

**CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DOCENCIA ECONÓMICAS A.C.**



**CIDE**

**REGULACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO: UNA  
EVALUACIÓN DEL USO DE DERECHOS FINANCIEROS DE  
TRANSMISIÓN**

**TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

**LICENCIATURA EN ECONOMÍA**

PRESENTA

**ALFREDO MIER-Y-TERÁN LÓPEZ-SÁNCHEZ**

DIRECTOR DE LA TESIS: DR. JUAN DE DIOS E. ROSELLÓN DÍAZ

MÉXICO D. F., MARZO DE 2006

*A Eva, Carlos, Carlillos y el Pandita.*

## AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar, a Juan Rosellon por introducirme a este fascinante tema y por darme todo su apoyo para llevar a cabo este trabajo, así como por haber confiado en mí como asistente y laboratorista.

A mis lectores Carlota Cagigas, Víctor Carreón y Ángel Salinas por el tiempo destinado a este trabajo y sus comentarios que sin duda nutrieron este trabajo considerablemente.

A mi padre por haber tomado como pasatiempos dominical la lectura y análisis de esta tesis y por haberme ayudado a estructurar y explicar su contenido de una manera pragmática.

A Citlalli por haberme apoyado a distancia durante el largo proceso de elaboración de este trabajo.

A Tanya Moreno de la UNAM por su interés y a Guillermo Gutiérrez de la CRE por su apoyo en la obtención de información del sector.

A Rolando Nieva Gómez del Instituto de Investigaciones Eléctricas por comentarios agudos acerca de la complejidad del sector eléctrico.

De la CFE, a Eugenio Laris Alanis, Ernesto Alonso Garibay González por su interés en apoyar la investigación y sus aportaciones a mi entendimiento del sector, así como a Florencio Aboytes García por sus aportaciones teóricas.

Por último, agradezco al CIDE. A su planta de académicos cuya vocación me inspiraron a lo largo de la carrera; y a aquellos alumnos que con su amistad ayudaron en mi desarrollo en esta institución.

## SÍNTESIS

El sector eléctrico mexicano se abrió parcialmente a la inversión privada en generación en 1992, pero actualmente sufre de un marco regulatorio inadecuado para el desarrollo de la industria en el largo plazo. Este trabajo da un panorama actual de la industria eléctrica mexicana y analiza tanto la literatura como la experiencia internacional en el uso de derechos financieros de transmisión (FTR) para evaluar la viabilidad de estos instrumentos como una pieza en la construcción de un modelo alternativo para la industria eléctrica nacional.

Se construye un modelo que realiza una simulación teórica del despacho eléctrico del sistema eléctrico nacional en un contexto de mercado competitivo. Los resultados muestran que el uso de FTR puede servir como un instrumento de cobertura para los participantes de la industria mexicana y que, por otro lado, la introducción de FTR incrementales de largo plazo proporciona un mecanismo que incentiva la expansión de la red de transmisión en un contexto de mercado competitivo. Asimismo, se muestra que dichos instrumentos pueden arrojar beneficios para la industria en México aún en la ausencia de un mercado competitivo, ya que pueden ser utilizados por las divisiones de negocio de CFE para mitigar la volatilidad del precio de la electricidad dentro del mercado sombra, así como proporcionar a CFE un mecanismo que señale las necesidades de inversión según la congestión del sistema.

## ÍNDICE GENERAL

<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>1</b>
<b>SÍNTESIS</b>	<b>2</b>
<b><u>ÍNDICE GENERAL</u></b>	<b><u>3</u></b>
<b><u>ÍNDICE DE FIGURAS</u></b>	<b><u>6</u></b>
<b><u>ÍNDICE DE TABLAS</u></b>	<b><u>8</u></b>
<b><u>GLOSARIO DE ABREVIACIONES</u></b>	<b><u>9</u></b>
<b><u>1. INTRODUCCIÓN</u></b>	<b><u>11</u></b>
<b>1.1 MOTIVACIÓN Y OBJETIVO DE LA TESIS</b>	<b>11</b>
<b>1.2 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS</b>	<b>12</b>
<b>1.3 TENDENCIAS A LA APERTURA A LA COMPETENCIA E INVERSIÓN PRIVADA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA</b>	<b>14</b>
<b>1.4 MODELOS BÁSICOS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA</b>	<b>20</b>
<b>1.5 CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS MERCADOS ELECTRICOS</b>	<b>24</b>
1.5.1 PARTICIPANTES DEL MERCADO	24
1.5.2 MERCADOS DE ELECTRICIDAD	25
1.5.3 PRINCIPALES COMPLEJIDADES EN LA CREACIÓN DE MERCADOS	27

<b><u>2. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO</u></b>	<b><u>33</u></b>
<b>2.1 ORIGEN PRIVADO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA: 1879-1960</b>	<b>33</b>
<b>2.2 EVOLUCIÓN A UN MODELO DE INTEGRACIÓN VERTICAL: 1960-1992</b>	<b>35</b>
<b>2.3 APERTURA AL MODELO DEL COMPRADOR ÚNICO: 1992-2005</b>	<b>38</b>
2.3.1 EVOLUCIÓN DEL MODELO DEL COMPRADOR ÚNICO: 2005	41
<b>2.4 LIMITACIONES DEL MODELO DEL COMPRADOR ÚNICO EN MÉXICO</b>	<b>44</b>
<b>2.5 PROPUESTAS DE REFORMA PARA LA APERTURA A LA COMPETENCIA Y LA PARTICIPACIÓN PRIVADA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO:</b>	
<b>2000 – 2005</b>	<b>48</b>
2.5.1 PROPUESTA DE REFORMA DE ERNESTO ZEDILLO: 1999	49
2.5.2 PROPUESTA DE REFORMA DE VICENTE FOX: 2002	52
2.5.3 MERCADO INTERNO DE CFE	53
<b><u>3. EL USO DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN EN LA CREACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRRICOS COMPETITIVOS</u></b>	<b><u>55</u></b>
<b>3.1 MECANISMO DE FIJACIÓN DE PRECIOS NODALES</b>	<b>57</b>
<b>3.2 INSTRUMENTOS DE COBERTURA EN UN MERCADO ELÉCTRICO</b>	<b>62</b>
3.2.1 LOS DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT) COMO INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE COBERTURA	64
3.2.2 OTROS INSTRUMENTOS DE COBERTURA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	70
<b>3.3 INCENTIVOS A LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y EL USO DE FTR</b>	<b>73</b>
3.3.1 PROYECTOS DE INVERSIÓN EN LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN	74
3.3.2 ESTRUCTURAS PARA LA INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN	75

3.3.3 MODELOS PARA LA INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN	79
3.3.4 MODELO SIMPLE	80
3.3.5 MODELOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN EN MÉXICO	82
<b><u>4. EVALUACIÓN DEL USO DE FTR EN UN MODELO TEÓRICO PARA EL CASO</u></b>	
<b><u>MEXICANO</u></b>	<b><u>85</u></b>
<b>4.1 ELEMENTOS DEL MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</b>	<b>86</b>
4.1.1 LOS NODOS	86
4.1.2 UNIDADES DE ADQUISICIÓN O DISTRIBUCIÓN	87
4.1.3 UNIDADES DE PRODUCCIÓN	88
4.1.4 RED DE TRANSMISIÓN	91
<b>4.2 MODELO</b>	<b>92</b>
<b>4.3 RESULTADOS DEL MODELO</b>	<b>95</b>
4.3.1 RESULTADOS SIN RESTRICCIÓN DE TRANSMISIÓN	95
4.3.2 RESULTADOS CON RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN	97
4.3.3 LOS FTR COMO INSTRUMENTOS DE COBERTURA EN EL SEN	102
4.3.4 EL USO DE FTR COMO UN MECANISMO PARA CUBRIR COSOTS	
DE INVERSIÓN E INCENTIVAR LA INVERSIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN	104
4.3.5 INCENTIVOS PARA LA EXPANSIÓN Y EL USO DE FTR INCREMENTALES	107
<b>4.4 MERCADOS DE FTR</b>	<b>112</b>
4.4.1 PJM	112
4.4.2 Nueva Cork	113
4.4.3 CALIFORNIA	115
4.4.4 TEXAS (ERCOT)	116

4.4.5 NUEVA ZELANDA	117
<b><u>5. CONCLUSIONES GENERALES</u></b>	<b><u>118</u></b>
<b><u>BIBLIOGRAFÍA</u></b>	<b><u>123</u></b>
<b><u>ANEXO 1 PROGRAMA DE DESPACHO</u></b>	<b><u>127</u></b>
<b><u>ANEXO 2 DESPACHO DE ELECTRICIDAD POR PLANTA</u></b>	<b><u>129</u></b>
<b><u>ANEXO 3 CRÍTICAS AL MODELO</u></b>	<b><u>130</u></b>
<b><u>ANEXO 4 LA CRISIS EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE CALIFORNIA</u></b>	<b><u>138</u></b>
<b><u>ANEXO 5 EL MERCADO INTERNO DE LA CFE</u></b>	<b><u>140</u></b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>FIGURA 1.1 CUATRO MODELOS BASE DE LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA</b>	<b>21</b>
<b>FIGURA 1.2 MODELO CENTRALIZADO</b>	<b>30</b>
<b>FIGURA 1.3 MODELO DESCENTRALIZADO</b>	<b>31</b>
<b>FIGURA 2.1 ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA MEXICANA, 2004</b>	<b>42</b>
<b>FIGURA 2.2 EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LA DEUDA</b>	<b>45</b>
<b>FIGURA 2.3 RAZÓN DE DEUDA CONTRA ACTIVOS CFE</b>	<b>46</b>
<b>FIGURA 3.1 DESPACHO SIN TRANSMISIÓN</b>	<b>59</b>
<b>FIGURA 3.2 DESPACHO CON TRANSMISIÓN Y SIN RESTRICCIÓN</b>	<b>60</b>
<b>FIGURA 3.3 DESPACHO CON TRANSMISIÓN Y CON RESTRICCIÓN</b>	<b>61</b>
<b>FIGURA 3.4 EJEMPLO DE DOS NODOS CON CONGESTIÓN</b>	<b>65</b>
<b>FIGURA 3.5 COSTOS Y RENTAS DE CONGESTIÓN.</b>	<b>81</b>
<b>FIGURA 4.1 ZONAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO, 2003</b>	<b>87</b>
<b>FIGURA 4.2 DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO POR NODO</b>	<b>88</b>
<b>FIGURA 4.3 BALANCE ENTRE DEMANDA Y GENERACIÓN</b>	<b>91</b>
<b>FIGURA 4.4 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, 2003</b>	<b>92</b>
<b>FIGURA 4.5 DESPACHO SIN RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN</b>	<b>96</b>
<b>FIGURA 4.6 DEMANDA Y RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN ENTRE ZONAS</b>	<b>100</b>
<b>FIGURA 4.7 PRECIOS NODALES</b>	<b>102</b>
<b>FIGURA 4.8 PRECIOS EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD DE CALIFORNIA</b>	<b>114</b>
<b>FIGURA A.1 COMPOSICIÓN DE LOS NODOS EN EL MODELO</b>	<b>127</b>

<b>FIGURA A.2 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</b>	<b>128</b>
<b>FIGURA A.3 FLUJO DE ELECTRICIDAD SEGÚN LEYES DE KIRCHOFF</b>	<b>133</b>
<b>FIGURA A.4 EFECTO DE UNA EXPANSIÓN EN UN SISTEMA CON TRES NODOS</b>	<b>135</b>
<b>FIGURA A.5 FLUJO DE ELECTRICIDAD SEGÚN LEYES DE KIRCHOFF</b>	<b>135</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>TABLA 3.1 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA</b>	<b>58</b>
<b>TABLA 3.2 RENTAS DE CONGESTIÓN</b>	<b>62</b>
<b>TABLA 3.3 CARACTERÍSTICAS DE UN EJEMPLO DE DOS NODOS</b>	<b>64</b>
<b>TABLA 3.4 CÁLCULO DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN EN DOS ESCENARIOS</b>	<b>69</b>
<b>TABLA 3.5 MITIGACIÓN DEL PRECIO CON EL USO DE FTR</b>	<b>70</b>
<b>TABLA 4.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN</b>	<b>90</b>
<b>TABLA 4.2 COMPOSICIÓN DE LOS NODOS EN EL SIMULADOR</b>	<b>98</b>
<b>TABLA 4.3 CONGESTIÓN DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN</b>	<b>99</b>
<b>TABLA 4.4 ZONAS AISLADAS POR LA CONGESTIÓN</b>	<b>100</b>
<b>TABLA 4.5 BALANCE DEL OPERADOR DEL SISTEMA EN UNA HORA</b>	<b>106</b>
<b>TABLA 4.6 VALOR DE FTR</b>	<b>106</b>
<b>TABLA 4.7 INCENTIVOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN</b>	<b>111</b>
<b>TABLA A.1 DESPACHO DE ELECTRICIDAD POR PLANTA</b>	<b>129</b>

## GLOSARIO DE ABREVIACIONES

CAT	Construcción-Arrendamiento-Operación.
CEGB	Central Electricity Generating Board.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
CRE	Comisión Reguladora de Energía.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
DISTCOS	Compañías de distribución de electricidad
FTR	Derechos Financieros de Transmisión ( <i>Financial Transmission Rights</i> ).
ISO	Operador Independiente del Sistema ( <i>Independent System Operator</i> ).
LFC	Luz y Fuerza del Centro.
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
LTFTTR	FTR de Largo Plazo ( <i>Long Term</i> ).
MW	Mega Watts.
OPF	Obra Pública Financiada.
OS	Operador del Sistema.
PEMEX	Petróleos Mexicanos.
PIDIREGAS	Proyectos de Infraestructura Diferidos en el Registro del Gasto.
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland.
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SENER	Secretaría de Energía.

