología empleada.

Sin embargo es difícil encontrar una metodología que se adecue a cada tipo de mercado, así como también que cumpla con todos los estándares y objetivos para la recuperación de los costos de inversión, por lo que las metodologías son elegidas de acuerdo al modelo o reestructuración de un país en específico, ya que estará basada en las características de la red de transmisión de dicho país [3].

La tabla 4.1 muestra una comparativa general en base al tipo de estudio de flujos de potencia a realizar (CA o CD), consideraciones de los costos de inversión y tipo de participantes en el mercado, de los métodos descritos anteriormente basados en los costos embebidos.

Tabla 4.1 Comparación de las metodologías para la obtención del CST

Metodología	Tipo de Participante en el Mercado	Consideraciones generales y de los costos	Estudio de Flujos de Potencia	Observaciones
Estampilla Postal	Comprador y vendedor	- Magnitud de la potencia real transmitida. - Puntos de inyección y extracción. - Costo total de la red basado en costos embebidos	----	- Realiza el análisis en horas pico del sistema. - Se considera que es usada toda la red de transmisión.
Trayectorias Contratadas	Comprador y vendedor	- Magnitud de la potencia real transmitida. - Costo total de la red basado en costos embebidos.	----	- Se espera que los flujos de potencia se transmitan a través de una trayectoria artificial seleccionada por la compañía encargada de la red y los participantes del mercado.

Tabla 4.1 Comparación de las metodologías para la obtención del CST (Continuación)

Metodología	Tipo de Participante en el Mercado	Consideraciones generales y de los costos	Estudio de Flujos de Potencia	Observaciones
		- Magnitud de la potencia real transmitida.	- Estudios en Corriente	- Considera las condiciones de

MW-Milla	Comprador y vendedor	<ul style="list-style-type: none"> - Distancia entre los nodos de inyección y extracción. - Costo total de la red basado en costos embebidos. 	Alterna o Corriente Directa	<ul style="list-style-type: none"> operación de la red. - Un estudio de flujos de potencia por cada transacción realizada.
MW-Método de Uso de Red (MM)	Comprador y vendedor	<ul style="list-style-type: none"> - Flujos de potencia en las líneas ocasionados por t transacciones. - Costo de cada línea de transmisión basado en costos embebidos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Estudios en Corriente Alterna o Corriente Directa 	<ul style="list-style-type: none"> - Considera las condiciones de operación de la red. - Un estudio de flujos de potencia por cada transacción realizada.
Índice de Sensibilidad de la Línea (ISL)	Comprador y vendedor	<ul style="list-style-type: none"> - Flujos de potencia en las líneas ocasionados por t transacciones. - Costo de cada línea de transmisión basado en costos embebidos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Estudios en Corriente Alterna o Corriente Directa 	<ul style="list-style-type: none"> - Considera las condiciones de operación de la red. - Con la obtención de los ISL no es necesario hacer un estudio de flujos de potencia para cada transacción.

Como se describe en la tabla 4.1, en las primeras metodologías no es necesario realizar un estudio de flujos de potencia ya que éstos no toman en cuenta las condiciones de operación de la red, por otra parte en las demás metodologías si se consideran.

Debido a que estas metodologías están basadas en costos embebidos, se consideran los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red de transmisión. Así pues, los CST obtenidos serán para cubrir esos parámetros de la red.

Se observa que en el primero método de MW-Milla es indispensable realizar un estudio de flujos de potencia por cada transacción realizada, es decir que entre más transacciones se realicen, más complejo será el cálculo del CST, aun con esta problemática ésta metodología es superior a las dos primeras. Para el caso Modulus Method-MW (MM-MW) su modelo matemático es similar al de MW-Milla, la diferencia recae en que éste modelo considera el valor absoluto del flujo de potencia ocasionado por t transacciones en una línea de transmisión a diferencia del otro método en donde se considera la capacidad de transmisión de la línea, al realizar esta modificación en el modelo matemático se obtiene un CST aceptable ya que se considera el grado de uso de red de cada uno de los participantes del mercado.

El caso de ISL es aún mejor que el MM-MW ya que es similar a este pero debido a que obtienen los ISL ya no es necesario hacer un estudio de flujos de potencia para cada transacción ya que al obtener dichos índices y aplicar la metodología descrita en la sección

4.3, se obtienen los mismo resultados pero su obtención es menos compleja que al aplicar el método de MM-MW.

Es por esta razón que en el presente trabajo se utilizara el método de ISL ya que como está basado en el método de MW-Milla se obtiene una remuneración precisa y transparente para cada participante del mercado de transacciones bilaterales. Su mayor ventaja recae en un ambiente en donde se realizan diversas transacciones simultáneas ya que si se consideran los mismos nodos de inyección y extracción de potencia, solo basta con variar la potencia a transmitir ya que con el estudio de ISL se omiten los estudios de flujos de potencia para cada transacción a realizar, lo cual es de suma importancia ya que lo hace más eficaz y superior a los métodos tradicionales.

CAPÍTULO 5: PRUEBAS Y RESULTADOS.

5.1 INTRODUCCIÓN

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la Asignación de Costos por Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica basado en la metodología descrita en el apartado 4.3. La metodología propuesta fue aplicada a 4 sistemas: Un sistema de prueba de 6 nodos [40], un sistema de prueba de la IEEE de 14 nodos [7], y dos sistemas de prueba [19] el primero formado por 15 nodos y el segundo un sistema real de Honduras formado por 114 nodos. En los cuales se realizaron diversos tipos de transacciones para de esta forma simular un mercado de transacciones bilaterales pero considerando más de dos participantes, es decir transacciones bilaterales simultaneas.

Para la obtención de los resultados se hizo uso de un programa desarrollado en el lenguaje de programación MatLab R2014a mostrado en el anexo C.

Cabe mencionar que en algunos casos se consideró un valor del costo por uso de la red de transmisión para una línea (C, TC) en base a las reactancia de la misma, el cual se obtuvo al multiplicar el valor por 1000, se tomó esta consideración de la referencia [7] ya que no se tenía una base de datos para saber el costo real de las líneas, de igual manera en otras referencias se obtiene el valor del costo, así como la distancia de las líneas al multiplicar el valor de la reactancia por un valor en específico [7, 41, 42]. Por otra parte en [14] se obtiene el costo y la distancia de las líneas al multiplicar el valor de la resistencia de la misma por un factor.

Algunos de los resultados obtenidos son comparados con los mostrados en las referencias [3, 7, 19] para de esta forma validar el funcionamiento correcto del programa.

5.2 APLICACIÓN A UN SISTEMA DE PRUEBA DE 6 NODOS.

La metodología propuesta para la ACST basada en ISL se aplicó a un sistema de prueba de 6 nodos, los resultados se muestran en las siguientes tablas, dichos resultados son comparados con los obtenidos en la referencia citada [7]. Los datos del sistema se encuentran en el apéndice A.

5.2.1 CASO 1 – Transacción Bilateral

Se considera una transacción bilateral (T1) de 20 MW entre el bus vendedor número 2 y el bus comprador número 5.

El valor de los ISL así como el valor de los cambios en los flujos de potencia se muestran en la tabla 5.1, donde se compara con los resultados que se presentaron en [7]. De este caso, los valores de los flujos de potencia en todas las líneas de transmisión después de la transacción T1 se muestran en la tabla 5.2, en la cual se hace una comparación con los valores obtenidos mediante el programa desarrollado, los valores de la referencia [7], así como también se hace una comparativa con los resultados obtenidos en la simulación realizada en el software PSS/E 32.

Tabla 5.1 Valores del ISL y cambios en el Flujo de Potencia

No. Línea	Línea m-n	Valores del ISL [7].	Valores del ISL Programa Desarrollado	Cambio en el flujo de potencia (MW) [7].	Cambio en el flujo de potencia (MW) Programa Desarrollado
1	1-2	-0.1340	-0.130	-2.6803	-2.60
2	1-4	0.0382	-0.030	-0.7643	-0.60
3	1-5	0.2083	0.210	4.1656	4.20
4	2-3	0.1811	0.180	3.6216	3.60
5	2-4	0.1956	0.200	3.9118	4.00
6	2-5	0.3031	0.310	6.0628	6.20
7	2-6	0.1945	0.190	3.8898	3.8
8	3-5	0.1989	0.200	3.9785	4.00
9	3-6	-0.0186	-0.020	-0.3724	-0.40
10	4-5	0.1541	0.160	3.0829	3.20
11	5-6	-0.1689	-0.160	-3.3785	-3.20

Tabla 5.2 Flujos de Potencia después de la transacción T1

No. Línea	Línea m-n	Flujos de Potencia [MW] – T1		
		Referencia [7].	PSS/E 32	Programa Desarrollado
1	1-2	26.0094	27.5	26.090
2	1-4	42.8207	40.8	42.980
3	1-5	39.7665	40.7	39.800
4	2-3	6.5519	6.5	6.530
5	2-4	37.0028	38.6	37.090
6	2-5	21.5773	21.5	21.710
7	2-6	30.1387	30.1	30.050
8	3-5	23.0953	23.0	23.120
9	3-6	43.4008	43.4	43.370
10	4-5	7.1662	6.7	7.280
11	5-6	-1.7644	-1.7	-1.590

Se observa que los resultados obtenidos en la tabla 5.1 son similares en ambos casos, de esta manera se valida el programa desarrollado en el lenguaje de programación MatLab R2014a.

La figura 5.1 muestra una comparativa de los flujos de potencia en cada una de las líneas de transmisión después de haber realizado la transacción *T1*, como se observa en la tabla 5.2, los resultados fueron obtenidos mediante diversos métodos. Las variaciones de los flujos fueron mínimas, lo que es de gran importancia para validar el programa realizado.

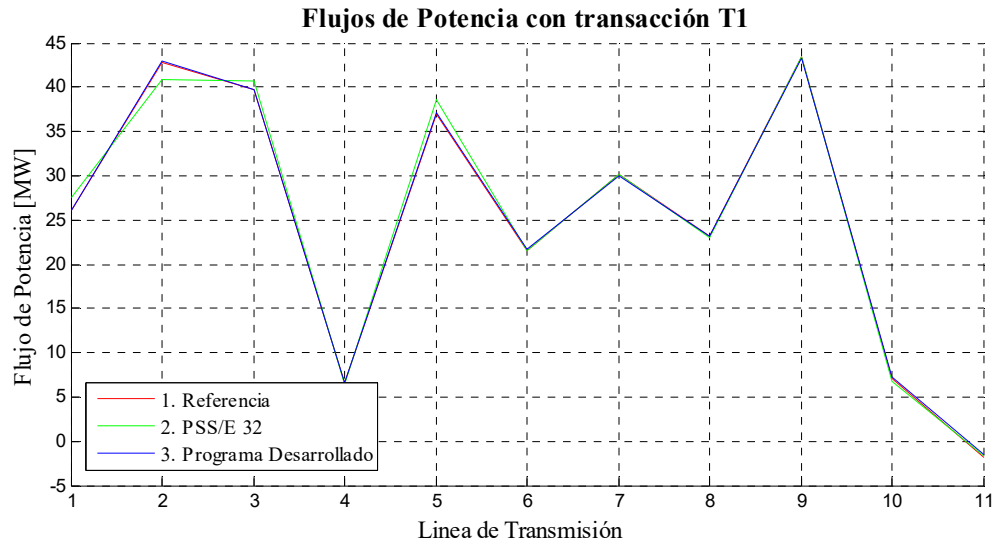


FIGURA 5.1 Comparación de flujos de potencia de la T1.

El costo total por el servicio de transmisión *T1* obtenido con el programa desarrollado en el lenguaje de programación MatLab R2014a basado en la metodología descrita en el capítulo 4.3, es de \$731.8658 [\$/hr]. Cabe destacar que en la metodología propuesta no se necesita hacer un estudio de flujos de potencia si es que se desea hacer una nueva transacción en esos puntos de la red, basta solo con variar la potencia transmitida para obtener los valores de dichas tablas.

Se considera un caso de contribución del 70% de costo total a cargo de los compradores y 30% a cargo de los vendedores, los resultados se muestran en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Costo Total por el Servicio de Transmisión.

Contribución en la Red (%)	Referencia	Costo por Generador en bus 2 [\$/hr].	Costo por comprador en bus 5 [\$/hr]	Costo Total [\$/hr]
30-70	Referencia [7]	219.3	512.1	731.4
	Programa Desarrollado	219.560	512.306	731.866

Estos porcentajes de asignación de costos están basados en [7] así como también en lo que se estipula en [17], lo cual dice que Comisión Federal de Electricidad cobrara el servicio de transmisión a los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista en el periodo del 1ro de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018 considerando dichos porcentajes, se hace esta consideración ya que el trabajo está basado en un Sistema Eléctrico de Potencia Desregulado, como lo es el Sistema Eléctrico de Potencia de México, esto a raíz de la reforma energética decretada en diciembre de 2013.

Como se observa en la tabla 5.3, los costos totales obtenidos con el programa desarrollado son muy cercanos a los obtenidos en la referencia citada, lo cual es de suma importancia para validar el programa desarrollado.

5.2.1.1 CASO 1.1 – Transacción Bilateral – Métodos Embebidos

Tal y como se describe en el capítulo 4, existen diversas metodologías para la obtención de los CST, el trabajo desarrollado está basado en las metodologías de costos embebidos para de esta forma poder recuperar los costos de inversión, operación y mantenimiento de las redes de transmisión, por este motivo de igual manera se resolvió la transacción *T1* descrita anteriormente aplicando diversas metodologías basadas en costos embebidos, los resultados se muestran en las tablas 5.4 y 5.5, cabe mencionar que de igual manera todas las metodologías fueron desarrolladas en el lenguaje de programación MatLab R2014a.

La tabla 5.4 muestra una comparativa de los CST de cada una de las líneas de la red al considerar una transacción bilateral *T1*, mientras que la tabla 5.5 muestra la ACST al considerar una contribución de la red del 30 % - 70%.

Tabla 5.4 CST considerando la transacción T1

No. Línea	Línea m-n	Costo por Servicio de Transmisión [\$/hr]		
		ISL	MW-Milla	Modulus Method
1	1-2	16.619	4.383	16.794
2	1-4	2.716	1.200	3.251
3	1-5	31.658	10.525	31.726
4	2-3	137.825	7.583	138.508
5	2-4	10.785	3.250	10.543
6	2-5	85.675	15.200	84.484
7	2-6	25.291	6.517	25.928
8	3-5	44.983	8.645	44.890
9	3-6	0.906	0.308	0.838
10	4-5	175.824	10.333	172.702
11	5-6	199.584	8.425	203.012

Con los resultados obtenidos de la tabla 5.4, se realizó una gráfica (figura 5.2) comparativa de los CST en la que se observa que para el caso 1 y 3 las variaciones fueron mínimas, caso contrario para el caso 2 en donde debido a que se considera la capacidad de las líneas, los CST son muy distintos a los casos anteriores.

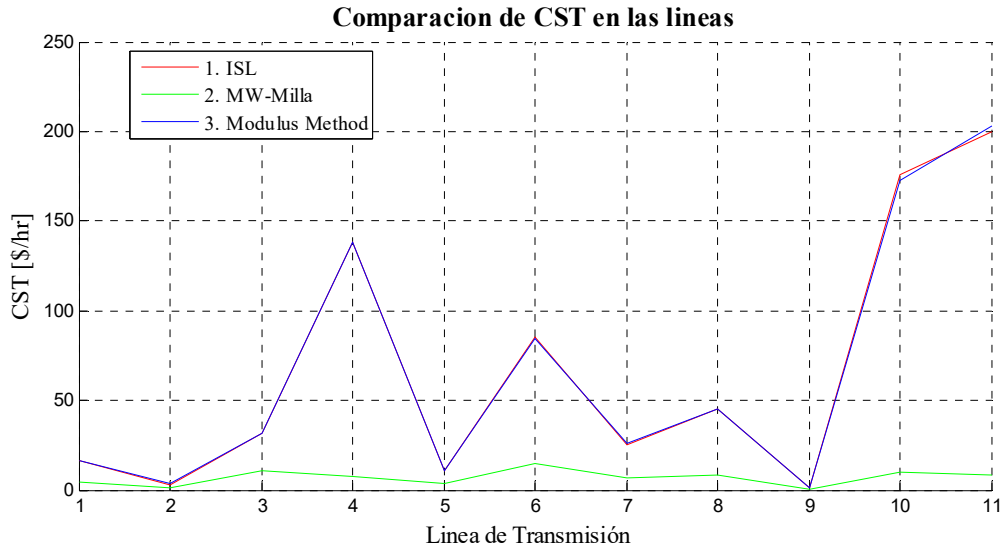


FIGURA 5.2 Comparación de Metodologías basadas en Costos Embebidos

Tabla 5.5 Comparación de Resultados del Caso 1

Metodología Empleada	Costo Total [\$/hr].	Costo por Generador en bus 2 [\$/hr].	Costo por comprador en bus 5 [\$/hr]
1. Índice Sensibilidad de la Línea	731.866	219.560	512.306
2. MW-Milla Convencional	76.37	22.911	53.454
3. Modulus Method – MW-M	732.6762	219.803	512.873
4. Estampilla Postal	109.434	32.83	76.604

De los resultados mostrados en la tabla anterior se tienen los siguientes puntos en base a cada una de las metodologías empleadas:

1. De la primera metodología empleada basada en ISL sus CST están basados en el grado de uso de red de los participantes del mercado, lo cual se ve reflejado en los flujos de potencia de las líneas. Finalmente se obtiene un CST preciso y transparente para cada participante del mercado.
2. Para la segunda metodología empleada, sus CST están basados en los flujos de potencia de las líneas y a la capacidad de las mismas por lo que no se obtiene una remuneración adecuada ya que en algunos casos se utiliza un porcentaje mínimo de la capacidad de la línea.

3. Esta metodología es una implementación de la descrita en el punto 2, ya que en lugar de considerar la capacidad de las líneas, considera el flujo de potencia total de cada transacción realizada para que de esta manera los CST estén en base al flujo total y la remuneración sea justa y cubierta por los participantes del mercado.
4. Para esta metodología se necesita el valor de la demanda del sistema en horas pico. Debido a que no se realiza un estudio de flujos de potencia, los CST no son precisos y transparentes. Cabe mencionar que solo se obtiene un costo por servicio de transmisión total del sistema por lo que se desconoce el porcentaje que corresponde a cada una de las líneas de transmisión.

5.2.2 CASO 2 – Transacción Multilateral Simultánea

Para este caso nuevamente se consideró el sistema de 6 nodos [40]. Aplicando una transacción multilateral simultánea compuesta por 4 transacciones las cuales se dan entre dos generadores y dos compradores, es decir 4 participantes en el mercado. En base a las transacciones simultáneas realizadas en [7] se consideran las nuevas transacciones que se presentan en la tabla 5.6. Por otra parte, la tabla 5.7 muestra los valores de los ISL obtenidos con el programa desarrollado en MatLab R2014a.

Tabla 5.6 Transacción Multilateral

Transacción	MW Transmitidos	Participantes	
		Generador (nodo)	Comprador (nodo)
1	5	1	4
2	10	1	5
3	15	2	4
4	20	2	5
	50		

Tabla 5.7 Valores del ISL obtenidos con el programa desarrollado

No. Línea	Línea m-n	Generador (nodo 1)		Generador (nodo 2)	
		Comprador (bus 4)	Comprador (bus 5)	Comprador (bus 4)	Comprador (bus 5)
1	1-2	0.3299	0.3400	-0.1502	-0.1303
2	1-4	0.5504	0.3004	0.2101	-0.0301
3	1-5	0.1996	0.4398	-0.0301	0.2101
4	2-3	-0.0200	0.1200	0.0400	0.1800
5	2-4	0.3795	-0.1205	0.6996	0.1996
6	2-5	-0.0299	0.2001	0.0800	0.3101
7	2-6	-0.0200	0.1299	0.0399	0.1901
8	3-5	-0.0200	0.1299	0.0399	0.1999
9	3-6	0	-0.0105	0	-0.0203
10	4-5	-0.1100	0.1700	-0.1200	0.1600
11	5-6	0.0200	-0.1000	-0.0400	-0.1600

Se puede observar en la tabla 5.6 que la potencia total transmitida es 50 MW al considerar 4 transacciones simultáneas.

La tabla 5.8 muestra los valores de los ISL tomados de la referencia [7] en donde se considera el mismo número de transacciones en los puntos de inyección y extracción de potencia que se consideran en la tabla 5.6, como se puede observar los resultados en ambos casos son muy cercanos.

Tabla 5.8 Valores del ISL tomados de la referencia [7].

No. Línea	Línea m-n	Generador (nodo 1)		Generador (nodo 2)	
		Comprador (bus 4)	Comprador (bus 5)	Comprador (bus 4)	Comprador (bus 5)
1	1-2	0.3258	0.3413	-0.1495	-0.134
2	1-4	0.5426	0.297	0.2074	-0.0382
3	1-5	0.1971	0.4408	-0.0354	0.2083
4	2-3	-0.0201	0.119	0.042	0.1811
5	2-4	-0.3821	-0.1241	0.7018	0.1956
6	2-5	-0.0354	0.1967	0.071	0.3031
7	2-6	-0.0212	0.1283	0.045	0.1945
8	3-5	0.0212	0.1323	0.0457	0.1989
9	3-6	0.001	0.0138	-0.0039	-0.0186
10	4-5	-0.1127	0.1625	-0.1211	0.1541
11	5-6	0.0201	0.1091	-0.0398	-0.1689

En la figura 5.3 muestra una comparativa entre los valores de ISL obtenidos con el programa desarrollado y los valores tomados de la referencia citada.

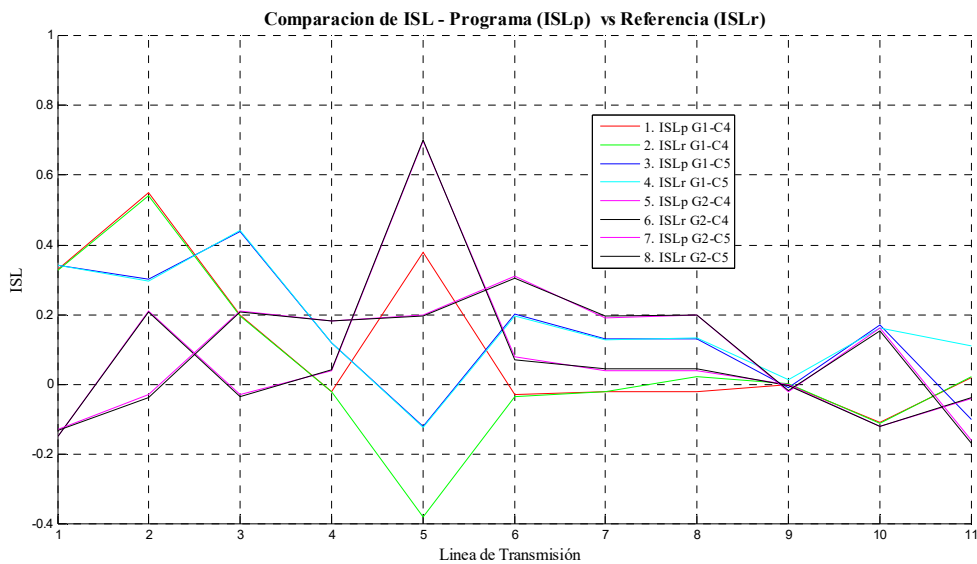


FIGURA 5.3 Comparación de los ISL

En la figura 5.3 se observa que no existe una diferencia notable entre ambos valores lo cual es de suma importancia para validar el correcto funcionamiento del programa desarrollado.

La nomenclatura (ISL_p) hace referencia al ISL obtenido con el programa, (ISL_r) hace referencia a los valores tomados de la referencia.

La tabla 5.9 muestra los valores de los cambios de flujo de potencia en cada una de las líneas, cada columna representa los cambios que se producen al realizar cada una de las transacciones, por ejemplo en la primer columna se muestran los cambios que se producen al realizar la transacción entre el bus generador en el nodo 1 y el bus comprador en el nodo 4 al transmitir 5 MW. En las demás columnas sucede el mismo proceso al transmitir las cantidades de potencia mostradas en la tabla 5.6.

