



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL ZACATENCO “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

“ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN LEGADOS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTA

GUSTAVO ISAI AGUIRRE BECERRA

ASESOR

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR



CIUDAD DE MÉXICO

AGOSTO, 2018

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN TESIS Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
DEBERA (N) DESARROLLAR C. GUSTAVO ISAI AGUIRRE BÉCERRA

“ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN LEGADOS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA”

REALIZAR UN ESTUDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN LEGADOS EN UN SISTEMA DE PRUEBA PARA PROPORCIONAR COBERTURA ANTE LA VOLATILIDAD DE PRECIOS MARGINALES LOCALES ENTRE DOS NODOS, EN PERÍODOS DE CONGESTIÓN.

- ❖ INTRODUCCIÓN
- ❖ MARCO TEÓRICO
- ❖ ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA Y CÁLCULO DE PRECIO MARGINAL LOCAL
- ❖ SIMULACIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN
- ❖ CONCLUSIONES

CIUDAD DE MÉXICO, A 09 DE AGOSTO DE 2018.

ASESOR


ING. DAVID SEBASTIÁN
BALTAZAR


ING. JUAN DE JESÚS NERESCUÉHA GÓMEZ
JEFE DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA

AUTORIZACIÓN DE USO DE OBRA

Instituto Politécnico Nacional

P r e s e n t e

Bajo protesta de decir verdad el que suscribe **Gustavo Isai Aguirre Becerra**, manifiesto ser autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada “**Asignación De Derechos Financieros De Transmisión Legados En Un Sistema Eléctrico De Potencia**”, en adelante “**La Tesis**” y de la cual se adjunta una copia impresa y un CD, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27, fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el **Instituto Politécnico Nacional**, en adelante **El IPN**, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales o en cualquier otro medio; para apoyar futuros trabajos relacionados con el tema de “**La Tesis**” por un periodo de 10 años contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a **El IPN** de su terminación.

En virtud de lo anterior, **El IPN** deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de “**La Tesis**”.

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de “**La Tesis**”, manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de “**La Tesis**”, por lo que deslindo de toda responsabilidad a **El IPN** en caso de que el contenido de “**La Tesis**” o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que pueda derivarse del caso.

Ciudad de México, a 22 de Agosto de 2018

Atentamente



Gustavo Isai Aguirre Becerra



DEDICATORIA

A mis padres:

Gustavo Aguirre Carmona

y

María del Rocío Becerra Ruiz

A mi hermana:

Tania Ivet Aguirre Becerra

A mi novia:

Claudia Viridiana Verdin González

Por estar siempre conmigo, sus enseñanzas, amor, comprensión y apoyo incondicional. Han sido una parte fundamental de este logro, sin ustedes nada de esto habría sido posible, estaré eternamente agradecido.

A la memoria de Luis Erick Sánchez Cisneros

Un gran amigo como pocos se encuentra en la vida. A pesar de que no pudimos cumplir la promesa de terminar juntos nuestra carrera como lo planteamos más de una vez, que no quede duda de que este logro va por los dos.



AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la vida por darme la oportunidad de día a día poder esforzarme y cumplir con esta tan ansiada meta.

A mi padre Gustavo Aguirre Carmona que siempre fue mi ejemplo a seguir. Te agradezco el apoyo y cariño brindado, por darme la oportunidad de estudiar, tú que siempre estuviste ahí para recordarme que era capaz de cumplir mis objetivos.

A mi madre María del Rocío Becerra Ruiz, porque el amor de una madre no se compara con nada en la vida, te agradezco por tu apoyo, comprensión y porque siempre tenías las palabras correctas que me daban esa fuerza para continuar y cumplir mis sueños.

A mi hermana Tania por brindarme enseñanzas y consejos que supe utilizar durante todo este tiempo, recuerda que siempre nos tendremos el uno para el otro.

A mi novia Claudia Viridiana Verdín González por ser una gran motivación para lograr este objetivo. El amor, apoyo, paciencia y comprensión que me brindaste durante todo este tiempo fueron parte fundamental de este logro.

Al Dr. David Sebastián Baltazar porque gracias a sus enseñanzas y a su acertada dirección fue posible culminar este trabajo de tesis. Por su paciencia y dedicación al área de investigación, por todas las atenciones y consejos brindados.

A mis amigos con los que cursé esta apasionante licenciatura, les deseo mucho éxito a todos. En especial a ti Vianey, muchas gracias por brindarme tu amistad incondicional durante todo este tiempo.

A la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, del Instituto Politécnico Nacional, por darme la oportunidad de estudiar esta ingeniería, proveer las herramientas y conocimiento a través de sus docentes.



RESUMEN

La reforma energética trajo consigo la inminente implementación de un mercado eléctrico desregulado en el país, es por ello que se requiere un acelerado desarrollo en el área de conocimiento de la ingeniería eléctrica. Es esencial conocer el funcionamiento y los conceptos relacionados con el mercado eléctrico mayorista de México. Uno de ellos son los derechos financieros de transmisión, los cuales fueron el objeto de estudio central de este documento. A pesar de no ser un concepto nuevo en el mercado eléctrico de otros países, en para México sí lo es. La alta volatilidad de los precios marginales locales en un sistema eléctrico de potencia puede provocar la incertidumbre de los participantes de mercado, consecuente, fue necesaria la introducción de instrumentos financieros para proporcionar la cobertura necesaria ante el riesgo provocado por la variación de los precios.

En este trabajo se realiza una representación de la asignación de derechos financieros de transmisión legados, haciendo referencia a las bases del mercado eléctrico mayorista mexicano, tomando como ejemplo una red de cuatro nodos. En esta red de prueba, se planteó un escenario con restricciones en las líneas de transmisión para los que se generaron los precios marginales locales con ayuda de un programa de simulación de sistemas de potencia (Power World Simulator®). Una vez obtenidos los resultados necesarios, se propuso una interacción entre dos participantes ficticios de mercado; quienes adquieren un cierto número de derechos financieros de transmisión, los cuales fueron asignados de acuerdo al estudio histórico del sistema de potencia. Se realizó una comparación de las distintas situaciones en las que este instrumento podría beneficiar o perjudicar la inversión de dichos participantes del mercado.



ABSTRACT

The Mexico’s Energy Reform brought with it the imminent implementation of a deregulated power market, which is why an accelerated development in the electrical engineering area knowledge is entirely required. It is essential to, at least, be aware of the operation and the related concepts in the Mexican wholesale power market. This document has been focused on the implementation of financial transmission rights in a power market. Despite it isn’t a new concept in other countries’ power markets, it certainly is for Mexico’s. Therefore, the simplification of this concept will be fundamental for the future studies, the high volatility of locational marginal pricing in a power market causes uncertainty for market participants, consequently, it was necessary to introduce these financial instruments to provide the hedge against the risk produced by the price variation.

In this document, a representation of the assignment of the financial transmission rights is made, exemplifying the Mexican wholesale power market bases in a 4-bus system. A scenario with capacity limited transmission lines was created, where the locational marginal prices were generated in a power systems simulator software (Power World Simulator®). Once the necessary system data were obtained, an interaction between two fictitious market participants was proposed; who acquired a certain number of financial transmission rights, which were assigned according to the historical power system study. A comparison was made of the different situations in which this instrument could benefit of injury the market participant investment.



CONTENIDO

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
RESUMEN.....	iii
ABSTRACT	iv
CONTENIDO	v
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS.....	ix
ABREVIATURAS	ix
SIMBOLOGÍA.....	x
1 INTRODUCCIÓN	1-1
1.1 INTRODUCCIÓN	1-1
1.2 OBJETIVO GENERAL	1-2
1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	1-2
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	1-3
1.4 ANTECEDENTES.....	1-4
1.5 LÍMITES Y ALCANCES	1-5
1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS	1-6
2 MARCO TEÓRICO.....	2-1
2.1 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA EN UN SEP	2-1
2.1.1 MÉTODOS DE SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA.....	2-5
2.2 FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO.....	2-12
2.2.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMOS EN CORRIENTE ALTERNA	2-12



2.2.2	FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMOS EN CORRIENTE DIRECTA	2-13
2.2.3	FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMOS CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD	2-14
2.3	REFORMA ENERGÉTICA EN MÉXICO	2-14
2.3.1	MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	2-15
2.3.2	GENERADORES.....	2-16
2.3.3	SUMINISTRADORES	2-17
2.3.4	USUARIOS.....	2-17
2.3.5	PRODUCTOS ASOCIADOS	2-17
2.3.6	DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN EN MÉXICO.....	2-18
2.3.7	SISTEMA DE PRECIOS NODALES	2-19
2.3.8	CONGESTIÓN EN LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	2-19
2.4	DERECHOS DE TRANSMISIÓN	2-20
2.4.1	DERECHOS FÍSICOS DE TRANSMISIÓN	2-20
2.4.2	DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN	2-20
2.4.3	CLASIFICACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN	2-21
2.4.4	DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN PUNTO A PUNTO	2-22
2.4.5	DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN FLOWGATE.....	2-23
3	ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CÁLCULO DE PRECIO MARGINAL LOCAL.....	3-1
3.1	SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA POR NEWTON-RAPHSON	3-1
3.2	PRECIO MARGINAL LOCAL EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	3-5
3.2.1	CÁLCULO DEL PRECIO MARGINAL LOCAL	3-5
3.2.2	VARIACIÓN DEL PRECIO MARGINAL LOCAL EN UN SEP.....	3-6
4	SIMULACIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	4-1



4.1	CONTEXTO DE LA ASIGNACIÓN DE DFT LEGADOS EN UN SISTEMA DE PRUEBA.....	4-3
4.1.1	PROCESO SIMPLIFICADO DEL CÁLCULO DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN.....	4-8
4.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS	4-9
5	CONCLUSIONES.....	5-1
5.1	CONCLUSIONES DEL ESTUDIO.....	5-1
5.2	SUGERENCIAS PARA TRABAJOS FUTUROS	5-2
	REFERENCIAS.....	1
	ANEXO A.....	b
	ANEXO B	b



LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1. Diagrama de flujo del cálculo de DFT en un SEP. Elaboración Propia.....	4–8
Fig. 2.1. Circuito de admitancia equivalente. Fuente [5].	2–6
Fig. 2.2. Modelo equivalente π de una línea de transmisión. Fuente: [8]	2–10
Fig. 2.3. Modelo equivalente de una red bajo estudio de flujos de potencia DC. Fuente: [8].	2–11
Fig. 2.4. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista. Fuente: CENACE.....	2–16
Fig. 3.1. Simulación de flujos de potencia del Sistema 4-buses de Stevenson en PWS®. Elaboración propia.....	3–7
Fig. 3.2. Precio Marginal Local en un ambiente simulado. Escenario 1. Elaboración propia.	3–9
Fig. 3.3. Precios Nodales del Sistema en el Escenario 1. Elaboración propia.	3–10
Fig. 3.4. Precio Marginal Local en un ambiente simulado. Escenario 2. Elaboración propia.	3–11
Fig. 3.5. Precios Nodales del Sistema en el Escenario 2. Elaboración propia.	3–12
Fig. 3.6. Precio Marginal Local en un ambiente simulado. Escenario 3. Elaboración propia.	3–14
Fig. 3.7. Precios Nodales del Sistema en el Escenario 3. Elaboración propia.	3–15
Fig. 3.8. Precio Marginal Local en un ambiente simulado. Escenario 4. Elaboración propia.	3–16
Fig. 3.9. Precios Nodales del Sistema en el Escenario 4. Elaboración propia.	3–17
Fig. 4.1. Sistema de prueba de 4-Nodos de Stevenson para la asignación de DFT Legados. Simulación.....	4–3



LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1. Clasificación de buses para el estudio de flujos de potencia.	2-4
Tabla 2-2. Variables conocidas y desconocidas en un nodo de acuerdo a su clasificación.	2-5
De acuerdo a lo desarrollado en [21], en la Tabla 2-3, se observa el resumen de fórmulas.	2-21
Tabla 2-3. Resumen de formulación DFT. Fuente: [21].	2-22
Tabla 3-1 Tabla comparativa para los resultados de la Figura 3.2.	3-3
Tabla 4-1. Componentes de Costo Marginal para el escenario de la figura 3.3.	4-2
Tabla 4-2. Descomposición del PML con los valores de la tabla 4-1.	4-2
Tabla 4-3. Resultados obtenidos de la adquisición de DFT en un sistema de prueba.	4-9
Tabla B-1. Datos de línea para el sistema de 4-nods de Stevenson. Fuente: [4].	b
Tabla B-2. Datos de nodos para el sistema de 4-nodos de Stevenson. Fuente: [4].	c
Tabla B-3. Matriz de admitancias para el sistema de 4-nodos de Stevenson. Fuente: [4].	c
Tabla B-4. Resultados de estudio de flujos de potencia para el sistema de 4-nodos de Stevenson. Fuente: [4].	d

ABREVIATURAS

CFE	Comisión Federal de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
PTR	Physical Transmission Rights
FTR	Financial Transmission Rights
DFT	Derechos Financieros de Transmisión
DFTL	Derechos Financieros de Transmisión Legados



MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
PTP	Punto a Punto
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
CRE	Comisión Reguladora de Energía
SENER	Secretaría de Energía
FPO	Flujos de Potencia Óptimos
FPO-RS	Flujos de Potencia óptimos con Restricciones de Seguridad
PWS®	Power World Simulator®
PML	Precio Marginal Local
PM	Participante del Mercado
MDA	Mercado del Día en Adelanto
SSB	Suministrador de Servicios Básicos
CCE	Contrato de Cobertura Eléctrica
TBF	Transacción Financiera Bilateral

SIMBOLOGÍA

Y_{ij}	Admitancia de la línea que conecta el nodo i y nodo j
V_i	Tensión del nodo i
I_i	Corriente del nodo i
θ_i	Ángulo de tensión de nodo i
R_{ij}	Componente de resistencia en la línea que conecta nodo i y nodo j
X_{ij}	Componente de reactancia en la línea que conecta nodo i y nodo j
g_{ij}	Conductancia de la línea que conecta nodo i y nodo j
b_{ij}	Susceptancia de la línea que conecta nodo i y nodo j
$f(x, u)$	Función objetivo
$x \in R^{n1}$	Vector de n1 variables de estado
$u \in R^{n2}$	Vector de n2 variables de control



$h(x, u) = 0$	Restricción de igualdad
$g(x, u) < 0$	Representa m restricciones de desigualdad.
C^0	Costo de operación pre-contingencia
C^k	Costo de operación para el k-ésimo estado de contingencia.
Y^0	Variable de control a optimizar para los estados de precontingencia.
Y^k	Variable de control a optimizar para los estados de postcontingencia.
λ_i	Precio marginal del nodo i
λ_{ene}	Componente marginal del costo de la generación de energía
λ_{con}	Componente marginal del costo producido por la congestión
λ_{per}	Componente marginal del costo producido por pérdidas
$PML1_{Abedul}$	PML generado en el simulador para el nodo 1 (Abedul)
$PML2_{Pino}$	PML generado en el simulador para el nodo 2 (Pino)
$PML3_{Olmo}$	PML generado en el simulador para el nodo 3 (Olmo)
$PML4_{Arce}$	PML generado en el simulador para el nodo 4 (Arce)
$Pago\ DFT_{A-B}$	Pago/cobro obligatorio de DFT proporcionado por el operador de mercado
DFT	Derechos financieros de transmisión adquiridos en DFT.
$CCMA$	Componente de congestión marginal correspondiente al PML del nodo A
$CCMB$	Componente de congestión marginal correspondiente al PML del nodo B
$Pago_{N1-CENACE}$	Pago realizado de los participantes Centros de Carga 1 al CENACE
$Pago_{N2-CENACE}$	Pago realizado de los participantes Centros de Carga 2 al CENACE
$Pago_{N3-CENACE}$	Pago realizado de los participantes Centros de Carga 3 al CENACE
$Pago_{N4-CENACE}$	Pago realizado de los participantes Centros de Carga 4 al CENACE
$Pago_{CENACE-gen1}$	Pago realizado por parte del CENACE al participante Generador 1 (N1)
$Pago_{CENACE-gen4}$	Pago realizado por parte del CENACE al participante Generador 4 (N4)
$Saldo_{gen1}$	Saldo preliminar, pre-DFT, al participante Generador 1 (N1)
$Saldo_{gen4}$	Saldo preliminar, pre-DFT, al participante Generador 4 (N4)
$SaldoFinal_{gen1}$	Saldo final aplicados los DFT adquiridos por el participante Generador 1 (N1)
$SaldoFinal_{gen4}$	Saldo final aplicados los DFT adquiridos por el participante Generador 4 (N4)



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Las reformas y adiciones en materia de energía aprobadas por el Congreso de la Unión a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en el mes de Diciembre de 2013, y de acuerdo al nuevo marco regulatorio que dicha reforma provee al sistema eléctrico nacional, donde se establece que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) no será el único encargado de la generación y comercialización de la energía eléctrica en el país. Sin embargo, el rubro de transmisión y distribución siguen siendo de su dominio, para garantizar la inversión en infraestructura de la red.