## **1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1 MOTIVACIÓN Y OBJETIVO DE LA TESIS**

En un contexto de creciente integración económica es inevitable comparar las industrias de países extranjeros con las nacionales. Éste es el caso de la industria eléctrica, gran parte de los países latinoamericanos y algunos sistemas de Canadá, Estados Unidos, Europa y Oceanía han llevado a cabo reestructuraciones en la industria para crear mercados de electricidad. Algunos de ellos con resultados favorables, es decir, aumento de la inversión, disminución de las tarifas y aumento de la eficiencia en la producción. Aunque también ha habido malas experiencias, como fue el caso de California.

Ante este contexto, cabe preguntarse si la industria mexicana está estructurada para funcionar adecuadamente en el largo plazo tal como esta o si se vería beneficiada con una reestructuración que permitiera la creación de un mercado de electricidad competitivo. Si este fuera el caso, surge una serie de nuevas preguntas: ¿cuál es el mejor modelo a seguir, dadas las características de la industria mexicana? ¿Qué instrumentos e instituciones se deben crear para garantizar un funcionamiento eficiente?

La motivación de esta tesis fue encontrar una pieza dentro de la literatura y experiencia internacional que aplicadas al caso mexicano contribuyeran a construir una industria más eficiente y sostenible en el largo plazo.

El objetivo de la presente tesis es la evaluación del uso de derechos financieros de transmisión (FTR) dentro del sector eléctrico mexicano. Se estudian los beneficios que dichos instrumentos pueden aportar a la industria mexicana en el caso de la creación

de un mercado competitivo o, en el caso en que no se lleve a cabo una reforma del sector, en el contexto del mercado sombra que se simula actualmente dentro de CFE.

Se analiza la función de los FTR como un instrumento de cobertura y se calcula en qué medida los FTR incentivan o señalan las necesidades de inversión en la red de transmisión.

## **1.2 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS**

Con el objetivo antes mencionado, la tesis se divide en cinco capítulos.

El primero está dedicado a dar una introducción de conjunto al tema. En primer lugar, hace un breve recuento de los sucesos relevantes dentro de la industria eléctrica mundial como preámbulo a la exposición de las tendencias del sector. Asimismo, expone los principales modelos industriales existentes y algunos conceptos básicos de la industria eléctrica. Más adelante explica las complejidades que presenta la construcción de mercados competitivos dentro de la industria eléctrica y expone diferentes estructuras que conforman la arquitectura de mercados en esta industria.

El capítulo dos, da un panorama de la industria eléctrica en México. Hace un recuento del desarrollo de la industria en el país hasta la reforma de 1992. Describe el origen privado de la industria, su evolución a un modelo monopólico con integración vertical y la naturaleza de las reformas que la llevaron a un modelo de comprador único. Asimismo, establece las limitaciones del modelo del comprador único y analiza las propuestas de reforma enviadas al Congreso en 1999 y 2002 y expone el funcionamiento del mercado competitivo interno (o sombra) que se simula dentro de CFE.

Finalmente, explica los diferentes modelos propuestos para México, dentro del marco de la reforma del sector, para proveer los incentivos adecuados para resolver problemas de congestión en la transmisión en el corto plazo y recuperar los costos de inversión de la red de transmisión eléctrica.

El capítulo tres ahonda en los temas expuestos en la introducción y expone una revisión de la literatura concerniente al uso de derechos financieros de transmisión (FTR) en la creación de mercados eléctricos competitivos. Se muestra como estos derechos sirven como instrumentos financieros de cobertura y como parte de un mecanismo que incentiva la inversión en transmisión.

El primer inciso dentro de este capítulo expone el mecanismo de fijación de precios nodal. El segundo presenta, presenta los diferentes instrumentos de cobertura existentes dentro de los mercados eléctricos y muestra como el funcionamiento de los derechos de transmisión mitigan el riesgo de volatilidad en precios y posible poder de mercado.

Más adelante se expone los diferentes modelos y estructuras que existen para llevar a cabo proyectos de inversión en la expansión de la red de transmisión y se presenta como el uso de derechos financieros de transmisión representa una alternativa para llevar a cabo proyectos de inversión guiados por el mercado.

El capítulo concluye con un modelo simple, que ejemplifica el enfoque de la inversión en transmisión guiada por el mercado en un modelo con dos nodos.

El capítulo cuatro está dedicado a la evaluación del uso de los derechos financieros de transmisión mediante un modelo teórico que representa las características del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Se toman los datos de demanda, producción y red

de transmisión del SEN, se expone el modelo utilizado con sus supuestos y se presentan los resultados obtenidos.

En primer lugar, los resultados del modelo muestran los precios de la electricidad en cada nodo e indican los generadores que serán despachados en la ausencia de congestión. Más adelante, se presentan los resultados obtenidos con la introducción de las restricciones de transmisión. Con estos últimos, se obtienen las rentas de congestión y se calcula el valor de los FTR para luego evaluar los incentivos creados para la inversión en la red de transmisión.

Asimismo, en este apartado se indica como los FTR funcionan como un instrumento que da cobertura financiera ante la diferencia de precios nodales ocasionada por congestión o por la presencia de poder de mercado dentro del SEN.

A manera de epílogo de este capítulo, se analiza la experiencia internacional en mercados eléctricos competitivos que utilizan derechos de transmisión o FTR.

La tesis concluye con un quinto capítulo en donde se exponen de manera sucinta los resultados generales de la tesis.

### **1.3 TENDENCIAS A LA APERTURA A LA COMPETENCIA E INVERSIÓN PRIVADA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**

Las funciones de la industria eléctrica están divididas en: (i) generación, (ii) operación del sistema, (iii) transmisión, (iv) distribución, (v) venta mayorista y venta minorista. La organización más común de la industria eléctrica ha sido la integración vertical en manos de un monopolio regulado, usualmente en manos del Estado.



Bajo este esquema la planificación se lleva a cabo de manera centralizada. Un solo órgano operador del sistema decide el volumen de energía a generar, quién la genera, a qué precio se vende, así como las necesidades de inversión en plantas de generación o en expansión de la red de transmisión y distribución. El monopolio tiene como objetivo primordial maximizar beneficios minimizando costos. En el caso de un monopolio estatal la maximización del beneficio se alcanza satisfaciendo la demanda existente y procurando el desarrollo social y económico mediante la ampliación del sistema eléctrico. Bajo esta organización de la industria, las consecuencias de decisiones de inversión deficientes recaen sobre los consumidores mediante alzas en las tarifas o, en el caso de tarifas subsidiadas, sobre las finanzas públicas.

Durante la segunda mitad del siglo 20, algunos países, como México, Argentina y otros más de Europa adoptaron el modelo de monopolio público, creando empresas paraestatales encargadas de la generación, operación, transmisión y distribución. Por otro lado, países como Estados Unidos y España crearon monopolios privados nacionales o regionales sometidos a la regulación gubernamental.

Esta organización de la industria funcionó muy bien hasta la aparición de problemas tales como el precio de los recursos energéticos. En Estados Unidos, por ejemplo, la crisis del petróleo de 1973 desencadenó una serie de cambios que transformaron la economía industrial afectando al sector y disparando las tarifas eléctricas por el aumento del precio del petróleo.

Los consumidores industriales empezaron a ver la regulación como una barrera que impedía la compra de energía de bajo costo en el mercado mayorista, y generaron la

presión política inicial para reformar el mercado en busca de competencia y menores precios.

Los debates políticos se concentraron en los beneficios que la competencia traería a los consumidores en el largo plazo. Los argumentos promovían la idea que al permitir la competencia en el mercado mayorista de electricidad proveería mejores incentivos para controlar las inversiones de capital y los costos de operación de las plantas eléctricas, incentivaría la innovación tecnológica en generación y trasladaría los riesgos de tecnología, construcción y errores de operación de los consumidores (contribuyentes) hacia los inversionistas.

En los años ochenta y noventa estos argumentos estuvieron acompañados de la tendencia mundial hacia la reducción del papel del estado en la economía. Un ejemplo de ello fue la privatización en Gran Bretaña de la Central Electricity Generating Board (CEGB) llevada a cabo por la primer ministro inglesa Margaret Thatcher como parte de una serie de reformas realizadas dentro de Gran Bretaña destinadas a alejar la mano del Estado de la industria. La CEGB había estado demandando grandes necesidades de inversión para consolidar un programa de sustitución de plantas de carbón por centrales nucleares y termoeléctricas para disminuir su nivel de dependencia del carbón y aprovechar yacimientos de petróleo británicos encontrados en el Mar del Norte. Thatcher sostenía que la generación eléctrica podría encontrar maneras más eficientes de operar y conseguir inversión si se le otorgaban los incentivos adecuados dentro de un mercado abierto a la competencia y la inversión privada. Las reformas británicas concluyeron una primera etapa de reforma en 1992 con la creación de la *England and Wales Power Pool*.

En Latinoamérica, Chile fue el primer país en reestructurar su industria eléctrica dando nacimiento al primer mercado competitivo con inversión privada de generación de electricidad en 1982.

Gran parte de los otros países latinoamericanos iniciaron un proceso de reestructuración de la industria eléctrica en los noventa. Argentina en 1992, Perú 1993, Bolivia y Colombia 1994 y los países centroamericanos de Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá en 1997.

En Estados Unidos el proceso de reestructura y apertura a la competencia comenzó a partir de la aprobación de la ley de electricidad Energy Policy Act (EPAct) 1992 y la Order No. 888 de 1996 en donde se establece la obligación a las entidades gubernamentales dueñas de las líneas de transmisión a dar libre acceso a la red de transmisión a los generadores y se definirán las reglas bajo las cuales se llevara a cabo el comercio de electricidad en los diferentes sistemas eléctricos norteamericanos. El sistema de *Pennsylvania-New Jersey-Maryland* (PJM) fue pionero en 1997 con la creación de un *Pool*<sup>1</sup> de energía de acceso libre. California empezó a operar un mercado de electricidad en 1998 al igual que el *New York Power Pool*. Dos años más tarde, el mercado de ERCOT<sup>2</sup> inició operaciones en el sistema interconectado de Texas.

En Canadá los Estados de Alberta y Ontario, así como el sistema interconectado de Nueva Zelanda, entre otros, han iniciado una apertura gradual acorde a sus sistemas eléctricos.

---

<sup>1</sup> Un *Pool* dentro de la industria eléctrica se le llama a la consolidación de la oferta y demanda de electricidad dentro de una “bolsa común” que busca facilitar el comercio de electricidad dentro de un Sistema Eléctrico.

<sup>2</sup> Siglas en inglés para Electrical Council of Texas.

Las reformas en Europa han sido impulsadas paralelamente en dos niveles. En primer lugar, bajo las Directivas de Mercados Eléctricos de la Comunidad Europea (CE), se requiere a los miembros de la CE que lleven a cabo en fechas determinadas al menos ciertos pasos hacia la liberalización de sus mercados. En segundo lugar, la Comisión Europea promueve las iniciativas que mejoren las reglas de comercio entre fronteras y subsidia proyectos de expansión de las líneas de transmisión entre países. El objetivo principal de estas políticas es expandir el principio de *Mercado Europeo Único* a la industria eléctrica. Por un lado, las Directivas abren la posibilidad para que compañías de toda la CE puedan competir con las compañías nacionales, mientras que, por otro lado, mejores interconexión y reglas de comercio entre países aumentan la competencia y reducen los costos de transporte entre fronteras.

La competencia en el sector eléctrico generalmente se refiere a la competencia en la generación y la venta al mayoreo y menudeo. La operación del sistema, la red de transmisión y la distribución se han mantenido como monopolios naturales, ya que tiene sentido económico tener varias líneas de transmisión o distribución eléctrica debido a que dicha infraestructura implica grandes costos hundidos. Adicionalmente, la operación del sistema debe llevarse a cabo de manera unilateral y centralizada, de otra manera sería imposible coordinar el despacho de electricidad de las distintas plantas generadoras para satisfacer la demanda de los consumidores en tiempo real de manera controlada.

No obstante, los avances tecnológicos en los últimos veinte años han transformado a la industria de la generación eléctrica. La competencia en generación se hizo posible con el desarrollo de plantas generadoras que combinan la tecnología de los generadores de vapor con la combustión de gas. Estas plantas, llamadas de *Ciclo*

*Combinado*, dejaron en claro que las economías de escala no eran una característica inevitable en la producción de electricidad.

El problema en la reestructuración de la industria eléctrica surge al separar los mercados potencialmente competitivos de los que muestran características de monopolio natural. Al separar las partes competitivas de las partes reguladas en la industria, la coordinación interna existente dentro de la integración vertical de la industria eléctrica se pierde. De manera que el mayor reto para la industria en estos casos radica en diseñar las instituciones y mecanismos que reemplacen la antigua coordinación interna del monopolio sin perder eficiencia.

El objetivo primordial para lograr esta convivencia dentro de una industria es que las partes reguladas garanticen condiciones de competencia a las partes potencialmente competitivas. Es decir, la operación del sistema, la transmisión y la distribución como partes reguladas deben otorgar acceso indiscriminado a los agentes del mercado competitivo.

Se deben de eliminar todos los vínculos que generen conflictos de interés así como subsidios cruzados entre las actividades reguladas y las no reguladas.

Actualmente, no existe un modelo ideal para la constitución de un mercado de electricidad abierto a la competencia y la inversión privada que sirva universalmente. Cada sistema eléctrico, que ha sufrido un proceso de reestructuración, se ha enfrentado a diferentes complicaciones según sus características individuales.

En cada país, la situación inicial del sector eléctrico antes de la reforma es importante, ya que éste influirá en el diseño de la nueva estructura de mercado. Industrias eléctricas originalmente públicas como es el caso de Argentina, Inglaterra o

Australia llevaron a cabo las reformas guiadas únicamente por los intereses del Estado, mientras que industrias que involucraban intereses privados tuvieron que plantear una reforma de manera progresiva, participativa y, en ocasiones, negociada como fue el caso de Estados Unidos o España.

