

**DERECHOS DE TRANSMISIÓN:
LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL**

CHRISTIAN FERNANDO CADENA SARMIENTO
IVÁN DAVID SERNA SUÁREZ

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA
2008

**DERECHOS DE TRANSMISIÓN:
LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL**

CHRISTIAN FERNANDO CADENA SARMIENTO
IVÁN DAVID SERNA SUÁREZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director
RUBEN DARIO CRUZ
Doctor Ingeniero Electricista

Codirector
MARCO FIDEL SUÁREZ
Ingeniero Electricista

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA
2008

RESUMEN

TÍTULO:

DERECHOS DE TRANSMISIÓN: LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL¹

AUTORES:

CHRISTIAN FERNANDO CADENA SARMIENTO

IVÁN DAVID SERNA SUÁREZ²

PALABRAS CLAVE:

Derechos de Transmisión, Expansión Descentralizada, Mercados de Energía Eléctrica, Transmisión en Colombia.

DESCRIPCIÓN:

El desarrollo de un esquema que permita la descentralización del manejo y expansión de la transmisión, basada en las señales del mercado, es la razón por la que se hace necesario revisar dentro del ámbito de la literatura técnica internacional los distintos esquemas que contengan esta característica, así como la experiencia que se ha obtenido con la implantación de estos modelos en los diferentes mercados de energía eléctrica del mundo. Esto con el fin de encontrar un esquema que se adapte al mercado eléctrico colombiano, debido a que la actual gestión del sistema de transporte de energía en Colombia, tiene como base un mecanismo centralizado que aunque anima a la competencia de la expansión de la red, presenta ineficiencias debido a las grandes economías de escala y otras características inherentes al negocio de la transmisión, consecuencia de lo exigente y difícil que es llevar a cabo dicha gestión en un mercado de energía eléctrica. Actualmente un esquema que promete superar los problemas que emergen dentro de un entorno centralizado, es aquel que usa a los derechos de transmisión como herramienta fundamental para manejar y expandir la red. El analizar las diferentes características de dicho esquema en particular y las experiencias dentro de un mercado real. Es el propósito de la actual revisión. Con esto se pretende dar a conocer un esquema similar que se adapte al mercado eléctrico colombiano, para así, proporcionar una idea de como gestionar la transmisión en Colombia de una manera más eficiente.

¹Proyecto de Grado

²Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Rubén Darío Cruz Rodríguez. Marco Fidel Suárez.

ABSTRACT

TITLE:

TRANSMISSION RIGHTS: THE INTERNATIONAL EXPERIENCE¹

AUTHORS:

CHRISTIAN FERNANDO CADENA SARMIENTO

IVÁN DAVID SERNA SUÁREZ²

KEY WORDS:

Transmission Rights, Decentralized Expansion, Power Markets, Colombian Transmission System.

DESCRIPTION:

The development of a scheme that allow to decentralize the transmission management and expansion through market-based signals, is the reason because which it is necessary to make a review in the international technical literature about several patterns that owns this characteristics and the experience obtained with the implementation of them in differents world power markets. This is done looking for an adaptable scheme for Colombian power market, because the today management of the transmission system is based on a centralized mechanism that, even with a competitive scheme for the network expansion, presents inefficiencies. That is because economies of scale and other characteristics properly of the transmission business, consequence of the difficulty that arise when this task is being executed. Currently, a scheme that promise to overcome the problems of the centralize patterns are the transmission rights. They are a financial tool for network management and expansion. Making a review of the differents characteristics of these schemes and its experiences in a real market it is the objective of this investigation. The present survey wants to show a same scheme adaptable to Colombian power market that provides an idea for management the Colombian transmission system in an efficient manner.

¹Degree Project

²Faculty of Physical-Mechanic Engieneering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Rubén Darío Cruz Rodríguez. Marco Fidel Suárez.

A Dios y mi madre Elsa Sarmiento, quien con su gran amor y confianza, me iluminaron el camino para alcanzar este gran reto.

A mi padre Jose A. Cadena por su colaboración económica y recomendaciones en mi paso por la universidad.

A mis hermanos que siempre me apoyaron con consejos y con amor, en general a toda mi familia.

A mis grandes amigos Jorge, Iván y Gladys con quienes compartí las mejores experiencias de mi vida universitaria.

– Christian.

A Dios, quien con su infinita misericordia solo me ha llenado de bendiciones.

A mis padres, por la confianza y apoyo incondicional que me ha servido de motivación a través de estos largos años.

A mi dulce Margarita quien a sabido dar el equilibrio a mi vida.

A mis fieles amigos del alma Christian, Gladys y Jorge, sin los cuales no estaría aquí disfrutando de este momento.

– Iván.

Agradecimientos

Los autores desean agradecer a cuantas personas e instituciones han contribuido hacer posible la finalización de esta investigación. Sin su apoyo este trabajo no hubiera sido posible. Fundamentalmente agradecemos al Instituto Colombiano para el Fomento de la Ciencia y la Tecnología “Francisco José de Caldas” (COLCIENCIAS) quien proporcionó los recursos necesarios para el desarrollo de este trabajo. A la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E^3T), la cual fue la fuente que brindó el conocimiento para el desarrollo de nuestra carrera como profesionales.

Con motivo de esta investigación se han compartido experiencias con personas de distintos ámbitos. Por ello quisiéramos agradecer expresamente a:

El profesor Dr. RUBÉN DARIO CRUZ RODRIGUEZ, por sus orientaciones, críticas y contribuciones para el fortalecimiento y culminación de este proyecto.

Ing. HECTOR BONILLA de la empresa Expertos en Mercados, departamento Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), por sus capacitaciones y orientaciones referentes a la remuneración de la transmisión en el contexto del mercado eléctrico de Colombia.

Por ultimo una agradecimiento especial a nuestros fieles amigos Jorge y Gladys, con quienes compartimos conocimientos e intercambiamos ideas en la realización de nuestros proyectos.

Índice general

Agradecimientos	I
Índice de figuras	V
Índice de tablas	VI
Glosario	VII
Nomenclatura	XII
Introducción	1
1. Derechos de Transmisión	7
1.1. Tarificación nodal	8
1.2. Definición de derechos de transmisión	14
1.3. Clasificación de los derechos de transmisión	16
1.3.1. Derechos Locacionales	18
1.3.1.1. Derechos Punto a Punto	20
1.3.1.2. Derechos de Contingencia	31
1.3.1.3. Derechos de transmisión punto a punto a largo plazo	33
1.3.2. Derechos de flujo	37
1.3.3. Derechos de sensibilidad	45
1.3.3.1. Derechos de admitancia y capacidad	49
1.3.3.2. Derechos de flujo fronterizo	52
1.4. Compilación de los tópicos relevantes de los derechos	61
2. Experiencias	66
2.1. Mercado PJM	67
2.1.1. Derechos de Transmisión Fijos	68

2.1.2. Adquisición de los FTR	71
2.1.3. Derechos a los Ingresos de la Subasta ARR	75
2.2. Mercado de New York	76
2.2.1. Contratos para Congestión de la Transmisión TCC	76
2.2.2. Adquisición y Comercialización de los Derechos	77
2.2.3. Subasta	77
2.3. Mercado de California	79
2.3.1. Acuerdos de Derechos de Transmisión	79
2.3.2. Adquisición y Negociación	81
2.3.2.1. Ejemplo	81
2.3.3. Subastas	85
2.4. Mercado de New England	86
2.5. Mercado de New Zealand	87
2.5.1. Propuesta para Introducir FTR en el Mercado de New Zealand	88
2.6. Mercado de Texas	89
2.6.1. Derechos para la Congestion de la Transmisión TCR	89
2.6.2. Subasta	90
2.7. Mercados de Europa	91
2.7.1. Derechos en Italia	92
2.7.2. Mercado Nórdico	92
3. Análisis preliminar de la viabilidad de un esquema de derechos de transmisión en Colombia	94
3.1. Características económicas del esquema de transmisión colombiano . .	96
3.2. Derechos de transmisión en Colombia	97
3.2.1. Derechos a corto plazo	98
3.2.2. Derechos a largo plazo	99
Conclusiones, aportes y sugerencias	102
Conclusiones	102
El mercado de energía y la tarificación nodal	102
Los derechos de transmisión	103
Los derechos de transmisión en Colombia	104
Aportes del Trabajo	105
Líneas de desarrollo	106

Anexos	108
A. Tarificación de la Transmisión en Colombia	109
A.1. Sistema Interconectado Nacional (SIN)	109
A.2. Organización del Mercado Eléctrico Colombiano	110
A.2.1. Organismos de Regulación, Control y Planeación	111
A.2.2. Organismos de operación y Administración	112
A.2.3. Órganos Consultor y Asesores	113
A.2.4. Agentes del MEM	114
A.3. Liquidación de la transmisión en Colombia	119
A.3.1. ¿Como está conformado el STN?	119
A.3.2. Proceso de Liquidación de la Transmisión	120
A.3.3. Otras Consideraciones en la liquidación de la transmisión	124
A.3.4. Indisponibilidades excluidas	126
A.3.5. Cargos por Uso del STN	127
B. Manual de usuario JabRef 2.2	130

Índice de figuras

1.2. Caso base	26
1.1. Descripción del sistema base	27
1.3. Caso especial	27
1.4. Factores de distribución por transferencia de potencia del caso base . .	44
1.5. Solución del caso base en AC	59
2.1. Ingreso de un FTR obligación.	69
2.2. Costo de un FTR obligación.	69
2.3. Ingreso FTR opción	70
2.4. Costo FTR opción	70
2.5. Ejemplo 1 FTR obligación que cumplen el SFT	72
2.6. Ejemplo 2 FTR obligación que no cumplen el SFT	72
2.7. Representación de Ingresos Adecuados (<i>Revenue Adequacy</i>)	73
2.8. Ejemplos 3 y 4 de FTR que cumplen y no cumplen el SFT en otras configuraciones	73
2.9. Control de Área de California	80
2.10. Ejemplo de congestión	82
2.11. Manejo de la congestión en el mercado Californiano	83
A.1. Modelo Operativo del Sector Eléctrico	110
A.2. Estructura Institucional del Sector	111
A.3. Relaciones comerciales entre los Agentes del MEM	115
A.4. Sistema de Transmisión Nacional	119
B.1. Primer pantallazo luego de abrir el archivo Base de Datos.bib corre- spondiente.	131
B.2. Configuración de la Base de Datos en JabRef 2.2.	131

Índice de Tablas

1.1. Beneficio financiero para un portafolio de DTPP y un DTC	32
1.2. Ejemplo de cálculo de los DFF	59
1.3. Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de derechos de transmisión	62
2.1. Escenarios de programación de FTRs[Ala01]	83
A.1. Ubicación de remuneración del AOM y el %AOM	123

Glosario

ATC	<i>Availble Transmission Capacity</i> – Capacidad de Transmisión Disponible
CAISO	<i>California Independent System Operator</i> – Operador Independiente del Sistema de California
CDD	Contratos de Diferencias por Diferencias
CpD	Contratos por Diferencias
CRF	<i>Congestion Revenue Fund</i> - Fondo de los Ingresos por Congestión
CRR	<i>Congestion Revenue Rights</i> – Derechos a los Ingresos por Congestión
CSC	<i>Comercially Significant Transmission Constraints</i> – Restricciones Comercialmente Significativas
DA	<i>Day-Ahead</i> – de día anticipado
DAC	Derechos de Admitancia y Capacidad
DERS	Despacho Económico con Restricciones de Seguridad
DFE	Derechos de Flujo Fronterizo
DFT	Derechos Físicos de Transmisión
DT	Derechos de Transmisión (Financieros)
DTC	Derechos de Transmisión de Contingencia
DTL	Derechos de Transmisión Locacionales
DTL-LP	Derechos de Transmisión Locacionales a Largo Plazo
DT-LP	Derechos de Transmisión de Largo Plazo

DTPP	Derechos de Transmisión Punto a Punto
ERCOT	<i>Electric Reliability Council of Texas</i> – Concilio Eléctrico de Confiabilidad de Texas
ETCNL	<i>Existing Transmission Capacity for Native Load</i> – Capacidad de Transmisión Existente para Carga Nativa
FDTP	Factores de Distribución por Transferencia de Potencia
FGR	Flowgate Right
FPPS	<i>Firm Point-to-Point Service</i> – Servicio Punto a Punto Firme
FTR	<i>Financial Transmission Rights</i> – Derechos Financieros de Transmission
FTR	<i>Firm Transmission Rights</i> – Derechos de Transmisión Firmes
FTR	<i>Fixed Transmission Rights</i> – Derechos de Transmisión Fijos
GR	<i>Grandfathered Rights</i> – Derechos Apadrinados
HA	<i>Hour Ahead</i> – Hora Anticipada
ISO	<i>Independent System Operator</i> – Operador Independiente del Sistema
LBMP	<i>Local Base Marginal Price</i> – Precio Marginal Base Local
NITS	<i>Network Integration Transmission Service</i> – Servicio de Integración de Transmisión a la Red
NTA	<i>Negative Target Allocations</i> – Adjudicación Negativa
NYISO	<i>New York Independent System Operator</i> – Operador Independiente del Sistema de New York
OS	Operador del Sistema
PCR	<i>Pre-assigned Congestion Rights</i> – Derechos de Transmisión Preasignados
PM	Precios Marginales o <i>Locational Marginal Prices</i>
PTA	<i>Positive Target Allocation</i> – Adjudicación Positiva

QUA	<i>Quality Upgrade Awards</i> – Adjudicaciones para el Incremento de la Calidad
RT	<i>Real Time</i> - Tiempo Real
RTB	<i>Real Time Balancing</i> – Balance en Tiempo Real
RTC	<i>Residual Transmission Capacity</i> – Capacidad de Transmisión Residual
SMD	<i>Standard Market Design</i> – Diseño Estándar del Mercado
TCC	<i>Transmission Congestion Contracts</i> – Contratos de Congestión de la Transmisión
TCR	<i>Transmission Congestion Rights</i> – Derechos de Transmisión de Congestión
TN	Tarificación Nodal o <i>Locational Marginal Pricing</i>
TSC	<i>Transmission System Cost</i> – Costos de Transmisión del Sistema

Nomenclatura

β	Oferta o precio por el cual se esta dispuesto a pagar por un determinado derecho
χ	Vector de parámetros y límites de potencia en la red
Δf_e	Cambio en el flujo de potencia por la línea
δ	Vector tal que multiplicado por a o \hat{t} indique la cantidad de DT incrementales y proxy awards en diferentes partes dentro del sistema
η	Variable dual de la capacidad de cada elemento de red
\hat{t}	Cantidad escalar de proxy awards
ι	Vector de unos del mismo tamaño de s
λ	Variable dual del balance de potencia en cada nodo
λ^0	Precio de cada nodo
Ω	Conjunto de todas las posible contingencias
ω	Condición de contingencia específica
\bar{q}_{ij}	Suma de todas las ofertas de capacidad del nodo i al j
Φ	Matriz de Factores de Distribución por Transferencia de Potencia
π	Vector del precio de la energía para cada nodo
π_0	Precio en la barra de referencia
π_c	Costo de la congestión
π_l	Costos de las pérdidas

Θ	Ángulos en todos y cada uno de los nodos del sistema
φ_{kl}	FDTP para la línea l , con nodos de inyección y retiro definidos por la transacción k
a	Escalar que indica la cantidad de DT incrementales
$B(s)$	Beneficio social
d	Potencia extraída del sistema
$F(s, u)$	Flujo por cada línea
f_k	Obligación de FGR
g	Potencia inyectada al sistema
H	Matriz de Factores de Distribución por Punto de Inyección
i	Subíndice referente al nodo de retiro de potencia
j	Subíndice referente al nodo de inyección de potencia
k	Subíndice del número de transacción
L	Conjunto de todas las líneas l que se encuentran congestionadas dentro del sistema
l	Subíndice que representa cada línea
$L(s, u)$	Pérdidas en el sistema
m y n	Un par de nodos cualquiera dentro del sistema
N	Numero total de nodos
p	Potencia neta inyectada
Q	Suma de todos los DT adjudicados en el mercado
q_k	Capacidad contratada del derecho asociado a la transacción k
R	Restricción de potencia en cada elemento de red

- s Vector de potencia neta inyectada a cada uno de los nodos
- S_p Strike price del CDD
- T Actual adjudicación parcial de DTPP
- u Vector de parámetros de control del sistema
- V Magnitudes de tensión en todas los nodos del sistema
- $+$ Indica que el patron de flujo y restricciones a cambiado

Introducción

En un mercado cualquiera, un adecuado proceso de establecimiento del precio de las mercancías a negociar es crucial para la promover la eficiencia del mismo. Dicho precio, debe reflejar los costos marginales de producción de dicha mercancía; esto porque en un mercado no es con otro precio sino con el marginal que se alcanza el mayor margen de ganancias para los productores y el mayor margen de ahorro para los consumidores. A la suma de estas dos cantidades se le conoce con el nombre de *Beneficio Social*. Si los precios no reflejan los costos marginales, una pérdida de eficiencia se hace presente en el mercado, esto es, el beneficio social disminuye [Sto97, primera parte].

A finales de los años 80 el profesor FRED SCHWEPPE¹, junto con sus colegas del MIT, desarrollaron un modelo de tarificación para la energía eléctrica en base a precios nodales. En este modelo a cada nodo le corresponde un precio específico para la energía eléctrica, y el cual a su vez, viene determinado por las características del sistema de potencia. A este tipo de tarificación se le conoció más tarde como Tarificación Nodal (TN) o LMP (*Locational Marginal Pricing*) por sus siglas en inglés. La idea es derivar a partir de la operación del sistema, esto es, de un despacho influenciado por los propósitos humanos en el mercado, los *Locational Marginal Prices* o Precios Marginales (PM) ya que de esta manera se pueden lograr precios eficientes [Ruf00b]. Actualmente se reconoce que la definición de precios nodales asegura una operación eficiente del mercado de energía [Sto97, sección 5-3.2]. Sin embargo, fue tiempo después y gracias al enfoque de W.W. HOGAN², quien explotó la idea inver-

¹FRED CHARLES SCHWEPPE fue profesor de la Universidad Tecnológica de Massachusetts (MIT por sus siglas en inglés). Su campo de especialidad eran los sistemas de energía eléctrica y, estando en el MIT, desarrolló sus dos más grandes y famosas investigaciones, las cuales son: la estimación de estado del sistema de potencia y la tarificación marginalista. Más información en <http://www-eeecs.mit.edu/great-educators/schweppe.html>.

²WILLIAM W. HOGAN es profesor de política de energía global de la escuela de gobierno Jhon F. Kennedy, Universidad de Harvard. Es director de investigación del grupo de políticas de electricidad de Harvard (HEPG por sus siglas en inglés), el cual explora los asuntos referentes a la transición hacia un mercado de electricidad más competitivo (página web: www.whogan.com).

sa, que un modelo de tarificación nodal vio la luz [Ruf00b, Hog].

Entonces, el precio de la energía es determinado por medio de los PM. Estos precios pueden diferir significativamente³ debido, entre muchas otras cosas, a las pérdidas y restricciones sobre la capacidad de los elementos de red y las plantas de generación. De ahí que la diferencia entre los PM de un par de nodos resulte ser un fiel reflejo del costo de oportunidad de transmitir la energía eléctrica de un nodo a otro. Si se opta por remunerar la transmisión utilizando los PM, se puede definir para esto un *cargo por congestión*⁴ como la diferencia de precios de los nodos entre los cuales se está transportando energía. Dicho cargo por congestión es pagado *ex-post* por los participantes, mientras que las transacciones bilaterales son arregladas *ex-ante*. Ahora, dado que los PM no son conocidos con anticipación y que son estos los que determinan el valor del cargo por congestión, un nuevo factor de riesgo asociado a la congestión es introducido en el mercado. Dicho riesgo distorsiona los PM, provocando, como se ha comprobado en la práctica, que sean considerablemente más elevados que los costos marginales. Esto debido a la necesidad de los participantes expuestos al cargo por congestión de pedir una alta prima de riesgo para poder completar sus contratos, puesto que las diferencias entre los PM pueden ser equiparables al valor de la energía y presentar una gran volatilidad. Por lo tanto, a pesar de contar ahora con un sistema eficiente de tarificación, el mercado es ineficiente [Sto97, sección 5-9.1].

El remunerar la red de esta forma también tiene el problema de los llamados *incentivos perversos*⁵, dado que a más restricciones que limiten la operación del mercado, mayores serán las diferencias entre los PM, siendo por ende, igualmente mayor el valor de transportar energía de un nodo a otro. Por otra parte, se ha reportado que lo recolectado de esta forma no es suficiente para compensar la inversión realizada en la infraestructura de la transmisión de energía [Kri05].

Además de esto, como los PM son determinados resolviendo lo que se conoce como *Despacho Económico con Restricciones de Seguridad (DERS)*, existe la posibilidad de no realizar determinadas transacciones, simplemente por la necesidad de garantizar una operación segura del sistema. Es por esto, que se hizo necesaria una herramienta que garantice la viabilidad de las transacciones, bajo los criterios de seguridad

³Incluso entre nodos adyacentes.

⁴Adelante en la sección 1.1 se discute a fondo el significado y definición de dicho cargo.

⁵El incentivo perverso de la TN para los propietarios de la red consiste en que, entre peor sea el estado de la red y por tanto más se vea restringido el despacho económico del mercado, mayor es la diferencia entre los PM y entonces mayor la remuneración de la red.

contemplados por el Operador del Sistema (OS). El problema, en primera instancia, radica en hallar un instrumento por el cual cada participante pueda protegerse de la volatilidad de las rentas por congestión y que a su vez permita garantizar la ejecución de la transacción cubierta por dicho instrumento⁶. Ante este problema, se desarrolló lo que se llamó en su tiempo *Contract Path*⁷, lo cual era un conjunto de contratos de propiedad cuya función fue reservar la capacidad de transporte de potencia requerida a través de un camino específico entre el generador y la carga. Esto bien podría funcionar correctamente en sistemas radiales, pero debido a que por lo general los sistemas de potencia tienden a ser mallados⁸, dichos contratos no dieron el resultado esperado. Esto se presentó porque los *contract paths* ignoraban por completo las leyes de Kirchhoff y, en consecuencia, se veían gravemente afectados por los flujos enlazados o *loop flows*⁹ presentes usualmente en los sistemas de potencia. Además de esto, a causa de su definición de tipo física¹⁰, propiciaba el poder de mercado y la aparición de un gran número de complicaciones en la operación del mercado, al punto de hacer no factible dicha operación. De ahí que este tipo de contratos y otros similares llamados Derechos Físicos de Transmisión (DFT), que vinieron después, simplemente fracasaron en cumplir la meta propuesta [Hog00].

Como consecuencia, se hizo necesario buscar un nuevo mecanismo que bloqueara la volatilidad de las rentas por congestión, teniendo en cuenta las externalidades de la red y que permitiera el libre y no discriminatorio acceso a la red de transmisión. Dicho mecanismo fue llamado Derechos de Transmisión (DT) y emergió formalmente en 1992 a manos de W.W. HOGAN de Harvard, gracias al trabajo previo de FRED SCHWEPPE [Hog].

HOGAN, a diferencia de SCHWEPPE, decidió determinar los PM a partir de un despacho aproximadamente óptimo [Ruf00b]. Con esto, resultaban PM igualmente eficientes y consistentes [Ruf00b]. Él noto que, si definía unos *derechos de transmisión* como una herramienta *financiera* para protegerse de la volatilidad de los cargos por congestión para un determinado DERS, a pesar de haber grandes cambios en los

⁶La garantía de viabilidad proporcionada por una herramienta del tipo mencionado, recae totalmente sobre la idoneidad del nivel de seguridad establecido por el operador del sistema. Los participantes por si mismos no pueden garantizar la viabilidad de la ejecución de un contrato, dado un futuro estado de operación del sistema.

⁷Camino contratado.

⁸Los sistemas de potencia son mallados para aumentar su confiabilidad.

⁹Son los flujos de potencia que circulan en una línea debido a las inyecciones y retiros en otros nodos diferentes a aquellos sobre los cuales se está llevando a cabo la transacción.

¹⁰Esto es, la reserva de capacidad estaba asociada con una reserva física de la línea de transmisión

patrones de flujo y PM, aquellos que poseían el *contrato* quedaban protegidos financieramente [Ruf00b]. Estos derechos, permiten bloquear la variabilidad de los cargos por congestión, dado que al propietario le es pagado exactamente el mismo valor de dichos cargos¹¹. Además, bajo las condiciones de seguridad y operación, dispuestas por el operador del sistema, mediante las cuales son adjudicados los DT, se puede garantizar la ejecución de un contrato bilateral de energía entre un par de nodos cualquiera por una cantidad arbitraria de este bien, siempre y cuando, a dicho contrato bilateral le corresponda un derecho de transmisión por la misma capacidad de energía y sea para los mismos nodos.

Aparte de servir como barrera contra la volatilidad de los cargos por congestión, los DT pueden ofrecer los incentivos correctos para una expansión de la red guiada simplemente por señales del mercado. Esto claro está, solo mediante un buen diseño del esquema de DT. De igual modo, se evita la necesidad de un ente centralizado que se haga cargo de determinar o identificar las expansiones, las cuales, si los incentivos son lo suficientemente buenos, se realizarán por parte de inversionistas, de tal manera que el beneficio social tienda a aumentar. Ahora, esto seguramente no aplica cuando la tarea la lleva a cabo un ente centralizado, puesto que la infabilidad de este no puede ser garantizada. Esto es consecuencia de las características cercanamente ideales¹² y, por ende, muy difíciles de alcanzar que se requieren para llevar a cabo dicha tarea de manera eficiente; por otro lado se está expuesto en gran medida a una expansión ineficiente guiada por criterios políticos, más que técnico económicos. Esto haciendo referencia al largo plazo, porque al corto plazo se hablaría de la justa y correcta remuneración del servicio de transmisión de energía eléctrica. Un esquema de derechos de transmisión con esta característica en particular¹³, es la planteada por R. BALDICK¹⁴ en [Bal06], el cual basa su propuesta del trabajo realizado por GRIBIK¹⁵ en[Gri05].

¹¹El DT le da al poseedor la cantidad de potencia transada multiplicada por la diferencia de precios entre el nodo de retiro y el nodo de inyección, en el caso de los derechos punto a punto, que serán tratados en la subsección 1.3.1.1.

¹²Entre otras características, se puede nombrar la cantidad de información con la cual dispone, la calidad y existencia de personal calificado para desarrollar la tarea y la eficiencia, calidad e idoneidad del software y herramientas usadas para realizar las diversas simulaciones que se pueden llegar a requerir

¹³Cabe resaltar que dicha característica no todos los DT la poseen y no ha sido planteada aún en la práctica.

¹⁴ROSS BALDICK, es profesor de *The University of Texas at Austin*, en el departamento de Ingeniería eléctrica y computacional. (email: baldick@ece.utexas.edu).

¹⁵PAUL GRIBICK, es vicepresidente de *Mykytyn Consulting Group, Inc.*, una empresa consultora de

Con todo esto, se esperaba encontrar una solución a los problemas de la transmisión, sin embargo nuevas cuestiones en pro y en contra de los DT han aparecido. Entre algunos de los pro tenemos que:

- Permiten manejar la red de transmisión a un bajo costo de transacción [Hog97].
- Con un solo DT financiero se puede asegurar una determinada transacción bilateral [Ruf00b].

Por su lado algunas cuestiones en contra son:

- La capacidad de estos primeros DT para dar pie al poder de mercado [JT00].
- La falta de libre reconfiguración de este tipo de DT¹⁶, dada su estrecha relación con un DERS específico, lo cual atenta contra la liquidez [CP00, QB06] y su capacidad como barrera perfecta contra la congestión [Bal06].

Es por esto que nuevas alternativas igualmente han emergido con sus respectivas ventajas y desventajas [Bal06, CP00, LG04b, Ruf00a, Ruf00b, Hog00]. Por tanto, es uno de los propósitos del presente trabajo de grado plasmar, cuales han sido los diferentes autores que han propuesto los diversos tipos de DT a través del tiempo, resaltando las diversas ventajas y desventajas, y analizando el contexto en el cual se han desarrollado, de tal manera que futuras investigaciones sobre el tema puedan plantearse de una manera más ágil.

Por otro lado, debido a los diversos puntos de vista que hoy día la palabra derechos de transmisión puede tomar, se propone una definición general desde la cual se pueda partir como referencia. Con esto se pretende unificar el concepto detrás de los derechos de transmisión y por tanto consolidar la perspectiva un tanto confusa que se muestra en la literatura técnica internacional. Además, este concepto procura diluir la necesidad de TN dentro de un esquema de DT, que a primera vista, es un claro obstáculo para la implementación en Colombia, donde la energía toma su valor en base a un precio único de bolsa.

Siguiendo con la principal motivación de este trabajo de grado, la cual es, evaluar de forma preliminar la viabilidad de un esquema de DT en Colombia, se presenta

utilidades energéticas y compañías de telecomunicaciones. Sus más recientes trabajos han incluido estructuras de subastas para el sector eléctrico y de gas.

¹⁶Este hecho se refiere a lo difícil que es cambiar los parámetros de los contratos, tales como el nodo de inyección y retiro y la capacidad por la cual se firma el contrato, sin atender de una u otra manera contra la seguridad física del sistema y la integridad financiera del operador del sistema.

una revisión de los diversos tipos de DT implementados en los mercados del mundo. El propósito de dicha revisión es analizar el comportamiento de los DT en un mercado real y así tener una mejor perspectiva de los problemas que pueden aparecer tras la implementación de tal herramienta, y más importante aún, si dichos problemas se ven mitigados o magnificados bajo la estructura y contexto del mercado de energía eléctrica de Colombia. Además, se busca comprobar, por lo menos en teoría, si pueden aparecer nuevos problemas por las mismas cuestiones (estructura y contexto del mercado de energía de Colombia). Luego, se verá la posibilidad de dichos DT para remunerar el servicio de transmisión en Colombia.

En el primer capítulo del presente trabajo de grado, se dará el fundamento teórico necesario para comprender y analizar lo referente a DT, para así tener un mejor criterio mediante el cual se mostrarán las falencias y ventajas de cada esquema de DT. En el capítulo 2, se describirán las diferentes formas de implementación de los DT que han aparecido a nivel internacional dentro de un mercado real. Es decir, se dan a conocer las experiencias adquiridas por dichos mercados. En el tercer capítulo se abordará la viabilidad de un esquema de DT en Colombia, teniendo en cuenta el contexto en el cual el mercado colombiano subsiste. A continuación se presentan las conclusiones, aporte y sugerencias de esta revisión. Allí se suministran las pautas y criterios básicos que no hay que perder de vista cuando un diseño de DT se está realizando. El presente Trabajo de Grado cuenta con dos anexos. En el primero se expone como actualmente es manejada la remuneración y uso de la transmisión en Colombia. En el anexo siguiente se dan las indicaciones necesarias para instalar y correr la base de datos sobre JabRef 2.2, producto del presente trabajo y valiosa herramienta para futuras investigaciones sobre el tema.

1. Derechos de Transmisión

Los DERECHOS DE TRANSMISIÓN están en el centro del diseño de mercados de una industria eléctrica reestructurada utilizando precios nodales. La razón, es porque ofrecen en parte una solución al problema del manejo de la red de transmisión [Hog02a]. En general, la gestión de la red en un mercado cualquiera se compone de ciertos aspectos básicos:

- La manera como el uso de la red es adjudicado a cada uno de los participantes, lo cual es un factor importante para garantizar el libre acceso y competencia dentro del mercado. Se debe recordar que un sistema de transmisión real no tiene una capacidad ilimitada.
- La valoración y adjudicación de costos. Problema sumamente complejo que aún hoy, no ha encontrado una solución indiscutible [KS04, MSL03].
- La distribución del dinero recaudado entre los propietarios de elementos de red [MSL03].
- La generación de señales dentro del mercado, las cuales tienen como objetivo el hacer uso eficiente de la red y proveer un mecanismo descentralizado por el cual invertir en el desarrollo y expansión de la misma.

Dada la complejidad de este problema, las características de monopolio natural, la presencia de economías de escala y otros factores económicos del negocio de transmisión, nunca se podrá desregular de la misma forma que la actividad de generación, sin ocasionar un impacto negativo sobre el mercado. Por tanto es necesario, un ente regulador transparente y justo para que una correcta gestión de la red sea realizada.

Por otra parte, en un mercado de energía puede haber una cantidad apreciable de participantes. Lo que implica un alto número de transacciones. Si tenemos en cuenta que dichas transacciones deben cumplir ciertas leyes físicas para que sean

posibles, se hace evidente que por si mismos, los participantes no podrán con toda la información que se requiere para cumplir dichas leyes, o simplemente para descubrir de manera eficiente el precio del mercado y tomar así las decisiones correctas [KS04, Sto02, Sto97, Bal06]. Por esto, dentro del manejo de la transmisión, y en general de los mercados de energía eléctrica, un ente centralizado que asegure la integridad física del sistema ante un determinado conjunto de transacciones, se hace necesario. Dicho ente es conocido hoy día como el «Operador del Sistema». Cabe resaltar, que este último debe tener la misma transparencia y juicio del ente regulador, para así, garantizar un mercado competitivo.

Es por este último hecho que actividades en el corto plazo tales como la adjudicación del uso, el cobro del uso y la distribución del dinero hacia los dueños de la red de transmisión, son tareas que, ante la existencia de una cantidad considerable de participantes en el mercado, pueden ser llevadas a cabo a través de un ente centralizado independiente de manera eficiente. Sin embargo, algo tan importante como identificar las necesidades de inversión en la red en el largo plazo, no se recomienda dejarla a una sola entidad (algunas de las razones ya han sido anteriormente enunciadas en la página 4). Es aquí donde la capacidad del mercado para dar señales se vuelve importante, ya que con un buen diseño del mismo, estas ofrecen la guía necesaria para invertir y usar de manera óptima la red y, al mismo tiempo, regular de manera automática estos dos últimos aspectos [Hog99, Hog02b]¹.

Siguiendo esta idea, ya varios mercados han implementado como método de tarificación de la energía la tarificación nodal². Y es precisamente con la aparición de esta tarificación, que los DT surgieron como herramientas para gestionar la red. Por ende, una clara visión de este tipo de tarificación se hace necesaria para comprender el origen, objetivo y potencial de los derechos en cada contexto.

1.1. Tarificación nodal

El mercado de energía eléctrica, es sin duda uno de los más complejos, y en consecuencia, de los más interesantes para analizar. Es debido a las leyes físicas que

¹Nuevos retos regulatorios pueden aparecer en presencia del poder de mercado. Véase la sección 1.1.

²Sin embargo, este tipo de tarificación no es sinónimo de eficiencia máxima, todo esto depende de un sin fin de parámetros que pueden, en total, constituirse en una ventaja o desventaja para el desarrollo del mercado [CKW03].

se involucran en el manejo de la energía eléctrica que dicha complejidad aparece. Distintas formas de tarificación para la energía han aparecido a través del tiempo, pero algunas han fallado en dar los incentivos correctos para la generación y transmisión puesto que a pesar de haber tenido en cuenta las distintas variables físicas a las que está sometido un despacho de energía eléctrica, han olvidado la importancia de la ubicación, topología, y en ocasiones, la calidad y el estado de desarrollo de la infraestructura con la cual se cuenta para generar y transmitir la energía eléctrica, además de la madurez del mercado [XM03].

Un ejemplo de estos tipos de tarificación son el esquema de precio único y de precios zonales. En el primero, se hace evidente que la ubicación de los recursos no es tomada en cuenta, en el segundo si bien ya se hace un esfuerzo por diferenciar el precio de la energía entre lugares del sistema, se tiene que en presencia de congestión surgen serios problemas [Hog99]. Como resultado, se tiene que para poder controlar de manera eficiente un mercado de energía con esquemas de tarificación, se necesita un fuerte conjunto de reglas y normas que permitan la correcta operación del sistema. Ya con dichas regulaciones y normas se tienen en cuenta los factores que ignoran de manera innata los esquemas de tarificación [Hog99].

Tales problemas, puede que en un principio no representaban mayores inconvenientes, dado lo inmaduro y pequeño tamaño de los mercados de energía. Por otro lado, bajo las condiciones adecuadas, en ocasiones no se presentan mayores inconvenientes y por tanto puede ser una forma económica y eficiente de manejar el mercado de energía –es el caso del mercado noruego– [CKW03]. Sin embargo, en la mayoría de los casos este tipo de tarificación conlleva a problemas que una infinidad de reglas deben solucionar [Hog99]. Ante el avance tecnológico y la necesidad de un mejor sistema de tarificación surgió lo que se denomina comúnmente *Locational Marginal Pricing* o tarificación nodal (TN).

En teoría, este sistema de tarificación conlleva a una operación eficiente del mercado. La TN es hecha en base a un DERS, el cual a su vez, lo efectúa el operador independiente de la red, u operador del sistema [LG04a]. La manera como el despacho óptimo se plantea depende del diseño del mercado, y más propiamente, de la participación de la demanda en este. Si la demanda es dinámica o por lo menos participa de manera considerablemente activa en el mercado de energía, el objetivo del despacho económico es maximizar el beneficio social. Esto es, la suma del excedente neto del consumidor y productor. Ante un mercado con una demanda que puede ser aproximada con una curva totalmente inelástica se recurre a la minimización de

los costos para efectuar el despacho óptimo. Este último método es equivalente a la maximización del beneficio social para este caso [Hog].