Como consecuencia de la reforma, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), será un organismo público descentralizado, encargado del control operativo del sistema eléctrico nacional, de operar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); del acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución. Asimismo, dentro de la administración del MEM, tienen a su cargo la gestión, revisión, cálculo, asignación y aceptación o rechazo de Derechos Financieros de



Transmisión Legados. Lo anterior, siguiendo estrictamente lo establecido dentro de las bases del mercado.

Esta nueva práctica de liberación y descentralización del mercado eléctrico que se comienza a implementar en nuestro país es provocada por el crecimiento de la demanda que, de no tomarse las medidas adecuadas, a largo plazo implicará daño en la infraestructura del sistema eléctrico. La implementación de los DFT y el éxito que tenga dependerán de la factibilidad de compra-venta que estos derechos presenten. Es decir, si los generadores, suministradores y usuarios registrados en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de acuerdo a estudios individuales, se ve un beneficio en la obtención de los DFT Asignados por el CENACE.

Un modelo eficiente para el cálculo de la asignación de estos productos asociados, en un futuro podrá servir apropiadamente para la expansión y desarrollo en materia de energía en el país, hablando del sector eléctrico. Estos cambios son encaminados a reducir la tarifa de energía eléctrica que fue promocionada durante la presentación de la reforma energética. Actualmente, las alzas en los precios de tarifas en media tensión y baja tensión para usuarios de alto consumo deberían de dejar de ser un problema, si el proceso antes explicado funciona de manera correcta y eficiente.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Estudiar e implementar los derechos financieros de transmisión legados en un sistema de prueba para mostrar la cobertura ante la volatilidad de precios marginales locales entre dos nodos, en periodos de congestión.

1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- A) Conocer las implicaciones financieras en el sector de transmisión eléctrica impuestas por el nuevo Mercado Eléctrico Mayorista mexicano.



- B) Realizar un estudio de los Derechos Financieros de Transmisión tipo Punto a Punto (PTP) en su modalidad “obligación” para conocer la factibilidad de su implementación en un sistema eléctrico de potencia.
- C) Conocer el proceso de asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados de acuerdo a las Bases del Mercado Eléctrico en México.
- D) Modelar el sistema de transmisión para conocer la interacción entre nodos inyección y retiro en un sistema eléctrico de potencia.
- E) Aplicar el método de fijación de Precios Marginales Locales en los diferentes nodos de un sistema eléctrico de potencia bajo régimen de mercado.
- F) Simular diferentes escenarios de operación en un sistema de prueba, imponiendo restricciones de seguridad que ejemplifiquen la variación en el precio marginal local producido por periodos de congestión.
- G) Realizar un análisis de la viabilidad de adquisición de Derechos Financiero de Transmisión Legados para los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La liberación del mercado eléctrico en nuestro país es un tema reciente, y en la actualidad exige a los ingenieros electricistas realizar una mejor planeación y operación sistema eléctrico nacional. Es por ello, que en el país requieren nuevas estrategias en los rubros de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

El estudio que se presenta en este proyecto se enfocará en el sistema de transmisión y generación; los cuales requieren el desarrollo de instrumentos tanto técnicos como financieros que puedan proporcionar una mayor cobertura ante la volatilidad de precios presentada en diferentes escenarios.

Para satisfacer lo planteado anteriormente, en el Mercado Eléctrico Mayorista se implementan los Derechos Financieros de Transmisión (DFT), así como su asignación a los participantes del mercado que, de acuerdo al estudio histórico del sistema eléctrico nacional tengan opción de adquirir estos instrumentos. El propósito que se planea es cumplir con el establecimiento de los DFT, ya que debido a la liberalización del sector de generación se



requiere de un instrumento financiero para los casos de congestión en el sistema de transmisión, donde se faculte al titular del servicio para cobrar o pagar las compensaciones por el incremento de los cargos generados durante la transmisión. Es decir, lo que se pretende es evitar que los precios nodales aumenten de manera significativa, tal que esto resulte en pérdidas económicas significativas y riesgo de daño a líneas de transmisión por la falta de alivio en periodos de congestión para los participantes del mercado.

1.4 ANTECEDENTES

Desde los orígenes del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a finales del siglo XIX, se buscaba abastecer el desarrollo industrial que se comenzaba a suscitar en el país. Pero no fue sino hasta la década de los años 30 en donde se promulgó la ley de la creación de la Comisión Federal de Electricidad, organismo encargado de los tres sectores que conforman al Sistema Eléctrico Nacional. Este acontecimiento fue parteaguas para el progreso de los sistemas interconectados. Se comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución beneficiando a la implementación de mayor alumbrado público y electrificación de comunidades [1].

Conforme el SEN se iba expandiendo a lo largo del territorio mexicano se crearon organismos públicos encargados del control operativo y del acceso abierto de las redes del sistema como es el Centro Nacional de Control de Energía. Este organismo antes mencionado, y debido a la Reforma Energética la cual será explicada un poco más a fondo en el capítulo dos de este documento, será el encargado de la planificación, control, operación, entre otras actividades de la energía eléctrica en México. Es por ello que se plantea a comienzos del sexenio del presidente Enrique Peña Nieto la iniciativa de reformar y adicionar la Constitución Política en Materia de Energía. Se definirían conceptos como liberalización de mercado, disminución de tarifas, participación de iniciativa privada en el sector energético [2].

En el ámbito internacional, se tiene que países de gran potencia como Estados Unidos tienen ya un largo historial en cuanto a un mercado eléctrico, aproximadamente 20 años con este sistema en función. A partir de ese momento, del año 2013 en donde fue presentada esta



iniciativa, los organismos inmersos en el tema han definido las bases del mercado, estipulaciones financieras y manuales para el nuevo sistema que se está llevando a cabo en la actualidad.

1.5 LÍMITES Y ALCANCES

En este documento, se realiza el estudio de la asignación de los derechos financieros de transmisión en un sistema de prueba tomando en cuenta las delimitantes y los alcances de dicho estudio que se mencionan a continuación,

Límites

- La topología y los datos con los cuales se realizó la simulación del sistema de potencia de cuatro nodos de Stevenson fueron obtenidos e interpretados de acuerdo a la referencia.
- El método de solución de flujo de potencia óptima fue la aproximación en corriente directa. Las restricciones de seguridad impuestas son figuradas para este estudio.
- Los costos de la energía en los nodos de generación del sistema fueron hipotéticos y no se trató de asemejar ningún valor real.
- Las componentes de energía, congestión y de pérdidas marginales fueron obtenidas utilizando el programa Power World Simulator®.
- La cantidad de derechos financieros de transmisión obtenidos por los generadores durante el caso de estudio, son iguales a los calculados según el valor total de componentes de congestión marginal.
- El cálculo de los derechos financieros de transmisión durante el caso de estudio no contempla la componente marginal de pérdidas.
- La intención de este estudio no es explicar el proceso administrativo requerido por el operador de mercado para la adquisición de los derechos financieros de transmisión asignables.



Alcances

- La simulación del sistema de cuatro nodos de Stevenson, base para el caso de estudio, es comprobado por la comparación de los resultados con los de la referencia.
- La cantidad de nodos del sistema de prueba permite observar los resultados del cálculo de los derechos financieros de transmisión.
- El programa utilizado Power World Simulator ® funge como una herramienta de gran utilidad para este estudio, debido a la descomposición de precios marginales locales.
- El estudio realizado permite alcanzar una interpretación rápida del cálculo de derechos financieros de transmisión en un sistema eléctrico de potencia.

1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS

El contenido de este documento se sintetizará en los siguientes puntos:

- Capítulo 1: Se presenta una breve introducción sobre la reforma energética en el país y la implementación de los derechos financieros de transmisión en el mercado eléctrico. Se define el objetivo general de este estudio y los antecedentes más importantes sobre el tema.
- Capítulo 2: Se desarrollan los temas de estudio de flujos de potencia en corriente alterna y su aproximación en corriente directa. Se explica conceptualmente el caso de flujo de potencia óptimo en un sistema de potencia, así como los precios marginales locales. Se definen brevemente los conceptos incluidos en la reforma energética de México. Por último, se explican los tipos de derechos financieros de transmisión.
- Capítulo 3: Se presentan los resultados de una corrida de flujos de potencia para conocer las variables que intervienen en dicho estudio. Se efectúa la simulación del sistema de prueba de cuatro nodos de Stevenson y posteriormente se calculan los precios marginales locales en periodos de congestión.



- Capítulo 4: En este capítulo, se plantea el caso de estudio en el sistema de prueba. Se definen los participantes del mercado y se hace referencia a los precios marginales locales generados en la sección anterior. Finalmente, se realiza el análisis de los resultados obtenidos durante el desarrollo.

- Capítulo 5: Se presentan las conclusiones del trabajo de acuerdo a los resultados alcanzados, así como algunas recomendaciones de trabajos futuros visualizadas durante la descripción de las delimitaciones de este trabajo.



CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

Los sistemas eléctricos de potencia se encuentran en continua expansión y por ello es necesaria una planeación y diseño correcto, para los cuales el estudio de los flujos de potencia es de suma importancia. La solución de problemas de flujos de potencia concierne a la operación de condiciones estáticas en un sistema de eléctrico de potencia [3]. Las variables eléctricas más importantes que se obtienen con este estudio es la magnitud de tensión de barra y el ángulo de fase en cualquiera de los nodos de un sistema de prueba.

Como un antecedente teórico de este tema y de gran ayuda es el comportamiento de flujos de carga que se presentan entre dos nodos de un sistema, esto representa la utilidad medular para la asignación de precios marginales locales (PML) asociados a un sistema eléctrico de potencia bajo régimen de mercado.

2.1 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA EN UN SEP

Para el estudio de flujos de potencia se pueden utilizar los parámetros tanto de admitancia o impedancia de los elementos de la red, cada una con su uso particular dentro del cálculo. Por comodidad se hace uso de la admitancia, para construir la matriz de admitancia (Y_{bus}) del sistema. El primer paso para la obtención de los datos de un sistema,



es realizar el diagrama unifilar de dicho sistema. La conexión de los elementos que conforman el SEP tiene un gran impacto en el resultado final. Usualmente, los elementos de la matriz de admitancias, tiene la siguiente forma [4]:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \operatorname{sen} \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (1)$$

Se debe definir la tensión del nodo i , esta tensión usualmente está dada en coordenadas polares como se muestra en la Ecuación (2):

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \operatorname{sen} \delta_i) \quad (2)$$

La tensión del nodo j , la forma de representarla es muy similar, solo se intercambia el subíndice i por el j . La corriente total inyectada a la barra “ i ” de la red, está dada de la siguiente forma:

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3)$$

Sean P_i y Q_i la potencia real y reactiva totales que entran a la barra “ i ” de la red.

Entonces, la potencia compleja conjugada que se inyecta a la barra i , se expresa de la siguiente forma:



$$P_i - jQ_i = V_i \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad (4)$$

En la expresión anterior, se sustituyen las ecuaciones (1) y (2) para obtener:

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \angle(\theta_{ij} + \delta_n - \delta_i) \quad (5)$$

Al expandir la Ecuación (5) e igualar la parte real y reactiva se obtiene:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{ij} + \delta_n - \delta_i) \quad (6)$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sen(\theta_{ij} + \delta_n - \delta_i) \quad (7)$$

Las ecuaciones previas constituyen la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia, las cuales proporcionan valores calculados para una potencia real P_i y una potencia reactiva Q_i totales que entran a la red a través de la barra “i”. De manera general, para el estudio de flujos de potencia se tiene una clasificación de los buses (barras), también llamados nodos, y esto dependerá de su comportamiento o aportación al sistema, es decir, de las cuatro variables posiblemente desconocidas para la corrida de flujos de potencia, en cada nodo se requiere al menos conocer dos de ellas, y con ello se calculan las dos variables restantes.

Los buses en un sistema se clasifican como se muestra en la Tabla 2-1 [4].



Tabla 2-1. Clasificación de barras para el estudio de flujos de potencia.

No.	Barra	Descripción
1	Carga	Así se les conoce los nodos en un sistema donde se carece de potencia activa y reactiva de generación, a cambio, estos nodos aportan entradas negativas al sistema. Explicado de otra manera, van a representar la potencia consumida o tomada por la carga desde ese nodo. Es frecuente que se le conozca como “Bus PQ” debido a que los valores conocidos en este nodo son la potencia activa y reactiva de la carga en ese punto.
2	Generación o Voltaje Controlado	Para esta clasificación, se hace referencia a la capacidad que se tiene en un sistema de sub o sobreexcitar una máquina de generación para que de esta manera se decremente o incremente el valor de tensión, respectivamente. Generalmente, se le puede llamar de esta manera a cualquier nodo que pueda mantener constante la magnitud de tensión. Por razones obvias, frecuentemente que se le denomina “Bus PV”, o de voltaje controlado debido a que, en ciertos casos, la potencia generada en el bus es igual a cero, pero se tiene la posibilidad de mantener la magnitud de la tensión.
3	Compensación o Slack	También llamado de oscilación o de referencia, la característica principal de este nodo, es que el ángulo de tensión en el bus será la referencia para el cálculo de los ángulos de todas las tensiones de los demás buses. Es común definir $\delta = 0^\circ$. Este bus debe de poseer características esenciales como, por ejemplo, ser de capacidades robustas comparadas con los demás buses del sistema debido a que durante el estudio sus magnitudes deben de mantenerse fijas ante cualquier fluctuación del sistema.



En resumen, las variables conocidas y desconocidas de acuerdo a la clasificación de cada bus se presentan en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2. Variables conocidas y desconocidas en una barra de acuerdo a su clasificación.

BARRA	VARIABLES CONOCIDAS	VARIABLES DESCONOCIDAS
Carga	P_i, Q_i	V_i, δ_i
Generación	P_i, V_i	Q_i, δ_i
Compensación	V_i, δ_i	P_i, Q_i

Una vez planteado el problema para el cual es requerido el estudio de flujos de potencia, se procede a describir uno de los métodos de solución más utilizados en la actualidad.

2.1.1 MÉTODOS DE SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

Los métodos de solución que existen para el estudio de flujos de potencia se pueden clasificar en: iterativos y directos, esto indica el procedimiento que se sigue para llegar a resolver las ecuaciones anteriormente mencionadas. La implicación de métodos numéricos es inevitable y por esta razón la programación facilita los cálculos y la obtención de resultados.

A continuación, se describen dos métodos en especial, el Método de Newton-Raphson; que actualmente tiene gran utilidad incluso dentro de programas de simulación de sistemas de potencia de gran capacidad, esto gracias a sus propiedades de convergencia cuadrática en la solución de sistemas de ecuaciones no lineales. Al igual que el método de flujo de potencia en corriente continua el cual, por su cualidad de ser no iterativo se utilizará para el análisis de flujos de potencia activa en nuestro sistema de prueba.

2.1.1.1 Método De Newton-Raphson

Para el estudio de flujos de carga, los valores conocidos son las potencias y los parámetros del Sistema Eléctrico de Potencia. De esta manera se calcula la potencia compleja, en términos de tensiones nodales y de valores de admitancias que se obtienen de la matriz de admitancia nodal Y_{bus} [5].

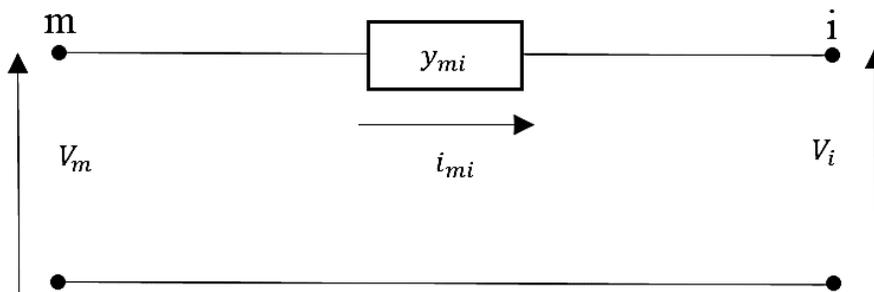


Fig. 2.1. Circuito de admitancia equivalente. Fuente [5].

En el circuito de admitancia equivalente, para el nodo “m” se tiene:

$$P_m - jQ_m = V_m^* \sum_{i=1}^n Y_{mi} * V_i \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (8)$$

La Ecuación (8) es la representación del modelo matemático para el estudio de flujos de potencia, y esto permite tener un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales, en donde las tensiones de nodo y las admitancias son cantidades complejas [4].