Las razones que han impulsado la transformación de la industria han sido variadas. Mientras que los países desarrollados buscan primordialmente la eficiencia económica mediante la libre competencia, otros países menos desarrollados, como México, además consideran la posibilidad de entrar en un proceso de apertura y privatización a causa de necesidades de inversión que satisfagan el rápido aumento de la demanda ante sus limitaciones de capital para inversión y baja capacidad de endeudamiento.

Actualmente, factores como los cambios tecnológicos particularmente en la generación y la creciente preocupación por mantener estándares que promuevan la conservación del medio ambiente han sido determinantes para que las reformas se estén llevando a cabo.

#### **1.4 MODELOS BÁSICOS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**

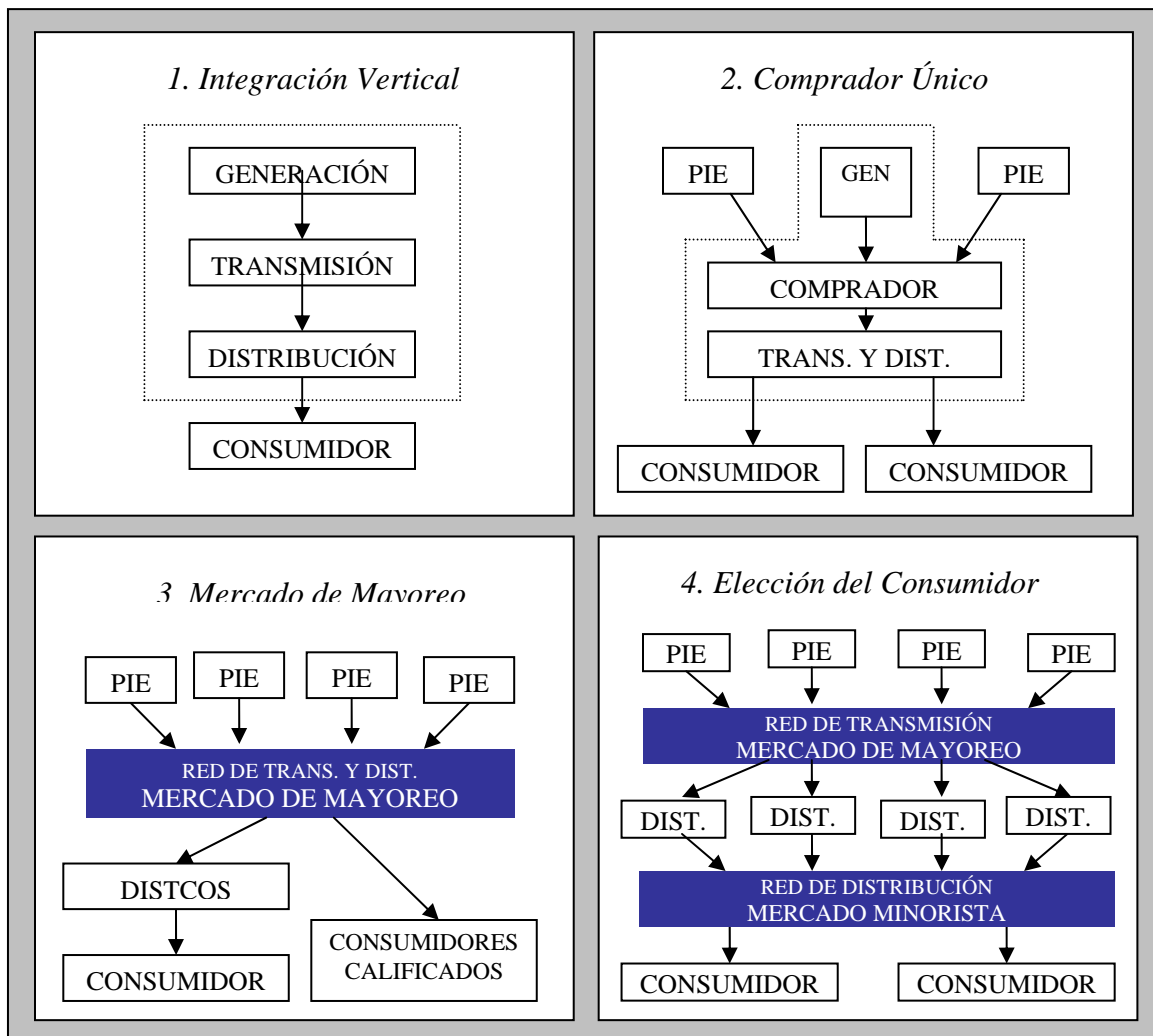
De la gran cantidad de estructuras que han surgido en la industria eléctrica Sally Hunt<sup>3</sup> (2002) distingue cuatro modelos base:

---

<sup>3</sup> Sally Hunt ha estado involucrada como investigadora del National Economic Research Associates en la reestructura y regulación de los mercado eléctrico estadounidenses.

*Modelo 1: Integración Vertical.* El modelo clásico de monopolio integrado verticalmente, en donde no existen empresas independientes generadores de energía en competencia y todas las funciones de la industria están unidas y reguladas (ver figura 1.1). Este modelo ha sido el más utilizado alrededor del mundo por más de 100 años y actualmente sigue siendo la estructura dominante en muchos países.

**FIGURA 1.1 CUATRO MODELOS BASE DE LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**



*Modelo 2: Comprador Único (Monopsonio).* Este modelo surge en 1978 en los Estados Unidos como respuesta a la necesidad de los monopolios de comprar energía de Productores Independientes de Energía (PIE). Bajo este modelo los generadores de energía en competencia están obligados a vender su energía a un único comprador que mantiene el monopolio en la venta final a los consumidores (ver figura 1.1). Es decir, la competencia entre los generadores sólo está al nivel de la construcción y operación de las plantas.

Actualmente, esta estructura se ha difundido como una manera de atraer inversión privada para la expansión de la industria y como un primer paso hacia la creación de mercados de electricidad competitivos, tal es el caso de China y México, con contratos de compraventa de energía de largo plazo (ver capítulo 2 para un análisis del caso mexicano).

*Modelo 3: Mercado de Mayoreo.* En este modelo existe un sector de generación totalmente competitivo con productores independientes de energía. Las compañías de distribución (DISTCOS por su nombre en inglés *Distribution Companies*) y grandes consumidores calificados son los consumidores que compran electricidad de los PIEs a través de un mercado de mayoreo. En este modelo las DISTCOS generalmente revenden la electricidad a los consumidores finales a precios regulados. Para que este modelo funcione es necesario que existan suficientes compradores (DISTCOS y consumidores calificados) en todas las regiones de lo contrario, se llegaría a una situación similar a la del comprador único.



El mercado de mayoreo permite a la industria beneficiarse de la competencia en generación (que es donde se encuentran los mayores beneficios) sin afrontar las complicaciones de generar un mercado minorista en el que cada consumidor puede elegir su proveedor de energía. Este modelo funcionó en el mercado de Inglaterra y Gales entre 1990 y 1998 como una estructura intermedia antes de pasar a un modelo de más abierto a la competencia.

*Modelo 4: Elección del Consumidor.* Este modelo es el de la estructura de mercado de mayor competencia. Los mercados de Nueva Zelanda, Australia, Argentina, España, Alberta y muchos sistemas de Estado Unidos usan o están en proceso de implementarlo.

El modelo de Elección del Consumidor funciona para mercados en donde se piensa que las características de la demanda y la oferta arrojarán el mejor resultado para el consumidor si se dejan de lado las protecciones de regulación existentes en los otros tres modelos. La diferencia de este modelo con respecto al anterior es que, además del mercado de mayoreo, existe un mercado minorista entre los intermediarios y los consumidores finales en donde se habilita a los segundos a escoger su proveedor de electricidad. Bajo esta estructura los intermediarios comercializadores de energía usan la misma red de distribución. Para que este mercado minorista funcione se requiere instalar un método alternativo de lectura y cobro de electricidad, así como proveer los incentivos para que entren al mercado compañías de comercialización que compitan para satisfacer la demanda de electricidad de los consumidores minoristas. Hunt (2002) comenta que

incentivar dicha entrada ha sido difícil de conseguir, ya que el valor agregado que pueden crear los comercializadores para diferenciarse es mínimo.<sup>4</sup>

## **1.5 CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS MERCADOS ELECTRICOS**

### **1.5.1 PARTICIPANTES DEL MERCADO**

En forma simplificada se puede definir que existen tres tipos de agentes que intervienen en los mercados eléctricos.

1. *Unidades de Producción (Generadores)*: son todas las centrales de generación eléctrica con una potencia instalada superior a un mínimo establecido por cada sistema eléctrico. Los generadores están encargados de emitir una oferta de venta principalmente constituida por una cantidad de MW y el precio al cual están dispuestos a venderla en el mercado de electricidad.
  
2. *Unidades de Adquisición (Consumidores)*: son las empresas de transmisión, distribución, consumidores calificados y comercializadoras. Los consumidores están encargados de emitir ofertas de compra, principalmente constituidas por una cantidad de MW y el precio al que están dispuestos a pagar en el mercado de electricidad.

---

<sup>4</sup> El desarrollo de la tecnología de transferencia de datos por líneas de transmisión eléctrica llamado PLC (*Power Line Communication*) podría crear dichos incentivos para los comercializadores.

3. *Operador del Mercado*. Es una entidad central, generalmente el Operador del Sistema, que coordina el comercio de energía entre las Unidades de Producción y las de Adquisición. Este agente funciona como una bolsa en donde las unidades de producción emiten sus ofertas de venta de electricidad, es decir, ofrecen la cantidad y el precio de la energía que están dispuestos a vender. Asimismo, el operador del mercado está encargado de recibir las peticiones de cantidad y disposición a pagar por la energía de las unidades de adquisición

#### 1.5.2 MERCADOS DE ELECTRICIDAD

Como se observa en la exposición de los cuatro modelos básicos de la industria eléctrica (Modelos 3 y 4) la apertura a la competencia y la inversión privada en el sector, implica primordialmente la creación de mercados de electricidad. De forma general se puede distinguir entre dos tipos de mercados:

1. *Mercado Mayorista*. El mercado mayorista es aquel en donde las unidades de generación comercian electricidad con las unidades de adquisición mediante un operador independiente, operador del mercado. Según Wilson (2002), un mercado mayorista de electricidad completo está caracterizado por cuatro tipos de mercados: (i) un mercado *spot* de electricidad, (ii) un mercado *forward* de electricidad, (iii) un mercado *forward* de transmisión y (iv) un mercado *forward* de reservas.

- i. El mercado spot de electricidad o mercado en tiempo real se refiere a un mercado continuo de electricidad a cargo del operador del sistema. En este mercado se determina el precio de la electricidad para cada momento del tiempo.
  
- ii. El mercado forward o futuro de electricidad sirve para dar certidumbre en precios tanto a las unidades de producción como a las de adquisición. Los agentes comercian electricidad en este mercado generalmente con un día de anticipación. En sistemas como el de PJM, la mayor parte de la electricidad se comercia en este mercado y el mercado spot es utilizado por los agentes para cubrir desequilibrios de energía entre las proyecciones y el consumo o producción de energía realizadas.
  
- iii. El mercado forward o futuro de transmisión es en aquel en donde se compran y venden coberturas ante variaciones en precios entre regiones o nodos. En este mercado los agentes comercian derechos de transmisión que les otorgan a los tenedores el derecho físico o financiero para utilizar una determinada línea de transmisión. Cabe mencionar que los derechos financieros, materia de la tesis, no otorgan ningún derecho físico sobre la red de transmisión, son sólo un instrumento financiero de cobertura ante la diferencia en precios entre dos puntos de un sistema eléctrico.

iv. El mercado forward o futuro de reservas de energía está pensado para dar seguridad al sistema y satisfacer la demanda en horas pico. En algunos mercados las unidades de adquisición están obligados a comprar una cierta cantidad de energía dependiendo del tamaño de su demanda.

2. *Mercado Minorista.* En este mercado el comercio de electricidad se da entre las unidades de adquisición y los consumidores finales. Las unidades de adquisición compran la electricidad en el mercado mayorista y la revenden en el mercado minorista a los consumidores finales directamente o a través de comercializadores.

### 1.5.3 PRINCIPALES COMPLEJIDADES EN LA CREACIÓN DE MERCADOS

La creación o arquitectura de mercados eléctricos ha surgido en este proceso de reforma como una disciplina clave para el diseño de las instituciones y mecanismos necesarios para garantizar una coordinación eficiente, ya sea en una estructura de mercado de mayoreo (Modelo 2) o de elección del consumidor (Modelo 3).

La tarea para los arquitectos de mercados eléctricos no es fácil. La industria eléctrica, como expone Wilson (2002) está plagada de mercados incompletos, imperfectos y elementos que complican la construcción de mercados eficientes:

- Es sumamente costoso y casi imposible para los niveles de demanda requeridos almacenar la electricidad y, por ende, es común que las cantidades de electricidad demandadas y ofrecidas contractualmente no sean iguales a las realizadas.
- La transmisión de plantas generadoras a centros de consumo se lleva a cabo, normalmente, a través de complejas redes malladas que pueden ser afectadas por restricciones de capacidad de transmisión.
- Existe una interdependencia entre la producción de energía y la de otros productos auxiliares necesarios para la operación del sistema, tales como reservas operativas y servicios conexos. La mayor parte de estos servicios deben de ser provistos por plantas generadoras. De manera que el problema surge de la dependencia de servicios de uso común de la producción de energía que solo sucede si el precio de la electricidad es suficientemente alto. Un productor de energía que provee servicios conexos puede quedar fuera de la orden de despacho.
- El hecho de que la energía viaje a la velocidad de la luz hace necesario la existencia de un operador del sistema (OS) que iguale demanda y oferta continuamente
- Es difícil definir derechos en la transmisión debido a la naturaleza del flujo eléctrico. Es decir, debido a que no es posible decirle a la electricidad por donde pasar y dado que la red de transmisión debe operar como un sistema integrado, es difícil asignar derechos exclusivos sobre las líneas de transmisión.