Entonces, considerando a u como el vector de parámetros de control del sistema³; s el vector de potencia neta inyectada a cada uno de los nodos e t un vector de unos del mismo tamaño de s , se tiene que en términos generales el problema de optimización a resolver es: [Hog02a]

$$\begin{aligned} \underset{s,u}{\text{máx}} \{B(s)\} \\ \text{sujeto a} \quad L(s,u) + t^t s = 0 \\ F(s,u) \leq R \end{aligned} \quad (1.1)$$

Donde $B(s)$ es el beneficio social, $L(s,u)$ son las pérdidas en el sistema, $F(s,u)$ es el flujo por cada línea y R la restricción de potencia en cada elemento de red. $L(s,u) + t^t s = 0$ corresponde a la restricción de balance de potencia en cada nodo (primera ley de Kirchhoff o LCK) y $F(s,u) \leq R$ corresponde a la expresión del flujo de potencia máximo en cada elemento de red (segunda ley de Kirchhoff o LVK). Nótese, que en este abordaje simplificado no se ha incluido el soporte de reactiva en el cual la red de transmisión tiene gran efecto y que son los parámetros eléctricos de la red los que en la mayoría de los casos restringen la transmisión de potencia, más que los límites térmicos (capacidad de los elementos de red). Ahora, es necesario aclarar un par de puntos. Primero, aunque se ha dicho que el beneficio social es la suma de los excedentes netos, tanto de la demanda como de la generación, al momento de implementarlo en el despacho, se hace restando al excedente bruto del consumidor los costos de generación [KS04]. Ahora, se debe tener presente que siempre la restricción de potencia debe tener en cuenta los diferentes escenarios de contingencia que puedan aparecer, por lo menos teniendo en mente la salida de una línea cualquiera dentro del sistema. El problema de optimización presentado aquí es formulado de manera simplificada para permitir la discusión de los aspectos fundamentales.

Resolviendo de manera general el problema de optimización con ayuda del método de los multiplicadores de Lagrange, se encuentra que:

$$\nabla B(s) = \lambda [\nabla L(s,u) + t^t] + \eta^t \nabla F(s,u) \quad (1.2)$$

³Estos parámetros son, tap de transformadores, ángulo de transformadores desfasadores y flujo de potencia reactiva entre otros.

Donde λ y η son las variables duales, precios sombra o multiplicadores de Lagrange asociados a cada grupo de restricciones (λ al balance de potencia en cada nodo y η a la capacidad de cada elemento de red). Como el valor de cada multiplicador de Lagrange representa el cambio en la función objetivo $B(s)$ al variar el límite de la restricción (de acuerdo a como se formuló el problema aquí correspondería a las pérdidas de energía $L(s, u)$ en caso de la primera restricción y R al límite de potencia en cada elemento de red en el caso de la segunda restricción) estos pueden utilizarse para derivar los precios nodales de la energía eléctrica. Entonces, si se define $\pi = \nabla B(s)$ siendo π el vector del precio de la energía para cada nodo, resulta de la ecuación 1.2 que π se puede expresar como:

$$\pi = \pi_0 + \lambda^t + \pi_l + \eta^t \pi_c + \eta^t \nabla F(s, u) \quad (1.3)$$

Donde π_0 es el precio en la barra de referencia, π_l el costo de las pérdidas y π_c el costo de la congestión. En este punto conviene resaltar dos puntos importantes:

- La variable dual del precio de la energía eléctrica es λ y representa de manera explícita el costo de la misma para cada nodo dentro del sistema; por su lado, η es la variable dual o precio sombra que corresponde a los efectos de la congestión dentro del sistema, y representa el costo de transportar 1 MW de potencia adicional por una línea restringida.
- Si no hay congestión en la red, el precio viene dado solo por el aporte de las pérdidas, puesto que η sería igual a cero para todas las líneas del sistema. En el caso opuesto, el precio vendría a ser solo por la contribución de la congestión, puesto que las pérdidas serían nulas.

Es apartir de este último hecho, que se valen algunos mercados para evaluar sus cargos por congestión [Hog02a]. En consecuencia, despreciando las pérdidas dentro del sistema, se tiene que los precios en el mismo serían iguales a $\eta^t \nabla F(0, u)^4$, donde el último factor es la linealización de los flujos de potencia alrededor del punto 0, esto es, considerando que a cero carga, hay cero pérdidas; por consiguiente, es otra forma de decir que se usará la aproximación del flujo de DC. Con esto en mente podemos decir que $\nabla F(0, u)$ es igual a una matriz H por la inyección de potencia en

⁴En la expresión $\nabla F(0, u)$, el 0 hace referencia a que se ha linealizado alrededor de este punto [Hog02a].

cada nodo, donde H es la linealización de la matriz de sensibilidades de la red, es decir $\nabla F(0, u) = Hp^5$ [Hog02a]. A esta última linealización en particular se le conoce como la matriz de los *Factores de Distribución por Punto de Inyección*, o de los *Injection Shift Factors*. Estos representan la fracción de potencia que fluiría por una línea dada, debido a la inyección de potencia en un nodo específico. Sin embargo, dado que estos factores dependen del nodo de referencia que se tome, se suele trabajar con la diferencia de estos factores, o la suma correspondiente a un retiro y una inyección de potencia en dos nodos dados; lo que resulta es la matriz de los *Factores de Distribución por Transferencia de Potencia* [LG04b], la cual se denotará por Φ . El elemento φ_{kl} representa la fracción del flujo p_k correspondiente a una transacción entre dos nodos cualquiera, que pasaría por la línea l si dicha transacción se llevara a cabo. En consecuencia, el producto $p_k \varphi_{kl}$ es el flujo por la línea l debido a una inyección y retiro de potencia en dos nodos cualesquiera por un valor igual a p_k . Entonces, los precios que aparecerían debido únicamente a la congestión sería $\pi = \Phi \eta$, por lo que el ingreso neto que recibiría el operador de la red por congestión sería de:

$$\zeta_{total} = \pi^t p = \sum \eta \varphi_{kl} p_k \quad (1.4)$$

La sumatoria se hace para toda línea l congestionada y para toda transacción k , que a su vez, define el retiro e inyección de p_k MW entre dos nodos i y j del sistema, respectivamente. De ahí que, para una sola transacción, se tenga que el cargo por congestión sea igual a:

$$\zeta_k = \begin{bmatrix} \pi_1 & \cdots & \pi_j & \cdots & \pi_i & \cdots & \pi_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -p_j \\ \vdots \\ p_i \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \pi_i p_i - \pi_j p_j \quad (1.5)$$

⁵Dado que estamos trabajando con el modelo DC, la potencia neta inyectada pasa a ser la potencia activa neta inyectada, por esto se decide representarla por p .

Donde $p_i = p_j = p_k$. Este ingreso es conocido como el *merchandising surplus* y es una de las razones por la cual el operador de la red debe ser independiente; de no serlo, podría provocar más congestión con el fin de aumentar sus ingresos. Obsérvese que en caso de no haber congestión, los precios en todas las barras serían iguales, y dado que $\sum p = 0$ por el balance de potencia que debe existir, los ingresos recolectados por el operador de la red serían iguales a cero. Es por esto que se referirá a este ingreso como el *excedente de congestión* de aquí en adelante.

Las rentas de congestión es una de las virtudes y uno de los problemas de este sistema de tarificación. Es gracias a estas rentas que la generación es distribuida y aprovechada de una mejor manera dentro de la red, lo cual no ocurre cuando se usa simplemente un modelo zonal [Hog99]. Las rentas de congestión, básicamente tienden a reflejar el costo de oportunidad que tiene el consumidor para completar una transacción de energía con nodos diferentes al propio; por tanto, refleja el valor de transmitir energía eléctrica entre dos puntos diferentes dentro del sistema [Hog]. Sin embargo, debido a la incertidumbre que cae sobre los PM, altas primas de riesgo aparecerán por los elevados valores que puede llegar a tomar los cargos por congestión [Sto02]. Adicionalmente, debido a que los flujos de potencia son determinados por leyes físicas, en ocasiones estos pueden ir de un nodo de un precio determinado, a uno con un precio menor a este. Además, si llegado el caso el precio del nodo ha de ser determinado en base a varios precios marginales de generación y hay restricciones limitando el flujo de potencia, el precio del nodo en cuestión puede ser mayor/menor que el PM del generador más costoso/económico. En el peor de los casos, el precio en el nodo puede ser negativo, es decir, los generadores tendrían que pagar por tener el gusto de suplir la demanda. Esto es resultado de comportamientos anormales y *perversos* por parte de participantes con cierto nivel de poder de mercado, luego regulaciones para evitar esto no deben faltar [KS04, Ore95]. No obstante, la TN y los PM se han implementado y han mostrado buenos resultados aceptables en mercados bastante complejos [Kri04b, Eva01, LG04a], esto gracias a ciertos complementos tales como los llamados *hubs*⁶ [Hog99], cuya función es servir de referencia para manejar las transacciones y las regulaciones. Esto porque bajo un

⁶Básicamente un *hub* es un nodo común a dos transacciones que se encuentran firmadas por una misma capacidad y cuyo proposito es permitir completar una transacción total por dicha capacidad. Tiene la característica de ser el nodo de retiro para una de estas transacciones y el nodo de inyección para la otra.

entorno controlado los PM dan los correctos incentivos a los participantes del mercado [IWF05].

Por otro lado, debido al DERS, en ocasiones no todas las transacciones podrán ser llevadas a cabo y como consecuencia se tiene un recorte en la cantidad demandada u ofertada por los participantes. Ahora, como se vio con anterioridad, el operador de la red recolecta un excedente de congestión. Este excedente, es devuelto hacia los propietarios de red y depende del nivel de congestión de la red. Una red congestionada entonces producirá jugosos excedentes que luego serán repartidos según normas regulatorias a los propietarios de red. De inmediato se puede notar el incentivo perverso que tienen los propietarios de red.

De esta manera, se hace necesario incluir una herramienta que permita distribuir este excedente de manera justa y equitativa en la red, para así incentivar la nueva inversión, bajo ciertos criterios de seguridad limitados e impuestos por el operador de la red, que aseguren la ejecución de una transacción de energía. Además, que ayude a proteger a los participantes del mercado contra la volatilidad de los PM, es por esto que surgen los DERECHOS DE TRANSMISIÓN. Estos cumplen tal objetivo mediante el bloqueo de la variación las llamadas rentas por congestión y brindando un mecanismo mediante el cual las transacciones de energía son aseguradas. Además, dependiendo de la manera como se definan, pueden incluso ayudar a desarrollar la expansión mercante⁷, asegurando así una eficiente expansión y en general junto con las otras características, un eficiente uso de la red eléctrica.

1.2. Definición de derechos de transmisión

Como se vio en la sección 1.1, cuando se usa el método nodal de tarificación para valorar la energía eléctrica, los precios entre diferentes nodos pueden diferir significativamente, esto debido a las diferentes restricciones que impone la red. Al participar en una subasta de energía bajo este esquema, se tiene que para mantener la seguridad del mismo, en ocasiones deberá ser recortada la capacidad demandada u ofertada por algún participante. Fuera de esto, al ya estar en el mercado de energía eléctrica con TN, se puede estar expuesto a altas rentas por congestión. Se necesita entonces, en este tipo de mercado, una herramienta que permita apartar la capaci-

⁷La expansión mercante se refiere a proyectos de transmisión que se adelantan a riesgo de un inversionista, aprovechando incentivos provocados por el marco regulatorio o contratos que logren asegurar de forma individual con agentes del mercado.

dad de potencia que se necesite transar y que sirva de barrera contra la volatilidad de las rentas de congestión.

Como solución se desarrollaron contratos *forward*⁸ que cumplieran de alguna manera con estas especificaciones. A estos contratos, desde ya hace un buen tiempo, se les ha dado el nombre de Derechos de Transmisión (DT). Lo óptimo sería que el propietario de dicho contrato no enfrentará riesgo alguno, sin embargo, esto depende de si el contrato es una opción o una obligación.

Se pueden establecer tres modelos básicos de DT en base al tipo de contrato. Estos son:

- *El financiero*, el cual se basa puramente en beneficios financieros y es el que se usa comúnmente como herramienta para construir barreras como parte de contratos a corto y largo plazo.
- *El de reserva de capacidad*, que simplemente le incluye al financiero la cualidad de dar una prioridad de despacho. Para la mayoría de los casos este representa una buena forma de asegurar el ingreso a la red.
- *El físico*, que además de dar el beneficio de recibir financiero por el uso de la capacidad y el derecho a usar la capacidad, da el derecho de excluir a otros a usar esta capacidad.

En un principio aparecieron los derechos físicos, pero dado los problemas de poder de mercado que resultaban tras su implementación fueron dejados atrás y evolucionaron hacia una herramienta del tipo financiera, que es el tipo que actualmente se utiliza [Hog00, Hog02a, KS04].

A partir de la revisión bibliográfica cuyo resultados se presentan en las siguientes secciones de este capítulo y de lo comentado en esta sección, se propone la siguiente definición para los Derechos de Transmisión (DT):

Los DT son básicamente un contrato cuyo objetivo principal es el asegurar que una transacción de energía determinada pueda ser llevada a cabo. Esto, claro

⁸Un contrato *forward* es un acuerdo entre dos partes para comprar o vender un artículo (para nuestro caso serán MW transferidos) en un momento futuro previamente acordado.

está, bajo ciertas condiciones establecidas por el regulador y por el operador de la red.

Es una condición para el diseño de estos contratos que no lleguen a distorcionar el precio de la energía eléctrica, como fue el caso de las rentas por congestión.

Bajo esta premisa se podría decir entonces que tal derecho debe asegurar acceso a la red y, en caso de los mercados con TN, ofrecer un ingreso para poder bloquear así las variaciones de los cargos de congestión que pueden aparecer⁹. Se ve entonces, que como todo contrato, se firma principalmente ante la exposición de un riesgo al realizar una determinada transacción. Por ejemplo, si no existiera incertidumbre en los precios de bolsa, nadie firmaría contratos bilaterales y todo sería simplemente transado en la bolsa; de igual manera, si no existiera la variabilidad en las rentas por congestión, no habrían DT.

Entonces, el riesgo puede ser entonces generalizado¹⁰, para así, permitir una adaptación de estos DT en otros mercados, y no solo en aquellos con TN. De ahí que, ante la necesidad de adaptar un esquema de DT en algún otro mercado, se deban entender en primer lugar las características básicas de cada tipo de derecho en su respectivo entorno, para luego así realizar las analogías correctas, necesarias a su vez para la correcta implementación de un nuevo esquema de DT.

1.3. Clasificación de los derechos de transmisión

En un principio se tenían básicamente dos tipos de derecho. El primero consiste en aquellos derechos que funcionan teniendo en cuenta explícitamente los nodos entre los cuales se realiza la transacción, el otro son aquellos derechos que basan su funcionamiento en las restricciones que pueden aparecer frente a una transacción. En el primer caso, tenemos que, debido a que la capacidad de transferencia varía a medida que el patrón de flujos varía, este modelo debe ser constantemente actualizado. Por otro lado, si se tiene en cuenta que las restricciones limitantes son indiferentes al patrón de flujos, el segundo modelo no necesita esta constante redefinición, ya que

⁹La prioridad que se tenga en el despacho es tan solo una característica agregada al hecho de poder usar la red

¹⁰Solo no hay que olvidar que en esencia, el riesgo que pretenden mitigar los DT, es aquel que surge como consecuencia de usar la red de transmisión en ausencia de pérdidas, o como se verá más adelante, aquel relacionado con un nuevo proyecto de expansión de la red.

las restricciones vienen dadas por las características físicas del corredor o elemento de red en particular [CP00]. Claro está, sin tener en cuenta las restricciones debidas a estabilidad, seguridad y calidad puesto que estas dependen del punto de operación. No obstante, en lo que se refiere a este último esquema, resulta que las restricciones no son pocas y del todo predecibles [Hog00, Ruf00a].

En un principio, los DT se usaban solo para cubrir los cargos por congestión, y por esto eran simplemente definidos como herramientas financieras con este fin. Sin embargo, se fue despertando el interés de usar los DT para asegurar parte de los costos de inversión. Nuevamente, fue HOGAN el primero en formalizar esta nueva faceta [Hog02b]. Con esto aparecieron los DT a largo plazo (DT-LP), tras de un par de propuestas alternativas, cada una con sus respectivas ventajas y desventajas [Gri05, Blu06]. Estas últimas propuestas, se caracterizan principalmente por definir el beneficio financiero que ofrece el DT como una función casi explícita a la sensibilidad de los parámetros físicos de la red, dando así los correctos incentivos y valoración para la inversión de la transmisión.

Se percibe entonces un cambio de mentalidad a medida que van evolucionando los derechos. De ser simplemente un mecanismo para cubrir los riesgos a corto y largo plazo, se ha empezado a vislumbrar, como una herramienta mediante la cual se pueden dar señales al mercado. El propósito de estas señales es aumentar la competitividad e incentivar comportamientos que ayuden al incremento de la eficiencia del mercado.

Lo que hace atractivo a los DT como herramientas para dar señales al mercado, son los ya mencionados beneficios financieros. De ahí que, una mala definición de los beneficios financieros o uso inadecuado del mismo, traiga de vuelta las altas primas de riesgo en mercados con TN o simplemente haga parecer buena una pésima inversión en la transmisión [Kri05].

Teniendo en cuenta que el objetivo último de los DT es crear un mercado más justo y competitivo, no se puede pretender definir un beneficio financiero que como consecuencia conlleve problemas de poder de mercado o disminuya la equidad dentro de la red. Es por esto, que detrás de la definición de dicho beneficio financiero¹¹ se encuentran una serie de regulaciones y controles, ya sea de tipo inherente o forzado, cuyo único objetivo es el permitir que el mercado opere de manera eficiente [Hog99]. Entonces, resulta que los DT como tal, no presentan una manera mediante la cual el

¹¹Y de los límites que se deban imponer para usar la red.

mercado puede llevar a cabo una desregulación de la transmisión; en vez de esto, permiten que se de una descentralización parcial, como se insinuo al principio del capítulo y se verá más adelante.

En general, es posible clasificar los DT de varias formas. Si se toma en cuenta el tiempo que tarda el contrato en ejecutarse, se pueden clasificar como DT a corto plazo y DT a largo plazo. El primer tipo de derecho por lo general es el que se usa para el manejo de la congestión dentro de la red. En general se podría ver este tipo como aquel que ayuda a manejar el riesgo a corto plazo. Por su parte, el derecho a largo plazo se usa generalmente para cubrir parte de los costos de inversión de una futura línea. De ser así la clasificación, se encontraría varios esquemas de beneficios financieros por cada tipo de DT.

Ahora, si se toma como referencia la definición bajo la cual está sustentado el llamado beneficio financiero, los actuales derechos aparecerían en tres facetas diferentes: en base a explícitamente al precio de los puntos, o punto donde se hace la transacción, en base a elementos de red restringidos, y en base a la sensibilidad del beneficio social. Para resumir, se llamaran tipo *locacional*, *de flujo* y *de sensibilidad*. Por cada tipo de derecho existirán DT a largo y corto plazo, en mayor o menor medida. Además, se tiene que para cada tipo de transacción que pueda ser llevada a cabo, una forma específica de pago por parte del derecho. Cabe resaltar, que esta clasificación sigue, por así decirlo, la línea evolutiva de los DT como se expuso anteriormente y por lo tanto se opta por esta última clasificación.

Entonces, al abordar cada tipo se expondrá de manera general el modelo bajo el cual está sustentado el beneficio financiero que otorga el derecho¹². Tras esto, vendrán las diferentes modalidades, o clases de derecho del tipo en cuestión, resaltando sus características, ventajas y desventajas.

1.3.1. Derechos Locacionales

Los derechos locacionales son todos aquellos en el que el beneficio financiero depende directamente del precio, o más precisamente, la diferencia de precios entre nodos en los cuales se realiza una transacción. Es decir, depende de dos factores fundamentalmente:

- La ubicación del punto de retiro e inyección

¹²Para facilitar la formulación se asumirá que la tarificación se hace de manera nodal, esto a menos que se diga lo contrario.

- La diferencia de precios de la energía eléctrica entre estos dos puntos

Por tanto, no tiene sentido alguno adquirir un DT locacional (DTL) en caso que la transacción se efectúe en el mismo *lugar*¹³, o en su defecto, en caso que la diferencia de precios entre dos *lugares* sea cero. No hay que olvidar que el origen de los DT está ligado a los cargos por congestión. A raíz de esto, solo se tiene en cuenta la diferencia de precios que se presenta a causa de este problema¹⁴.

Entonces¹⁵, este tipo de DT se define como un contrato *forward punto a punto*, y puede ser tanto balanceado como desbalanceado. Un DTL balanceado entre dos lugares i y j se puede representar como un vector así:

$$DTL = \begin{bmatrix} -g_i \\ 0 \\ d_j \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.6)$$

Claramente en i es donde se inyecta la potencia y en j donde se retira. Los valores de g y d corresponderían a la capacidad del derecho como tal, puesto que al ser balanceados son iguales.

Para un DTL desbalanceado tenemos que:

$$DTL = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ y_i \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ donde } y_i = g_i - d_i \quad (1.7)$$

¹³Cuando se habla de lugar se está refiriendo ya sea a un nodo en especial, o a una zona específica. Esto es, lugar se refiere a una región física donde el precio de la energía no tiene variación alguna al interior de la misma.

¹⁴Lo que significa que, la diferencia de precios debida a las pérdidas de potencia no debe tenerse en cuenta. A pesar de esto, para mayor información de como los DT sirven como barrera contra las pérdidas, se puede referir a [HH02]. No se trató en la presente revisión por lo inmaduro del desarrollo de este tema.

¹⁵Por ahora a menos que se diga lo contrario, en lo que resta del presente capítulo se manejara el método de tarificación nodal. Esto para facilitar la descripción y evitar al máximo las analogías ambiguas.

El derecho desbalanceado puede ver visto como simplemente una venta de energía por medio de un contrato *forward*. Claro está, que en caso de ser negativo, análogamente, correspondería simplemente a una compra de energía por medio de un contrato *forward*. Por tanto, un DTL balanceado puede expresarse como una combinación de derechos balanceados y desbalanceados, así:

$$DTL = \begin{bmatrix} -d_j \\ 0 \\ d_j \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} y_i \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ donde } y_i = g_i - d_j \quad (1.8)$$

Ahora siendo π_k el precio en la región k , se tiene que el derecho balanceado da al poseedor un pago por:

$$InDTL = \begin{bmatrix} \pi_m & \pi_i & \pi_n & \pi_j \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -g_i \\ 0 \\ d_j \end{bmatrix} = d_j\pi_j - g_i\pi_i \quad (1.9)$$

Que es precisamente el cargo por congestión expuesto anteriormente en la ecuación 1.5, si consideramos un esquema de TN. En consecuencia, este derecho se dice es una barrera perfecta contra las variaciones de tal cargo, en esta modalidad¹⁶. A continuación se dan las diferentes clases que se derivan de esta formulación [Hog02a].

1.3.1.1. Derechos Punto a Punto

Ante la necesidad de una herramienta que permitiera de manera descentralizada y transparente manejar la red de transmisión eléctrica, W. W. HOGAN desarrolló los

¹⁶Vale la pena aclarar de una vez el concepto de barrera perfecta. Esta es aquella que permite bloquear el riesgo en cuestión sin incurrir en costos o ingresos adicionales.

primeros derechos de transmisión, superando muchas dificultades, las cuales eran impuestas por las características inherentes del sistema de potencia y el mercado de energía. Estos son los DT punto a punto (DTPP) y se caracterizan por tener una cercana relación con la red eléctrica y el mercado *spot* basado en un DERS, el cual a su vez es basado en las ofertas de los participantes [Hog02a].

Principalmente son usados con el fin de proteger a los participantes del mercado contra el riesgo de congestión, resultado de la incertidumbre existente en torno a los valores de los PM. Sin embargo, estos derechos pueden utilizarse para asegurar parte de los costos que traería la construcción de una nueva línea dentro del sistema. En ese caso el contrato financiero es a largo plazo y debe recibir un trato especial para asegurar la integridad financiera del operador del sistema y de los mismos participantes, incluido el inversionista. Por esta razón este derecho constituye una clase aparte.

En esta clase de derecho se destacan dos formas de realizar el contrato, las cuales son análogas a las dos formas de contrato forward que existe. Estas formas son la obligación y la opción.

La obligación punto a punto es un DT que ofrece un ingreso equivalente a la renta por congestión, en caso que la diferencia de precios entre punto de retiro y de generación sea positiva. En caso que dicha diferencia sea negativa, el propietario del derecho es aquel que tiene la obligación de dar al operador del sistema una suma de dinero igual a $q_k (\pi_i - \pi_j)$, donde q_k es la capacidad contratada del derecho, i es el nodo de inyección y j el de retiro.

La forma como son adjudicados este, y la mayoría, de derechos de transmisión es por medio de una subasta en donde se busca maximizar los ingresos recolectados por esta [Hog02a, Gri05, Bal06]. La subasta es también un medio de separar la operación del sistema (compra - venta de energía) de la adjudicación de los derechos para evitar ingerencias de los propietarios de la red en la compra - venta de energía debido a la posibilidad de ejercer poder de mercado y aprovecharse de los incentivos perversos de las rentas de congestión.

Para el desarrollo de la subasta se ha optado por la claridad en vez de la generalidad [Den04]. Con esto en mente, considérese un mercado con competencia perfecta, donde cada participante tiene un pronóstico perfecto de precios y además son racionales y neutrales al riesgo. Refiérase q a la capacidad del derecho, β la oferta o precio que se está dispuesto a pagar por dicho derecho, e i y j los puntos de inyección y retiro respectivamente. Sea N el número total de nodos dentro del sistema y

\bar{q}_{ij} ; la suma de todas las ofertas de capacidad del nodo i al j . Es razonable pensar en un límite de capacidad para la cantidad de DT ofertada puesto que dependiendo de las condiciones del mercado y de la capacidad financiera del participante, este valor va tener un límite dado. Con todo esto, y bajo un modelo DC, se tiene que la subasta se plantea como:

$$\begin{aligned}
 & \underset{\{q_{ij}, \forall i, j\}}{\text{máx}} && \sum_{i \in N} \sum_{j \neq i} \beta_{ij} q_{ij} \\
 & \text{sujeto a} && \\
 & q_i = \sum_{j \neq i} q_{ij} - \sum_{k \neq i} q_{ki} && \forall i, j, k \in N && (1.10) \\
 & F(q, u) \leq R && \\
 & q_{ij} \leq \bar{q}_{ij} && \forall i, j : j \neq i \text{ y } q_{ij} \geq 0
 \end{aligned}$$

Donde β_{ij} es el mismo para toda transacción entre los nodos i y j , dada las suposiciones iniciales, y $F(q, u)$ y R hacen referencia al flujo por las líneas y la restricciones de las mismas, respectivamente. Claramente, si el participante es racional y existe competencia perfecta dentro del mercado, el valor de la oferta β_{ij} nunca excederá al cargo por congestión que este prevé. Por tanto, β_{ij} representa lo que está dispuesto a pagar el participante por usar la red de transmisión, esto es, el costo de oportunidad por la transmisión.

En [Den04] se analiza un problema respecto a la subasta de DTPP. Allí es demostrado bajo un modelo DC tal y como el presentado aquí, que toda subasta de DTPP puede ser representada a través de una subasta de energía equivalente. Tenemos entonces, que una subasta de energía donde las respectivas ofertas y demandas corresponden a los precios de la energía esperados para cada nodo, corresponde a una subasta de DT en la cual, todas las ofertas propuestas entre dos nodos equivalen al pago esperado que ha de hacer el propietario del derecho. Esto a su vez, nos indica que el descubrimiento del precio es perfecto en esta subasta cuando todas las ofertas muestran un patrón racional, neutral ante el riesgo, y los participantes son tomadores de precio.

Bajo todas estas consideraciones, tenemos que, si alguna restricción de capacidad

se está ejerciendo en un nodo cuando se realiza la subasta, el precio al cual se está ofertando la energía en dicho nodo diferirá del precio emanado por la subasta de energía. Más precisamente el precio de la subasta será mayor/menor que el de la oferta si el nodo es de generación/carga. Por tanto, todos los pagos esperados de los DT que tengan que ver con ese nodo serán diferentes al pago real arrojado por la subasta. Con todo lo anterior, se ve entonces que esta discrepancia no se debe a defectos dentro de la forma como el precio del mercado es descubierto, y por ende, mejorar la forma como el precio es descubierto no solucionara el problema. Solo si la cantidad total de DT se distribuye en unos pocos, los precios de oferta serán casi los precios que resultan de la subasta. Es importante que dicha convergencia exista si se quiere contar con un instrumento eficiente con el cual se pueda manejar el riesgo y además de una correcta señal de precio para el uso de la transmisión y la inversión en esta. Mejorando la liquidez e introduciendo un mercado secundario con algún otro tipo de DT con mayor liquidez, son maneras de solucionar el problema. Si no es posible solucionar esto, sería mejor optar por algún otro método para la adjudicación de DT.

Por otra parte no hay que olvidar que no todo conjunto de DTPP es factible. En ocasiones será necesario reconfigurar el conjunto o modificar las variables de control dentro del sistema hasta que sea factible, ya que de no serlo, el sistema no estaría en las condiciones físicas y financieras para suplir los derechos. La prueba de factibilidad es formulado como:

$$\begin{aligned}
 & Q = \sum_k q_k \\
 \text{sujeto a} & \\
 & L(Q, u) + \iota^t Q = 0 \\
 & F(Q, u) \leq R
 \end{aligned} \tag{1.11}$$

Donde Q es la suma de todos los DT adjudicados dentro del mercado. Como vemos en esta prueba lo que se busca es asegurar que la red este en capacidad de soportar todas las transacciones con DT previstas. Ahora, si se cumple la prueba de factibilidad, entonces, se puede asegurar que el excedente de congestión será sufi-

ciente para pagar a todos los poseedores de DTPP, es decir, que el operador del sistema tendrá los *suficientes ingresos* para otorgar a todos los dueños de DT el beneficio financiero que este último garantiza [Hog02a, LG04b, PP04].

La prueba de factibilidad por lo general se incluye en el proceso de subasta. Si se observa la ecuación 1.10, vemos que la primera restricción no es más que la de balance de potencia, al igual que la primera restricción de la ecuación 1.11 al remover el término $L(Q, u)$, que es precisamente el correspondiente a las pérdidas. Por tanto, en la subasta se está incluyendo la prueba de factibilidad a modo de restricción, luego implícitamente se está asegurando la *suficiencia de ingresos* del operador del sistema¹⁷. Aunque este concepto se desarrollo para el DTPP, es análogo para el resto de DT.

Como se puede apreciar, al prueba de factibilidad es un elemento sumamente importante en la adjudicación de derechos de transmisión. Es por esto que todo conjunto de DTPP debe ser evaluado antes de poder ser adjudicado, y es por esta misma razón que la reconfiguración de los DTPP es una tarea tan complicada y solo puede ser hecha por el operador del sistema. Esto trae un serio problema de liquidez y flexibilidad al mercado de energía, y de no ser tratado, situaciones en las cuales los participantes ejercen cierto poder de mercado y señales erróneas pueden aparecer en el mercado, provocando así una operación ineficiente del mismo.

Se tienen varios caminos para mitigar estos últimos inconvenientes, sin embargo, es de carácter obligatorio crear un mercado secundario donde los DTPP puedan ser negociados. Las consecuencias de no tener este mercado secundario se refleja principalmente en la operación ineficiente del mercado, por ejemplo a causa de la falta de liquidez y capacidad de descubrimiento del precio [Den04]. Sobre este tema se ha discutido en el pasado ante la aparición de ciertas críticas de los retractores de la TN y los DTPP, más precisamente en [Ore97b, Sto97, Hog97, Ore97a]. Y aunque la mitad de la discusión trata de justificaciones y contraejemplos de una serie de propuestas y anotaciones por parte de los autores, el mensaje es claro: Los DTPP necesitan un mercado secundario para cumplir su objetivo.

Entonces, una vez se disponga de un mercado secundario, se puede pensar en *incrementar la flexibilidad*¹⁸ mediante la implementación de un mercado de DTPP mul-

¹⁷En este punto cabe aclarar un inconveniente que aparece de manera independiente a los DT como tal. Para resolver cualquier problema de optimización, una condición fundamental es que el conjunto de puntos que pueden ser tomados como posible solución formen un conjunto convexo. Una muestra de este hecho en el marco de los DT se expone en [PP04].

¹⁸La flexibilidad del mercado secundario se refiere a la capacidad de reconfiguración de los contratos

tiperiodo. Por ejemplo puede haber un periodo pico, uno valle y uno compuesto por ambos que sería por todo el día. En cualquier periodo, las inyecciones netas en cada nodo tienen en cuenta las hechas en cada periodo y las destinadas a realizarse a través del día completo, estas últimas son las hechas para el periodo compuesto, que comprende todo el día. Por tanto, los DTPP de cada periodo tendrán que competir con los del día entero por la capacidad del sistema. En un sistema de este tipo, los precios de los DTPP tenderán a ser bajos en el periodo valle y subirán con respecto a estos para el periodo pico. Debido a que en el periodo de tiempo completo se estará recolectando dinero en ambos periodos, el precio para este incluso puede ser mayor que para las horas pico [QB06].

Por otro lado, para *mejorar el descubrimiento del precio* se recurre a un mercado con varias rondas. Esto es, la capacidad total del sistema se parte en tantas veces como rondas se requiera. Para cada ronda se tiene en cuenta la capacidad ya asignada en la ronda anterior. Es por esto que las restricciones de potencia son remodeladas como la capacidad acumulada hasta la presente ronda. El resultado de cada ronda es expuesto antes del inicio de la siguiente, esto es lo que permite mejorar la capacidad para descubrir el precio del mercado [QB06].

Ahora, una de las principales ventajas de los DTPP yace en su capacidad de ser descompuesto. Así un derecho de un punto A a un punto B, es igual a la suma de un derecho A a C y luego de C a B, siendo C un punto intermedio cualquiera o *hub*. Es mediante esta descomposición de DTPP que el manejo y reconfiguración de derechos punto a punto se realiza en el mercado de PJM, luego es una importante característica que ofrece flexibilidad y ayuda a la liquidez del mercado secundario [Hog99].

Un problema usual dentro de los mercados de energía inmaduros es la presencia del poder de mercado. En el presente caso, los derechos de transmisión en manos de un líder de precio pueden ser usados para aumentar su poder de mercado. Esto lo logra produciendo menos, para aumentar el valor del DTPP. Entre más alta sea la capacidad asignada, más potencia tenderá a retener. Sin embargo esto depende de la dirección en la cual se quiere bloquear la congestión, ya que si el DTPP es negativo puede ayudar a mitigar el poder de mercado. Un análisis más detallado de este tema se puede encontrar en [JT00, PP05].

que este ofrezca y a los diversos tipos de contratos bilaterales que puedan llevarse a cabo.

Para ilustrar un poco mejor la manera como los DT trabajan y no dejar solo en una charla lo aquí expuesto, en lo posible se darán a conocer ejemplos numéricos¹⁹, para así poder palpar y concretizar lo dicho a través de cada capítulo. Para tener una referencia de donde se puedan comparar de manera simultanea los resultados obtenidos, se empleará el mismo sistema para todos los casos. Dicho sistema se eligió por practicidad y puede ser consultado en [KS04].

El sistema que se tomará como ejemplo de aquí en adelante es el expuesto en la figura 1.1. Este es el que llamaremos el caso base. Para el presente caso se usará además un caso especial, cuya única diferencia con el caso base es que la restricción en la línea 2-3, ha cambiado de 130 MW a 65 MW. Las soluciones de dichos casos se presentan a continuación en las figuras 1.2 y 1.3.

Supongamos que la demanda en el nodo 2 es un participante racional y quiere protegerse contra la volatilidad de los cargos por congestión presentes en el sistema. Esto lo hace fijando un precio por el costo de oportunidad de transmitir. Cabe resaltar que este participante no tiene conocimiento de las ofertas de los generadores ni un pronóstico perfecto de los precios nodales en el despacho real.

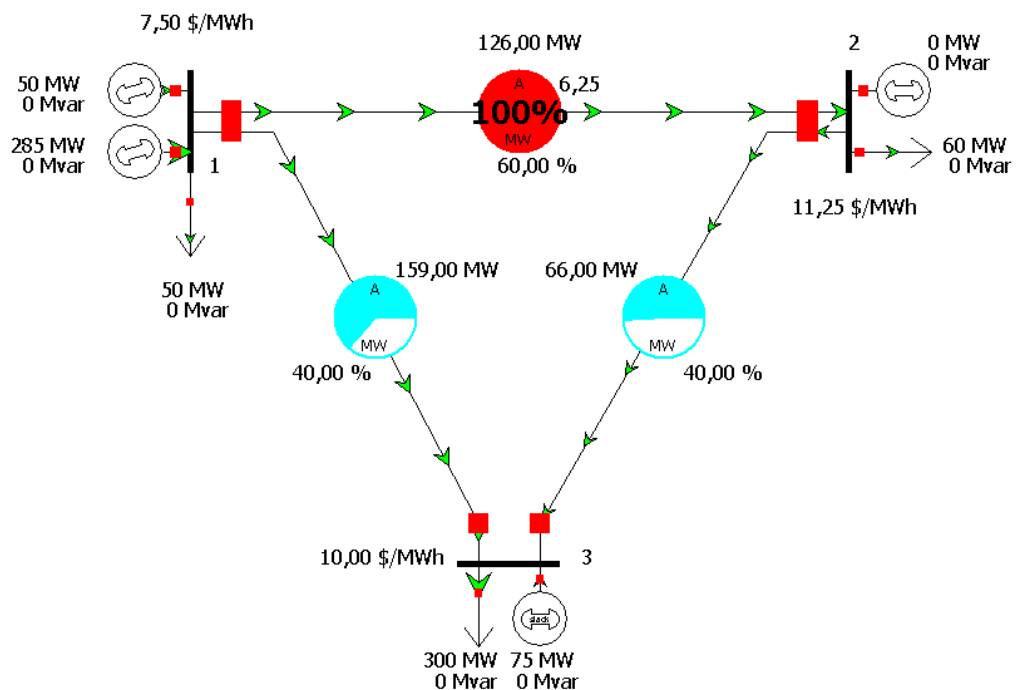


Figura 1.2.: Caso base

¹⁹Para simular los diferentes casos se usó el software PowerWorld 13.0 versión de evaluación.