Por ello se utiliza el método numérico de Newton-Raphson para darle solución al sistema de ecuaciones, expresado a partir de la Ecuación (8). En forma polar se tiene:



$$P_m - jQ_m = \sum_{i=1}^n |V_m||Y_{mi}||V_i| e^{j(\theta_i - \theta_m + \gamma_{mi})} \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (9)$$

De la Ecuación (9), se separa en la parte real y la parte imaginaria, por lo tanto:

$$P_m = \sum_{i=1}^n |V_m||Y_{mi}||V_i| \cos(\theta_i - \theta_m + \gamma_{mi}) \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (10)$$

$$Q_m = \sum_{i=1}^n |V_m||Y_{mi}||V_i| \sin(\theta_i - \theta_m + \gamma_{mi}) \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (11)$$

Las ecuaciones de potencia nodal mostradas anteriormente deben ser escritas para cada uno de los nodos del sistema. De las variables que se encuentran involucradas en el sistema y que además son conocidas son la potencia real y reactiva en los nodos de carga, y en los nodos de generación se conoce a $|V|$ y P [4]. También se tienen incógnitas para cada caso, los métodos iterativos pueden llegar a converger a una solución. A continuación, se procede a utilizar la forma polar, para los elementos de la matriz de admitancia en las ecuaciones (10) y (11):

$$P_m = \sum_{i=1}^n |V_m||V_i| [G_{mi} \cos(\theta_i - \theta_m) - B_{mi} \sin(\theta_i - \theta_m)] \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (12)$$

$$Q_m = - \sum_{i=1}^n |V_m||V_i| [G_{mi} \sin(\theta_i - \theta_m) + B_{mi} \cos(\theta_i - \theta_m)] \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (13)$$

Una vez definidas las funciones $P_m(X) = P_m$ y $Q_m(X) = Q_m$ en función de las incógnitas representadas vectorialmente [4], las inyecciones de la potencia especificada en los nodos de carga son cantidades conocidas y la comparación contra los valores calculados permite calcular los ajustes de las variables.



En este método, las ecuaciones se escriben de la forma $F(x) = 0$ por lo tanto, solamente se despejan los valores anteriores de potencias en función del vector para así igualar a cero dichas ecuaciones:

$$F_{P_m} = P_m(X) - P_m = 0 \quad m = 1, 2, 3, \dots, n - 1 \quad (14)$$

$$F_{Q_m} = Q_m(X) - Q_m = 0 \quad m = 1, 2, 3, \dots, n - 1 \quad (15)$$

La relación que existe entre el vector de incógnitas y el de vector de funciones es la matriz de primeras derivadas parciales o Jacobiano. Los elementos de esta matriz para el problema de flujos de potencia quedan expresados como sigue:

$$H_{mm} = -\frac{\partial P_m}{\partial \delta_m} = -Q_m - B_{mm}|V_m|^2 \quad (16)$$

$$N_{mm} = \frac{\partial P_m}{\partial |V_m|} |V_m| = P_m + G_{mm}|V_m|^2 \quad (17)$$

$$J_{mm} = \frac{\partial Q_m}{\partial \delta_m} = P_m - G_{mm}|V_m|^2 \quad (18)$$

$$L_{mm} = \frac{\partial Q_m}{\partial |V_m|} |V_m| = Q_m - B_{mm}|V_m|^2 \quad (19)$$

En el siguiente capítulo, se explicará de forma simplificada el proceso del método de Newton-Raphson en un diagrama de flujo y se realizará un ejemplo del estudio de flujos de potencia en un sistema base.

2.1.1.2 Método De Flujos De Potencia En Corriente Continua

El método de solución de flujos de potencia en corriente directa (también llamado flujo de potencia linealizado), en la actualidad es ampliamente utilizado debido a que es un método



no iterativo, esto a pesar de que es una aproximación a la solución de flujos de potencia no lineales, para los cuales existen métodos como el de Newton-Raphson si el objetivo del estudio así lo requiere. Cabe mencionar que no busca una función para reemplazar un método no lineal [6].

Este método tiene ciertas ventajas dentro del estudio de flujos de potencia comparado con los métodos no lineales, por ejemplo:

- Los valores arrojados por este método poseen un margen de error mínimo comparado con el modelo no lineal
- Se reduce considerablemente el esfuerzo computacional necesario para el análisis de sistemas de gran tamaño.
- Es muy conveniente la aplicación de esta aproximación en algunos casos, como por ejemplo: el análisis para la asignación de DFT.
- Entre mayor es el nivel de tensión en el sistema de transmisión, los valores presentan mayor aproximación.
- Para este modelo no es necesario tomar en cuenta la magnitud de tensión nodal y el flujo de potencia reactiva.

Para la aplicación de este método se debe tener en cuenta que se hacen las siguientes aproximaciones [7]:

- $\theta_i \approx \theta_j$: Se supone una mínima diferencia angular entre los nodos de estudio.
- $R_{ij} \ll X_{ij}$: El valor de resistencia de las líneas que interconectan los nodos bajo estudio debe de ser mucho menor con respecto a la reactancia de la misma línea.
- $V_i \approx 1 \text{ p.u.}$: Se supone un perfil plano de tensión e igual a 1 p.u.

En los sistemas de transmisión es factible poder cumplir con las consideraciones anteriores, pero no en sistemas de distribución, donde la relación resistencia-reactancia de

las líneas es alta, por lo tanto, entre menor sea el nivel de tensión mayor es la presencia de pérdidas por efecto Joule.

Dadas las consideraciones anteriores, se procede a explicar la formulación del modelo de flujo de carga linealizado [8].

Considere el modelo equivalente π de una línea de transmisión como se muestra en la figura 2.2:

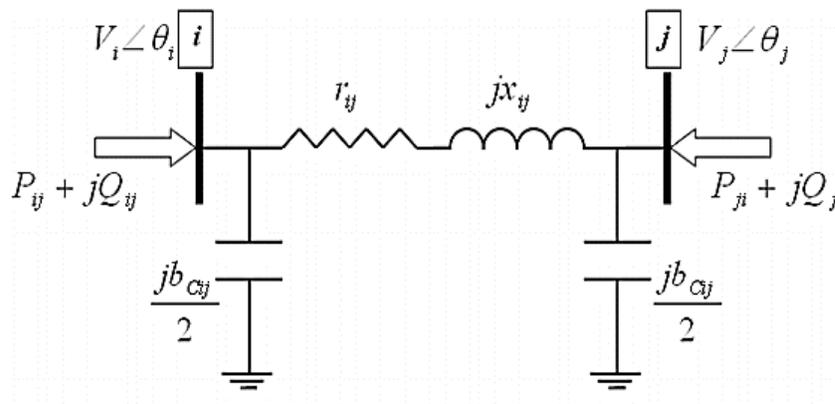


Fig. 2.2. Modelo equivalente π de una línea de transmisión. Fuente: [8]

Las ecuaciones generales para el cálculo de potencia activa y reactiva en el sistema se representan como sigue:

$$P_{ij} = g_{ij} * V_i^2 - V_i * V_j * (g_{ij} * \cos \theta_{ij} + b_{ij} * \sen \theta_{ij}) \quad (20)$$

$$Q_{ij} = -b'_{ij} * V_i^2 - V_i * V_j * (b_{ij} * \cos \theta_{ij} - g_{ij} * \sen \theta_{ij}) \quad (21)$$

Donde,

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}, \quad b_{ij} = \frac{-x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}; \quad b'_{ij} = b_{cij} - \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$$

Tomando en cuenta la consideración del bajo valor de la resistencia en comparación con la susceptancia, se tiene la simplificación de la Ecuación (20), de esta manera la potencia activa queda como se muestra en la Ecuación (22),

$$P_{ij} = \frac{(V_i * V_j)}{x_{ij}} * (\text{sen } \theta_{ij}) \quad (22)$$

Asumiendo un perfil plano con valores de tensión iguales a 1.0 [p.u.] y una diferencia angular pequeña, se tiene que $\text{COS } \theta_{ij} \approx 1$ y $\text{SEN } \theta_{ij} \approx \theta_{ij}$, la potencia reactiva, de acuerdo a la Ecuación (21), es despreciable y la potencia activa se obtiene como sigue,

$$P_{ij} = \frac{(\theta_i * \theta_j)}{x_{ij}} \quad (23)$$

Para la Ecuación (23), también es posible asociarle un modelo de línea de transmisión excitado con una fuente de corriente continua de la misma magnitud que la potencia activa neta inyectada a los nodos. En la figura 2.3 se muestra dicha representación,

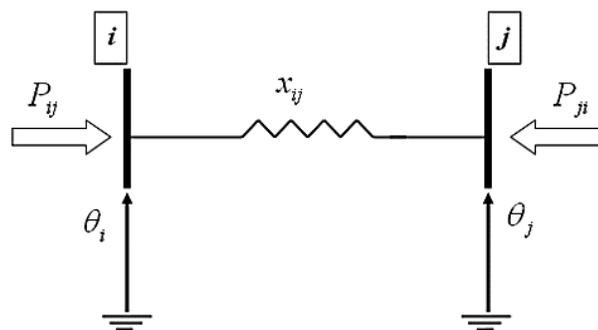


Fig. 2.3. Modelo equivalente de una red bajo estudio de flujos de potencia DC. Fuente: [8].



2.2 FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO

El flujo de potencia óptimo (FPO) es un tema clave para desarrollar el cálculo de los DFT, debido a que su asignación se evalúa en un escenario de flujo de potencia óptimo, esto con sus debidas restricciones de seguridad que se mencionarán más adelante. El objetivo principal de obtener la solución al problema de FPO es determinar un programa de arranque y paro de las unidades de generación para satisfacer la demanda de un sistema, al mínimo costo de producción, incluyendo un conjunto de restricciones operativas de las unidades de generación y de los sistemas de potencia que deben satisfacerse, a través del ajuste de las variables de control [9].

La explicación anterior, justifica la obtención de un esquema de los precios nodales variantes debido al hecho de tener o no tener la capacidad de proveer de manera óptima la energía.

A continuación, se presenta una clasificación de lo que son los flujos de potencia óptimos, un tema derivado del despacho económico.

2.2.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMOS EN CORRIENTE ALTERNA

El estudio de flujos de potencia óptimo en la actualidad permite la planeación y diseño, incluso hasta la operación de los sistemas eléctricos, como ya se mencionó su objetivo es optimizar las condiciones de operación en estado permanente de un SEP.

Cabe mencionar que la formulación de este problema, generalmente puede llevar a la necesidad de solucionar un sistema de ecuaciones no lineales y usualmente de no convergencia. Existen distintos métodos de solución para los FPO como, por ejemplo:

1. Multiplicadores de Lagrange
2. Solución por programación lineal



3. Matriz de Ponderación
4. Algoritmos Genéticos

Por conveniencia, el problema de flujos de potencia óptimos o de despacho económico, matemáticamente puede expresarse como sigue [9]:

$$\begin{aligned} & \text{Min. } f(x, u) \\ & \text{s. a. } h(x, u) = 0 \\ & \text{y } g(x, u) < 0 \end{aligned} \tag{24}$$

En resumen, la función objetivo es utilizada para optimizar el despacho de energía. Por lo tanto, su empleo tiene su cometido en lo siguiente:

1. Minimizar el costo de generación
2. Minimizar las pérdidas de transmisión de potencia activa y reactiva
3. Minimizar el costo por interrupción de carga
4. Minimizar emisiones contaminantes por parte de los generadores térmicos

2.2.2 FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMOS EN CORRIENTE DIRECTA

Una vez mencionadas las ventajas que representa el uso del método de flujo de potencia linealizado, se procede a explicar el método de Flujos de Potencia Óptimos en Corriente Directa (FPO-CD). Los objetivos de la aplicación de este método son idénticos a los explicados en el apartado anterior.

Usualmente durante el análisis de un sistema de potencia, la potencia activa y reactiva se consideran como variables independientes, dentro del mercado son dos productos totalmente diferentes en donde la potencia activa es un bien comerciable, mientras que la potencia reactiva es más bien un servicio auxiliar a cargo del operador del sistema [10]. Es por ello que, el problema de Flujos de Potencia Óptimo se puede abordar usando el modelo



simplificado que se muestra en la figura 2.3 y es lo que da origen al FPO-DC en donde se ignoran las pérdidas y linealizando las ecuaciones de flujos de potencia [11].

2.2.3 FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMOS CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD

En la representación matemática (24) se puede observar que, dentro de las variables inmersas, se ignora el procedimiento estándar de las restricciones de seguridad que se imponen en un SEP. Los estudios de Flujos Óptimos de Potencia con Restricciones de Seguridad (FPO-RS) tienen como finalidad brindar protección al sistema de potencia ante situaciones de contingencia en estado permanente. Cabe señalar que más adelante cuando se explique la formulación de los DFT, en cual se plantea que deben de tomarse en cuenta los límites en condiciones de contingencia.

Uno de los objetivos del problema de FPO-RS es minimizar el costo esperado de la operación del SEP, al igual que en su versión sin restricciones de seguridad. La diferencia es que este costo esperado incluye tanto el costo para operar el sistema en estado normal (pre-contingencia), así como el costo para cada uno de los posibles estados de contingencia, (post-contingencia). Matemáticamente, la función objetivo de los FPO-RS se pueden representar como sigue [9]:

$$F^{obj} = \min \left\{ C^0 + \sum_{k=1}^K C^k \right\} | Y^o, Y^k \quad (25)$$

2.3 REFORMA ENERGÉTICA EN MÉXICO

Esta reforma constitucional que fue presentada a mediados del 2013 y después de su debido proceso, se publica la promulgación por parte del poder Ejecutivo a finales del mismo año. En este documento, se promueve el desarrollo de un sistema eléctrico nacional basado en principios técnicos y económicos bajo la conducción y regulación del Estado. De los



puntos más importantes se tiene la modificación en la planeación y de control del Sistema Eléctrico Nacional, así como en el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, para celebrar contratos con particulares y vender la energía que generen [12]. Es por ello que más adelante, cuando se explique qué son los derechos financieros de transmisión, esta modificación y/o adición que se efectúa a los artículos 25, 27 y 28 es el parteaguas para la utilización de los DFT en el sistema de Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano. Específicamente en el artículo 25 en donde se menciona que la ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y promoverá la competitividad del sector privado.

Cabe destacar que, dentro de la Reforma Energética, en el transitorio décimo sexto, se designa al CENACE como el encargado de operar el Mercado Eléctrico Mayorista [2].

2.3.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

A partir de las modificaciones y adiciones constitucionales realizadas en materia de energía, se tiene la liberalización del mercado eléctrico y por ello la inclusión del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La Comisión Reguladora de Energía (2014) explica que en este mercado los participantes tendrán la capacidad de vender y comprar energía eléctrica y todos los productos asociados disponibles [12]. Como fue definido ante las instituciones pertinentes, este mercado será totalmente operado por el CENACE, así que las solicitudes serán dirigidas por los participantes a esta institución.

El MEM está conformado por divisiones de mercado dentro de las cuales se encuentra: el Mercado de Energía a Corto Plazo, el Mercado de Balance de Potencia, el Mercado de Certificados de Energías Limpias, Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, Subastas a Mediano y Largo Plazo. Enfocado en el objetivo de este documento, se estudiará más a fondo las dos últimas divisiones para la aplicación y asignación de DFT en el mercado.

En la figura 2.4, se puede observar la estructura definida por el CENACE, en donde hace presencia las subastas de DFT en sus distintos periodos.

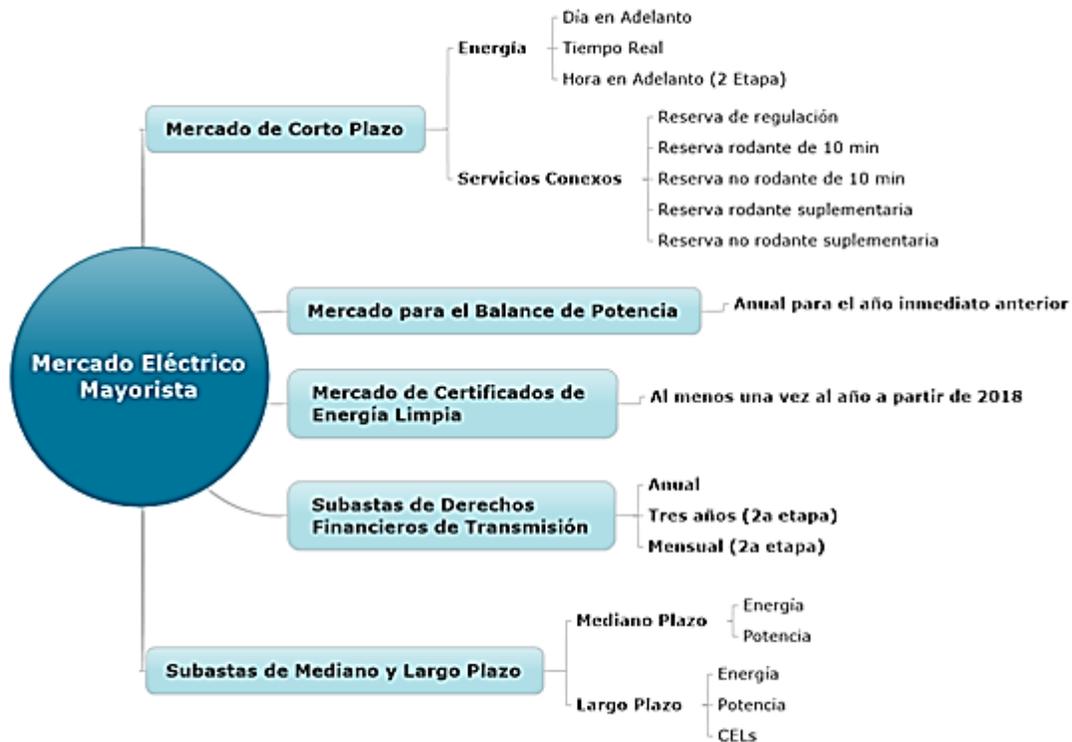


Fig. 2.4. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista. Fuente: CENACE.