Estas complejidades, así como las características especiales de cada industria tienen que ser tomadas en cuenta para el diseño de la arquitectura adecuada. En respuesta a las complicaciones anteriores, Hunt (2002) define la existencia de cuatro pilares fundamentales en el diseño de mercados que deben trabajar juntos para la creación de un mercado eficiente:

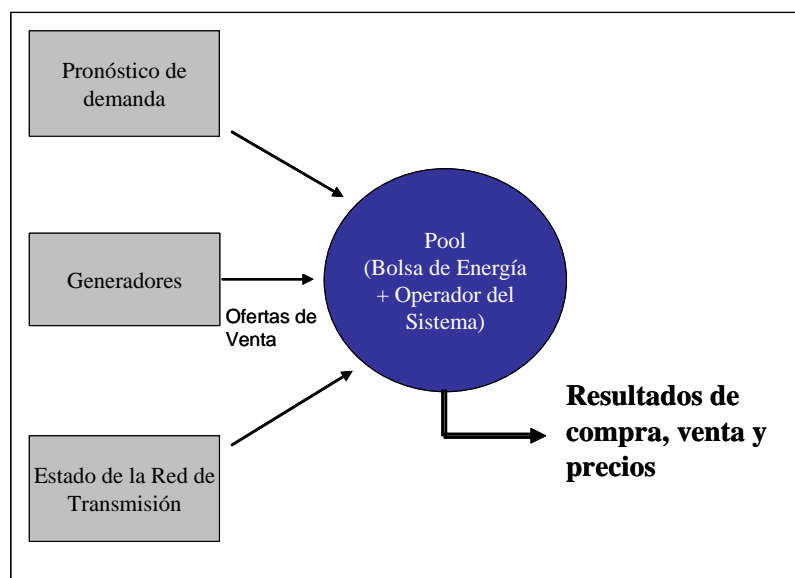
- *Mecanismos para el manejo de desequilibrios.* Ante la dificultad para almacenar la electricidad, se requiere del manejo adecuado de un mecanismo bajo el cual los participantes del mercado puedan comerciar para ajustar las diferencias en demanda u oferta contractual y realizada.
- *Administración de la congestión en la red de transmisión.* Debido a la naturaleza física de la electricidad, cualquier transacción de electricidad, dentro un sistema de transmisión, puede afectar cualquier otra transacción. Debe existir un OS que defina en todo momento qué plantas deben generar y cuáles deben dejar de producir para evitar el sobre-congestionamiento de las líneas y posibles cortes.
- *Provisión adecuada de servicios conexos o auxiliares.* El OS debe definir la manera en que producirá o comprará estos servicios sin afectar la eficiencia del sistema.
- *Programación y despacho de electricidad.* El cuarto pilar responde a los problemas generados por las leyes que gobiernan el comportamiento del flujo de la

electricidad. La industria debe establecer las reglas adecuadas bajo las cuales el OS maneje los desequilibrios, administre la congestión y provea los servicios auxiliares en tiempo real. El OS tiene que tener todos los elementos para poder decidir quién produce y quién no.

Aunque prácticamente ninguna estructura de mercado es igual, un mercado de electricidad generalmente necesita un mercado *spot* continuo que deberá estar coordinado con la operación de una red de transmisión. Se puede clasificar los diferentes tipos de modelos según su grado de integración entre la operación del mercado y la del sistema (red de transmisión). Wilson (1999 y 2001) identifica tres grupos de modelos de mercado:

1. *Modelo centralizado*: se caracteriza por la existencia de un *pool* encargado de la ejecución del despacho centralizado de generación, de la operación del sistema de transmisión y de la provisión de servicios auxiliares.

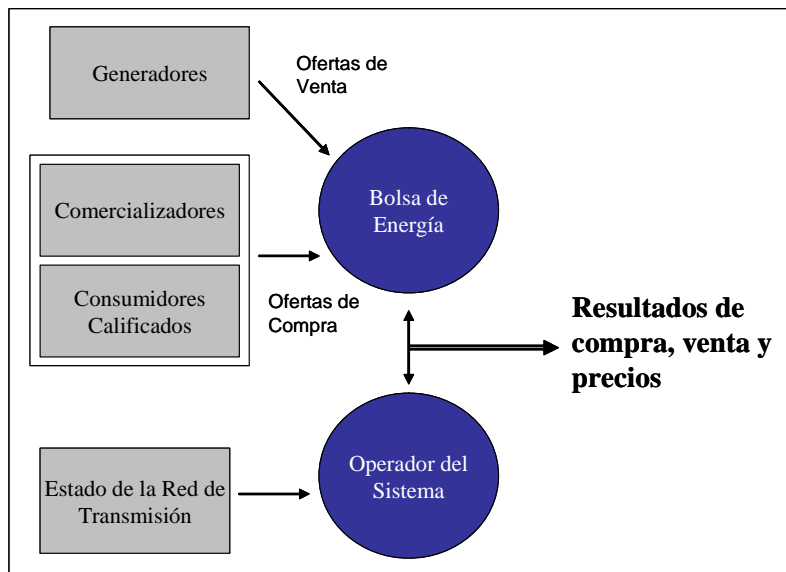
**FIGURA 1.2 MODELO CENTRALIZADO**





2. *Modelo descentralizado*: existe un operador del mercado encargado de los mercados primarios empleando modelos de subastas estándar, y por otro lado, un operador independiente del sistema que, en coordinación con el operador del mercado, se encarga de la seguridad en la transmisión y del manejo de la congestión. Este modelo es el polo opuesto del anterior.

**FIGURA 1.3 MODELO DESCENTRALIZADO**



3. *Modelo híbrido*: este modelo combina características de los dos modelos anteriores dando pie a nuevas soluciones que incluyen, por ejemplo, la existencia de una bolsa de energía que no es obligatoria para todos los participantes, a quienes se les permite hacer contratos bilaterales y seleccionar proveedores.

Para Hogan (2003), el centro de cualquier diseño de mercado es una entidad operadora independiente o ISO que opere un *Mercado Spot Coordinado* en tiempo real con una

fijación de precios local<sup>5</sup> consistente que refleje las limitaciones actuales de la disponibilidad de electricidad y las restricciones de transmisión.

Sin embargo, establece que este elemento central es necesario pero no suficiente para garantizar el éxito de un mercado de electricidad. Uno elemento fundamental es el uso de derechos financieros de transmisión (FTR, por sus siglas en inglés), los cuales juegan un papel central en la protección de los usos económicos de la red existente y proveen la base para la inversión en transmisión.

El presente estudio concentra su atención en la evaluación de este elemento para el caso de la industria mexicana.

---

<sup>5</sup> La fijación de precios local o nodal se refiere a un mecanismo de fijación de precios que refleja las restricciones de transmisión de un sistema eléctrico y asigna valor a los costos de cuellos de botella en la transmisión. La sección 3.1 explica a detalle su funcionamiento.

## **2. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO**

La evolución de la industria eléctrica en México se puede dividir en tres fases de desarrollo: (i) un origen privado de la industria eléctrica entre 1879 y 1960, (ii) la evolución a un modelo verticalmente integrado entre 1960 y 1992, y (iii) una fase de apertura al modelo de comprador único de 1992 a la fecha.

Existe una cuarta fase en proceso que sería la apertura a un modelo con un mercado competitivo de electricidad. Sin embargo, este proceso se encuentra actualmente en iniciativas de reforma que no han sido aprobadas por el congreso.

Este capítulo expone la evolución de las tres fases comentadas subrayando las limitaciones del modelo vigente, analiza las iniciativas de reforma y expone el funcionamiento del mercado competitivo que, ante la posible apertura del mercado, simula CFE internamente.

### **2.1 ORIGEN PRIVADO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA: 1879-1960**

La industria eléctrica en México nace en 1879 con la instalación de la planta termoeléctrica en la fábrica textil de Asier y Portillo de León, Guanajuato. En 1881 se instala en la Ciudad de México el alumbrado público y ocho años más tarde la primera planta hidroeléctrica en Batopilas, Chihuahua. En los años subsecuentes, las mayores aportaciones al desarrollo de la industria eléctrica se hicieron con el fin de modernizar la explotación de la minería nacional y eficientar la producción textil. Posteriormente, estos pequeños sistemas regionales verticalmente integrados, se escalaron para ofrecer un servicio público de energía eléctrica a las principales ciudades. Las redes de transmisión

y distribución eran entonces de poca longitud y con tensiones de 2.1, 4.6, 6.0 y 11 kV. en media tensión y 220 y 120 volts en baja tensión (Hernández, 2004). Entre 1887 y 1911 se organizaron más de cien empresas de luz y fuerza motriz para satisfacer la creciente demanda de la industria, los servicios municipales y los transportes.

A principios del siglo XX, la Mexican Light and Power Co. Ltd. se consolidó como el primer sistema regional interconectado de importancia en el país al obtener la concesión para satisfacer la demanda de la Ciudad de México y los estados de Puebla, Hidalgo, México y Michoacán, y adquirir los derechos de explotación de la caída de agua de la región de Necaxa. En el estado de Jalisco surgió el grupo de la Compañía Eléctrica de Chapala, S.A., con las plantas de El Salto, Potrero y Las Juntas para constituir la red eléctrica de Guadalajara. Entre 1928 y 1929 inició sus actividades la American and Foreign Power Co. con la compra de diversas compañías pequeñas para formar la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas y contar, a pocos años después, con tres sistemas interconectados y 4 aislados que abastecieron las ciudades de Tampico, Mazatlán, Aguascalientes, Saltillo, Durango y Zacatecas (Hernández, 2004).

Por razones de inviabilidad económica las empresas de capital privado, no encausaron sus inversiones al desarrollo de la electrificación rural. Sería la intervención del Estado la que con medidas regulatorias y la creación de una entidad gubernamental propiciaría tales inversiones en el futuro. En el caso de la explotación de las aguas el gobierno controlaba a los productores mediante los contratos de concesión. En estos se especificaba la cantidad de agua que se podía disponer, la cantidad de corriente que debía generarse y las fechas en que debía entregarse la corriente. Rodríguez (1994) argumenta que este sistema de control fue un fracaso, en gran medida, por el hecho de

que las atribuciones para desarrollar políticas, otorgar concesiones, reglamentar y supervisar las actividades desarrolladas por las empresas eléctricas cambiaban constantemente de autoridad.

## **2.2 EVOLUCIÓN A UN MODELO DE INTEGRACIÓN VERTICAL: 1960-1992**

El 14 de agosto de 1937 el gobierno mexicano crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE)<sup>6</sup> con el fin de contribuir a crear un marco adecuado para modernizar socialmente al país, desarrollarlo industrialmente y lograr el crecimiento económico (Rodríguez, 1994). Se reformó el aparato administrativo central y se definió una infraestructura institucional para garantizar la alimentación energética del país. Las actividades esenciales a cargo de la CFE según la disposición constitucional, comprenden la generación, la conducción, la transformación, la distribución y el abastecimiento de energía eléctrica.

En sus inicios la CFE se dedicó a trabajar en obras de electrificación en los estados de Guerrero, Michoacán, Chiapas, Oaxaca, Sonora y especialmente en el Estado de México con el proyecto hidráulico de Ixtapantongo. El gobierno mexicano le dio un fuerte respaldo financiero a la CFE de modo que para 1959 producía más de la mitad del flujo eléctrico del país. En 1960 existían ya once sistemas interconectados en el país con una capacidad instalada de 1,855 MW, que representaban aproximadamente el 60% del total nacional (Hernández, 2004).

---

<sup>6</sup> Institución que reemplazó a la desarticulada Comisión para el Fomento y Control de la Industria de Generación de Fuerza después llamada Comisión Nacional de Fuerza Motriz, creada en 1923 por el presidente Álvaro Obregón. Aunque CFE fue creada el 20 de enero de 1934 no fue hasta 1937 que el presidente Lázaro Cárdenas le asigna la misión de generar y distribuir energía eléctrica con una visión nacional.

En ese año, bajo el régimen del presidente Adolfo López Mateos, se adicionó el sexto párrafo al artículo 27 Constitucional, que sustituyó el régimen de concesiones a particulares por el de la prestación del servicio público de manera exclusiva por el Estado. Se estableció que correspondería exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía que tenga por objeto la presentación del servicio público. Así mismo, se prohibió el otorgamiento de concesiones a particulares y se reservó a la Nación el aprovechamiento de los bienes y recursos naturales que se requirieran para dichos fines (Presidencia, 2002).

La nacionalización de la industria eléctrica ha sido el hecho más relevante en la evolución de esta industria en México. Durante 1960 el gobierno mexicano se convirtió en el principal accionista de la Mexican Light and Power Company, la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz S.A. y sus filiales L.M. Guiba Sucesores, S. en C. y Compañía Mexicana Hidroeléctrica y de Terrenos, S.A., constituidas por 137 km de líneas de transmisión de doble circuito en 220 kV y 6800 Km. de líneas de baja tensión (Hernández, 2004). Más adelante, el 21 de abril de 1960, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público se suscribió al convenio de compraventa de los activos de las empresas eléctricas pertenecientes a la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas, S.A. por un valor de 65 millones de dólares.<sup>7</sup> El gobierno asumió el control total del servicio público a través de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S.A., del Grupo Nacional Financiera-Empresas Eléctricas y de la Comisión Federal de Electricidad y comenzó un proceso de unificación de frecuencias<sup>8</sup> y tarifas<sup>9</sup>, e interconexión de los diferentes

---

<sup>7</sup> 5 millones pagaderos el día de la transacción y el resto en cuotas semestrales con intereses anuales del 6.5% sobre saldos insolutos.

<sup>8</sup> El sistema central operaba a una frecuencia de 50 hertz mientras que el resto lo hacía a 60 hertz.

sistemas eléctricos ya que en un principio los once sistemas estaban aislados entre sí. Esto ocasionaba grandes costos de operación e inversión y obligaba a contar con reservas de generación excesivas.