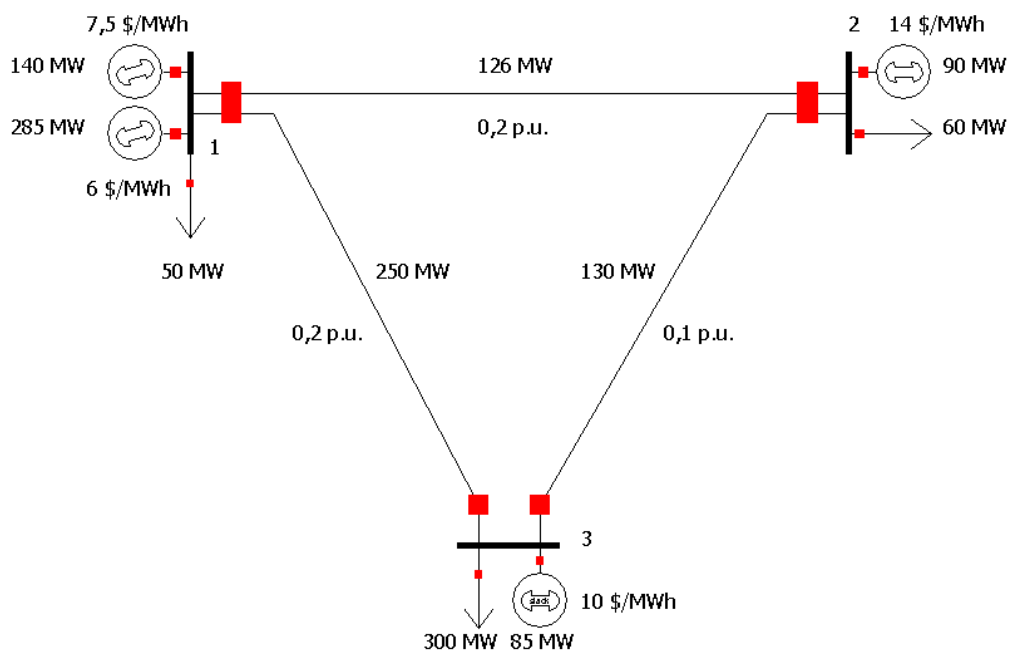


Figura 1.1.: Descripción del sistema base

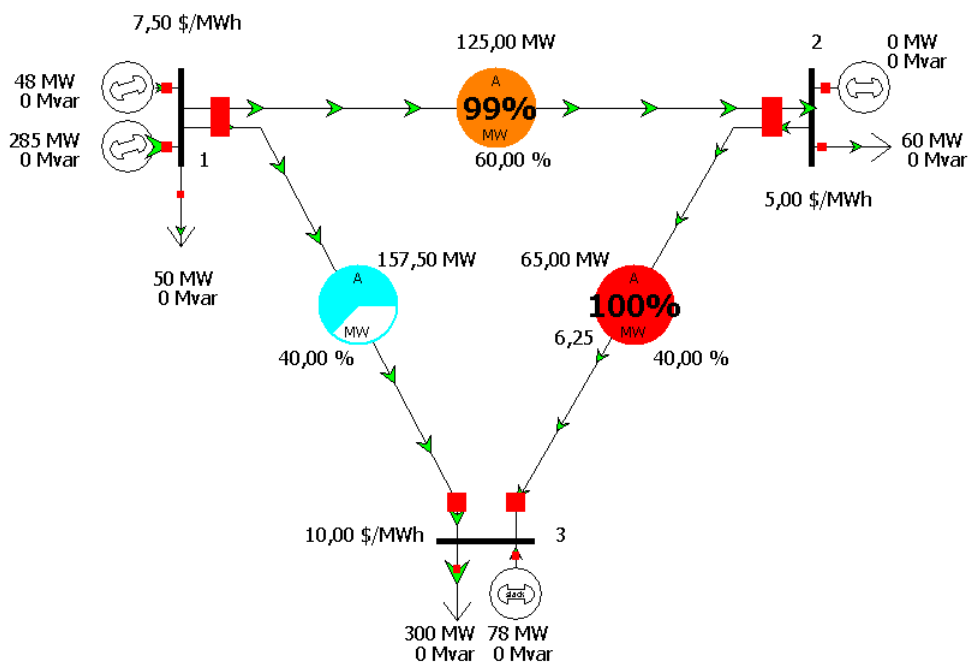


Figura 1.3.: Caso especial

Para fijar entonces el precio del costo de oportunidad, el participante entra en una subasta de derechos de transmisión. En dicha subasta el da a conocer lo que está dispuesto a pagar por tener que transmitir cierto monto de energía. Por ahora digamos que ofrece una cantidad β para que le permitan transportar los 60 MW de 1 a 2. El máximo valor que puede tomar β es la diferencia de precios entre los nodos 1 y 2, que este participante espera, o lo que es equivalente, el pronóstico que él hace de los cargos por congestión. El DTPP hace que el propietario sea el merecedor de un flujo de ingresos igual al cargo por congestión. Teniendo en cuenta el costo del contrato, tenemos que la demanda en 2 pagará cada MW a:

$$\pi_2 - (\pi_2 - \pi_1) + \beta = \pi_1 + \beta$$

ingreso
DTPP

Entonces, si $\pi_1 + \beta = \pi_2$, se tiene un pronóstico perfecto. De lo contrario $\pi_1 + \beta \leq \pi_2$ o $\pi_1 + \beta \geq \pi_2$, lo que representa un buen negocio o un mal negocio respectivamente. Con esto en mente, supongamos que el participante 2 adquiere su DTPP entre 1 y 2 de 60MW por 2 \$/MWh, asegurando así su transacción. El despacho en la hora para la cual compró el DTPP resultó ser igual al caso base, luego tenemos que:

- El paga $60 \times 7,5 = \$450$ por la energía que le compra en el nodo 1.
- El paga $(11,25 - 7,5) 60 = \$225$ por el cargo por congestión.
- Recibe $(11,25 - 7,5) 60 = \$225$ por el DTPP.

Luego en total, el ha gastado $(7,5 + 2) 60 = \$570$ para poder llevar a cabo la transacción. De no haber tenido el DTPP, la misma transacción le hubiera costado \$675. Sin embargo, al no tener un pronóstico perfecto este participante no tendría la certeza de que valor puede tomar la renta de congestión y por tanto a la hora de negociar pediría una prima de riesgo. Dependiendo de la distancia y de que tan adverso al riesgo sea el participante este pediría un determinado precio. El resultado de esto sería una elevación en los costos de transacción y en el peor de los casos, una subutilización de la red, al ser poco probable la negociación con agentes no muy lejanos por el riesgo que se corre.

Ahora, para este ejemplo se puede completar el conjunto factible de DTPP con un derecho de 1 a 3 de 225 MW. Es decir, este último derecho junto con el que adquirió el participante en el nodo 2, pueden ser ejecutados de manera simultánea sin atentar contra la integridad física de la red y la suficiencia de ingresos. Gracias a que estamos usando un modelo DC para el flujo, fácilmente vemos que los flujos cumplen las restricciones ya que:

- Flujo por la línea 1-2 en presencia de ambos derechos es igual a $60(0,6) + 225(0,4) = 126 \text{ MW}$
- Flujo por la línea 1-3 en presencia de ambos derechos es igual a $60(0,4) + 225(0,6) = 159 \text{ MW}$
- Flujo por la línea 3-2 en presencia de ambos derechos es igual a $60(0,4) - 225(0,4) = -66 \text{ MW}$

Lo cual no viola ninguna de las restricciones. Sin embargo, también se debe estar seguro que la integridad financiera del operador del sistema no se vea vulnerada. Para asegurar esto se debe cumplir la suficiencia de ingresos. Entonces el excedente de congestión que es igual a:

$$\zeta = \pi^t p = 7,5 [50 - (285 + 50)] + 11,25 (60) + 10 (300 - 75)$$

$$\zeta = \$787,5$$

Debe ser mayor o igual al dinero que el operador del sistema tiene que desembolsarle a los propietarios de los DTPP. Esto es:

$$787,5 \leq 60 (11,25 - 7,50) + 225 (10 - 7,50) \therefore 787,5 \leq 225 + 562,5$$

Luego cumple puesto que son exactamente iguales. Este resultado era de esperarse, puesto que los DTPP eran físicamente factibles. En la vida real en ocasiones, puede dar mayor o inclusive menor, debido a cambios fuertes en la topología o características del sistema.

Finalmente se examinará el caso en el cual el despacho real es el caso especial ya expuesto. En ese caso el participante 2:

- El paga $60 \times 7,5 = \$450$ por la energía que le compra en el nodo 1.
- Recibe $(7,5 - 5) 60 = \$150$ por el cargo por congestión.
- Paga $(7,5 - 5) 60 = \$150$ por el DTPP.

Luego en este caso el DTPP lo que hace es encarecer la transacción, puesto que en ausencia del mismo hubiera salido por solo \$300. En cambio este costó \$450 sin tener en cuenta, claro está, el precio del contrato. De cualquier forma se gastó \$150 de más. Con un procedimiento similar se puede encontrar que incluso en este caso, se sigue cumpliendo la prueba de factibilidad y por tanto la suficiencia de ingresos.

Por otro lado, las opciones son un complemento inmediato de las obligaciones que ofrece una mayor flexibilidad al mercado secundario [QB06, Hog02a]. Una opción de DTPP se define como aquel DT cuyo beneficio financiero viene dado por $\max [q (\pi_j - \pi_i), 0]$, es decir, da al propietario el derecho a ejercer su DTPP solo si el flujo de dinero que este otorga es positivo [Hog02a]. Dada esta cualidad, el precio de una opción siempre será mayor a la de una obligación, puesto que una prima extra de riesgo ha de ser pagada, pues hay la posibilidad de que la opción no sea ejercida. No obstante, el hecho de recibir siempre un ingreso y evadir los valores negativos, le da una ventaja sobre las obligaciones en lo que a barrera contra el riesgo se refiere. Sin embargo, esta cualidad hace que la red sea subutilizada. En el caso de las obligaciones, se puede contar con el contraflujo que estas pueden ocasionar en algunas líneas. Este contraflujo lo que hace es ayudar a completar todas las transacciones, puesto que permite dar paso a una mayor cantidad de flujo neto en la dirección opuesta [KS04]. Para las opciones, debido a que no se tienen los precios del mercado por anticipado, no es posible contar con los contraflujos que pueden aparecer en caso de realizarse la transacción. En consecuencia, menos capacidad ha de ser asignada con el fin de asegurar la integridad física de la red [Hog02a, QB06].

Ahora, dado que el problema del despacho económico está formulado como una obligación, al introducir opciones el nivel computacional se incrementa considerablemente, exigiendo pues, mucho más poder de cálculo para poder realizar la subasta, reconfiguraciones y pruebas de factibilidad que se necesiten para asegurar la suficiencia de ingresos. Además de esto, dado que la opción no puede ser descompuesta en dos conjuntos de derechos con un punto en común, tiene mucho menos flexibilidad y capacidad de reconfiguración [Hog02a].

A pesar de estos inconvenientes, se tiene que un mercado en el cual se manejen opciones y obligaciones de DTPP y otros tipos de derechos ofrece una mayor flexibilidad, a costa probablemente de la liquidez y capacidad de descubrimiento del precio del mercado, dada la gran cantidad de alternativas para negociar que se tendrían [Den04, Kri05].

Remitiendonos al caso base que se ha tomado como ejemplo, y fijandonos solo en la demanda en el nodo 2, tenemos que los resultados en el caso base cuando son usadas las obligaciones, son idénticos a cuando se usan las opciones, a excepción claro del mayor costo de transacción, debido a la prima de riesgo que hay que pagar a aquel que emite el contrato. Sin embargo, para el caso especial, puesto que el derecho se torna negativo, se tiene ahora la opción de no ejercer el DTPP. Al no ejercerlo se pierde el derecho a transmitir potencia y por tanto la transacción asociada no puede ser completada.

Para terminar se debe tener en cuenta que, como se expuso con anterioridad, la obligación en ocasiones puede obligar a su poseedor a pagar cierto monto de dinero al operador del sistema. Esto se debe a la dependencia de estos derechos al punto de operación en el cual son calculados [Bal06]. Por tanto, ante un cambio en el punto de operación real, respecto al simulado, de inmediato se corre el peligro de enfrentar un egreso por ser el dueño del contrato. Si bien esto se puede ver solucionado con el uso de opciones, la consecuencia inmediata es una reducción en la capacidad del sistema, por lo cual, menos transacciones pueden ser llevadas a cabo y en consecuencia, menos ingresos serán recolectados en el mercado. Si a esto se le suma el aumento en los costos por parte de herramientas computacionales adecuadas para el manejo de las mismas, se detecta de inmediato una disminución aún mayor de los ingresos, que conllevarán a un aumento de las tarifas reguladas o variables, según sea el caso, obteniendo al final una sobrevaloración de la red de transmisión, que ahora se utiliza menos. El resultado final es un mercado menos eficiente si el aumento en la flexibilidad no aporta ningún beneficio. Un balance entre obligaciones y opciones debe entonces ser hecha, de tal manera que el impacto de estas últimas no sea negativo.

1.3.1.2. Derechos de Contingencia

Una práctica común dentro del mercado es el crear un portafolio de DTPP, de tal manera que en caso de presentarse una falla o no estar disponible la capacidad de

un generador determinado, la transacción pueda ser completada. La frecuencia con la que este tipo de comportamiento se lleva a cabo dio origen a este tipo de DT,

Los Derechos de Transmisión de Contingencia (DTC), son derechos que ofrecen una barrera contra la congestión en caso de contingencia, que puede ser igual o menos costosa que el portafolio de DT equivalente. Esto se cumple siempre y cuando se trabaje con las opciones, en caso de tener una obligación de DTC, puede no ser cierta esta afirmación. Su definición es general y válida, por tanto para el caso de transacciones punto a punto que se protegen con los DTPP o con otro tipo de DT a corto plazo.

Estos derechos se pueden interpretar como la compra de la mayor capacidad de DT que podría aparecer en caso de contingencia, y la venta del mínimo contraflujo que podría aparecer en caso de contingencia. Para las opciones solo representa la compra de la mayor capacidad posible de DT que puede haber en caso de contingencia. Un análisis más detallado puede ser encontrado en [O'N03].

Por ahora se mostrará la filosofía detrás de los DTC en base a los DTPP. Considérese de nuevo el caso base (ver figura 1.2). El flujo de ingresos de un DTPP es la diferencia de precios entre el nodo de retiro e inyección por la cantidad transada. Para el DTC, el beneficio financiero viene dado por la mayor diferencia que pueda aparecer en caso de contingencia. Por tanto, si la demanda en el nodo 3 compra un DTC entre 1 o 2 y 3, este le remunerará a $(10 - 7,5) = 1,5$ \$/MW. De haber comprado el portafolio de obligaciones le remuneraría a 1,25 \$/MW. Este hecho se resume en la tabla 1.1. Sin embargo, esto no siempre pasa con las obligaciones y en ocasiones, puede ser una alternativa más costosa el adquirir la obligación de DTC.

Tabla 1.1.: Beneficio financiero para un portafolio de DTPP y un DTC

DTPP de 1 a 3	DTPP de 2 a 3	Portafolio de DTPP	DTC de 1 ó 2 a 3
2,5 \$/MW	-1,25 \$/MW	1,25 \$/MW	1,5 \$/MW

A diferencia de las obligaciones, las opciones de DTC en el peor de los casos son iguales al costo del portafolio de opciones de DTPP. Para el mismo ejemplo la opción remunera exactamente igual. No obstante, el portafolio de opciones también remunera por el mismo valor, puesto que se tiene la opción de no ejercer uno de los derechos, en particular el que resulta en un valor negativo. Esto ocurre en el caso más desfavorable, ya que la opción de DTC puede ser menos costosa que un portafolio de opciones de DTPP equivalente.

1.3.1.3. Derechos de transmisión punto a punto a largo plazo

Una investigación hecha demuestra que para barreras de alto riesgo y sobre distancias muy largas, los precios de los DTPP en el mercado de New York, no reflejan los cargos por congestión, y viene con altas primas de riesgo. Esto por los inconvenientes ya nombrados de los DTPP y además porque la capacidad del DT se mantiene constante durante un periodo de tiempo fijo [ESBO03]. Por tanto, los participantes solo predicen con precisión aquellos cargos de pequeña magnitud.

Ahora, se tiene que el dinero recaudado debido al excedente de congestión, solo cubre un 25 % de los costos totales de una línea de transmisión [Kri05]. Por tanto, es necesario un cargo adicional para cubrir el resto del dinero. Sin embargo, dado el gran porcentaje que representan estos costos, el problema es sumamente complejo y no tiene aún una única solución [MSL03]. En conclusión, este método no ofrece una forma de remunerar al 100 % la red de transmisión. Además, debido a que depende directamente del cargo por congestión, deben ser impuestas regulaciones pertinentes que eviten un comportamiento que vaya en contra de la eficiencia del mercado.

En consecuencia, una clase de derecho que ofrezca una mejor protección a largo plazo y que además, brinde un mecanismo mediante el cual la red pueda ser expandida, es una extensión natural y necesaria de los DTL. Esta clase son por lo tanto, los DTL a largo plazo (DTL-LP). En si se trata de un DTPP a largo plazo. Sin embargo, para enfatizar la diferencia de tratamiento de este par de DTL, se ha optado por la notación expuesta.

La principal tarea de esta clase de derecho es el dar los incentivos correctos para que una expansión que signifique un aumento en el beneficio social del mercado, pueda ser realizada. La expansión de la red se hace por medio de este derecho solo en caso que dicho cambio en la red de transmisión no implique un cambio significativo en la diferencia entre PM que motivan la expansión. Por tanto, grandes inversiones, donde aparecen las economías de escala y *Lumpyness*²⁰ deben aún ser guiadas bajo la supervisión del ente regulador competente. A este tipo de expansión en especial, se le llamará *expansión marginal*, de aquí en adelante[Bal06].

Con este esquema, el orden en el cual se realizan las expansiones influye en los ingresos que ofrecen. Se tiene que la adjudicación de esta clase de DT es además bastante ambigua, puesto que tras la expansión, hay una gran variedad de DTPP

²⁰El termino Lumpy hace referencia a que en la transmisión el precio residual de la infraestructura es muy bajo, lo cual imposibilita la reventa de esta para, por ejemplo, cubrir parte de los costos de nuevos equipos [KS04].

que pueden ser transados. Esto trae como consecuencia, una dificultad a la hora de decidir que clase de medidas deben ser tomadas para protegerse contra situaciones adversas que pudieran aparecer, dado que no hay certeza de los escenarios que se presentarán.

Ante todos estos problemas, HOGAN propuso un protocolo para poder asignar DTL-LP, de tal manera que ni la integridad física, ni financiera del operador del sistema se viera afectada, además de no representar un impacto negativo sobre los DTPP ya existentes. Dicho protocolo consiste en asignar un conjunto de DTPP incrementales, o futuros DTPP, factible gracias a una serie de DT de reserva o *proxy awards*. La idea consiste en definir las *proxy awards*, de tal manera que la red sea usada de la mejor manera y en la misma dirección de los DTPP incrementales [Hog02b]. El reto radica en determinar los llamados *proxy awards*. Una propuesta para solucionar este problema, que reside en un problema de programación de dos niveles es expuesta por [Kri05], y será brevemente explicada continuación.

Entonces, HOGAN propone cuatro axiomas sobre los cuales se puede adjudicar derechos a inversionistas de nueva capacidad de transmisión, para poder manejar las posibles externalidades negativas que lleguen a aparecer asociadas a la expansión cuando la capacidad de la red no ha sido en su totalidad ocupada por los DTPP:

1. Un DTL-LP, siempre debe permanecer factible.
2. La factibilidad del DTL-LP es asegurada por medio de cierta cantidad de derechos sin asignar.
3. Los inversionistas deben maximizar su función objetivo.
4. La adjudicación de los DTL-LP puede aplicar tanto para aumentar la capacidad de la red, como para disminuirla.

Los *proxy awards* se necesitan siempre y cuando parte de la capacidad de la red este sin asignar. Pareciera que la ubicación de toda la capacidad fuera necesaria para definir y medir la capacidad incremental de los DT, sin embargo no es así. Ahora, de por si los *proxy awards* son difíciles de definir y a esto se le tendría que sumar el hecho que, el protocolo de adjudicación de DT incrementales se hace más complejo en caso que no toda la capacidad de la red este ocupada por los DTPP existentes.

Considerese ahora las nuevas inversiones. Los derechos incrementales en conjunto con los derechos existentes deben cumplir siempre la prueba de factibilidad. Sea

a un escalar que indica la cantidad de DT incrementales y \hat{t} la cantidad escalar de *proxy awards*. Sea δ un vector tal que multiplicado por a o \hat{t} indique la cantidad de DT incrementales y *proxy awards* en diferentes partes dentro del sistema. Cada elemento en este vector direccional representa un DTPP entre dos partes y puede estar compuesto por varios terminos resultado de una combinación de DTPP. Ahora, para satisfacer la prueba de factibilidad, el presente conjunto de DTPP que ocupan de manera parcial la red, tiene que ser factible junto con el conjunto de estos derechos más los derechos incrementales. Luego se debe cumplir que:

$$F(T, u) \leq R \quad y \quad F^+(T + a\delta, u) \leq R^+ \quad (1.12)$$

Donde T es la actual adjudicación parcial de DTPP, y el superíndice + indica que el patron de flujo y restricciones a cambiado. Ahora para una determinada cantidad $\hat{t}\delta$ de DT sin asignar, se debe cumplir igualmente la prueba de factibilidad. Luego:

$$F^+(T + a\delta, u) \leq R^+ \quad y \quad F^+(T + a\delta + \hat{t}\delta, u) \leq R^+ \quad (1.13)$$

Todo esto siempre conservando el patrón inicial de flujos, esto es, cumpliendose:

$$F(T + \hat{t}\delta) \leq R \quad (1.14)$$

Los inversionistas deben recibir la cantidad de DT incrementales que maximicen sus preferencias, las cuales se ven reflejadas en el precio que estos están dispuestos a pagar para DTPP entre diferentes lugares. Esto se debe cumplir para el caso en el cual la capacidad de la red disminuya o se incremente.

Un protocolo de inversión que siga estos criterios no es obvio. Si se definen los proxy award como el mejor uso que se le pueda dar a la red sobre la misma dirección que los DT incrementales, se podría incluir dentro de la formulación los efectos negativos y positivos sobre la capacidad de la red, por parte de los DT incrementales.

El concepto de dirección se aplica para condiciones presentes durante el periodo para el cual los DTL-LP están definidos. El mejor uso en una red de tres nodos se puede ver como un solo DT incremental en una dirección, o como una combinación de DTPP adjudicados definidos por el vector direccional δ , y por los cuales el inversionista tiene preferencias [Kri05].

Siendo p el conjunto de la capacidad sin asignar resultante de las preferencias del inversionista antes de realizarse la expansión. Cada elemento de p da el precio del

proxy award que representa. HOGAN define el mejor uso como:

$$\begin{aligned} \hat{y} &= T + \hat{t}\delta \\ \text{para } \hat{t} &\in \operatorname{argm\acute{a}x}_t \{t\delta : F(T + t\delta) \leq R\} \end{aligned} \quad (1.15)$$

Aquí entonces el objetivo es maximizar el valor de los *proxy awards*, dado el patrón preexistente de flujos y restricciones. Ahora, considerando las preferencias del inversionista ($\beta(a\delta)$):

$$\begin{aligned} \hat{y} &= T + \hat{t}\delta \\ \text{para } \hat{t} &\in \operatorname{arg} \min_{t, F(T+t\delta, u) \leq 0} \left\{ \max_{a \geq 0} [\beta(a\delta) : F^+(T + a\delta + t\delta, u) \leq R^+] \right\} \end{aligned} \quad (1.16)$$

En esta formulación, el objetivo es maximizar los ingresos del inversionista,²¹ teniendo en cuenta los *proxy awards*, los DTPP que ya se encontraban en el mercado y los DT incrementales, a la vez que se minimiza el valor de los *proxy awards* que satisface al prueba de factibilidad en la red sin DT incrementales.

Con este protocolo para definir los *proxy awards*, un modelo de subasta puede entonces motivar a los inversionistas. Más precisamente, si tomamos como objetivo el maximizar las preferencias del inversionistas mediante la adjudicación de cierta cantidad de DTPP en la dirección de δ , el modelo de la subasta es:

$$\begin{aligned} &\max_{a, t, \delta} \beta(a\delta) \\ &\text{sujeto a} \\ &F^+(T + a\delta, u) \leq R^+ \\ &F^+(T + a\delta + \hat{t}\delta, u) \leq R^+ \\ &\hat{t} \in \operatorname{argm\acute{a}x}_t \{t\delta : F(T + t\delta) \leq R\} \\ &\|\delta\| = 1 \\ &a \geq 0 \end{aligned} \quad (1.17)$$

²¹Los cuales están relacionados con la función de preferencias $\beta(a\delta)$

La norma de δ se restringe a que sea igual a uno, siempre para evitar una solución trivial de esta variable. Este modelo de subasta define el mejor *proxy award* para poder llevar a cabo el objetivo. Ya con este modelo, se puede empezar a realizar una serie de preguntas, como por ejemplo, que tan aceptable son los DT incrementales y el conjunto de *proxy awards* que se desprenden de la subasta. Otro es investigar el tipo de incentivos para la transmisión mercante que estos ofrecen. Falta ver si es posible que de pie a la participación estratégica el presente modelo y, por último, como se pueden modificar los modelos de subasta actuales para resolver esta nueva subasta. Algunas respuestas pueden ser encontradas en [Kri05].

En general, el mecanismo para adjudicar la capacidad sin asignar descrita anteriormente, implica efectos no negativos sobre el beneficio social, ya que los futuros DTPP no puede reducir el beneficio social de los DTPP previos a la expansión. Esto se debe a que la factibilidad simultánea de los diferentes conjuntos de DT que pueden haber es garantizada. Es decir, el conjunto de DTPP antes y después de la expansión siempre será factible. Solo los agentes del mercado que no se encuentren protegidos, pueden estar expuestos a un riesgo financiero. Es por esto, que la metodología propuesta por HOGAN, enfatiza el valor de estar protegido. Por lo tanto, se ve que esta forma de expandir la red tiene en cuenta dentro de su formulación el efecto sobre el mercado, y se realiza de manera que no sea negativo. Es con este hecho, que se justifica la eficiencia de dicha expansión.

1.3.2. Derechos de flujo

Este tipo de derecho surge como alternativa a los DTL, ante la falta de liquidez que estos presentan. Además, dado que este tipo es una opción inherentemente, en contraste con los DTL los cuales son una obligación innata, presentan una herramienta contra los cargos por congestión mucho más atractiva.

Los derechos de flujo se basan en el flujo DC del sistema de potencia para definir la capacidad del derecho. Dicha capacidad viene dada por la fracción de potencia que fluye por una línea congestionada, por efecto de una transacción completada de manera exitosa dentro del mercado. Como se expuso anteriormente en la sección 1.1, este valor bajo un modelo DC puede ser hallado con ayuda de los Factores de Distribución por Transferencia de Potencia (FDTP).

Sea L el conjunto de todas las líneas l que se encuentran congestionadas dentro del sistema, entonces dependiendo de esta potencia por la línea congestionada y el

precio sombra asociado a esta, si se realiza una transacción cualquiera, el cargo por congestión que surgiría vendría dado por:

$$\zeta = \sum_{l \in L} \eta_l \varphi_l q \quad (1.18)$$

Que es precisamente el valor que pretende remunerar el DT de flujo al propietario, con el fin de que este quede protegido. A este tipo de derecho es más comúnmente conocido como el *Flowgate Right* (FGR), y como se observa, depende principalmente de los elementos de red que limitan la capacidad de transferencia de potencia entre sus extremos y el precio sombra asociado a este [LG04b]²².

Teóricamente los FGR son más elementales que los DTPP, ya que un portafolio de FGR puede simular un DTPP. Sin embargo no se puede hacer la operación inversa. Además, dado que a partir de los precio sombra pueden ser derivados los precios en cada nodo con respecto a una referencia, los FGR ofrecen una manera más transparente de manejar este mercado [CP00]. Mientras que los DTPP pueden ofrecer un mecanismo descentralizado para el manejo de la congestión para un solo patrón de entradas y salidas, los FGR ofrecen un mecanismo descentralizado para el manejo de la congestión para cualquier patrón de entradas y salidas. Es por esto que una subasta centralizada coordinada se necesita para el primer caso y no para el segundo. Esto se debe principalmente a que los FGR no dependen de cierto patrón de flujos determinado en el despacho económico [Hog00]. En consecuencia, los FGR pueden ser reconfigurados fácilmente en un mercado secundario, sin que esto tenga un impacto negativo sobre la integridad física del sistema y financiera del operador del mercado [Hog02a].

En un principio se le dio a este tipo de derecho un tratamiento *físico* en el sentido que dependía directamente del flujo de potencia sobre determinada línea. Dado a este tratamiento físico, los FGR eran difíciles de definir y se desarrollo un modelo más del tipo financiero.

En el modelo físico el objetivo era recolectar cierta cantidad de capacidad en cada línea congestionada para así quedar completamente protegido del cargo por con-

²²Por la definición de flowgate mostrada en el primer pie de página de [LG04b], este sería lo que se conoce como elemento de red y en ocasiones lo que se conoce como corredor de potencia. Por corredor de potencia se está refiriendo a un conjunto de elementos de red entre dos nodos dentro del sistema de potencia.

gestión que se hacía inminente. Dada la complejidad de definir los límites de potencia activa de una línea de transmisión, y la presencia de otro tipo de restricciones que afectaban directamente el flujo de potencia activa y que no siempre eran percibidos en el modelo DC, esto no era una tarea nada sencilla. Por ende, en vez de concentrar la atención en el flujo de potencia directamente, el tratamiento financiero de los FGR considera al flujo de potencia que aporta una transacción determinada como un factor que ayuda a congestionar o descongestionar una línea, y por tanto, se representa en la ecuación de restricciones dentro del DERS, así:

$$\begin{aligned} & \underset{s, u}{\text{máx}} \{B(s)\} \\ & \text{sujeto a} \quad L(s, u) + t^t s = 0 \\ & \quad \quad \quad F(s, u) + f_k \leq R \end{aligned} \tag{1.19}$$

Para el caso general, donde f_k es el vector de la misma dimensión que el número de restricciones, que define una obligación de FGR. Este valor puede ser positivo o negativo. Si es positivo la capacidad de la respectiva restricción disminuye por el mismo valor y si es negativo aumenta. Entonces, puesto que al resolver el DERS, se tiene que η siempre es mayor que cero, la obligación f_k representa un ingreso si es positiva y un pago si es negativa, ya que el pago viene dado por $\eta^t f_k$. Luego para que la obligación sea opción, solo se debe procurar elegir el valor de la obligación mayor o igual a cero²³. Ahora, como consecuencia que el ingreso se realiza en función de la variable dual o precio sombra η , dicho ingreso solo toma en cuenta el efecto de la congestión para su formulación. El objetivo a cambiado, de recolectar capacidad en determinada línea, a recolectar el valor del precio sombra para una restricción determinada [Hog02a]. A pesar de ser restricciones que afectan a una determinada línea en particular, los FGR no son tomados en cuenta al hacer el despacho económico. Por tanto los FGR dependen de los precios de equilibrio, en particular del precio sombra que aparece cuando una línea se encuentra restringida.

Claramente los FGR dependen además del número de elementos de red restringidos. En caso de ser solo unos pocos, el mercado ganará una liquidez admirable, da-

²³Una característica interesante es que el valor recolectado por una opción de DTPP siempre será menor que el valor que es recolectado por la opción de FGR, lo cual la hace una barrera imperfecta ante la congestión. Esto por el hecho que el FGR puede no ofrecer una barrera perfecta y a que este no se ve afectado por los contraflujos, luego la capacidad máxima por un determinado elemento de red no se vera afectada.

do lo sencillo que sería reconfigurar este tipo de derecho. Sin embargo, en grandes sistemas donde posiblemente cientos de restricciones pueden aparecer, la liquidez de los FGR puede ser puesta en duda. Aunque como ya se mencionó, existen una serie de restricciones que afectan el flujo de potencia activa y que no pueden ser modeladas por completo con un simple modelo DC, el verdadero problema con las restricciones las impone aquellas relacionadas con las seguridad de la red, es decir, las restricciones en condiciones de contingencia. Entonces, el problema es que dada la gran cantidad de FGR, para conservar su liquidez solo se pueden pensar en escoger unos cuantos *comercialmente significativos*. En caso que el operador del sistema incurra en pérdidas debido a condiciones inesperadas en la operación en tiempo real, estos serán socializados. El resultado de esto, es una distorsión del precio y por tanto este pierde su capacidad de brindar las señales indicadas al mercado. Otras soluciones se han expuesto, como la de dar todas las posibles combinaciones de FGR y FDTP plausibles y que sea el participante el que decida a base de su conocimiento cuales tienen mayor probabilidad de limitar la operación del sistema. Este método no resuelve nada en absoluto, porque igual, lo difícil de determinar son las restricciones que habrán en la operación real. Donde esto se supiera con cierto grado de precisión aceptable, no serían necesarios los instrumentos financieros cuyo objetivo es bloquear las tarifas que pueden emerger, puesto que el problema de estas es que son impredecibles. El problema que surge de tener numerosas posibles combinaciones de DTPP, no es el mismo que se enfrenta al tener una gran cantidad de posibles FGR en el mercado. Mientras que con unos pocos DTPP, entre miles, se puede asegurar muy bien una transacción determinada, se necesitarían muchos FGR para asegurar de la misma forma la misma transacción. El problema de los muchos FGR se resuelve gracias a la tecnología, ya que un portafolio de incluso cientos de FGR para realizar una transacción puede ser hecha fácilmente con ayuda de un software –que incluso ya tiene prototipo–, para luego comprarlo con un simple clic. El problema está en la persona que se encuentra del otro lado del mouse, manejando y precizando cientos de diferentes FGR [Ruf00a].

De acuerdo, a estos problemas y las aparentemente apantalladoras pruebas hechas con sistemas de tres nodos, parecería que los FGR no son una alternativa viable. Sin embargo, es precisamente por la falta de complejidad de los contraejemplos presentados que se puede menospreciar a los FGR²⁴, puesto que si son tan malos, ¿entonces

²⁴Dado lo extenso de dichos contraejemplos, se sugiere al lector remitirse a [Ruf00a].

por qué razón en mercados como el de Texas y California están implementados? [Kri04b]. La respuesta se ve reflejada en una investigación realizada por parte de MINGHAI LIU y GEORGE GROSS, cuyos resultados son expuestos en [LG04b], y son resumidos a continuación.

Los casos sobre los cuales se trabajan básicamente son tres, y fueron analizados con diversos sistemas de prueba, incluido el sistema de prueba de la IEEE de 118 barras y porciones de la red interconectada del este de Estados Unidos. La simulación se hace sobre estos sistemas para un mercado donde hay DTPP y FGR, y es manejado según el modelo DC. Los errores que se muestran en los resultados son respecto a los resultados emanados por el flujo AC de potencia. El caso base es aquel que refleja los pronósticos de FDTP y líneas restringidas para el mercado. La red que determina los verdaderos FDTP, mediante los cuales se maneja el mercado se compone de dos casos: el caso (a) que consiste en el caso base pero reduciendo la reactancia del 50 % de las líneas en un 50 %, una a la vez; el caso (b) que consiste en el estudio de una contingencia del tipo n-1 para el 50 % de las líneas, una a la vez. Los resultados y observaciones más importantes fueron:

- *Por cambio de los parámetros de la red, se tiene que el impacto de una contingencia es mayor que el impacto en el cambio de los parámetros de la red. El error es mayor para magnitudes de FDTP pequeños y viceversa. En los errores realmente significativos solo afectan a una pequeña fracción de los FDTP, más precisamente, para aproximadamente el 85 % de los casos el error por cambio de parámetros es menor a 0,1. Para el mismo porcentaje de casos el error por contingencia es menor a 0.17 aproximadamente.*
- *Para el cálculo del flujo de potencia activa en la red, se compararon los cálculos obtenidos con los arrojados por un flujo de AC, modificando la carga para cada caso desde un 60 % hasta un 140 %. Los resultados obtenidos señalan que el error es independiente de los cambios en los parámetros de la red y que este es debido a las aproximaciones llevadas a cabo. El error fue de 0.2 en el 20 % de los casos estudiados.*
- *Para el cálculo de la capacidad de DTPP solicitados, se encontró que el error es de*

menos de 0.1 para más del 90 % de los casos. Además se notó que el impacto es mayor cuando el cambio se realiza sobre las líneas congestionadas.

- *Para la suficiencia de ingresos*, solo fallo para menos del 12 % de los casos. En promedio excedía la cantidad de ingresos a los pagos por los DT. Se concluyó que bajo un intervalo de tiempo determinado se puede llegar a atenuar el error introducido por los FDTP (intervalos mensuales en el caso PJM).
- *Para la capacidad de los portafolios de FGR como barrera contra la volatilidad de cargos por congestión*, se encontró que solo en el 5 % de los casos los errores eran significativos. Esto correspondía a la salida de una línea con un alto precio sombra o cuando se cambiaban los parámetros a este tipo de líneas.

En general los errores caen en un rango aceptable en una amplia gama de situaciones. El penúltimo resultado en especial es importantísimo. Este indica, que para tener una mejor protección contra los errores que inducen los FDTP, el lapso de tiempo entre cada despacho y subasta de reajuste respectiva de los DT debe ser relativamente grande, dado que por lo general, los ingresos del operador del sistema son mayores. Este exceso al parecer podría acumularse para luego, en caso de no tener suficiencia de ingresos, reducir las pérdidas en las que podría incurrir el operador del sistema, evitando así la socialización de los costos. El problema que trae esto, es el impacto en la liquidez del mercado, que de por si es un factor importantísimo en la eficiencia del mismo.

Se debe tener en cuenta, que principalmente la liquidez se ve afectada en la medida que sea muy complejo el mecanismo usado para bloquear el riesgo, entre otros factores claro esta. Si los FGR son demasiados, resultaría tal vez una mejor liquidez con los DTPP. Sin embargo, dado el problema que trae el reconfigurar los DTPP, este incremento de liquidez puede no ser significativo. Por otro lado, la gran cantidad de FGR que se necesitaría haría más compleja la tarea de bloqueo. No obstante, su reconfiguración puede hacerse fácilmente a través de un mercado secundario, porque dicha reconfiguración no atenta contra la seguridad del sistema. se requiere evaluar, que impacto es más significativo, que la definición de la herramienta sea complejo o la falencia de constantes reconfiguraciones. Por otro lado, es necesario evaluar también la rapidez con la cual se puede calcular el portafolio de FGR, ya que puede

influir en la principal ventaja que tienen estos. Entonces, un equilibrio nuevamente deberá ser buscado, y dependerá principalmente del contexto en el cual se estén manejando los DT.