2.3.2 GENERADORES

Un generador es un permisionario que cuenta con centrales eléctricas que generen más de 0.5 MW [12] los cuales de manera diaria venderán su energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista. Actualmente está vigente el mercado de venta de un día en adelante, y el mercado de tiempo real, además se tiene previsto desarrollar el mercado con una hora en adelante. De igual forma, estos generadores pueden participar en las subastas de largo plazo que se realizan para asegurar el abastecimiento a los suministradores y realizar contratos con los usuarios para vender la electricidad y los productos asociados.



2.3.3 SUMINISTRADORES

Los Suministradores de Servicios son todos aquellos usuarios que realizarán la actividad de proveer el servicio eléctrico a todos los usuarios que no participan en el MEM. Se puede interpretar el papel de los Suministradores como un revendedor de energía eléctrica obtenida en la demanda del mercado. Existen Suministradores de Servicios Básicos y Suministradores de Servicios Calificados. Sin embargo, existen ciertas diferencias entre estas dos clasificaciones, por ejemplo, los primeros tienen la obligación de dar el servicio universal en la zona que opera, esto para evitar la mala discriminación de usuarios. En estos momentos el único Suministrador de Servicios Básicos es la Comisión Federal de Electricidad, a pesar de esto, existe una convocatoria abierta por parte de la CRE para prestar este servicio [12].

2.3.4 USUARIOS

En cuanto a la clasificación de Usuarios participantes en el MEM, se tienen dos vertientes importantes, la primera denominada Usuario Calificado implica que se cuenta con grandes centros de carga, del orden de 1 MW o mayores, los cuales tienen que ser abastecidos. Este tipo de usuarios tienen la libertad de conseguir directamente la energía o a partir de Suministradores de Servicios Calificados. Por otro lado, los Usuarios de Servicios Básicos son todos aquellos que no se encuentren registrados como Usuarios Calificados, y a diferencia de estos, no pueden participar en el MEM, ya que tienen que conseguir la energía eléctrica a partir de un Suministrador de Servicios Básicos [12].

2.3.5 PRODUCTOS ASOCIADOS

Estos productos son parte del MEM y están vinculados a la operación y desarrollo del sector industrial y están planeados para que el Sistema Eléctrico Nacional funcione de la manera más eficiente [12]. Los productos que constituyen esta clasificación son: Potencia, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, Servicios Conexos



y Demanda Controlable [13]. Cabe mencionar que todos estos productos mencionados poseen un valor comercial para su compraventa la cual es efectuada en el marco del MEM a través de contratos y su disponibilidad estará apegada a la capacidad y al tipo de tecnología del participante que quiera adquirirlos.

2.3.6 DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN EN MÉXICO

Es un producto asociado el cual cede a quien lo posea el derecho, como su nombre lo indica, a un flujo de efectivo positivo o negativo, dependiente de la cantidad de energía que circule a lo largo de un tramo establecido de línea de transmisión [2]. La adquisición de estos DFT será a través de Contratos de Interconexión en donde el titular está obligado a pagar o en su caso a cobrar la diferencia del precio que resulte desde el nodo de origen y el nodo de consumo. De lo anterior viene la importancia del análisis de los precios nodales, ya que de esto dependerá que los participantes del MEM opten por conseguir los DFT. Estos derechos financieros no otorgan el derecho físico de usar la red de transmisión [12].

2.3.6.1 Derechos Financieros De Transmisión Legados

Esta clasificación de los Derechos Financieros de Transmisión exhibe la posibilidad del encargado de regular las transacciones dentro del MEM para obligar los participantes involucrados en estos DFT a pagar o cobrar, dependiendo si el resultado del evento fue una renta positiva o negativa. Esta modalidad del producto asociado se está implementando en la actualidad en nuestro país de acuerdo a las Bases del Mercado Eléctrico y el CENACE es el encargado de la estipulación de los DFT Legados asignables a los participantes que cumplan con los requisitos especificados en el manual. Una vez expuestos los participantes elegibles, el cálculo para su asignación, depende de situaciones como la obtención de datos estáticos y dinámicos de las centrales elegibles, los factores de distribución de carga que posean, promedios de consumo y generación de energía, entre otros aspectos [2].



2.3.7 SISTEMA DE PRECIOS NODALES

Este sistema está conformado por los costos marginales para satisfacer un incremento de demanda en un nodo determinado. Es decir, si existe un incremento en el consumo de un lado de la línea, o una congestión, los costos de las pérdidas en el sistema serán considerados dentro de los precios en los nodos [14]. Este sistema es ampliamente utilizado por los mercados eléctricos en el mundo como por ejemplo en el PJM de Estados Unidos [15], en Argentina, solo por nombrar algunos. A pesar de no ser utilizado en su totalidad este sistema resulta el más adecuado cuando la estructura del sistema eléctrico tiende a presentar periodos de congestión y que con ello los precios en los nodos se eleven de forma crítica y que no se puedan tomar en cuenta para su cobro o pago. A diferencia del Sistema de Precios Zonales, la consideración de aumento en periodos de congestión es permanente y no solamente cuando estos se susciten.

2.3.8 CONGESTIÓN EN LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Estos periodos de congestión se presentan en un Sistema Eléctrico de Potencia cuando la capacidad de la línea se ve forzada a satisfacer la demanda y esta supera los valores para la cual fue diseñada. Esta congestión en la transmisión limita la capacidad de la línea en cuestión, por ello el estudio de los flujos de potencia en ciertos tramos permitirá distribuir estas cargas en los diferentes generadores que estén conectados a la carga demandante. Los precios nodales más elevados corresponden al norte del país [16] y estas zonas de congestión son las que se verían con mayor beneficio y alivio al contar con la implementación de Derechos Financieros de Transmisión que estipulen la correcta distribución, previendo el ámbito económico y de esta manera, evitar el riesgo en las líneas de transmisión por un periodo de alta densidad de congestión.



2.4 DERECHOS DE TRANSMISIÓN

En la actualidad, se derivan dos conceptos a partir de los derechos relacionados con el flujo de potencia a través de las líneas de transmisión: Derechos Físicos de Transmisión y Derechos Financieros de Transmisión. Cada instrumento con sus diferentes aplicaciones y alcances dentro de un mercado eléctrico. A continuación, se explica brevemente el concepto, clasificación y las funciones principales de cada uno.

2.4.1 DERECHOS FÍSICOS DE TRANSMISIÓN

Los Derechos Físicos de Transmisión (PTR, por sus siglas en inglés) es una forma de derecho de transmisión donde el propietario, tendría la garantía de utilizar libremente un tramo de línea de transmisión entre dos nodos en periodos de congestión, esto proporcionalmente a los derechos que posea [17].

Este tipo de derechos de transmisión tiene un objetivo muy parecido a su similar financiero; que es proporcionar cobertura al propietario ante los periodos de congestión. Como resultado de retener una cierta cantidad de estos instrumentos del mercado, será como una *reducción* artificial de la capacidad de las líneas de transmisión [18]. Es decir, a comparación de lo DFT, los límites de transmisión se ven directamente afectados debido a su estrecha relación con la cantidad de potencia que fluye a través de dicha línea, la cual está a cargo del poseedor de los PTR.

2.4.2 DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN

Los Derechos Financieros de Transmisión (FTR, por sus siglas en inglés) es un concepto introducido por William Hogan hace casi dos décadas, es una herramienta de cobertura al riesgo local inherente a los precios marginales locales. Los DFT tienen cuatro propósitos principales [19]:

1. Proveer cobertura para las diferencias de precios nodales.



2. Proveer suficiencia adquisitiva con contratos por diferencias.
3. Distribuir los excedentes de comercialización acumulados durante las operaciones de mercado.
4. Proveer un estimado de precio a los desarrolladores de transmisión y generación.

En esencia, los DFT son un instrumento financiero que otorga al poseedor el derecho de la obtención de rentas por congestión, pero no el control físico de la capacidad de transmisión [20]. El FOP-RS mostró las limitantes que los derechos de transmisión físicos tienen para ofrecer esa cobertura ante el riesgo financiero, el cual sufrían los participantes de mercado [21]. Por lo tanto, se tuvo la necesidad de redefinir los derechos de transmisión como un instrumento financiero que proporcione una estrecha relación entre las redes de transmisión y el mercado spot organizado bajo un régimen de oferta, restricciones de seguridad y despacho económico. Lo anterior se puede lograr de distintas maneras, es por ello que existen varios modelos de DFT los cuales se describirán en el siguiente apartado.

2.4.3 CLASIFICACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN

Existen clasificaciones de los derechos financieros de transmisión estrictamente definidas, cada una con sus ventajas, desventajas y complejidad de implementación. Según [21] se tienen cuatro diferentes tipos de DFT, pero un factor crucial es la mezcla realizada en las formulaciones de ingeniería eléctrica y el mercado económico. Si se hace una clasificación simplificada, entonces se tiene una combinación entre dos configuraciones de derechos, punto a punto y Flowgate, y dos tipos de arreglos financieros: obligación y opción. Por lo tanto, se tiene las siguientes combinaciones:

1. Derechos Financieros de Trasmisión punto a punto tipo obligación.
2. Derechos Financieros de Transmisión punto a punto tipo opción.
3. Derechos Financieros de Transmisión Flowgate tipo obligación.
4. Derechos Financieros de Transmisión Flowgate tipo opción.

De acuerdo a lo desarrollado en [21], en la Tabla 2-3, se observa el resumen de fórmulas.



Tabla 2-4. Resumen de formulación DFT. Fuente: [21].

TIPO DE DFT	FORMULACIÓN
Punto a Punto, Obligación	$P_{destino} - P_{origen}$
Punto a Punto, Opción	$\max(0, P_{destination} - P_{resource})$
Flowgate, Obligación	$\sum_{k=1}^K \eta_k f_{fk}^f$ $\eta_k = \text{Precio sombra}$ $f_{fk}^f \geq 0, \text{Cantidad de flowgate}$
Flowgate, Opción	$\sum_{k=1}^K \eta_k f_{fk}^0$ $\eta_k = \text{Precio sombra}$ $f_{fk}^0 \geq 0, \text{Cantidad de flowgate}$

2.4.4 DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN PUNTO A PUNTO

Esta clasificación de DFT se basan en la inyección y retiro entre dos puntos, continuos o no. Es decir, la volatilidad del precio nodal que pueda existir entre dichos nodos va a ser la base sobre la que se aplique esta cobertura proporcionada por los DFT punto a punto (PTP). Existe la posibilidad de que el flujo de carga se transmita en cualquiera de las dos direcciones y esto va dar cabida a la posibilidad de que cualquier de los participantes del mercado inmersos en estos dos puntos mencionados pueda tanto “cobrar” o “pagar”, según sea el caso, los DFT adquiridos.

En el trato financiero de “obligación” (DFT PTPOB), como su nombre lo dice, implica la obligación de los participantes de cobrar cuando la diferencia de precios nodales de resultado positivo o pagar cuando la diferencia de los precios nodales de como resultado un número negativo. Aplicados en el MEM, esto puede basarse en los resultados de la diferencia de los precios establecidos en el MDA para los puntos de inyección y retiro.

En el trato financiero de “opción” (DFT PTPOP) da la facultad al poseedor del instrumento de cobrar el monto resultante de la diferencia de precios entre dos puntos, pero



a diferencia de la modalidad anterior, no obliga a pagar el monto resultante en caso de una renta negativa. Esto podría significar una desigualdad de cobertura entre los mismos PML, es por ello que se considera una mayor complejidad de implementación.

2.4.5 DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN FLOWGATE

También conocidos como DFT “Flow-based”, está más enfocado en un mercado descentralizado y con precios zonales [14], y proporcionan al poseedor la capacidad de obtener las rentas por congestión, calculadas con base en el precio sombra de la misma restricción al flowgate, esto quiere decir que se considera la referencia de los precios en un ambiente de competencia perfecta en un mercado spot [20]. Cabe mencionar que estos precios sombra serán diferentes de cero siempre y cuando exista un estado de congestión en la red. Estos derechos fueron formulados para contrarrestar la volatilidad provocada por la congestión en las redes de transmisión y de esta manera permitir la coordinación de los flujos de carga permitidos por zonas.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CÁLCULO DE PRECIO MARGINAL LOCAL

3.1 SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA POR NEWTON-RAPHSON

Para aprender el proceso de solución de los flujos de potencia en un Sistema Eléctrico de Potencia se realizó la resolución de un sistema de cuatro nodos. A continuación, en la figura 3.1 se muestra el sistema de prueba el cual estará bajo estudio a lo largo del desarrollo de este documento. Los parámetros de los elementos de este sistema se presentan en el Anexo B.

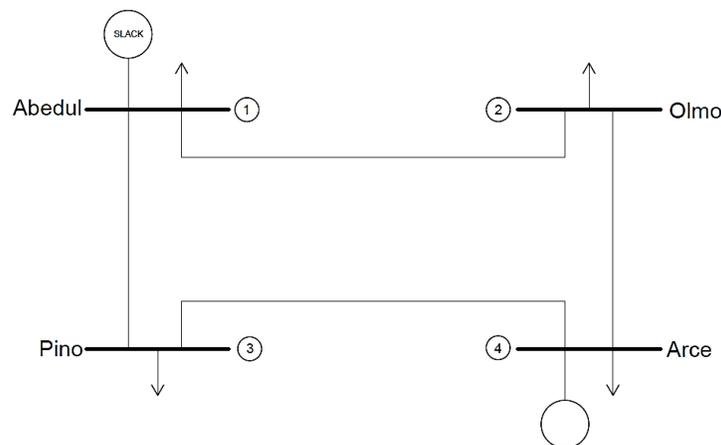


Figura 3.1 Sistema de 4 nodos de Stevenson. Fuente: [4].



Primeramente, se realiza la construcción de la matriz de admitancias nodal correspondiente al sistema de la figura 3.1.

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 8.98 - j44.83 & -3.81 + j19.07 & -5.16 + j25.84 & 0 \\ -3.81 + j19.07 & 8.98 - j44.83 & 0 & -5.16 + j25.84 \\ -5.16 + j25.84 & 0 & 8.19 - j40.86 & -3.02 + j15.11 \\ 0 & -5.16 + j25.84 & -3.02 + j15.11 & 8.19 - j40.86 \end{bmatrix} \quad (26)$$

Posteriormente, los valores de la matriz de admitancias se convierten en su forma polar, es decir, dada por su magnitud y ángulo.

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 45.72 \angle -78.67 & 19.44 \angle 101.29 & 26.35 \angle 101.31 & 0 \\ 19.44 \angle 101.29 & 45.72 \angle -78.67 & 0 & 26.35 \angle 101.31 \\ 26.35 \angle 101.31 & 0 & 41.67 \angle -78.66 & 15.40 \angle 101.30 \\ 0 & 26.35 \angle 101.31 & 15.40 \angle 101.30 & 41.67 \angle -78.66 \end{bmatrix} \quad (27)$$

Una vez que se construye la matriz de admitancia, se formulan las ecuaciones generales del sistema de acuerdo a sus características nodales, en este caso los valores desconocidos dependen de los valores de potencia:

$$F(P_2) = |V_2|^2 G_{22} + |V_2 V_1 Y_{21}| \cos \theta_{21} + |V_2 V_4 Y_{24}| \cos \theta_{24} \quad (28)$$

$$F(P_3) = |V_3|^2 G_{33} + |V_3 V_1 Y_{31}| \cos \theta_{31} + |V_3 V_4 Y_{34}| \cos \theta_{34} \quad (29)$$

$$F(P_4) = |V_4|^2 G_{44} + |V_4 V_2 Y_{42}| \cos \theta_{42} + |V_4 V_3 Y_{43}| \cos \theta_{43} \quad (30)$$

$$F(Q_2) = -|V_2|^2 B_{22} + |V_2 V_1 Y_{21}| \sin \theta_{21} + |V_2 V_4 Y_{24}| \sin \theta_{24} \quad (31)$$

$$F(Q_3) = -|V_3|^2 B_{33} + |V_3 V_1 Y_{31}| \sin \theta_{31} + |V_3 V_4 Y_{34}| \sin \theta_{34} \quad (32)$$

$$F(Q_4) = -|V_4|^2 B_{44} + |V_4 V_2 Y_{42}| \sin \theta_{42} + |V_4 V_3 Y_{43}| \sin \theta_{43} \quad (33)$$



Los componentes de la matriz se obtienen, realizando derivadas parciales para cada término.