El primer gran avance del Sistema Interconectado Nacional fue la liga del sistema occidental con el oriental mediante una línea que unió Irapuato, Tingambato y Puebla. En la década del setenta se concluyeron las obras de las plantas eléctricas de Mazatepec, Infiernillo y Valle de México marcando el inicio de unidades generadoras de gran tamaño. Para conectarlas se construyeron líneas de transmisión de alta tensión de 85, 161, 220 y 400 kV. Otro hecho importante en la consolidación de la red nacional de transmisión, fue el cambio de la frecuencia de 60 Hz. del sistema central para unificarlo con el resto del país.

La nacionalización de la industria eléctrica pronto se convirtió en una fuente de orgullo nacional. Su rápido crecimiento se tradujo en puestos de trabajo para una clase urbana creciente y los nuevos proyectos de plantas generadoras fungieron como monumentos a la labor gubernamental en pro del progreso nacional. El sindicato de electricistas creció como una fuerza política importante dentro de la estructura corporativa del Partido Revolucionario Institucional (PRI)<sup>10</sup>.

El gobierno, en un papel de estado benefactor, no ajusto los precios a la inflación hasta 1973 cuando se intentó alcanzar el equilibrio entre precio medio y costo medio, sin embargo hasta principios de los noventa los incrementos de las tarifas eléctricas se mantendrían por debajo de la inflación y la productividad no aumentó lo suficiente para

---

<sup>9</sup> En 1962 se publicaron en el DOF las primeras tarifas de aplicación nacional que reemplazarían los más de 168 juegos de tarifas que se aplicaban en diversas regiones del territorio nacional.

<sup>10</sup> El PRI fue el partido gobernante en México de 1929 a 2000.

compensar el aumento en costos. La industria absorbía concesiones sindicales, expansión del sistema e inflación con una política de precios fijos que con el paso del tiempo deterioró la situación financiera del sector.

En 1983, tras el *default* a la deuda pública externa, el presidente Miguel de la Madrid tuvo la oportunidad de elevar las tarifas a un bajo costo político mediante subsidios a las tarifas eléctricas. La mayor parte de los subsidios del gobierno federal se destinaron a las tarifas domésticas. (Rodríguez, 1994). Sin embargo, esta medida no sirvió para solucionar el problema. En 1985 el gobierno federal convino asumir una deuda de pasivos de la CFE de aproximadamente 1% del PIB

### **2.3 APERTURA AL MODELO DEL COMPRADOR ÚNICO: 1992-2005**

Seguido de la crisis de la deuda, el gobierno de Carlos Salinas de Gortari<sup>11</sup> comenzó una serie de reformas para reducir el papel del estado en la economía. En este sentido, en 1992 propuso una reforma constitucional que preveía el otorgamiento de permisos de la Secretaría de Energía, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y de la CFE. Sin embargo, esta reforma no fue aceptada, razón por la cual la administración salinista propuso un cambio a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). Este cambio permitía la entrada de capital privado al sector y respondía a los lineamientos acordados en lo que sería el capítulo de energía del Tratado de Libre Comercio con América del Norte (TLCAN)

---

<sup>11</sup> Presidente de México entre 1988 y 1994.



El 23 de diciembre de 1992 se publicó en el Diario Oficial de la Federación un cambio a la LSPEE que abría las siguientes actividades al sector privado (DOF, 1992)<sup>12</sup>:

- a) El autoabastecimiento de energía eléctrica para satisfacer necesidades propias de personas físicas y morales.<sup>13</sup>
- b) La generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía técnica secundaria, o ambas; o cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o si se utiliza combustible para la generación directa o indirecta de energía eléctrica.
- c) Los productores de energía podrán generar energía eléctrica para destinarla, en su totalidad y en forma exclusiva, a la venta a la CFE (origen de los PIDIREGAS).
- d) La pequeña producción de energía eléctrica limitada a un máximo de 30 MW y no puede formar parte de la planificación ni programas de la CFE. En este se incentivan los proyectos con energías renovables y en comunidades rurales alejadas de la red eléctrica.
- e) La exportación de energía.

---

<sup>12</sup> Publicado en el Diario Oficial de la Federación del 23 de diciembre de 1992. En 1992 se concluye un proceso de cambios estructurales en el sector eléctrico que comenzó a mediados de los años ochenta.

<sup>13</sup> La ley de 1983 ya contemplaba la existencia del autoabastecimiento.

- f) La importación de energía eléctrica cuando se destina exclusivamente al abastecimiento para usos propios.
  
- g) La generación de energía eléctrica destinada al uso de emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público.

Adicionalmente, quedó asentada en el artículo tercero transitorio de las reformas adicionales del 23 de diciembre de 1992, la necesidad de constituir una Comisión Reguladora de Energía (CRE) con facultades para resolver las diversas cuestiones que originará la aplicación de la ley o la de otros ordenamientos relacionados con los aspectos energéticos dentro del territorio nacional.

Cabe mencionar que en este mismo año se estableció el pago por parte de CFE al Gobierno Federal de una cuota por el aprovechamiento de los activos, en la práctica es del 9 por ciento del valor de sus activos. Los montos que se deriven del pago del aprovechamiento mencionado se destinan para complementar las aportaciones que efectúa el Gobierno Federal a la Comisión Federal de Electricidad para inversión en nuevas obras de infraestructura eléctrica hasta el monto asignado para tal efecto, conforme al presupuesto de egresos de la Federación y se aplicarán de acuerdo con los preceptos autorizados.

Estos cambios no representaron un aliciente a la falta de inversión en el sector hasta que en 1995 se realizaron cambios a la Ley de Deuda Pública y Presupuestos que permitieron la entrada de un instrumento conocido como PIDIREGAS (Proyectos de Infraestructura Diferidos en el Registro del Gasto). Este instrumento habilita a la CFE

para llevar a cabo inversión en capacidad contabilizando como pasivos únicamente los primeros dos años de pagos de capacidad acordados en los contratos de compra de energía y considerar los pagos siguientes como deuda contingente siempre y cuando la CFE demuestre ante la secretaria de Hacienda que dichos proyectos de inversión generarán los ingresos suficientes para solventarse.

Los PIDIREGAS se convirtieron en un mecanismo perfecto para que CFE expandiera la capacidad de generación eléctrica al permitirle construir plantas de generación vía proyectos de productores independientes de energía (PIE) con contratos de compra de energía de largo plazo.

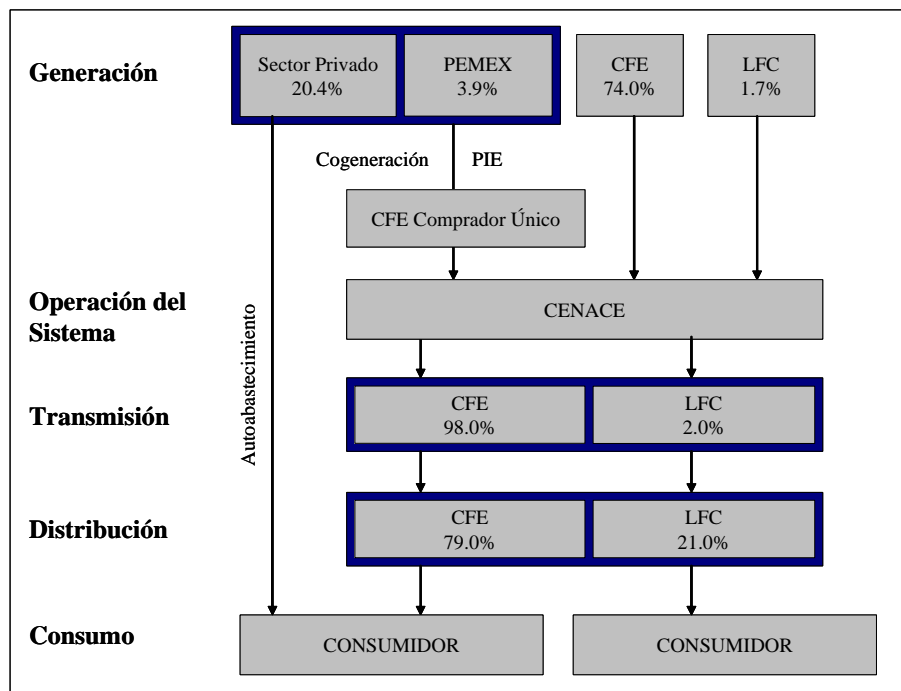
### 2.3.1 EVOLUCIÓN DEL MODELO DEL COMPRADOR ÚNICO: 2005

El sector eléctrico mexicano refleja actualmente una estructura verticalmente integrada, constituida principalmente por dos empresas estatales: Luz y Fuerza del Centro (LFC) en el Distrito Federal y parte de los estados colindantes<sup>14</sup> y la CFE en el resto del país. Adicionalmente, existe una creciente proporción de la capacidad instalada en manos de productores independientes de energía quienes tienen la obligación de vender la totalidad de su producción a la CFE. La Secretaría de Energía (SENER) establece las políticas generales de la industria mientras que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) regula las actividades.

---

<sup>14</sup> Estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla.

**FIGURA 2.1 ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA MEXICANA, 2004**



*Fuente:* Comisión Reguladora de Energía.

Este esquema se conoce en la literatura como el modelo del comprador único y es un paso más cercano a un modelo competitivo que el de una empresa verticalmente integrada sin producción independiente. En este modelo es necesaria la existencia de contratos bilaterales de compra de energía de largo plazo para reducir el riesgo incurrido por los inversionistas privados dada la existencia de un único comprador. Sin contratos, los inversionistas correrían el riesgo de enfrentarse a un monopsonio (CFE) que en la negociación de precios tendría la posibilidad de ofrecer precios iguales al costo marginal y dejar a los inversionistas sin oportunidad para recuperar sus costos fijos.

La inversión en generación por parte del sector privado vía productores independientes de energía en México ha crecido desde la reforma salinista de manera

acelerada ayudando a satisfacer la demanda energética. Este fenómeno no fue exclusivo de México, otros países en desarrollo tales como Tailandia y Egipto tuvieron experiencias exitosas con el desarrollo de modelos que permitieron la aparición de PIE.

Dicho aumento de la inversión privada en energía en países en desarrollo fue el resultado de una serie de factores que rigieron el comportamiento de los inversionistas en la década del 90. Principalmente, se distinguen tres factores:

1. Un aumento de la demanda energética acompañado de un bajo nivel de inversión en el sector por parte de gobiernos de países en desarrollo que experimentaron crisis financieras en la década del 80.
2. Cambios en las políticas de préstamos del Banco Mundial (BM). De 1990 a 1996 el BM tuvo una política de no préstamos a proyectos de energía sino iban acompañados de reformas sustanciales al sector.
3. Una gran liquidez y bajos retornos internos en los mercados de generación eléctrica de Estados Unidos y Europa llevaron a los inversionistas de estos mercados a buscar proyectos de inversión en otros países.

Sin embargo, para 1999 las condiciones del mercado cambiaron dramáticamente. La cantidad de proyectos con participación privada en el sector en países en desarrollo pasó de cerca de 80 proyectos en 1996, a menos de 40 en 1999 y a menos de 20 para 2002 (Woodhouse, 2005). Este cambio se puede explicar por varios factores, principalmente resaltan:

1. La salida masiva de inversionistas en el sector ahuyentados por problemas en la aplicación de contratos en proyectos como la planta de Dabhol en India, Hub en Pakistán y todos los proyectos de PIE en Indonesia.

2. La aparición de escándalos corporativos en Estados Unidos, incluyendo el de Enron, uno de los mayores inversionistas en proyectos PIE.
3. La ruptura de la burbuja en el mercado de los *puntocom* que fue acompañada de una recesión en Estado Unidos.

A la luz de estos eventos muchas empresas dejaron de invertir en proyectos de energía en países en desarrollo debido a que observaban pérdidas en sus mercados natales (El Paso, Mirant, Duke, CMS) o por estrategias de reorientación hacia proyectos en países en desarrollo (Shell, Powergen).

No obstante, la experiencia para el caso mexicano fue favorable. La inversión de capital privado en el sector fue importante, como lo muestra la figura 2.1, las plantas de generación del sector privado representan el 20.4% del total de la capacidad instalada.

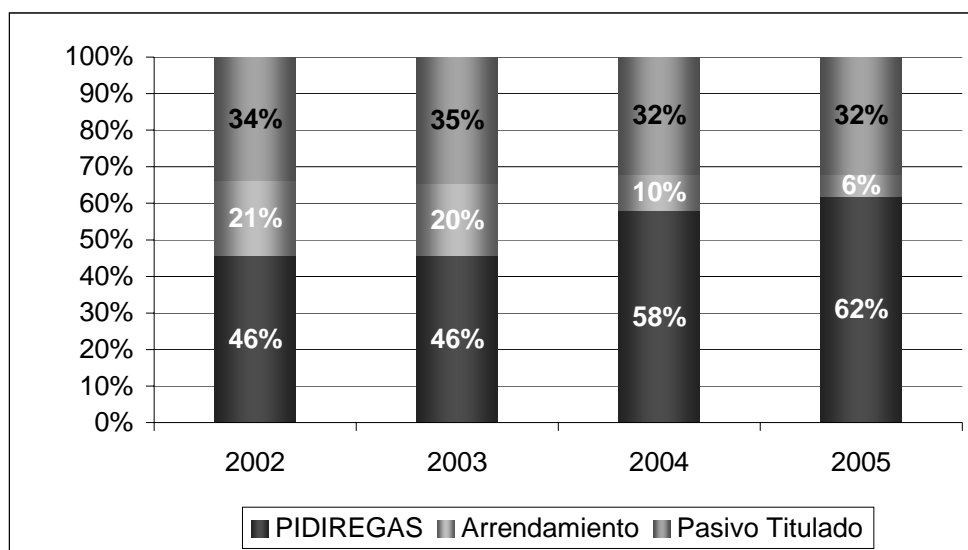
#### **2.4 LIMITACIONES DEL MODELO DEL COMPRADOR ÚNICO EN MÉXICO**

Para satisfacer la demanda de electricidad esperada ente 2004 y 2013, la CFE (2004) estima inversiones por 592 millones de pesos para instalar 25,018 MW adicionales que se espera que sean financiados en un 66% con proyectos PIE, ya que la CFE carece de los medios para invertir por si mismo.