Tabla 5.9 Cambios en el Flujo de Potencia [MW]

No. Línea	Línea m-n	Generador (nodo 1)		Generador (nodo 2)	
		Comprador (bus 4)	Comprador (bus 5)	Comprador (bus 4)	Comprador (bus 5)
1	1-2	1.6499	3.3999	-2.2503	-2.6005
2	1-4	2.7502	3.0004	3.1501	-0.6002
3	1-5	0.9997	4.3997	-0.4501	4.2001
4	2-3	-0.1000	1.1997	0.6001	3.5994
5	2-4	1.8997	-1.2004	10.4993	3.9991
6	2-5	-0.1499	2.0001	1.2001	6.2001
7	2-6	-0.0999	1.2999	0.5998	3.8002
8	3-5	-0.0999	1.2999	0.5998	3.9998
9	3-6	0	-0.1005	0	-0.4006
10	4-5	-0.5499	1.6999	-1.8002	3.2003
11	5-6	0.0999	-1.0011	-0.6001	-3.2003

Una vez realizadas las 4 transacciones simultáneas se obtienen los valores de los flujos de potencia en las líneas. La tabla 5.10 muestra los valores de los flujos obtenidos mediante el método de ISL y Modulus Method, esto para hacer una comparación entre ambos métodos y validar el correcto funcionamiento del método de ISL.

Cabe mencionar que para la obtención de los flujos de potencia por medio de ISL solo se calcularon dichos índices y se ejecutó el programa, caso contrario con el Modulus Method ya que fue necesario realizar 5 estudios de flujos de potencia, uno para cada transacción realizada y otro para el caso base.

Tabla 5.10 Flujo de Potencia final considerando una transacción multilateral.

No. Línea	Línea m-n	Flujos de Potencia [MW]	
		ISL	MM
1	1-2	28.889	28.969
2	1-4	51.880	51.759
3	1-5	44.749	44.759
4	2-3	8.229	8.320
5	2-4	48.289	48.219
6	2-5	24.760	24.469
7	2-6	31.850	32.039

Tabla 5.10 Flujo de Potencia final considerando una transacción multilateral. (Continuación)

No. Línea	Línea m-n	Flujos de Potencia [MW]	
		ISL	MM
8	3-5	24.919	25.039
9	3-6	43.269	43.200
10	4-5	6.630	6.430
11	5-6	-3.090	-3.340

En la figura 5.4 se muestra la comparación de los valores en los flujos de potencia obtenidos al realizar las cuatro transacciones bilaterales simultaneas, lo valores fueron obtenidos mediante ambos métodos en el programa desarrollado en MatLab R2014a.

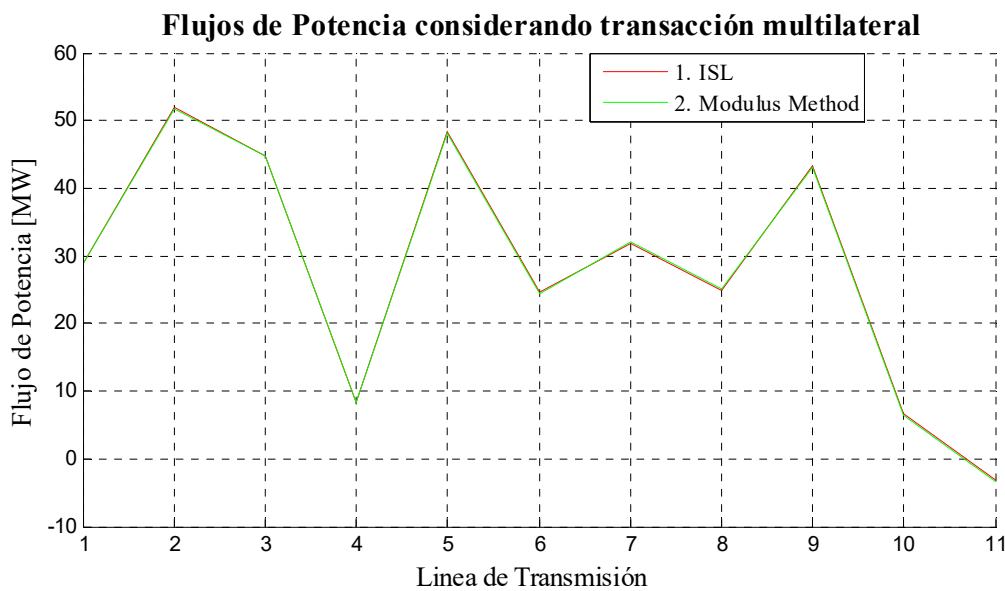


FIGURA 5.4 Flujos de potencia considerando una transacción multilateral, caso 2.

La tabla 5.11 muestra el costo por uso de red en cada una de las líneas de transmisión al simular el mercado de transacciones bilaterales considerando 4 transacciones simultáneas. Los resultados fueron obtenidos con el programa desarrollado, se puede observar que en ambos casos el resultado fue muy cercano, es decir al aplicar la metodología de ISL y Modulus Method.

Tabla 5.11 CST considerando Transacción Multilateral

No. Línea	Línea m-n	Costo por Servicio de Transmisión [\$/hr]	
		ISL	MM
1	1-2	51.308	51.232
2	1-4	35.795	35.857
3	1-5	66.046	66.710
4	2-3	163.107	164.026

Tabla 5.11 CST considerando Transacción Multilateral (Continuación)

No. Línea	Línea m-n	Costo por Servicio de Transmisión [\$/hr]	
		ISL	MM
5	2-4	34.720	34.734
6	2-5	114.3256	112.455
7	2-6	36.193	37.260
8	3-5	62.101	63.199
9	3-6	1.129	1.330
10	4-5	255.957	254.416
11	5-6	225.806	228.550

La comparativa de los valores de la tabla anterior se muestra en la figura 5.5, donde se observa que en ambos casos el CST fue muy cercano.

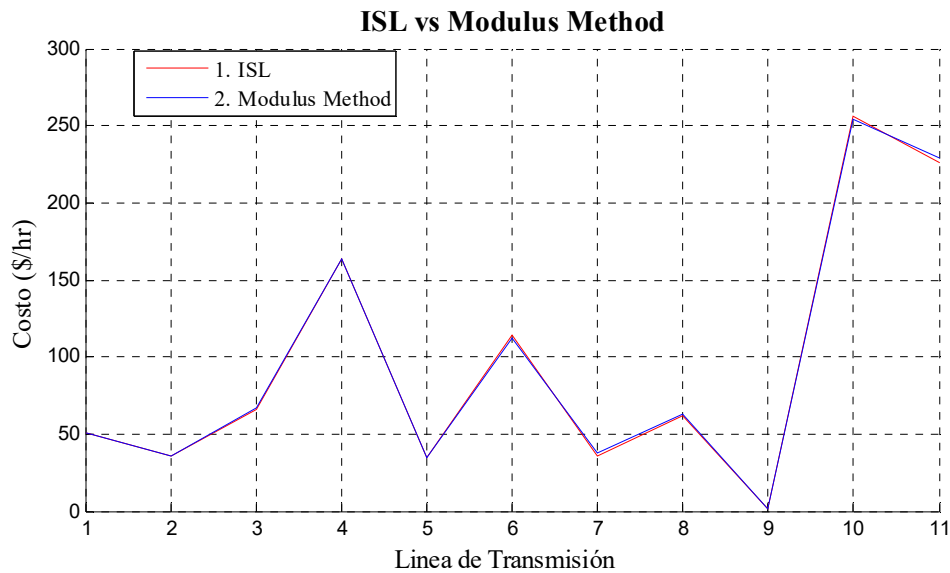


FIGURA 5.5 Comparación de CST considerando una transacción multilateral, caso 2.

El costo total por servicio de transmisión para este caso fue de \$1,046.4929 [\$/hr], éste costo es distribuido entre los 4 participantes, considerando un porcentaje de 70% consumidores y 30% generadores del costo total, se obtienen las siguientes asignaciones de costos.

Tabla 5.12 Asignación de Costos - Caso 2. Transacción Multilateral

Nodo	Asignación de costos	
	$CSTG_t$ [\$/hr]	$CSTC_t$ [\$/hr]
Generador – N1	92.1933	---
Generador – N2	221.7545	---
Comprador – N4	---	168.1343
Comprador – N5	---	564.4106
Costo Total [\$/hr]	313.9478	732.5450
	1,046.4929	

De este caso se observa que los participantes: generador 2 y comprador 5 son los que tienen los costos más altos, esto debido a que su grado de uso en la red es mayor en comparación de los demás participantes. Al realizar un análisis de la ACST mostrada en la tabla 5.12, se observa que el nodo 2 es el que genera más potencia [MW] y el nodo 5 es el que consume más [MW], lo cual se ve reflejado en la tabla 5.6.

De esta manera al realizar una simulación de flujos de potencia considerando el caso base y caso con transacciones en el software PSS/E 32, se pudo observar el comportamiento en los nodos de generación (figura 5.6) y carga (figura 5.7), se obtuvieron los resultados mostrados en las siguientes figuras, en donde se puede observar que en una escala donde el color rojo representa mayor generación y/o carga en [MW] y el azul representa una menor generación y/o carga en [MW], los nodos que sufrieron mayor cambio fueron el nodo 2 de generación y el nodo 5 de carga, lo cual de igual manera esto se ve reflejado en el CST mostrado en la tabla 5.12.

Por otra parte, también se observa que de acuerdo a la topología de la red, el realizar una transacción, afectará a todo el sistema y como se observa en las siguientes figuras, algunos nodos sufren mayores cambios en comparación con el resto de los nodos de la red.

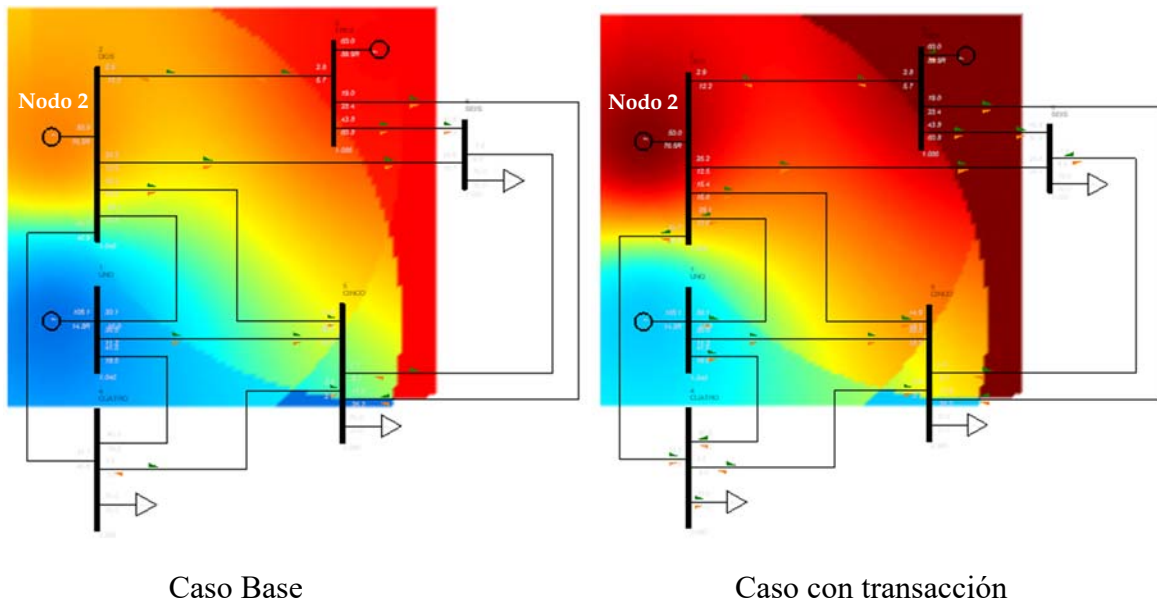
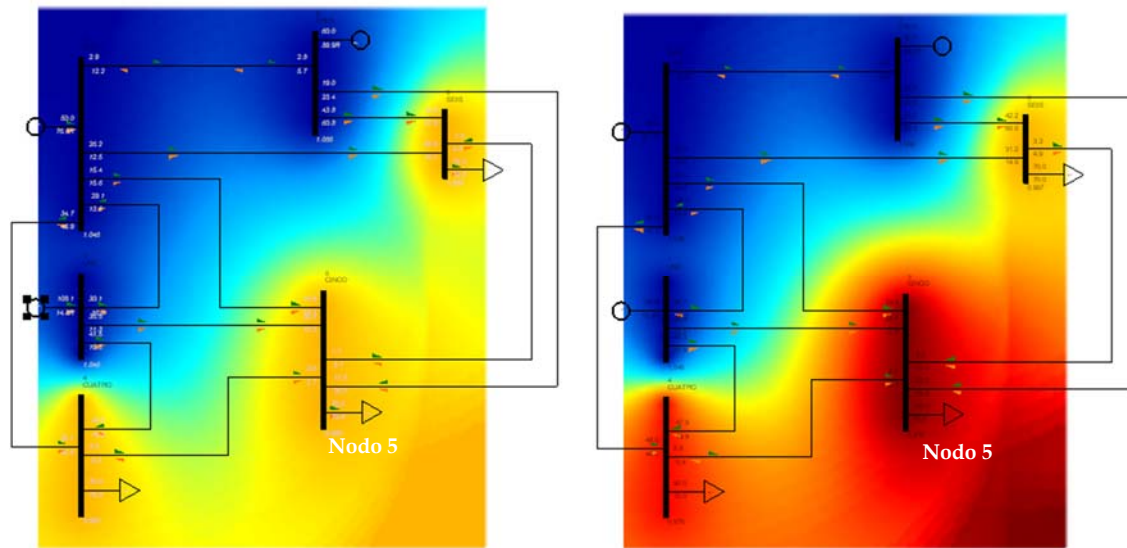


FIGURA 5.6 Comportamiento de los nodos de generación.



Caso Base

Caso con transacción

FIGURA 5.7 Comportamiento de los nodos de carga.

5.2.2.1 CASO 2.1 – Transacción Multilateral Simultánea

Como anteriormente se mencionó, la ventaja de esta metodología basada en ISL recae en un escenario donde se realizan transacciones multilaterales simultáneas, ahora considerando el mismo sistema [40] y los mismos nodos de generación y extracción de potencia, se realizó otra simulación en la cual solo se modificaron las potencias en las transacciones para obtener nuevos resultados en los parámetros de las tablas, para la obtención de éstos no fue necesario hacer un estudio de flujos de potencia extra ya que al considerar los mismos nodos de generación y carga de la transacción anterior, los ISL son los mismos, por lo que al ejecutar con el programa desarrollado se obtuvieron los resultados que se muestran en las siguientes tablas.

Las nuevas potencias transmitidas para este caso se presentan en la tabla 5.13, con una potencia total transmitida de 60 MW.

Tabla 5.13 Transacción Multilateral

Transacción	MW Transmitidos	Participantes	
		Generador (nodo)	Comprador (nodo)
1	10	1	4
2	20	1	5
3	20	2	4
4	10	2	5
	60		

Las variaciones en los flujos de potencia al realizar las 4 transacciones bilaterales simultáneas se muestran en la tabla 5.14.

Tabla 5.14 Cambios en el Flujo de Potencia

No. Línea	Línea m-n	Generador (nodo 1)		Generador (nodo 2)	
		Comprador (bus 4)	Comprador (bus 5)	Comprador (bus 4)	Comprador (bus 5)
1	1-2	3.2998	6.7999	-3.0004	-1.3002
2	1-4	5.5004	6.0008	4.2001	-0.3001
3	1-5	1.9995	8.7999	-0.6002	2.1000
4	2-3	-0.2000	2.3999	0.8001	1.7999
5	2-4	3.7999	-2.4009	13.9999	1.9995
6	2-5	-0.2994	4.0002	1.6001	3.1000
7	2-6	-0.1996	2.5999	0.7999	1.9000
8	3-5	-0.1996	2.5999	0.7999	1.9999
9	3-6	0	-0.2001	0	-0.2003
10	4-5	-1.0999	3.3999	-2.4002	1.6001
11	5-6	0.1998	-2.0002	-0.8001	-1.6001

Con los resultados obtenidos, se realizó la siguiente grafica (figura 5.8) que muestra el comportamiento de los flujos de potencia al realizar 4 transacciones bilaterales simultaneas, se observa que en ambos métodos ISL y MM los resultados fueron prácticamente iguales, de esta manera se valida el correcto funcionamiento del método basado en ISL.

De igual manera que en el caso de estudio anterior, para el caso MM fue necesario realizar 5 análisis de flujos de potencia, caso contrario en el método ISL ya que solo se modificaron las potencias y se ejecutó el programa, haciendo menos complejo y más rápida la obtención de los resultados.

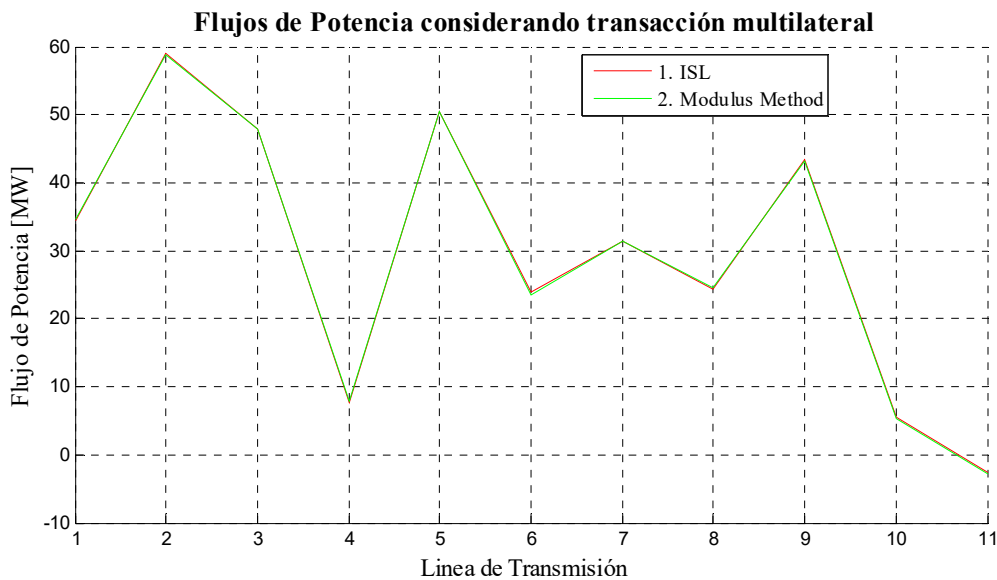


FIGURA 5.8 Flujos de potencia considerando una transacción multilateral, caso 2.1.

La figura 5.9 muestra una gráfica con el costo por uso de red en cada una de las líneas de transmisión al simular el mercado de transacciones bilaterales considerando 4 transacciones simultáneas para el caso de estudio 2.1.

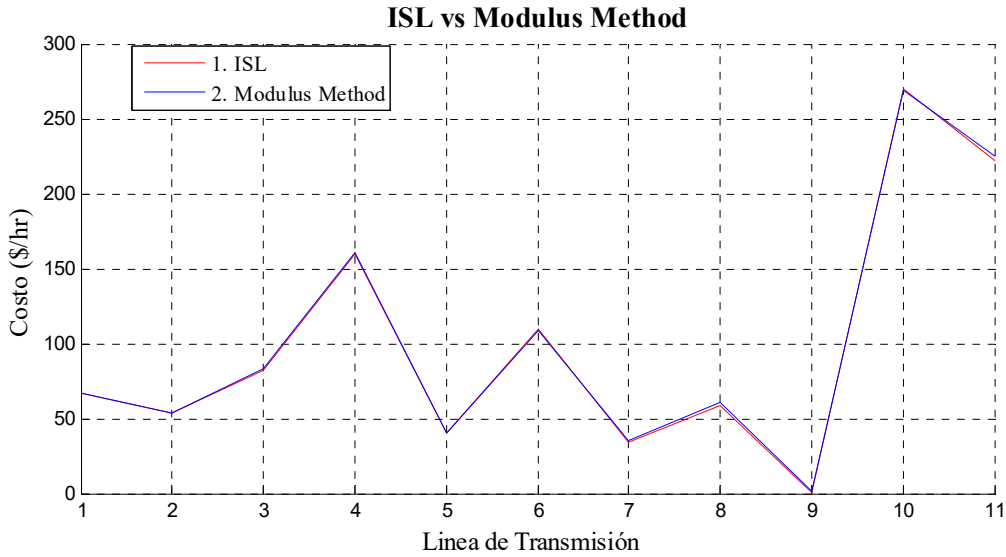


FIGURA 5.9 Comparación de CST considerando una transacción multilateral, caso 2.1

Para este caso el costo total por servicio de transmisión fue \$1,100.1869 [\$/hr], de igual manera éste costo es distribuido entre los 4 participantes, así como se realizó en la tabla 5.12. Los resultados obtenidos en esta simulación se muestran en la tabla 5.15.

Tabla 5.15 Asignación de Costos – Caso 2.1 Transacción Multilateral

Nodo	Asignación de costos	
	$CSTG_t$ [\$/MWhr]	$CSTC_t$ [\$/MWhr]
Generador – N1	177.6512	---
Generador – N2	152.4048	---
Comprador – N4	---	238.2116
Comprador – N5	---	531.9192
Costo Total [\$/hr]	330.0560	770.1308
	1,100.1869	

Al realizar las transacciones para el caso 2.1 se observa que los participantes: generador 1 y comprador 5 son los que tienen los costos más altos, esto debido a que su grado de uso en la red es mayor en comparación de los demás participantes.

Como se observó en los casos anteriores, la metodología implementada basada en ISL arroja resultados satisfactorios al simular el costo por servicio de transmisión al considerar una transacción bilateral o multilateral simultánea, esto se corrobora al comparar los resultados con los obtenidos con la metodología MM.

La ventaja de utilizar la metodología de ISL recae en que no es necesario realizar análisis de flujos de potencia por cada transacción realizada, basta con calcular los ISL y aplicar la metodología, lo cual la hace más eficaz en comparación con MM, por esta razón en los siguientes sistema de 15 y 114 nodos solo se aplicara la metodología basada en ISL, la cual será comparada con los resultados de las referencias.

5.3 APLICACIÓN A UN SISTEMA DE PRUEBA DE 15 NODOS.

A continuación se realiza una simulación igual a la realizada en [19] donde se considera el sistema de 15 nodos para una transacción bilateral de 30 MW entre el nodo generador 9 y el nodo 15 de carga. EL objetivo de realizar esta transacción bilateral es validar el funcionamiento del programa realizado, ya que la metodología desarrollada en [19] parte del modelo matemático implementado en el presente trabajo. Los resultados obtenidos con el programa desarrollado son comparados con los obtenidos en la referencia citada.

Los datos del sistema se muestran en el apéndice A, cabe mencionar que en este sistema si se tienen los costos de uso de red de cada una de las líneas.

5.3.1 Transacción Bilateral (TB1)

La tabla 5.16 muestra a los participantes de la transacción bilateral, así como también la cantidad de potencia transmitida

Tabla 5.16 Transacción Bilateral TB1 -15 Nodos.

Transacción	MW Transmitidos	Participantes	
		Generador (nodo)	Comprador (nodo)
1	30	9	15

En la tabla 5.17 se muestran los flujos de potencia en cada una de las líneas al realizar la transacción bilateral, los resultados fueron obtenidos con el programa desarrollado y con el software PSS/E 32, se observa que existen algunas variaciones en los resultados.

Tabla 5.17 Flujo en las líneas - TB1.