Por último, se efectúa el método iterativo de Newton-Raphson, el sistema de ecuaciones queda de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \varphi_2 \\ \varphi_3 \\ \varphi_4 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}_{k+1} = \begin{bmatrix} \varphi_2 \\ \varphi_3 \\ \varphi_4 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}_k - [J]^{-1} \begin{bmatrix} F(P_2) \\ F(P_3) \\ F(P_4) \\ F(Q_2) \\ F(Q_3) \\ F(Q_4) \end{bmatrix} \quad (34)$$

Es importante establecer un valor de tolerancia que ayude a identificar si el método converge a una solución, en este caso, se utiliza el Método de Newton-Raphson con una tolerancia del 0.01%. Este método se implementó en un programa desarrollado en MATLAB, cuyo código se encuentra en la sección de Anexos A.1. El diagrama de flujo para el programa desarrollado se muestra en la figura 3.2. Los resultados de la corrida de flujos de potencia para el sistema de cuatro nodos de Stevenson se muestran en la Tabla 3-1:

Tabla 3-1 Tabla comparativa para los resultados de la Figura 3.2.

VARIABLE	RESULTADO	
	Procedimiento paso a paso	Programa en MATLAB
φ_1	0°	0°
φ_2	-0.97°	-0.98°
φ_3	-1.8°	-1.82°
φ_4	-1.5°	-1.52°
V_1	1.00 pu	1.00 pu
V_2	0.99 pu	0.98 pu
V_3	0.96 pu	0.97 pu
V_4	1.02 pu	1.02 pu

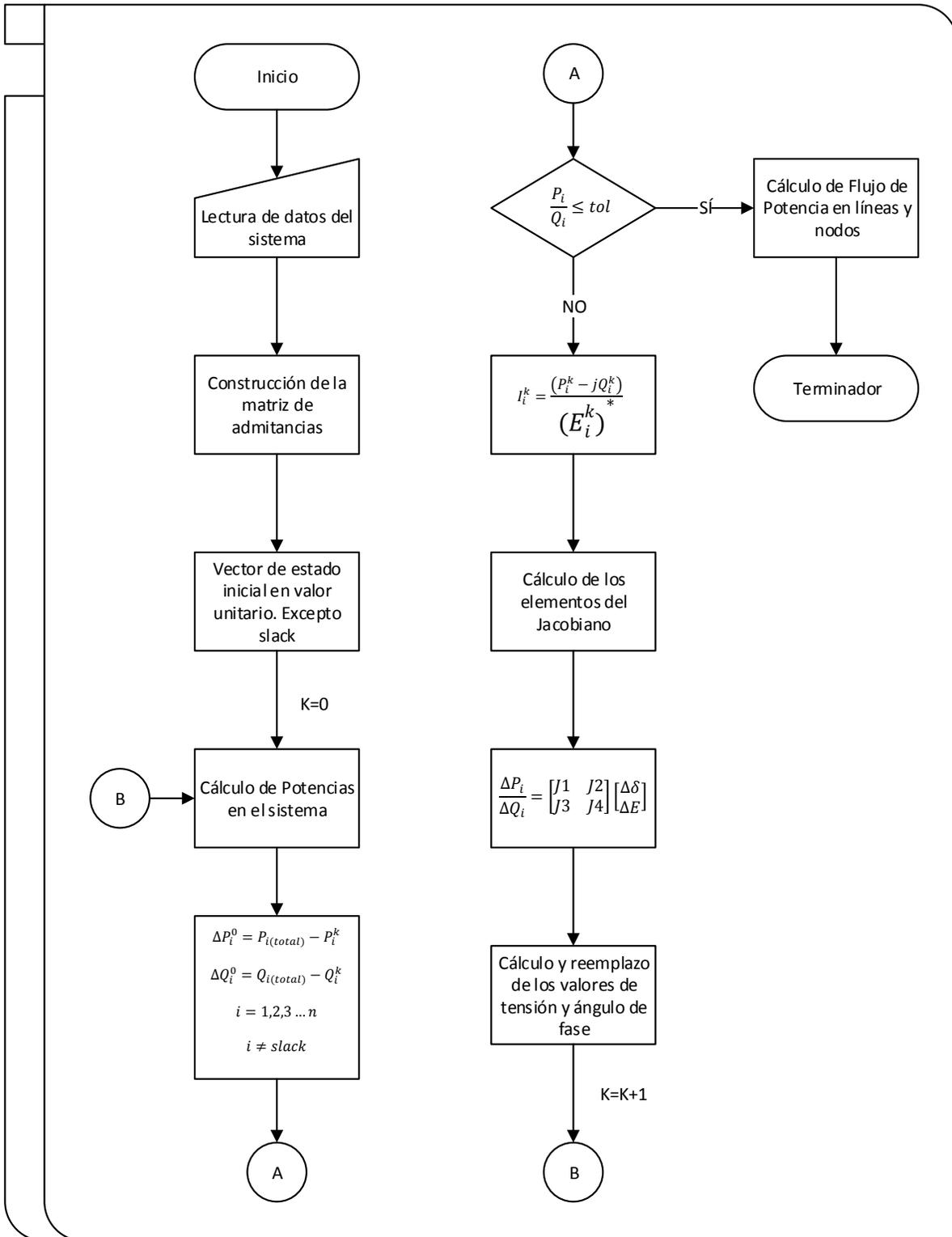


Figura 3.2 Diagrama de flujo de la solución de flujos de potencia por el método Newton-Raphson



3.2 PRECIO MARGINAL LOCAL EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

La comercialización de la energía en un Sistema Eléctrico de Potencia en el MEM requiere establecer los precios para cada punto de inyección o consumo. Una vez que se obtienen los resultados de flujos de potencia óptimos en un SEP, se procede a calcular los precios en los nodos del sistema, estos serán la base para el cálculo de Derechos Financieros de Transmisión, ya que muestran las afectaciones de costos por la congestión en las líneas de transmisión.

En esta sección se describe la estrecha relación que tiene la volatilidad de los PML debido a las limitaciones de las líneas en un SEP, ya posicionándose en un contexto real del Mercado Spot.

3.2.1 CÁLCULO DEL PRECIO MARGINAL LOCAL

Retomando el concepto de los Precios Marginales Locales (PML) en un SEP, se pueden definir como el costo marginal por proveer 1 MW de energía eléctrica en un nodo en específico, considerando así, las componentes marginales de: generación, congestión y pérdidas [22].

De acuerdo a su definición, se puede afirmar que los PML están conformados por tres componentes, las cuales en su representación matemática se expresan como sigue [23]:

$$\lambda_i = \lambda_{ene} + \lambda_{con} + \lambda_{per} \quad (35)$$



3.2.2 VARIACIÓN DEL PRECIO MARGINAL LOCAL EN UN SEP

La volatilidad que existe en los PML de un sistema, representa un factor riesgo a la interacción entre participantes del MEM. Esta puede ser representada en diferentes escenarios para un mismo sistema, tanto en la configuración, como en la variación de la generación y demanda y la congestión en el sistema de transmisión, así como las pérdidas, entre otras. Los diferentes escenarios que pueden existir, para que varíe el PML de un SEP son [24] [25]:

1. Precio Marginal Local sin restricciones.
2. Precio Marginal Local diferente a cualquiera.
3. Precio Marginal Local mayor a la oferta más alta.
4. Precio Marginal Local igual a la oferta más baja.

Estos escenarios se simularon en el software Power World Simulator® (PWS®), por otro lado, se utilizará el sistema de prueba de uno de los libros de texto que se recomienda para los estudios de los sistemas eléctricos de potencia: Sistema de 4-nodos de Stevenson. Este sistema bajo estudio, a grosso modo, cuenta con 4 nodos, 2 generadores, 4 cargas y 4 líneas que interconectan el sistema. Los datos de línea y de nodos se especifican a detalle en la sección de Anexos en el apartado A.2.

Para comenzar, se tiene la certeza que la introducción de los datos extraídos de la literatura fue la correcta [4], se realizó una corrida de flujos de potencia como se muestra en la figura 3.1

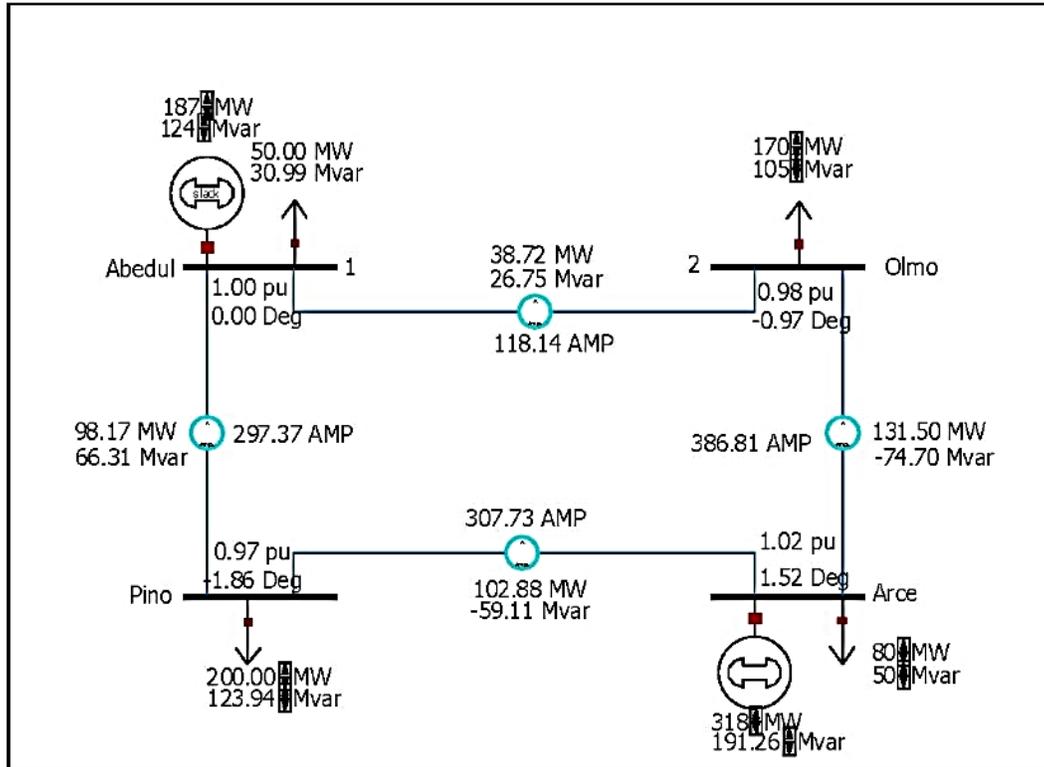


Fig. 3.1. Simulación de flujos de potencia del Sistema 4-buses de Stevenson en PWS®. Elaboración propia.

Los resultados obtenidos fueron comparados con los resultados obtenidos en la Tabla 3-1. Solamente se hace notar algunas variantes en los resultados por cuestiones de redondeo de cifras durante la resolución dentro del software. Cabe aclarar que, para dichos escenarios existen ciertas características del sistema que se definen de esta manera para facilitar la comprensión de la variación de PML.



Por ejemplo,

- a) Se realizan bajo un régimen de flujos de potencia óptimos (con y sin restricciones).
- b) Los costos de generación son supuestos y no se está intentando simular alguna situación real, se establecen de esta manera por fines meramente didácticos.
- c) Se respetaron los valores de impedancia de las líneas del sistema de prueba para los diferentes escenarios.
- d) Para cada escenario se especifican las condiciones en las que trabaja el sistema.
- e) El costo de generación fue definido de la manera siguiente: 10 \$/MWh para el generador del nodo 4 (Arce) y de 20\$/MWh para el generador situado en el nodo slack (Abedul).

3.2.2.1 Precio Marginal Local Sin Restricciones

En este escenario puede observarse en la figura 3.2, el flujo de carga hace caso omiso a la sobrecarga que se presenta en las líneas y es por ello que, por orden de mérito, el despacho se concentra en el generador 4 (Arce) correspondiente al de menor costo de generación. La resolución de los FPO, se realiza a través de un método de programación lineal y es por ello se obtiene una distribución de flujos diferentes a la que se observaron en la corrida de flujos de potencia anteriormente. Esto es debido a que se trata de minimizar el costo de despacho, y esta manera se tengan los precios más bajos en los puntos de consumo. En el sistema tenemos las siguientes disposiciones de consumo de las cargas, la suma total de los cuatro nodos es:

$$L_{N1} + L_{N2} + L_{N3} + L_{N4} = 50 \text{ MW} + 170 \text{ MW} + 200 \text{ MW} + 80 \text{ MW} = 500 \text{ MW} \quad (36)$$

La generación será dispuesta de la siguiente manera,

$$G_{N1} = 0 \text{ MW} \mid G_{N4} = 500 \text{ MW}$$

Por último, el flujo en las cuatro líneas que conforman el sistema, será el siguiente

$$FL_{1-2} = -60.70 \text{ MW} ; FL_{1-3} = 10.70 \text{ MW} ; FL_{2-4} = -230.70 \text{ MW} ; FL_{3-4} = -189.30 \text{ MW}$$

Por lo que el abastecimiento de las cargas de los cuatro nodos quedará repartido de la siguiente manera,

$$L_{N1} = (-FL_{2-4}) - L_{N2} - FL_{1-3} = 50 \text{ MW} \quad (37)$$

$$L_{N4} = (-FL_{2-4}) - (-FL_{1-2}) = 170 \text{ MW} \quad (38)$$

$$L_{N3} = (-FL_{3-4}) + FL_{1-3} = 200 \text{ MW} \quad (39)$$

$$L_{N4} = G_{N4} + (FL_{3-4} + FL_{2-4}) = 80 \text{ MW} \quad (40)$$

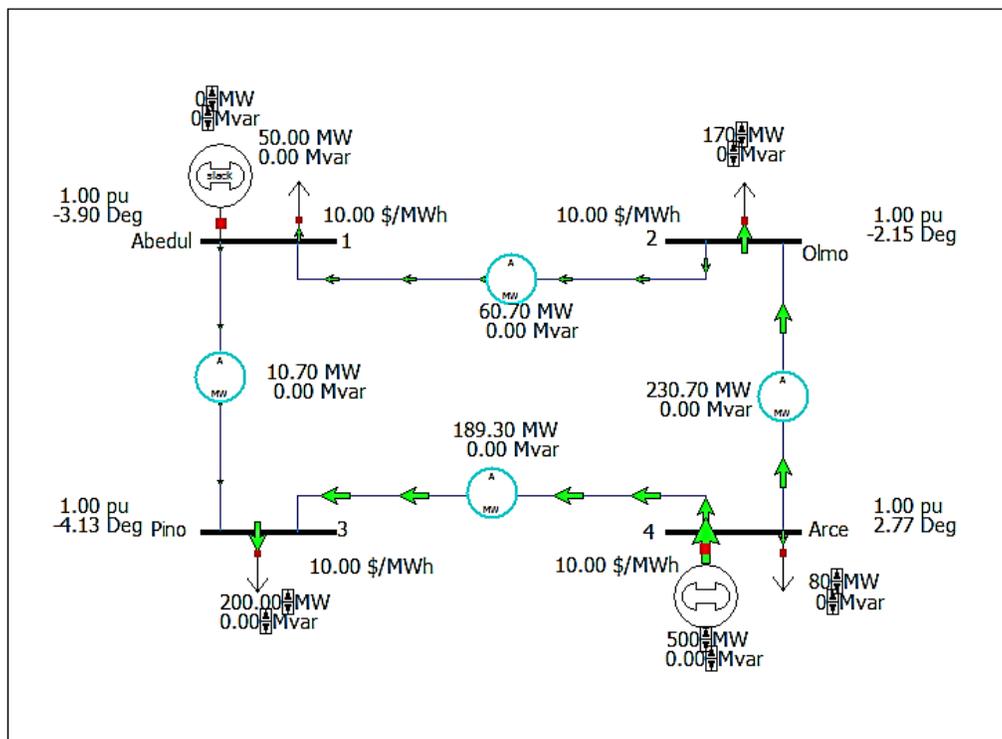


Fig. 3.2. Precio Marginal Local en un ambiente simulado. Escenario 1. Elaboración propia.