Los resultados expuestos anteriormente, demuestran pues, que los parámetros de la red y los cambios en los FDTP debido a cambios en la topología no es un problema tan grande. Y aunque pueda persistir el problema de la complejidad computacional para el manejo de los FGR, probablemente no sea más complejo que aquel empleado para desarrollar una subasta de DTPP. No obstante, se debe seguir investigando para verificar que esto se cumple en ambientes aún más adversos y realistas, por ejemplo, en presencia de transformadores desfasadores, los cuales claramente afectan los FDTP.

Por lo tanto, se tiene que a largo plazo los FGR no ofrecen un método factible por medio del cual se puedan efectuar las transacciones de este tipo. Esto porque en un periodo de tiempo considerable, no se tiene la certeza de las restricciones que puedan aparecer y la magnitud de estas. Una opción para superar este problema son las llamadas garantías de FDTP, las cuales removerían esta incertidumbre; no obstante, aún solo es una propuesta [CP00]. Por lo tanto, si se usa el FGR para financiar una expansión específica, muchos problemas, como por ejemplo, el orden en el cual las expansiones deben ser hechas, se desvanecen; el problema de esta formulación está en que solo pagaría en el caso de estar la línea congestionada, aún cuando la expansión tiene un efecto positivo sobre el sistema cuando aún no alcanzado su límite²⁵. Por tanto las características que presentan los FGR solo pueden ser aplicadas al corto plazo donde es posible definir con más certeza estos parámetros.

Cuando los DTPP fueron explicados se hizo un pequeño ejemplo para mostrar su modo de uso. Ahora se procederá de la misma manera para los FGR. Dado que los FGR dependen en gran medida de los FDTP se presenta el caso base con los FDTP en porcentaje y con su trayectoria en flechas negras. Estos FDTP son para una inyección y un retiro de potencia en los nodos 1 y 2, respectivamente.

²⁵El planteamiento de Gribik agrega al pago por capacidad que posee el FGR un pago por admitancia, el cual pretende ayudar a compensar este problema [Gri05].

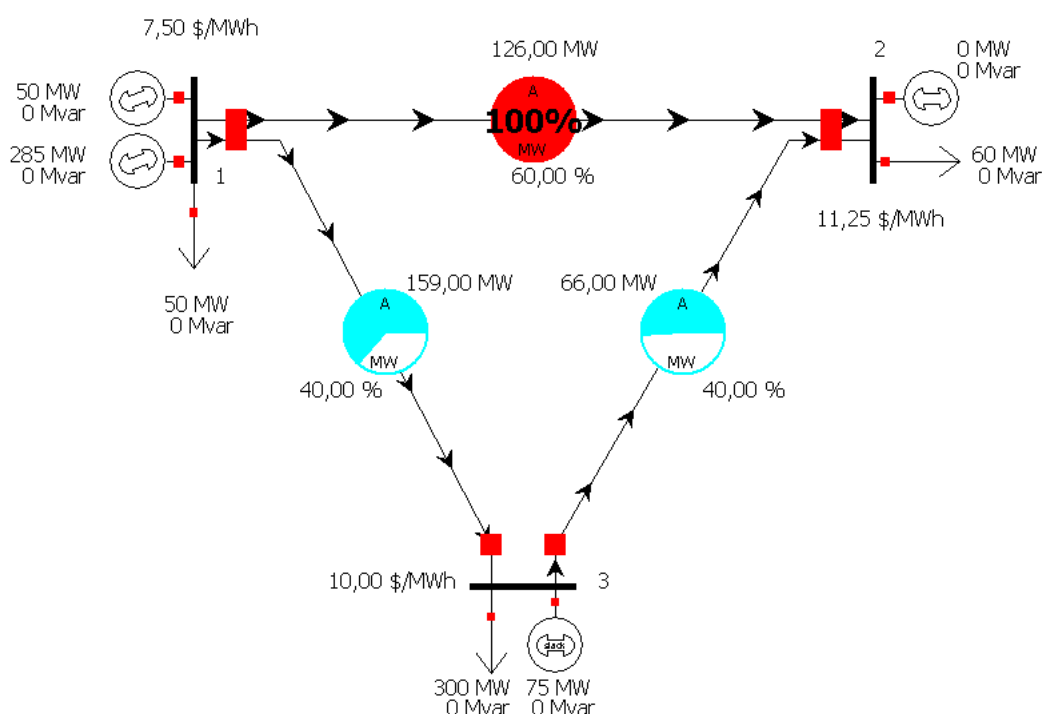


Figura 1.4.: Factores de distribución por transferencia de potencia del caso base

Para protegerse de la volatilidad de las rentas de congestión se puede adquirir un FGR por cada línea. De esta manera se crearía una barrera perfecta infalible. Sin embargo, el costo de adquirir tal cantidad de FGR en un mercado real es exorbitante y por eso es que se toman solo aquellos que probablemente se congestionaran. Si se aparta la capacidad en un elemento de red equivocado, simplemente se quedará expuesto a los cargos por congestión. Para el caso se supondrá que se tiene un buen conocimiento del mercado, lo suficiente como para saber cual elemento de red será el que se congestione. Entonces para completar una transacción por 60 MW entre los nodos 1 y 2, sin verse expuesto a los cargos por congestión, se debe apartar un FGR por $60(0,6) = 36\text{MW}$ en la línea 1-2. Una vez en el mercado, se multiplica los 36 MW, que es el aporte de la transacción a la línea congestionada por el precio sombra resultante del DERS. Esto es:

$$FGR = 36 \times 6,25 = \$225$$

El cual, es exactamente el mismo resultado obtenido en el ejemplo con los DTPP. Si queremos saber cual es el excedente de congestión, simplemente multiplicamos la

capacidad de la línea por su precio sombra, es decir:

$$\zeta = 126 \times 6,25 = \$787,5$$

Que es igualmente el mismo resultado hallado para el caso de los DTPP, solo que con menos esfuerzo. A quedado entonces al descubierto un punto que hace atractivo a los FGR, esto es, su simplicidad. Esto permite que la desventaja de un gran número de FGR, pueda ser rodeada hoy día con ayuda de un software especializado.

1.3.3. Derechos de sensibilidad

Consideremos nuevamente la formulación mediante la cual se determina el DERS:

$$\begin{aligned} \max_{s,u} \{B(s)\} \\ \text{suje}to \ a \quad L(s,u) + t^l s = 0 \\ F(s,u) \leq R \end{aligned} \quad (1.20)$$

Como se observa, las restricciones básicamente son de dos tipos. La primera lo que busca es asegurar el balance de potencia (primera ley de Kirchhoff LCK), la segunda lo que busca es garantizar que cada línea del sistema este en capacidad de transportar la energía eléctrica que las actuales ofertas y demandas le exigen (segunda ley de Kirchhoff LVK). Por esto, usualmente en esta restricción, además de tenerse en cuenta los límites térmicos de la línea, se tienen en cuenta aquellos que son resultado de una contingencia en cualquier línea dentro del sistema. La formulación de este problema es desarrollado en [Hog02a].

Para facilitar la deducción de los pagos por los derechos de sensibilidades, este despacho será replanteado tal y como se hace en [Bal06]. En primer lugar, el balance de potencia para cada nodo será representado por medio de la ecuación:

$$s = \sigma(V, \Theta, u) \chi \quad (1.21)$$

Donde V representa las magnitudes de tensión en todos los nodos del sistema, Θ representa los ángulos en todos y cada uno de los nodos del sistema –incluyendo el de referencia–, y χ es el vector de parámetros y límites de potencia en la red. De esta ecuación se deduce que los parámetros y restricciones de la red entran linealmente en la especificación del flujo de potencia, mientras que las tensiones, fases y controles, pueden venir dados por una función cualquiera.

Como ejemplo considérese un sub-vector de χ igual a:

$$\chi_e = \begin{bmatrix} G_e \\ B_e \\ \bar{f}_e \end{bmatrix}$$

El cual representa los parámetros de la línea e , la cual conecta a los nodos m y n . Considérese que s especifica el balance de potencia activa en cada nodo. Por tanto el m -ésimo y el n -ésimo elemento de s , representa el balance de potencia activa en los nodos m y n . Ahora, se tiene que $\sigma(V, \Theta, u)$ es una matriz cuya m -ésima y el n -ésima fila es igual a:

$$\begin{aligned} \sigma_{me} &= \begin{bmatrix} -V_n V_m \cos(\Theta_m - \Theta_n) & -V_n V_m \sin(\Theta_m - \Theta_n) & 0 \end{bmatrix} \\ \sigma_{ne} &= \begin{bmatrix} -V_n V_m \cos(\Theta_n - \Theta_m) & -V_n V_m \sin(\Theta_n - \Theta_m) & 0 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Con esto tenemos que:

$$\begin{aligned} \sigma_{me} \chi_e &= -V_n V_m [G_e \cos(\Theta_m - \Theta_n) + B_e \sin(\Theta_m - \Theta_n)] \\ \sigma_{ne} \chi_e &= -V_n V_m [G_e \cos(\Theta_n - \Theta_m) + B_e \sin(\Theta_n - \Theta_m)] \end{aligned}$$

Luego 1.21, genera los términos adecuados para las ecuaciones de balance de potencia, puesto que el balance en los nodos m y n viene dado por:

$$\begin{aligned} s_m &= -V_n V_m [G_e \cos(\Theta_m - \Theta_n) + B_e \sin(\Theta_m - \Theta_n)] + \sigma_{mR}(V, \Theta, u) \chi_R \\ s_n &= -V_n V_m [G_e \cos(\Theta_n - \Theta_m) + B_e \sin(\Theta_n - \Theta_m)] + \sigma_{nR}(V, \Theta, u) \chi_R \end{aligned}$$

Donde, $\sigma_{mR}(V, \Theta, u) \chi_R$ representa el resto de términos de balance asociados con el nodo m . Lo mismo aplica para $\sigma_{nR}(V, \Theta, u) \chi_R$.

Ahora considérese una matriz $F(V, \Theta, u)$, tal que:

$$F(V, \Theta, u) \chi \leq 0 \tag{1.22}$$

y que por tanto especifica las restricciones de desigualdad del sistema. La matriz

$F(V, \Theta, u)$, es una matriz diagonal en bloque, de manera que:

$$F = \begin{bmatrix} F_e & 0 \\ 0 & F_R \end{bmatrix}$$

donde F_e especifica las restricciones para el elemento e y F_R especifica las restricciones del resto del sistema. Dado el límite de potencia activa \bar{f}_e , F_e pueden ser especificados como:

$$F_e = \begin{bmatrix} -V_n V_m \cos(\Theta_m - \Theta_n) & -V_n V_m \sin(\Theta_m - \Theta_n) & -1 \\ -V_n V_m \cos(\Theta_n - \Theta_m) & -V_n V_m \sin(\Theta_n - \Theta_m) & -1 \end{bmatrix}$$

por lo que las restricciones sobre el elemento e vendrán dadas por:

$$\begin{aligned} V_n V_m [G_e \cos(\Theta_m - \Theta_n) + B_e \sin(\Theta_m - \Theta_n)] - \bar{f}_e &\leq 0 \\ V_n V_m [G_e \cos(\Theta_n - \Theta_m) + B_e \sin(\Theta_n - \Theta_m)] - \bar{f}_e &\leq 0 \end{aligned}$$

Otras restricciones pueden ser representadas similarmente. Por ejemplo, una restricción de corriente puede ser parametrizada de esta manera si la magnitud de la admitancia es incluida como un parámetro.

Entonces, con ayuda de las ecuaciones 1.21 y 1.22, el problema del despacho económico puede ser planteado como:

$$\begin{aligned} \max_{s, u} \{B(s)\} \\ \text{sujeto a} \quad s = \sigma(V, \Theta, u) \chi \\ F(V, \Theta, u) \chi \leq 0 \end{aligned} \quad (1.23)$$

Esto en ausencia de contingencias. Por tanto, el lagrangiano viene a ser:

$$L(V, \Theta, u, \lambda, \eta) = B(s) - \lambda^t (s - \sigma(V, \Theta, u) \chi) - \eta^t F(V, \Theta, u) \chi \quad (1.24)$$

En el óptimo y para el elemento e , tenemos que el flujo neto en los extremos, los bordes o fronteras del elemento al resto del sistema es $\sigma_e(V, \Theta, u) \chi_e$. Si se paga este flujo al PM, se tiene que el flujo de ingresos que recibe el elemento e , es igual a:

$$\lambda^t \sigma_e(V, \Theta, u) \chi_e \quad (1.25)$$

Sumando los pagos para todos los elementos e , se tiene que el ingreso total para los elementos de transmisión, es:

$$R(\chi) = \lambda^t \sigma(V, \Theta, u) \chi \quad (1.26)$$

Este resultado será analizado más adelante. Considérese ahora la sensibilidad del beneficio social óptimo respecto al elemento χ_e . Esta es igual a:

$$\frac{\partial L}{\partial \chi_e} = \lambda^t \sigma_e(V, \Theta, u) - \eta_e^t F_e(V, \Theta, u)$$

El pago vendrá dado por:

$$\frac{\partial L}{\partial \chi_e} \chi_e = \lambda^t \sigma_e(V, \Theta, u) \chi_e \quad (1.27)$$

Esto es cierto siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones, tales como la independencia lineal de segundo orden y el punto óptimo no es degenerado, es decir, sobre este punto solo actúa una de las restricciones y no varias. Observese que las ecuaciones 1.25 y 1.27, son idénticas, luego en ausencia de contingencias, es decir, usando los flujos de precontingencia, el pago que se efectúa en base al flujo neto en las fronteras del elemento es igual al pago que es realizado en base a las sensibilidades de la red. Es sobre esta base, que están sustentados los derechos propuestos por ROSS BALDICK, los llamados *Border Flow Rights* o *Derechos de Flujo Fronterizo*.

El planteamiento teniendo en cuenta las contingencias se complica un poco, por lo que no será desarrollado en su totalidad aquí. Lo que es importante es notar que el pago por sensibilidades viene dado por la siguiente relación:

$$\frac{\partial L}{\partial \chi_e} \chi_e = \left\{ [\lambda^0]^t \sigma_e(V, \Theta, u) + \sum_{\omega \in \Omega} [\lambda^\omega]^t \sigma_e^\omega(V, \Theta, u) \right\} \chi_e \quad (1.28)$$

Donde λ^0 es el precio de cada nodo en el caso base, Ω es el conjunto de todas las posible contingencias y ω señala una condición de contingencia específica. Esta relación parece generalizar el análisis hecho por GRIBIK, el cual será expuesto más adelante. Al igual que en el caso sin contingencias el pago hecho en base al flujo neto en las fronteras del elemento es igual al pago que es realizado en base a las sensibilidades de la red.

La importancia de este tipo de pago radica en que va de la mano con el beneficio social óptimo. Esto trae como consecuencia que ante un efecto negativo sobre el

beneficio social por parte de un elemento de transmisión, el pago que recibe el propietario del derecho es negativo, es decir, el propietario ha de pagar al operador del sistema por estar contribuyendo a la disminución del beneficio social.

Otra ventaja que posee este tipo de pago, es el incentivar la expansión marginal. Esto puesto que el cambio en el beneficio social debido a una expansión, es igual al cambio en los ingresos recibidos según el pago en base a las sensibilidades de la red [Bal06]. A continuación se tratarán las diferentes clases de derecho que surgen de este tipo de formulación.

1.3.3.1. Derechos de admitancia y capacidad

Los DERECHOS DE ADMITANCIA Y CAPACIDAD (DAC) fueron los primeros derechos basados en sensibilidades de la red que se dieron a conocer. Desarrollados por GRIBIK et al., no han sido analizados en mayor medida, y por esto lo expuesto aquí está basado principalmente en el trabajo oficial [Gri05], a excepción de unas cuantas anotaciones ligeras de argumentos por parte de diversos autores [Blu06, Kri05]. A diferencia de otros derechos, que tienen como base para su beneficio financiero asociado el problema del DERS, este tipo de derecho se basa en los resultados de una subasta de estos derechos para determinar el valor del mismo. Este derecho fue diseñado exclusivamente, para dar los correctos incentivos para una expansión mercante que pueda ser llevada de manera eficiente. No tiene como objetivo el proteger al participante de riesgos a corto plazo, sino por el contrario, pretende ofrecer una protección ante el riesgo que se hace evidente en una transacción que se realiza en el largo plazo.

Los FGR fallan como herramienta para poder dar los correctos incentivos a largo plazo para una operación más eficiente del sistema. Esto porque en su formulación solo tiene en cuenta aquellas líneas que se encuentran congestionadas. Luego solo en el corto plazo, donde se supone que no hay mayores cambios en el entorno en el cual se manejan los FGR [KS04], pueden servir como una herramienta solo y exclusivamente como barrera contra las variaciones de los cargos por congestión. Entonces, los FGR solo tiene presente la capacidad de la línea en cuestión. Sin embargo, otro parámetro muy importante debe ser tomado en cuenta, este es, la admitancia.

Lo que se propone con el DAC, es un derecho que le es concedido a los desarrolladores de un determinado proyecto de expansión, según estas dos características de la nueva infraestructura. El pago que ofrece este tipo de derecho, está básicamente

compuesto de dos partes:

- El precio marginal de la capacidad de la línea por la capacidad de la línea
- Un pago que dependerá del efecto en la conductancia y la susceptancia de la línea en el flujo de potencia que circula sobre la misma, si es ejercido un conjunto de derechos determinado por medio de una subasta.

Dicha expansión debe realizarse de tal manera que la suficiencia de ingresos y la integridad del sistema sea cumplida. Una característica que se deriva de su formulación en base a la sensibilidad, es que el orden en el cual se realicen las expansiones no influye en absoluto sobre los resultados en la subasta o en los derechos definidos para una expansión. Básicamente los ingresos que ofrecen los DAC, vienen dados por:

$$\frac{\partial L}{\partial \chi_e} \chi_e = \left(\lambda_n - \lambda_m - \eta_e^{\min} + \eta_e^{\max} \right) F_e \chi_e \quad (1.29)$$

considerando un flujo de DC. Ahora, siendo la susceptancia de la línea el único parámetro dentro del vector χ_e , el pago queda igual:

$$\frac{\partial L}{\partial B_e} B_e = - \left(\lambda_n - \lambda_m - \eta_e^{\min} + \eta_e^{\max} \right) \cdot (\delta_m - \delta_n) B_e \quad (1.30)$$

Que es lo expuesto en [Gri05]. Ahora, los flujos por la línea que se consideran en esta formulación, tiene en cuenta tanto los DT que existen antes de la expansión, como los incrementales o futuros DT. Entonces, separando este flujo entre aquel antes de realizarse la expansión y el incremento en el flujo por la línea, producto de la expansión, se tiene que el pago por los DAC viene dado por:

$$(\lambda_n - \lambda_m) \cdot \Delta f_e \quad (1.31)$$

donde Δf_e , denota el cambio en el flujo de potencia por la línea en cuestión. Por tanto, dependiendo de la diferencia de precios entre nodos, que representa la capaci-

dad puesto que no hay pérdidas en este sencillo modelo; y el incremento del flujo, el cual depende directamente del cambio en la suceptancia, es que el propietario será remunerado por su expansión.

La subasta asume unos ciertos DTPP asignados en un principio. Al igual que con los DTPP a largo plazo, el conjunto de antiguos derechos con los derechos incrementales debe permanecer factible. En caso de que uno de los DTPP inicialmente asignados no es factible, entonces el dueño del proyecto de expansión ha de regresar al sistema tanta capacidad como sea necesaria para que el conjunto actual de derechos sea factible. La subasta maximiza el valor de los DTPP sujeto al conjunto de flujos de potencia que existirán en presencia de los derechos incrementales, el balance de energía y las restricciones en la transmisión. Bajo este modelo, se tiene que la suma de todos los pagos hechos por suceptancia son iguales a cero. Es decir, el pago por suceptancia redistribuye los pagos que los propietarios de los derechos reciben por los derechos de capacidad asociados. En caso de que este ingreso no sea suficiente para pagar los costos de mantenimiento y operación de la línea, tenemos que la señal es no invertir, puesto que el *incremento en el beneficio* al sistema no es lo suficiente grande. Por otro lado se debe tener presente que expansiones que tiene como objetivo el incrementar la fiabilidad del sistema puede que no pueda ser hecha por este modelo. Esto solo será posible si el incremento en el beneficio es lo suficientemente grande como para proveer los ingresos necesarios. De lo contrario, es el OS el que a través de rentas reguladas debe respaldar la inversión. Lo mismo aplica en general para los derechos de sensibilidad.

Pese a lo joven del modelo, se ha encontrado que ciertos autores no ven la utilidad de este sistema para expandir la red, y además dudan de los incentivos y consistencia del planteamiento por el cual los pagos por admitancia están sustentados [Blu06, Kri05]. Dada la falta de argumentos de estas declaraciones sobre este tipo de derecho, y la falta de un análisis más a fondo de las consecuencias que pueden traer su implementación, no se puede hacer nada más sino considerar estas afirmaciones como simples hipótesis. Antes de continuar, se debe notar algo sumamente importante. Esto es, los derechos DAC van de la mano del beneficio social óptimo del sistema, en el sentido que, un incremento en el beneficio viene dado por un incremento en los incentivos que el derecho da y viceversa. Es importante que se note esta característica sobre este tipo de derecho.

Un ejemplo concreto de esta clase de derecho puede ser encontrado en [Gri05]. No se realiza en este documento dada la extensión del mismo.

1.3.3.2. Derechos de flujo fronterizo²⁶

Estos derechos llamados BORDER FLOW RIGHTS (Derechos de Flujo Fronterizo DFF) permiten proteger financieramente contra el riesgo de la transmisión y la expansión mercante de la transmisión a través de derechos financieros asociados, llamados *Contratos de Diferencias por Diferencias* (CDD). Estos derechos permiten negociación de energía y transmisión por un intercambio unificado, evitando así la bifurcación en mercados corrientes entre negociación de energía a largo plazo descentralizada y negociación de transmisión a largo plazo centralizada. Tal comercio a largo plazo puede ayudar la financiación de bienes en la generación y la transmisión. Esta es una propuesta bastante joven y nació en la mente del Profesor ROSS BALDICK, inspirado en los ya explicados DERECHOS DE ADMITANCIA Y CAPACIDAD. Puesto que no se ha presentado más trabajos sobre esta clase de derechos, esta sección se basa enteramente en [Bal06].

Esta clase especial de derecho surge para lograr tres objetivos básicos, asociados a su vez a problemas dentro del mercado de energía eléctrica con otros tipos de DT:

1. Remover la necesidad del OS de ser el emisor de derechos, permitiendo reconfiguración de los DT por una entidad diferente al OS. Esta meta se logra definiendo derechos de propiedad en términos de un subyacente flujo de ingresos que sólo depende de los precios y flujos que son el resultado del DERS.
2. Dar neutralidad financiera al OS en el mercado de energía eléctrica. El riesgo es devuelto a los dueños de los recursos de transmisión.
3. Definir un derecho de propiedad y el derecho financiero asociado que apoya la expansión mercante de la transmisión.

La implementación de esta clase de derechos, traería como consecuencia el ingreso de los dueños de transmisión al mercado de energía eléctrica. Es decir, el transmisor, de un ente totalmente pasivo, se transformaría en un participante activo del mercado. Además de esto, se tendría un mecanismo totalmente descentralizado mediante el cual las expansiones marginales pueden ser realizadas. Esto claro, por el momento, en un ambiente competitivo, debido a que el presente análisis es realizado bajo

²⁶Partes de las desventajas que presentan los DFF y las cuales se presentan en la compilación al final del capítulo, fueron producto de una crítica dada al Profesor Baldick, remitida al Profesor R.D. Cruz por medio de correo electrónico, a su vez remitidas para el análisis y fortalecimiento de la presente revisión.

esta suposición. En especial, no se consideró el efecto del poder de mercado sobre esta clase de derecho.

Los derechos

El DFF tiene un carácter similar al derecho propuesto por GRIBIK, en que el subyacente flujo de ingresos para el DFF es basado en un cálculo de sensibilidad similar. Debido a su relación con el beneficio óptimo, el DFF proporciona incentivos para construir transmisión que es análogo a la guía proporcionada por la sensibilidad basada en planeación de transmisión. Es más, se incentiva eficientemente la expansión marginal de la transmisión por coaliciones de beneficiarios. Al conferir el pago en líneas paralelas y no solo en las líneas restringidas, el mecanismo de pago anima a los proveedores competitivos de transmisión más directamente. El beneficio financiero propuesto viene dado, en general, por la ecuación 1.26. En el caso que el elemento de red sea una línea de transmisión conectada entre los nodos m y n :

$$R = \pi_m P_{nm} + \pi_n P_{mn} \quad (1.32)$$

Donde los flujos P_{nm} y P_{mn} son los inyectados al nodo m y n respectivamente, y π hace referencia al precio en el nodo en cuestión. Este pago, es equivalente al realizado bajo el cálculo de sensibilidades de beneficio óptimo, funciona en presencia y ausencia de restricciones por contingencia, como ya ha sido mostrado, y es análogo al pago que le es dado al generador o a lo que le es cobrado al consumidor, bajo un esquema con TN. Básicamente, al transmisor le es cobrado la energía que saca del sistema y pagado la energía que este entrega al mismo, por esto y gracias a que la potencia que entra es la que sale, toda la energía es comprada y vendida al PM y por tanto el OS permanece totalmente neutral frente a las transacciones. Más precisamente, los ingresos recolectados por el OS vienen dados por:

$$\lambda^t s = \lambda^t \sigma(V, \Theta, u) \chi \quad (1.33)$$

Que comparado con la ecuación 1.26, vemos que es exactamente igual al pago a los propietarios de elementos de red en base a los flujos fronterizos, luego el OS es financieramente neutral.

En caso de existir restricciones dentro del sistema, se podrían usar los flujos de precontingencia para obtener una aproximación aceptable, aún cuando estas restricciones se estén dando en el sistema. Es decir, en vez de usar la formulación expuesta

en la ecuación 1.28, se pagaría por medio de la siguiente aproximación:

$$\frac{\partial L}{\partial \chi_e} \chi_e = \left\{ [\lambda^0]^t + \sum_{\omega \in \Omega} [\lambda^\omega]^t \right\} \sigma_e(V, \Theta, u) \chi_e \quad (1.34)$$

La cual supone que los flujos de potencia no varían en mayor medida ante una contingencia. Una ventaja de este flujo de ingresos, es que una colección arbitraria de elementos, incluyendo las líneas de transmisión, generadores, y consumidores, puede ser considerada como una unidad, pagando la generalización natural de 1.32, que involucra los flujos en las fronteras entre la unidad y el resto del sistema. Esta observación también motiva el nombre *Derechos de Flujo Fronterizo*. El pago total a la unidad es igual a la suma de los pagos netos a los elementos individuales considerados separadamente, así que el esquema de pagos será neutro, sin importar la agregación de elementos de generación y transmisión. La transmisión actual de alta tensión en corriente directa también encaja en el modelo que se describe ya que es común modelar este tipo de sistemas como un generador con una demanda dada. Este pago es consistente con el flujo de ingresos que propone los DFF.

Bajo este esquema, la transmisión es remunerada por su capacidad de transportar bajo condiciones de restricciones de seguridad, de un punto de menor valor de energía a otro con un valor más alto; en contraste, los DTPP no reflejan el flujo de ingresos subyacentes de transmitir potencia. Estos solo reflejan el valor subyacente bajo las condiciones del despacho que sean similares al punto de operación en el cual se paso la prueba de factibilidad. Esto es, si el punto real de operación difiere drásticamente del punto en el cual se hizo la adjudicación de la nueva inversión, no se le reconocerá nada al propietario, a pesar que sin esta línea no se podrían hacer varias transacciones.

Dado que, el beneficio financiero viene dado por la sensibilidad del beneficio social óptimo, si una expansión trae un aumento del beneficio total para la red, no solo se verá beneficiado el propietario de dicha línea, sino también todos aquellos propietarios que pueden verse beneficiados por dicha expansión. De ahí que, este grupo se vea motivado a formar coaliciones para efectuar dicha expansión. Esto nuevamente difiere significativamente con lo que ocurre con los DTPP. Para este DT, todos los beneficios del aumento de la transmisión serán para el propietario de esta, incluso los beneficios que vengan de parte de capacidad sin usar de otras líneas que ya están siendo usadas. Esto es bueno puesto que entonces el propietario estará motivado a

efectuar mejoras que aumenten el beneficio global del sistema. Pero a su vez es malo puesto que los propietarios previamente instalados no se verán motivados a aumentar este beneficio, ya que cualquier mejora la captará el nuevo inversionista. Al igual que los DAC, el orden en el cual se realicen las expansiones marginales no influye en el valor del derecho, puesto que vienen definidos en base a las sensibilidades de la red.

La expansión por coaliciones es un método que ha venido tomando fuerza, y es el mecanismo empleado en el mercado argentino para realizar las expansiones. Sin embargo, esto trae como consecuencia, la aparición del problema del *free rider*²⁷.

Dada la relación con el beneficio óptimo, se puede detectar fácilmente cuando una línea está aportando al aumento del beneficio social. En el caso en que una línea al ser conectada produzca un efecto negativo al beneficio social, entonces se le puede dar al OS la flexibilidad de *descomprometer* la línea, para evitar así una baja en el beneficio social. Si en determinada situación el conectar la línea tiene un efecto positivo sobre el beneficio social, al OS se le podrá dar la flexibilidad de *comprometer* dicha línea, para así mejorar el funcionamiento del sistema y los ingresos de los participantes. Entonces el OS tendrá la libertad, obligación y autoridad para decidir que línea debe estar conectada y cual no, de manera análoga al *unit commitment* que se aplica a los generadores para una operación óptima del sistema. Sin embargo, cuando el flujo de ingresos es calculado con la aproximación de los flujos de precontingencia, incluso si la contribución al beneficio social es negativa el flujo de ingreso puede ser positivo, y viceversa. Debe quedar claro que esta no es una tarea que se pueda llevar de manera descentralizada, puesto que hay la posibilidad de originar serios problemas de poder de mercado, similares a aquellos que aparecían en presencia de derechos físicos de transmisión; además de los problemas de confiabilidad que pudieran aparecer.

Cabe resaltar el hecho que este tipo de DT, no pretende proteger de manera alguna un riesgo presente en el mercado. En cambio representa una forma mediante la cual, el transmisor le es pagado de manera análoga a otros participantes del mercado, y en consecuencia, se transforma en un participante activo. Aunque esto motivaría claramente la transparencia y eficiencia del mercado de energía, falta comprobar que tipos de costos diferentes a los incurridos por la presencia de la congestión, cubriría el pago según 1.28. A esto hay que agregar, el efecto de considerar el pago por 1.32 sobre

²⁷Este problema refleja la situación en la cual, un participante del mercado sin estar aportando nada, recibe un servicio en especial que le beneficia a el y otros participantes del mercado. Es decir, disfruta de los beneficios que otros se encuentran pagando.

el mercado, el comportamiento en presencia de poder de mercado y como puede ayudar a mitigar o aumentar este último gran problema. Como última observación, se debe percatar el lector, que el beneficio financiero es la capacidad transportada por la diferencia de precios solo en caso que no haya pérdidas; en presencia de pérdidas, que es lo normal, es como ya se ha expuesto. En consecuencia, hay que evaluar el efecto de reducir la admitancia sobre el elemento de red en cuestión, respecto al cambio en el ingreso. Esto con el fin de vislumbrar la posibilidad de algún incentivo perverso, que afecte la capacidad de transferencia de dicho elemento, de parte del participante.

El contrato financiero

Desde que los PM y diferencias de PM sean volátiles, los participantes del mercado típicamente han deseado instrumentos financieros para protegerse de dichas variaciones. En la ausencia de restricciones de transmisión e ignorando pérdidas, los *Contratos por Diferencias* (CpD) pueden usarse para proteger al participante contra la volatilidad del PM. Sin embargo esto deja de ser cierto cuando hay restricciones dentro de la red ya que los PM variaran entre los nodos y este cambio se mantendrá sobre el tiempo, impidiendo pues que la transacción sea posible. Un mecanismo financiero asociado a los DFF, que permiten comerciar descentralizadamente servicios de transmisión y que es análogo a los CpD pero aplicado a transmisión, es entonces desarrollado con el fin de suplir la necesidad de protección de los participantes del mercado de energía. Estos son los CONTRATOS POR DIFERENCIAS DE DIFERENCIAS (CDD).

El CFDD es un contrato entre el consumidor (o generador, o ambos), y el dueño de la línea de la transmisión o líneas que unen los nodos m y n . Se define como:

$$S_p - (\pi_m - \pi_n) \tag{1.35}$$

Donde S_p es el *strike price* del contrato, y π representa los precios en los respectivos nodos. A diferencia del CpD, el CDD ayuda a bloquear la volatilidad de la diferencia de precios entre un par de nodos, en vez de bloquearla sobre uno solo. La característica más relevante de esta herramienta financiera, es que los problemas de suficiencia de ingresos y de manejo de los sistemas de transmisión cae sobre el propietario del mismo, el cual tiene más control sobre este elemento.

Una transacción de un nodo a otro, que no estén unidas por una línea, puede

realizarse a través de un *contract path* de CDD, esto es, adquiriendo los CDD de todas las líneas intermedias. Si hay más de un camino entre los dos nodos, el problema se convierte en la elección del camino más óptimo. Este tipo de *contract path* tiene en cuenta las leyes de Kirchhoff ya que los flujos vienen determinados por la ejecución de un DERS. Además de esto, a diferencia de su antepasado, permite la competencia de precio entre los vendedores de CDD en caminos paralelos.

Las opciones pueden ser fácilmente adaptadas firmando contratos para ambas direcciones. El carácter financiero del CDD significa, que productos financieros más flexibles pueden ser definidos asemejándose a la flexibilidad de los CpD.

Por su parte, la negociación con este contrato financiero es diferente a la subasta de DT en mercados corrientes, los cuales requieren que el OS este íntimamente envuelto en la negociación *forward* de transmisión para garantizar la suficiencia de ingresos. El OS no necesita ser envuelto en negociación de CDD, porque la neutralidad de los ingresos para este, están garantizados por el modelo DFF. Esta característica evita que el OS se envuelva en negociaciones de DT. Los CDD, en el contexto de la energía y como ha sido propuesto, permitiría al OS concentrarse solamente en el despacho a corto plazo, mientras que las posiciones financieras *forward* podrían ser establecidas sin que intervenga este último y sin la exposición financiera del mismo. Esto le permitiría a este ente enfocarse en los problemas operacionales.

En general la negociación puede realizarse tanto de manera descentralizada como por medio de un ente encargado si se quiere hacer de manera centralizada, que no necesariamente debe ser el OS. Esto permite, que el encargado del mercado de CDD se encargue de la capacidad de crédito de los participantes y del manejo de los contratos a largo plazo, mientras que el OS puede mantenerse enfocado solo en la operación día a día. En este mercado puede negociarse con CD y CDD simultáneamente, dando así instrumentos para el bloqueo financiero a largo plazo. El transmisor se verá motivado a vender CDD puesto que este le bloquea la volatilidad de las diferencias de los PM, y el consumidor se verá igualmente motivado a comprarlos, debido a que con este contrato, obtiene un costo más constante por la transmisión.

Para el consumidor el riesgo es absorbido completamente por el contrato. Para el transmisor el bloqueo es imperfecto, ya que el flujo varía cuando hay una diferencia de precios diferente de cero a través de la línea. Es por esta razón, que el valor del CDD no es el mismo que el valor definido, siquiera en el promedio. Una forma de remediar esto es cerrar el contrato por una cantidad que no resulte de la solución de los flujos, sino de lo que en realidad va a circular por la línea. Esto es posible realizarlo por medio de un sistema de prueba bajo restricciones de seguridad. En este caso, un DERS modificado similar al de las subastas de DT permitirá acoplar a los CDD. Así, los propietarios de transmisión estarán ofertando su verdadera capacidad, posiblemente como tomadores de precio, siendo los precios resultado del conjunto de ofertas de los transmisores. La solución de la subasta, en caso que se maneje la negociación de manera centralizada, da el *strike price* y la cantidad a negociar para cada elemento de transmisión. Es con estos datos y con los PM resultantes del DERS con los que se acordarán los contratos. Puede existir cierta insuficiencia de ingresos si las condiciones del despacho actual difieren del realizado para la subasta, o si la línea está fuera de servicio. Este riesgo se puede mitigar adquiriendo varias líneas, de la misma forma como los generadores reducen su riesgo mediante un portafolio de plantas.

Es entonces, con ayuda de este tipo de contratos, que los DFF dan al mercado un mayor dinamismo. En este derecho se puede ver que el costo de oportunidad de la transmisión es un factor importante, y que parte de los costos debido a pérdidas pueden ser cubiertos. Además de esto, se puede agrupar en zonas los diferentes elementos del sistema. Por tanto, se puede pensar que un mecanismo parecido a este puede ser implementado en un mercado sin TN para lograr una remuneración de la red de manera al menos parcial, siempre y cuando esta sea valorada correctamente; es decir, no solo en función de la capacidad, sino también en función de la ubicación de los puntos de retiro e inyección.

En esta ocasión para denotar la diferencia de la manera como se calcula el flujo de ingreso definido por Baldick, se modificará temporalmente el caso base para percibir la diferencia. El cambio consiste en correr un flujo AC en vez de uno DC como se había venido haciendo. Las líneas ahora tienen una resistencia de 0,04 p.u., mientras que las cargas consumen 5 MVAR de reactivos. El modelo resuelto se presenta en la figura 1.5.