No. Línea	Línea m-n	Flujos de Potencia [MW]	
		Programa Desarrollado	PSS/E 32
1	1-2	13.90	15.70
2	1-10	-2.50	-2.60

Tabla 5.17 Flujo en las líneas - TB1.
(Continuación)

No. Línea	Línea m-n	Flujos de Potencia [MW]	
		Programa Desarrollado	PSS/E 32
3	1-15	22.60	21.20
4	2-3	0.80	1.00
5	2-11	-9.40	-9.30
6	2-15	15.40	13.90
7	3-4	-12.10	-13.7
8	3-6	-2.10	-0.40
9	4-5	-24.00	-24.40
10	4-6	9.20	8.50
11	4-11	-18.40	-18.90
12	5-7	15.90	15.40
13	6-7	-4.00	-3.00
14	6-13	-18.30	-18.30
15	6-14	-0.50	-0.50
16	7-8	-0.50	-2.80
17	8-9	-24.50	-26.8
18	9-10	32.84	23.00
19	10-11	-2.10	-1.70
20	13-12	-40.00	-40.00
21	13-14	8.60	8.60

Los resultados obtenidos del CST de cada una de las líneas se muestran en la tabla 5.18, donde son comparados con los obtenidos en [19].

Para la obtención de los resultados de la referencia se hace uso de la metodología del flujo dominante considerando el caso “A”, el cual hace referencia a que el sistema está operando con el 100% de la capacidad de las líneas de transmisión.

Tabla 5.18 Costo por Servicio de Transmisión – TB1-15N.

No. Línea	Línea m-n	CST [\$/hr]	
		Programa Desarrollado -ISL-	Referencia -Flujo Dominante-
1	1-2	16,402.878	21,915.14
2	1-10	25,116.279	25,729.29
3	1-15	12,743.363	10,940.30
4	2-3	16,451.613	13,043.97
5	2-11	14,680.851	9,626.31
6	2-15	32,392.638	35,984.76
7	3-4	26,776.86	24,134.14
8	3-6	4,060.606	1,551.59
9	4-5	1,000.00	1,229.36
10	4-6	0	255.74
11	4-11	2,554.891	1,311.31
12	5-7	4,734.247	4,309.66

Tabla 5.18 Costo por Servicio de Transmisión – TB1-15N.
(Continuación)

No. Línea	Línea m-n	CST [\$/hr]	
		Programa Desarrollado -ISL-	Referencia -Flujo Dominante-
13	6-7	58,275.00	42,762.61
14	6-13	0	0.01
15	6-14	0	0
16	7-8	29,478.261	32,366.60
17	8-9	10,775.51	12,826.47
18	9-10	57,131.547	51,764.92
19	10-11	27,761.194	21,144.16
20	13-12	0	0
21	13-14	0	0.01

Con base a los resultados de la tabla 5.18, se realizó la siguiente gráfica (figura 5.10) donde se muestra que los valores obtenidos con el programa desarrollado son muy cercanos a los obtenidos de la referencia [19].

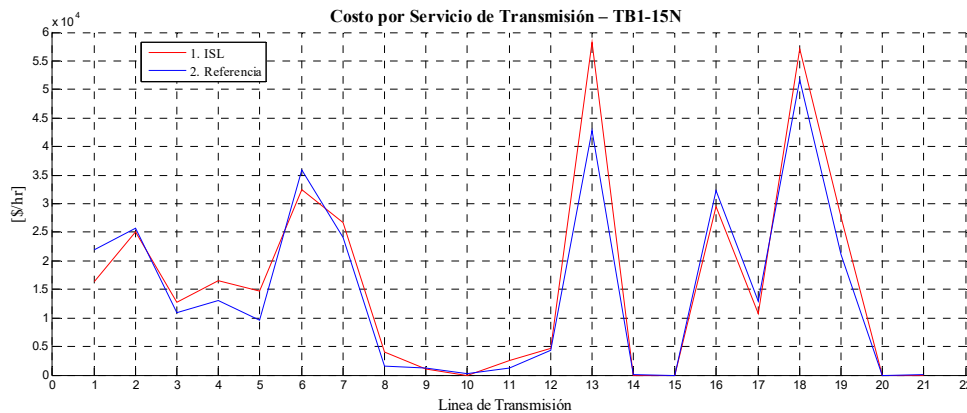


FIGURA 5.10 Comparación del CST de la TB1-15N.

La principal diferencia que existe entre ambos resultados recae en que los CST dependen de las variaciones de los flujos de potencia en las líneas y como se observa en la tabla 5.17, los valores al realizar la transacción bilateral son distintos en cada caso aun cuando se tiene el mismo sistema y se realiza la misma transacción bilateral, por lo que se intuye que los flujos de potencia obtenidos en la referencia son distintos a los obtenidos con el programa desarrollado.

El ocupar un software distinto para la obtención de los flujos de potencia en caso base y caso con transacción implicará que los CST sean distintos debido a las diferencias que se tendrán entre los valores de flujos de las líneas.

El costo total por servicio de transmisión para esta transacción bilateral (TB1-15) fue de \$340,335.7370 [\$/hr]. Finalmente al distribuir el cargo total entre ambos participantes del mercado y tomando la consideración de 30% generadores y 70% compradores, se tienen los siguientes resultados.

Tabla 5.19 Asignación de Costos TB1-15N.

Nodo	Asignación de costos	
	$CSTG_t$ [\$/hr]	$CSTC_t$ [\$/hr]
Generador – N9	102,100.7211	---
Comprador – N15	---	238,235.0159
Costo Total [\$/hr] Programa Desarrollado	340,335.7370	
Costo Total [\$/hr] Referencia	310,896.3000	

5.3.2 Transacción Bilateral (TB2)

En la referencia [19] se realiza una transacción bilateral adicional al sistema. En la tabla 5.20 se muestra a los participantes de la transacción bilateral TB2, así como también la cantidad de potencia transmitida.

Tabla 5.20 Transacción Bilateral TB2-15 Nodos.

Transacción	MW Transmitidos	Participantes	
		Generador (nodo)	Comprador (nodo)
1	10	11	13

Por otra parte, los resultados obtenidos del CST de cada una de las líneas se muestran en la tabla 5.21 donde son comparados con los obtenidos en [19].

Tabla 5.21 Costo por Servicio de Transmisión – TB2-15N.

No. Línea	Línea m-n	CST [\$/hr]	
		Programa Desarrollado -ISL-	Referencia -Flujo Dominante-
1	1-2	0	1,579.95
2	1-10	0	1,577.84
3	1-15	2,191.781	599.20
4	2-3	4,594.595	4,290.76
5	2-11	8,518.519	4,972.36
6	2-15	0	356.83
7	3-4	7,605.634	7,344.94
8	3-6	2,913.043	2,442.09
9	4-5	363.636	212.49
10	4-6	3,521.127	4,011.94

Tabla 5.21 Costo por Servicio de Transmisión – TB2-15N.
(Continuación)

No. Línea	Línea m-n	CST [\$/hr]	
		Programa Desarrollado -ISL-	Referencia -Flujo Dominante-
11	4-11	4,393.458	5,340.32
12	5-7	0	1,517.42
13	6-7	38,850	32,481.24
14	6-13	10,950.57	23,893.63
15	6-14	23,200	21,481.48
16	7-8	8,692.308	10,871.59
17	8-9	2,256.41	4,308.27
18	9-10	35,757.576	5,470.84
19	10-11	9,465.649	9,457.07
20	13-12	0	0
21	13-14	4,339.623	8,303.15

La figura 5.11 muestra una comparativa del CST de cada una de las líneas al considerar la TB2, la comparativa se hace entre los resultados obtenidos con el programa desarrollado y la referencia citada, se observa que en la mayoría de las líneas la variación no fue muy grande, así como también que el CST total en ambos casos fue similar.

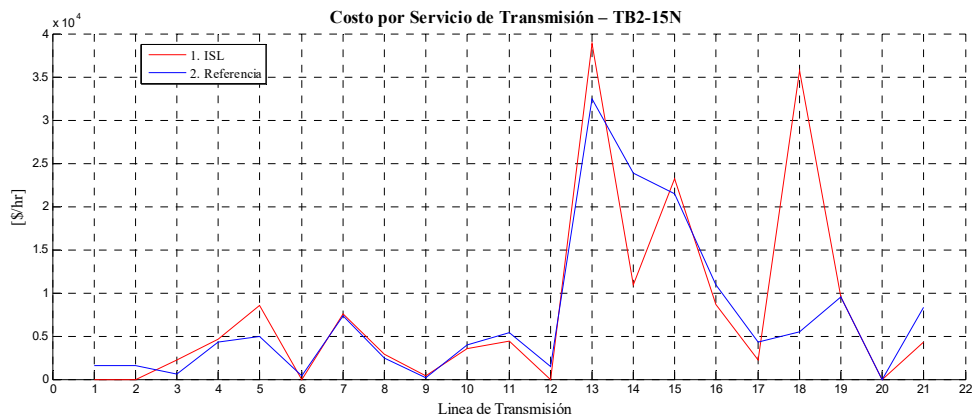


FIGURA 5.11 Comparación del CST de la TB2-15N.

El costo total por servicio de transmisión para este caso fue de \$167,613.9278 [\$/hr], al distribuir el cargo total entre ambos participantes del mercado y tomando la consideración de 30% generadores y 70% compradores, se tienen los resultados de la tabla 5.22, en donde se observa que el costo final por servicio de transmisión tuvo una diferencia, esto debido a los flujos de potencia obtenidos en ambos casos y como se mencionó en el caso anterior, el hecho de ocupar un software distinto para la obtención de los flujos implicara que los CST sean distintos.

A pesar de esto, con el programa desarrollado se obtienen resultados satisfactorios.

Tabla 5.22 Asignación de Costos TB2-15N.

Nodo	Asignación de costos	
	$CSTG_t$ [\$/hr]	$CSTC_t$ [\$/hr]
Generador – N9	50,284.1783	---
Comprador – N15	---	117,328.7494
Costo Total [\$/hr] Programa Desarrollado	167,613.9278	
Costo Total [\$/hr] Referencia	150,414.9000	

5.4 APLICACIÓN A UN SISTEMA REAL DE HONDURAS DE 114 NODOS.

A continuación se realiza una simulación para obtener el CST aplicado a un sistema real de Honduras formado por 114 nodos, la transacción multilateral simultánea realizada está formado por 5 participantes: 1 generador y 4 compradores, tal y como se realiza en [19].

Los datos del sistema se muestran en el apéndice A, cabe mencionar que en este sistema al igual que en el de 15 nodos si se tienen los costos de uso de red de cada una de las líneas.

La consideración de transacciones multilaterales simultáneas que se tomó para este sistema es la misma que la realizada en la referencia citada, lo cual se muestra en la tabla 5.23, donde se observa que el total de potencia transmitida entre los participantes del mercado es igual a 24.62 MW.

Tabla 5.23 Transacción Multilateral Simultánea TMS – Honduras

Transacción	MW Transmitidos	Participantes	
		Generador (nodo)	Comprador (nodo)
1	11.85	15	101
2	2.17	15	104
3	1.00	15	61
4	9.60	15	92
	24.62		

Con base a las transacciones multilaterales simultáneas consideradas en la tabla 5.23 se obtuvieron los CST mostrados en la tabla 5.24. Cabe mencionar que en la referencia consultada no se muestran los CST en cada una de las líneas, solo se muestra el costo final por servicio de transmisión por lo que para este caso no se puede hacer una comparativa entre los costos de las líneas, solo se hace una comparativa del costo final.

Tabla 5.24 Costo por Servicio de Transmisión – TB2-15N.

No. Línea	Línea m-n	CST [\$/hr]
		ISL
1	22-1	0
2	22-2	0
3	22-3	0
4	22-4	0
5	32-5	0
6	32-6	0
7	32-7	0
8	32-8	0
9	31-9	0
10	31-10	0
11	109-11	0
12	38-12	0
13	60-13	0
14	38-15	0
15	110-14	0
16	103-16	0
17	104-17	0
18	98-19	0
19	23-20	0
20	21-28	1.069272345
21	21-28	1.082967157
22	25-33	5.030586306
23	25-33	0
24	75-24	0
25	74-23	0
26	111-22	0
27	51-28	0.596007638
28	51-28	0
29	53-29	1.806543072
30	38-60	85.46550998
31	63-36	50.55300995
32	64-33	0
33	71-31	0
34	71-31	0
35	76-45	0
36	92-49	50.10810811
37	34-110	0
38	87-35	0
39	85-42	0
40	83-44	0
41	88-47	0
42	78-29	0
43	77-46	0
44	94-28	0
45	107-38	0
46	100-41	0
47	100-41	0
48	106-48	0
49	103-36	0
50	104-39	45.14472362

Tabla 5.24 Costo por Servicio de Transmisión – TB2-15N.
(Continuación)

No. Línea	Línea m-n	CST [\$/hr]
		ISL
51	105-39	0
52	108-50	0
53	96-29	0
54	114-30	0
55	102-63	0
56	79-56	0
57	80-57	0
58	81-58	0
59	82-59	0
60	90-67	0
61	89-66	0
62	112-69	0
63	113-70	0
64	96-53	0
65	97-54	0
66	98-52	0
67	99-55	0
68	99-55	0
69	95-51	0
70	65-109	0
71	73-109	0
72	86-110	0
73	101-37	96.55424034
74	84-43	0
75	104-18	0
76	91-49	0
77	91-49	0
78	21-22	14.14106601
79	21-22	14.14106601
80	22-25	0
81	22-25	6.683672901
82	23-21	0
83	23-24	0
84	23-26	0
85	24-27	0
86	34-35	0
87	35-40	0
88	40-42	0
89	40-43	0
90	43-44	0
91	28-29	3.248269454
92	29-45	18.9035388
93	45-30	2.775110566
94	30-46	3.995770429
95	46-31	5.661521207
96	31-32	2.825087529
97	32-33	77.52380288
98	33-47	0
99	47-34	0

**Tabla 5.24 Costo por Servicio de Transmisión – TB2-15N.
(Continuación)**

No. Línea	Línea m-n	CST [\$/hr]
		ISL
100	38-37	67.52470827
101	38-36	70.05614663
102	36-48	26.7279487
103	36-41	16.17681833
104	41-39	42.59120494
105	41-33	27.15970671
106	48-39	38.64275646
107	39-49	98.4224501
108	49-32	25.554291
109	50-36	130.6526807
110	50-33	55.36424649
111	51-52	0
112	52-53	0
113	51-54	0
114	54-53	1.707888041
115	55-53	0
116	55-51	0
117	51-56	0
118	56-57	0
119	53-58	0
120	58-59	0
121	60-61	6.730110846
122	61-62	9.942311304
123	62-63	22.88057427
124	64-68	0
125	64-69	0
126	69-70	0
127	65-66	0
128	66-67	0
129	71-72	0
130	72-73	0
131	72-73	0
132	74-93	0
133	36-37	46.24763883
134	71-72	0

El costo final mostrado en la tabla 5.25 es distribuido entre los 5 participantes, considerando un porcentaje de 70% para los 4 consumidores y 30% para el único generador del costo total. Los costos para los participantes están dados en miles de dólares.

Tabla 5.25 Asignación de Costos TMS - Honduras

Nodo	Asignación de costos	
	$CSTG_t$ [\$/hr]	$CSTC_t$ [\$/hr]
Generador – N15	352.1074	---
Comprador – N101	---	196.0877
Comprador – N104	---	88.4698
Comprador – N61	---	31.4005

Tabla 5.25 Asignación de Costos TMS – Honduras
(Continuación)

Nodo	Asignación de costos	
	$CSTG_t$ [\$/hr]	$CSTC_t$ [\$/hr]
Comprador – N92	---	505.6258
Costo Total [\$/hr]	352.1074	821.5839
Programan Desarrollado	1173.6913	
Costo Total [\$/hr] Referencia	1002.960	

Se observa que en este caso solo existe un generador y cuatro compradores, por lo que aunque el generador pague el 30% del costo total, éste paga incluso más que algunos de los compradores que pagan el 70% del costo total. Para el caso de los compradores de energía se observa que los compradores de los nodos 101 y 92 pagan más por el servicio de transmisión, esto es razonable ya que como se observa en la tabla 5.23, éstos participantes son quienes realizan las transacciones con mayor potencia.

5.5 APLICACIÓN A UN SISTEMA DE PRUEBA DE LA IEEE 14 NODOS.

En virtud de que los resultados obtenidos en los tres sistemas analizados anteriormente son prácticamente iguales a los obtenidos de las referencias citadas, es decir que no existe una diferencia notable entre ellos obteniéndose resultados aceptables, la metodología basada en ISL fue aplicada a un sistema de prueba de 14 nodos de la IEEE, los resultados de los parámetros obtenidos con el programa desarrollado se muestran en las siguientes tablas. Cabe mencionar que para este sistema se realiza una comparación entre los resultados obtenidos mediante ISL y aplicando el método MM ya que no se tienen alguna referencia para comparar los resultados. Los datos del sistema se encuentran en el apéndice A.

5.5.1 CASO 1 – Transacción Bilateral (TB1)

Para el análisis del CST en el sistema de 14 nodos, primero se considera una transacción bilateral (TB1) de 50 MW entre el bus vendedor número 1 y el bus comprador número 11.

La transacción bilateral realizada fue resuelta mediante dos métodos, el basado en ISL y el método MM, ambos resultados fueron obtenidos con el programa desarrollado, los valores obtenidos de los cambios en los flujos de potencia se muestran en la tabla 5.26. Por otra parte los valores de los flujos de potencia en las líneas después de realizar la transacción TB1 se muestran en la tabla 5.27, en la cual se hace una comparación con los valores

obtenidos mediante el programa desarrollado, y los resultados obtenidos en la simulación realizada en el software PSS/E 32.

Tabla 5.26 Valores del ISL y cambios en el Flujo de Potencia TB1

No. Línea	Línea m-n	Valores del ISL	Cambio en el flujo de potencia ISL (MW)	Cambio en el flujo de potencia MM (MW)
1	1-2	0.720	36.000	37.3499
2	1-5	0.390	19.500	20.2899
3	2-3	0.140	7.000	7.3700
4	2-4	0.280	14.000	14.3399
5	2-5	0.250	12.500	13.2999
6	3-4	0.140	7.000	6.8999
7	4-5	-0.080	-4.000	-3.8800
8	4-7	0.310	15.500	15.4900
9	4-9	0.170	8.500	8.8100
10	5-6	0.520	26.000	27.2500
11	6-11	0.550	27.500	28.2599
12	6-12	-0.010	-0.500	-0.1600
13	6-13	-0.020	-1.000	-0.8500
14	7-8	0.000	0.000	-0.0001
15	7-9	0.310	15.500	15.4900
16	9-10	0.460	23.000	23.2899
17	9-14	0.020	1.000	1.0100
18	10-11	0.460	23.000	23.0700
19	12-13	0.000	0.000	-0.1500
20	13-14	-0.020	-1.000	-0.9899

Los resultados del cambio de flujo de potencia mostrados en la tabla 5.26 no difieren mucho entre sí, ya que sus expresiones matemáticas (ecuación 4.18 y 4.22) parten del mismo principio, el cual calcula el incremento de flujos de potencia en todas las líneas cuando un nuevo participante es introducido al sistema.

Se observa que en las líneas 14 y 19, el cambio de flujo de potencia fue cero para en el método ISL, caso contrario en el MM, esta diferencia se verá reflejada en el CST de dichas líneas ya que los costos son asignados en proporción al grado de uso de la red y al flujo de potencia total al realizar una transacción.

Tabla 5.27 Flujos de Potencia después de la transacción TB1

No. Línea	Línea m-n	Flujos de Potencia [MW] – T1		
		ISL	MM	PSS/E 32
1	1-2	192.880	194.23	194.2
2	1-5	95.010	95.80	95.9
3	2-3	80.240	80.61	80.8
4	2-4	70.130	70.47	70.4
5	2-5	54.020	54.82	54.7
6	3-4	-16.290	-16.39	-16.2

Tabla 5.27 Flujos de Potencia después de la transacción TB1 (Continuación)

No. Línea	Línea m-n	Flujos de Potencia [MW] – T1		
		ISL	MM	PSS/E 32
7	4-5	-65.160	-65.04	-65.2
8	4-7	43.570	43.56	43.7
9	4-9	24.580	24.89	25.0
10	5-6	70.090	71.34	71.1
11	6-11	34.850	35.61	35.5
12	6-12	7.290	7.63	7.6
13	6-13	16.750	16.90	16.8
14	7-8	0.000	0.00	0.00
15	7-9	43.570	43.56	43.7
16	9-10	28.230	28.52	28.6
17	9-14	10.430	10.44	10.5
18	10-11	19.210	19.28	19.4
19	12-13	1.610	1.46	1.4
20	13-14	4.640	4.65	4.6

En la figura 5.12 se muestra una gráfica comparativa de los flujos de potencia en cada una de las líneas de transmisión después de haber realizado la transacción TB1, se observa que en los resultados obtenidos la diferencia entre ellos fue mínima, siendo el método de ISL el menos complejo de ejecutar.

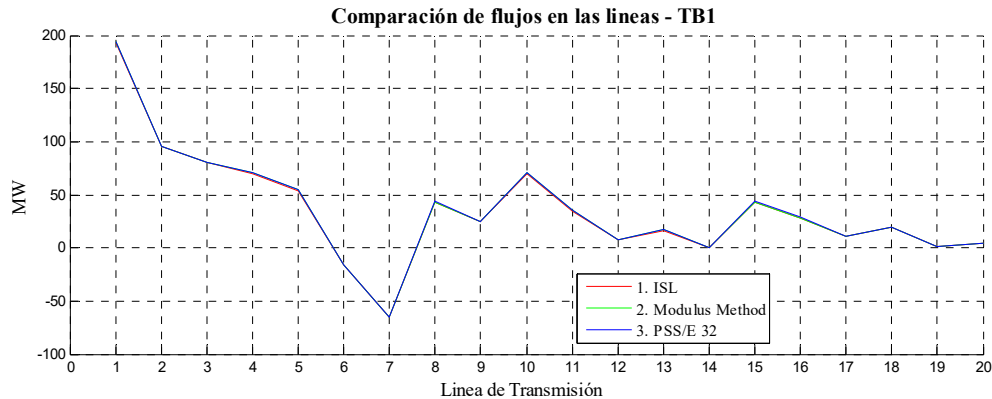


FIGURA 5.12 Comparación de flujos de potencia de la TB1.

El costo total por el servicio de transmisión para TB1 basado en la metodología ISL fue de \$1082.3916 [\$/hr] y para la metodología MM fue \$1189.151 [\$/hr].

Tabla 5.28 Costo Total por el Servicio de Transmisión.

Contribución en la Red (%)	Método aplicado	Costo por Generador en bus 1 [\$/hr].	Costo por comprador en bus 11 [\$/hr]	Costo Total [\$/hr]
30-70	ISL	324.717	757.674	1082.3916
	MM	356.745	832.406	1189.151

Como se observa en la tabla 5.28, los costos totales obtenidos en ambas metodologías fueron prácticamente los mismos, esto es de suma importancia para validar el funcionamiento correcto del programa desarrollado.

5.5.2 CASO 2 - Transacción Multilateral Simultánea (TMS1)

Como segundo caso de análisis se realiza una transacción multilateral simultánea (TMS1), la cual está compuesta por 4 transacciones bilaterales que se realizan entre el nodo generador 1 y los nodos de carga 10 11, 13 y 14, es decir entre 5 participantes del mercado. La tabla 5.29 muestra las transacciones realizadas, se observa que la potencia total transmitida es de 100MW al considerar las cuatro transacciones.

Tabla 5.29 Transacción Multilateral Simultánea TMS1.

Transacción	MW Transmitidos	Participantes	
		Generador (nodo)	Comprador (nodo)
1	15	1	10
2	30	1	11
3	45	1	13
4	10	1	14
	100		

En la tabla 5.30 se muestran los valores de los ISL obtenidos, se observa que solo existe un generados y cuatro compradores.