En la gráfica de la figura 3.3, se presenta la comparación de los costos de energía en los nodos del sistema,

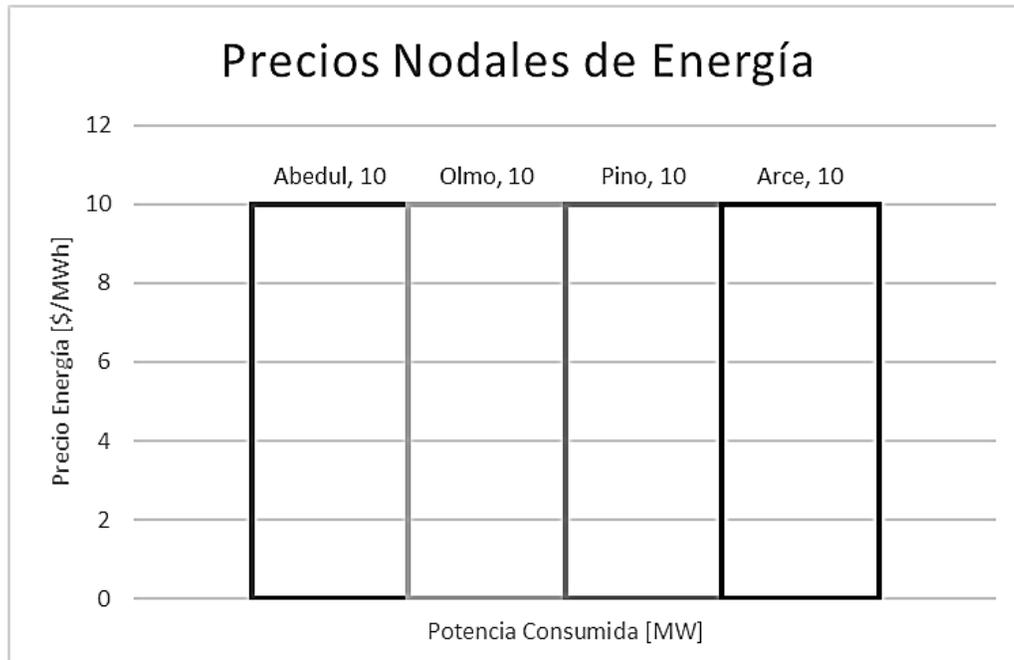


Fig. 3.3. Precios Nodales del Sistema en el Escenario 1. Elaboración propia.

3.2.2.2 Precio Marginal Local Diferente A Cualquiera

En este escenario se define un límite en la capacidad de transmisión en la línea que conecta el nodo 2 (Olmo) con el nodo 4 (Arce), esto con el objetivo de observar que, en un contexto real, las restricciones que existen debido a las capacidades de transmisión en una red suelen ser un factor crucial para la volatilidad de los PML.

Como se muestra en la figura 3.3, se procedió a simular el mismo sistema, pero ahora tomando en cuenta las restricciones de seguridad, por ello la necesidad de conocer el concepto de FOP-RS.

Por lo que, el despacho generación queda de la siguiente manera,

$$G_{N1} = 151 \text{ MW} \mid G_{N4} = 350 \text{ MW}$$

De modo que los flujos en las líneas quedarán de la siguiente manera,

$$FL_{1-2} = 20 \text{ MW} ; FL_{1-3} = 10.70 \text{ MW} ; FL_{2-4} = -230.70 \text{ MW} ; FL_{3-4} = -189.30 \text{ MW}$$

Entonces el abastecimiento de las cargas en los cuatro nodos quedará repartido de la siguiente manera,

$$L_{N1} = G_{N1} - (FL_{1-2} + FL_{1-3}) = 50 \text{ MW} \tag{41}$$

$$L_{N2} = FL_{1-2} + (-FL_{2-4}) = 170 \text{ MW} \tag{42}$$

$$L_{N3} = FL_{1-3} + (-FL_{3-4}) = 200 \text{ MW} \tag{43}$$

$$L_{N4} = G_{N4} + (FL_{2-4} + FL_{3-4}) = 80 \text{ MW} \tag{44}$$

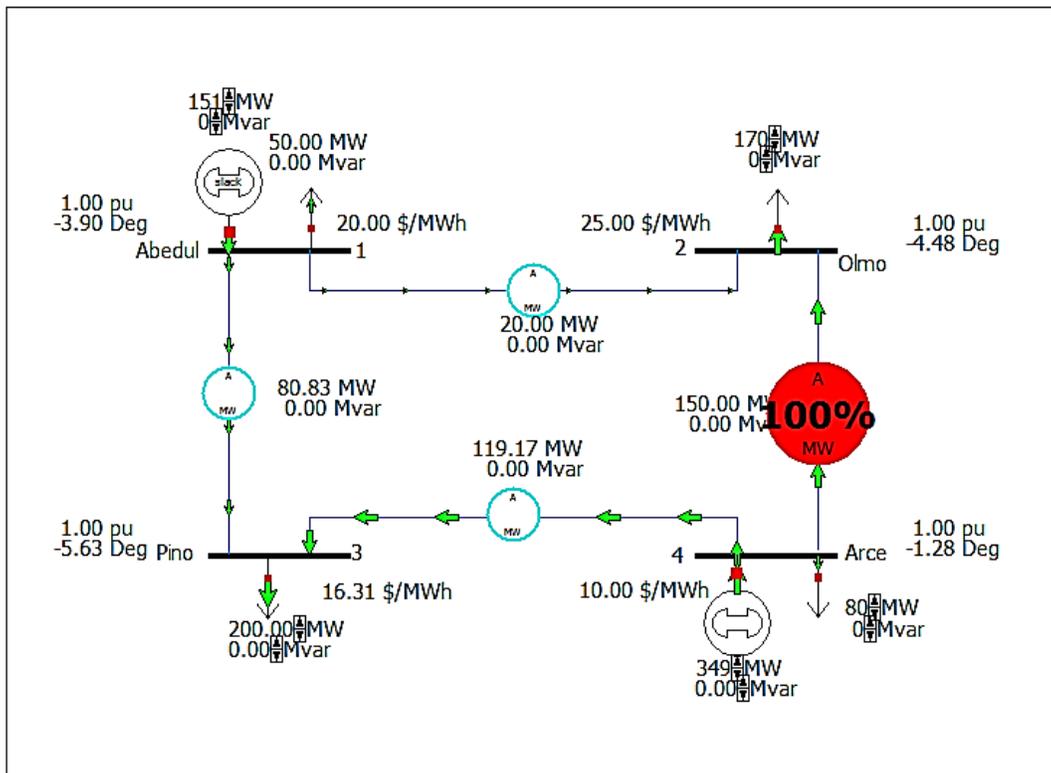


Fig. 3.4. Precio Marginal Local en un ambiente simulado. Escenario 2. Elaboración propia.



En este caso, se dará especial atención al PML del nodo 3 (Pino) debido a que el valor arrojado por el cálculo es diferente a cualquiera de los costos marginales de generación, ya que se aprecia un valor de 16.31 \$/MWh. Este precio es el resultado de la combinación del despacho proporcionado por las dos unidades generadoras, cada una en la proporción calculada.

Para representar el concepto del precio marginal local y el cómo se obtiene, la aportación de cada generador para un MW extra en el nodo 3 es,

$$PML_{N3} = 0.63 G_{\$N1} + 0.37 G_{\$N2} = 0.63 \left(20 \frac{\$}{MW} \right) + 0.37 \left(10 \frac{\$}{MW} \right) = 16.31 \frac{\$}{MW} \quad (45)$$

Se presenta la comparación de precios nodales en la gráfica de la figura 3.5,

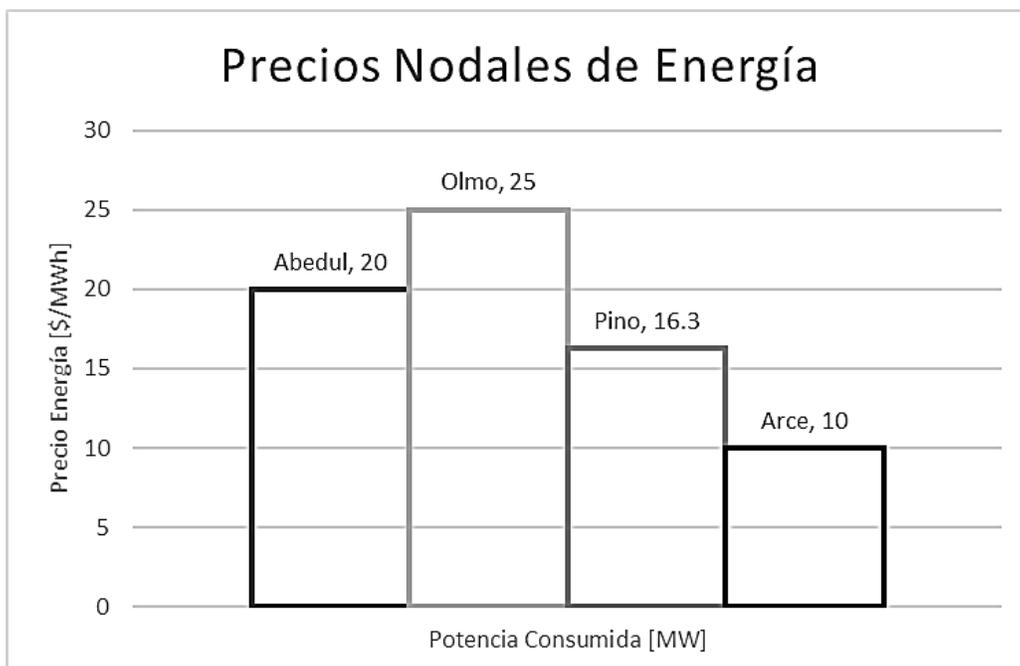


Fig. 3.5. Precios Nodales del Sistema en el Escenario 2. Elaboración propia.



3.2.2.3 Precio Marginal Local Mayor A La Oferta Más Alta

En este tercer escenario, la atención será para el nodo 2 (Olmo) en la figura 3.4, en donde el costo por el incremento de ese MW extra será considerablemente mayor a la oferta más cara por parte de las unidades generadoras. Esto se debe a la restricción en las líneas de salida de la unidad generadora más barata (Arce), ya que permite que la generación del nodo Abedul aporte mayor cantidad de flujo de carga hacia este nodo y de esta manera encarezca el PML.

Por lo que, el despacho generación queda de la siguiente manera,

$$G_{N1} = 192 \text{ MW} \mid G_{N4} = 308 \text{ MW}$$

De modo que los flujos en las líneas quedarán de la siguiente manera,

$$FL_{1-2} = 42 \text{ MW} ; FL_{1-3} = 100 \text{ MW} ; FL_{2-4} = -128 \text{ MW} ; FL_{3-4} = -100 \text{ MW}$$

Por lo que el abastecimiento de las cargas de los cuatro nodos quedará repartido de la siguiente manera,

$$L_{N1} = G_{N1} - (FL_{1-2} + FL_{1-3}) = 50 \text{ MW} \quad (46)$$

$$L_{N2} = FL_{1-2} + (-FL_{2-4}) = 170 \text{ MW} \quad (47)$$

$$L_{N3} = FL_{1-3} + (-FL_{3-4}) = 200 \text{ MW} \quad (48)$$

$$L_{N4} = G_{N4} + (FL_{2-4} + FL_{3-4}) = 80 \text{ MW} \quad (49)$$

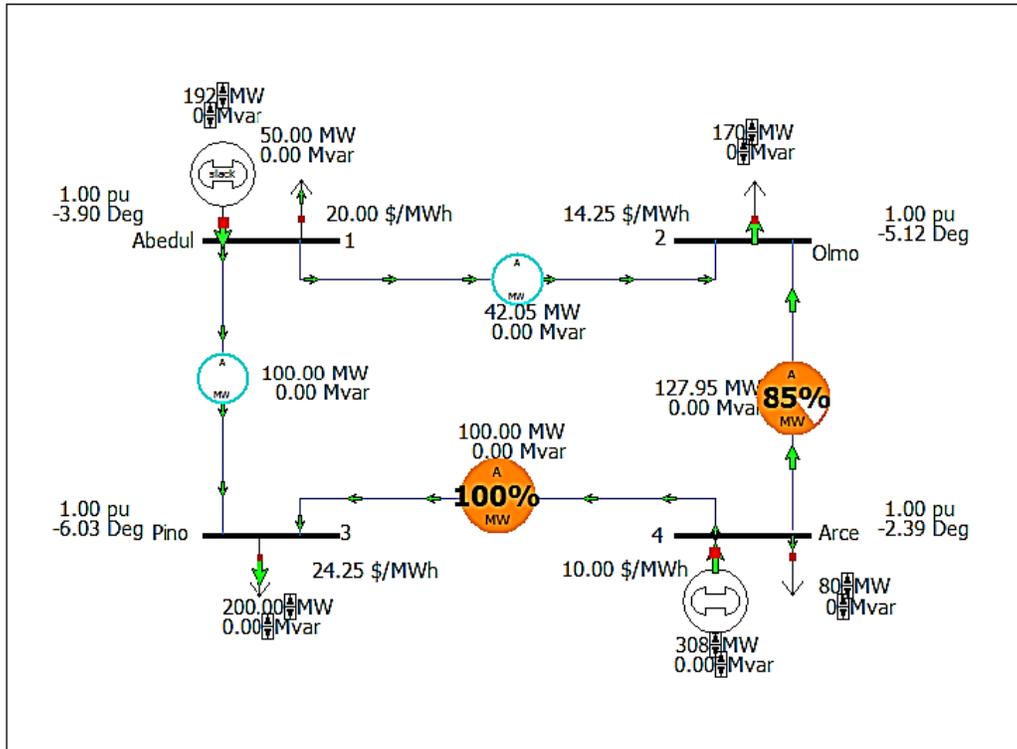


Fig. 3.6. Precio Marginal Local en un ambiente simulado. Escenario 3. Elaboración propia.

Se le dará especial atención al PML del nodo 3 (Pino) debido a que el valor arrojado por el cálculo es mayor a cualquiera de los costos marginales de generación, ya que se aprecia un valor de 24.25 \$/MWh. Este precio es el resultado de la combinación del despacho proporcionado por las dos unidades generadoras, cada una en la proporción calculada. Para representar el concepto del precio marginal local y el cómo se obtiene, la aportación de cada generador para un MW extra en el nodo 3 es:

$$PML_{N3} = 1.425 G_{\$N1} - 0.425 G_{\$N4} = 1.425 \left(20 \frac{\$}{MW} \right) - 0.425 \left(10 \frac{\$}{MW} \right) = 22.425 \frac{\$}{MW} \quad (50)$$

Se observa que para este caso por cada MW extra que requiera la carga, el generador N1 tiene que aumentar su despacho 0.425 MW y el generador N4 lo disminuye en 0.425 MW. En la gráfica de la figura 3.7, se presenta la comparación de los costos de energía en los nodos del sistema.

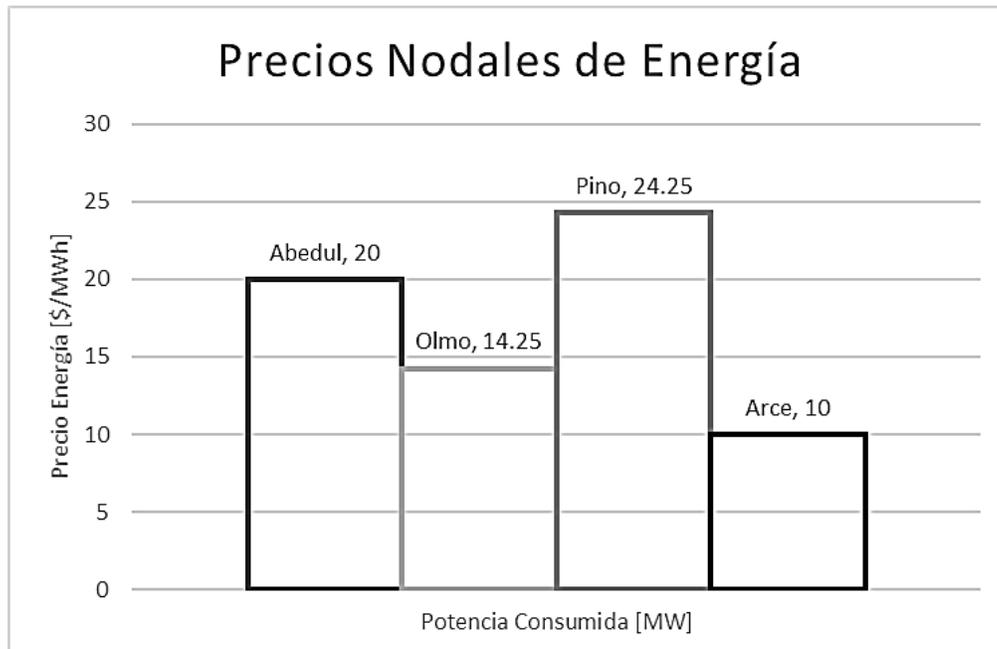


Fig. 3.7. Precios Nodales del Sistema en el Escenario 3. Elaboración propia.

3.2.2.4 Precio Marginal Local Igual A La Oferta Más Baja

Para este cuarto escenario se obtiene un valor de PML igual a la oferta más barata por parte de la unidad generadora en el mismo nodo de dicha generación, el nodo 4 (Arce). Esto se debe a que en el caso supuesto de que la carga de 80 MW incremente su demanda en 1 MW, el precio de este MW extra será de 10 \$/MWh como se puede observar en la figura 3.5.