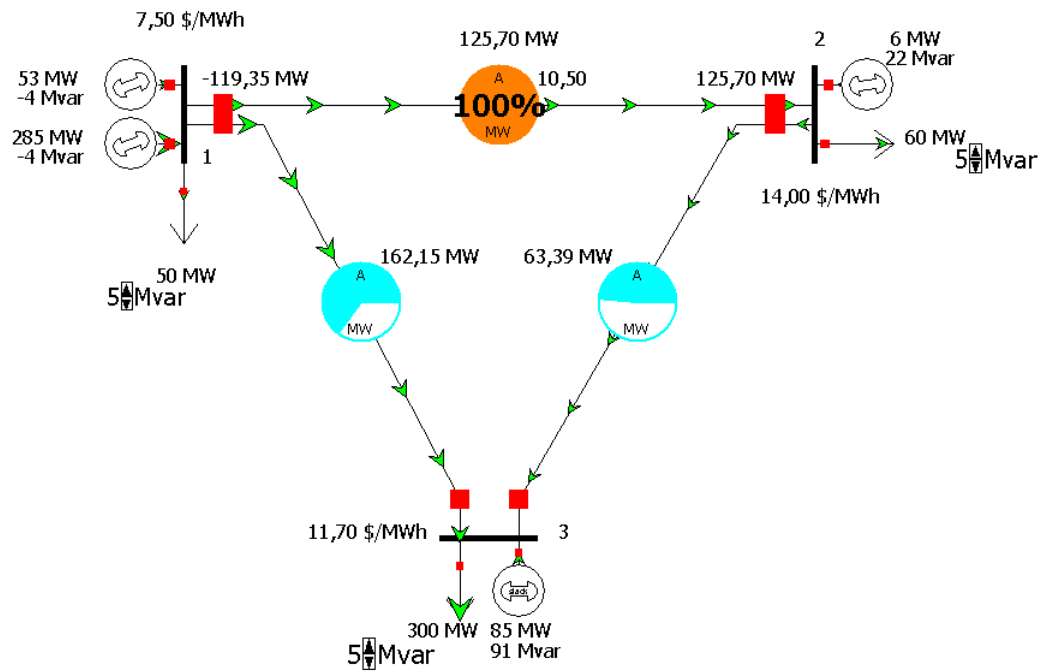


Figura 1.5.: Solución del caso base en AC

Para averiguar si algún incentivo perverso puede aparecer con este tipo de beneficio financiero, se probará el sistema para tres valores de la resistencia de la línea 1-2. El incremento en la resistencia se puede ver como un incremento en la impedancia. Este ejemplo no pretende poner en duda la validez del derecho, en vez de esto, tiene como objetivo el aclarar la forma como se le pagará a la línea, y por esto lo sencillo del mismo. El ingreso se halla multiplicando la potencia inyectada en cada extremo de la línea por el precio del nodo donde la potencia es inyectada. La línea en cuestión será la ubicada entre los nodos 1 y 2. P_1 denota la potencia inyectada por la línea en el nodo uno y P_2 denota la potencia inyectada en el nodo 2 por la línea. Con esto en mente, se resumen los cálculos hechos en la tabla 1.2.

Tabla 1.2.: Ejemplo de cálculo de los DFF

R [p.u.]	P_1 [MW]	π_1 [\$/MW]	P_2 [MW]	π_2 [\$/MW]	Ingreso [\$]
0,04	-119,35	7,5	125,7	14	864,675
0,08	-109,56	7,5	122,26	14	889,94
0,16	-84,4	7,5	109,8	14	904,2

Como se puede apreciar, a medida que aumenta la resistencia también lo hacen los ingresos del propietario de la línea. Por tanto, se puede llegar a pensar que nuevas regulaciones deben acompañar a este tipo de derecho si se quiere implementar en un mercado real. Se debe tener en cuenta que debido a lo pequeño del cambio de los parámetros de la línea los precios entre los extremos permanecieron constantes, y el aumento de los ingresos van de la mano con el incremento en las pérdidas. Por tanto, se podría pensar que este aumento en los ingresos más que servir como un incentivo perverso, es consecuencia de la presencia de mayores costos de mantenimiento.

Por otra parte tenemos a los CDD. Para el caso usaremos el caso base original, el cual se muestra aquí por comodidad. Una propiedad importante de los CDD, es la capacidad que estos tienen para formar caminos de contratos o *contracts paths*. Para demostrar la veracidad de esto, considérese que el propietario de la línea 1-2 ofrece parte de su capacidad a un strike price de 3,12 \$/MW, el propietario de la línea 1-3 ofrece también parte de la capacidad por 2,8 \$/MW y finalmente el propietario de la línea 3-2 ofrece parte de su capacidad por 1 \$/MW. Todos ofrecen la misma capacidad. Entonces, tenemos dos caminos para transportar la energía de un nodo a otro, esto es, para transportarla del nodo 1 al 2.

El primer camino es la línea 1-2. Si se firma un CDD de 1 a 2 con el propietario de esta línea, tenemos que, dado el resultado del despacho real:

$$\pi_{CDD1} = SP1 - (\pi_3 - \pi_1) = 3,12 - (11,25 - 7,5) = -0,63\$/MW$$

Por lo que el strike price es menor que la diferencia real, luego el transmisor debe pagar a 0,63 \$/MW cada MW que negocio. En general La transmisión fue vendida al strike price, tal y como sucede con la energía y los CpD.

El otro camino está compuesto por dos tramos. El primero es el que va del nodo 1 a 3. El propietario de esta línea firmó un CDD de 1 a 3 con un strike price de 2,8 \$/MW por una cantidad determinada. Como la diferencia entre los nodos 1 y 3 fue de 2,5 \$/MW, es decir, menor que el strike price, es ahora el consumidor el que debe pagar cada MW negociado al precio que se deriva de la diferencia del strike price y la diferencia nodal, es decir 0,3 \$/MW. El siguiente tramo lo comprende la línea 3-2. En este caso el propietario firmó un CDD de 3 a 2 por 1 \$/MW. Entonces, el contrato tiene un valor de 0,25 \$/MW, que es la diferencia entre el strike price y la diferencia actual entre los precios de los nodos. Como el strike price es menor que la diferencia real, es al transmisor el que le corresponde pagar al consumidor. Como ambos CDD

fueron firmados por la misma capacidad, el costo total de la transmisión por este camino fue de 0,5 \$/MW.

Fijese que en cambio por el otro camino al consumidor no le fue asignado ningún costo al ejecutarse el CDD. En total, mientras que la transacción costo 3,12 \$/MW por el primer camino, por el segundo camino costo 3,8 \$/MW, que no es más que la suma de los strike prices, dado que las cantidades son las mismas, así:

$$\pi_{CDD2} = SP2 - (\pi_2 - \pi_1) + SP3 - (\pi_3 - \pi_2) = (SP2 + SP3) - (\pi_3 - \pi_1) = 0,05 \$/MW$$

Con lo cual se evidencia que el camino alternativo le corresponde un CDD equivalente en el cual el participante tuvo que pagar cada MW negociado a 0,05 \$/MW, puesto que el strike price es mayor que la diferencia de precios nodales.

1.4. Compilación de los tópicos relevantes de los derechos

Esta compilación mostrada en la tabla 1.3, presenta de forma compacta y concisa las diferentes ventajas y desventajas de los DT ya expuestos.

Tabla 1.3.: Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de derechos de transmisión

Nombre	Sigla	Modalidad	Ventajas	Desventajas
Derecho de Transmisión Punto a Punto	DTTP	Obligación	<p>Si el DERS resultante en operación es el mismo con el cual se adjudicaron los DTTP, estos derechos son una barrera perfecta contra la volatilidad de los cargos por congestión.</p> <p>Si el valor de los DTTP es negativo, en manos de un líder de precio puede ayudar a mitigar el poder de mercado de este.</p> <p>Puede ser descompuesto en dos derechos por la misma capacidad, siempre y cuando estos dos derechos tengan un nodo en común y dicho nodo sea el de retiro para uno e inyección para el otro. Esto ayuda a mejorar la flexibilidad y la liquidez del mercado.</p>	<p>Si el DERS resultante en operación difiere de aquel con el cual se adjudicaron los DTTP, estos derechos pueden representar un pago neto.</p> <p>Si el valor de los DTTP es positivo, en manos de un líder de precio puede ayudar a aumentar el poder de mercado de este.</p> <p>La necesidad de cumplir con la prueba de factibilidad, hace que la reconfiguración de los DTTP no se haga fácilmente y de manera descentralizada. Esto afecta la liquidez y flexibilidad del mercado.</p>
		Opción	<p>Nunca toma un valor negativo, por lo que es una mejor herramienta con la cual se puede proteger el propietario de la volatilidad de los cargos por congestión.</p> <p>En conjunto con las obligaciones, pueden dar mayor flexibilidad al mercado, debido a que ahora el participante cuenta con un mayor número de alternativas para protegerse.</p>	<p>Disminuye la cantidad de potencia que puede ser transada en el mercado.</p> <p>Por si solos, hacen que la flexibilidad y liquidez del mercado disminuya, dado que no pueden ser descompuestos.</p> <p>Si en conjunto con las obligaciones, el aumento en la flexibilidad no aporta ningún beneficio, la red tenderá a ser sobrevalorada.</p> <p>Es un problema computacionalmente exigente.</p> <p>Representa un incremento en los costos asociado a la transacción, puesto que se debe pagar una prima de riesgo.</p> <p>Como barrera de alto riesgo y sobre distancias muy largas, los precios de los DTTP no reflejan el costo de oportunidad de transmitir y están asociados con altas primas de riesgo.</p>
		Cualquiera	<p>Para proteger una transacción de energía se necesita firmar solo un DTTP.</p>	

Nombre	Sigla	Modalidad	Ventajas	Desventajas
Derecho de Transmisión de Contin-gencia	DTC	Obligación	Puede ser una opción menos costosa respecto a un portafolio de DTPP	Puede ser una opción más costosa respecto a un portafolio de DTPP
Derecho de Transmisión Punto a Largo Plazo	DTPP- LP	Opción	En el peor de los casos el costo de un DTC es igual al del portafolio de DTPP	
		Obligación	Presenta una alternativa mediante la cual se pueden proteger transacciones a largo plazo. Es posible expandir marginalmente la red a través de este tipo de derecho Todos los beneficios son capturados por el propietario del proyecto	El orden en el cual se realicen las expansiones afecta los ingresos ofrecidos por el derecho Es computacionalmente complejo y exigente
FlowGate Right	FGR	Opción	Aunque puede ser formulado como obligación, al ser una opción innata presenta una alternativa más atractiva como herramienta financiera Son más elementales que los DTL a corto plazo, puesto que un portafolio de FGR puede simular un DTL cualquiera a corto plazo. Ofrecen una manera más transparente de manejar el mercado. Es un mecanismo descentralizado para el manejo de la congestión, frente a cualquier patrón de inyecciones y retiros dentro del sistema. Es una barrera imperfecta contra la congestión En un sistema de potencia real se comporta de manera aceptable pese a las diversas desventajas, que al parecer no impactan de manera significativa.	Tiene como base un flujo DC de potencia, por lo que muchas restricciones pueden llegar a ser ignoradas Se necesita más de un FGR para proteger una transacción de energía En caso de existir una cantidad considerable de restricciones, la liquidez del mercado puede verse afectada. Como solución a lo anterior se podría definir ciertas restricciones comercialmente significativas, sin embargo, esto conlleva a una socialización de costos en caso que la topología cambie drásticamente. Existe aún el riesgo de quedar expuesto a la volatilidad de las rentas por congestión, dada la dependencia de los FGR a los FDTP, que a su vez dependen en gran medida de la topología y elementos de red presentes en el sistema.

Nombre	Sigla	Modalidad	Ventajas	Desventajas
FlowGate Right	FGR	Opción		<p>Depende directa y explícitamente de los elementos de red que se encuentren congestionados.</p> <p>No es adecuado para proteger transacciones a largo plazo.</p> <p>Aunque la adjudicación y financiamiento de nuevas inversiones puede ser hecha más fácilmente, debido a que no depende del orden en el cual se realicen las expansiones, el anterior punto imposibilita una expansión eficiente a través de este contrato.</p>
Derecho de Admitancia y Capacidad	DAC	Obligación	<p>Está íntimamente relacionado con el beneficio social óptimo.</p> <p>Da los incentivos correctos para una expansión marginal eficiente.</p> <p>El orden en el cual se realicen las expansiones no afecta los ingresos recolectados por la nueva línea.</p> <p>El flujo de ingresos que proporciona valora la transmisión en función de la capacidad de esta de transportar energía de un punto a otro bajo condiciones de contingencia.</p> <p>Tiene en cuenta tanto la capacidad como la admitancia de la línea en su definición.</p>	<p>A menos que sea modificado en mayor o menor medida, este esquema solo proporciona una manera de incentivar nuevas inversiones.</p> <p>Algunos autores dudan del planteamiento y del tipo de incentivos que puede dar este tipo de derecho.</p> <p>Solo da incentivos para líneas cuyo propósito es aumentar el beneficio social del sistema.</p>

Nombre	Sigla	Modalidad	Ventajas	Desventajas
Derecho de Flujo Fronterizo	DFF	Obligación	<p>Está íntimamente relacionado con el beneficio social óptimo.</p> <p>Da los incentivos correctos para una expansión marginal eficiente.</p> <p>El orden en el cual se realicen las expansiones no afecta los ingresos recolectados por la nueva línea.</p> <p>El flujo de ingresos que proporciona valora la transmisión en función de la capacidad de esta de transportar energía de un punto a otro bajo condiciones de contingencia.</p> <p>El operador del sistema no necesita involucrarse en la adjudicación de este tipo de derechos.</p> <p>El operador del sistema es financieramente neutral dentro del mercado.</p> <p>Permite una forma descentralizada de manejar la transmisión, que trae como consecuencia una participación más activa de la transmisión.</p> <p>Toda la responsabilidad física y financiera de un elemento de red, le es pasada a aquel participante que tiene más control sobre este: El propietario del elemento de red.</p> <p>Permite la negociación de energía y transmisión por medio de un intercambio unificado.</p> <p>Es el único derecho cuyo objetivo principal es remunerar la red de manera explícita y directa.</p>	<p>Solo da incentivos para líneas cuyo proposito es aumentar el beneficio social del sistema.</p> <p>Los beneficios de una expansión debe ser compartida de manera obligatoria entre todos aquellos beneficiados por el proyecto. Esto hace aparecer el problema del <i>free rider</i>.</p> <p>No se tiene aún la certeza de que porcentaje de los costos de transmisión cubre este tipo de derecho.</p> <p>Cuando el flujo de ingresos se calcula según el patron de flujos de precontingencia, aún si el beneficio social es negativo, los derechos pueden ser positivos y viceversa.</p>

2. Experiencias

La utilización de DT en algunos de los mercados de energía del mundo han representado el primer paso para mejorar la eficiencia en el manejo de la transmisión. Por esto, es importante saber como ha sido su rendimiento, sus ventajas, desventajas, formas de implantación y modo de operación de dicho esquema dentro de un mercado real; esto con el fin de evaluarlos y observar si son perjudiciales para el mercado o, por el contrario, son la clave para llegar a una gestión de la red más eficiente. De esta manera, se hace posible tomar una decisión acerca de la factibilidad de ingresar estas nuevas formas de negociar la transmisión en un mercado eléctrico y ver como lo mejora a corto y largo plazo. Para efectuar la revisión de estas características, se analizó la experiencia que se ha presentado con los diversos esquemas, de tal manera que se pueda dar un argumento firme de como ha sido el comportamiento de los derechos.

Con la TN como mecanismo de tarificación, algunos mercados iniciaron la implementación de DT. Como ejemplo de este hecho se tiene a la Interconexión PJM, la cual desde el 1 de Abril de 1998 esta trabajando con TN y DT, en New York empezó en el 1 de Septiembre de 1999, en California desde 1 de Febrero de 2000, en New England desde Marzo 1 de 2003 y en Texas el 15 de Febrero de 2002 [Kri04b].

En el PJM los DT son llamados *Fixed Transmission Rights* (FTR), en New York *Transmission Congestión Contracts* (TCC), en California *Firm Transmission Rights* (FTR), en New England y los propuestos en Nueva Zelanda *Financial Transmission Rights* (FTR) y en Texas son llamados *Transmission Congestion Rights* (TCR). El PJM ha introducido tanto obligaciones como opciones de FTR, mientras que New York y New England introdujeron solo obligaciones y se están evaluando las opciones. Diferentes diseños de DT pueden ser tomados por cada mercado. PJM, New York, New England y Texas, junto con la propuesta en New Zealand, han elegido contratos puramente financieros. Por otro lado, el mercado de California ha introducido contratos con elementos físicos y financieros, los cuales tienen familiaridades con los *Flow-gates Rights* (FGR). Actualmente este mercado se encuentra evaluando los *Congestion*

Revenue Rights (CRR), los cuales son similares a los *Firm Transmission Rights* (FTR) [Kri04b].

A continuación se presenta cada uno de los mercados que han implementado los DT dentro de su mercado energético, mirando un poco de su historia, que papel juegan dentro del mercado, su forma de negociación y adquisición.

2.1. Mercado PJM

La TN fue introducida en el sistema interconectado PJM el 1 de abril de 1998 y al mismo tiempo ofreció a algunos de los participantes del mercado DT llamados Derechos de Transmisión Fijos (*Fixed Transmission Rights* FTR), los cuales brindan a sus poseedores una barrera contra las variaciones de los PM [Kri04b]. En mayo 1 de 1999 fue introducido un mercado de subastas para obligaciones de FTR con duración anual, los cuales son asignados directamente a los clientes de la transmisión mientras que la cantidad restante es para clientes punto a punto [Kri06]. Para Junio de 2000 fueron introducidos en el PJM dos mercados. Uno de ellos es el mercado de Día Anticipado (*Day Ahead* DA) y el otro es el mercado de Balance en Tiempo Real (*Real Time Balancing* RTB). El mercado DA es un mercado *forward* en el cual los precios de equilibrio son calculados para cada hora de la operación del día siguiente bajo ofertas de generación, demanda, suministros virtuales, demandas virtuales y transacciones bilaterales sometidas en el mercado. El mercado de balance es el mercado RTB. En este los precios de equilibrio son calculados cada 5 minutos basados en un DERS. La diferencia entre estos dos mercados yace en que, mientras el mercado DA se encuentra programado para cantidades y precios horarios del siguiente día. El mercado RTB se encarga del balance de las desviaciones de potencia del mercado anterior sobre la base de los precios del mismo día y en la hora establecida [Ott03].

En junio de 2003 fue establecida una subasta mensual para los FTR restantes, reconfiguraciones y comercio de asignación de FTR, así como también se estableció el ingreso de las opciones de FTR. El 1 de Junio de 2003 se da la apertura a los Derechos a los Ingresos de la Subasta (*Auction Revenue Rights* ARR), que son derechos para recibir los ingresos de las ventas de un FTR entre un punto de entrada y un punto de salida. La asignación de estos derechos se dio a clientes con servicios de integración de recursos de red, para su carga total anual; y para clientes con servicios punto a punto fijos, para el volumen específico de las reservas de transmisión y por

el periodo de reserva [Kri06].

2.1.1. Derechos de Transmisión Fijos

Como inicialmente se definió en el PJM, el FTR es un contrato puramente financiero que le da al poseedor el derecho a recibir una compensación (incluso sin realizar una entrega de energía física) para algún cargo por congestión presente en el mercado DA. Un FTR puede proteger a los participantes que tienen costos correlacionados con primas de congestión y deseen protección al riesgo. Los FTR están disponibles para algún nodo con cierto PM asignado por el mercado. Ellos pueden ser designados en nodos de inyección fuera del PJM y localizaciones de retiro dentro del PJM, inyecciones en nodos dentro del PJM y retiro fuera del PJM o nodos con inyecciones y salidas dentro del PJM. Para cada hora con restricciones de las líneas de transmisión, los dueños reciben una porción de los cargos por congestión (ecuación 2.1) que son recolectados por el *Independent System Operator* (ISO) u Operador Independiente del Sistema¹ de PJM. La cantidad recibida es la diferencia del PM entre el punto de salida y el punto de entrada, por la cantidad de potencia especificada en el contrato como se muestra en la ecuación² 2.2 [Kri04b].

$$CC = MWh * (PM_{salida} - PM_{entrada}) \quad (2.1)$$

$$FTR_{pago} = MW * (PM_{salida} - PM_{entrada}) \quad (2.2)$$

Un FTR obligación puede dar al dueño ingresos o costos dependiendo de la dirección especificada en el contrato. Se dan ingresos cuando la dirección es la misma de la congestión (el precio en el nodo de inyección es mas bajo que en el nodo de salida). Este caso se puede ver en la figura 2.1. Los FTR producen costos si la dirección es la opuesta a la congestión (figura 2.2). En el caso de un FTR opción el pago es positivo si la dirección es la misma que la congestión y es cero si esta es contraria (figuras 2.3, 2.4) [Kri04b, PJM05].

¹Este es el mismo OS que se ha nombrado en ya varias ocasiones.

²Los PM presentes en las ecuaciones 2.1 y 2.2 se manejan con precios del mercado DA.

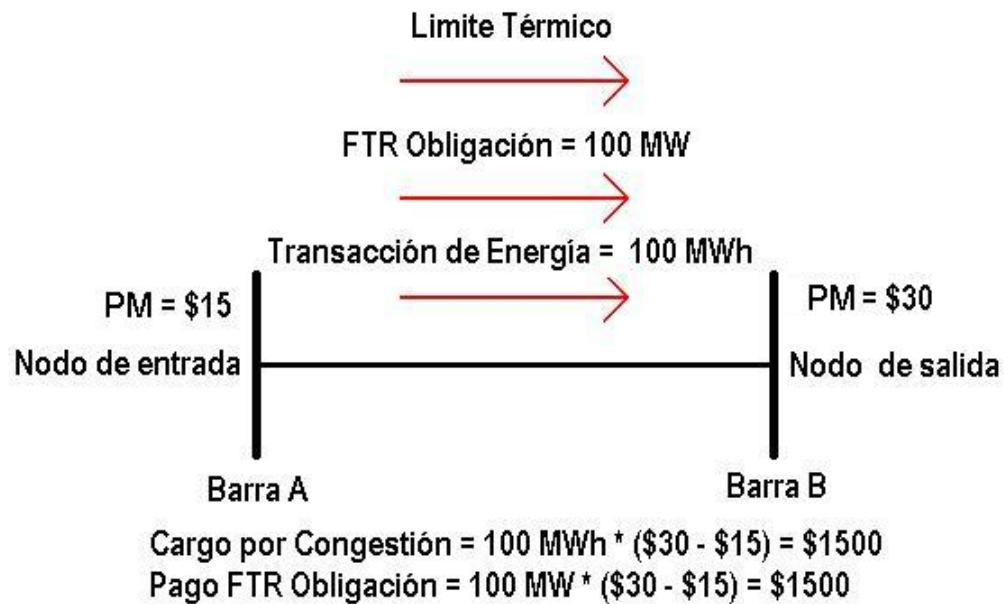


Figura 2.1.: Ingreso de un FTR obligacion.

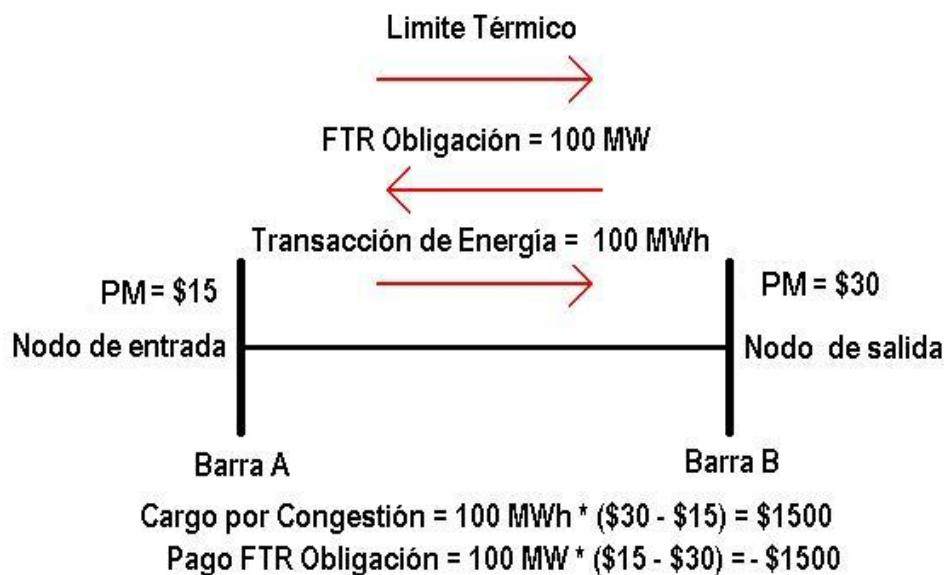


Figura 2.2.: Costo de un FTR obligacion.

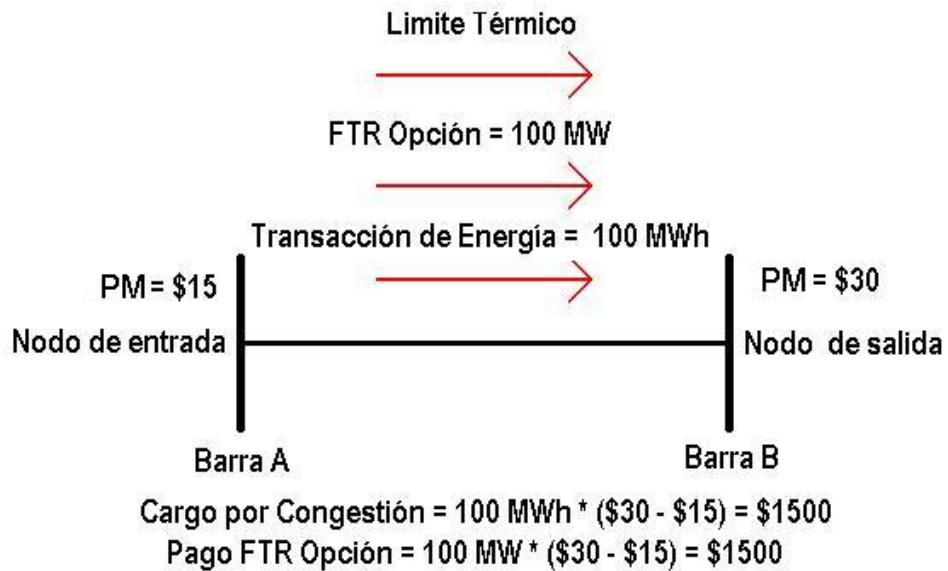


Figura 2.3.: Ingreso FTR opción

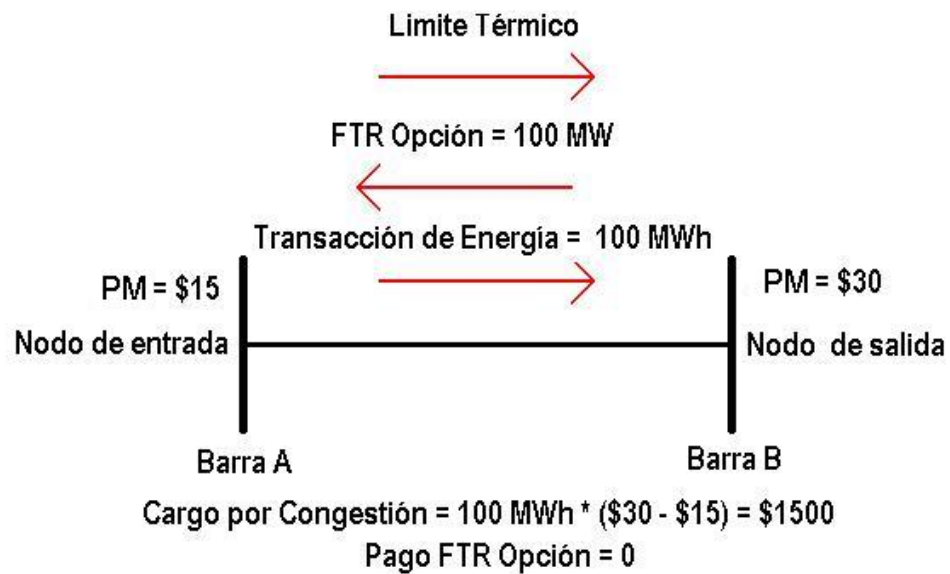


Figura 2.4.: Costo FTR opción

Los FTR no protegen contra los cargos por congestión en tiempo real, pero estos cargos pueden ser protegidos con programas de energía en el mercado DA. Los cargos por congestión del DA y RTB son usados como fondos para los pagos a los poseedores de los FTR. Si el propósito de los FTR asignados no es logrado, los créditos de los FTR son reducidos proporcionalmente. El exceso de cargos por congestión es distribuido para cubrir deficiencias de los FTR cada hora en un mes y del mes próximo en un año. El resto del exceso de ingresos es distribuido al final del año en la red y clientes de transmisión fija dependiendo de su carga demandada. Los FTR deben satisfacer la Prueba de Factibilidad Simultanea (*Simultaneous Factible Test SFT*) que fue creada para asegurar que el sistema de transmisión soporte todos los FTR, dado una situación de operación normal. Si los FTR pueden soportar una condición de operación normal y se presenta congestión, los ingresos por congestión serán suficientes para que el ISO pueda cubrir los pagos a los poseedores de los FTR. Los FTR pueden ser asignados en una subasta mensual periódica o en un mercado secundario. El mercado secundario es uno en el cual, los dueños y otras entidades que han adquirido FTR los venden en una base bilateral. Los contratos dan seguros de protección de congestión para un mes o más. Los compradores pagan una prima por cada derecho dependiendo del pronostico de las diferencias de precios de los PM [Kri04b].

2.1.2. Adquisición de los FTR

Los clientes de servicios de transmisión que adquieren la red o empresas con servicios de transmisión punto a punto que pagan los costos embebidos del sistema de transmisión, en retorno por el pago de estos costos fijos, tienen la opción de solicitar FTR. Estos FTR también pueden ser adquiridos a través de la subasta centralizada de FTR. Todos los FTR deben pasar por la prueba de factibilidad simultánea SFT para ser aprobados. La prueba asegura que derechos financieros y de transmisión concedidos a través de FTR estén de acuerdo con la capacidad del sistema de transmisión [XM02, PJM05]. Por otro lado también asegura que el mercado de energía del PJM posea ingresos adecuados en condiciones normales de operación [PJM05].

A continuación se mostrarán algunos ejemplos de cuando unos derechos cumplen el SFT y cuando no lo cumplen, así como de sus ingresos adecuados:

Para una transacción que se muestra en la figura 2.5, el FTR 1 (en color azul) de 300 MW y el FTR 2 (en color rojo) de 180 MW respectivamente, siendo ambos obli-

gaciones, se obtiene un flujo neto por el sistema de transmisión de 480 MW, debido a que la línea posee una restricción de 500 MW en la misma dirección de los FTR se dice que los FTR son simultáneamente factibles [PJM05].

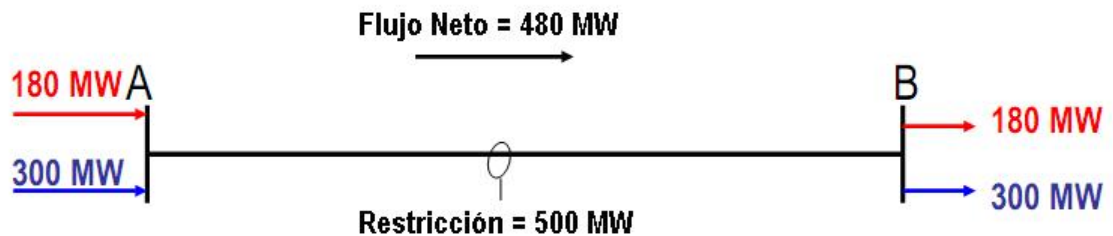


Figura 2.5.: Ejemplo 1 FTR obligación que cumplen el SFT

En la figura 2.6 podemos observar el mismo caso anterior solo que esta vez el FTR 2 posee una transacción de 300 MW, dando así un flujo neto de 600 MW, por lo tanto los dos FTR no son simultáneamente factibles debido a que los derechos poseen un flujo neto por encima de la capacidad del sistema [PJM05].

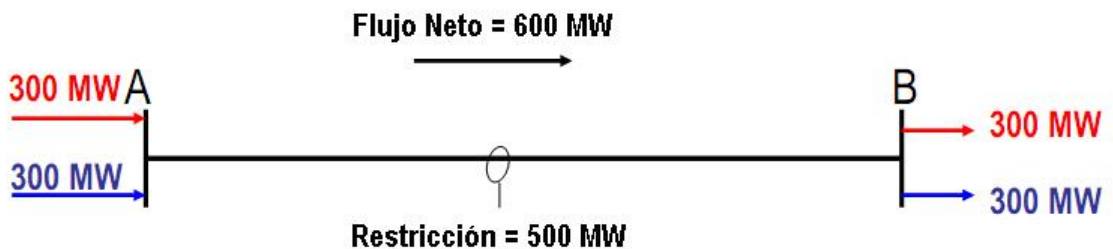


Figura 2.6.: Ejemplo 2 FTR obligación que no cumplen el SFT

Los valores de los PM del mercado DA se muestran en la figura 2.7. De acuerdo a estos valores, podemos ver que el cargo por congestión es igual a $500 \text{ MW} * (\$20 - \$10) = \$5000$; entonces para el ejemplo 1 que tiene el SFT, se tendría una asignación total de FTR sería $480 \text{ MW} * (\$20 - \$10) = \$4800$, luego el sistema cubre los pagos de los FTR y a la vez se tienen los ingresos adecuados. Para el caso del ejemplo 2 se tiene una asignación total = $600 \text{ MW} * (\$20 - \$10) = \$6000$, lo cual da un valor más alto que los pagos de las rentas por congestión, en consecuencia, el ISO no tiene los ingresos adecuados para pagar a los dueños de FTR [PJM05].

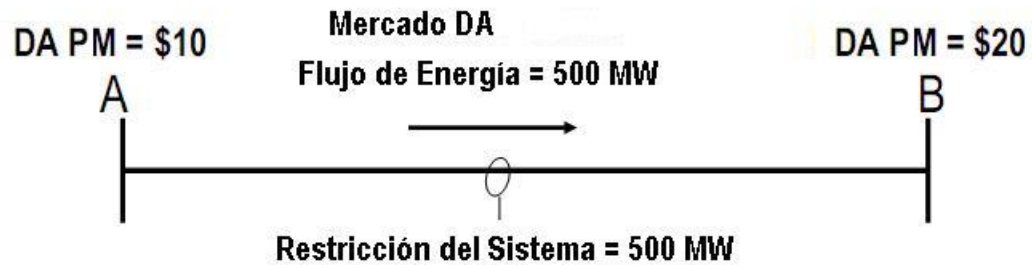


Figura 2.7.: Representación de Ingresos Adecuados (*Revenue Adequacy*)

Los ejemplos 3 y 4 muestran otras formas en que los FTR pueden ser o no simultáneamente factibles. Para el ejemplo 3, se tiene un FTR 1 con una transacción de 1000 MW en la dirección A – B, y se tiene otro FTR 2 de 500 MW en dirección contraria al FTR 1, ambos obligación, dando así un flujo neto en el sistema de 500 MW, lo cual los hace simultáneamente factibles (figura 2.8) [PJM05].

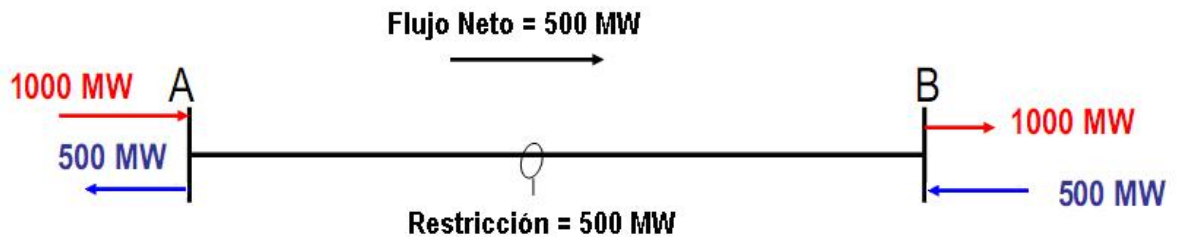


Figura 2.8.: Ejemplos 3 y 4 de FTR que cumplen y no cumplen el SFT en otras configuraciones

Para el ejemplo 4 posee la misma gráfica del ejemplo 3 solo que esta vez el FTR 1 es una opción de 500 MW en la dirección B – A y el otro FTR 2 es obligación en la dirección A – B, teniendo en cuenta de que el contra flujo generado por el FTR opción es nulo, se tiene un flujo neto del sistema de 1000 MW, lo que provoca que estos FTR no sean simultáneamente factibles [PJM05]. Los ingresos adecuados de acuerdo a los valores del mercado DA, presentes en la figura 2.7 son:

En el ejemplo 3 se tiene una asignación total del FTR 1 = $500 \text{ MW} * (\$10 - \$20) = -\$5000$, y para el FTR 2 = $1000 \text{ MW} * (\$20 - \$10) = \$10000$, por tanto la suma de estos dos da un valor de \$5000. Por su parte, para el caso del ejemplo 4 el FTR 1 da una asignación de \$0, y el FTR 2 = $1000 \text{ MW} * (\$20 - \$10) = \$10000$, sumando estos dos

valores obtenemos un ingreso de \$10000, de esta forma, podemos observar que para el ejemplo 3 se cumple que los ingresos del cargo por congestión del sistema está acorde a los ingresos de los FTR, caso contrario ocurre con el ejemplo 4, ratificando así que el SFT produce ingresos adecuados [PJM05].

Por otro lado, existen cuatro métodos para adquirir FTR en el mercado PJM:

1. Servicios de Transmisión para la Integración de la Red (*Network Integration Transmission Service NITS*) - En una base anual este tipo de clientes le son asignados FTR para su carga pico anual. Estos FTR son diseñados para largo plazo y con fuentes de capacidad específicas para su carga propia. Un NITS tiene la opción de requerir FTR de alguna de sus fuentes de capacidad designadas para su carga. Una vez el conjunto de FTR de servicios de red anuales son asignados, la configuración de estos FTR para cada cliente de la transmisión puede ser cambiada diariamente sometiendo el respectivo cambio. Si tales cambios son aprobados, estos son asumidos para ser validados por la planeación del año [XM02].

2. Entidades con servicios punto a punto (*Firm Point-to-Point Service FPPS*) — Estos clientes pueden requerir FTR para sus reservaciones. El camino del FTR es equivalente al camino de la reservación en el punto de entrada y salida. La fuente o punto de entrada es cualquier fuente de generación o el punto interconexión en el control de área de envío. EL punto de salida es el conjunto de barras designadas en el sistema de información de acceso abierto (*Open Access Same-time Information System OASIS*) o con el punto de interconexión con el control de área de recibimiento [XM02].