Tabla 5.30 Valores del ISL para la transacción TMS1

No. Línea	Línea m-n	Generador (nodo 1)			
		Comprador (bus 10)	Comprador (bus 11)	Comprador (bus 13)	Comprador (bus 14)
1	1-2	0.7300	0.7199	0.7199	0.7400
2	1-5	0.3900	0.3900	0.4099	0.3999
3	2-3	0.1500	0.1400	0.1300	0.1500
4	2-4	0.2999	0.2799	0.2699	0.2899
5	2-5	0.2399	0.2500	0.2699	0.2500
6	3-4	0.1499	0.1400	0.1299	0.1400
7	4-5	-0.2100	-0.0800	0.0099	-0.1500
8	4-7	0.4100	0.3099	0.2399	0.3700
9	4-9	0.2300	0.1700	0.1400	0.2100
10	5-6	0.3699	0.5199	0.6399	0.4599
11	6-11	0.3000	0.5500	-0.1400	0.0500
12	6-12	0.0100	-0.0100	0.1600	0.0800
13	6-13	0.0599	-0.0200	0.6200	0.3299
14	7-8	-0.0001	0	0	-0.0001
15	7-9	0.4100	0.3099	0.2399	0.3700
16	9-10	0.7100	0.4600	0.1400	-0.0400
17	9-14	-0.0800	0.0200	0.2300	0.6099

Tabla 5.30 Valores del ISL para la transacción TMS1
(Continuación)

No. Línea	Línea m-n	Generador (nodo 1)			
		Comprador (bus 10)	Comprador (bus 11)	Comprador (bus 13)	Comprador (bus 14)
18	10-11	-0.2800	0.4600	0.1400	-0.0400
19	12-13	0.0200	0	0.1600	0.0900
20	13-14	0.0800	-0.0200	-0.2300	0.4100

Por otra parte la tabla 5.31, muestra las variaciones de los flujos en las líneas al realizar la transacción TMS1

Tabla 5.31 Variaciones de los flujos de potencia TMS1 [MW]

No. Línea	Línea m-n	Generador (nodo 1)			
		Comprador (bus 10)	Comprador (bus 11)	Comprador (bus 13)	Comprador (bus 14)
1	1-2	10.9500	21.5999	32.3999	7.4000
2	1-5	5.8500	11.7000	18.4499	3.9999
3	2-3	2.2500	4.2000	5.8500	1.5000
4	2-4	4.4999	8.3999	12.1499	2.8999
5	2-5	3.5999	7.5000	12.1499	2.5000
6	3-4	2.2499	4.2000	5.8499	1.4000
7	4-5	-3.1500	-2.4000	0.4499	-1.5000
8	4-7	6.1500	9.2999	10.7999	3.7000
9	4-9	3.4500	5.1000	6.3000	2.1000
10	5-6	5.5499	15.5999	28.7999	4.5999
11	6-11	4.5000	16.5000	-6.2999	0.5000
12	6-12	0.1499	-0.2999	7.2000	0.8000
13	6-13	0.8999	-0.5999	27.9000	3.2999
14	7-8	-0.0015	0	0	-0.0010
15	7-9	6.1500	9.2999	10.7999	3.7000
16	9-10	10.6499	13.7999	6.2999	-0.4000
17	9-14	-1.2000	0.5999	10.3500	6.0999
18	10-11	-4.2000	13.7999	6.3000	-0.4000
19	12-13	0.2999	0	7.1999	0.8999
20	13-14	1.2000	-0.5999	-10.3499	4.1000

Después de obtener las variaciones de los flujos en las líneas se procede a obtener el flujo de potencia final en cada una de ellas al considerar la transacción TMS1, tabla 5.32.

Tabla 5.32 Flujo de Potencia final considerando la TMS1

No. Línea	Línea m-n	Flujos de Potencia [MW]	
		ISL	MM
1	1-2	229.23	233.13
2	1-5	115.50	116.48
3	2-3	87.04	88.24
4	2-4	84.07	84.97
5	2-5	67.26	68.66
6	3-4	-9.59	-9.32
7	4-5	-67.76	-67.12

Tabla 5.32 Flujo de Potencia final considerando la TMS1
(Continuación)

No. Línea	Línea m-n	Flujos de Potencia [MW]	
		ISL	MM
8	4-7	58.01	57.95
9	4-9	33.03	33.01
10	5-6	98.63	100.62
11	6-11	22.55	22.75
12	6-12	15.64	16.28
13	6-13	49.25	50.38
14	7-8	0.000	0.00
15	7-9	58.01	57.95
16	9-10	35.58	35.75
17	9-14	25.28	25.71
18	10-11	11.71	11.37
19	12-13	10.01	9.89
20	13-14	0.000	0.00

En la tabla 5.32 se hace una comparación con los resultados obtenidos mediante los ISL y el método MM en donde es necesario realizar 5 estudios de flujos de potencia, uno para cada transacción y otro para el caso base del sistema. Se puede observar que las variaciones entre ambos resultados fueron mínimas, siendo el método basado en ISL el menos complejo de ejecutar.

El costo total por servicio de transmisión para este caso fue de \$ 2,297.383 [\$/hr] para la metodología basada en ISL y de \$2,230.1167 [\$/hr] para la metodología MM. La diferencia que existe entre ambos costos finales se debe a las variaciones que se tuvieron en los ISL de la línea 7-8 mostrados en la tabla 5.30, estas variaciones de ISL se ven reflejadas en las variaciones de los flujos y finalmente en los costos finales, para el caso MM las variaciones son prácticamente valores iguales a cero.

El costo final mostrado en la tabla 5.33 es distribuido entre los 5 participantes, considerando un porcentaje de 70% para los 4 consumidores y 30% para el único generador del costo total.

Tabla 5.33 Asignación de Costos TMS1

Nodo	Asignación de costos	
	$CSTG_t$ [\$/hr]	$CSTC_t$ [\$/hr]
Generador – N1	689.215	---
Comprador – N10	---	264.624
Comprador – N11	---	358.841
Comprador – N13	---	747.742
Comprador – N14	---	236.960
Costo Total [\$/hr]	689.215	1,608.168
ISL	2,297.383	
Costo Total [\$/hr] MM	2,230.1167	

En este caso se observa que solo existe un generador y cuatro compradores, por lo que aunque el generador pague el 30% del costo total, éste paga incluso más que algunos de los compradores que pagan el 70% del costo total. Para el caso de los compradores de energía se observa que el comprador del nodo 13 es quien paga más por el servicio de transmisión, esto es razonable ya que como se observa en la tabla 5.29, es quien realiza la transacción con mayor potencia.

5.5.2.1 CASO 2.1 - Transacción Multilateral Simultánea (TMS2)

Para la siguiente simulación se considera nuevamente una transacción multilateral simultánea TMS2, la cual se realiza en el mismo nodo de generación y los mismos nodos de carga, esto para corroborar el funcionamiento correcto de la metodología implementada en ISL, ya que para este caso solo será necesario variar las potencias a transmitir y después aplicar la metodología para obtener los costos por servicio de transmisión. Caso contrario sucede con el método MM ya que es necesario realizar nuevamente 5 estudios de flujos de potencia, 4 para las transacciones y uno extra para el caso base.

Las nuevas potencias a transmitir se muestran en la tabla 5.34, con un total de 70MW.

Tabla 5.34 Transacción Multilateral Simultánea TMS2

Transacción	MW Transmitidos	Participantes	
		Generador (nodo)	Comprador (nodo)
1	10	1	10
2	20	1	11
3	15	1	13
4	25	1	14
	70		

Debido a que las transacciones consideradas en TMS2 se realizaron en los mismos nodos de inyección y extracción considerados para la TMS1, los valores de los ISL son los mismos que los calculados en la TMS1. En la tabla 5.35 se muestran las variaciones de los flujos en las líneas al realizar la transacción TMS2.

Tabla 5.35 Variaciones de los flujos de potencia TMS2 [MW]

No. Línea	Línea m-n	Generador (nodo 1)			
		Comprador (bus 10)	Comprador (bus 11)	Comprador (bus 13)	Comprador (bus 14)
1	1-2	7.3000	14.3999	10.7999	18.5000
2	1-5	3.9000	7.8000	6.1499	9.9999
3	2-3	1.5000	2.8000	1.9500	3.7500
4	2-4	2.9999	5.5999	4.0499	7.2499
5	2-5	2.3999	5.0000	4.0499	6.2500
6	3-4	1.4999	2.8000	1.9499	3.5000
7	4-5	-2.1000	-1.6000	0.1499	-3.7500

**Tabla 5.35 Variaciones de los flujos de potencia TMS2 [MW]
(Continuación)**

No. Línea	Línea m-n	Generador (nodo 1)			
		Comprador (bus 10)	Comprador (bus 11)	Comprador (bus 13)	Comprador (bus 14)
8	4-7	4.1000	6.1999	3.5999	9.2500
9	4-9	2.3000	3.4000	2.1000	5.2500
10	5-6	3.6999	10.3999	9.5999	11.4999
11	6-11	3.0000	11.0000	-2.0999	1.2500
12	6-12	0.0999	-0.1999	2.4000	2.0000
13	6-13	0.5999	-0.3999	9.3000	8.2499
14	7-8	-0.0010	0	0	-0.0025
15	7-9	4.1000	6.1999	3.5999	9.2500
16	9-10	7.1000	9.1999	2.0999	-1.0000
17	9-14	-0.8000	0.3999	3.4500	15.2499
18	10-11	-2.8000	9.1999	2.1000	-1.0000
19	12-13	0.1999	0	2.3999	2.2499
20	13-14	0.8000	-0.3999	-3.4499	10.2500

Los resultados de los flujos de potencia al considerar las transacciones que comprenden a TMS2 se muestran en la tabla 5.36, en donde también se muestran los valores obtenidos en base a la metodología MM. Se observa que los valores no difieren mucho en ambos casos.

Tabla 5.36 Flujo de Potencia final considerando la TMS2

No. Línea	Línea m-n	Flujos de Potencia [MW]	
		ISL	MM
1	1-2	207.880	209.86
2	1-5	103.359	103.91
3	2-3	83.240	83.81
4	2-4	76.029	76.54
5	2-5	59.219	60.07
6	3-4	-13.540	-13.43
7	4-5	-68.460	-68.18
8	4-7	51.220	51.07
9	4-9	29.130	29.13
10	5-6	79.289	80.37
11	6-11	20.500	20.53
12	6-12	12.090	12.56
13	6-13	35.500	36.08
14	7-8	-0.000034	0.00
15	7-9	51.220	51.07
16	9-10	22.630	22.53
17	9-14	27.730	28.17
18	10-11	3.710	3.38
19	12-13	6.460	6.28
20	13-14	12.840	12.96

El costo total por servicio de transmisión para este caso fue de \$2,036.790 [\$/hr].

Finalmente al distribuir el cargo total entre los 5 participantes del mercado se tienen los siguientes resultados mostrados en la tabla 5.37.

Tabla 5.37 Asignación de Costos TMS1.

Nodo	Asignación de costos	
	$CSTG_t$ [\$/hr]	$CSTC_t$ [\$/hr]
Generador – N1	611.0372	---
Comprador – N10	---	192.9001
Comprador – N11	---	305.9109
Comprador – N13	---	306.6045
Comprador – N14	---	620.3379
Costo Total [\$/hr]	611.0372	1,425.7535
	2,036.7907	

Debido a que esta simulación parte de la realizada en el caso 5.5, también se tiene un solo generador y cuatro compradores. Se observa que el comprador del nodo 14 es quien paga más por el servicio de transmisión, esto es razonable ya que como se observa en la tabla 5.34, éste participante es quien realiza la transacción con mayor potencia.

CAPÍTULO 6:

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se exponen las conclusiones y recomendaciones a las que se llegaron con la realización del presente trabajo. En la primer parte se presentan las conclusiones que se obtuvieron con el análisis y asignación de costos por servicio de transmisión empleando algoritmos basado en costos embebidos, en la segunda parte se muestran las sugerencias derivadas del trabajo realizado, estas sugerencias están enfocadas para trabajo futuros.

6.2 CONCLUSIONES SOBRE LA ASIGNACIÓN DE COSTOS POR SERVICIO DE TRANSMISIÓN

Con el programa desarrollado se obtienen excelentes resultados en virtud de la diferencia obtenida al ser comparados con los resultados de las referencias citadas.

Se puede observar que el costo por servicio de transmisión depende de diversos factores como pueden ser el grado de uso de la red y la interconexión de las líneas entre los buses, ya que entre más alejadas estén de los puntos de interacción en la transacción, esto las hará menos vulnerables a las variaciones de potencia.

De las simulaciones realizadas, se observa que con esta metodología se pueden realizar diversas transacciones simultáneas en distintos puntos de la red sin la necesidad de realizar más estudios de flujos de potencia, caso contrario sucede al utilizar metodologías MW-Milla convencionales.

En la metodología empleada para la obtención del costo por servicio de transmisión, primero se obtienen los índices de sensibilidad de las líneas con el objetivo de no realizar corridas de flujos de potencia por cada transacción realizada.

Por otra parte si los flujos de potencia del participante generador son inyectados a la red en dirección opuesta a los flujos de ese nodo, el costo es menor ya que de alguna manera se está aliviando al sistema evitando saturarlo. Caso contrario si la inyección del generador es en dirección del flujo de ese nodo ya que se estaría congestionando la línea y con ello saturando a la red.

El utilizar un software diferente para la obtención de los flujos de potencia caso base y con transacción ocasionará diferencias en los flujos de las líneas al ser comparados con los obtenidos mediante un software distinto, lo cual se verá reflejado en los CST, tal y como sucedió en las transacciones realizadas al sistema de 15 y 114 nodos.

La metodología desarrollada está enfocada para un ambiente eléctrico desregulado como es en el que se espera que interactúen diversos participantes en el Mercado Eléctrico ya sea por medio de Subastas de Energía o Contratos de Cobertura Eléctrica, así pues la metodología tiene el enfoque que dictaminó en [7, 17] donde se establece un 70% a consumidores y 30% generadores del costo total del servicio de transmisión.

La mayor ventaja del programa desarrollado recae en un ambiente en donde se realizan diversas transacciones simultáneas ya que si se consideran los mismos nodos de inyección y extracción de potencia, solo basta con variar la potencia a transmitir ya que con el estudio de ISL se omiten los estudios de flujos de potencia para cada transacción a realizar, lo cual es de suma importancia ya que lo hace más eficaz y superior a los métodos tradicionales.

Con base al trabajo desarrollado, se realizó un artículo que fue presentado en la Vigésima Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial – IEEE, Julio 2016, en donde se realizó una simulación de transacciones bilaterales y multilaterales simultaneas aplicadas a un sistema de 6 nodos, obteniendo así los costos por servicio de transmisión, éstos resultados fueron satisfactorios al ser comparados con los obtenidos de un artículo.

6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Realizar un trabajo similar a éste, basado en costos embebidos para la obtención del CST considerando límites de transmisión en las líneas y pérdidas en las líneas utilizando restricciones de seguridad operativa del sistema y de esta forma evitar que se congestione el sistema.

Al considerar los límites de transmisión en las líneas, favorecer económicamente a los participantes que alivien el sistema y penalizar a los participantes que saturan la red.

Para la obtención de los archivos de datos que contienen los flujos de potencia, hacer un análisis de Flujos Óptimos de Potencia en lugar de utilizar Flujos de Potencia convencionales.

Abordar más a fondo los costos por uso de la red de transmisión en caso de que no se tenga una base de datos, para así poder calcularlos y no multiplicar la reactancia de la línea por un factor.

Considerar escenarios basados en un análisis de contingencias simulando casos donde se sature una línea de transmisión al ser rebasada su capacidad, para así observar el comportamiento de la red y los costos de la misma cuando una línea está fuera de servicio.

Desarrollar una comparativa con distintas metodologías para la obtención del CST, tal es el caso de costos incrementales y costos combinados, analizando así las ventajas y desventajas de cada una de ellas.

REFERENCIAS

- [1] Diario Oficial de la Federación, *DECRETO POR EL QUE SE REFORMAN Y ADICIONAN DISPOSICIONES DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS EN MATERIA DE ENERGÍA*, 20 de diciembre de 2013.
- [2] Reforma Energética - Explicación [En línea]. <http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/explicacion.pdf>, [Consulta: 11 marzo 2016].
- [3] M. Shahidehpour, H Yamin, Zuyi Li, “*Market Operations in Electric Power Systems – Forecasting, Scheduling and Risk Management*” The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York IEEE, Wiley Interscience, 2002.
- [4] L. Lei, “*Power System Restructuring and Deregulation – Trading Performance and Information Technology*”, John Wiley & Sons, LTD, 2002.
- [5] Diario Oficial, Cuarta Sección – Secretaria de Energía, *BASES DEL MERCADO ELÉCTRICO*, martes 8 de septiembre de 2015.
- [6] YM. Park, JB. Park, JU. Lim, JR. Won, “*An Analytical Approach for Transaction Costs Allocation in Transmission System*”, Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, November 1999.
- [7] S. Jeyasankari, J. Jeslin, S. Charles, P. Venkatesh, “*Transaction Cost Allocation in Deregulated Power System Using an Analytical Method*”, Power Systems, IEEE Transactions 2013.
- [8] H. Hamada, H. Tanaka, R. Yokoyama, “*Wheeling Charge Base on Identification of Transaction Paths in Deregulated Power Markets*” IEEE Transactions 2009
- [9] S. Raja, R. Elakkia, P. Venkatesh, “*A New Transmission Pricing Methodology for Indian Restructured Market Using PSS/E Software*”, IEEE 2011 International Conference on Recent Advancements in Electrical, Electronics and Control Engineering.
- [10] J. Pan, Y. Teklu, S. Rahman, “*Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access*”, Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 4, November 2000.
- [11] T. Krause, Internal Report “*Evaluation of Transmission Pricing Methods for Liberalized Markets – A Literature Survey*” EEH Power Systems Laboratory, Zürich, 07 July 2003.
- [12] J.A. Momoh, “*Electric Power System Applications of Optimization*” CRC Press, Taylor & Francis Group, Second Edition 2009.

- [13] D. Shirmohammadi, X. Vieira & B. Gorenstin, M. Pereira, “*Some Fundamental Technical Concepts about Cost Based Transmission Pricing*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996.
- [14] B. Kharbas, M. Fozdar, “*Transmission Tariff Allocation Using Combined MW-Mile & Postage Stamp Methods*”, Power Systems, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies – India 2011.
- [15] CRE, RESOLUCION Núm. RES/146/2001 “*METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE LOS CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA*” [En línea]. <http://www.cre.gob.mx/documento/1324.pdf>, [Consulta: 10 Abril 2016].
- [16] CRE, “*Procedimiento para solicitar el estudio para la determinación de los cargos por los servicios de transmisión a voltajes mayores y menores de 69 kV que presta Comisión Federal de Electricidad (CFE)*.” [En línea]. <http://www.cre.gob.mx/documento/1325.pdf>, [Consulta: 10 Abril 2016].
- [17] CRE, ACUERDO Núm. A/045/2015 “*ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS TARIFAS QUE APLICARÁ LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD POR EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE EL PERIODO TARIFARIO INICIAL QUE COMPRENDE DEL 1 DE ENERO DE 2016 Y HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018*” [En línea]. <http://www.cre.gob.mx/documento/acuerdos/A-045-2015.pdf>, [Consulta: 30 Abril 2016].
- [18] Nueva Ley Diario Oficial de la Federación, LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, 11 de agosto de 2014.
- [19] G. Cacho, “*Inclusión de criterios de seguridad a la evaluación del Costo por Uso de la Red de Transmisión*”, Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, 1999.
- [20] J. Zhu, “*Optimization of Power System Operation*” IEEE Press Wiley, Second Edition, 2015.
- [21] V. S. Koritarov, “*Real-World Market Representation with Agents – Modeling the Electricity Market as a Complex Adaptive System with an Agent-Based Approach*” IEEE Power and Energy Magazine, July/August 2004
- [22] PricewaterhouseCoopers S.C., “*Transformación del Sector Eléctrico Mexicano – Implicaciones de la Ley de la Industria Eléctrica*”, PwC 2014
- [23] T. Krause, Internal Report “*Evaluation of Transmission Pricing Methods for Liberalized Markets – A Literature Survey*” EEH Power Systems Laboratory, Zürich, 07 July 2003.

- [24] C. Gallardo, J. Robles, “*Subasta de Energía Eléctrica en un Ambiente Desregulado Utilizando Programación lineal*”, Instalaciones – Revista de Ingeniería, Año 6, Número 64, pp. 4-11, 2006.
- [25] CRE, “*Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos - Comisión Reguladora de Energía*”, [En línea]. <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>, [Consulta: 30 mayo 2016].
- [26] CENACE, Operación del Mercado Eléctrico Mayorista – Mercado Eléctrico Mayorista, Centro Nacional de Control de Energía, [En línea]. <http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/Operacion.aspx>, [Consulta: 7 agosto 2016].
- [27] Nueva Ley Diario Oficial de la Federación *REGLAMENTO DE LA LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA*, 31 de octubre de 2014.
- [28] Deloitte, “Certificado de Energías Limpias” [En línea]. https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/energy-resources/Certificados_Energias_Limpias_2015.pdf, [Consulta: 30 agosto 2016].
- [29] SENER, “*Certificados de Energías Limpias y su Implementación en México*”, Secretaria de Energía, febrero 2015
- [30] Diario Oficial, Primera Sección – Secretaria de Energía, *LEY DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA*, jueves 24 de diciembre de 2015.
- [31] PricewaterhouseCoopers S.C., “*1er Subasta de Largo Plazo – Reflexión sobre el proceso y resultados de cara a la próxima subasta*”, PwC, abril de 2016
- [32] Diario Oficial, Séptima Sección – Secretaria de Energía, *MANUAL DE SUBASTAS DEL LARGO PLAZO*, 10 de noviembre de 2015.
- [33] CENACE, “*Convocatoria a la Subasta de Largo Plazo – SLP-1/2015*”, 19 noviembre 2015
- [34] CRE, “*Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de Transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018*”, Unidad de Análisis Económico, Noviembre 2015.
- [35] A. Ahmadi Khatir, R. Cherkaoui, “*Assessment of Total Transfer Capability for Simultaneous Transactions in Decentralized Multi-Areas*” Power Systems, Power Systems, IEEE Transactions 2012.

- [36] R. Ferrero, S.M. Shahidehpour, V.C. Ramesh, “*Transaction Analysis in Deregulated Power Systems Using Game Theory.*” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August 1997.
- [37] F. Galiana, J. Conejo, H. Gil, “Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 4, November 2003.
- [38] D. Shirmohammadi, C. Rajagopalan, E. Alward, C. Thomas, “Cost of Transmission Transactions: An Introduction”, Pacific Gas and Electric Company, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 4, November 1991.
- [39] D. Shirmohammadi, P. Gribik, E. Law, J. Malinowsky, “Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transaction”, Pacific Gas and Electric Company, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 4, October 1989.
- [40] A. Wood, F. Wollenberg “*Power Generation, Operation, and Control*” Wiley Interscience, 3rd Edition.
- [41] L. Garver, “Transmission Network Estimation Using Linear Programming”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 89, No. 7, September/October 1970.
- [42] M. Rider, A.V. Garcia, R. Romero, “Power System Transmission Network Expansion Using AC Model”, The Institution of Engineering and Technology, Generation, Transmission and Distribution, 2007, 1, (5), pp. 731 – 742.
- [43] Power Systems Test Case Archive, “*14 Bus Power Flow Test Case*”, [En línea] https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm, [Consulta: 30 julio 2016].
- [44] D. Zimmerman, E. Murillo-Sánchez, “*MATPOWER 5.1 – User’s Manual*”, Power Systems Engineering Research Center (PSERC), 20 de marzo de 2015.
- [45] F. Aboytes, “*Análisis de Sistemas de Potencia*” Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA), Monterrey, N.L., México, febrero 1990.
- [46] J. Robles “*Apuntes de la clase: Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia Desregulados*”, Ciudad de México, 2015.
- [47] A. Gervacio, “*Asignación de Costos por Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica considerando Transacciones Multilaterales en un Mercado Abierto*” – Vigésima Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial – IEEE, Julio 2016 Acapulco Diamante, México.