Sin embargo, estos esquemas contractuales, así como los llamados de Construcción-Arrendamiento-Transferencia (CAT), Construcción-Operación-Transferencia (COT), Construcción-Operación (OP) y Obra Pública Financiada (OPF) no son una solución de largo plazo bajo las características que presenta hoy el sector. Por un lado, estos contratos constituyen una carga para el balance del gobierno federal, ya

que representan pasivos contingentes y su efecto en las cuentas públicas es similar a la emisión de deuda pública. Por otro lado, la capacidad de inversión de CFE vía PIDIREGAS no es infinita. El aumento en la deuda por concepto de PIDIREGAS alcanzó un máximo histórico del 62% del total en el primer trimestre de 2005 (ver figura 2.2).

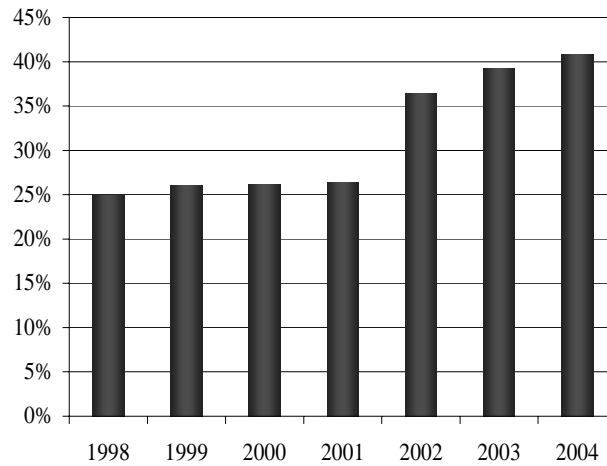
**FIGURA 2.2 EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LA DEUDA**



*Fuente:* CFE, Estados Financieros 2002-2005.

Este crecimiento ha contribuido en gran parte a llevar la razón de deuda contra capital de CFE de un 25% en 1998 a un 40% en 2004 (ver Figura 2.3). Este aumento en la razón de deuda, limita la capacidad de endeudamiento de CFE ya que, aunque su deuda sea evaluada como deuda soberana, sus pasivos representan de manera creciente un riesgo para sus acreedores.

**FIGURA 2.3 RAZÓN DE DEUDA CONTRA ACTIVOS CFE**



Fuente: CFE, Estados Financieros 1998-2004.

Dichos contratos representan problemas adicionales para el modelo por varias razones:

1. *Ineficiencia.* El hecho de que por simplicidad en las licitaciones, la ubicación, tecnología y combustible estén de antemano definidos por la agencia contratante resulta ineficiente, debido a que elimina los incentivos de los inversionistas privados a invertir en la investigación y desarrollo necesarios para encontrar ubicaciones, tecnología y los combustibles óptimos.
2. *Implicaciones de los contratos al control del sistema.* Un sistema eléctrico en donde los generadores deciden individualmente la cantidad de MW generados es sostenible con pocos contratos que no afecten sustancialmente al sistema. No obstante, un número excesivo de plantas operando individualmente no garantizaría el despacho eficiente de la demanda en tiempo real y puede provocar apagones.



3. *Capacidad crediticia de CFE.* Existe una creciente preocupación de los inversionistas del sector acerca de las capacidades de pago de CFE dado el alto nivel de endeudamiento de la paraestatal (Woodhouse, 2005).
4. *Transferencia de riesgos.* Los contratos que ofrece CFE actualmente transfieren el riesgo de precio del gas natural a los privados, riesgo que antes estaba mitigado por una cobertura de CFE en combinación con PEMEX. Este hecho a inquietudes dentro de los posibles inversionistas que temen no poder competir en precios con las plantas generadoras en manos de CFE (con coberturas en el precio de los combustibles).

Dichos problemas pueden ser evitados con la creación de un mercado de electricidad de mayoreo competitivo. La creación de un mercado con estas características requiere cambios en la estructura que lo lleven a un modelo de mercado de mayoreo como el descrito en la figura 1.1. Una reestructuración que busque este fin, implica la separación e independencia administrativa entre la generación, la transmisión, la operación del mercado y la distribución dentro de CFE.

Si la generación es independiente del OS los PIE no correrán el riesgo de discriminación. De esta manera, si la distribución de CFE se separa de la estructura vertical y se crean empresas de distribución independientes que operen en diferentes áreas de demanda, los generadores evitarán el riesgo de enfrentar un poder monopsónico en la negociación de precios.

Así, la necesidad de los PIE de contar con contratos bilaterales de compra de energía de largo plazo con CFE se minimiza, ya que en un mercado competitivo los PIE podrán garantizar sus ventas mediante contratos bilaterales con otros compradores, tales como distribuidores o consumidores calificados.

En consecuencia, los riesgos de ineficiencias, control del sistema y capacidad crediticia de CFE antes expuestos son mitigados<sup>15</sup>. Sin embargo, como se ha expuesto, la reestructuración de la industria no es sencilla.

Al romperse la eficiencia existente dentro de un modelo integrado verticalmente surgen problemas de coordinación que pueden impedir que el modelo traiga los beneficios esperados. Hogan (2003) establece que: [...] *un diseño de mercado exitoso debe poder coordinar los incentivos del mercado, las interacciones de la red y la confiabilidad del sistema.*

## **2.5 PROPUESTAS DE REFORMA PARA LA APERTURA A LA COMPETENCIA Y LA PARTICIPACIÓN PRIVADA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO: 2000 – 2005**

El tema de la reestructuración del sector eléctrico en México no es nuevo y cuenta con una amplia literatura política y académica en donde se expone el problema, se analizan y se proponen alternativas. En este apartado se presentan las propuestas enviadas al Congreso por parte del Poder Ejecutivo en 1999 y 2002, así como el funcionamiento del mercado sombra dentro de CFE.

---

<sup>15</sup> El riesgo de precios del gas natural sigue vigente aunque puede ser cubierto con instrumentos financieros en el mercado de derivados

### 2.5.1 PROPUESTA DE REFORMA DE ERNESTO ZEDILLO: 1999

En febrero de 1999, Ernesto Zedillo Ponce de León<sup>16</sup> presentó ante el Congreso una propuesta de enmienda a los artículos 27 y 28 de la Constitución Mexicana. Con esta enmienda se pretendía llevar a cabo una reforma estructural en la industria eléctrica mexicana para atraer inversión privada. La administración de Zedillo resaltaba la importancia de dicha reforma como necesaria ya que, según sus estimaciones, la demanda crecería en un 6,1% en el periodo 2000-2005. (Sener, 1999)

La reforma zedillista proponía dejar en manos del Estado la generación nuclear, parte de la generación hidroeléctrica<sup>17</sup> y la operación del sistema, pero además planteaba la competencia y la inversión privada en la generación, distribución y comercialización. La transmisión y la distribución, actividades con características de monopolios naturales, se someterían a cierto tipo de regulación que garantizaría una competencia en la generación y la comercialización sin barreras de entrada artificiales (Carreón y Rosellón, 2002).

La propuesta se diseñó para ser implementada en tres etapas:

*Primera Etapa.* La CFE y LFC se dividiría en varias empresas de generación, transmisión y distribución con toma de decisiones independientes. Se crea una entidad

---

<sup>16</sup> Presidente de México de 1994 a 2000.

<sup>17</sup> Ello debido a que las principales centrales hidroeléctricas como lo son Infiernillo, Chicoasén, Malpaso, Angostura, Aguamilpa, Caracol, Huitres y Peñitas son presas multipropósito de avenidas, irrigación y abastecimiento de agua, por lo que su explotación depende no sólo de la decisión de generar energía eléctrica. Por su parte, la planta núcleo-eléctrica de Laguna Verde es considerada una pieza importante para garantizar la seguridad nacional.

operadora del sistema (ISO) operado por el gobierno y una empresa del gobierno que administre las plantas generadoras que quedarán en sus manos.

*Segunda Etapa.* Se crea un mercado mayorista de electricidad y se abre a la inversión privada la generación, la transmisión sin interconexión y la comercialización. Los mercados empiezan a funcionar y el operador del sistema independiente (ISO) comienza sus funciones de despacho financiero y físico, mientras que los generadores compiten por los contratos con los distribuidores y los consumidores.

*Tercera Etapa.* Las compañías estatales de generación, transmisión y distribución se privatizan.

Carreón y Rosellón (2002) encuentran que, en términos del modelo propuesto para la Compañía Nacional de Transmisión (REN), la reforma se contradice al no definir claramente los derechos de propiedad de la red de transmisión. Argumentan que, al estar la red en manos del estado éste estará tomando riesgos y tendrá que dar ciertas garantías a los inversionistas privados, cosa que Zedillo intentaba evitar. Asimismo comentan que no existen incentivos coordinados que resuelvan problemas de congestión de corto plazo, recuperación de costos fijos de largo plazo ni inversión para expandir íntertemporalmente la capacidad de la red de transmisión.

En cuanto al operador independiente del sistema (ISO) planteado, consideran que sus funciones no están bien definidas y que pueden duplicarse con las de la CRE, la Secretaría de Energía y el REN en aspectos como la expansión de la red de transmisión.

Acerca de las medidas de desintegración vertical, comentan que de acuerdo a la propuesta pueden surgir los siguientes problemas de precios:

- i. Aparición de subsidios cruzados entre los consumidores grandes y los pequeños, tal que los segundos no se vean beneficiados por la competencia.
- ii. La falta de reglamentación en la segunda etapa de la propuesta no impide la discriminación indebida contra generadores privados por parte de los distribuidores del Estado y los deja en condiciones desfavorables frente a las empresas a privatizar en la tercera etapa.
- iii. Contratos bilaterales entre los generadores y los distribuidores con gran participación de una sola empresa, CFE.

Estos autores consideran que en cuanto a los incentivos de mejoramiento de la capacidad de generación la propuesta falla en el sentido de que los mecanismos que determinan el precio de mercado tienden a incrementar de modo artificial el precio de la electricidad y producen rentas altas que favorecen la colusión. Alternativamente recomiendan que se aplique siempre un precio de mercado y que la escasez de generación se maneje con un mercado de contingencia (o “stand by”).

Otro problema identificado es el mecanismo propuesto para incorporar a los PIE dentro de la reforma. Argumentan que los contratos de largo plazo firmados por el Estado con los PIE –y que de acuerdo a la propuesta pasaran a ser obligaciones de las empresas privatizadas– generarán incentivos a recuperar los costos de dichos contratos mediante un aumento en las tarifas a los consumidores.

### 2.5.2 PROPUESTA DE REFORMA DE VICENTE FOX: 2002

En la propuesta de la administración de Vicente Fox Quesada<sup>18</sup> se previeron algunos aspectos diferentes a los de Zedillo. La propuesta plantea la creación de un mercado eléctrico en donde los recursos ya existentes y pertenecientes al Estado, es decir, los monopolios de energía de CFE, LFC y PEMEX no se privaticen y busca reformas constitucionales que restrinjan el monopolio estatal para las funciones de despacho y generación nuclear. En términos de la compra de electricidad y la transmisión, la exclusividad del Estado se mantiene a nivel de la ley y se prevé que en el futuro se logre la inversión privada en áreas de distribución a través de concesiones.

Carreón y Rosellón (2002) mencionan la existencia de los mismos problemas de falta de incentivos para expandir la generación y la transmisión que la propuesta zedillista. Esta nueva propuesta no define claramente la relación entre los generadores estatales y la compañía de generación estatal. Este hueco deja abierta la puerta a problemas de discriminación de acceso a la red de transmisión del Estado para los generadores privados. El problema entre generadores privados y estatales observado en la propuesta zedillista entre la segunda y tercer etapa es aún peor ya que se mantiene en el largo plazo. Asimismo, mencionan la falta de claridad de la propuesta en la manera de regular a los sistemas de generación y distribución aislados una vez que estos sean interconectados al sistema nacional de electricidad. (Carreón y Rosellón, 2002).

La propuesta foxista no contempla mecanismos de incentivos para la expansión de la red de transmisión. No deja claro sobre quién recae la responsabilidad de esta tarea.

---

<sup>18</sup> Presidente de México de 2000 a 2006.

Carreón y Rosellon critican que el sistema actual deja la posibilidad abierta de que CFE pueda encontrar rentable la congestión de la red de transmisión. Además, la inversión privada en nueva transmisión parece quedar restringida a proyectos de autoabastecimiento.

### 2.5.3 MERCADO INTERNO DE CFE

En vísperas de una apertura del sector eléctrico mexicano, en 1997 la CFE empezó operar un mercado competitivo virtual de energía, llamado Mercado Interno.<sup>19</sup> En septiembre de 2000 se adoptó una nueva versión del mercado competitivo y es la que actualmente opera. Este mercado se maneja diariamente desde el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) con los siguientes objetivos:

- Establecer un marco de referencia, con criterios de mercados competitivos, que permita medir el desempeño económico de las divisiones de generación y distribución de la CFE, y evaluar las necesidades de inversión
- Desarrollar y probar los modelos y sistemas necesarios para establecer los precios internos de la energía y asignar los cargos y retribuciones entre las divisiones de generación y distribución; y determinar y asignar los cargos internos por uso de la transmisión y otros costos comunes entre los participantes del mercado.

---

<sup>19</sup> Las reglas del Mercado Interno están en conformidad con el marco jurídico vigente y se soportan en los artículos 74 y 75 del reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.