3. Subasta de FTR — El PJM maneja una subasta mensual y otra anual de FTR. En la subasta anual, los FTR con duración igual a un año son negociados. Estos pueden ser obligaciones u opciones y pueden ser especificados diariamente para horas pico, no pico o todas las 24 horas. La subasta anual posee cuatro rondas, en cada una de las cuales el 25 por ciento de la capacidad de transmisión factible se hace disponible. Un participante que compra un FTR en una ronda, puede venderlo en las siguientes rondas. Las subastas mensuales son realizadas para la capacidad de transmisión residual no vendida a través de las subastas anuales, para FTR ofrecidos para venta, después de la asignación de los FTR a largo plazo, FPPS y NITS. También permite a los participantes la oportunidad de vender FTR que posean actualmente. La más importante característica de las subasta de FTR, es la reconfiguración implícita de los

mismos. Esta característica permite a los DT ser negociados mucho más dinámicamente en la subasta que se realiza en el mercado secundario [XM02].

4. Mercado secundario – Un participante del mercado puede adquirir FTR en el mercado secundario, donde los dueños de FTR venden sus propios FTR a otros en transacciones bilaterales sin la necesidad de participar en la subasta. Sin embargo, los dueños de FTR tienen más probabilidad de venderlos en la subasta que a través de negociaciones bilaterales. Esto debido, a que los FTR necesitados por otros participantes del mercado, pueden tener una diferencia significativa respecto a los FTR disponibles a la venta. La subasta proporciona un mecanismo mediante el cual, los FTR pueden ser reconfigurados a las necesidades de los compradores [XM02].

2.1.3. Derechos a los Ingresos de la Subasta ARR

Los ARR son derechos de largo plazo y son asignados a los NITS y a los FPPS. Los ARR son adquiridos por un año y son asignados para la capacidad entera del sistema de transmisión. Los dueños de los ARR quedan con el derecho para recibir la diferencia de PM del nodo de entrada y salida establecido en la subasta de FTR por el número de ARR poseídos³. La cantidad máxima de de ARR es limitada por la responsabilidad de la demanda pico de los participantes en una zona. Los ARR deben ser designados desde unidades específicas de recursos de capacidad hacia la demanda. Las fuentes de capacidad requeridas por los ARR no pueden exceder el valor de la capacidad contratada por el participante. Todos los ARR requeridos deben pasar por la prueba de factibilidad. Si todos los ARR requeridos son simultáneamente factibles, entonces, se analizan por nivel de prioridad⁴. Los ARR son asignados proporcionalmente a la capacidad requerida MW e inversamente proporcional a su efecto sobre la restricción. El poseedor puede convertir un ARR en un FTR e ingresarlo en la subasta anual, entre los mismos nodos del ARR. Pueden también reconfigurarse,retener la asignación de los mismos y recibir ingresos de la subasta anual [Kri04b, PJM05].

³Vale la pena resaltar la diferencia entre el pago de FTR y ARR. Mientras que los PM con los cuales se calcula el beneficio financiero que ofrece un FTR se derivan del DERS, para el ARR dichos PM se derivan de la subasta de FTR que se realiza.

⁴Dicha prioridad va de 1 a 4 (cada nivel de prioridad representa el 25 % de la capacidad total requerida por la demanda) y es definida por el usuario.

2.2. Mercado de New York

El ISO de New York (NYISO por sus siglas en inglés) fue uno de los primeros mercados en adoptar totalmente el sistema de TN junto con su vecino, el mercado PJM. El núcleo de la estructura del mercado usado en New York y PJM ha sido propuesto por la FERC como el desarrollo del diseño de mercado a usar por la industria de potencia de todo U.S. Esta propuesta a provocado muchas controversias en muchas partes de los Estados Unidos.

Debido a la utilización de la TN, se ve la necesidad de usar una barrera para protegerse de la volatilidad de los cargos por congestión. Para esto fueron incluidos en este mercado los DT, al igual que en el PJM. En el mercado de New York, los DT son llamados Contratos para Congestión de la Transmisión (*Transmission Congestion Contracts* TCC). Las subastas periódicas en las cuales los TCC son vendidos a los participantes del mercado, han sido la clave característica del mercado NYISO desde que fue abierto en Noviembre de 1999. Los participantes del mercado incluyen generadores, dueños de transmisión, comercializadores e incluye participantes financieros tales como fondos de protección [Ada05].

2.2.1. Contratos para Congestión de la Transmisión TCC

Los TCC son instrumentos financieros para protegerse contra la volatilidad de las primas de congestión. El poseedor de los contratos colecta las rentas por congestión con transferencias de potencia de un nodo de entrada a uno de salida. Los contratos son establecidos en el mercado DA. En New York los precios en cada nodo son calculados con un modelo AC (PJM utiliza el modelo DC) con perdidas marginales. Sin embargo, los TCC son solamente una barrera contra la congestión. Los contratos son unidireccionales y ellos llegan a ser una obligación con reservas de congestión. Los cargos por congestión aplican uniformemente si los clientes emprenden una transacción bilateral o compran energía del mercado al Precio Marginal Base Local (LBMP por sus siglas en ingles). Los cargos por congestión pagados por los clientes son recolectados en un fondo de TCC, usado para pagar a los dueños primarios de los TCC. Por su parte la congestión es pagada a los generadores a través de LBMP. El exceso de recolección de fondos es asignado a los dueños de la transmisión para compensar los Costos del Sistema de Transmisión (*Transmission System Costs* TSC).

Los dueños de la transmisión son limitados contractualmente para dar facilidades

de existencia de transmisión y buenos acuerdos. Los acuerdos presentes entre las partes son nombrados para poseer Derechos Apadrinados (*Grandfathered Rights* GR). Ellos deben continuar pagando tarifas bajo contratos existentes y no pagan primas de congestión, pero pueden estar sujetos a recortes. Los Derechos de Transmisión Apadrinados (*Grandfathered Transmission Rights* GTR), tienen hasta la última fase de la subasta para convertir estos derechos en TCC. La capacidad de transmisión total es dividida entre GTR, TCC apadrinados (*Grandfathered TCC*), Capacidad de Transmisión Existente para Cargas Nativas (*Existing Transmission Capacity for Native Load* ETCNL)⁵ y Capacidad de Transmisión Residual (*Residual Transmission Capacity* RTC) [Kri04b].

2.2.2. Adquisición y Comercialización de los Derechos

Los TCC pueden ser comprados en MW y tienen una duración de 6 meses o 1 año. Los TCC pueden ser vendidos por ventas directas, a través de subasta centralizada de TCC o vía un mercado secundario. En el futuro los TCC también serán asignados a aquellos quienes invierten en expansión de la red. Las ventas directas son asignadas por la FERC, pero no ejercidas por los dueños de la transmisión. La capacidad de transmisión de TCC disponibles, son ofrecidos a los participantes calificados del mercado a través de un proceso de subasta manejado por el NYISO. La subasta proporciona un medio para los participantes, a través de sus ofertas preferidas, para saber cual conjunto de TCC será asignado. Esta subasta es de precio uniforme. También permite a los poseedores primarios publicar la capacidad de transferencia del sistema asociada con sus TCC en el proceso de subastas. Después de la terminación de una subasta, el ISO colecta pagos para todos los TCC asignados para cada ronda y los ingresos residuales son asignados a los dueños de la transmisión [Kri04b].

2.2.3. Subasta

En New York los TCC son vendidos para duraciones de un mes, seis meses y un año [Ada05], esta venta se realiza mediante una subasta la cual tiene dos diferentes etapas:

⁵Estos son derechos semejantes a los ARR vistos en el mercado PJM

- Fase 1: Para esta parte existen dos subetapas. La primera es una subasta multi-ronda y la segunda es una subasta de ronda sencilla. Se ofrecen TCC para duraciones específicas en subsubastas con dos clases para cada subasta. La subasta es conducida para cada periodo de capacidad (es decir la mínima duración del FTR) [Kri04b].
- Fase 2: Estado final de la subasta para TCC de largo plazo. La subasta anual es de una sola etapa y es multi-ronda. Las ofertas ofrecidas por los participantes determinan la duración de TCC vendidos. El ISO entonces determina el máximo y el mínimo de duración de los TCC en el periodo de carga pico o no pico. Después la subasta puede ser conducida semi-anualmente para vender TCC de 6 meses [Kri04b].

Los TCC vendidos en la etapa 1, pueden ser cambiados y anunciados a los vendedores para darlos en la etapa 2. Los participantes pueden también ofertar capacidad de transferencia del sistema en la etapa 2. El proceso inicia 45 días antes del periodo de la subasta (esto es, el periodo de definiciones). La subasta es conducida sobre 30 días consistiendo de 2 etapas. La etapa 1 consiste generalmente de 4 rondas, y la etapa 2 de una sola ronda. Este proceso ayuda al descubrimiento del precio y evita las ventas riesgosas. Dos semanas después, el ISO publica el número de rondas que serán conducidas en cada fase, la capacidad del sistema, la componente de congestión de los LBMP y algunas reglas especiales o condiciones. Una semana después, los poseedores de TCC y el NYISO ingresan sus propuestas. Seis días después, los datos son colocados y entonces los subastadores inician a colocar las ofertas. El total de la capacidad del sistema es dividida en partes iguales en cada ronda, para un total de 4 rondas [Kri04b].

Las subastas de reconfiguración también son realizadas en una sola ronda mensualmente. La duración de los TCC vendidos es de un mes. Los TCC ofrecidos por los dueños primarios, ganan incentivos de corto plazo en capacidad de transmisión. Estos dueños pueden vender sus TCC en el mercado secundario. Cada TCC tiene un nodo fuente y un nodo de salida específico. Cada nodo puede ser de una barra de generación, o de una zona controlada por New York, el NYISO referencia la barra o asigna una barra externa. Esto crea gran diversidad en los TCC que pueden ser formulados y, debido a esto, las negociaciones con TCC son un tanto limitadas. Con tal diversidad de TCC, hay menos oportunidad de que alguna parte (vendedor) tenga los TCC exactos que otra parte desea. Para solucionar este problema, se desarrollo el concepto de “desagregación”. Este maneja la diversidad emitida, al desagregar un

TCC en componentes estándar, cada uno de los cuales es un TCC. Debido a que hay poca diversidad en los componentes estándar, muchos creen en la eficiencia de estas componentes o desagregaciones. Así, los TCC serán mas fáciles de negociar, aumentando así la liquidez del mercado de estos. Las componentes estándar de un TCC son:

- TCC de la fuente a la zona que contiene la fuente.
- TCC de la zona de fuente a la zona de consumo.
- TCC de la zona de fuente a la fuente.

Cuando un TCC es desagregado en componentes estándar, los TCC son reemplazados por tres TCC. Los TCC nuevos retienen la misma capacidad que el original [Kri04b].

Los participantes del mercado que invierten en expansión de la transmisión le son asignados TCC de expansión a 20 años, comenzando cuando la nueva transmisión llegue a estar en operación. Los FTR de expansión solo consisten en FTR nuevos hechos factibles como resultado de la expansión de la transmisión [Kri06].

2.3. Mercado de California

El mercado californiano ha sido objeto de múltiples críticas acerca de su manejo, autores como WILLIAM HOGAN han dado mucho de que hablar debido a su mal manejo de la congestión, pues el sistema californiano emplea un modelo con tarificación zonal, en vez de nodal [HOG01, JC00]. A pesar de las críticas sobre esta forma de tarificación, para el 1 de Febrero de 2000 California introduce los Acuerdos de Derechos de Transmisión (*Firm Transmission Rights* FTR). California adopta un modelo tal que, el ISO de California (CAISO) subasta dichos contratos [Kri04b].

2.3.1. Acuerdos de Derechos de Transmisión

California usa tarificación zonal, significa que los nodos con un área sin o con poca congestión, son integrados en zonas tal y como se muestra en la figura 2.9 [Kri04b]. Se espera que para el año 2007 inicie el mercado con TN [Kri06]. Junto con este esquema de tarificación se introducen los Derechos a los Ingresos por Congestión (*Congestion Revenue Rights* CRR), como parte de la reforma del mercado⁶. Los FTR

⁶La revisión de esta propuesta se encuentra en la bibliografía [MDC02]

en California tienen un aspecto financiero y físico. Los contratos dan el derecho al dueño de transferir potencia y al mismo tiempo recibir una parte en la distribución de los ingresos de cargos por uso colectados por el ISO, debido a congestiones en las áreas predefinidas. Juntos estos aspectos, suman la renta por uso de transmisión [Kri04b].

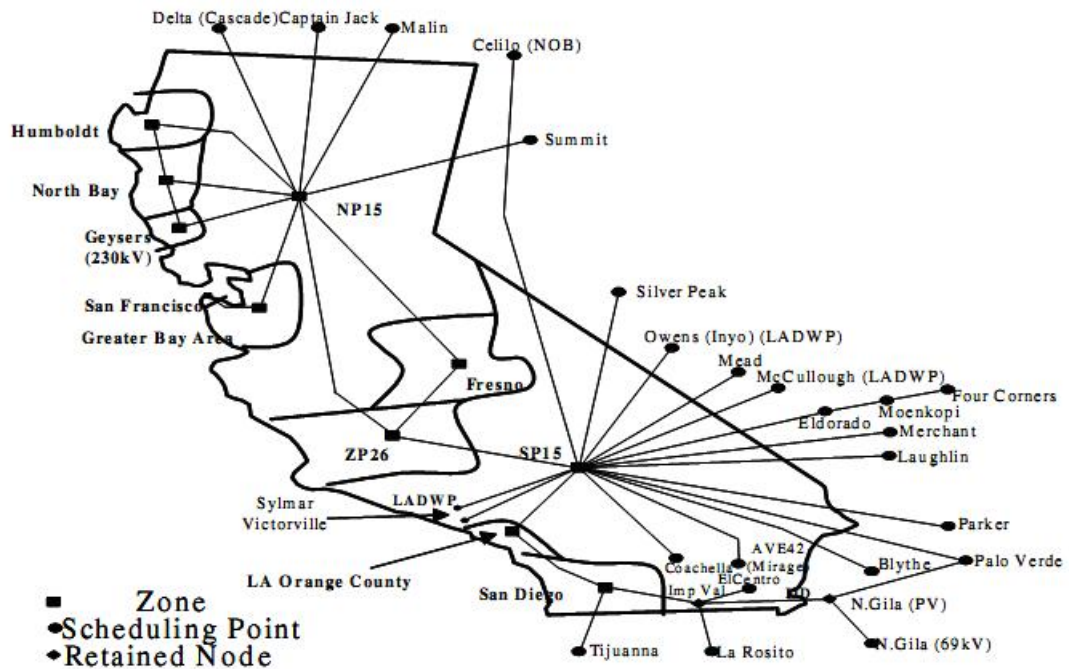


Figura 2.9.: Control de Área de California

El dueño del contrato recibe la cantidad contratada por el precio sombra sobre la capacidad de transmisión disponible (*Available Transmission Capacity* ATC) en un específico *flowgate* asociado con la transacción (en el mercado DA), cuando la congestión está especificada en la misma dirección del contrato. Los FTR dan a los usuarios de la red controlada por el ISO, una barrera (que puede ser perfecta) contra las variaciones horarias en los costos debido a congestión de la transmisión. Los poseedores de los FTR tienen prioridad en los programas de energía a través de la interfaz en el mercado DA. Los dueños de FTR que no usan los contratos, pierden la prioridad de ser despachados pero guardan los pagos asociados a la congestión. La cantidad de FTR subastados son iguales al ATC en el nivel porcentual del 99.5. Esto implica que la cantidad de FTR es aproximadamente igual a la generación actual y permite al ISO asignar la capacidad pendiente en los mercados de potencia de tiem-

po real tanto horario como diario [Kri04b].

Si la capacidad de transmisión en una línea es reducida, la cantidad pendiente no coincide con la capacidad de transmisión actual. Toda generación sin FTR le será denegada la transmisión. Después de esto, la generación con FTR será restringida proporcionalmente con respecto a la prioridad [Kri04b].

2.3.2. Adquisición y Negociación

Los FTR son proporcionados en una subasta anual y tienen una duración de un año. Los FTR son manejados a mitad de Junio y son establecidos de Abril a Mayo del siguiente año. Los dueños de los FTR pueden vender los contratos en el mercado secundario y en el mercado Hora anticipada (*hour-ahead* HA) por un precio especificado por las ofertas ajustadas. Esto da a los jugadores sin FTR, la oportunidad de comprar transmisión en el mercado HA de los dueños o del ISO.

El excedente o *surplus* de la subasta, va a los dueños de las líneas de transmisión (los operadores de transmisión) para cubrir una parte de los costos fijos de mantener la red. El aumento del surplus disminuye las primas de conexión a los usuarios [Kri04b].

A continuación se mostrará un ejemplo en el cual el mercado de California puede interactuar de forma eficiente. También se dará la forma como se manejan los FTR para este ejemplo.

2.3.2.1. Ejemplo

El siguiente ejemplo muestra el sistema de manejo de la congestión en California. Considere la red de 2 barras que se muestra en la figura 2.10. En este ejemplo se tiene dos comercializadores representados por SC1 y SC2. La capacidad de transferencia de A-B es de 200 MW y cada SC tiene 100 MW de carga. Si la línea de A-B no está congestionada cada SC puede suplir su demanda en B del generador mas barato en A. SC1 usa el generador G1 al precio de 20 \$/MWh mientras que SC2 usara G3 al precio de 25 \$/MWh, así los costos de la energía de SC1 son \$2000/h y los de SC2 serán de \$2500/h.

Asúmase ahora que, por fallas en el equipo, la línea de A-B queda restringida para transportar sólo 150 MW. Así 50 MW de A, deben ser remplazados por generación costosa en B. Si SC1 cambiara su generación en B por generación en A, reemplazaría

los costos de 50 MW a 20 \$/MWh, por costos de 50 MW a 45 \$/MWh. Por lo tanto, la transmisión de A-B vale 25 \$/MWh más para SC1 (45 – 20 \$/MW). Si SC2 cambiara su generación en B por generación en A, reemplazaría los costos de 50 MW a 25 \$/MWh a costos de 50 MW a 35 \$/MWh, por lo tanto la transmisión de A-B vale 10 \$/MWh mas para SC2 (35 – 25 \$/MWh). Como la disponibilidad de transmisión es más cara para SC1, el ISO asigna primero transmisión a SC1 y el resto a SC2. Para SC1 son asignados 100 MW de transmisión mientras que para SC2 es asignado el resto. SC2 es el usuario marginal de la transmisión de A-B y fija el costo marginal de la transmisión congestionada en un valor incremental de transmisión para SC2 nombrado 10 \$/MWh.

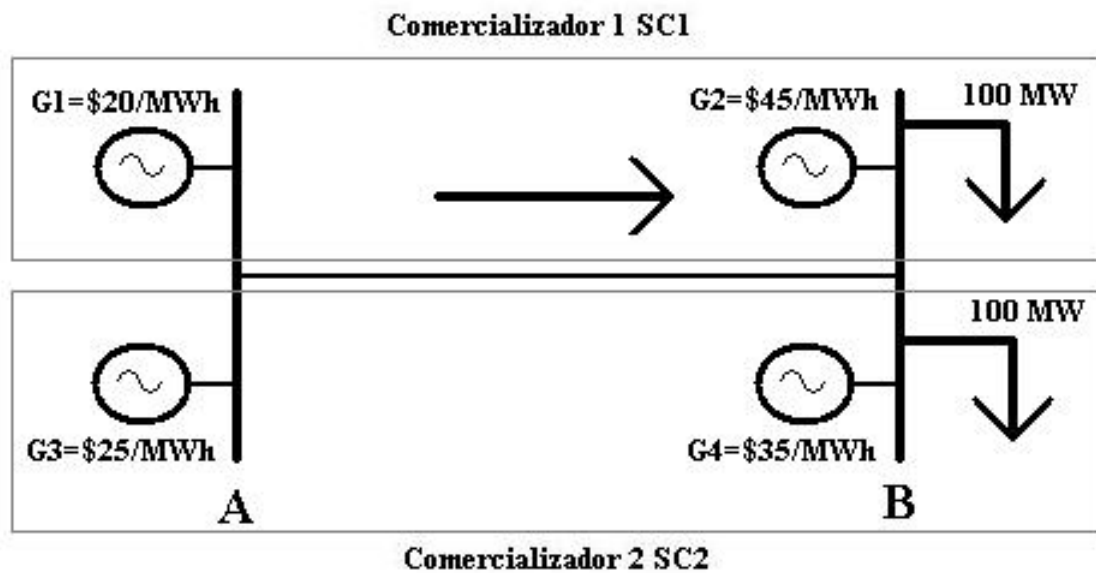


Figura 2.10.: Ejemplo de congestión

En el mercado SC1, los costos marginales de energía en A son 20 \$/MWh. El costo marginal de energía en el mercado de SC1 en B es justamente el costo de A mas el costo marginal de transmisión de ISO, o sea 20 \$/MWh mas 10 \$/MWh. En el mercado SC2, el costo marginal de energía es de 35 \$/MWh.

Cada SC es libre de ajustar su propia estructura de tarificación para sus ventas y compras de energía, ya que ISO ajusta los precios de transmisión a un valor marginal. Para efectos de la ilustración, se toma que los precios de energía de cada SC tiene un mercado de energía separado en cada localización, es decir, los precios de energía de SC1 y SC2 al están al valor de su costo marginal zonal.

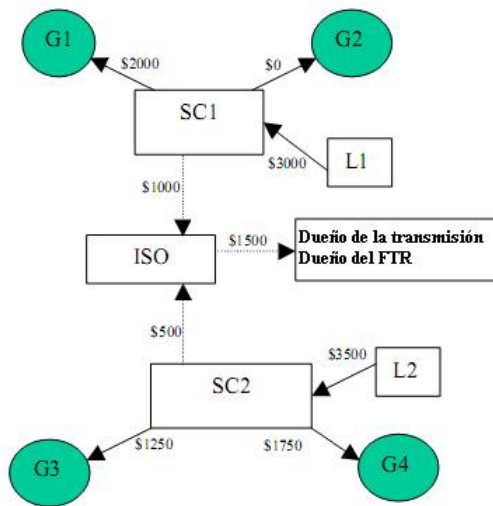


Figura 2.11.: Manejo de la congestión en el mercado Californiano

La figura 2.11 muestra las transacciones que ocurren durante la congestión en el ejemplo de la barra 2. El modelo posee costos de congestión y energía. Los costos de congestión son de 100 \$/MWh. Los cargos de energía son manejados separadamente por los SC, los cuales son mostrados en líneas sólidas. Este proceso es fundamental para el *modelo de California*, ya que este da señales separadas y claras para costos de congestión (es decir costos de oportunidad por la transmisión) y costos de energía puesto que los mercados están separados [Ala01].

La tabla 2.1 proporciona todos los posibles escenarios para el manejo de FTRs en el mercado.

Tabla 2.1.: Escenarios de programación de FTRs[Ala01]

Escenario	Salida	Financiero	Físico
1. El SC programa todos sus FTR	El SC es protegido completamente contra los cargos de congestión. La prioridad de despacho es mantenida sin ingresos adicionales.	NO	SI

Escenario	Salida	Financiero	Físico
2. El SC no programa sus FTR en el mercado DA	Los SC pierden prioridad en la programación pero conservan derechos financieros. EL ISO convertirá los FTRs a Productos fijos (<i>Firm Products</i>) y crea disponibilidad en los mercados DA y HA. Los precios y los ingresos son manejados en concordancia con el Proceso para el manejo de la congestión.	SI	NO
3. El SC posee 100 MW de FTR. Programa 60 MW, vende 15 MW en el mercado secundario y deja 25 sin programar	El SC es protegido completamente contra los cargos por congestión de 60 MW, recolecta ingresos por 15 MW vendidos en el mercado secundario y recolecta ingresos de 25 MW no despachados a través del proceso para el manejo de la congestión.	SI	NO/SI(bajo transferencia de títulos)

4. Vende todos los 100 MW poseídos en el Mercado Secundario	El poseedor original pierde cualquier derecho a ser despachado, recolecta ingresos a través de los 100 MW vendidos en el mercado secundario. Los nuevos dueños conservan la prioridad de despacho y pueden programar en parte los 100 MW o programarlo todo.	SI	SI (Bajo transferencia de títulos)
5. Programa todos los 100 MW de FTR, pero a un nivel de prioridad diferente a los que tiene restricciones	Da la opción al SC de elegir derechos financieros o físicos o ambos dependiendo del precio en el Proceso para el manejo de la congestión.	SI	SI
6. El SC posee 100 MW de FTRs. El dueño puede vender todo o solo una porción de los FTRs a través del mercado secundario.	Da la opción al SC de elegir derechos financieros o físicos o ambos dependiendo del precio puede ajustar sus ofertas.	SI	SI

2.3.3. Subastas

El CAISO ha conducido subastas anuales para FTR desde 1999, con duraciones de un año y en algunos casos de 13 a 14 meses [Kri06]. Todas las subastas son multi-rondas y de precio uniforme. El periodo inicial de las subasta es de un año. Con ese límite, el ISO ofrece la opción de eliminar o crear nuevas zonas. Los FTR con duración de menos de un año fueron demasiado complejos para que el ISO los ad-

ministrará, reduciendo así los incentivos para el incremento liquidez del mercado.

La cantidad de FTR emitidos es calculado para determinar los ATC para un grupo de elementos de red⁷, en una dirección específica, para cada hora sobre el pasado año. Las horas son ordenadas del valor más alto al más bajo y la ATC son elegidos al 99.5 % del nivel de disponibilidad⁸ [Kri04b].

2.4. Mercado de New England

El sistema de Derechos Financieros de Transmisión (FTR, por sus siglas en inglés), fue introducido en New England con la implementación del Diseño de Mercado Estándar (Standard Market Design SMD) en marzo de 2003. Estos derechos, le dan al poseedor una cantidad basada en el producto de la cantidad de MW del FTR, por la diferencia en componentes de congestión del PM del DA, del punto de entrega y del punto de recepción definido por el FTR. En el mercado DA, dependiendo del despacho y el *commitment* de generación, la dirección de la congestión de algunos caminos puede ser opuesta a la dirección indicada por los FTR. Si esto ocurre, la diferencia en las componentes de congestión es negativa y, por lo tanto, el poseedor del FTR sería obligado a pagar durante las horas de congestión inversa, contribuyendo así al Fondo de Ingresos de Congestión (*Congestion Revenue Fund CRF*). Tales pagos son llamados Asignación Puntual Negativa (*Negative Target Allocations NTA*). Cuando ocurre lo contrario, son llamados Asignación Puntual Positiva (*Positive Target Allocations PTA*). Este dinero le es pagado a los poseedores de FTR que se encuentren en la misma dirección de congestión. Así, bajo el actual sistema el dueño de un FTR es obligado a recibir o pagar dependiendo de la dirección de la congestión. Tal convención es conocida como obligaciones de FTR, que son los que se encuentran actualmente implementados por el mercado de New England. Una reciente propuesta⁹ es la de incluir opciones de FTR, la cual difiere de la obligación en que el poseedor de un FTR opción no está obligado a pagar si la dirección del flujo de congestión es opuesta a la del FTR [AB05].

De esta manera cuando ocurre congestión, *ISO New England Inc.* colecta o paga ingresos por congestión de la transmisión en la forma de NTA, PTA, Ingresos de

⁷Grupo de líneas de transmisión que son tratadas como una sola entidad con el propósito de manejar un mercado que maneje la congestión.

⁸El valor del 99.5 por ciento es el número de FTR disponibles para la venta

⁹La recopilación bibliográfica de esta propuesta se encuentra en [AB05]

congestión en el DA e ingresos de congestión del Real Time (RT). Los ingresos de congestión del DA es la suma de todos los cargos y créditos colectados en cada hora en el mercado DA [AB05]. Mientras que los ingresos de congestión del RT son la suma de todos los cargos y créditos colectados por la congestión en tiempo real, en la cual incurren todos aquellos participantes que cambien sus programas de venta o entrega de energía [Che04].

Dentro del mercado de New England existe una metodología única tanto para el manejo de los derechos como para la expansión. Esta metodología es representada por los ARR, los cuales son derechos o títulos recaudados por el ISO de New England recibidos por la venta de FTR en la subasta [Byk06].

Los ARR son asignados mensualmente primero a las entidades que pagan por actualizaciones en la transmisión que incrementan la capacidad de transferencia sobre el sistema de transmisión de la Bolsa de New England (NEPOOL por sus siglas en inglés), haciendo posible el otorgamiento de FTR adicionales para la subasta. Los ARR que poseen valores negativos son eliminados de la subasta.

Los ingresos de la subasta están disponibles a largo plazo a entidades que invierten en mejoras de la red, las cuales incrementan la capacidad del sistema de transmisión de NEPOOL. Estos son llamados como Adjudicaciones para Mejoras Calificadas (*Qualified Upgrade Awards* QUA). Las mejoras permitidas, las cuales normalmente son nuevas expansiones del sistema de transmisión, son derechos otorgados para recibir los ingresos de las subastas de los FTR. Los ingresos y ofertas de los FTR son primero determinados con mejoras y sin las mejoras de la red y la diferencia de los ingresos son otorgados a las entidades que las proporcionan¹⁰. Aproximadamente el 1.5 por ciento de los ingresos han sido asignados a las mejoras de la transmisión [Kri06].

En la actualidad se tiene la propuesta para la mejora de los ARR, con la inclusión de nuevas reglas y nuevas formas en la mejora de las subastas de FTR. (Ver [Byk06])

2.5. Mercado de New Zealand

Un sistema con TN y un mercado de energía mayorista fue introducido en New Zealand en 1996. Al mismo tiempo a los participantes del mercado se les ofreció un producto semejante a los DT, los cuales brindaban aseguraban la diferencia de

¹⁰La cual es la misma filosofía de pago detrás del planteamiento de Gribik con sus DAC.

precios nodales y poseían un tope de precios mínimos y máximos para reducir el riesgo a la variación de estos precios. Este producto fue sacado en 1998 debido al poco interés presentado por los participantes del mercado [Kri04b].

En New Zealand, los ingresos por congestión son definidos como el surplus de pérdidas y congestión, y son dados por los usuarios de la red. Estos ingresos son recibidos por el operador del sistema y, a su vez, son asignados a las compañías dueñas de las redes para pagar los costos hundidos por inversiones de transmisión [Kri04b].

Actualmente, New Zealand se encuentra en proceso de reestructuración en el manejo de la transmisión, esto debido a que no presenta instrumentos necesarios que protejan a los usuarios de la red de las variaciones de precios y, según HOGAN [HOG01], como utiliza el modelo ideal de mercado competitivo de electricidad a nivel internacional, los principales candidatos propuestos para crear estas barreras son los FTR. A continuación se presenta una breve reseña de la propuesta más adecuada para ser aplicada¹¹.

2.5.1. Propuesta para Introducir FTR en el Mercado de New Zealand

Los FTR propuestos, dan el derecho a recibir o la obligación de pagar la diferencia de precios en los nodos multiplicado por la cantidad de potencia definida en el contrato y durante un periodo de tiempo pactado [Kri04b]. Un FTR será una obligación y tendrá un pago:

$$MW * (\text{Precio DA del nodo de salida} - \text{Precio DA del nodo de entrada})$$

El manejo de estos derechos se ha convertido en un asunto de polémica dentro de los agentes del mercado, por lo cual, se propone que sean negociados en un mercado secundario, que su principal fuente de derechos sea el proveedor del monopolio de la transmisión y que a su vez este sea el que los maneje, teniendo en cuenta que los derechos deben ser hechos compatibles con la operación del mercado *spot*¹² coordinado. Todo esto se realiza con el propósito de mantener el modelo de mercado presente en New Zealand, tener una herramienta adicional para la protección contra

¹¹Para ver el análisis completo de la introducción de FTR en New Zealand diríjase a [Eva01]

¹²El término *spot*, se refiere al mercado inmediato. Es más comunmente conocido como el mercado de balance.

los costos de congestión y se permita a la generación dar incentivos para inversiones en el sistema de transmisión, las cuales obtendrán asignación de FTR y estos tendrán una duración igual al tiempo de vida de la inversión [HOG01].

2.6. Mercado de Texas

El mercado de Texas usa tarificación zonal y ha incluido un esquema de FGR, a los cuales les ha dado el nombre de Derechos para la Congestión de Transmisión (*Transmission Congestion Rights* TCR). Dichos derechos fueron incluidos el 15 de Febrero de 2002. El *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT)¹³ emplea un modelo adicional para incluir el manejo de congestión local. El ERCOT implemento un método de asignación denominado “asignación directa”, para la liquidación de los costos de congestión zonales. El mercado ERCOT es un mercado de servicios auxiliares y bilaterales y no contiene un mercado *spot*. Todos los participantes del mercado son requeridos para realizar un despacho balanceado a través de entidades con programas calificados.

Anualmente, un relativamente pequeño número de *restricciones de transmisión significativamente comerciales* (Commercially Significant Transmission Constraints CSC) son identificadas. Estas CSC, son elegidas para representar las limitaciones de mover potencia en el ERCOT. Los TCR son un derecho financiero en una dirección específica de una CSC, para una particular fecha y hora, que le ofrece al dueño una remuneración de parte del ERCOT por primas de congestión sobre ese CSC para esa fecha y hora. Esto significa que el dueño del TCR recibiría del ERCOT un pago, el cual es igual a la prima de congestión directamente asignada de una cantidad equivalente de flujo programado en el mercado de balance de servicios de energía y en el mercado de cambios de servicio de reserva [Kri04b].

2.6.1. Derechos para la Congestion de la Transmisión TCR

El pago de un TCR es determinado al tomar los *flowgate* asociados al precio sombra, por la cantidad de *flowgates* y totalizándolos para todas las líneas que son afectadas por la transacción entre las dos barras (ecuación 2.3)

¹³Este es el ente encargado del manejo y operación del 75 % del mercado desregularizado de Texas.

$$TCR = \max(0, \eta HQ) \quad (2.3)$$

η : Precio sombra de la restricción de la transmisión

H: Matriz de *shift factors*¹⁴

Q: Cantidad contratada

Los pagos de los TCR solo tienen valores positivos o cero, también son diseñados como una opción inter-zonal. El precio de equilibrio para cada TCR es igual al correspondiente precio sombra del TCR marginal asignado en ese CSC. Las rentas por congestión son reunidas para pagar a los poseedores de TCR y estos pueden ser adquiridos en subastas. Los TCR pueden ser divididos en pequeños segmentos de tiempo y negociados entre participantes del mercado, en mercado secundarios.

Otro tipo de derecho de congestión es llamado Preasignación de Derechos de Congestión (*Pre-assigned Congestion Rights* PCR), los cuales son asignados para algunas entidades que poseen o tienen un compromiso de largo plazo (mas de 5 años), para energía y capacidad actual de una específica unidad de generación. Este compromiso fue ingresado completamente el 1 de Septiembre de 1999. Los participantes del mercado que tienen PCR pueden ser exentos de una cierta cantidad de pagos por congestión que, por otro lado, serán cargados como primas de congestión. Cerca del 20 por ciento de los derechos disponibles son asignados como PCR [Kri04b].

2.6.2. Subasta

La ERCOT ISO realiza una ronda sencilla para la subasta de TCR para cada CSC inicialmente. La subasta asigna los TCR desde el precio más alto al precio mas bajo hasta que el 100 % de la capacidad de TCR es asignada. El precio mas bajo asignado llega a ser el precio de equilibrio del mercado para el TCR del CSC. Sin embargo, la subasta fue convertida a una combinación de TCR el 1 de Junio de 2003. Por el cambio, el ERCOT ISO conduce un sencilla ronda de 24 subastas combinacionales para vender los TCR disponibles para cada subasta anual o mensual para todos los CSC [Kri04b].

¹⁴En ocasiones se refiere a los Factores de Distribución por Transferencia de Potencia de esta manera, puesto que estos últimos son la diferencia de los llamados Injection Shift Factors.

2.7. Mercados de Europa

Dentro de los mercados existentes en Europa, no se encuentran derechos puramente, como se vio en los mercados de Estados Unidos. En Europa comúnmente se usa tarificación zonal o tarificación de área simple.

En algunos países de Europa, usan subastas explícitas de capacidad de transmisión, mientras en las zonas nórdicas, utilizan subastas implícitas. Las subastas explícitas, crean ineficiencias en la tarificación de la capacidad de transmisión, debido a que la capacidad de energía y transmisión, son negociadas separadamente, mientras que, en subastas implícitas estas dos componentes son negociadas simultáneamente, y así crean menos incertidumbre en la anticipación de los precios.

Actualmente el Operador del Sistema de Transmisión Europeo (EPSO por sus siglas en inglés) y la Asociación de Intercambios de Potencia de Europa (EuroPex), discuten la introducción del modelo Flow based Market Coupling (FMC). El concepto de este modelo es traído del método del mercado Nórdico. El FMC es una combinación de modelo a base de flujos de EPSO y el modelo de mercado descentralizado de EuroPex. El objetivo del FMC es la operación de un mercado coordinado en una etapa del DA. El FMC asume que el sistema de potencia Europeo puede ser operado como un número de simples precios regionales vinculados a través de la unión del mercado. El mercado Nórdico fraccionado, es conceptualmente simple, ya que no considera los *loop flow*, y realiza las negociaciones de capacidad de energía y transmisión simultáneamente. Por el contrario, la propuesta del FMC no tiene un mercado integrado desde el principio, solamente tiene mercados independientes. El FMC incluye dos procesos para manejar el mercado. El primero busca la solvencia del mercado de energía, en el cual, los intercambios de potencia en cada región, establecen un precio que depende de las importaciones netas y el segundo proceso, negocia las importaciones netas de los interconectores. Las curvas de importación/exportación describen el impacto en los precios de importación/exportación de cada región. Las curvas son calculadas en cada región de acuerdo a las ofertas locales de compra y venta de energía. El FMC está diseñado para convivir con los mercados de energía anticipados y los mercados de capacidad de transmisión; por lo tanto, es una pieza clave para soportar la emisión de DT. Dentro de su objetivo, se encuentra la maximización de la capacidad de transmisión interregional. Igualmente, la negociación eficiente entre mercados interregionales por medio de intercambios de potencia, maximizan la eficiencia de los mercados interregionales. Sin embargo, la propues-

ta del FMC, aún tiene un número de cuestiones pendientes, tales como el desarrollo de modelos de transmisión simplificados y sus consecuencias, el desarrollo de algoritmos de coordinación y la definición de la medida del desarrollo.