- [48] M. Ávila, R. Palomino, “*Issues Affecting the Electricity Transmission and Distribution System in Mexico*” IEEE Transactions on Power Systems, 2008.
- [49] CENACE, “*Convocatoria a la Subasta de Largo Plazo – SLP-1/2016*”, 29 abril 2016.
- [50] CENACE, Resultados Preliminares de Subasta de Largo Plazo 2016, [En línea]. <https://www.gob.mx/cenace/prensa/con-precios-altamente-competitivos-se-anuncian-los-resultados-preliminares-de-subasta-de-largo-plazo-2016>, [Consulta: 20 noviembre 2016].
- [51] D. Watts, R. Ariztía, “*The Electricity of California, Brazil and Chile: Lessons to the Chilean Market*”, Proceedings of the 2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, IEEE, 0-7803-7520-3
- [52] H. Rudnick, L. Augusto, C. Skerk, A. Blanco, “*South American Reform Lessons – Twenty Years of Restructuring and Reform in Argentina, Brazil and Chile*”, IEEE Powey & Energy Magazine, 1540-7977/05/IEEE july/august 2005.
- [53] M. Ávila, “*United States and Mexico New Cross-Border Connections*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2008.
- [54] D. S. Kirshen, R. Bacher, G.T. Heydt, “*Scanning the Issue - Special Issue on the Technology of Power System Competition*”, Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, february 2000
- [55] M. Ávila, L. Escalante, A. Escobar, “*Transmission Expansion Challenges for the Electrical Power Industry in Mexico Under a Competitive Environment*”, CIGRE 2004, Paper C1-101, Paris, France.
- [56] M. Ávila, L. Escalante, A. Escobar, “*The Mexican Electric System: System Expansion Planning and Restructuring Activities*”, CIGRE 2004, Paper C1-102, Paris, France.
- [57]

ANEXO A

DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

A.1 INTRODUCCIÓN

Para el desarrollo del presente trabajo se realizaron diversos casos de transacciones bilaterales y multilaterales simultáneas a sistemas de prueba de la IEEE y de un trabajo de tesis [19], con el objetivo de validar y observar el funcionamiento correcto del programa desarrollado. Como se observa en el capítulo 5 los resultados obtenidos fueron comparados con los resultados de las referencias utilizadas.

Los datos de los sistemas implementados se muestran a continuación.

A.2 DATOS DEL SISTEMA DE 6 NODOS

Los datos del sistema de prueba de 6 nodos formado por 3 generadores, 3 cargas y 11 líneas de transmisión fueron tomados de [40], y las consideraciones de las transacciones a realizar fueron tomadas de [7]. Para la implementación de pruebas adicionales al sistema, se necesitaron más datos los cuales fueron obtenidos de [14].

La figura A.1 muestra el diagrama caso base del sistema de 6 nodos

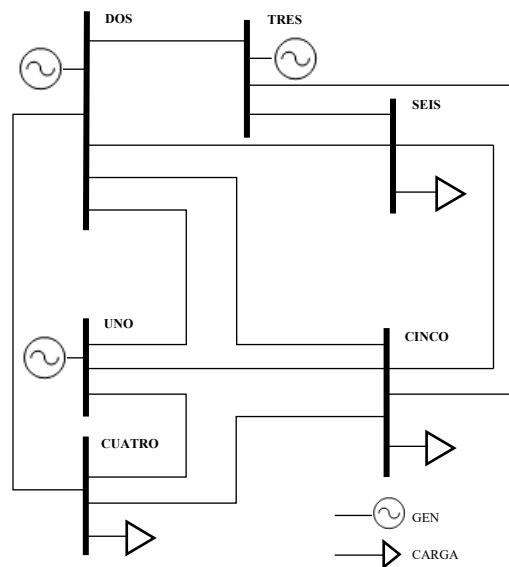


FIGURA A.1 Diagrama del sistema de 6 nodos caso base

La tabla A.1 muestra los datos de las líneas de la figura A.1, por otra parte la tabla A.2 muestra los parámetros de los nodos de generación, carga y compensador.

Tabla A.1 Datos de las líneas del sistema de 6 nodos

Línea	m - n	Resistencia P.U.	Reactancia P.U.	y/2 P.U.	CT MW	Costo en M\$
1	1-2	0.1	0.2	0.02	120	200
2	1-4	0.05	0.2	0.02	120	200
3	1-5	0.08	0.3	0.03	120	300
4	2-3	0.05	0.25	0.03	120	250
5	2-4	0.05	0.1	0.01	120	100
6	2-5	0.1	0.3	0.02	120	300
7	2-6	0.07	0.2	0.025	120	200
8	3-5	0.12	0.26	0.025	120	260
9	3-6	0.02	0.1	0.01	120	100
10	4-5	0.2	0.4	0.04	120	400
11	5-6	0.1	0.3	0.03	120	300

NOTA: El sistema de 6 nodos opera con una capacidad máxima de generación igual a 530MW y una demanda máxima en hora pico igual a 477MW, teniendo como capacidad máxima de transmisión en sus líneas 120MW [14].

Tabla A.2 Datos de los nodos del sistema de 6 nodos

Nodo	Tipo de Nodo	V P.U.	δ P.U.	Generación		Límites de Q MVAR		Carga	
				P MW	Q MVAR	Qmin	Qmáx	P MW	Q MVAR
2	Generador	1.05	0.00	50.00	0.00	-100.00	100.00	0.00	0.00
3	Generador	1.07	0.00	60.00	0.00	-100.00	100.00	0.00	0.00
4	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	70.00	70.00
5	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	70.00	70.00
6	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	70.00	70.00

Las imágenes A.2 y A.3 muestran el arreglo de transacciones realizadas al sistema de 6 nodos, indicando los nodos de inyección y extracción de la potencia. En la primera imagen se muestra el caso para una transacción bilateral realizada entre dos participantes del mercado, en la siguiente imagen se muestra el caso para una transacción multilateral simultanea comprendida de 4 transacciones bilaterales realizadas entre 4 participantes del mercado, 2 generadores y 2 compradores. El subíndice indica el número de transacción realizada.

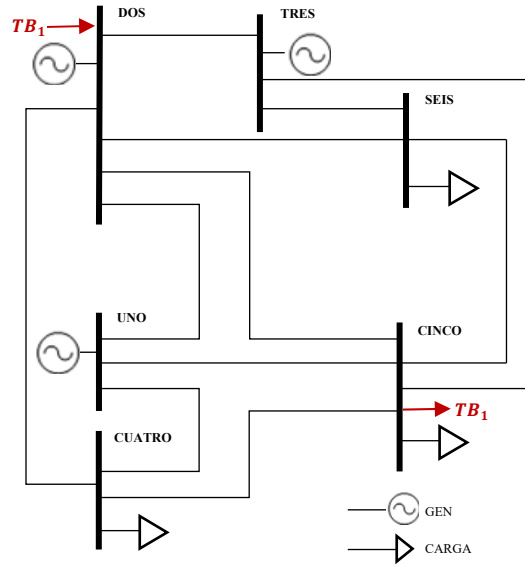


FIGURA A.2 Transacción Bilateral – 6 Nodos

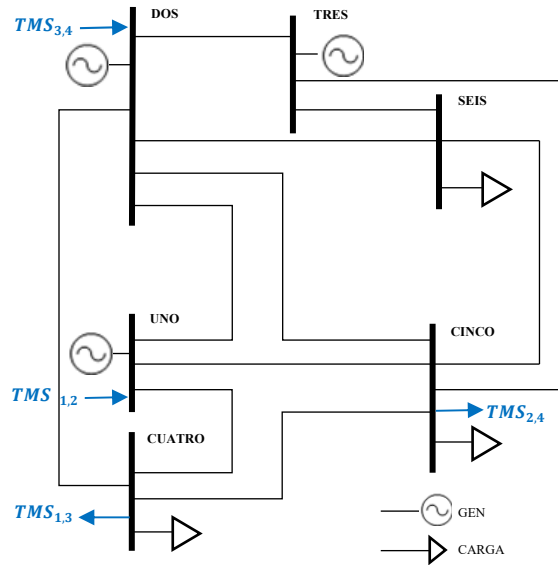


FIGURA A.3 Transacción Multilateral Simultánea – 6 Nodos

A.3 DATOS DEL SISTEMA DE 14 NODOS DE LA IEEE

El sistema de 14 nodos de la IEEE formado por 20 líneas de transmisión, 11 cargas y 5 generadores de los cuales 3 funcionan como compensador síncrono y dos como generador, se muestra en la figura A.4.

Los datos del sistema fueron obtenidos de [6,43]

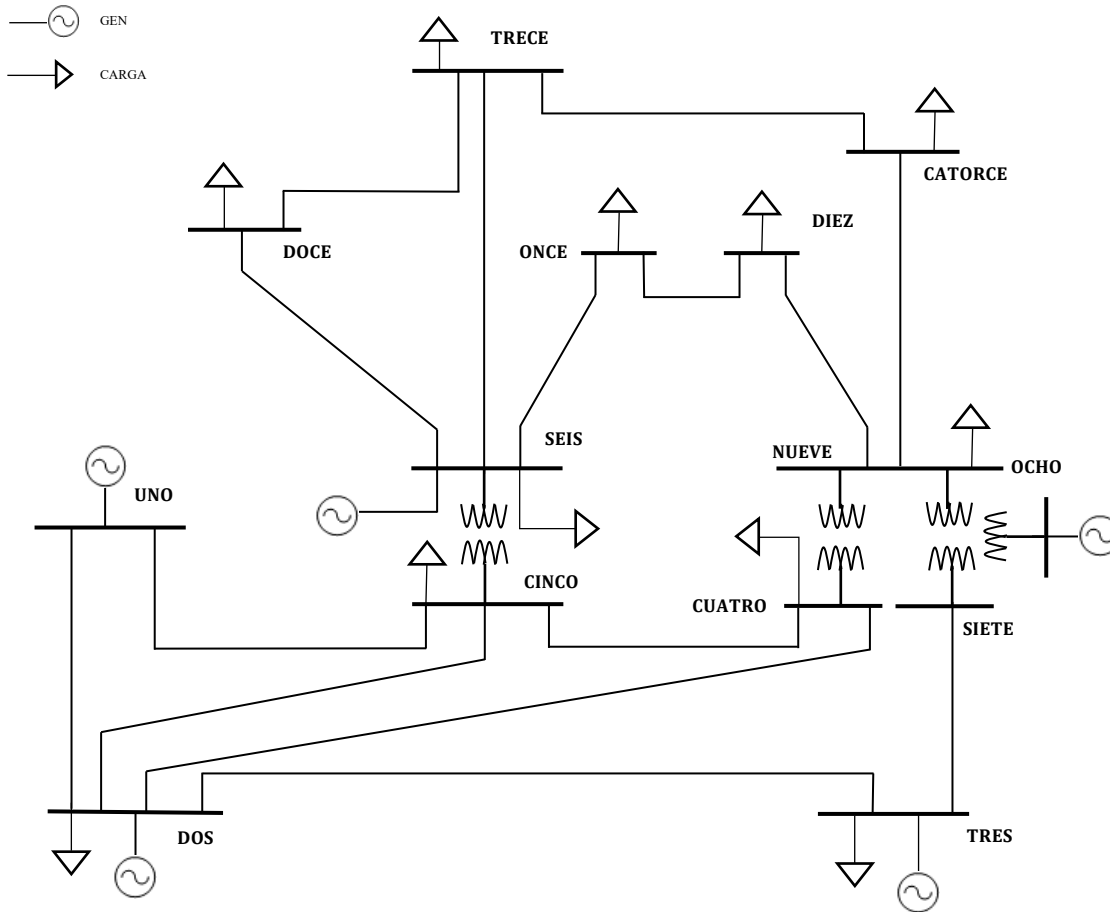


FIGURA A.4 Sistema de 14 nodos IEEE caso base

La tabla A.3 muestra los datos de las líneas de transmisión del sistema de 14 nodos y la tabla A.4 los parámetros de los nodos de generación, carga y compensador. Cabe mencionar que en este caso al igual que en el de 6 nodos, la columna de Costos \$/M fue obtenida al multiplicar la reactancia de la línea por un factor igual a 1000.

Tabla A.3 Datos de las líneas del sistema de 14 nodos IEEE

Línea	m - n	Resistencia P.U.	Reactancia P.U.	y/2 P.U.	Costo en M\$
1	1-2	0.01938	0.05917	0.0264	59.17
2	1-5	0.05403	0.22304	0.0246	223.04
3	2-3	0.04699	0.19797	0.0219	197.97
4	2-4	0.05811	0.17632	0.017	176.32
5	2-5	0.05695	0.17388	0.0173	173.88
6	3-4	0.06701	0.17103	0.0064	171.03
7	4-5	0.01335	0.04211	0	42.11
8	4-7	0	0.20912	0	209.12
9	4-9	0	0.55618	0	556.18
10	5-6	0	0.25202	0	252.02
11	6-11	0.09498	0.1989	0	198.9
12	6-12	0.12291	0.25581	0	255.81
13	6-13	0.06615	0.13027	0	130.27
14	7-8	0	0.17615	0	176.15
15	7-9	0	0.11001	0	110.01
16	9-10	0.03181	0.0845	0	84.5
17	9-14	0.12711	0.27038	0	270.38
18	10-11	0.08205	0.19207	0	192.07
19	12-13	0.22092	0.19988	0	199.88
20	13-14	0.17093	0.34802	0	348.02

Tabla A.4 Datos de los nodos del sistema de 14 nodos IEEE

Nodo	Tipo de Nodo	V P.U.	δ P.U.	Generación		Límites de Q MVAR		Carga	
				P MW	Q MVA R	Qmin	Qmáx	P MW	Q MVAR
2	Generador	1.045	0.00	40	42.4	42.4	50	21.70	12.70
3	Generador	1.01	0.00	0.00	23.4	23.4	40	94.20	19.00
4	Carga	1.019	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	47.80	-3.90
5	Carga	1.02	0.00	40.00	0.00	0.00	0.00	7.60	1.60
6	Generador	1.07	0.00	0.00	12.2	12.2	24	11.20	7.50
7	Carga	1.062	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	Generador	1.09	0.00	0.00	17.4	17.4	24	0.00	0.00
9	Carga	1.056	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	29.50	16.60
10	Carga	1.051	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.00	5.80
11	Carga	1.057	0.00	40.00	0.00	0.00	0.00	3.50	1.80
12	Carga	1.055	0.00	30.00	0.00	0.00	0.00	6.10	1.60
13	Carga	1.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.50	5.80
14	Carga	1.036	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.90	5.00

Las imágenes A.5 y A.6 muestran el arreglo de transacciones realizadas al sistema de 14 nodos, en donde se indican los nodos de inyección y extracción de la potencia.

En la primera imagen se muestra el caso para una transacción bilateral realizada entre dos participantes del mercado, en la siguiente imagen se muestra el caso para una transacción multilateral simultanea comprendida de 4 transacciones bilaterales realizadas entre 5 participantes del mercado, 1 generador y 4 compradores. El subíndice indica el número de transacción realizada.

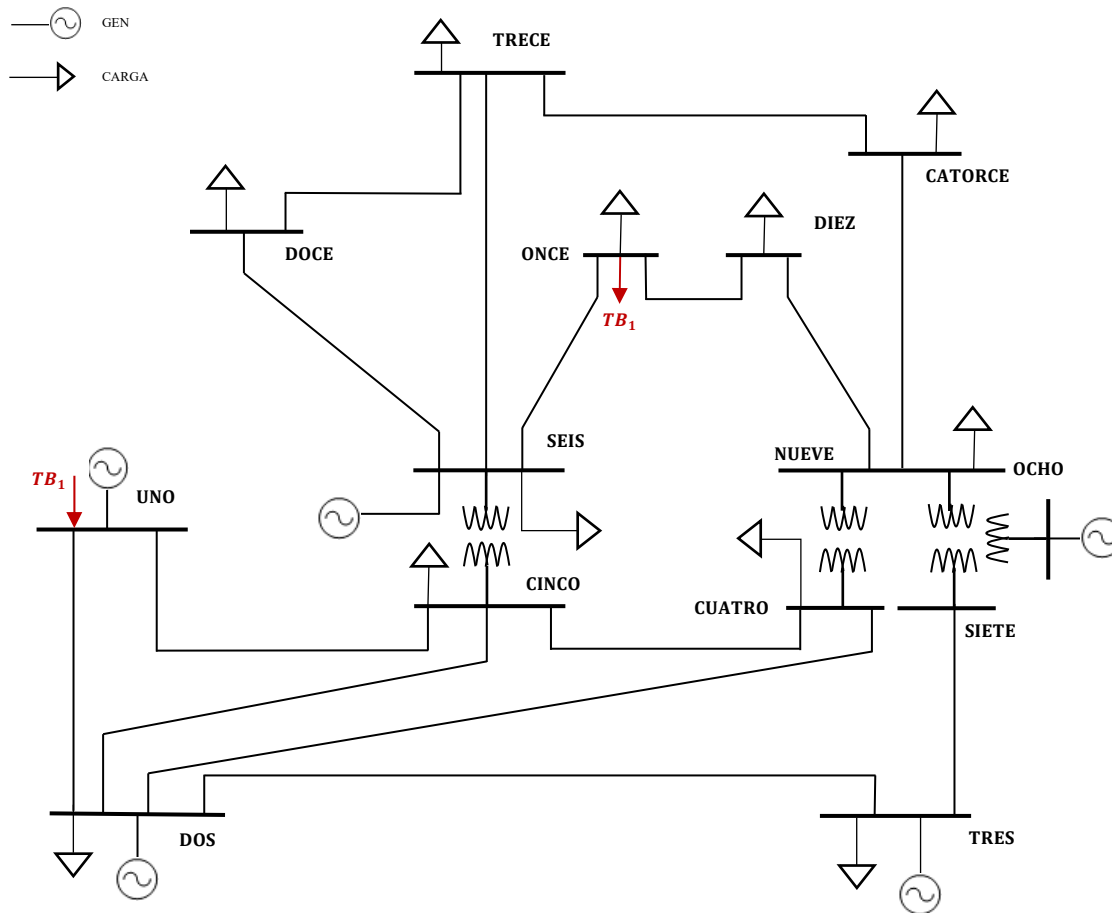


FIGURA A.5 Transacción Bilateral BT1 – 14 Nodos

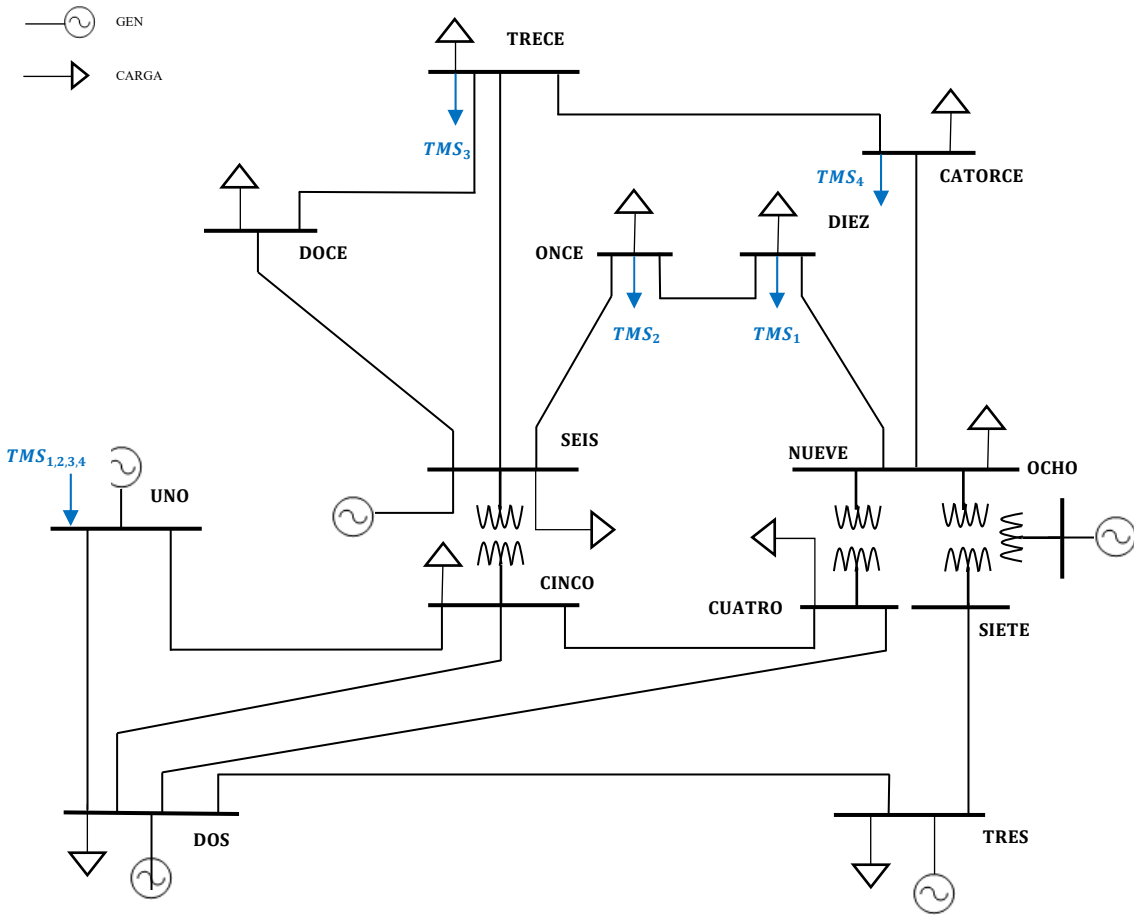


FIGURA A.6 Transacción Multilateral Simultánea - 14 Nodos

A.3 DATOS DEL SISTEMA DE 15 NODOS

El sistema de 15 nodos se muestra en la figura A.7, los datos del sistema fueron extraídos del trabajo de tesis [19]. Este sistema está formado por 21 líneas de transmisión, 10 cargas y 5 generadores, las transacciones bilaterales realizadas al sistema son las mismas que se realizaron en la referencia citada.

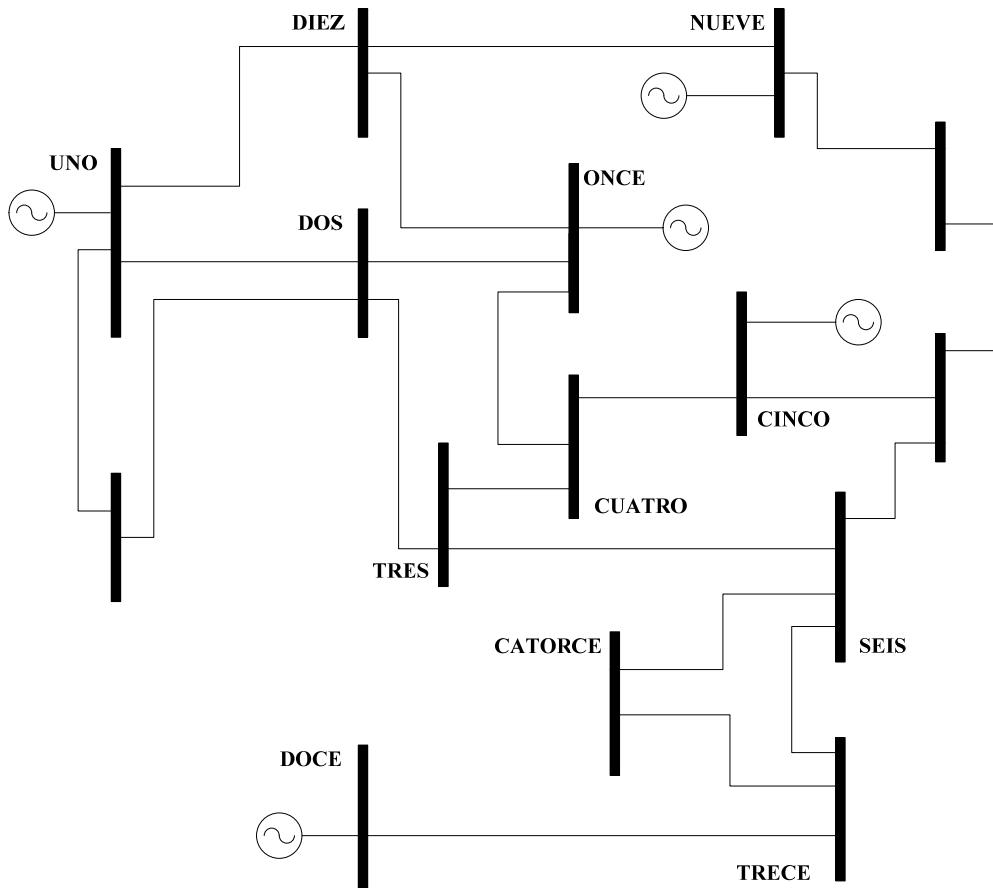


FIGURA A.7 Diagrama del sistema de 15 nodos caso base

La tabla A.5 muestra los datos de las líneas de transmisión del sistema de 15 nodos y la tabla A.6 los parámetros de los nodos de generación, carga y compensador. En la referencia consultada para obtener los datos del sistema si se tenían los costos por uso de red de cada una de las líneas.