Por lo que, el despacho generación queda de la siguiente manera,

$$G_{N1} = 192 \text{ MW} \mid G_{N4} = 308 \text{ MW}$$

De modo que los flujos en las líneas quedarán de la siguiente manera,

$$FL_{1-2} = 42 \text{ MW} ; FL_{1-3} = 100 \text{ MW} ; FL_{2-4} = -128 \text{ MW} ; FL_{3-4} = -100 \text{ MW}$$

Por lo que el abastecimiento de las cargas de los cuatro nodos quedará repartido de la siguiente manera,

$$L_{N1} = G_{N1} - (FL_{1-2} + FL_{1-3}) = 50 \text{ MW} \quad (51)$$

$$L_{N2} = FL_{1-2} + (-FL_{2-4}) = 170 \text{ MW} \quad (52)$$

$$L_{N1} = FL_{1-3} + (-FL_{3-4}) = 200 \text{ MW} \quad (53)$$

$$L_{N4} = G_{N4} + (FL_{2-4} + FL_{3-4}) = 80 \text{ MW} \quad (54)$$

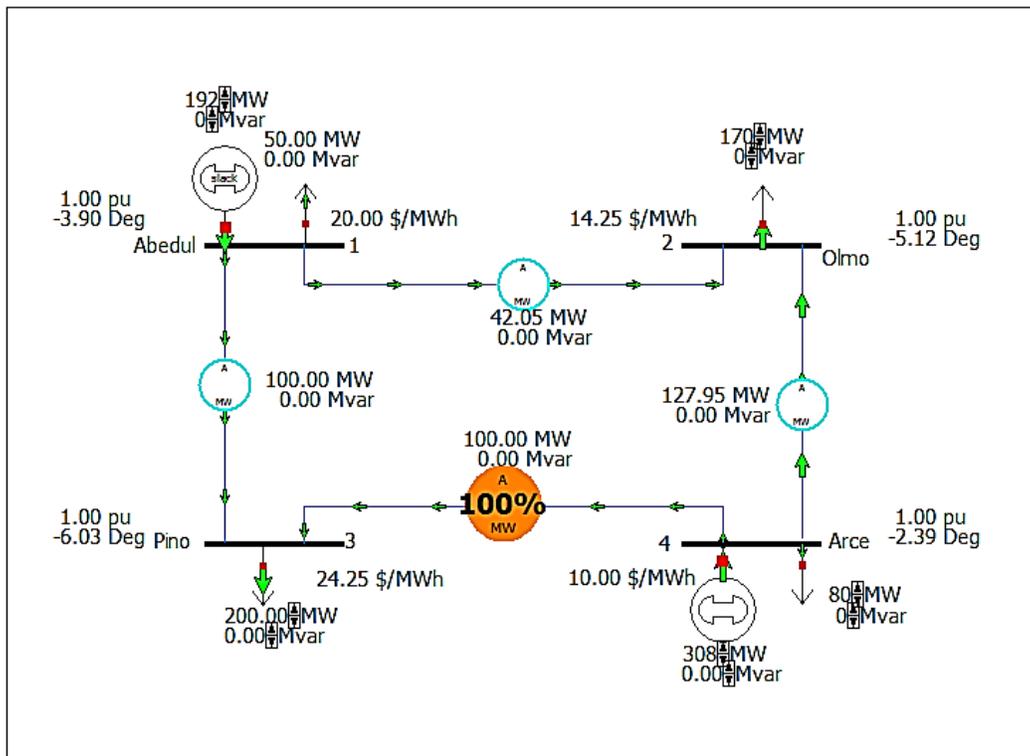


Fig. 3.8. Precio Marginal Local en un ambiente simulado. Escenario 4. Elaboración propia.

Se le dará especial atención al PML del nodo 4 (Arce) debido a que el valor arrojado por el cálculo es igual a cualquiera de los costos marginales de generación, ya que se aprecia un valor de 10.00 \$/MWh. Este precio es el resultado de la combinación del despacho proporcionado por las dos unidades generadoras, cada una en la proporción calculada. Para representar el concepto del precio marginal local y el cómo se obtiene, la aportación de cada generador para un MW extra en el nodo 4 es,



$$PML_{N4} = 0 G_{\$N1} + 1 G_{\$N4} = 0 \left(20 \frac{\$}{MW} \right) + 1 \left(10 \frac{\$}{MW} \right) = 10 \frac{\$}{MW} \quad (55)$$

Se observa que para este caso por cada MW extra que requiera la carga, el generador N1 tiene la capacidad de despacharlo y, por ende, el costo de este nodo se mantiene. En la gráfica de la figura 3.9, se presenta la comparación de los costos de energía en los nodos del sistema.

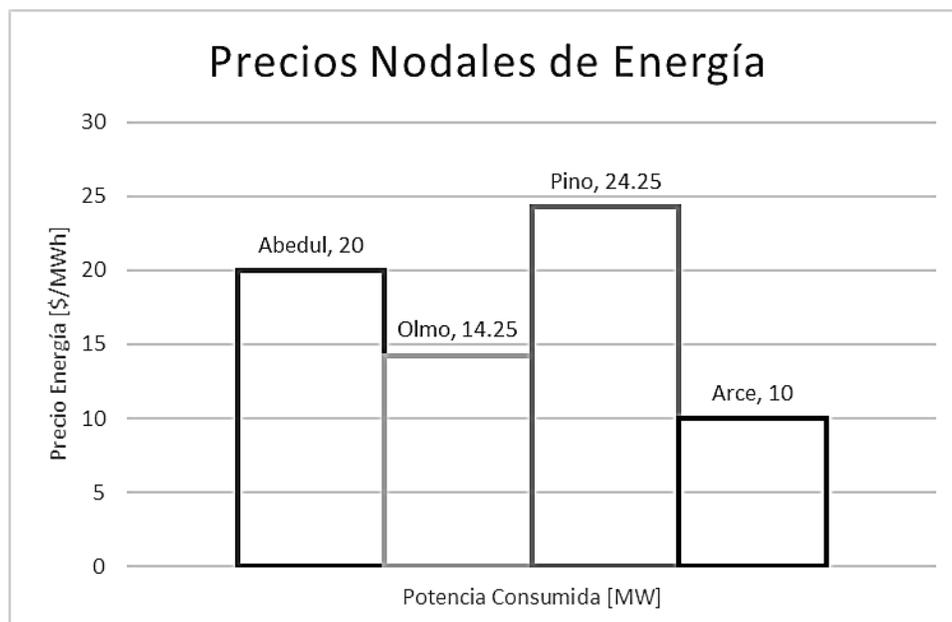


Fig. 3.9. Precios Nodales del Sistema en el Escenario 4. Elaboración propia.



CAPÍTULO 4

SIMULACIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Después de presentar los diferentes escenarios de operación y despacho que pueden resultar en un sistema de potencia, y en consecuencia la variación de los Precios Marginales Locales en un SEP. El enfoque se realizará con base en el primer caso de estudio sobre la variación de PML para el sistema que se presenta en la Figura 3.3.

Se utiliza el software PWS®, en la sección de Resultados de Flujos de Potencia Óptimos, se puede observar con mayor detalle las componentes del costo marginal de cada nodo. Es decir, de acuerdo a las características del sistema, se descompone el valor de PML en las componentes marginales de: energía, congestión y pérdidas.

Retomando la Ecuación (35), se sustituyen los valores obtenidos para este sistema en presencia de restricciones y se extraen las componentes de congestión que serán útiles para el cálculo de los DFT en cuestión.



Tabla 4-1. Componentes de Costo Marginal para el escenario de la figura 3.3.

NODO	NOMBRE	ÁREA	COSTO MARGINAL MW [\$ / MWh]	COMPONENTES		
				ENERGÍA [\$ / MWh]	CONGESTIÓN [\$ / MWh]	PÉRDIDAS [\$ / MWh]
1	Abedul	1	20	20	0	0
2	Olmo	1	25	20	5	0
3	Pino	1	16.31	20	-3.69	0
4	Arce	1	10	20	-10	0

En la tabla 4-2, se muestran los valores de la tabla 4-1 sustituidos en la Ecuación (35),

Tabla 4-2. Descomposición del PML con los valores de la tabla 4-1.

NODO	NOMBRE	$\lambda_i = \lambda_{ene} + \lambda_{con} + \lambda_{per}$
1	Abedul	$20 \left[\frac{\$}{MWh} \right] = 20 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + 0 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + 0 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$
2	Olmo	$25 \left[\frac{\$}{MWh} \right] = 20 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + 5 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + 0 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$
3	Pino	$16.31 \left[\frac{\$}{MWh} \right] = 20 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + \left(-3.69 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \right) + 0 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$
4	Arce	$10 \left[\frac{\$}{MWh} \right] = 20 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + \left(-10 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \right) + \left(0 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \right)$

La información anterior se utiliza para poder ejemplificar de manera sencilla y de acuerdo a las Bases del Mercado Eléctrico [13], la cobertura proporcionada por los DFT debido a la diferencia de las componentes de congestión marginal correspondientes a los PML calculados en el simulador, entre un nodo de origen y un nodo de destino, definidos según convenga. Sustituyendo en la fórmula fundamental del cálculo del pago de los DFT adquiridos de acuerdo a [13]:

$$\text{Pago DFT}_{A-B} = \text{DFT} * (\text{CCMB} - \text{CCMA}) \quad (56)$$

Se planteará la interacción entre supuestos participantes del mercado, donde los DFT puedan ser asignables, se ejemplificará una situación en el sistema de prueba como se muestra a continuación.

4.1 CONTEXTO DE LA ASIGNACIÓN DE DFT LEGADOS EN UN SISTEMA DE PRUEBA

Se tiene un sistema de cuatro nodos (Abedul, Olmo, Pino, Arce) en el cual existe una central eléctrica con un propietario indefinido, pero representado en el Mercado Eléctrico Mayorista como un generador, en el nodo 1 y otra central eléctrica de igual manera con propietario sin estar identificado, pero representado como un generador dentro del MEM, en el nodo 4.

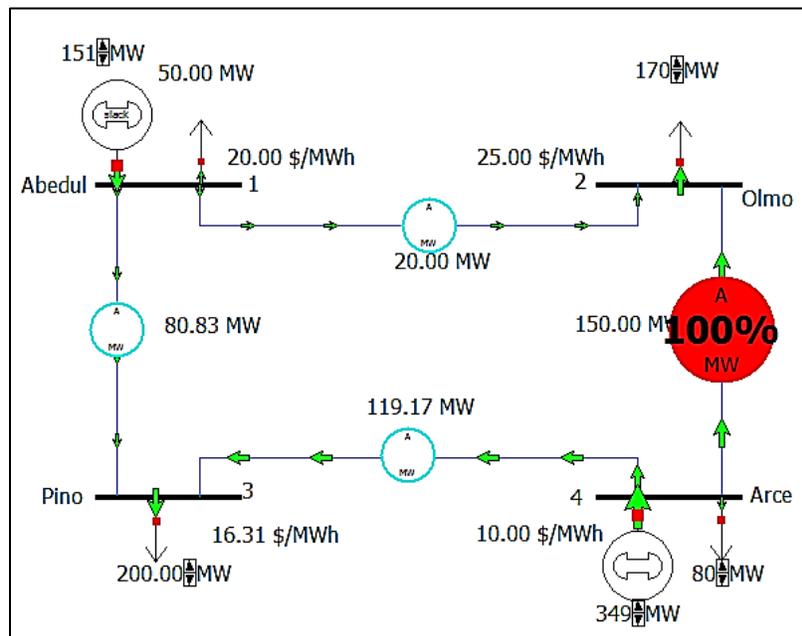


Fig. 4.1. Sistema de prueba de 4-Nodos de Stevenson para la asignación de DFT Legados. Simulación.



Existen cargas en cada uno de los cuatro nodos del sistema; siendo los Centros de Carga quienes serán representados en el MEM por un Suministrador de Servicios Básicos (SSB) en una condición de demanda para el periodo de una hora en el Mercado del Día en Adelanto (MDA).

El límite operativo de las líneas que interconectan el sistema, solamente está establecido para el enlace de transmisión que existe entre los nodos 2 y 4, y es de 150 MW, tal como se muestra en la figura 4.1.

El generador del nodo 1 tiene un costo variable asignado de 20 \$/MWh y el generador del nodo 2 tiene un costo variable asignado de 10 \$/MWh, como se había mencionado en el capítulo anterior, en la sección donde se calcularon los PML.

Los generadores conectados a los nodos 1 y 2 cuentan con Contratos de Coberturas Eléctricas (CCE) con los SSB para la venta en conjunto de 50 MWh al nodo 1, 170 MWh al nodo 2, 200 MWh al nodo 3 y, por último, 80 MWh para el nodo 4. Esta venta de bienes se realiza a partir de una Transacción Financiera Bilateral (TFB) a través del CENACE.

Para protegerse de la volatilidad de los PML, el generador en el nodo Abedul (N1) adquiere 20 DFT entre el nodo 1 y el nodo 2. Adicionalmente se apropia de 81 DFT entre los nodos 1 y 3. Por otra parte, el generador en el nodo Arce (N4) adquiere 150 DFT para el enlace de transmisión entre el nodo 4 y 2. Además, obtiene 120 DFT entre los nodos 4 y 3.

Como se observa en la Tabla 4-2, un factor importante dentro de esta asignación es que el componente de pérdidas para el cálculo de los PML es igual a cero, esto facilita interpretar la asignación misma.

Por lo tanto, se tiene que los PML a utilizar para este caso serán:

$$PML1_{Abedul} = 20 \left[\frac{\$}{MWh} \right] = 20 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + 0 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + 0 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \quad (57)$$

$$PML2_{Pino} = 25 \left[\frac{\$}{MWh} \right] = 20 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + 5 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + 0 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \quad (58)$$

$$PML3_{Olmo} = 16.31 \left[\frac{\$}{MWh} \right] = 20 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + \left(-3.69 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \right) + 0 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \quad (59)$$



$$PML4_{Arce} = 10 \left[\frac{\$}{MWh} \right] = 20 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + \left(-10 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \right) + \left(0 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \right) \quad (60)$$

Dadas las condiciones previas, la interacción con el mercado para hacer notar el efecto que tienen los DFT asignados se describe a continuación. El pago del Generador N1 y N4 al CENACE debido a la venta de energía a los Centros de Carga en los nodos 1, 2, 3 y 4 será de

$$Pago_{N1-CENACE} = 20 \frac{\$}{MWh} * 50 MWh = \$1,000.00 \quad (61)$$

$$Pago_{N2-CENACE} = 25 \frac{\$}{MWh} * 170 MWh = \$4,250.00 \quad (62)$$

$$Pago_{N3-CENACE} = 16.31 \frac{\$}{MWh} * 200 MWh = \$3,262.00 \quad (63)$$

$$Pago_{N4-CENACE} = 10 \frac{\$}{MWh} * 80 MWh = \$800.00 \quad (64)$$

Por consiguiente, los pagos del CENACE al generador N1 y al generador N4 debido a sus inyecciones correspondientes serán de,

$$Pago_{CENACE-gen1} = Pago_{CENACExn1} + Pago_{CENACExn2} + Pago_{CENACExn3} \quad (65)$$

$$Pago_{CENACE-gen4} = Pago_{CENACExn4} + Pago_{CENACExn2} + Pago_{CENACExn3} \quad (66)$$

En las ecuaciones (50) y (51), se procede a sustituir los valores calculados previamente,

$$Pago_{CENACE-gen1} = \left(20 \frac{\$}{MWh} * 50 MWh \right) + \left(20 \frac{\$}{MWh} * 20 MWh \right) + \left(20 \frac{\$}{MWh} * 80.83 MWh \right) = \$3,016.60 \quad (67)$$

$$Pago_{CENACE-gen4} = \left(10 \frac{\$}{MWh} * 80 MWh \right) + \left(10 \frac{\$}{MWh} * 150 MWh \right) + \left(10 \frac{\$}{MWh} * 119.17 MWh \right) = \$3,419.70 \quad (68)$$



Una vez calculado lo anterior, se procede a calcular el Pago de los DFT por cada una de los Generadores (N1 y N4) sustituyendo los valores adquiridos en la Ecuación (56),

$$Pago\ DFT_{1-2} = 20\ MWh * \left(5 \frac{\$}{MWh} - 0 \frac{\$}{MWh} \right) = \$100.00 \quad (69)$$

$$Pago\ DFT_{1-3} = 81\ MWh * \left(-3.69 \frac{\$}{MWh} - 0 \frac{\$}{MWh} \right) = -\$298.89 \quad (70)$$

$$Pago\ DFT_{4-2} = 350\ MWh * \left(5 \frac{\$}{MWh} - \left(-10 \frac{\$}{MWh} \right) \right) = \$5,250.00 \quad (71)$$

$$Pago\ DFT_{4-3} = 120\ MWh * \left(-3.69 \frac{\$}{MWh} - \left(-10 \frac{\$}{MWh} \right) \right) = \$757.20 \quad (72)$$

Una vez calculado el pago de DFT para cada generador, se procede a calcular el saldo total con el que terminan de acuerdo a las inyecciones al sistema,

$$Saldo_{gen1} = (-Pago_{N1-CENACE} - Pago_{N2-CENACE} - Pago_{N3-CENACE}) + Pago_{CENACE-gen1} \quad (73)$$

$$Saldo_{gen4} = (-Pago_{N2-CENACE} - Pago_{N3-CENACE} - Pago_{N4-CENACE}) + Pago_{CENACE-gen4} \quad (74)$$

En las ecuaciones (73) y (74), se procede a sustituir los valores calculados previamente,

$$Saldo_{gen1} = (-\$1,000.00 - \$4,250.00 - \$3,262.00) + \$3,016.60 = -\$5,496.00 \quad (75)$$

$$Saldo_{gen4} = (-\$4,250.00 - \$3,262.00 - \$800.00) + \$3,419.70 = -\$4,892.3 \quad (76)$$

Los saldos calculados en las ecuaciones refieren a la cantidad que tendrían que pagar en este caso los generadores, debido a la volatilidad del PML en el sistema de prueba en el escenario 2. Entonces el CENACE estaría realizando el pago o cobro según corresponda a los generadores N1 y N4, su saldo final se obtiene como sigue:



$$\text{SaldoFinal}_{gen1} = \text{Saldo}_{gen1} + \text{Pago DFT}_{1-2} + \text{Pago DFT}_{1-3} \quad (77)$$

$$\text{SaldoFinal}_{gen4} = \text{Saldo}_{gen4} + \text{Pago DFT}_{4-2} + \text{Pago DFT}_{4-3} \quad (78)$$

En las ecuaciones, se procede a sustituir los valores calculados,

$$\text{SaldoFinal}_{gen1} = -\$5,496.00 + \$100.00 + (-\$298.89) = -\$5,694.00 \quad (79)$$

$$\text{SaldoFinal}_{gen4} = -\$4,892.3 + \$5,250.00 + \$757.20 = \$1,114.90 \quad (80)$$

Para este caso en particular, se tienen dos efectos como consecuencia de utilizar los DFT para diferentes generadores, los cuales se explicarán en el siguiente apartado. Para finalizar este capítulo se presenta un diagrama de flujo, en la figura 4.2, una simplificación del proceso que se llevó a cabo en este trabajo para el cálculo de los Derechos Financieros de Transmisión, esto para poder facilitar la comprensión del mismo.