- Evaluar y depurar un conjunto de las reglas de mercado específicas, adecuadas para las condiciones del sector eléctrico mexicano, que sirvan de referencia para el diseño de un mercado abierto.
- Desarrollar las habilidades que permitirían a la CFE competir con éxito en un entorno competitivo abierto.
- Crear una historia estadística de los precios del mercado virtual que, de llevarse a cabo el cambio legislativo correspondiente, sirva de referencia para incentivar tanto la venta de excedentes de las sociedades autónomas de autoconsumo, como la entrada de nueva capacidad de generación, financiada sin las garantías del Gobierno Federal.

El diseño del Mercado Interno se desarrolló con dichos objetivos y considerando las premisas contenidas en la LSPEE en el sentido de aprovechar, tanto en el corto como en el largo plazos, la energía eléctrica que resulte de menor costo y adoptar internamente los criterios y reglas necesarias para que los costos puedan conocerse a nivel desagregado.<sup>20</sup>

---

<sup>20</sup> Ver anexo 4 para mayor detalle



### **3. EL USO DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN EN LA CREACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS COMPETITIVOS**

Para entender el funcionamiento de los derechos de transmisión y su papel dentro de la creación de mercados, es necesario primero entender los conceptos de precios del mercado de oportunidad y precios nodales.

En una industria eléctrica con un mercado de electricidad competitivo, los precios del mercado de oportunidad o precios de oportunidad son determinados por la oferta y demanda de electricidad en la industria. La curva de oferta de electricidad se construye ordenando ascendentemente las ofertas de los precios mínimos de electricidad ofrecidos por los generadores.

Para determinar el precio un operador del sistema selecciona a los generadores que ofrezcan el menor precio hasta satisfacer la demanda total. Así, los productores con precios mayores no producirán. El precio de oportunidad será igual al precio del último generador despachado. Dicho precio es recibido por los generadores y pagado por los consumidores.

Sin embargo, cuando el sistema de transmisión tiene limitaciones, la regla de despachar a mínimo costo no garantiza que no quedarán sin producir generadores con precios más bajos que algunos de los que entraron, por encontrarse en regiones en donde las restricciones no permiten que la energía de los primeros sea despachada. Cuando esto ocurre, se dice que existe congestión en el sistema y se observan precios diferentes en cada zona o nodo. Dichos precios *nodales* serán los precios de mercado de oportunidad

de cada zona y enviarán señales a los inversionistas de las oportunidades de inversión en la generación y transmisión.

Para el caso de la transmisión el inversionista tendrá que evaluar si es rentable construir una línea de transmisión de un nodo con un precio bajo a uno de precio alto para obtener ganancias por la transmisión de electricidad, ya que en un mercado de oportunidad basado en precios nodales el precio de la energía y el precio de la transmisión están estrechamente ligados. La diferencia en precios nodales es equivalente al cargo por uso de transmisión.

Para garantizar a los inversionistas de la red de transmisión sus ganancias es necesario realizar contratos (físicos o financieros) de transmisión. Estos son acuerdos que dan a los participantes del mercado el derecho de recibir los beneficios de los cargos por el uso de transmisión. Los contratos de transmisión se adquieren normalmente construyendo una línea de transmisión o comprando los derechos de ella en un mercado secundario o en una subasta. De esta manera, los agentes cuentan con un instrumento que los cubre de las diferencias en los precios nodales.

En resumen, los derechos de transmisión son un elemento importante en la creación de mercados eléctricos competitivos por su capacidad de ofrecer coberturas ante la diferencia en precios nodales y porque pueden ser una pieza central en la creación de incentivos para invertir en la expansión de la red de transmisión.

Este capítulo presenta en forma detallada el funcionamiento del mecanismo de fijación de precios nodal mediante el uso de un ejemplo de dos nodos. Luego explica la necesidad de contar con instrumentos de cobertura dentro de los mercados eléctricos y el papel que juegan los derechos de transmisión en este sentido. Adicionalmente, se

presentan otros instrumentos financieros de cobertura utilizados actualmente en mercados eléctricos competitivos. Por último, presenta diferentes esquemas para la inversión en la red de transmisión y algunos conceptos básicos que nos ayudan a entender como el uso de derechos financieros de transmisión pueden también servir como un mecanismo que incentive dicha inversión.

### **3.1 MECANISMO DE FIJACIÓN DE PRECIOS NODALES**

A continuación se expone el proceso de fijación de precios nodal, pieza fundamental en el diseño de modelos con mercados de electricidad competitivos. Por simplicidad, se expone la base del mecanismo nodal de fijación de precios en un ejemplo de dos nodos.

Cada nodo es un punto de oferta y demanda de electricidad que puede estar conectado con otro por líneas de transmisión. En cualquier caso, el precio se determina en cada nodo dependiendo de leyes básicas de oferta y demanda que generalmente son coordinadas por un operador del sistema (OS). El OS recibe las demandas y ofertas y coordina el despacho de tal manera que se satisfaga la demanda al menor costo posible respetando las restricciones de capacidad de los generadores, así como los precios ofrecidos por ellos y, en su caso, las restricciones de transmisión del sistema.

Suponemos que las características del sistema en un determinado punto del tiempo son las siguientes:

#### **Nodo Norte**

Demanda N: 330 MW <sup>21</sup>

- Oferta total: 350 MW
  - Generador N1 con capacidad de generación instalada de 100 MW por hora a un precio de venta de 20 \$/MW.
  - Generador N2 con capacidad de generación instalada de 100 MW por hora a un precio de venta de 50 \$/MW.
  - Generador N3 con capacidad de generación instalada de 150 MW por hora a un precio de venta de 100 \$/MW.

#### **Nodo Sur**

- Demanda S: 80 MW
- Oferta total: 250 MW
  - Generador S1 con capacidad de generación instalada de 250 MW por hora a un precio de venta de 40 \$/MW.

**TABLA 3.1 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA**

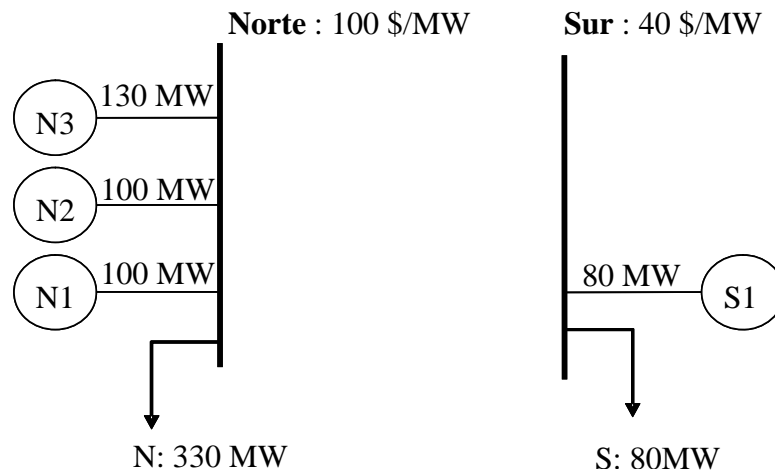
	<b>Norte</b>		<b>Sur</b>		
	<b>Capacidad / Demanda</b>	<b>Oferta (\$/MW)</b>	<b>Capacidad / Demanda</b>	<b>Oferta (\$/MW)</b>	
Generador N1	100	20	Generador S1	250	40
Generador N2	100	50			
Generador N3	150	100			
Demanda N	330	N.A.	Demanda S	80	N.A.

La figura 3.1 representa el despacho en los nodos *Norte* y *Sur* en el caso que los nodos no estén conectados por una línea de transmisión. El nodo *Norte* debe satisfacer

<sup>21</sup> Acrónimo para Mega Watts por hora. Por simplicidad se usa la notación MW para referirse a Mega Watts por hora o MWh.

una demanda total de 330MW. Para satisfacerla, el OS selección de menor a mayor precio las plantas generadoras que serán despachadas.

**FIGURA 3.1 DESPACHO SIN TRANSMISIÓN**

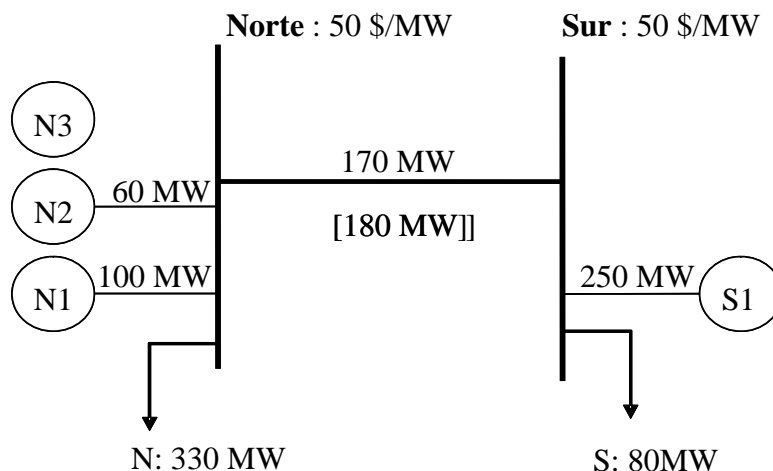


En primer lugar despacha el generador *N1* (100 MW a 20 \$/MW), después *N2* (100 MW a 50 \$/MW) y por último *N3* (130MW a 100\$/MW). El precio al que venden su energía todos los generadores y el que paga la demanda es el mismo. Éste, estará fijado por el precio al que ofrece la electricidad el último generador despachado, dado que este precio representa el costo marginal de producir un MW de electricidad adicional en el nodo, en este caso 100\$/MW.

De igual forma, en el nodo *Sur* el precio estará determinado por el último generador despachado *S1* (40 \$/MW) que, en ausencia de transmisión, es también el único. Se puede apreciar cómo en el nodo *Sur*, *S1* podría elevar el precio de la energía debido a que es el único generador disponible. Sin embargo, ahora se deja de lado

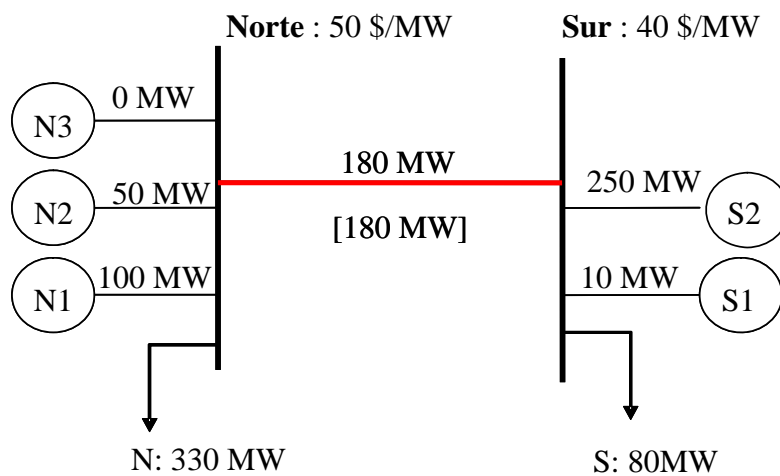
problemas de poder de mercado para concentrarse en el funcionamiento de la fijación de precios nodal.

**FIGURA 3.2 DESPACHO CON TRANSMISIÓN Y SIN RESTRICCIÓN**



En la figura 3.2 se describe un ejemplo de despacho de electricidad en un sistema de dos nodos con las mismas características que el ejemplo anterior, pero ahora los nodos están unidos por una línea de transmisión con capacidad de 180 MW. Ordenando los generadores de ambos nodos en orden de precio ascendente, el OS no despachará a *N3*, ya que *N1*, *N2* y *S1* satisfacen la demanda a menor costo. En este caso, el precio nodal es el mismo para los dos nodos ya que no existe congestión en la línea. El precio marginal de generar un MW adicional de energía es igual al precio por MW del último generador despachado. Es decir, el precio ofrecido por el generador *N2* (50 \$/MW).

**FIGURA 3.3 DESPACHO CON TRANSMISIÓN Y CON RESTRICCIÓN**



La figura 3.3 describe un caso similar de despacho. Sin embargo, en este ejemplo suponemos que existe un generador adicional *S2* en el nodo *Sur* con capacidad de 250 MW a un precio de 30 \$/MW. En este ejemplo observamos la existencia de congestión. El precio en los dos nodos es diferente. En *Norte* el costo marginal de producir un MW adicional de energía está determinado por el precio que ofrece *N2* (50 \$/MW), mientras que el precio en el nodo *Sur* está regido por el precio ofrecido por *S1*. Es evidente que, el nodo *Norte* desearía importar más energía a 40\$/MW en el nodo *Sur* en lugar de comprarla a un mayor precio en *Norte*. Asimismo, queda claro que *S1* tiene la capacidad y disposición de producir más energía. Sin embargo, en los dos casos, la restricción de capacidad de la línea de transmisión (180MW) no lo permite.

La diferencia en precios entre los dos nodos generará una renta de congestión igual a la diferencia entre los precios de los dos nodos multiplicada por la cantidad de MW transmitidos, es decir, de \$ 1,800 (ver Tabla 3.2). Esta cantidad representa el sobre-

precio que paga la demanda al OS en el nodo *Norte* por la electricidad importada del nodo *Sur* en la existencia de congestión.

**TABLA 3.2 RENTAS DE CONGESTIÓN**

<b>Carga</b>	<b>Demanda (MW)</b>	<b>Precio Nodal (\$/MW)</b>	<b>Pago (\$)</b>
Demanda N	330	50	16,500
Demanda S	80	40	3,200
<b>Total Demanda</b>			<b>19,700</b>
<b>Oferta Generador</b>	<b>Producción (MW)</b>	<b>Precio Nodal (\$/MW)</b>	<b>Retribución (\$)</b>
Generador N1	100	50	5,000
Generador N2	50	50	2,500
Generador N3	0	50	-
Generador S1	10	40	400
Generador S2	250	40	10,000
<b>Total Generación</b>			<b>17,900</b>
<b>Renta de Congestión (Demanda - Generación)</b>			<b>1,800</b>

El mecanismo de fijación de precios nodal constituye un primer paso hacia el manejo de problemas de congestión. Las rentas de congestión incentivan, por un lado, a los generadores a ubicarse en zonas de alto costo y de baja oferta de electricidad<sup>22</sup> y, por otro lado, a la demanda a ubicarse en zonas con generación abundante y precios bajos. De esta manera se induce la reducción de las necesidades de transmisión en el largo plazo y se minimiza el pago de costos de transmisión generados en gran parte por las pérdidas de energía que implica transportar la electricidad.