ANEXO A: DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

Tabla A.5 Datos de las líneas del sistema de 15 nodos

Línea	m - n	Resistencia P.U.	Reactancia P.U.	y/2 P.U.	Tap	CT MW	Costo en M\$
1	1-2	0.018800	0.640000	0.001250	0.00	100	76000.00
2	1-10	0.037500	1.280000	0.002500	0.00	100	45000.00
3	1-15	0.025000	0.500000	0.005000	0.00	70	32000.00
4	2-3	0.012500	0.258000	0.000680	0.00	100	34000.00
5	2-11	0.062500	1.600000	0.003130	0.00	100	23000.00
6	2-15	0.010000	0.030000	0.003000	0.00	40	44000.00
7	3-4	0.031200	0.640000	0.001880	0.00	60	54000.00
8	3-6	0.037500	1.280000	0.002500	0.00	70	6700.00
9	4-5	0.031200	0.960000	0.001560	0.00	60	8000.00
10	4-6	0.031200	0.960000	0.001560	0.00	80	10000.00
11	4-11	0.012500	0.320000	0.000940	0.00	80	15670.00
12	5-7	0.062500	1.600000	0.003130	0.00	100	34560.00
13	6-7	0.062500	1.600000	0.003130	0.00	45	77700.00
14	6-13	0.018800	0.250000	0.000800	0.00	40	36000.00
15	6-14	0.050000	0.500000	0.004000	0.00	80	29000.00
16	7-8	0.012500	0.256000	0.000630	0.00	50	56500.00
17	8-9	0.018800	0.480000	0.000940	0.00	60	44000.00
18	9-10	0.012500	0.320000	0.000630	0.00	70	59000.00
19	10-11	0.031200	0.960000	0.001560	0.00	200	62000.00
20	13-12	00000.00	0.500000	00000.00	0.00	50	64000.00
21	13-14	0.050000	0.500000	0.003500	0.00	60	23000.00

Tabla A.6 Datos de los nodos del sistema de 15 nodos

Nodo	Tipo de Nodo	V P.U.	δ P.U.	Generación		Límites de Q MVAR		Carga	
				P MW	Q MVAR	Qmin	Qmáx	P MW	Q MVAR
2	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00	10.00
3	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	5.00
4	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.00	5.00
5	Generador	1.00	0.00	40.00	0.00	-100.00	100.00	0.00	0.00
6	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.00	0.00
7	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	10.00
8	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	24.00	15.00
9	Generador	1.00	0.00	20.00	0.00	-100.00	100.00	0.00	0.00
10	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.00	10.00
11	Generador	1.00	0.00	40.00	0.00	-100.00	100.00	0.00	0.00
12	Generador	1.00	0.00	30.00	0.00	-100.00	100.00	0.00	0.00
13	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.00	4.00
14	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	3.00
15	Carga	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00	1.00

La figura A.8 muestra las dos transacciones bilaterales (TB1 y TB2) realizadas al sistema de 15 nodos, se indican los nodos de inyección y extracción de la potencia.

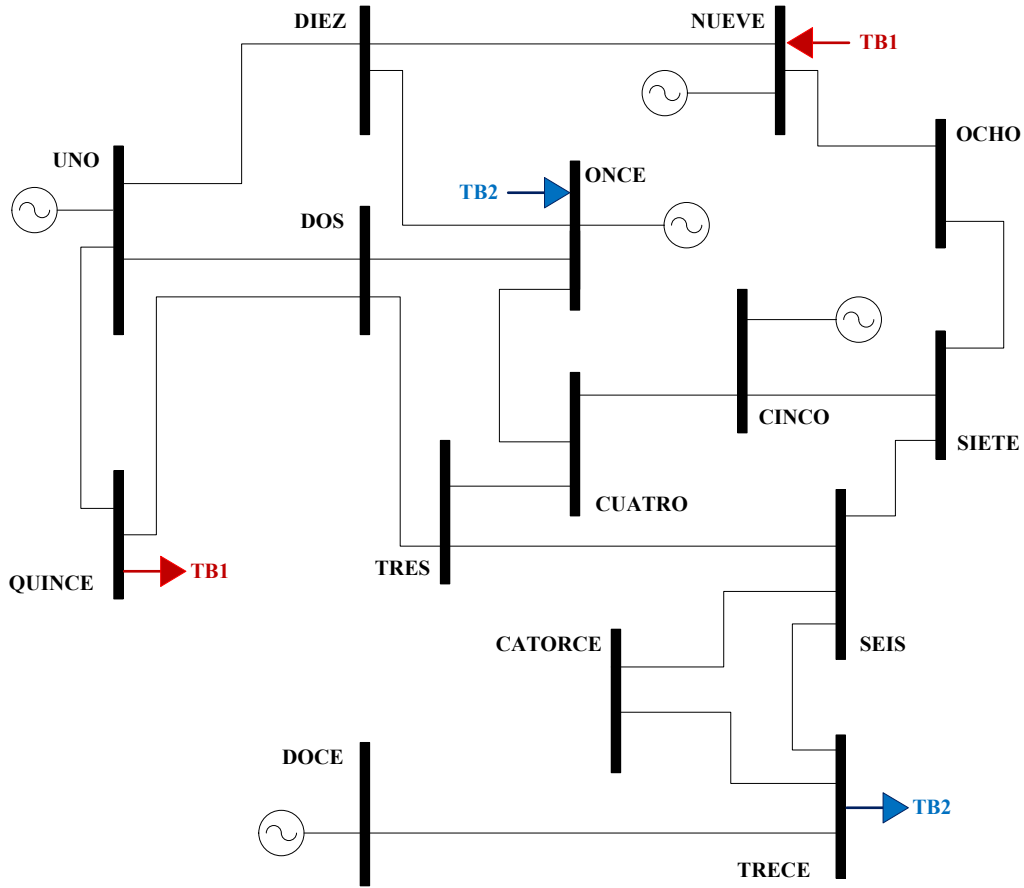


FIGURA A.8 Transacciones Bilaterales - 15 nodos

A.4 DATOS DEL SISTEMA REAL DE HONDURAS 114 NODOS

El sistema caso real de Honduras utilizado para la simulación de transacciones bilaterales está formado por 114 nodos y 134 líneas de transmisión, los datos del sistema fueron extraídos del trabajo de tesis [19]. Las transacciones bilaterales realizadas al sistema son las mismas que se realizaron en la referencia citada.

La tabla A.7 muestra los datos de las líneas de transmisión del sistema Hondureño de 114 nodos, mientras que la tabla A.8 los parámetros de los nodos de generación, carga y compensador, cabe mencionar que al igual que el sistema de 15 nodos, en el sistema Hondureño también se cuenta los costos por uso de red de cada una de las líneas de transmisión.

Tabla A.7 Datos de las líneas del sistema Hondureño de 114 nodos

Línea	m - n	Resistencia P.U.	Reactancia P.U.	y/2 P.U.	Tap	CT MW	Costo en M\$
1	22-1	0.000000	0.120000	0.000000	1.0434800	100	0.0000
2	22-2	0.000000	0.120000	0.000000	1.0434800	100	0.0000
3	22-3	0.000000	0.120000	0.000000	1.0434800	100	0.0000
4	22-4	0.000000	0.120000	0.000000	1.0434800	100	0.0000
5	32-5	0.000000	0.411720	0.000000	1.0434500	25	0.0000
6	32-6	0.000000	0.605600	0.000000	1.0454500	25	0.0000
7	32-7	0.000000	0.520400	0.000000	1.0454500	25	0.0000
8	32-8	0.000000	0.518850	0.000000	1.0454500	25	0.0000
9	31-9	0.000000	0.741000	0.000000	1.0000000	20	0.0000
10	31-10	0.000000	0.739000	0.000000	1.0000000	20	0.0000
11	109-11	0.000000	0.106800	0.000000	1.0000000	15	0.0000
12	38-12	0.000000	0.294130	0.000000	1.0000000	40	249.00
13	60-13	0.000000	0.177000	0.000000	1.0000000	41	283.30
14	38-15	0.000000	0.320000	0.000000	1.0000000	100	0.0000
15	110-14	0.000000	0.235820	0.000000	0.962500	36.5	77.700
16	103-16	0.000000	0.256000	0.000000	1.0000000	40	0.0000
17	104-17	0.000000	0.001000	0.000000	1.0000000	30	0.0000
18	98-19	0.000000	0.010000	0.000000	1.0000000	20	0.0000
19	23-20	0.000000	0.100000	0.000000	1.0000000	75	321.90
20	21-28	0.000000	0.130000	0.000000	0.962500	100	320.50
21	21-28	0.000000	0.131670	0.000000	0.962500	100	320.50
22	25-33	0.000000	0.088890	0.000000	0.962500	150	386.40
23	25-33	0.000000	0.087780	0.000000	0.962500	150	0.0000
24	75-24	0.000000	0.375000	0.000000	1.0000000	50	266.00
25	74-23	0.000000	0.375000	0.000000	1.0200000	40	266.00
26	111-22	0.000000	0.400000	0.000000	1.0000000	20	0.0000
27	51-28	0.000000	0.206670	0.000000	1.0200000	50	214.60
28	51-28	0.000000	0.208350	0.000000	1.0200000	50	214.60
29	53-29	0.000000	0.219970	0.000000	1.0454500	50	214.60
30	38-60	0.000000	0.224200	0.000000	0.9750000	50	214.60
31	63-36	0.000000	0.206670	0.000000	1.0375000	50	214.60

ANEXO A: DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

Tabla A.7 Datos de las líneas del sistema Hondureño de 114 nodos
(Continuación)

Línea	m - n	Resistencia P.U.	Reactancia P.U.	y/2 P.U.	Tap	CT MW	Costo en M\$
32	64-33	0.000000	0.206670	0.000000	1.0200000	50	214.60
33	71-31	0.000000	0.513300	0.000000	1.0200000	25	216.30
34	71-31	0.000000	0.516000	0.000000	1.0200000	25	216.30
35	76-45	0.000000	0.516000	0.000000	1.0434800	14.5	216.30
36	92-49	0.000000	0.518000	0.000000	1.0187500	25	216.30
37	34-110	0.000000	0.219900	0.000000	1.0000000	36.5	77.70
38	87-35	0.000000	0.516000	0.000000	1.0454500	25	0.000
39	85-42	0.000000	1.057330	0.000000	1.0454500	12.5	175.7
40	83-44	0.000000	1.085100	0.000000	1.0454500	12.5	175.7
41	88-47	0.000000	0.512700	0.000000	1.0375000	25	216.3
42	78-29	0.000000	0.516000	0.000000	1.0375000	25	216.3
43	77-46	0.000000	1.008400	0.000000	1.0375000	12.5	152.9
44	94-28	0.000000	0.419300	0.000000	1.0200000	25	207
45	107-38	0.000000	0.420000	0.000000	1.0375000	25	233.2
46	100-41	0.000000	0.420000	0.000000	1.0375000	25	207
47	100-41	0.000000	0.420000	0.000000	1.0375000	25	207
48	106-48	0.000000	0.619300	0.000000	1.0375000	25	207
49	103-36	0.000000	0.326000	0.000000	1.0375000	50	271.9
50	104-39	0.000000	0.419300	0.000000	1.0434800	16	207
51	105-39	0.000000	0.614000	0.000000	1.0434800	50	207
52	108-50	0.000000	0.609300	0.000000	1.0200000	25	207
53	96-29	0.000000	0.322700	0.000000	1.0200000	50	271.9
54	114-30	0.000000	0.848000	0.000000	1.0375000	12.5	153.8
55	102-63	0.000000	0.480000	0.000000	1.0200000	25	239.6
56	79-56	0.000000	1.600000	0.000000	1.0200000	12.5	230.4
57	80-57	0.000000	0.800000	0.000000	1.0200000	12.5	148.9
58	81-58	0.000000	1.580800	0.000000	1.0375000	6.2	128.3
59	82-59	0.000000	0.772000	0.000000	1.0454500	12.5	148.9
60	90-67	0.000000	0.800000	0.000000	1.0375000	12.5	148.9
61	89-66	0.000000	1.600000	0.000000	1.0000000	6.3	128.3
62	112-69	0.000000	1.613330	0.000000	1.0000000	6.3	128.3
63	113-70	0.000000	0.766670	0.000000	1.0000000	12.5	148.9
64	96-53	0.000000	0.473330	0.000000	1.0200000	25	239.6
65	97-54	0.000000	0.486670	0.000000	1.0200000	25	239.6
66	98-52	0.000000	0.437300	0.000000	1.0000000	25	239.6
67	99-55	0.000000	0.496670	0.000000	1.0000000	25	239.6
68	99-55	0.000000	0.473360	0.000000	1.0000000	25	239.6
69	95-51	0.000000	0.893340	0.000000	1.0200000	25	164.5
70	65-109	0.000000	0.206300	0.000000	1.0000000	29	0.000
71	73-109	0.000000	0.019860	0.000000	1.0000000	29	0.000
72	86-110	0.000000	0.021740	0.000000	1.0200000	36.5	233.2
73	101-37	0.000000	0.322700	0.000000	1.0434800	50	271.9
74	84-43	0.000000	1.013330	0.000000	1.0454500	12.5	152.9
75	104-18	0.000000	0.010000	0.000000	1.0000000	20	0.000
76	91-49	0.000000	0.518000	0.000000	1.0281300	25	253.3
77	91-49	0.000000	0.518000	0.000000	1.0281300	25	216.3
78	21-22	0.027700	0.127500	0.218100	0.0000000	240	2316.3

ANEXO A: DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

Tabla A.7 Datos de las líneas del sistema Hondureño de 114 nodos
(Continuación)

Línea	m - n	Resistencia P.U.	Reactancia P.U.	y/2 P.U.	Tap	CT MW	Costo en M\$
79	21-22	0.027700	0.127500	0.218100	0.000000	240	2316.3
80	22-25	0.007900	0.036800	0.059300	0.000000	240	0.000
81	22-25	0.007500	0.030600	0.056200	0.000000	240	750.7
82	23-21	0.013500	0.079600	0.079500	0.000000	240	1188.2
83	23-24	0.005600	0.032800	0.032600	0.000000	240	561.8
84	23-26	0.000100	0.000400	0.000500	0.000000	240	0.000
85	24-27	0.015100	0.089600	0.089500	0.000000	240	1269.8
86	34-35	0.003700	0.013300	0.001600	0.000000	100	154.8
87	35-40	0.042500	0.153400	0.019300	0.000000	100	593.9
88	40-42	0.031600	0.115510	0.014200	0.000000	100	470.7
89	40-43	0.009820	0.036440	0.004500	0.000000	100	226
90	43-44	0.038400	0.140200	0.017300	0.000000	100	547.5
91	28-29	0.012100	0.043670	0.005500	0.000000	100	250
92	29-45	0.052400	0.189200	0.023900	0.000000	100	706.6
93	45-30	0.007100	0.025540	0.003200	0.000000	100	193.2
94	30-46	0.014200	0.051080	0.006400	0.000000	100	273.2
95	46-31	0.035300	0.127600	0.016100	0.000000	100	513.1
96	31-32	0.005900	0.021200	0.002700	0.000000	100	211.5
97	32-33	0.034400	0.124300	0.015700	0.000000	100	534.6
98	33-47	0.043700	0.157700	0.028800	0.000000	100	607.5
99	47-34	0.063000	0.227800	0.028800	0.000000	100	828.2
100	38-37	0.025800	0.087500	0.012600	0.000000	100	404.3
101	38-36	0.032200	0.116000	0.014800	0.000000	100	504.3
102	36-48	0.004800	0.016100	0.002300	0.000000	100	195.2
103	36-41	0.002720	0.009620	0.001400	0.000000	100	144.4
104	41-39	0.005100	0.017320	0.002500	0.000000	100	170.8
105	41-33	0.021200	0.077500	0.009500	0.000000	100	353.2
106	48-39	0.003200	0.010800	0.001600	0.000000	100	163.4
107	39-49	0.012100	0.043200	0.005500	0.000000	100	277.5
108	49-32	0.024700	0.089390	0.011200	0.000000	100	439.2
109	50-36	0.014200	0.054000	0.041400	0.000000	100	190
110	50-33	0.009300	0.035300	0.027000	0.000000	100	307.6
111	51-52	0.023800	0.077900	0.000800	0.000000	50	114.2
112	52-53	0.027300	0.047100	0.000500	0.000000	50	95.7
113	51-54	0.037000	0.074860	0.000800	0.000000	50	107.9
114	54-53	0.023200	0.040100	0.000400	0.000000	50	83.9
115	55-53	0.021700	0.037500	0.000400	0.000000	50	89
116	55-51	0.025400	0.054790	0.000600	0.000000	50	100.7
117	51-56	0.122800	0.242990	0.002000	0.000000	50	178.7
118	56-57	0.191500	0.378980	0.003100	0.000000	50	288.9
119	53-58	0.165600	0.559300	0.005100	0.000000	50	415.8
120	58-59	0.213600	0.659200	0.007200	0.000000	50	521.7
121	60-61	0.014040	0.050180	0.000440	0.000000	50	76.5
122	61-62	0.041000	0.147500	0.001100	0.000000	50	144.8
123	62-63	0.067900	0.268500	0.001200	0.000000	50	210.3
124	64-68	0.045400	0.153100	0.001400	0.000000	50	117.1
125	64-69	0.214000	0.723300	0.006600	0.000000	50	210.7

ANEXO A: DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

**Tabla A.7 Datos de las líneas del sistema Hondureño de 114 nodos
(Continuación)**

Línea	m - n	Resistencia P.U.	Reactancia P.U.	y/2 P.U.	Tap	CT MW	Costo en M\$
126	69-70	0.165000	0.557400	0.005100	0.0000000	50	414.5
127	65-66	0.110500	0.373000	0.003400	0.0000000	50	295.7
128	66-67	0.056700	0.191370	0.001700	0.0000000	50	178.7
129	71-72	0.513500	0.694500	0.000400	0.0000000	25	89.6
130	72-73	0.481600	1.617500	0.000900	0.0000000	25	169.2
131	72-73	0.481600	1.617500	0.000900	0.0000000	25	169.2
132	74-93	0.039600	0.678810	0.000480	0.0000000	25	99.00
133	36-37	0.010500	0.037900	0.004800	0.0000000	100	245.8
134	71-72	0.513500	0.694500	0.000400	0.0000000	25	89.6

Tabla A.8 Datos de los nodos del sistema Hondureño de 114 nodos

Nodo	Tipo de Nodo	V P.U.	δ P.U.	Generación		Límites de Q MVAR		Carga	
				P MW	Q MVAR	Qmin	Qmáx	P MW	Q MVAR
1	Generador	1.050	0.00	40.00	0.00	-55.00	55.00	0.00	0.00
2	Generador	1.050	0.00	50.40	0.00	-55.00	55.00	0.00	0.00
3	Generador	1.050	0.00	40.00	0.00	-55.00	55.00	0.00	0.00
4	Generador	1.050	0.00	50.00	0.00	-55.00	55.00	0.00	0.00
5	Generador	1.030	0.00	19.60	0.00	-5.80	6.50	0.00	0.00
6	Generador	1.030	0.00	20.00	0.00	-5.80	6.50	0.00	0.00
7	Generador	1.030	0.00	20.00	0.00	-5.80	6.50	0.00	0.00
8	Generador	1.030	0.00	20.00	0.00	-5.80	6.50	0.00	0.00
9	Generador	1.020	0.00	15.00	0.00	-7.00	5.50	0.00	0.00
10	Generador	1.020	0.00	13.80	0.00	-7.00	5.50	0.00	0.00
11	Generador	1.030	0.00	3.80	0.00	-15.00	17.00	0.00	0.00
12	Generador	1.010	0.00	30.80	0.00	-2.00	8.00	0.00	0.00
13	Generador	1.020	0.00	21.10	0.00	-3.75	8.00	0.00	0.00
14	Generador	0.990	0.00	16.40	0.00	-2.00	8.00	0.00	0.00
15	Compensador	1.020	0.00	0.00	0.00	-25.00	65.00	0.00	0.00
16	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	Generador	1.000	0.00	37.5	0.00	-20.00	20	0.00	0.00
21	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.60
28	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
31	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
32	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
33	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
34	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
36	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
37	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
38	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
39	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
41	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
42	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
43	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
44	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
45	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla A.8 Datos de los nodos del sistema Hondureño de 114 nodos
(Continuación)

Nodo	Tipo de Nodo	V P.U.	δ P.U.	Generación		Límites de Q MVAR		Carga	
				P MW	Q MVAR	Qmin	Qmáx	P MW	Q MVAR
47	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
48	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
49	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
51	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
52	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
53	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
54	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
55	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
56	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
57	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
58	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
59	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
61	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.60	0.60
62	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.16	3.84
63	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.46	2.33
64	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.85	4.23
65	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
66	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
67	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
68	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.80	9.05
69	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
70	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
71	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.06	2.42
72	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.12	1.21
73	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.75	0.19
74	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.66	4.79
75	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.06	1.70
76	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.68	6.48
77	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.64	1.30
78	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.61	3.41
79	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.96	0.84
80	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.46	1.47
81	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.42	1.30
82	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.21	2.11
83	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.94	1.62
84	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.14	2.42
85	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.87	2.85
86	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.24	6.40
87	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.07	3.54
88	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.32	2.08
89	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.30	0.40
90	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.34	3.02

Tabla A.8 Datos de los nodos del sistema Hondureño de 114 nodos
(Continuación)

Nodo	Tipo de Nodo	V P.U.	δ P.U.	Generación		Límites de Q MVAR		Carga			
				P MW	Q MVAR	Qmin	Qmáx	P MW	Q MVAR		
										91	Carga
92	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.84	12.12
93	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.23	4.06
94	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.62	6.92
95	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.71	3.01
96	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.7	6.22
97	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.05	7.09
98	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.14	2.08
99	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.67	9.58
100	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40.38	10.00
101	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.52	4.84
102	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.42	6.57
103	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.06	9.16
104	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.78	2.85
105	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.80	2.40
106	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.55	5.25
107	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.82	4.32
108	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.05	1.82
109	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
110	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
111	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
112	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	0.29
113	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.21	0.50
114	Carga	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.84	4.96

ANEXO B

FACTORES DE SENSIBILIDAD EN LAS LÍNEAS

B.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se muestra un enfoque general de los factores de sensibilidad lineales, los cuales son obtenidos a través de un estudio de flujos de potencia. Estos factores se obtienen cuando se presenta alguna variación de potencia o carga en los nodos de la red.

Existen diversos tipos análisis de sensibilidad como pueden ser factores de sensibilidad de pérdidas, factores de sensibilidad de voltaje, factores de sensibilidad en los generadores, factores de sensibilidad lineales, los cuales se han vuelto de suma importancia en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, así como también en la operación de los mercados eléctricos [20].