4.1.1 PROCESO SIMPLIFICADO DEL CÁLCULO DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN

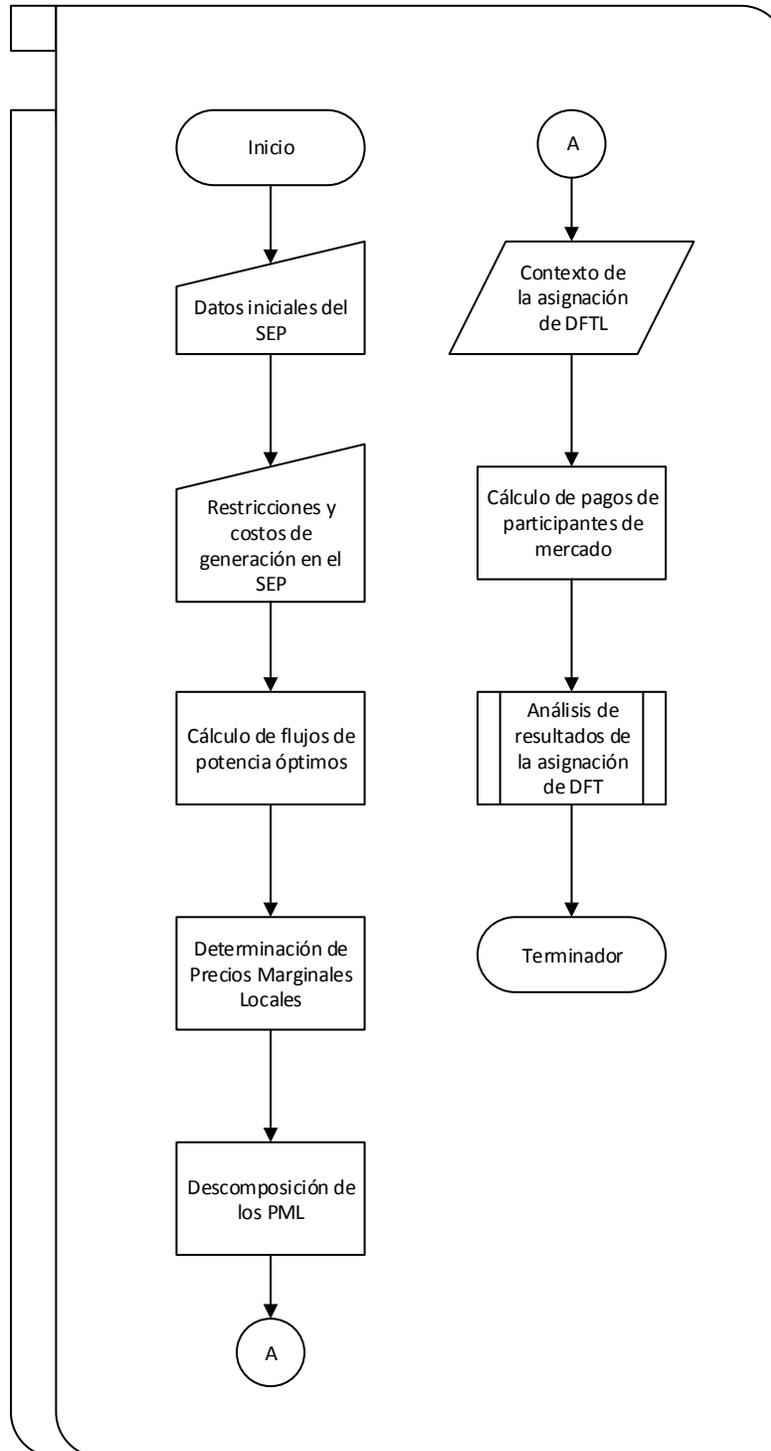


Fig. 4.2. Diagrama de flujo del cálculo de DFT en un SEP. Elaboración Propia



4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la sección anterior se realizó la asignación de DFT Legados en el sistema de 4 nodos de Stevenson. Lo anterior con la idea de ejemplificar este proceso en un sistema base que facilite el entendimiento de la adquisición o rechazo de estos productos asociados en el MEM. Los resultados obtenidos en cuanto a los saldos para los generadores N1 y N4 se muestran en la tabla 4-3.

Tabla 4-3. Resultados obtenidos de la adquisición de DFT en un sistema de prueba.

Generador	Nodo Origen	Nodo(s) Destino	Cantidad DFT adquiridos [DFT]	Saldo Preliminar [\$]	Pago DFT [\$]	Saldo Final [\$]
N1	1	(2,3)	(20, 81)	-5,496.00	-198.89	-5,694.00
N4	4	(2,3)	(350, 120)	-4,892.3	6,007.20	+1,114.90

El signo negativo de (-5694.00) en la columna titulada saldo final de la tabla 4-3 significa que el generador tendrá que pagar esa cantidad a quien corresponda, así como el signo positivo indica que el generador deberá recibir ese monto. Como se observa en los resultados obtenidos para ambos generadores, se presentan dos situaciones completamente diferentes; las cuales resultan de gran ayuda para explicar el efecto que pueden tener estos instrumentos financieros aplicados en una situación común de volatilidad de PML.

Para el Generador N1, la diferencia de componentes marginales entre los nodos que intervinieron en el saldo final tuvo un resultado negativo una vez realizado el producto con los DFT adquiridos, esto perjudica en los ingresos del propietario, puesto que en lugar de proporcionar una cobertura a la volatilidad que se presenta por las restricciones de la capacidad de transmisión agudiza este fenómeno. En cambio, para el Generador N4, la obtención de DFT benefició al propietario, puesto que el flujo neto ante el mercado es significativamente mayor, es decir, va a obtener un beneficio directo por haber adquirido los DFT.



CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

5.1 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO

La reforma energética en nuestro país trajo consigo la necesidad de ampliar el área de conocimiento y desarrollo de la ingeniería eléctrica, particularmente en conceptos relacionados con la implementación de un mercado eléctrico mayorista (MEM). Los derechos financieros de transmisión, surgen en este MEM, como instrumento financiero que proporciona cobertura ante la volatilidad en los precios marginales locales en un sistema de potencia bajo régimen de mercado, fueron propuestos hace casi dos décadas y ha presentado excelentes resultados a los participantes de mercado en diferentes países. Sin embargo, en México es un concepto reciente y su aplicación lo es aún más.

Este trabajo tuvo la finalidad de simplificar la comprensión y análisis de los diferentes resultados que producen los derechos financieros de transmisión legados (DFTL) en un sistema eléctrico de potencia, esto a través de la simulación de este proceso en un sistema de prueba en el contexto del mercado eléctrico mayorista mexicano. Algunas conclusiones importantes que se derivan de este trabajo son:

La obtención de diferentes precios marginales locales (PML) para un determinado nodo del sistema de prueba. Con estos resultados se demuestra que el MEM permite que los participantes puedan beneficiarse según el resultado de los PML. La cobertura económica, ante la variación de precios, para uno de los participantes del mercado debido a la adquisición de DFTL. Se corrobora la función principal de dichos instrumentos financieros, así como, los efectos que se pueden tener en distintos escenarios.



5.2 SUGERENCIAS PARA TRABAJOS FUTUROS

Durante el desarrollo de este estudio, se definieron algunos trabajos próximos relacionados con este tema que pueden complementar los resultados obtenidos:

- Realizar el estudio de la asignación de derechos financieros de transmisión en un sistema de prueba más extenso, es decir con un mayor número de elementos.
- Se recomienda comenzar el estudio de las diferentes modalidades de derechos financieros de transmisión en un sistema de prueba.
- Considerar la componente marginal de pérdidas durante el estudio de la asignación de derechos financieros de transmisión.
- Se sugiere realizar un caso sencillo de estudio para las subastas de derechos financieros de transmisión de acuerdo a las bases del mercado eléctrico mayorista mexicano.



REFERENCIAS

- [1] Secretaría de Energía, Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados, México: Diario Oficial de la Federación, 2016.
- [2] Secretaría de Energía, Reforma y adición de diversas disposiciones en materia de energía, México: Diario Oficial de la Federación, 2013.
- [3] M. El-Hawary, *Electrical Power Systems Design and Analysis*, New Jersey: IEEE Press, 1983, pp. 283-328.
- [4] J. Grainger y W. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia.*, México: Mc Graw Hill, 1996, pp. 309-345.
- [5] J. Izquierdo, *Estudio de flujos de potencia y análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial*, Nuevo León: UANL, 2002.
- [6] W. Barreto, *Sistemas de potencia II*, Perú: Universidad Tecnológica del Perú, 2016.
- [7] J. D. Martínez, *Flujo de Carga Linealizado para Sistemas de Distribución con Presencia de Generación Distribuida*, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2015.
- [8] S. Oliva, *Compatibilidad de métodos de cálculo de flujos AC y DC en sistemas de potencia*, Santiago de Chile: Universidad de Chile , 2008.
- [9] P. Oñate, *Solución del problema de flujos de potencia óptimos con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado*, Guadalajara: CINVESTAV del IPN, 2008.
- [10] R. García, J. Vera y S. Arce, *Aplicación del Flujo de Potencia Óptimo DC al Sistema Interconectado Nacional*, Paraguay, 2009.



-
- [11] J. M. López y L. A. Gallego, *Flujos de Potencia Óptimo DC con Restricciones de Seguridad*, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [12] Comisión Reguladora de Energía, «CRE,» 17 Enero 2014. [En línea]. Available: <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>. [Último acceso: 28 Abril 2017].
- [13] Secretaría de Energía, *Bases del Mercado Eléctrico*, México: Diario Oficial de la Federación., 2015.
- [14] R. Bastidas, *Aplicación de Derechos Financieros al Sistema de Transmisión de Perú como Cobertura contra Riesgos derivados de la Congestión.*, Perú: Pontificia Universidad Católica del Perú, 2009.
- [15] X. Ma, D. Sun y A. Ott, *Implementation of the PJM Financial Transmission Rights Auction Market System*, NJ: IEEE, 2002.
- [16] E. Zenón, *La regulación y el bienestar en la expansión de la red de transmisión eléctrica en un ambiente simulado*, México: UNAM, 2011.
- [17] J. Bushnell, *Transmission Rights and Market Power*, California: Elsevier Science Inc., 1999.
- [18] P. L. Joskow, «Transmission rights and market power on electric power networks,» *RAND Journal Economics*, vol. 31, n° 3, pp. 450-487, Otoño 2000.
- [19] R. Benjamin, *FTR Properties: Advantage and Disadvantages*, Maryland: Federal Energy Regulatory Commission and Round Table Group Inc..
- [20] C. Olmedo, *Análisis de mecanismos de mercado para la*, Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 2013.
- [21] W. Hogan, *Financial Transmission right formulations*, Massachusetts: Harvard University, 2002.
- [22] Y. Fu, *Different Models and properties on LMP Calculations*, Illinois: IEEE, 2006.
-



-
- [23] I. Rodríguez, Modelado y simulación de un mercado en sistemas eléctricos de potencia, México: Instituto Politécnico Nacional, 2016.
- [24] M. Badaoui y D. Sebastián, Modelos matemáticos simplificados para el cálculo de los PML's en Sistemas de Prueba, México: MIM-IPN, 2017.
- [25] R. Baldick, The economics of Locational Marginal Pricing, México: University of Texas Austin, 2017.
- [26] Comisión Federal de Electricidad, «Acercade CFE: CFE y la electricidad en México,» Comisión Federal de Electricidad, 10 Noviembre 2014. [En línea]. Available: http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx. [Último acceso: 14 Abril 2017].
- [27] Secretaría de Energía, Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión. Anteproyecto, México: N/P, 2016.
- [28] F. Muciño, «Forbes,» Forbes, 16 Agosto 2014. [En línea]. Available: <https://www.forbes.com.mx/los-18-puntos-que-debes-saber-de-la-reforma-energetica/>. [Último acceso: 28 Abril 2017].



ANEXO



ANEXO A.

A.1 PROGRAMA PARA LA SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA POR EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

El código utilizado para la comprobación de los resultados de la corrida de flujos en por el método de Newton-Raphson en el capítulo 2 fue obtenido de la página oficial de Matlab®: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/55379-newton-raphson-power-flow-method>.

ANEXO B

SISTEMAS DE PRUEBA UTILIZADOS PARA LA SIMULACIÓN

B.1 SISTEMA DE 4-BUSES STEVENSON.

Tabla B-1. Datos de línea para el sistema de 4-nods de Stevenson. Fuente: [4].

Línea, de barra a barra	Serie Z		Serie Y		Y en Paralelo	
	R [P.U.]	X [P.U.]	G [P.U.]	B [P.U.]	MVAr totales de carga	Y/2 [P.U.]
1 a 2	0.01008	0.0504	3.815629	-19.078144	10.25	0.05125
1 a 3	0.00744	0.0372	5.169561	-25.847809	7.75	0.03875
2 a 4	0.00744	0.0372	5.169561	-25.847809	7.75	0.03875
3 a 4	0.01272	0.0636	3.023705	-15.118528	12.75	0.06375



Tabla B-2. Datos de nodos para el sistema de 4-nodos de Stevenson. Fuente: [4].

Barra	Generación		Carga		V [P.U.]	Observación
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]		
1	-	-	50	30.99	1 cis 0°	Barra de Compensación
2	0	0	170	105.35	1 cis 0°	Barra de Carga (Inductiva)
3	0	0	200	123.94	1 cis 0°	Barra de Carga (Inductiva)
4	318	-	80	49.58	1.02 cis 0°	Voltaje Controlado

Tabla B-3. Matriz de admitancias para el sistema de 4-nodos de Stevenson. Fuente: [4]

No. de barra	1	2	3	4
1	(8.985190-j44.835953)	(-3.815629+j19.078144)	(-5.169561+j25.847809)	0
2	(-3.815629+j19.078144)	(8.985190-j44.835953)	0	(-5.169561+j25.847809)
3	(-5.169561+j25.847809)	0	(8.193267-j40.863838)	(-3.023705+j15.118528)
4	0	(-5.169561+j25.847809)	(-3.023705+j15.118528)	(8.193267-j40.863838)



Tabla B-4. Resultados de estudio de flujos de potencia para el sistema de 4-nodos de Stevenson. Fuente: [4].

No. de barra	Nombre	Tensión [P.U.]	Ángulo [°]	Generación		Carga		Tipo de Barra	A la barra...	Flujo de línea	
				P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]			P [MW]	Q [MVAR]
1	Abedul	1	0	186.81	114.5	50	30.99	Compensación	2	38.69	22.3
									3	98.12	61.21
2	Olmo	0.982	-0.976	0	0	170	105.35	PQ	1	-38.46	-31.24
									4	-131.54	-74.11
3	Pino	0.969	-1.872	0	0	200	123.94	PQ	1	-97.09	-63.57
									4	-102.91	-60.37
4	Arce	1.02	-1.523	318	181.43	80	49.58	PV	2	133.25	74.92
									3	104.75	56.93