EuroPex, también discute como los FTR y los contratos por diferencias del modelo Nórdico pueden ser usados cuando el modelo FMC entre en vigencia [Kri06]

2.7.1. Derechos en Italia

Derechos financieros de transmisión fueron emitidos en Italia en el 2006, para la diferencia de precios entre regiones de Italia y sus fronteras. Los derechos relacionan a precios regionales internos (CCC), proporcionando barreras contra la diferencia de precios zonales y el precio de compra única nacional (PUN), lo cual es el precio que pagan los compradores de energía en el mercado DA. El PUN es el promedio de precios zonales pagados a los vendedores de energía. Esta característica es lo que los hace diferentes de los derechos emitidos en el mercado Nórdico que se vera mas adelante.

Estos de derechos fueron emitido por el ISO de Italia (Gestore della Rete di Trasmisione Nazionale-GRTN) y están disponibles para diferentes periodos. La experiencia con estos derechos es bastante limitada, ya que no se ha tenido un tiempo prudente para poder evaluar su comportamiento.

Los DT de Italia proporcionan al poseedor un acuerdo para el pago de diferencia de precios. Por lo tanto, el ISO esta expuesto el riesgo financiero si la capacidad física subyacente no esta disponible. Sin embargo, la emisión de los DT fue determinada a través de un acuerdo de disponibilidad de capacidad física de transmisión, lo que provoca, que el riesgo del ISO sea limitado [Kri06].

2.7.2. Mercado Nórdico

El mercado Nórdico ha introducido contratos por diferencias (Contract for Differences CfD) en el 2000. Estos instrumentos financieros hacen posible que los participantes del mercado se protejan contra la diferencia entre el precio zonal y el precio del sistema¹⁵ en un periodo en el tiempo futuro. El tiempo de duración de estos contratos son estacionales (1 en invierno, 2 en verano e invierno), los cuales son cambiados con contratos mensuales o cuatrimestrales. Adicionalmente existen también

¹⁵Este es el mismo precio sin restricciones o precio de bolsa.

contratos anuales.

Los contratos forward y futuros, son negociados con referencia al precio del sistema. Los productores son pagados al precio de área en su zona de generación. Los consumidores compran carga en su respectivo precio de área. A menudo, productores y consumidores encuentran situaciones de congestión cuando los precios de área difieren del precio del sistema. De esta manera, ellos están expuestos a un significativo riesgo financiero, asociado con primas de congestión para transacciones bilaterales en los países Nórdicos que son calculados basados en la diferencia de los precios de área por la potencia transferida. Usualmente, los productores pagan las primas, pero pueden realizar arreglos con otras partes.

El pago del CfD es:

$$CfD = Q_i(AP_i - SP) \quad (2.4)$$

En el cual AP_i significa el precio en el área i , SP el precio del sistema y Q es la cantidad contratada. Los pagos son calculados como el promedio de la diferencia de precios entre el precio de área diario y el precio del sistema en el periodo de venta¹⁶, por el volumen contratado. De la ecuación 2.4, se puede observar que en cada momento el precio de área es mayor que el precio del sistema, por lo cual, el poseedor recibe un pago igual a la diferencia de precios por el volumen contratado, en caso contrario, el poseedor debe pagar la diferencia. El precio del mercado del CfD Nórdico, puede ser positivo, negativo o cero.

Una barrera perfecta usando contratos forward o futuros es posible solo cuando el precio del área y del sistema son iguales.

Algunos estudios revelan que muchos de los CfD, no reflejan los costos de congestión, aunque algunos presenten excedentes en la estimaciones de la rentas de congestión, resultando en pagos positivos a los poseedores. Los contratos forward y futuros no tiene ninguna conexión con las rentas de congestión que operador del sistema recolecta. Los resultados de esta tarificación aun no tiene el tiempo suficiente para poder dar una conclusión certera acerca de su funcionamiento [Kri06].

¹⁶Periodo de venta puede ser estacional o anual.

3. Análisis preliminar de la viabilidad de un esquema de derechos de transmisión en Colombia

La actividad de transporte de energía eléctrica en la mayor parte de los mercados de energía a nivel mundial se gestiona como monopolio regulado, por lo que gran parte de las decisiones de expansión se toman de forma centralizada. Este tipo de expansión, como es el caso de Colombia, en su mayoría concentra los esfuerzos en mantener la confiabilidad del sistema y evitar en lo posible sobre-inversiones.

Sin embargo, el éxito de este mecanismo de desarrollo de nuevas inversiones en transmisión, depende en gran medida de la infalibilidad del planeador. Por otro lado, esta labor se realiza en parte siguiendo únicamente criterios técnicos y de “minimización” de costos de inversión, sin considerar las señales del mercado, el establecimiento de incentivos de inversión, ni el componente de precio de la transmisión en la formación del precio de la energía. Además, distorsiona la inversión real en obras de expansión, esto es, la evaluación del precio por parte del planeador, difiere de la de los inversionistas debido a la escasa información y especificidad de esta. Este último factor viene dado por el riesgo político y/o social presente en Colombia [Cal04].

En particular, el manejo de la transmisión en Colombia se da manera regulada y centralizada¹, al igual que su plan de expansión, el cual es realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)². Esta última, ha diseñado un mecanismo de competencia en la expansión a través de convocatorias públicas y asignación del

¹La entidad encargada de la regulación de la transmisión es realizada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el análisis de la formulación de como son remunerados los dueños de las redes de transmisión y de los pagos por uso del sistema de transmisión se puede ver en el anexo presente en este documento o para información mas detallada en la pagina web de la CREG, www.creg.gov.co

²Ver sección A.2.1 del anexo. Para mayor información, visite la pagina web, www.upme.gov.com

proyecto, mediante subastas basadas en el menor valor presente neto de los flujos del proyecto dentro de su vida útil, descontados a una tasa determinada por el regulador³.

A pesar de no presentarse barrera alguna para nuevos inversionistas en las convocatorias para planes de inversión en red, los resultados de las últimas [Cal04], demuestran que el actual esquema no ha logrado nivelar las ventajas que las características del negocio (por ejemplo las economías de escala) otorgan a las empresas de transmisión existentes, sobre aquellos que deciden competir por la expansión de la red.

En estas convocatorias pueden asistir entidades públicas y privadas, nacionales e internacionales, empresas independientes o uniones temporales de empresas cuyo objeto social tenga que ver con la transmisión de electricidad. Interconexión Eléctrica S.A. -en adelante ISA-, empresa mixta con control del estado y mayor participación en la propiedad de la red de transmisión en Colombia, está obligada a participar en todas las convocatorias [Cal04].

Al voltear la mirada hacia este tipo de competencia en la transmisión de Colombia, se puede ver que en las últimas convocatorias realizadas para la construcción de las obras referentes a expansión, se ha reducido el número de oferentes y, por ende, la mayoría de estas han sido adjudicadas a un solo ente transmisor [Cal04], para nuestro caso ISA. Esto deja al descubierto la falencia y carencia de competitividad en este tipo de esquema y el realce de las características propias del negocio. De ahí que sea necesario el estudio de un esquema en donde la utilización de la red de transmisión sea manejada como un mercado competitivo, dejando así que las inversiones de la transmisión sean emitidas por las señales aportadas por el mercado, lo cual hace posible realizar una expansión más eficiente.

Un mecanismo muy común para mejorar la gestión de la red y, en particular, descentralizar la expansión marginal de la red de transmisión eléctrica, es el uso de los derechos de transmisión ya descritos en el capítulo 2. A continuación se mostrarán las características económicas más sobresalientes del modelo de Colombia, para poder así encontrar algún tipo de analogía que haga posible la inclusión de los derechos de transmisión en nuestro país.

³Ver sección A.3.2 del anexo

3.1. Características económicas del esquema de transmisión colombiano

La actividad de transmisión presenta las características de un monopolio natural, principalmente por la presencia de economías de escala⁴. Estas se encuentran al momento del tendido de las líneas, donde se decide la capacidad que van a tener. Esto implica que el costo medio de transmitir 1 MW extra decrece a medida que la capacidad de la línea aumenta. Estas economías de escala se deben a la presencia de importantes costos fijos (valor de las franjas de terreno, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, etc.) y a los fuertes aumentos de capacidad derivados de cambios en el voltaje de las líneas cuyo costo marginal no es proporcional a los incrementos en la capacidad de transmisión. Las economías también se presentan en los equipos de compensación y transformadores así como en los costos fijos de operación y mantenimiento, tales como los costos de contratación de operadores de las instalaciones y las cuadrillas necesarias para realizar las labores de mantenimiento preventivo y correctivo.

La transmisión también presenta economías de densidad⁵ asociadas al uso de la capacidad de las líneas en función de los niveles de energía que se transportan sobre éstas. De esta manera, si existe capacidad no utilizada, resultará más económicamente eficiente incrementar la carga sobre el sistema de transmisión existente antes que construir uno nuevo. Esta sobrecapacidad puede deberse a factores tales como las indivisibilidades en el tamaño de las instalaciones y el uso de niveles de voltaje estandarizados.

Un moderno sistema eléctrico que garantice seguridad en el suministro, requiere del funcionamiento eficiente de la actividad de transmisión en coordinación con la generación, por lo que la actividad de transmisión es un factor vital para que la oferta satisfaga eficientemente⁶ a la demanda tanto en el corto como en el largo plazo.

⁴La existencia de economías de escala implica que los costos medios son superiores a los costos marginales, por lo que una tarificación a costo marginal hace incurrir en pérdidas.

⁵Las economías de densidad se distinguen de las economías de escala por mantener fijo algún tipo de factor o atributo del producto. En el caso de redes de transmisión, para un tamaño de red y un número fijo de clientes, disminuyen los costos medios al incrementarse la cantidad suministrada. Por otra parte, el crecimiento del área de servicio en proporción a las ventas y número de consumidores, no hace decrecer significativamente el costo medio. Estos resultados indican que, aunque no tiene sentido la duplicación de las redes, el tamaño de la empresa de transmisión o distribución óptimo se produce en niveles relativamente pequeños.

⁶Entendiéndose por eficiencia la maximización del uso de los recursos con la minimización de las

Los costos de las empresas transmisoras se puede clasificar en dos grupos: El costo de inversión que incluye la construcción de las líneas, subestaciones y centro de control, y los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM), que incluye al personal vinculado a la operación de estas instalaciones, los gastos para el mantenimiento de las instalaciones, seguridad y otros. En el caso colombiano, el costo de administración, operación y mantenimiento anual representa alrededor de un 2.5 % del costo de inversión reconocido en los procesos de fijación de la remuneración de la transmisión [Cal04].

Por otra parte, las inversiones realizadas en transmisión tienen características de costos hundidos, al poseer un bajo valor residual si dejan de operar⁷, a lo que se une el hecho que la inversión en incrementos de capacidad del sistema sólo se pueden llevar a cabo de forma discreta, existiendo indivisibilidades en la inversión [Cal04]. Teniendo en mente las características antes mencionadas, se pretende buscar un esquema de DT que se desenvuelva en un entorno similar y de esta manera se puedan encontrar posibles analogías con el mercado colombiano.

3.2. Derechos de transmisión en Colombia

En el capítulo 2, se describieron los principales tipos y clases de DT que se encuentran hoy día en la literatura científica. En cada uno de estos esquemas, la TN juega un papel fundamental en la definición del beneficio financiero que los DT ofrecen a su poseedor. Muestra de esto es el hecho que los primeros DT en aparecer, surgieron como una necesidad de protección de los participantes en un mercado con TN, y se definieron según los PM del sistema arrojados por la solución de un DERS. Este primer tipo de DT, se caracteriza principalmente por ofrecer una manera mediante la cual el participante puede bloquear un determinado riesgo dentro del mercado. En el caso de un mercado con TN, dicho riesgo es el que aparece debido a la volatilidad de los cargos por congestión [Hog]. Su uso se limita al corto plazo, puesto que la incertidumbre sobre los futuros precios de la energía sobre una capacidad fija contratada por el derecho, distorsiona los precios del mercado y hace que pierda su habilidad como herramienta financiera contra la volatilidad de los cargos por congestión [Kri05]. Tras la aparición de este tipo de DT, le siguieron otros más, cada

pérdidas. En lo referente a la inversión, se pretende maximizar el beneficio social.

⁷A esto es lo que se le denomina *lumpyness*.

uno con sus propias características, en ocasiones funcionando como complementos de aquellos que ya existían y en otros casos brindando una nueva alternativa, pero siempre manteniendo como base a los PM para su funcionamiento. Ante la necesidad de negociación a largo plazo y la posibilidad de brindar los correctos incentivos para efectuar expansiones dentro de la red, nuevos DT surgieron, sin embargo, su dependencia hacia los PM sigue latente.

Esta constante dependencia a los PM, puede desmotivar cualquier intento en implementar un esquema similar en algún otro mercado en el cual el precio de la energía se desprende por medio de mecanismos diferentes a la TN, debido a que se tendría que cambiar, de una manera u otra, la estructura bajo la cual el mercado está funcionando. No obstante, se debe abogar por la esencia de los DT y su verdadero objetivo antes de desechar la idea de implementarlos. Mecanismos análogos a los existentes en TN podrían existir en la estructura del mercado sobre el cual se está trabajando, permitiendo así el diseño y la explotación de un modelo de DT que se ajuste ante este nuevo contexto.

En este orden de ideas, y en base a la información recopilada, se hará a continuación el correspondiente análisis que revelará la posibilidad de la implementación de los DT en un mercado como el colombiano. Se tratará en primera instancia los derechos a corto plazo en general, y luego se proseguirá con los DT a largo plazo, los cuales son de especial interés para la presente investigación.

3.2.1. Derechos a corto plazo

Como ya se ha dicho, el derecho a corto plazo pretende ofrecer protección ante un riesgo dentro del mercado asociado con la transmisión de energía eléctrica. Con la TN, el riesgo aparece con los cargos por congestión, los cuales a su vez, representan de manera directa el costo de oportunidad de transportar la energía eléctrica dentro del sistema [Hog, Hog02a, KS04, QB06]. Sin embargo esta capacidad no es exclusiva de la TN. En el mercado noruego, se emplea un mecanismo similar al colombiano para determinar el precio de bolsa, con la diferencia que en caso de congestionarse la red, ocurre lo que se le denomina una partición del mercado. Como consecuencia de dicha partición, el precio de bolsa ya no es único, y dependerá de la zona en la cual se este o desde donde se requiere completar una determinada transacción [Kri04a]. Esta diferencia del precio de bolsa entre zonas tiene el mismo significado que una diferencia de PM, es decir, representa el costo de transmitir la energía eléctrica de un

lugar a otro. Ahora, el precio que el participante está dispuesto a pagar por el DT, debe reflejar el costo de oportunidad que está dispuesto a pagar por transportar la energía de un lugar a otro [Den04, KS04]. Luego con todo lo anterior, es evidente la conexión de los DT con el costo de oportunidad de transmisión, y por tanto, en ausencia de este parámetro se hace algo difusa su implementación.

En el caso de Colombia, en la formación del precio de la energía no se tiene en cuenta los costos de oportunidad por transmitir de un lugar a otro dentro del sistema⁸. En parte, esto puede ser debido a que dentro del sistema interconectado nacional no es común que se presente congestión en las líneas⁹. De ahí que no exista un costo de oportunidad por transmitir que se vea reflejado en la congestión, y que por tanto, evite la implementación de un esquema de DT a corto plazo como tal.

3.2.2. Derechos a largo plazo

Este es el tipo de derecho usado comunmente para dar señales de expansión [Hog02b, Kri05, Gri05, Bal06]. Las señales ofrecidas por este contrato financiero tienen básicamente dos características:

- Se dan solo en el caso que la expansión sea pequeña, tenga pocas economías de escala y no sea *lumpy*.
- Van de la mano con los cambios en el beneficio social dentro del mercado, es decir, un aumento del beneficio social produce una señal más fuerte y viceversa.

Por esta razón, estas señales aparecen solo cuando la expansión se dice es marginal¹⁰. En el contexto de la TN, esto implicaría que los cambios en los PM, debido a la expansión realizada, son muy pequeños. Ahora, puesto que la motivación se percibe

⁸El cargo por Uso del STN es un valor unitario nacional. Se aplica por igual a los comercializadores independientemente del sitio geográfico del país en donde esté ubicada la demanda que él representa e igualmente no interesa la forma de contratación de energía en que haya incurrido dicho comercializador. Esta información es basada en comunicaciones via e-mail con Hector Bonilla, de la empresa Expertos en Mercados XM, facturador de cuentas del LAC para Colombia (ver CREG103, art.5).

⁹Esto puesto que el plan de transmisión está basado en criterios y supuestos técnicos como capacidad térmica, voltaje, estabilidad del sistema, pérdidas y probabilidad de disparo de las líneas existentes y futuras, que junto con las economías de escala presentes en la transmisión, traen como consecuencia un constante sobredimensionamiento de los elementos de red del sistema.

¹⁰Se recuerda que una expansión marginal, tal y como se expone en [Bal06], es toda aquella que no modifica los precios del sistema, esto es, la expansión como tal es *tomadora de precio*.

antes que se realice la expansión, esto garantiza que dicho incentivo permanezca luego de efectuar la expansión, y por tanto asegura la inversión hecha¹¹. Lo importante, es que dichas señales ofrecen una manera descentralizada mediante la cual la expansión de la red puede ser hecha eficientemente y a través del mercado. En caso que la expansión sea muy grande, y por ende traiga consigo jugosas economías de escala y sea *lumpy*, se requeriría la intervención de un ente regulador para así evitar efectos negativos que pueda traer esta expansión al mercado. Al ir de la mano con el beneficio social, la expansión marginal realizada a través de DT, solo motivará aquellas inversiones que conlleven a un aumento del mismo. Proyectos que tengan como objetivo mejorar la confiabilidad del sistema, o disminuir el poder de mercado dentro de este no serían rentables a menos que esto trajera un aumento en el beneficio social[Bal06, Kri05].

En los mercados con DT a largo plazo, existe un mecanismo mediante el cual, se puede medir el impacto de la expansión sobre el beneficio social, este es, el pago por parte del derecho al propietario basado en PM. Ahora, los DT a largo plazo fueron diseñados de tal manera que fueran de la mano con dicha forma de medir el beneficio, y por tanto dieran las señales eficientes. El beneficio financiero asociado con el derecho, pretende cubrir los costos por operación y mantenimiento de la línea. De ahí que, de no ofrecer el derecho los suficientes ingresos para pagar tales costos, la señal implícita en este hecho, es que la línea no debe ser construida [Bal06, Gri05]. En consecuencia, para pensar en implementar un DT a largo plazo que de señales eficientes de expansión en Colombia, primero sería necesario preguntarse si existe un método mediante el cual la expansión se relacione con el beneficio social del mercado.

Ahora, la expansión tal y como se realiza en Colombia, no responde a verdaderas oportunidades de mercado. En vez de esto, obedece a criterios de confiabilidad del sistema, dado que el planificador debe velar por la prestación de un servicio público [Cal04]. Luego, la expansión de la red y el mercado de energía se manejan de manera casi independiente, hecho que es contradictorio en un mercado eficiente puesto que estas dos actividades están íntimamente relacionadas entre sí¹². En consecuencia,

¹¹La protección como tal de la inversión la da el contrato financiero, el cual fija el precio a un valor determinado por la diferencia inicial entre las barras entre las cuales se pretende construir la línea. Usualmente, la diferencia de precios tenderá a decrecer debido a la expansión misma. Comunicado entre el profesor BALDICK y el señor SAMMUT

¹²Esto por ejemplo, se evidencia con la relación directa entre la expansión y el beneficio social que surge de la formulación de los derechos de sensibilidad ya descritos. En general, es un error común

la expansión de la transmisión en Colombia, no tiene en cuenta el beneficio social. Luego, la implementación de un DT a largo plazo puede ser contemplada solo en el caso en el que se desarrolle, en primera instancia, un modelo mediante el cual pueda ser medido el impacto sobre el beneficio social de dicha expansión; para así contar con una base mediante la cual se definan los pagos que dicho contrato financiero otorga a su poseedor. De nada serviría crear un contrato que remunerará cierta cantidad de dinero por algún parámetro que no estuviera conectado directamente con el aumento de la eficiencia en la operación del sistema o el mercado, para ser menos estrictos. El crear dicho contrato solo generaría incentivos ineficientes que darían lugar a un igual de ineficiente manejo del mercado o expansión del sistema. En conclusión, una previa reestructuración de la metodología por medio de la cual se expande la red es necesaria para que una herramienta financiera como los DT pueda ser implementada y aprovechada en el mercado de energía de Colombia.

de la planeación centralizada el no considerar adecuadamente el precio de la transmisión, en la formación del precio de la energía.

Conclusiones, Aportes y Sugerencias

Conclusiones

El mercado de energía y la tarificación nodal

La TN se ha vuelto cada vez más en una solución mediante la cual, la red de transmisión puede ser tarificada de manera eficiente. Esta trae como consecuencia la valoración explícita del costo de oportunidad de transmitir la energía de un lugar a otro. Tal hecho se ve reflejado en la diferencia de precios entre nodos, que aparece debido a restricciones que limitan la capacidad de transferencia de un elemento de red. Es la incertidumbre sobre estas diferencias la que dio origen a los DT, los cuales, ofrecen una manera de asegurar las transacciones que se llevan a cabo dentro del mercado. Luego, más allá de las diferencias de precios, lo que en realidad asegura el derecho, es el costo de oportunidad de transmitir entre dos puntos diferentes del sistema.

En general, la principal razón por la cual la TN es tan eficiente, es por su relación con el beneficio social óptimo del mercado. Se podría entonces decir, que no es la TN como tal, sino las relaciones que esta guarda con el mercado de energía eléctrica y la transmisión, lo que la hace tan importante en el diseño de un buen mercado. Por tanto, si se logra un esquema de tarificación que tenga en cuenta los mismos aspectos de la TN, es posible, bajo dicho entorno, encontrar otra forma de diseño eficiente del mercado de energía. Luego, la eficiencia en parte depende de cómo se está tarificando la energía eléctrica dentro del sistema, y si esta es la mejor alternativa. Por otro lado, no se debe olvidar que dicha tarificación debe ir de la mano con las regulaciones impuestas en el mercado, para así evitar al máximo la aparición del poder de mercado, producto de las restricciones dentro de la red, posición dentro del mismo de algún participante u otros factores.

Los derechos de transmisión

La utilización de los DT, dentro de un ambiente real, se mostró en el capítulo 2, junto con las diversas implementaciones que han sido hechas en cada uno de los mercados de energía eléctrica, que poseen estos esquemas. Esto ha permitido evaluar las experiencias y funcionamiento dentro de los mismos. Así, se encontró que el manejo de la transmisión en un mercado regido por un modelo con TN, se ha realizado eficientemente a través de los DT, puesto que representa una herramienta clave, mediante la cual, las variaciones de los cargos por congestión, ya no son un factor de riesgo. Luego, su principal objetivo, velar por la seguridad en las transacciones de energía eléctrica en un sistema de transmisión, ha sido cumplido. Otras de las funcionalidades presentes en las experiencias de los DT en los mercados, fue su aporte a la expansión de la red, a través de los DT a largo plazo. Este tipo de DT, fue incluido tiempo después de la implementación de los derechos a corto plazo. Los DT a largo plazo, son la herramienta con la cual las señales de expansión aparecen en forma de incentivos para construir un determinado elemento de red; ahora, debido a su reciente introducción en los mercados y por su característica de largo plazo, no se ha llegado a cumplir un tiempo necesario para dar una crítica firme de su comportamiento y de la eficiencia como se espera que estos derechos actúen. Por otro lado, también cabe resaltar que la utilización de los DT a través del mundo, solo se ha vivido de forma explícita en los mercados de energía eléctrica de los Estados Unidos. Tal hecho, hace que su implementación se halla limitado a las funcionalidades y características presentes en ellos. De acuerdo a esto, en mercados con diseño semejante al colombiano, no se puede valorar directamente las experiencias con los DT, lo cual provoca cierta incertidumbre a la hora de implementar un esquema similar. En conclusión, es poco lo que se puede extraer de las experiencias internacionales respecto a la implementación de los DT, dada la gran diferencia entre el contexto y características sobre las cuales se basan los diseños analizados y el colombiano.

Sin embargo, de todo esto sí se puede aprovechar un par de puntos sumamente importantes, si se quiere implementar un esquema similar a los DT para gestionar la red:

1. Se debe tener en cuenta que los DT a corto plazo están diseñados para un mercado donde el costo de oportunidad de transmitir esté explícitamente definido y tenga relación con el beneficio social. De ahí que, no cualquier mercado, ni cualquier contrato que ofrezca un beneficio financiero, funcione para llevar la

tarea óptimamente.

2. Si se desea realizar la expansión marginal de la red de manera eficiente a través de los DT a largo plazo, respecto algún parámetro en particular¹³, el beneficio financiero que el derecho proporciona debe estar ligado de manera directa o no, a dicho parámetro. Por ejemplo, si el parámetro es el beneficio social, entonces, entre más se incremente este factor dentro del mercado con la instalación del nuevo elemento de red, mayores serán los ingresos y, por tanto, mayores serán los incentivos que el mercado como tal, a través de los DT a largo plazo, ofrece a sus participantes.

Los derechos de transmisión en Colombia

En el mercado de transmisión centralizado y regulado de Colombia, existe un esquema competitivo para la expansión, que falla simplemente debido a la presencia de un monopolio natural y las altas economías de escala que van de la mano con este factor, en la transmisión de Colombia. Como consecuencia, el ente con el monopolio, es aquel que presenta los menores costos de inversión, y por tanto, se presenta la ausencia de nuevos inversionistas en estos activos. Estos son unos de los aspectos más relevantes que provocan la búsqueda de un esquema nuevo que disminuya todas estas deficiencias y que realce realmente la competitividad en la transmisión.

Los DT aparecen como una buena opción para solucionar este problema y, además, proporcionar un medio más transparente mediante el cual gestionar la red. No obstante, un mercado como el colombiano, en el que el costo de oportunidad de transmitir no está definido, imposibilita la implementación directa de este tipo de contrato financiero. En consecuencia, en el estado actual del mercado colombiano, no es posible manejar la red de transmisión a través de los DT.

Ahora, para implementar DT a largo plazo dentro del mercado de energía eléctrica de Colombia, es importante definir el beneficio financiero tal y como se describió en el último párrafo de la subsección 3.2.2. De no realizarse así, es muy probable que las expansiones que resulten de los incentivos de tales «derechos», estén lejos de ser eficientes y no cumplan el cometido que les dió origen.

Por tanto, para gestionar la red a través de unos DT colombianos, en primer lugar, se debe reestructurar la metodología que actualmente se encarga de manejar la red de

¹³Beneficio social del mercado, confiabilidad, capacidad para mitigar el poder de mercado en alguna de sus formas, etc.

transmisión, de manera que tenga en cuenta el costo de oportunidad de transmitir la energía eléctrica de un punto a otro. En segundo lugar, se tendrá que diseñar los DT a largo plazo que, dependiendo de las necesidades del sistema de potencia nacional¹⁴, darán las correctas señales para expandir la red.

Aportes del trabajo

Gracias al presente Trabajo de Grado, futuras investigaciones sobre los DT podrán realizarse más ágilmente. Esto gracias básicamente a dos parámetros:

1. Se tiene una base de datos producto de la exhaustiva investigación sobre los DT. Dicha base de datos está conformada por la mayoría de artículos que hablan de los DT, desde su planteamiento, hasta el primer mes de 2007, fecha en la cual se dió por terminada la recopilación bibliográfica. Toda esta gran cantidad de artículos¹⁵, se clasificó según las necesidades de la investigación y, por supuesto, ciertas similitudes intrínsecas en los temas que se trataban. A pesar de esta clasificación, se hacía poco práctico encontrar un artículo en específico, por lo que se optó por manejarlos a través de JabRef 2.2, el cual es un programa en Java gratuito que permite gestionar referencias bibliográficas. Con esta aplicación se tiene una interfaz gráfica sencilla de manejar, con la que se puede aumentar la rapidez de cualquier consulta pertinente al tema. El primer problema al cual se enfrentaba la investigación sobre este tema, la alta dispersión de las referencias bibliográficas, ha sido entonces eliminado, y en consecuencia, las revisiones sobre temas básicos o especializados referentes a los DT, pueden ser efectuadas con mayor rapidez.
2. El proceso de análisis y síntesis que se llevó a cabo sobre la parte teórica y descriptiva de la investigación, ofrece una confiable y comprensible fuente con los principales puntos a tener en cuenta para el correcto entendimiento de los DT. Uno de los principales problemas que se encontró en la literatura técnica internacional, fue la falta de una definición clara y específica bajo la cual todos

¹⁴Es decir, tomando algún parámetro de referencia –Poder de mercado, beneficio social, etc.– y diseñando el DT a largo plazo de tal manera que aumente la eficiencia del sistema ó del mercado, según sea el caso, dentro del contexto en el cual el parámetro se encuentra.

¹⁵222 en total.

los derechos pudieran ser clasificados, lo cual impedía el aprendizaje de su esencia y, por tanto, entorpecía la aprehensión de los conocimientos e impedía percartarse de la conexión que guardaban unos con otros. Esto ya ha sido resuelto por la presente revisión, tal y como se puede ver en el capítulo 1. En consecuencia, los conceptos que se trabajan alrededor de los DT pueden ahora ser aprendidos con mayor facilidad, permitiendo así, desarrollar aplicaciones y medir las consecuencias de las mismas en diferentes contextos, con mayor rapidez, certeza y claridad. Muestra de este hecho se puede observar en el capítulo 3.

El aporte más importante, sin embargo, es el vislumbrar el camino a seguir si un esquema de DT a corto o largo plazo se desea implementar en Colombia. Esto buscando una gestión de la red más eficiente. Dicho camino es descrito en el capítulo 3. Es a través de los puntos que se exponen allí, que una aplicación de los DT sería, al menos en teoría, factible. Ahora, las bases sobre las cuales la conclusión final está sustentada, no solo es aplicable a Colombia. Dada su generalidad, es posible tomar las condiciones allí expuestas como guía básica para mercados que tengan previsto implementar DT dentro de su diseño.

Líneas de desarrollo

Lo primero aún pendiente, es realizar un análisis más profundo acerca del efecto del poder de mercado, la liquidez y la flexibilidad dentro de un mercado de energía, con la implementación de los diferentes tipos de DT que han sido ya expuestos. Todo esto en conjunto con un análisis en paralelo del diseño de mercado, para el sistema de potencia colombiano, revelaría si en verdad la implementación de los DT en Colombia es positiva. La razón de este punto, es la estrecha relación que tiene cada aspecto del mercado y su entorno, sobre sus diferentes componentes. No es posible realizar una implementación eficiente de algún nuevo mecanismo dentro del mercado, si se ignoran los efectos que esto trae sobre otras dimensiones del mismo. Por esta razón, el análisis y desarrollo del diseño de mercado es un importante punto que resume todo lo anterior. A través de dicho análisis se podría ver la razón por la cual el costo de oportunidad no es un punto de relevancia en nuestro mercado de energía o, por lo contrario, se puede llegar a la conclusión, que tal omisión ocasiona serios problemas internos en el mercado de energía.

Una de las desventajas de los DT a largo plazo es que solo responden a las variaciones en el beneficio social del mercado. Aún no ha sido construido un derecho financiero que responda a otros parámetros de importancia en la red, tales como el poder de mercado y la confiabilidad. Con el desarrollo de dichos contratos, se podría generar una forma integral y eficiente de expandir la red marginalmente. Sin embargo, el tiempo que se requiere para ver los resultados finales de tales esquemas es bastante prolongado. Por esta razón, también valdría la pena desarrollar un entorno virtual en el cual, se pueda ver el comportamiento de los diferentes *agentes* del mercado ante una situación específica, es decir, no solo para evaluar los efectos de una expansión sino en general para evaluar, en un tiempo mucho menor, cualquier situación a la cuál se enfrente el mercado de energía. Esto serviría de guía y ayudaría a predecir algunos de los efectos adversos que pueda traer una nueva expansión, una nueva regulación, o cualesquier implementación que se tenga prevista para el mercado.

Anexos

A. Tarificación de la Transmisión en Colombia

A.1. Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre si: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios; según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994" (CREG 042/99). De acuerdo a esto, el sistema se compone de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización lo cual definiremos como sigue:

- *Generación* Se compone de todas aquellas Personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica y tienen por lo menos una planta y/o unidad de generación conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal. (CREG 042/99; Art. 1)
- *Transmisión* Es la actividad consistente en el transporte de energía por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales. (CREG 024/95; Art. 1).
- *Distribución* Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 kV. Quien desarrolla esta actividad se denomina distribuidor de energía eléctrica. (CREG 108/97; Art. 1).
- *Comercialización* Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal. (CREG 042/99; Art. 1).

A.2. Organización del Mercado Eléctrico Colombiano

La reforma eléctrica implantada con las Leyes 142 y 143 de 1994 creó un mercado mayorista competitivo, con el fin de lograr la eficiencia en la prestación del servicio de electricidad y la libre entrada a los agentes interesados en prestarlo. Este mercado se denomina Mercado de Energía Mayorista – MEM y en él, participan los agentes que desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los grandes consumidores de electricidad. Las actividades que se desarrollan en el mercado son Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización [dPME04]. En la figura A.1 podemos observar el Modelo Operativo del Sector Eléctrico [eM07b].

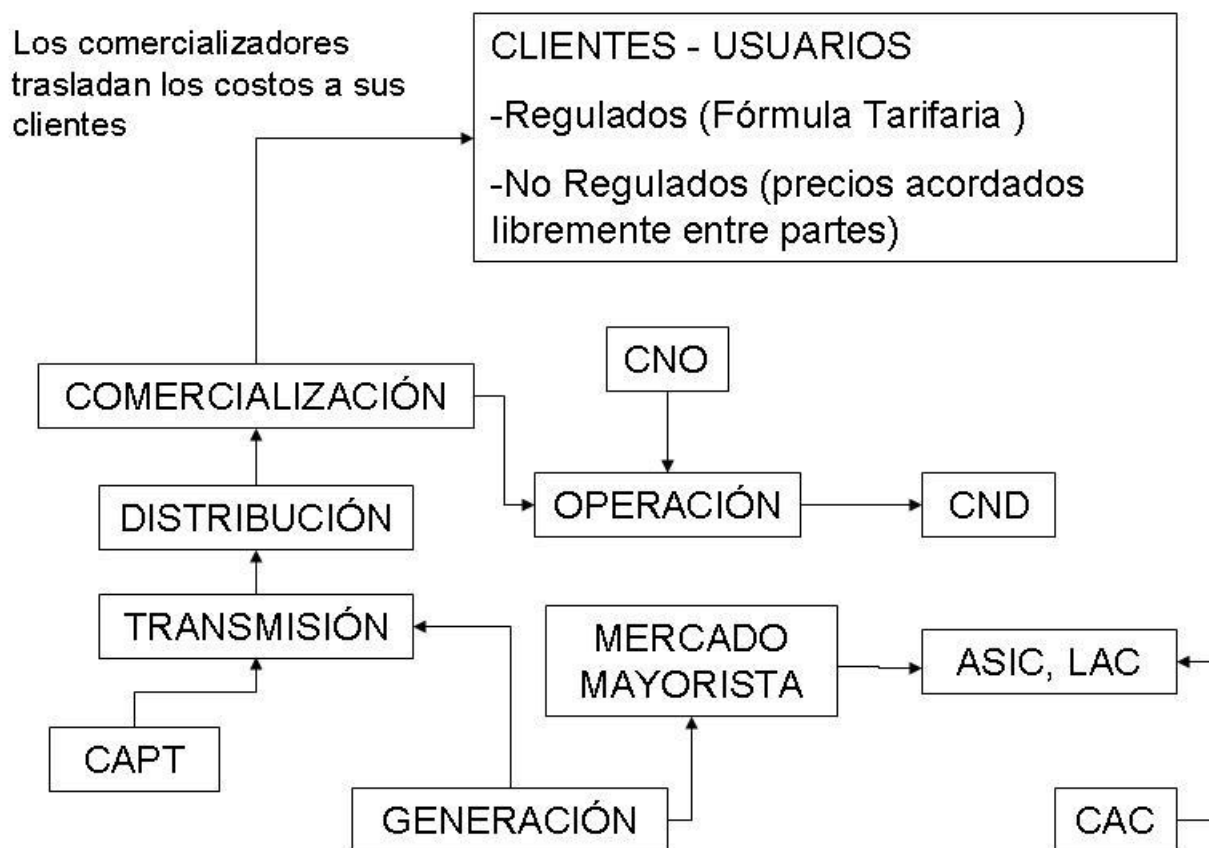


Figura A.1.: Modelo Operativo del Sector Eléctrico

Para el manejo del sistema interconectado nacional se necesitan de algunos organismos que lo controlen, regulen, administren, etc, dichos organismos se encuentran estructurados tal y como lo muestra la figura A.2 [eM07b]. A continuación se

definirán las funciones principales de cada uno de ellos [dPME04].



Figura A.2.: Estructura Institucional del Sector

A.2.1. Organismos de Regulación, Control y Planeación

Correspondiente a las entidades que conforman los órganos regulatorio, de control y planeación. A continuación, se da una breve descripción de cada uno de estos entes.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Creada por el artículo 10 del Decreto 2119 de 1992, es la autoridad regulatoria del sector energético, electricidad y gas, cuyo objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo está dotada de facultades para expedir reglas orientadas a promover, crear y preservar la competencia en la generación,

a regular el uso de las redes de transporte, para garantizar el libre acceso de los agentes, y la operación del sistema interconectado nacional y el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible. Establece la regulación tarifaria para usuarios regulados y a las actividades que son monopolio natural.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)

Creada por el artículo 370 de la Constitución Política como un organismo de carácter técnico, adscrito al Departamento Nacional de Planeación – DNP de acuerdo al decreto ley 1363 de 2000, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia, con independencia de las Comisiones de Regulación y con la inmediata colaboración de los superintendentes delegados.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

Regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto 255 de 2004, está organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene entre sus funciones elaborar y actualizar el Plan de Expansión de Referencia del sector eléctrico, de tal manera, que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos; elaborar las proyecciones de demanda y elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional, todo en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

A.2.2. Organismos de operación y Administración

En la estructura del mercado existen los órganos que se encargan de la supervisión de la operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN, y de la administración del Mercado de Energía Mayorista, a saber:

Centro Nacional de Despacho (CND)

Dependencia de Expertos en Mercados (XM), filial del grupo Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN. Está igualmente encargado de preparar el despacho de generación y dar las instrucciones de coordinación a los distintos agentes que participan en la operación del SIN, con el fin de tener una operación económica, segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)

Encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía transados en la Bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; de la gestión de cartera y del manejo de garantías; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales - SIC. Para realizar estas operaciones el ASIC celebra un contrato de mandato con cada agente inscrito en el mercado.

Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (LAC)

Dependencia de XM filial del grupo ISA, que participa en la administración del MEM, encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista.

A.2.3. Órganos Consultor y Asesores

También forman parte de la estructura del Mercado Eléctrico Colombiano, los siguientes órganos consultor y de asesoría:

Consejo Nacional de Operación (CNO)

Organismo creado por la Ley 143 de 1994 que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

Comité Asesor de Comercialización (CAC)

Creado mediante Resolución CREG-068 de 2000 y modificado por las Resoluciones CREG-030 de 2001 y CREG-123 de 2003, para asistir a la CREG en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía.

Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT)

Creado mediante Resolución CREG-051 de 1998, modificado por la Resolución 085 de 2002, con el fin de asesorar a la UPME en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN.

A.2.4. Agentes del MEM

Los agentes activos que participan en el MEM son los generadores y los comercializadores, los agentes que participan en forma pasiva son los transportadores que se clasifican en transmisores y distribuidores [dPME04], en la figura A.3 podemos ver la relaciones comerciales entre los distintos agentes [eM07a].

Generadores

Los agentes generadores son aquellos que desarrollan la actividad de producción de electricidad, energía que puede ser transada en la Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (usuarios no regulados).

Los generadores con capacidad mayor de 20 MW y generación diferente a filo de agua, presentan todos los días sus ofertas de precio a la Bolsa y la declaración de disponibilidad, para cada uno de sus recursos de generación, con los cuales el CND elabora el Despacho Económico para las 24 horas del día siguiente. Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del Cargo por Capacidad, cuyo

pago depende del aporte que cada generador realiza a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

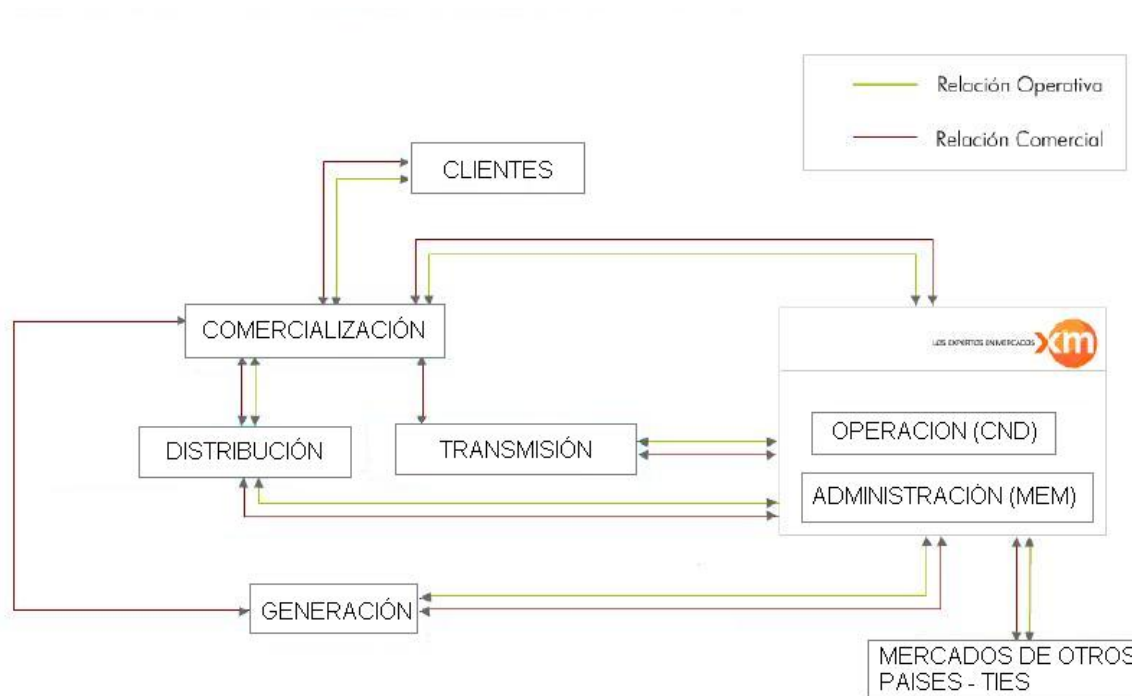


Figura A.3.: Relaciones comerciales entre los Agentes del MEM

En la reglamentación del mercado se distinguen los siguientes tipos de generadores:

- Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 20 MW. Están obligados a ofertar para el Despacho Central. (Resolución CREG-054 de 1994).
- Los generadores que posean plantas menores o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en la oferta para el Despacho Central (Resoluciones CREG-086 de 1996 y 039 de 2001).
- Los autogeneradores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usan la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional. (Resolución CREG-084 de 1996).

- Los cogeneradores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía utilizando un proceso de cogeneración, entendiendo como cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. Los cogeneradores pueden vender sus excedentes y atender sus necesidades en el MEM, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en las Resoluciones CREG-085 de 1996 y CREG-039 de 2001.

Las plantas y cogeneradores no sometidos al Despacho Central pueden comercializar su energía generada, así:

1. Venderla a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, al Precio de Bolsa menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado.
2. Ofrecerla a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas.
3. Venderla a precios pactados libremente, a los generadores, o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados. (Resolución CREG-039 de 2001).

Distribuidores

Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en los sistemas de distribución (Resolución CREG 082 de 2002), correspondientes son:

- *Sistema de Transmisión Regional* - STR: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este Nivel de Tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red.

- *Sistema de Distribución Local - SDL*: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras, pero no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

Los distribuidores de energía eléctrica deben permitir libre acceso indiscriminado a los STR y a los SDL, por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias.

Los Ingresos que perciben los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales, se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, de dos conceptos: Cargos por Conexión y Cargos por Uso de la red diferenciados por nivel de tensión.

Comercializadores

Los comercializadores son aquellos agentes que básicamente prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; pueden comercializar energía en el mercado no regulado; o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados. Los usuarios se definen como:

- *Usuarios no regulados o grandes usuarios*, son aquellos con una demanda de potencia superior a los 100 kW o su equivalente en consumo de energía de 55 MWh/mes. La Ley otorgó a la CREG la facultad de reducirlo gradualmente, hasta donde se encontrara adecuado. Inicialmente se fijó como límite 2 MW, el cual se fue reduciendo hasta el valor vigente antes mencionado. Los usuarios no regulados pueden establecer con el comercializador de energía un contrato bilateral y los precios de venta y cantidades de energía son libres y acordadas entre las partes. Los demás cargos se ajustan a la regulación respectiva.
- *Usuarios regulados*, son aquellos usuarios que no cumplen las condiciones para ser catalogados como usuarios no regulados, están sujetos a un contrato de

condiciones uniformes y las tarifas son reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria general. Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-020 de 1996.

Independientemente del mercado atendido, regulado o no regulado, en forma general la cadena de costos implícita en la prestación del servicio de energía eléctrica a un usuario final contiene las siguientes componentes: generación, transmisión, distribución, comercialización, otros costos; sin embargo, el manejo que puede aplicar al comercializador a cada uno de los componentes, dependerá del mercado en el cual actúe.

Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional, están obligados a registrar las transacciones de la energía en el MEM (Resolución CREG 053 de 1994).

Transmisores

Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en el Sistema de Transmisión Nacional – STN, los cuales son remunerados según una metodología de costos índices, independientemente de su uso. Existe competencia entre los transmisores existentes y potenciales por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN. Los transmisores de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad, la UPME elaboró un procedimiento para solicitar conexiones al STN, que se origina mediante una solicitud que debe hacerse al transportador propietario del punto de conexión, para lo cual se deben enviar al transportador los estudios respectivos y un formato debidamente diligenciado. Una vez el transportador haya analizado los estudios y establecido un concepto, este remitirá el estudio, el formato tramitado y su concepto, para que la Unidad de Planeación Minero Energética emita un concepto. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75 % de los activos de la red. De las once (11) empresas que desarrollan la actividad de Transmisión Nacional, tres (3) de ellas son privadas o mayoritariamente privadas.

A.3. Liquidación de la transmisión en Colombia

A.3.1. ¿Como está conformado el STN?

Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. (CREG 025/95; Anexo) y se distribuye a lo largo del país de acuerdo como se muestra en la figura A.4 [eM07a].



Figura A.4.: Sistema de Transmisión Nacional

Para los niveles menores a 220 kV y mayores o iguales a 57.5 kV se consideran Sistemas de Transmisión Regional (STR) y para los niveles de tensión menores de 57.5 kV, son llamados Sistemas de distribución Local (SDL).

A.3.2. Proceso de Liquidación de la Transmisión

Transmisores representantes de activos existentes reciben ingresos y pagan LAC y al Fondo de Apoyo para la Energización Rural (FAER). Las siguientes son algunas de las características utilizadas para la liquidación de los activos de los transmisores considerados como activos existentes [eM07a].

Unidad Constructiva (UC)

Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red (Bahías de línea, Bahías de Transformador, Bahías, Módulos de Compensación, etc.), o al transporte (Km. de línea), o a la transformación de la energía eléctrica (CREG 26/99).

Costo Unitario de la Unidad Constructiva (CU)

Valor unitario en el mercado de una Unidad Constructiva (\$/Unidad Constructiva) (CREG 26/99).

Clasificación de la Unidades Constructivas

La clasificación de las UC se da en dos partes, las subestaciones y las líneas:

- *Subestaciones*: Contienen un costo dado por el área de los terrenos y depende de la configuración de la subestación, estos costos son llamados Áreas Típicas de las Unidades Constructivas de Subestaciones (ATUC u.c) más costos por activos representados por unidades constructivas según resolución (CREG 26/99).
- *Línea de Transmisión*: La Unidad Constructiva para Líneas de Transmisión está expresada en “km de Línea”, al igual se tiene otros factores que modifican el costo, como lo son la altura sobre el nivel del mar y muchos otros que se muestran en la resolución (CREG 26/99).

Tipos de Ingresos de los Transmisores

Los Transmisores reciben ingresos de acuerdo al tipo de activo que posean [eM07a], estos tipos de activos son:

Remuneración de activos nuevos

Los proyectos nuevos realizados por la empresa de transmisión son remunerados de acuerdo al Ingreso Anual Esperado (IAE), presentado en la convocatoria durante los primeros 25 años, a partir del año 26 se emplea la fórmula genérica que se aplica a los activos existentes o se remunera de acuerdo a la reglamentación vigente en dicho año (CREG 022/01).

El Ingreso Anual Esperado estará expresado en dólares constantes del 31 de Diciembre del año en el cual se efectúe la propuesta, para cada uno de los (25) años del flujo de Ingresos, contados desde la fecha prevista para la puesta en operación del proyecto. Este ingreso deberá reflejar los costos asociados con la preconstrucción, construcción, operación, administración y mantenimiento del equipo correspondiente (CREG 022/01).

La comparación se hará calculando el Valor Presente del Ingreso Anual Esperado, para cada uno de los (25) años del flujo de Ingresos. Este cálculo se realizará aplicando la tasa de descuento, aprobada por la CREG y establecida en los documentos de selección correspondientes, en dólares constantes (CREG 022/01).

El Ingreso Anual que percibirá el proponente seleccionado para el proyecto, durante cada uno de los (25) años del flujo de Ingresos aprobado por la CREG será igual al Ingreso Anual Esperado propuesto. La liquidación y pago mensual del Ingreso correspondiente, se actualizará anualmente con el Producer Price Index, y se efectuará en pesos Colombianos sobre una base mensual calendario, dividiendo por doce (12) dicho Ingreso y utilizando la Tasa de Cambio Representativa del Mercado del último día hábil del mes a facturar, publicada por el Banco de la República (CREG 022/01).

Remuneración de activos existentes

Los ingresos para activos existentes se dan por medio del Cálculo del Ingreso Regulado del STN y se emplea la fórmula genérica (ecuación A.1):

$$IA = [CAEA + CAET] + [CRE]* \quad (A.1)$$

Donde el CAEA representa el Costo Anual Equivalente Activo, el CAET es el Costo Anual Equivalente del Terreno, el CRE da el Costo de Reposición del activo eléctrico a nuevo y AOM es referente al costo de Administración Operación y Mantenimiento.

La componente [CAEA+CAET] remunera la inversión (reconoce activos), la com-

ponente $[CRE] * \%AOM$ reconoce administración, operación y mantenimiento.

$$CAEA = CRE * \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + \%ANE \quad (A.2)$$

$$CRE = \sum_k [UC_k * CU_k] \quad (A.3)$$

$$CU_{actual} = CU_{base} * \frac{IPP_{actual}}{IPP_{base}} \quad (A.4)$$

IPP Índice de Precios del Productor nacional.

UC_k Cantidad de Unidades Constructivas del mismo tipo.

CU_k Costo unitario de la Unidad Constructiva.

n Numero de años (para equipos nuevos 25 años).

Los “Costos Unitarios” son calculados en dólares (US\$) por “Unidad Constructiva”, se expresarán una vez calculados en pesos (\$) constantes por “Unidad Constructiva”, corresponden a los adoptados mediante resolución por la CREG. Estos valores están sujetos a revisión cada cinco (5) años, a partir de su primera adopción oficial.

$CRE * \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ Anualidad CRE

$\%ANE$ Valor reconocido por activo no eléctrico (5 % establecido por resolución CREG 085/2002)

$$\%ANE = CRE * \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} * 5\% \quad (A.5)$$

$$CAET = \%R * \sum_k [ATUC_k * VCT_k] \quad (A.6)$$

$\%R$ Valor anual reconocido por terrenos (8.5 % dado por resolución CREG 085/2002)

$ATUC_k$ Área Típica de Unidad Constructiva correspondiente.

VCT_k Valor Catastral del Terreno de la Unidad Constructiva Correspondiente.

$$AOM = CRE * \%AOM \quad (A.7)$$

AOM Anualidad del AOM (en la tabla A.1 se encuentran los diferentes porcentajes de AOM utilizados en los últimos años).

Año	Zona con contaminación salina (ZCCS) %AOM	Zona sin contaminación salina (ZSCS) %AOM
2000	3 %	3.5 %
2001	2.75 %	3.2 %
2002	2.5 %	3 %

Tabla A.1.: Ubicación de remuneración del AOM y el %AOM

La liquidación final se da con la ecuación A.1, la cual se expresa como los ingresos mensuales sin compensar (IMF). Estos ingresos serán totales si los transmisores no incurren en condiciones de demanda no atendida, esto es, si la continuidad del servicio no es interrumpida; si esto llega a pasar se tendría que aplicar la ecuación A.9, la cual se expresa como los ingresos mensuales a compensar (IMC); estos son costos que dependen de la cantidad de tiempo que dure la interrupción del servicio y se refleja en la ecuación A.9, conocida como el Porcentaje de Compensación Mensual del Activo, quien a su vez depende del Porcentaje de Compensación Semanal del Activo (PCSA), el cual es cero si el Índice de Disponibilidad del Activo (IDA) es mayor que la Meta del Índice de disponibilidad Ajustada (MIDA) si esto no se cumple entonces se recurre a aplicar la ecuación A.11 [eM07a].

$$IMF = IM/12 \quad (A.8)$$

$$IMC = \frac{IMF}{100} * PCMA \quad (A.9)$$

$$PCMA = \frac{\sum_{n=1}^N PCSA_n}{N} \quad (A.10)$$

$$PCSA = Max \left\{ 0, 1 - \left[\frac{IDAA}{IDTA} \right] * 100 \right\} \quad (A.11)$$

IDAA Índice de Disponibilidad Ajustada del Activo.

IDTA Índice de Disponibilidad Teórica del Activo.

De acuerdo a lo anterior se da un Ingreso mensual (IM) total tal como se expresa en la ecuación A.12.

$$IM = IMF - IMC \quad (A.12)$$

Activos remunerados por contratos por decisión

Estos activos no presentan licitación, son sacados a convocatoria para construcción inmediata y le son asignados a aquella empresa que tenga los equipos, el material y el dinero disponible en el momento. Estos activos se remuneran de acuerdo a la factura de cobro dada por la empresa responsable de la construcción del activo [eM07a].

Activos construidos por excepción

Estos activos representan en su mayoría la construcción de compensaciones requeridas por el sistema, la construcción de estos activos es sacada a licitación pública y su remuneración es dada de acuerdo a la propuesta hecha, su tiempo de remuneración oscila entre los 4 y 10 años antes de pasar a ser activos existentes o sacarlos del sistema ya que su operación no representan una necesidad tenerlos conectados al sistema podrían representar una inestabilidad para el mismo [eM07a].

A.3.3. Otras Consideraciones en la liquidación de la transmisión¹

- En el caso de líneas de transmisión, el %AOM adicional puede aplicar a un tramo de línea.
- Las UC nuevas se empiezan a remunerar desde el primer mes calendario completo en que estos se encuentran en operación comercial.
- En el caso de reconfiguraciones, las UC que desaparezcan por efecto de la reconfiguración, se remuneran hasta el mes anterior al de inicio de remuneración de las UC nuevas.
- UC de activos de conexión al STN que se conviertan en activos de uso, se remuneran desde el primer mes calendario completo en que se encuentran en operación comercial.
- UC de uso que se conviertan en activos de conexión se dejan de remunerar

¹Dichas consideraciones se encuentran en las resoluciones emanadas por la CREG pero para facilidad de interpretación se pueden encontrar en [eM07a].

como activos de uso del STN desde el primer mes calendario en que no hayan estado en operación comercial como activos de uso.

- Para optar al 0.5 % adicional del AOM, este se debe solicitar ante el LAC previo cumplimiento de la Guía Técnica Colombiana GTC 56. - Cada UC estará representada ante el LAC por un transmisor nacional. En caso de multipropiedad, los transmisores pueden reportar al LAC el porcentaje de propiedad que tiene cada uno en la UC.
- Los cambios en la representación de UC ante el LAC, serán efectivos desde el primer mes calendario completo siguiente al recibo ante el LAC de la comunicación que informa de esta novedad. Los cambios deben ser suscritos por los representantes legales de las dos partes.
- Los costos unitarios de las UC y los valores de las áreas típicas de las UC de subestaciones, adoptadas mediante resoluciones CREG-026/99 y CREG-064/99, tienen una validez de 5 años (2000-2004).
- Para este periodo no se adoptaran nuevas UC. Los activos del STN se deben clasificar directamente o por asimilación en las UC establecidas en la resolución CREG-026/99, antes mencionada.
- Para su aplicación, los CU en pesos de Diciembre del 99 ($TCRM_{dic}/99 = \$1873.77$) se actualizan mensualmente con el IPP. Los valores catastrales del terreno son vigentes por 5 años.
- Para los proyectos que se construyan en procesos de convocatoria, después de la entrada en vigencia de la Resolución CREG-022/01, el IAE se actualizarán con el (PPI) y el valor mensual a recibir es la doceava parte del valor anual actualizado, convertido a pesos con la TCRM del mes a liquidar.
- Para líneas de transmisión en doble circuito a 220 o 230 kV, el cálculo del ingreso se realiza utilizando el costo unitario del doble circuito y al final se divide por dos para obtener el ingreso asociado al circuito al cual se le está efectuando el cálculo.
- En el caso de las líneas de transmisión, el PCSA y en consecuencia el PCMA, es el mismo para las diferentes UC en las que se encuentra clasificada la respectiva línea.

- Mensualmente, para cada Transmisor Nacional (j), el LAC debe calcular las variables Ingreso Anual Regulado (IA_j), de la siguiente forma:

$$IA_j = \sum_{m=1}^n IMR_{j,m} \quad (A.13)$$

$$IAC_j = \sum_{m=1}^n IMC_{j,m} \quad (A.14)$$

Si $IAC > 0,2 * IA$, el LAC le liquidara para ese mes un valor equivalente al 80 % del total del ingreso del mes. La SSP lo considerara como causal de toma de posesión, durante 12 meses no se aplicarán las compensaciones reglamentadas en la resolución CREG 011/02.

A.3.4. Indisponibilidades excluidas²

- Indisponibilidades programadas de activos debidas a TRABAJOS DE EXPANSIÓN DE LA RED.
- Indisponibilidades de ACTIVOS SOLICITADOS POR EL CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad.
- Indisponibilidades por DEMORAS JUSTIFICADAS entre la declaración y la puesta en operación.
- Indisponibilidades generadas por eventos de FUERZA MAYOR.
- Indisponibilidad causadas por TERCEROS.
- Indisponibilidades debidas a MANTENIMIENTOS MAYORES (96 horas en 6 años).
- Indisponibilidades asociadas con eventos con DURACIÓN MENOR o IGUAL A 10 MINUTOS.

²Al igual que las consideraciones para la liquidación de la red nombradas anteriormente, estas indisponibilidades se pueden encontrar en [eM07a].

A.3.5. Cargos por Uso del STN

Los Cargos por Uso del STN se le atribuyeron inicialmente a los Generadores y comercializadores. Después de la resolución de la CREG 103/00 en el parágrafo del artículo 4 el cual excluye a los generadores de pagar cargos por uso del STN, solamente generadores embebidos, cuando en un periodo de liquidación (1 hora) consume energía de la red, este será obligado a pagar cargos aplicables a un comercializador (CREG 122/03).

Por otro lado los comercializadores se convierten en los únicos clientes de la transmisión del país, los cuales son unificados para todas las zonas eléctricas (CREG 103/00), dejando así el pago por cargos de transmisión de acuerdo a la ecuación A.15, en donde se expresan los Cargos por Uso Monomio (CUM), de esta manera se unifica la reglamentación para el cobro del uso de la transmisión. Alternadamente se realiza el cálculo de los cargos por uso monomio horarios (CREG 103/00).

$$CUMC_{m,t} = \frac{IRT_{m,t} - SCCP_{m,t}}{DTC_{m,t}} \quad (A.15)$$

Donde:

$CUMC_{m,t}$ Cargo Por uso Monomio (\$/kW) aplicable a los Comercializadores en el mes m del año t.

$IRT_{m,t}$ Ingreso Regulado Mensual Causado en el mes m del año t.

$SCCP_{m,t}$ Sumatoria de los pagos que por concepto de Conexión Profunda que se realicen en el mes m del año t, de conformidad con las disposiciones que establezca la Comisión para tal efecto.

$DTC_{m,t}$ Demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mes m del año t (kWh), en cada una de sus fronteras comerciales, referida a 220 kV.

Para el cálculo de los cargos por uso monomios horarios se tiene en cuenta las siguientes expresiones:

H_x Hora asociada al periodo de carga máxima el cual oscila entre las 9 y las 12 y entre las 18 y 21 horas del día.

H_d Hora asociada al periodo de carga media el cual oscila entre las 4 y las 9, entre las 12 y 18 y entre las 21 y 23 horas del día.

H_m Hora asociada al periodo de carga mínima el cual oscila entre las 0 y las 4 y entre las 23 y 24 horas del día.

Las componentes P_x , P_d y P_m son la potencia resultante de promediar las potencias (P_i) asociadas a las horas asignadas a cada uno de los Períodos de Carga.

Sea CUM el Cargo por Uso Monomio del STN (\$/kWh).

Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima (P_i) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, la primera condición establece que:

$$H_x * P_x * CUM_x + H_d * P_d * CUM_d + H_m * P_m * CUM_m = CUM * \sum_{i=1}^{24} P_i \quad (A.16)$$

La segunda condición establece que los Cargos por Uso Monomios Horarios, serán proporcionales a la potencia promedio resultante de acuerdo con las horas asignadas a cada Período de Carga, lo cual significa que:

$$\frac{CUM_x}{CUM_m} = \frac{P_x}{P_m} \quad (A.17)$$

$$\frac{CUM_x}{CUM_d} = \frac{P_x}{P_d} \quad (A.18)$$

Los Cargos por Uso Monomios Horarios CUM_x , CUM_d y CUM_m , se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas planteado en las ecuaciones (A.16) a (A.18).

De esta manera se calcula la liquidación a comercializadores [eM07a]. Dicha liquidación se expresa como dice la ecuación siguiente:

$$Valormensualporperiododecarga = Demanda * Cargo$$

Donde:

Demanda Energía demandada durante el mes, consolidada por periodos de carga máxima, media y mínima. Estas cantidades se obtienen a partir de las mediciones reportadas por los agentes al ASIC.

Cargo Cargo horario, en \$/kW.

Este procedimiento se debe aplicar a cada agente, como resultado se emiten documentos valorables (Factura) [eM07a].

B. Manual de usuario JabRef 2.2

Con la siguiente guía se darán las pautas a seguir para la instalación y configuración de la base de datos con todas las referencias recopiladas para la presente revisión. Todos los archivos y ejecutables necesarios se encuentran en el CD del presente Trabajo de Grado. Se supone cierto conocimiento básico sobre instalación de programas y entorno de ventanas que se maneja en los diversos sistemas operativos.

Para poder ejecutar el programa JabRef 2.2, se debe correr el archivo `JabRef2.2[win].exe` dentro de la carpeta `JabRef`; esto si se cuenta con el sistema operativo `MS Windows`. Para otras plataformas o en caso que ya se tenga el *Java Runtime Environment* dentro de del sistema operativo *MS Windows*, solo se debe correr el respectivo archivo `JabRef-2.2.jar` para trabajar con el programa.

Una vez instalado JabRef 2.2 se debe abrir el archivo `Base de Datos.bib`, ubicado en la carpeta `Base de Datos`. Después de abierto se puede entonces consultar de una manera cómoda cada una de las referencias usadas en el Trabajo de Grado, además de otras referentes al tema.

Para abrir el respectivo PDF asociado, solo se debe dar un clic en el icono de Adobe ubicado en la segunda columna de la tabla donde se encuentran las referencias, como se muestra en la figura B.1.

En caso que en el buffer de información, ubicado en la parte inferior de la pantalla, indique que no se ha encontrado el PDF, se debe ir a *Options* ▶ *Preferences* y, de las opciones ubicadas en el extremo izquierdo, ubicar la pestaña de *External Programs*. Una vez allí se debe cerciorarse que la dirección que aparece en el campo *Main PDF Directory*, sea la de la carpeta `Base de Datos` que se encuentra en el CD, que el campo *Use Regular Expression Search* este activado y contenga el código mostrado en la figura B.2.

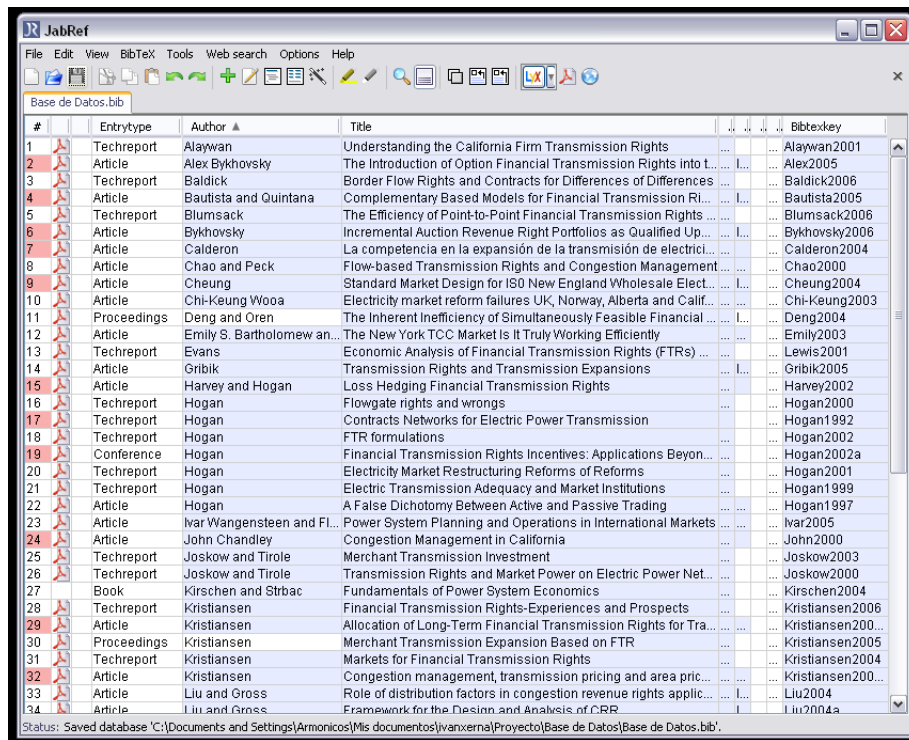


Figura B.1.: Primer pantallazo luego de abrir el archivo Base de Datos.bib correspondiente.

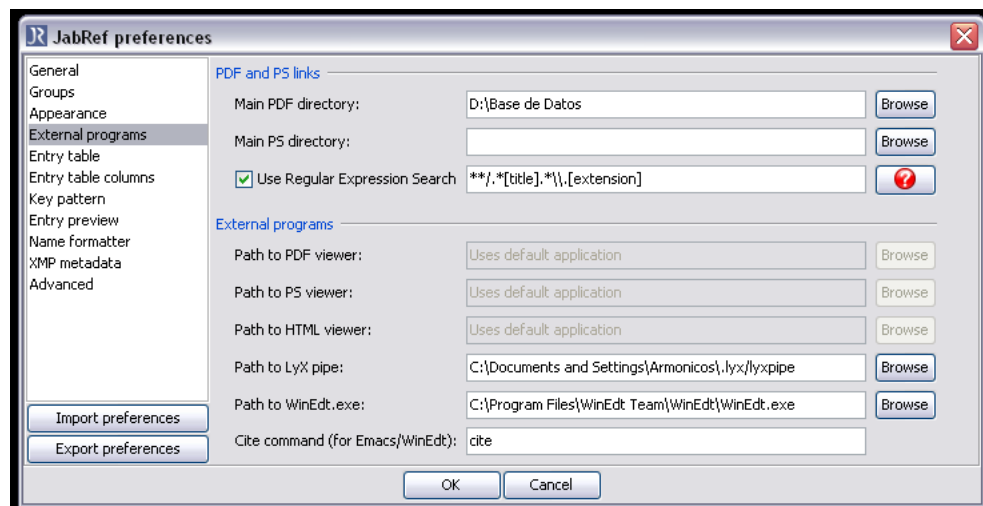


Figura B.2.: Configuración de la Base de Datos en JabRef 2.2.

Bibliografía

- [AB05] Charity A. Hanson Alex Bykhovsky, Douglas A. James. The introduction of option financial transmission rights into the new england market. *IEEE Transactions*, 2005.
- [Ada05] Seabron Adamson, editor. *Efficiency of New York Transmission Congestion Contract Auctions*. Tabors Caramanis & Associates, IEEE, 2005.
- [Ala01] Ziad Alaywan. Understanding the california firm transmission rights. Technical report, California Independent System Operator, 2001.
- [Bal06] Ross Baldick. Border flow rights and contracts for differences of differences. Technical report, The University of Texas at Austin, Department of Electrical and Computer Engineering, Octubre 2006.
- [Blu06] Seth Blumsack. The efficiency of point-to-point financial transmission rights is limited by the network topology. Technical report, Department of Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University, January 2006.
- [Byk06] Alex Bykhovsky. Incremental auction revenue right portfolios as qualified upgrade award replacement in the new england market. *IEEE Transactions*, pages 1–8, 2006.
- [Cal04] Laura Victoria Calderon. La competencia en la expansión de la transmisión de electricidad en colombia. Octubre 2004.
- [Che04] Kwok W. Cheung. Standard market design for is0 new england wholesale electricity market an overview. *IEEE Transactions*, pages 38–43, Abril 2004.

-
- [CKW03] Asher Tishler Chi-Keung Wooo, Debra Lloyd. Electricity market reform failures uk, norway, alberta and california. *Energy Policy*, 31:1103–1115, 2003.
- [CP00] Hung-Po Chao and Stephen Peck. Flow-based transmission rights and congestion management. *Electricity Journal*, -:21, Agosto 2000.
- [Den04] *The Inherent Inefficiency of Simultaneously Feasible Financial Transmission Rights Auction*, Enero 2004. Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference on Systems Sciences.
- [dPME04] Unidad de Planeacion Minero Energética. Una vision del mercado electrico colombiano. Technical report, Republica de Colombia, <http://www.upme.gov.co/Index2.htm>, Julio 2004.
- [eM07a] XM Expertos en Mercados. Liquidación y administracion de las cuentas por uso de las redes del sin. <http://www.xm.com.co/>, Agosto 2007.
- [eM07b] XM Expertos en Mercados. Operación del sistema interconectado nacional. <http://www.xm.com.co/>, Agosto 2007.
- [ESBO03] Chris Marnay Emily S. Bartholomew, Afzal S. Siddiqui and Schmucl Oren. The new york tcc market is it truly working efficiently. *The Electricity Journal*, 16(9):14–24, 2003.
- [Eva01] Lewis Evans. Economic analysis of financial transmission rights (ftsr) with specific reference to the transpower proposal for new zealand. Technical report, New Zealand Institute for the Study of Competition and Regulation Inc., Septiembre 2001.
- [Gri05] Paul R. Gribik. Transmission rights and transmission expansions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4):1728–1737, November 2005.
- [HH02] Scott M. Harvey and William W. Hogan. Loss hedging financial transmission rights. Enero 2002.
- [Hog] W. W. Hogan. Contracts networks for electric power transmission. Technical report, Harvard University, Center of business and government.

-
- [Hog97] W. W. Hogan. A false dichotomy between active and passive trading. *The Electricity Journal*, -:86–91, Octubre 1997.
- [Hog99] William W. Hogan. Electric transmission adequacy and market institutions. Technical report, Harvard University, Center of business and government, 1999.
- [Hog00] W.W. Hogan. Flowgate rights and wrongs. Technical report, Harvard University, Center of business and government, Agosto 2000.
- [HOG01] WILLIAM W. HOGAN. Designing market institutions for electric network systems - reforming the reforms in new zealand and the u.s. Technical report, Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University, Marzo 2001.
- [Hog02a] W. W. Hogan. Ftr formulations. Technical report, Harvard University, Center of business and government, Marzo 2002.
- [Hog02b] William W. Hogan. Financial transmission rights incentives: Applications beyond hedging. Mayo 2002.
- [IWF05] Audun Botterud Ivar Wangensteen and Nils Flatabo. Power system planning and operations in international markets. *Proceedings of the IEEE*, 93(11):2049–2059, Noviembre 2005.
- [JC00] William W. Hogan John Chandley, Scott Harvey. Congestion management in california. pages 1–25, Agosto 2000.
- [JT00] Paul L. Joskow and Jean Tirole. Transmission rights and market power on electric power networks. Technical report, MIT, Januray 2000.
- [Kri04a] Tarjei Kristiansen. Congestion management, transmission pricing and area price hedging in the nordic region. *Electrical Power and Energy Systems*, pages 685–695, Mayo 2004.
- [Kri04b] Tarjei Kristiansen. Markets for financial transmission rights. Technical report, Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering, 2004.

-
- [Kri05] *Merchant Transmission Expansion Based on FTR*, 2005. Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on Systems Science.
- [Kri06] Tarjei Kristiansen. Financial transmission rights-experiences and prospects. Technical report, KEMA Consulting GmbH, 2006.
- [KS04] Daniel Kirschen and Goran Strbac. *Fundamentals of Power System Economics*. Wiley, 2004.
- [LG04a] Minghai Liu and George Gross. Framework for the design and analysis of crr. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1):243–251, Febrero 2004.
- [LG04b] Minghai Liu and George Gross. Role of distribution factors in congestion revenue rights applications. *IEEE transactions on Power Systems*, 19(2):802–810, Mayo 2004.
- [MDC02] William W. Hogan Michael D. Cadwalader, Scott M. Harvey. Review of the california iso's md02 proposal. Technical report, Junio 2002.
- [MSL03] Hatim Yamin Mohammad Shahidehpour and Zuyi Li. *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling and Risk Management*. John Wiley & Sons, 2003.
- [O'N03] Richard P. O'Neill. Contingent transmission rights in the standard market design. *IEEE Transactions on Power Systems*, N^o4, noviembre,, 18(4):1331–1337, Noviembre 2003.
- [Ore95] Schmuel Oren. Nodal prices and transmission rights a critical appraisal. *The Electricity Journal*, pages 24–35, Abril 1995.
- [Ore97a] Shmuel Oren. It takes one counterexample to disprove a theory. *The Electricity Journal*, -:95–99, Octubre 1997.
- [Ore97b] Shmuel S. Oren. Passive transmisión rights will not do the job. *The Electricity Journal*, Junio:22–33, Junio 1997.
- [Ott03] Andrew L. Ott. Experience with pjm market operation, system design, and implementation. *IEEE Transactions on Power System*, 18(2):528–534, Mayo 2003.

-
- [PJM05] PJM. Workshop on pjm arr and ftr market 2006 2007. PJM, 2005.
- [PP04] Andy Philpott and Geoffrey Pritchard. Financial transmission rights in convex pool markets. *Operation Research Letters*, 32:109–134, 2004.
- [PP05] Andy Philpott and Geoffrey Pritchard. On financial transmission rights and market power. *Decision Support Systems*, 40:505–515, 2005.
- [QB06] Victor Quintana and Guillermo Bautista. Financial transmission rights in electricity markets. In *IEEE MELECON*, Mayo 2006.
- [Ruf00a] Larry E. Ruff. Flowgates, contingency-constrained dispatch and ftr. Publicado en el 2001 por *Electricity Journal*, edición para enero febrero., Octubre 2000.
- [Ruf00b] Larry E. Ruff. Flowgates vs ftr, and options vs obligations. Borrador, Agosto 2000.
- [Sto97] Steven Stoff. Transmission rights and wrongs. *The Electricity Journal*, -:91–95, Octubre 1997.
- [Sto02] Steven Stoff. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press, 2002.
- [XM02] Andy Ott Xingwang Ma, David I. Sun. Implementation of the pjm financial transmission rights auction market system. *IEEE Transactions*, pages 1360–1365, 2002.
- [XM03] David I. Sun Xingwang Ma. Evolution toward standardized market design. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 18:460–470, Mayo 2003.