La sensibilidad se define como la razón $\Delta x / \Delta y$ que relaciona los cambios de alguna variable dependiente (Δx) con los cambios de alguna variable independiente o variable de control (Δy). El estudio de los índices de sensibilidad se puede realizar a partir de modelos matemáticos de un estudio de flujos de potencia, en donde al realizar una pequeña variación a las variables de control, se observa que existe un cambio en las demás variables [45]. De manera general los coeficientes de sensibilidad son obtenidos mediante la siguiente relación matemática:

$$S_{ij} = \frac{\Delta x_i}{\Delta y_j} \quad (\text{B. 1})$$

A continuación se muestran dos tipos de relaciones de sensibilidad dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia:

1. Sensibilidad entre variables eléctricas, en donde se tiene una variación de voltaje en el nodo i para un cambio de potencia reactiva en el nodo j .

$$j \left(\frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \right) \quad (\text{B. 2})$$

2. Sensibilidad de costos de operación o inversión respecto a variables eléctricas, en donde existe una variación del costo al presentarse un cambio en la generación de un nodo j .

$$j \left(\frac{\Delta C}{\Delta P_j} \right) \quad (B.3)$$

Los operadores del sistema utilizan estos factores para analizar y monitorear los mercados y el comportamiento del sistema en general y de esta forma poder detectar posibles problemas en la operación del sistema. Otra aplicación de los factores de sensibilidad es para determinar si las capacidades de las líneas de transmisión soportaran los flujos en una futura demanda del sistema, es decir si no serán violadas provocando de esta manera congestión en el sistema [20].

Comúnmente dentro de la operación de los SEP's la entidad encargada de la operación del sistema llega a conocer a través del tiempo y la experiencia los efectos que se producen cuando existen variaciones en las generaciones o en las magnitudes de los voltajes, es decir que los operadores conocen en forma experimental ciertos coeficientes de sensibilidad [45].

B.2 FACTORES DE SENSIBILIDAD LINEALES

Este tipo de factores son calculados de acuerdo a las variaciones que existen en los nodos de generación y carga, los cuales son calculados a partir de un estudio de flujos de potencia en corriente directa. De un estudio de flujos de potencia en CD se tienen las siguientes expresiones matemáticas [19, 20].

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \end{bmatrix} \quad (B.4)$$

$$P_{ik} = \frac{1}{x_{ik}} (\theta_i - \theta_k) \quad (B.5)$$

La ecuación B.4 se puede ser representada de la siguiente manera:

$$\theta = [X]P \quad (B.6)$$

Por lo que, si se está interesado en conocer los cambios que existen en los ángulos de fase de cada nodo en relación a los cambios en las inyecciones de potencia, se debe dar solución a la siguiente ecuación.

$$\Delta\theta = [X]\Delta P \quad (\text{B. 7})$$

Considerando que cada cambio de potencia ΔP_i inyectada en un nodo i corresponde a una variación de la misma magnitud pero en sentido contrario al nodo compensador, se tiene la siguiente expresión donde se considera que ocurre un cambio de potencia en el nodo 2.

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \vdots \\ \Delta\theta_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{11} & \dots & X_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ X_{n1} & \dots & X_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mp\Delta P_2 \\ \pm\Delta P_2 \\ 0.0 \\ 0.0 \end{bmatrix} \quad (\text{B. 8})$$

De la ecuación B.8, X_{ik} representan los elementos de la inversa de la matriz B' y la variación de potencia $\pm\Delta P_2$ representa un cambio de potencia unitario en el nodo de estudio 2, por otra parte se observa que en el nodo 1 el símbolo \pm esta invertido, lo que indica que se trata del nodo compensador por lo que sus variaciones son de sentido contrario a las variaciones que ocurren en los demás nodos.

$$\widehat{\Delta\theta} = [X] \begin{bmatrix} -1 \\ +1 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{-Nodo compensador} \\ \text{-Nodo "n"} \end{matrix} \quad (\text{B. 9})$$

Desarrollando la ecuación B.8 para un caso general se tiene lo siguiente:

$$\widehat{\Delta\theta}_i = X_{ii}(\pm\Delta P_i) \quad (\text{B. 10})$$

$$\widehat{\Delta\theta}_k = X_{ki}(\pm\Delta P_i) \quad \forall \quad k \neq i \quad (\text{B. 11})$$

De acuerdo a las variaciones que se tienen en la ecuación B.7 y a la consideración de la ecuación B.5, los flujos de potencia cuando ocurre una variación de ΔP en un nodo i se determinan de la siguiente manera:

$$P_{ik} = \frac{1}{x_{ik}} (\Delta\theta_i - \Delta\theta_k) \pm \frac{1}{x_{ik}} (\widehat{\Delta\theta}_i - \widehat{\Delta\theta}_k) \quad (\text{B. 12})$$

Sustituyendo B.10 y B.11 dentro de la ecuación B.12, se tienen lo siguiente:

$$P_{ik} = \frac{1}{x_{ik}} (\Delta\theta_i - \Delta\theta_k) \pm \frac{1}{x_{ik}} (X_{ii} - X_{ki}) \Delta P_i \quad (\text{B. 13})$$

En la ecuación B.13, el término $\frac{1}{x_{ik}} (\Delta\theta_i - \Delta\theta_k)$ representa los flujos de las líneas $i - k$ para un caso base de flujos de potencia, es decir que no existe una variación ΔP . Asignando los siguientes coeficientes.

$$P_{ik,base} = \frac{1}{x_{ik}} (\Delta\theta_i - \Delta\theta_k) \quad (\text{B. 14})$$

$$a_{l,i} = \frac{1}{x_{ik}} (X_{ii} - X_{ki}) \quad (\text{B. 15})$$

Y sustituyendo en la ecuación B.13, se tiene el siguiente modelo matemático que se utiliza para conocer las variaciones de flujo sobre una línea $i - k$ cuando existe una variación de potencia ΔP en un nodo i de la red.

$$P_{ik} = P_{ik,base} \pm a_{l,i} * \Delta P_i \quad (\text{B. 16})$$

B.3 ÍNDICES DE SENSIBILIDAD EN LAS LINEAS

Los índices de sensibilidad en las líneas (ISL) denotan la variación del flujo de potencia real en las líneas cuando un mega-watt de potencia es transmitido entre el nodo de generación y el nodo de carga, es decir que si un mega-watt de potencia es inyectado en el nodo de generación y a su vez es extraído en el nodo de carga, entonces el ISL es el efecto del flujo de potencia en la línea ocasionado por la transacción, estos índices son obtenidos a través de un estudio de flujos de potencia en corriente alterna. El cambio en el flujo de potencia (MW) en la línea puede ser escrito como la suma de los efectos de los flujos de potencia ocasionados por todos los vendedores participantes [7,10].

La siguiente ecuación muestra la variación de potencia en una línea ΔP_{m-n} , la cual es igual a la suma de flujos de potencia ocasionados por las transacciones entre los nodos de generación y carga de la red.

$$\Delta P_{m-n} = \sum_{t=1}^n \Delta P_{m-n}^t \quad (\text{B. 17})$$

De la ecuación B.17, t representa el número de transacciones entre los nodos de generación y carga, $m - n$ las referencias de la línea en estudio.

Como se mencionó anteriormente, este tipo de índices de sensibilidad están basados en las variaciones que existen al inyectar un 1MW a la red. El siguiente modelo matemático considera la variación de potencia en una línea $m - n$ al hacer una inyección a la red, primero se obtiene el ISL considerando la inyección de 1MW, posteriormente se realiza el producto con la nueva potencia inyectada en el nodo n ($\Delta P_{G,n}$) para obtener la variación de potencia ocasionada por una transacción t [7].

$$\Delta P_{m-n} = ISL_{m-n} * \Delta P_{G,n} \quad (B.18)$$

La ecuación B.18 puede ser reescrita tomando la siguiente consideración para el cálculo del ISL de la línea [9].

$$ISL_{m-n} = (P_{m-n}^{ct} - P_{m-n}^{cb}) \quad (B.16)$$

$$\Delta P_{m-n} = (P_{m-n}^{ct} - P_{m-n}^{cb}) * \Delta P_{G,n} \quad (B.17)$$

Donde P_{m-n}^{ct} es la potencia en la línea considerando una transacción de 1MW y P_{m-n}^{cb} es la potencia de la línea considerando un caso base. Luego entonces, las variaciones de potencia en una línea $m - n$ al considerar t número de transacciones, estarán dadas por la siguiente ecuación.

$$\Delta P_{m-n} = \sum_{t=1}^n ISL_{m-n}^t * \Delta P_{G,t} \quad (B.18)$$

ANEXO C

DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DESARROLLADO

C.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se describe el programa desarrollado para la obtención de la Asignación de los Costos por Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica considerando dos escenarios, el primero transacciones bilaterales y el segundo transacciones multilaterales simultaneas, así como también se describe el programa que evalúa el CST considerando diversas metodologías basadas en costos embebidos.

C.2 ARCHIVOS DE DATOS

Para la ejecución del programa desarrollado se leen dos archivos (.txt) de estudios de flujos de potencia, el primero contiene una base de datos de un estudio de flujo de potencia caso base (sin transacciones realizadas), el segundo archivo contiene el estudio con una transacción realizada en los puntos de inyección y extracción deseados, ambos estudios son realizados en CA. Para la descripción del funcionamiento del programa se hará uso del sistema de 6 nodos, en donde se muestran las transacciones realizadas, las cuales se verán reflejadas en los datos del archivo de flujos con transacción [7, 14,40].

C.2.1 Archivo – Flujos Caso Base

Este archivo contiene los datos de los flujos de potencia caso base en las líneas de transmisión, debido a que es una matriz de dimensiones ($m \times n$), el número de filas será igual al número de líneas de transmisión del sistema, teniendo como número de columnas a diversos parámetros obtenidos del estudio de flujos, se considera la columna numero dos como el referente del nodo (from) y a la columna 3 el nodo hacia donde llegan las líneas (to), la siguiente columna 4 muestra los valores de las potencias (MW) obtenidas en el estudio de flujos caso base, finalmente se consideran las últimas dos columnas que contienen el valor de la resistencia y reactancia respectivamente de las líneas de transmisión.

Lo anteriormente descrito se muestra en la figura C.1, donde los datos pertenecen al estudio realizado al sistema de 6 nodos (figura A.1), el cual está formado por 11 líneas de transmisión, cabe mencionar que para este sistema no se tienen los valores de los costos por uso de red de cada una de las líneas por lo que éstos se obtienen al multiplicar el valor de la reactancia por una constante, lo cual se realiza dentro del programa. En caso de tener los valores reales de los costos de cada una de las líneas se agrega una columna al final, la cual contiene estos valores.

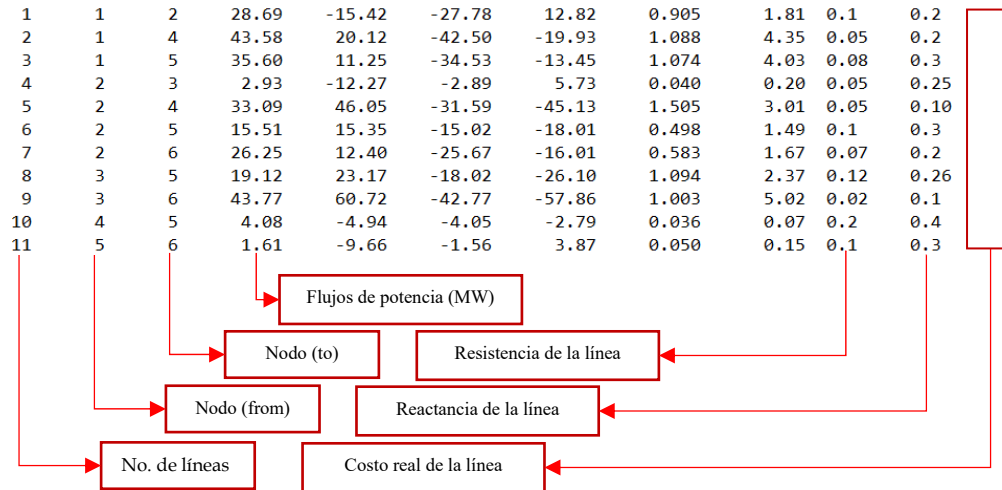


FIGURA C.1 Archivo de datos - Caso base

C.2.2 Archivo – Flujos Caso con Transacción

Este archivo al igual que el anterior contiene información referente a los flujos de potencia, pero a diferencia del anterior, éste contiene valores al realiza una transacción de 1MW entre los nodos de inyección y extracción involucrados en la transacción. Este archivo se realiza por cada transacción realizada, es decir que para el caso de estudio del sistema de 6 nodos y considerar 4 transacciones multilaterales simultáneas como se muestra en la tabla 5.6, del capítulo 5, se deben realizar 4 archivos.

La figura C.2 muestra el archivo de datos para el caso de realizar una transacción bilateral, donde solo se ocupa la columna número 4 que contienen los valores de flujos con transacción.

1	1	2	28.56	-15.36	-27.66	12.75	0.897	1.79
2	1	4	43.55	20.15	-42.46	-19.97	1.087	4.35
3	1	5	35.81	11.32	-34.72	-13.47	1.086	4.07
4	2	3	3.11	-12.30	-3.07	5.77	0.041	0.21
5	2	4	33.29	46.01	-31.78	-45.07	1.509	3.02
6	2	5	15.82	15.36	-15.31	-17.99	0.507	1.52
7	2	6	26.44	12.37	-25.85	-15.97	0.589	1.68
8	3	5	19.32	23.21	-18.21	-26.10	1.103	2.39
9	3	6	43.75	60.79	-42.75	-57.92	1.005	5.02
10	4	5	4.24	-4.96	-4.20	-2.76	0.039	0.08
11	5	6	1.45	-9.68	-1.40	3.89	0.049	0.15

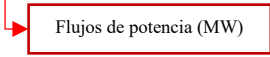


FIGURA C.2 Archivo de datos – Caso con transacción

C.3 ESTRUCTURA DEL PROGRAMA

Para la obtención de los resultados se hizo uso de un programa desarrollado en el lenguaje de programación Matlab R2014a, así como también se usó “MatPower” para el cálculo de los flujos de potencia, en donde se estructuró el formato basado en datos de los buses, generadores y líneas del sistema y así poder correr la herramienta de flujos de potencia “runpf (case data)”, así como se muestra en el manual de ésta herramienta [44].

Ambos programas realizados para la obtención del CST están formados por tres partes, la primera es la lectura de datos en donde se depositan los valores de flujos de potencia con y sin transacción, así como otros datos obtenidos del estudio de flujos, tal y como se muestra en las imágenes C.1 y C.2, la estructura de estas imágenes es obtenida al usar la herramienta “runpf” para la obtención de flujos de potencia haciendo uso de “MatPower”. En esta parte del programa los flujos de potencia pueden ser obtenidos mediante algún otro software comercial como es el caso de PSS/32, el cual se utilizó en algunas de las simulaciones realizadas en el capítulo 5.

La segunda parte de ambos programas contiene los algoritmos basados en ISL y costos embebidos descritos en el capítulo 4.4, en esta parte del programa se tiene un vector columna que contiene el número y características de las transacciones a realizar, considerando el escenario de dos participantes (transacción bilateral) o más de dos participantes (transacción multilateral simultánea). Primero se hace el cálculo de índices de sensibilidad de las líneas para posteriormente aplicar la metodología.

Finalmente en la tercer parte se obtiene el Costo Total por Servicio de Transmisión, así como también la asignación de costos entre los participantes en base al grado de uso de la red de transmisión y la consideración tomada de [7,17] asignando el 30% del total a los generadores y 70% a los compradores del mercado.

Las tres partes del programa se muestran a manera de bloques en la figura C.3.

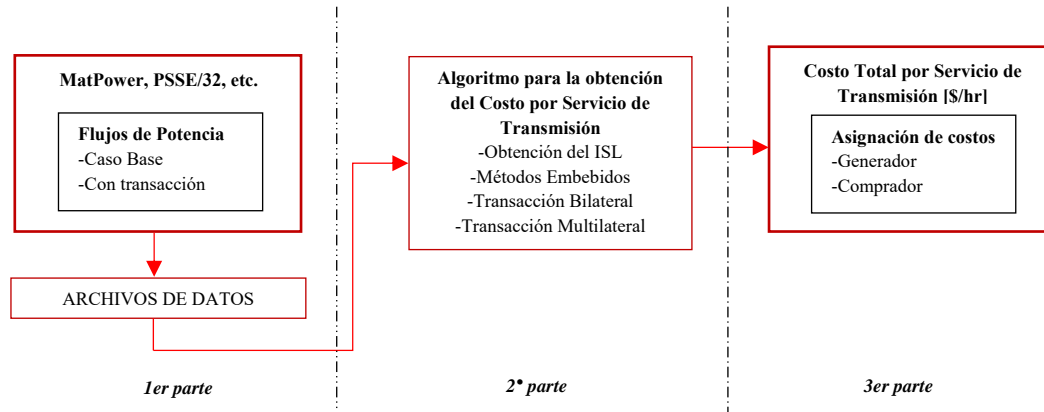


FIGURA C.3 Estructura General del Programa

El diagrama de flujo para el programa desarrollado basado en ISL se muestra en la figura 4.5 del capítulo 4.

C.3.1 Ejemplo de ejecución del programa

Al realizar cada una de las tres etapas anteriormente descritas y ejecutar el programa desarrollado se tienen los resultados del CST de la transacción analizada, las figuras C.4 y las figuras C5 – C8 muestran capturas de pantalla de la lectura de datos y los resultados que se obtienen al ejecutar el programa, cabe mencionar que las capturas mostradas pertenecen a la transacción descrita en el apartado 5.2.1 del presente trabajo.

Como primer parte del programa se obtienen los flujos de potencia que son depositados en los archivos de datos (figuras C1 y C2) y extraídos de un archivo (.txt) tal y como se muestra en la figura C.4

```

%----- ARCHIVOS EXTERNOS EXTRAIDOS DE LAS CORRIDAS DE FLUJOS 'MATPOWER'-----
load nsixb.txt %Archivo de datos Base
load nsixtb_2to5.txt %Archivo de datos Transaccion 1 MW
CB = nsixb;
CT = nsixtb_2to5;
  
```

FIGURA C.4 Primer parte del programa

Como segundo paso, el algoritmo del programa se ejecuta y arroja los resultados de la transacción analizada, en este caso se considera una transacción bilateral como la que se muestra en el apartado 5.2.1

Obteniéndose los siguientes resultados mostrados en las figuras C.5 – C.8. En la figura C.5 muestran los valores de los índices de sensibilidad obtenidos así como también las variaciones en los flujos de potencia en las líneas.

VALORES ISL Y CAMBIOS EN LOS FLUJOS DE POTENCIA

--Line--		--Valores ISL--	--Cambio en los flujos --
from	to		de potencia [MW]
1	2	-0.130	-2.600
1	4	-0.030	-0.600
1	5	0.210	4.200
2	3	0.180	3.600
2	4	0.200	4.000
2	5	0.310	6.200
2	6	0.190	3.800
3	5	0.200	4.000
3	6	-0.020	-0.400
4	5	0.160	3.200
5	6	-0.160	-3.200

FIGURA C.5 Valores de ISL y variaciones de potencia

Por otra parte, la figura C.6 muestra una comparativa entre los valores obtenidos de los flujos en las líneas con y sin transacción.

TABLA DE COMPARACION EN LOS FLUJOS DE POTENCIA
PARA LA TRANSACCION "T1"

--Line--		--Flujo Caso --	--Flujo con --
from	to	Base	Transaccion
1	2	28.690	26.090
1	4	43.580	42.980
1	5	35.600	39.800
2	3	2.930	6.530
2	4	33.090	37.090
2	5	15.510	21.710
2	6	26.250	30.050
3	5	19.120	23.120
3	6	43.770	43.370
4	5	4.080	7.280
5	6	1.610	-1.590

FIGURA C.6 Flujos en las líneas, con y sin transacción

Finalmente se obtiene el CST total y el CST en cada una de las líneas, la figura C.7 muestra el costo en cada una de las líneas mientras que la figura C.8 muestra el costo total por servicio de transmisión, en donde también se puede observar la asignación de costo por servicio de transmisión a cada participante, respetando el 30% del costo total a los generadores y el 70% del costo total a los compradores.

COSTO POR SERVICIO DE TRANSMISION DE LA LINEA m-n		
from	to	[\$/hr]
1	2	16.619
1	4	2.716
1	5	31.658
2	3	137.825
2	4	10.785
2	5	85.675
2	6	25.291
3	5	44.983
3	6	0.906
4	5	175.824
5	6	199.584

Costo Total por Servicio de Transmision [\$/hr]: 731.8658

FIGURA C.7 CST en cada una de las líneas

ASIGNACION DE COSTOS			
Uso de Red	Costo para el vendedor en el Bus 2 [\$/hr]	Costo para el comprador en el Bus 5 [\$/hr]	Costo Total [\$/hr]
50 - 50	365.933	365.933	731.866
30 - 70	219.560	512.306	731.866

FIGURA C.8 Asignación de Costos por Servicio de Transmisión

C.3.2 Código Fuente – Costos Embebidos

A continuación se muestra el código que forma el programa para la obtención de CST considerando diversas metodologías de costos embebidos. Cabe mencionar que este programa está enfocado para una transacción bilateral (ejemplo para la solución del problema de la sección 5.2.1.1). El símbolo && significa la continuación de la línea anterior.

```
clearall;
clc;

% Código para el cálculo del costo por
% servicio de transmisión dentro de un
% Mercado Eléctrico Desregulado dada una
% transacción bilateral. Se hace uso de
% un método analítico basado en el cálculo
% de ISL (Índices de Sensibilidad de las
% Líneas)
% para evitar una corrida de flujos por
% cada transacción realizada.

%Comando para mostrar más decimales en los
% resultados
formatlong;

fprintf('\n')
disp('-----')
disp('&&-----')
disp(' | ESCUELA SUPERIOR DE
&&INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA |')
disp(' | SECCIÓN DE ESTUDIOS DE
&&POSGRADO E INVESTIGACION |')
disp(' |M. en C. INGENIERÍA ELÉCTRICA |')
disp(' |Ali Gervacio Hernández-B141006 |')
disp('-----')
disp('&&-----')

fprintf('\n')
disp(' TRANSACCIÓN BILATERAL ')
disp('Seleccione la metodología')
fprintf('\n')
```

ANEXO C: DESCRIPCIÓN DE PROGRAMA DESARROLLADO

```

disp ('Índice de Sensibilidad de la
Línea&&= 1')
disp ('MW-Milla Convencional = 2')
disp ('Modulus Method - MW = 3')
disp ('Estampilla Postal = 4')
fprintf('\n')
tt = input('Metodología a emplear: ');
fprintf('\n')

switch tt

case 1
%----- ARCHIVOS EXTERNOS EXTRAIDOS DE
LAS CORRIDAS DE FLUJOS 'MATPOWER'-----
loadnsixb.txt%Archivo de datos Base
loadnsixtb_2to5.txt%Archivo de datos
Transacción 1 MW
CB = nsixb;
CT = nsixtb_2to5;

%LEER NUMERO DE LINEAS Y CANTIDAD DE
POTENCIA TRANSMITIDA EN UNA TRANSACCION
BILATERAL
transaction = input('Potencia transmitida
&&en la transacción bilateral [MW]: ');

Pt = CT(:,4); %Columna de potencias dada
la transacción
Pb = CB(:,4); %Columna de potencias del
caso Base
nl = max(CB(:,1)); %Obtiene el número de
líneas del vector CB
isl = (Pt-Pb); %Índice de Sensibilidad de
la línea Basado en método MW-M
chang = isl*transaction; %cambio en los
flujos de potencia en la línea m-n
rpu = CB(:,10);
cost2 = 15000*rpu; % costo en $/hr -
Artículo 2
dist = 1000*rpu; % distancia en km -
Artículo 2
capl = repmat(120,nl,1); %Capacidad de la
línea de transmisión
DP = 477; %Demanda pico del sistema

fprintf('\n')
fprintf('          VALORES ISL Y CAMBIOS
&&EN LOS FLUJOS DE POTENCIA \n\n')
fprintf('    --Line--    --Valores
&&ISL--    --Cambio en los flujos --\n')
fprintf('    from    to
&&de potencia [MW]    \n ')
disp ('-----')

for m=1:1:nl
    fprintf('          %d
&&\t',CB(m,2)),fprintf(' %d
&&\t',CB(m,3)), fprintf(' %5.3f
&&\t',isl(m)),fprintf(' %5.3f
&&\t',chang(m))
    fprintf('\n')
end

fprintf('\n\n')
flowmethod = Pb + chang;
fprintf('\n')

fprintf('          TABLA DE COMPARACION EN LOS
&&FLUJOS DE POTENCIA \n')
fprintf('          PARA LA
&&TRANSACCION "T1" \n\n')
fprintf('    --Line--    --Flujo Caso
&&--    --Flujo con --\n')
fprintf('    from    to    Base
&&Transacción\n ')
disp ('-----')

for m=1:1:nl
    fprintf('          %d
&&\t',CB(m,2)),fprintf(' %d
&&\t',CB(m,3)), fprintf(' %5.3f
&&\t',CB(m,4)),fprintf(' %5.3f    \t',
&&flowmethod(m))
    fprintf('\n')
end

fprintf('\n\n')
xpu = CB(:,11);%Vector de las reactancias
de las líneas
cost = 1000*xpu; % costo en $/hr
% CALCULO DEL CARGO POR SERVICIO DE
TRANSMISION %
WC = zeros(nl,1);
for m=1:1:nl
    WC (m) =
&&((cost(m)*((abs(isl(m))*transaction)))/(
&&abs(CB(m,4))+abs(isl(m))*transaction));
end

fprintf('\n')
fprintf(' COSTO POR SERVICIO DE
&&TRANSMISION DE LA LINEA m-n \n')
fprintf('    from    to    [$/-hr] \n')
disp ('-----')

for m=1:1:nl
    fprintf('          %d    \t',CB(m,2)),fprintf('
&&%d    \t',CB(m,3)), fprintf('          %5.3f
&&\t', WC (m))
    fprintf('\n')
end

fprintf('\n')
WCT = sum(WC); %Costo total por servicio
de transmisión dada una transacción
fprintf('Costo Total por Servicio de
&&Transmision [$/MW-hr]: %3.4f', WCT)
fprintf('\n\n')

%ASIGNACION DE COSTOS POR SERVICIO DE RED
A LOS USUARIOS (SELLER & BUYER)
SWCT = WCT/2; BWCT = WCT/2; %CASO 1 - 50%
seller & 50% buyer
SWCT2 = 3*WCT/10; BWCT2 = 7*WCT/10; %CASO
2 - 30% seller & 70% buyer

fprintf('\n')
fprintf('          ASIGNACION DE
COSTOS - SELLER/BUYER \n')
disp ('-----')
&&-----')
fprintf(' Uso de Red | Costo para el
&&vendedor | Costo para el comprador |
&&Costo Total \n')

```

ANEXO C: DESCRIPCIÓN DE PROGRAMA DESARROLLADO

```

fprintf('          |          en el Bus 2
&&[$/hr] |          en el Bus 5 [$/hr] |
&&[$/hr]  \n')
disp ('-----')
&&-----')
fprintf('    50 - 50\t'), fprintf('
&&%5.3f  \t', SWCt), fprintf('    %5.3f
&&\t', BWcT), fprintf('    %5.3f  \t',
&&WcT),fprintf('\n')
fprintf('    30 - 70\t'), fprintf('
&&%5.3f  \t', SWCt2), fprintf('    %5.3f
&&\t', BWcT2), fprintf('    %5.3f  \t',
&&WcT)

fprintf('\n\n')

%% ----Líneas de transmisión ---- %%
limit = zeros(nl,1);
for m=1:1:nl
if flowmethod (m) < capl (m)
limit (m) = 0;
else
limit (m) = 1;
end
end

%% ----- CARGO POR SERVICIO DE
TRANSMISION APLICANDO MEGAWATT MILLA ----
-----%%
case 2
%Metodología basada en el punto 4.2.1.3.3
del Capítulo 4, considerando para
%la ecuación (4.8) un flujo de potencia
absoluto dado por la ecuación (4.10)

loadnsixb.txt%Archivo de datos Base
loadnsixtb_2to5_MM.txt%Archivo de datos
Transacción 20 MW - MM
loadnsixtb_2to5_MM45.txt%Archivo de datos
Transacción 45 MW - MM
CB = nsixb;
CMM = nsixtb_2to5_MM;
CMM2 = nsixtb_2to5_MM45;
Pb = CB(:,4); %Columna de potencias del
caso Base
nl = max(CB(:,1)); %Obtiene el número de
líneas del vector CB
varp = CMM(:,4) - Pb;
capl = repmat(120,nl,1); %Capacidad de la
línea de transmisión
xpu = CB(:,11);%Vector de las reactancias
de las líneas
cost = 1000*xpu; % costo en $/hr
costot = sum(cost);

cargomwm = zeros(nl,1);
for m=1:1:nl

cargomwm (m) = (cost(m))*(abs(varp(m))) /
(capl(m));

end

fprintf('\n')
fprintf(' COSTO POR SERVICIO DE
&&TRANSMISION DE LA LINEA m-n \n')
fprintf(' from to [$/-
&&hr] \n')

disp ('-----')
&&-----')
for m=1:1:nl
fprintf('    %d  \t',CB(m,2)),fprintf('
&&%d  \t',CB(m,3)), fprintf('    %5.3f
&&\t', cargomwm (m))
fprintf('\n')
end

fprintf('\n')
cmwm = sum (cargomwm); %Costo total por
servicio de transmisión dada una
transacción
fprintf('Costo Total por Servicio de
&&Transmision [$/hr]: %3.4f', cmwm)
fprintf('\n\n')

%ASIGNACION DE COSTOS POR SERVICIO DE RED
A LOS USUARIOS (SELLER & BUYER)
SWCt = cmwm/2; BWcT = cmwm/2; %CASO 1 -
50% seller & 50% buyer
SWCt2 = 3*cmwm/10; BWcT2 = 7*cmwm/10;
%CASO 2 - 30% seller & 70% buyer
fprintf('\n')
fprintf(' ASIGNACION DE
&&COSTOS - SELLER/BUYER \n')
disp ('-----')
&&-----')
fprintf(' Uso de Red | Costo para el
&&vendedor | Costo para el comprador
&&| Costo Total | \n')
fprintf('          |          en el Bus 2
&&[$/hr] |          en el Bus 5 [$/hr] |
&&[$/hr] | \n')
disp ('-----')
&&-----')
fprintf('    50 - 50\t'), fprintf('
&&%5.3f  \t', SWCt), fprintf('    %5.3f
&&\t', BWcT), fprintf('    %5.3f  \t',
&&cmwm),fprintf('\n')
fprintf('    30 - 70\t'), fprintf('
&&%5.3f  \t', SWCt2), fprintf('    %5.3f
&&\t', BWcT2), fprintf('    %5.3f  \t',
&&cmwm)

fprintf('\n\n')

%% ----- CARGO POR SERVICIO DE
TRANSMISION APLICANDO MEGAWATT MILLA
(MODULUS METHOD) -----%%
case 3

loadnsixb.txt%Archivo de datos Base
loadnsixtb_2to5.txt%Archivo de datos
Transacción 1 MW
loadnsixtb_2to5_MM.txt%Archivo de datos
Transacción 20 MW - MM
loadnsixtb_2to5_MM45.txt%Archivo de datos
Transacción 45 MW - MM
CB = nsixb;
CT = nsixtb_2to5;
CMM = nsixtb_2to5_MM;
CMM2 = nsixtb_2to5_MM45;
xpu = CB(:,11);%Vector de las reactancias
de las líneas
cost = 1000*xpu; % costo en $/hr

```

ANEXO C: DESCRIPCIÓN DE PROGRAMA DESARROLLADO

```

Pt = CT(:,4); %Columna de potencias dada
la transacción
Pb = CB(:,4); %Columna de potencias del
caso Base
nl = max(CB(:,1)); %Obtiene el número de
lineas del vector CB

varp = CMM(:,4) - Pb;
cargomm = zeros(nl,1);
for m=1:1:nl

cargomm (m) = (cost(m)*(abs(varp(m)))) &&/
(abs(Pb (m)) + abs(varp (m))) ;

end

fprintf('\n')
fprintf(' COSTO POR SERVICIO DE
TRANSMISION DE LA LINEA m-n \n')
fprintf(' from to [$hr] \n')
disp ('-----')
&&-----')

for m=1:1:nl
fprintf(' %d \t',CB(m,2)),fprintf('
&&%d \t',CB(m,3)), fprintf(' %5.3f
&&\t', cargomm (m))
fprintf('\n')
end

fprintf('\n')
cmm = sum (cargomm); %Costo total por
servicio de transmisión dada una
transacción
fprintf('Costo Total por Servicio de
&&Transmision [$/MW]: %3.4f', cmm)
fprintf('\n\n')

%ASIGNACION DE COSTOS POR SERVICIO DE RED
A LOS USUARIOS (SELLER & BUYER)
SWCt = cmm/2; BWct = cmm/2; %CASO 1 - 50%
seller & 50% buyer
SWCt2 = 3*cmm/10; BWct2 = 7*cmm/10; %CASO
2 - 30% seller & 70% buyer

fprintf('\n')
fprintf(' ASIGNACION DE
&&COSTOS - SELLER/BUYER \n')
disp ('-----')
&&-----')
fprintf(' Uso de Red | Costo para el
&&vendedor | Costo para el comprador
&&| Costo Total |\n')
fprintf(' | en el Bus 2
&&[$/hr] | en el Bus 5 [$/hr] |
&&[$/hr] |\n')
disp ('-----')
&&-----')
fprintf(' 50 - 50\t'), fprintf('
&&%5.3f \t', SWCt), fprintf(' %5.3f
&&\t', BWct), fprintf(' %5.3f \t',
&&ep),fprintf('\n')
fprintf(' 30 - 70\t'), fprintf('
&&%5.3f \t', SWCt2), fprintf(' %5.3f
&&\t', BWct2), fprintf(' %5.3f \t',
&&ep)

fprintf('\n\n')

%% --- %%
end

```

C.3.3 Código Fuente – ISL

El siguiente código forma el programa basado en ISL considerando transacciones bilaterales y multilaterales, se muestra el ejemplo de inserción de datos para el problema de la sección 5.2.2. Al final del código del programa se anexa un código para la obtención de graficas comparativas de resultados. El símbolo && significa la continuación de la línea anterior.

```

clearall;
clc;

formatlong;

fprintf('\n')
disp('-----')
disp('&&-----')
disp(' | ESCUELA SUPERIOR DE
&&INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA |')
disp(' | SECCIÓN DE ESTUDIOS DE
&&POSGRADO E INVESTIGACION |')
disp(' | M. en C. INGENIERÍA ELÉCTRICA |')
disp(' | Ali Gervacio Hernández |')
disp('&&- B141006 |')
disp('-----')
disp('&&-----')

fprintf('\n')

%ARCHIVOS EXTERNOS EXTRAIDOS DE LAS
CORRIDAS DE FLUJOS 'MATPOWER' - CASO ISL
loadnsixb.txt%Archivo de datos Base
loadnsixtb_lto5.txt%Archivo de datos
Transacción 1to5
loadnsixtb_lto4.txt%Archivo de datos
Transacción 1to4
loadnsixtb_2to5.txt%Archivo de datos
Transacción 2to5
loadnsixtb_2to4.txt%Archivo de datos
Transacción 2to4
%ASIGNACION DE VALORES DE POTENCIA PARA EL
CALCULO DE ISL, DADAS LAS TRANSACCIONES DE
1 MW - Base de datos.txt
CB = nsixb;
CT1 = nsixtb_lto4;
CT2 = nsixtb_lto5;
CT3 = nsixtb_2to4;
CT4 = nsixtb_2to5;

%ARCHIVOS EXTERNOS EXTRAIDOS DE LAS
CORRIDAS DE FLUJOS 'MATPOWER' - CASO 1
(50MW) MODULUS METHOD
loadnsix_5_lto4.txt%Archivo de datos
Transacción 1 de 5 MW totales - MM
loadnsix_15_lto5.txt%Archivo de datos
Transacción 2 de 15 MW totales - MM
loadnsix_30_2to4.txt%Archivo de datos
Transacción 3 de 30 MW totales - MM
loadnsix_50_2to5.txt%Archivo de datos
Transacción 4 de 50 MW totales - MM
%ARCHIVOS EXTERNOS EXTRAIDOS DE LAS
CORRIDAS DE FLUJOS 'MATPOWER' - CASO 2
(60MW) MODULUS METHOD

loadnsix_10_lto4.txt%Archivo de datos
Transacción 1 de 5 MW totales - MM

loadnsix_30_lto5.txt%Archivo de datos
Transacción 2 de 15 MW totales - MM
loadnsix_50_2to4.txt%Archivo de datos
Transacción 3 de 30 MW totales - MM
loadnsix_60_2to5.txt%Archivo de datos
Transacción 4 de 50 MW totales - MM
%ASIGNACION DE VALORES DE POTENCIA, BASADA
EN MODULUS METHOD - CASO 1 (50MW) Base de
datos.txt
T1 = nsix_5_lto4;
T2 = nsix_15_lto5;
T3 = nsix_30_2to4;
T4 = nsix_50_2to5;

%ASIGNACION DE VALORES DE POTENCIA, BASADA
EN MODULUS METHOD - CASO 2 (60MW) Base de
datos.txt
Tt1 = nsix_10_lto4;
Tt2 = nsix_30_lto5;
Tt3 = nsix_50_2to4;
Tt4 = nsix_60_2to5;

%LEER NUMERO DE LINEAS Y CANTIDAD DE
POTENCIA TRANSMITIDA EN UNA TRANSACCION
BILATERAL
fprintf('\n')
nt = 4; %número de transacciones
transaction =[5;10;15;20]; %Vector de
potencias transmitidas CAMBIAR POTENCIAS
SEGUN SEA EL CASO
nl = max(CB(:,1)); %Obtiene el número de
líneas

Pt1 = CT1(:,4); %Columna de potencias dada
la transacción
Pt2 = CT2(:,4); %Columna de potencias dada
la transacción
Pt3 = CT3(:,4); %Columna de potencias dada
la transacción
Pt4 = CT4(:,4); %Columna de potencias dada
la transacción

%MATRIZ DE FLUJOS DE LAS TRANSACCIONES
pt = zeros(nl,nt);
pt(:,1) = Pt1;
pt(:,2) = Pt2;
pt(:,3) = Pt3;
pt(:,4) = Pt4;

Pb = CB(:,4); %Columna de potencias del
caso Base
Pbm = repmat(Pb,1,nt); %Matriz de flujos
de potencia - Caso Base

```

ANEXO C: DESCRIPCIÓN DE PROGRAMA DESARROLLADO

```

sens = (pt - Pbm); %%-----MATRIZ DE
SENSIBILIDADES-----%%
absens = abs(sens);

%MATRIZ DE VARIACION DE LOS FLUJOS, DADAS
LAS TRANSACCIONES
cambios = zeros(nl,nt);
for n=1:1:nt
for m=1:1:nl
cambios (m,n) =
&&sens(m,n)*transaction(n); %cambio en los
flujos de potencia en la línea m-n
end
end

mcp = Pbm + cambios; %Matriz con nuevos
flujos de potencia en cada una de las
transacciones realizadas
independientemente
xpu = CB(:,11);
rpu = CB(:,10);
cost = 1000*xpu; % costo en $/hr -
Articulo 1
cost2 = 15000*rpu; % costo en $/hr -
Articulo 2
dist = 1000*rpu; % distancia en km -
Articulo 2
capl = repmat(120,nl,1); %Capacidad de la
línea de transmisión
transaction2 = transaction';
tranmat = repmat(transaction2,nl,1);

varflows = zeros(nl,1);%Variación de
flujos en las líneas
for m=1:1:nl

varflows (m) = sum(cambios(m,:));

end

%-----CALCULO DE LOS NUEVOS FLUJOS
DE POTENCIA EN LAS LINEAS m-n CON LAS
TRANSACCIONES MULTILATERALES-----%
newflows = zeros(nl,1);
for n=1:1:nt
for m=1:1:nl

newflows (m) = CB(m,4) + &&varflows(m);

end
end

%%%%% CALCULOS PARA OBTENER EL COSTO POR
SERVICIO DE TRANSMISION %%
isuma = zeros(nl,nt); %Sumatoria numerador
for n=1:1:nt
for m=1:1:nl
isuma (m,n) =
&&(absens(m,n))*transaction(n,1);
end
end

isuma2 = zeros(nl,1);
for m=1:1:nl
isuma2 (m) = sum(isuma(m,:));
end

rate = zeros(nl,1); %Calculo del ratio
para la asignación de costos SWC & BWC

for n=1:1:nt
for m=1:1:nl

rate (m) = cost(m)/(abs(CB(m,4)) +
&&isuma2(m));

end
end

nb = 2;
ns = 2;

pns1 = isuma(:,1)+ isuma(:,2);
pns2 = isuma(:,3)+ isuma(:,4);
pnst = zeros(nl,2);
pnst(:,1) = pns1;
pnst(:,2) = pns2;

SWC = zeros(nl,ns); %Calculo de los costos
por servicio de transmisión asignado a los
generadores - Seller
for n=1:1:nb
for m=1:1:nl

SWC (m,n) = pnst(m,n) .* rate(m);

end
end

swct = sum (SWC);
swcf = swct/2; %Para el caso de asignación
de costos de %50 - seller
swcf2 = swct*3/10; %Para el caso de
asignación de costos de %30 - seller

pnb1 = isuma(:,1)+isuma(:,3);
pnb2 = isuma(:,2)+isuma(:,4);
pnbt = zeros(nl,2);
pnbt(:,1) = pnb1;
pnbt(:,2) = pnb2;

BWC = zeros(nl,nb); %Calculo de los costos
por servicio de transmisión asignado a los
consumidores - buyer
for n=1:1:nb
for m=1:1:nl

BWC (m,n) = pnbt(m,n) .* rate(m);

end
end

bwct = sum (BWC);
bwcf = bwct/2; %Para el caso de asignación
de costos de %50 - buyer
bwcf2 = bwct*7/10; %Para el caso de
asignación de costos de %70 - buyer

agh50 = sum(bwcf) + sum(swcf);
agh3070 = sum(bwcf2) + sum(swcf2);

%-----CARGO POR SERVICIO DE
TRANSMISION CONSIDERANDO TRANSACCIONES
MULTILATERALES-----%
cargot = zeros(nl,1);
for n=1:1:nt
for m=1:1:nl

cargot (m) = (cost(m))*(isuma2(m)) &&/
(abs(CB(m,4)) + isuma2(m));

```


ANEXO C: DESCRIPCIÓN DE PROGRAMA DESARROLLADO

```

end
end

agh = sum (cargot);

%-----CARGO POR SERVICIO DE
TRANSMISION APLICANDO MEGAWATT MILLA -----
-----%%
cargomMM = zeros(nl,1);
for m=1:1:nl

cargomMM (m) = (cost(m))*(varflows(m)) &&/
(capl(m));

end

cmwm = sum (cargomMM);

%-----CARGO POR SERVICIO DE
TRANSMISION APLICANDO MODULUS METHOD -----
-----%%

Pb = CB(:,4); %Columna de potencias del
caso Base
nl = max(CB(:,1)); %Obtiene el número de
lineas del vector CB

% TRANSACCIÓN MULTILATERAL - CASO1 (50MW
TOTALES)
Pot1 = T1(:,4); %Columna de potencias dada
la transacción 1 - 5MW TOTALES
Pot2 = T2(:,4); %Columna de potencias dada
la transacción 2 - 15MW TOTALES
Pot3 = T3(:,4); %Columna de potencias dada
la transacción 3 - 30MW TOTALES
Pot4 = T4(:,4); %Columna de potencias dada
la transacción 4 - 50MW TOTALES
varp1 = abs(Pot1 - Pb);
varp2 = abs(Pot2 - Pot1);
varp3 = abs(Pot3 - Pot2);
varp4 = abs(Pot4 - Pot3);
varf1 = varp1 + varp2 + varp3 + varp4;

% TRANSACCIÓN MULTILATERAL - CASO2 (50MW
TOTALES)
Pott1 = Tt1(:,4); %Columna de potencias
dada la transacción 1 - 10MW TOTALES
Pott2 = Tt2(:,4); %Columna de potencias
dada la transacción 2 - 30MW TOTALES
Pott3 = Tt3(:,4); %Columna de potencias
dada la transacción 3 - 50MW TOTALES
Pott4 = Tt4(:,4); %Columna de potencias
dada la transacción 4 - 60MW TOTALES
varpt1 = abs(Pott1 - Pb);
varpt2 = abs(Pott2 - Pott1);
varpt3 = abs(Pott3 - Pott2);
varpt4 = abs(Pott4 - Pott3);
varf2 = varpt1 + varpt2 + varpt3 + varpt4;

cargomMM = zeros(nl,1);
for m=1:1:nl

cargomMM (m) = &&(cost(m)*(abs(varf1(m))))
/ (abs(Pb (m)) &&+ abs(varf1 (m))) ;

end

fprintf('\n')

fprintf(' COSTO POR SERVICIO DE
&&TRANSMISION DE LA LINEA m-n \n')
fprintf(' from to [$/hr] \n')
disp ('-----')
&&-----')

for m=1:1:nl
fprintf(' %d \t',CB(m,2)),fprintf('
&&d \t',CB(m,3)), fprintf(' %5.3f
&&\t', cargomMM (m))
fprintf('\n')
end

fprintf('\n')
cmm = sum (cargomMM); %Costo total por
servicio de transmisión dada una
transacción
fprintf('Costo Total por Servicio de
&&Transmisión [$/hr]: %3.4f', cmm)
fprintf('\n\n')

%CARGO POR SERVICIO DE TRANSMISION
CONSIDERANDO TRANSACCIONES BILATERALES
TB = zeros(nl,nt);
for n=1:1:nt
for m=1:1:nl
TB (m,n) =
&&(cost(m)*absens(m,n)*tranmat(m,n))/(abs(
&&CB(m,4))+(absens(m,n))*tranmat(m,n));
end
end

TBS = sum (TB);

%Código de las gráficas comparativas de
resultados.

%-----GRAFICA DE COMPARACION ISL VS
MODULUS METHOD - TRANSACCION MULTILATERAL
SIMULTANEA -----%%
nli = 1:1:11;
figure('Name','ISL vs Modulus Method')
holdon
plot(nli,cargot,'r');%,'linewidth',1.5);
plot(nli,cargomMM,'b');%,'linewidth',1.5);
title('ISL vs Modulus
&&Method','Fontname','Times','FontWeight',
&&'bold','FontSize',14);
xlabel('Linea de Transmisión
&&','fontsize',12,'FontName','Times');
ylabel('Costo($/hr)','fontsize',12,'FontNa
&&me','Times');
legend_handle=legend('1. ISL','2. Modulus
&&Method','Location','Best');
set(legend_handle,'fontsize',10,'FontName'
&&,'Times')
gridon;

%-----GRAFICA DE COMPARACION FLUJOS DE
POTENCIA - TRANSACCION MULTILATERAL
SIMULTANEA -----%%
figure('Name','Comparación de flujos de
&&potencia')
holdon
plot(nli,newflows,'r');%,'linewidth',1.5);
plot(nli,T4(:,4),'g');%,'linewidth',1.5);
%CAMBIAR TERMINACION, SEGUN SEA EL CASO
title('Flujos de Potencia considerando
&&transacción

```

```
&&multilateral','Fontname','Times','FontWe  
&&right','bold','FontSize',14);  
xlabel('Linea de Transmisión  
&&','fontsize',12,'FontName','Times');  
ylabel('Flujo de Potencia  
&&[MW]','fontsize',12,'FontName','Times');
```

```
legend_handle=legend('1. ISL','2. Modulus  
&&Method','Location','Best');  
set(legend_handle,'fontsize',10,'FontName'  
&&','Times')  
gridon
```