### **3.2 INSTRUMENTOS DE COBERTURA EN UN MERCADO ELÉCTRICO**

<sup>22</sup> En estos casos los generadores se enfrentan a un disyuntiva entre transportar el combustible (en el caso de ciclo combinado) para generar electricidad o trasportar la electricidad.



Las industrias eléctricas que han implementado mercados eléctricos competitivos con fijación de precios nodal, en general, han observado una reducción significativa de los precios de la electricidad. Sin embargo, han mostrado un aumento en la volatilidad de los precios.

Como se observó anteriormente, los precios nodales pueden variar de manera significativa en cada hora del día dependiendo de la demanda, oferta y las restricciones de transmisión. Este fenómeno representa un riesgo importante para las industrias cuyos costos tienen una alta correlación con el precio de la energía eléctrica.

Asimismo, tanto para las unidades de producción como las de adquisición dentro de una industria eléctrica competitiva representa un riesgo importante observar una alta variabilidad en el precio de la electricidad. Por ejemplo, un inversionista que planea construir una planta de electricidad en un determinado nodo de un sistema eléctrico querrá saber cual es el precio al que puede vender la electricidad y, más importante, querrá tener la seguridad de cual será el comportamiento de dicho precio en el tiempo para poder tomar sus decisiones de inversión con una mayor certidumbre.

Por otro lado, dentro de industrias eléctricas competitivas abiertas a la inversión privada, también surgen problemas como la posible existencia de poder de mercado. En el ejemplo mostrado en la figura 3.1 se puede observar como el generador que se encuentra como único proveedor dentro del nodo *Sur* podría ejercer poder de mercado y elevar los precios de la energía para su beneficio (más adelante se expone un ejemplo de poder de mercado a detalle).

Ante estos problemas, surge la necesidad de crear mecanismos para mitigar los riesgos de precio en la industria eléctrica. En gran parte de las industrias en donde

existen mercados eléctricos competitivos, se han creado diferentes instrumentos de cobertura. Éstos, permiten que cada negocio tome la cantidad de riesgo que pueden asumir.

Los instrumentos de cobertura utilizados para mitigar los riesgos de la volatilidad en el precio de la energía eléctrica tienen características particulares. Como se expuso en el capítulo 1, la energía eléctrica no tiene las mismas características físicas que cualquier producto o *commodity*. La electricidad no se puede almacenar, viaja a la velocidad de la luz y no es posible seguir su camino a través de las líneas de transmisión. Estas características hacen que los instrumentos de cobertura tengan características especiales. A continuación se describen algunos de ellos.

### 3.2.1 LOS DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT) COMO INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE COBERTURA

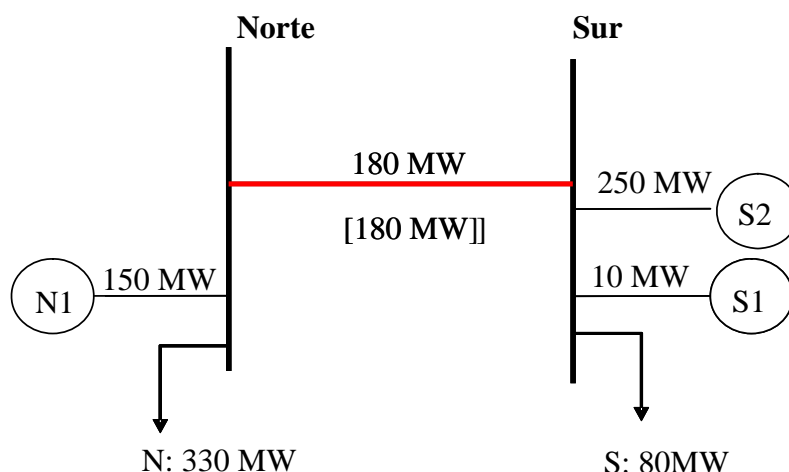
Para explicar el funcionamiento de los derechos de transmisión como instrumentos de cobertura dentro de un mercado de electricidad competitivo se utiliza un ejemplo de dos nodos cuyas características se presentan en la tabla 3.3.

**TABLA 3.3 CARACTERÍSTICAS DE UN EJEMPLO DE DOS NODOS**

	Norte		Sur		
	Capacidad / Demanda	Oferta (\$/MW)	Capacidad / Demanda	Oferta (\$/MW)	
Generador N1	250	50	Generador S1	250	40
			Generador S2	250	30
Demanda N	330	N.A.	Demanda S	80	N.A.
Transmisión entre Norte y Sur: 180 MW					

En este ejemplo la línea de transmisión se congestiona ya que la demanda en el nodo *Norte* desearía comprar más electricidad barata del *Sur*. Sin embargo, la capacidad de la línea de transmisión no lo permite (la figura 3.4 describe el ejemplo esquemáticamente).

**FIGURA 3.4 EJEMPLO DE DOS NODOS CON CONGESTIÓN**



Ante esta restricción, no toda la demanda en el *Norte* puede comprar electricidad a los generadores *S1* o *S2* a 40 o 30 \$/MW, 150 MW se tienen que comprar del generador *N1* a 50\$/MW. Esta situación representa riesgos para la demanda en el *Norte*.

Por ejemplo, una empresa llamada *Aluminio S.A.* ubicada en el *Norte* y cuyos costos de producción dependen en gran medida del precio de la electricidad se vería afectada si el precio de la electricidad que compra se eleva. Si *Aluminio S.A.* normalmente compra electricidad de los generadores *S1* o *S2* y en una determinada hora del día o una época del año la línea de transmisión se congestiona, puede verse en la

necesidad de comprar electricidad del generador N1 a 50 \$/MW y enfrentar así un aumento significativo en sus costos de producción y probablemente una disminución en su margen de utilidad si no es capaz de trasladar el aumento del precio de la electricidad al precio de los productos que vende. Cuestión que resulta difícil, ya que el comportamiento de otros mercados no reacciona ante la congestión de las líneas de transmisión.

Un derecho de transmisión (DT) definido entre *Norte* y *Sur* puede cubrir a *Aluminio S.A.* ante esta situación. Los derechos de transmisión pueden ser físicos o financieros, a continuación se exponen sus características.

#### *Derechos Físicos de Transmisión (PTR)*

Un derecho físico o PTR otorga a su tenedor el derecho exclusivo a transportar electricidad entre dos nodos. Si *Aluminio S.A.* compra un derecho físico de transmisión entre *Sur* y *Norte* por el total de la electricidad que requiere, nunca se verá en la necesidad de comprar electricidad a 50 \$/MW del generador *N1*. Aunque la línea esté congestionada, *Aluminio S.A.* no estará dentro de la demanda de 150MW que tienen que comprar energía más cara.

En la práctica el uso de PTR ha mostrado graves complicaciones, ya que como estos instrumentos proveen derechos de propiedad claramente definidos y exclusivos que resultan inflexibles, pueden limitar la capacidad del operador del sistema de ajustar, en tiempo real, la capacidad de los generadores a los cambios en la demanda y poder así,

mantener la seguridad del sistema de la manera menos costosa. Hogan (2002) apunta que en un mercado de electricidad competitivo los PTR crean prioridades de despacho que ocasionan conflictos de incentivos y chocan con las prioridades definidas por las ofertas de compra y venta.

Otro problema con los derechos físicos de transmisión es que pueden otorgar poder de mercado a los dueños. Por ejemplo, un generador en el nodo *Norte* que compite con los generadores del nodo *Sur* podría comprar los derechos de la transmisión entre los nodos y no usarlos para eliminar la posibilidad de sus competidores de atender la demanda en el *Norte*. Cabe mencionar que este problema puede ser evitado con la aplicación de una regulación en la que el derecho sea *del que lo use*. Woolf (2003) recomienda que este tipo de derechos pueden ser usados en líneas que no pertenezcan a una red mallada.

#### *Derechos Financieros de Transmisión (FTR)*

Los contratos financieros de transmisión o FTR dan una solución a los problemas de volatilidad en el precio de la electricidad evitando las dificultades observadas con los PTR. Los FTR no otorgan un derecho exclusivo de transmisión, dejan el acceso a la red de transmisión abierto para que el ISO pueda despachar el sistema de la manera menos costosa. A diferencia de los PTR, los FTR funcionan únicamente en un mercado con fijación de precios nodal.

Los propietarios de un FTR reciben el derecho a un pago equivalente a la diferencia de precios entre dos nodos específicos por a la cantidad de MW que se define

en el contrato. Los ingresos para dicho pago provienen de las rentas de congestión colectadas por el operador del sistema. Es decir, de los ingresos por uso de transmisión cobrados por un operador del sistema en los puntos de congestión.

*Aluminio S.A.* podría comprar un FTR por la cantidad de MW que requiere, digamos 100MW. Si existe congestión en la línea que genere una diferencia en precios entre los nodos, *Aluminio S.A.* recibirá una compensación del operador del sistema que contablemente tenga el mismo resultado que los PTR.

Bajo un sistema de fijación de precios nodal, el costo marginal de producir energía en *Norte* y *Sur* sería de 50 y 40 \$/MW respectivamente. De este modo *Aluminio S.A.* estaría pagando por sus 100 MW, \$5,000 y recibiría por poseer un FTR entre Norte y Sur por 100 MW, \$1000. Es decir, estaría observando un precio real por MW de \$ 40 y no estaría en posición de poder alterar los precios de la electricidad o representar un problema para la operación adecuada del sistema como es el caso con los PTR.

Los FTR no sólo sirven a los participantes del mercado para mitigar el riesgo de diferencias en precios nodales. También les pueden servir para cubrirse ante un posible ejercicio de poder de mercado de parte de los generadores en el caso de una congestión en las líneas de transmisión.

Si la congestión antes descrita se sostiene durante un periodo del año o alguna hora del día, el generador *NI* estaría en una posición en la que podría ejercer poder de mercado. *NI* podría elevar el precio de su oferta, digamos, a 100 \$/MW y elevar el precio en el nodo *Norte* también a 100 \$/MW. En este caso las rentas de congestión pasarían de 1,800 a \$10,800 (ver Tabla 3.4).

**TABLA 3.4 CÁLCULO DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN EN DOS ESCENARIOS**

		Escenario Base		Escenario Poder de Mercado	
Carga	Demanda (MW)	Precio Nodal (\$/MW)	Pago (\$)	Precio Nodal (\$/MW)	Pago (\$)
Demanda N	330	50	16,500	100	33,000
Demanda S	80	40	3,200	40	3,200
<b>Total Demanda</b>			<b>19,700</b>		<b>36,200</b>
Oferta Generador	Producción (MW)	Precio Nodal (\$/MW)	Retribución (\$)	Precio Nodal (\$/MW)	Retribución (\$)
Generador N1	100	50	5,000	100	10,000
Generador N2	50	50	2,500	100	5,000
Generador N3	0	50	-	100	-
Generador S1	10	40	400	40	400
Generador S2	250	40	10,000	40	10,000
<b>Total Generación</b>			<b>17,900</b>		<b>25,400</b>
<b>Renta de Congestión (Demanda - Generación)</b>			<b>1,800</b>		<b>10,800</b>

La demanda en *Norte* podría protegerse de una situación de poder de mercado como esta, comprando un FTR entre el *Norte* y el *Sur*. Considerando que *Aluminio S.A.* es el tenedor de un FTR entre *Norte* y *Sur* por  $x$  MW, tendría el derecho a recibir  $x(p_{Norte} - p_{Sur})$ . De este modo el monto neto que estaría pagando por la electricidad sería igual a  $Demanda(MW) * p_N - x(p_N - p_S)$  y el precio real o mitigado  $p_M$  que estarían pagando por la electricidad sería:

$$p_M = \frac{Demanda(MW) * p_{Norte} + x(p_{Norte} - p_{Sur})}{Demanda(MW)}$$

La tabla 3.5 muestra que el precio que observa *Aluminio S.A.* se ve mitigado con respecto al precio que observaría sin el FTR. Asimismo, podemos ver que con un FTR por la totalidad de la carga, se mitigaría la totalidad de la diferencia en precio entre los nodos.

**TABLA 3.5 MITIGACIÓN DEL PRECIO CON EL USO DE FTR**

Aluminio S.A.		
Monto del FTR (MW)	Pago del DT (\$)	Precio mitigado $p_m$ (\$)
0	-	100.00
25	1,500.00	85.00
50	3,000.00	70.00
75	4,500.00	55.00
100	6,000.00	40.00

Por lo anterior, queda claro que un DT cubre a un participante del mercado ante la diferencia en precios nodales y puede mitigar el riesgo de posible ejercicio de poder de mercado. Estas propiedades de los FTR los hacen instrumentos muy importantes para la consolidación de un mercado de electricidad eficiente, ya que incentivan a los participantes del mercado a contraer contratos bilaterales de compra y venta de electricidad sin el riesgo de diferencias entre precios nodales.

### 3.2.2 OTROS INSTRUMENTOS DE COBERTURA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Como respuesta a la demanda de instrumentos financieros para mitigar la volatilidad en precios de la electricidad en mercados competitivos, han surgido otros instrumentos financieros. Estos instrumentos son similares a los que se utilizan normalmente en otros mercados de derivados.

Un ejemplo de ello es el uso de futuros de energía en la región Noreste de Estados Unidos. El mercado de materias primas de Nueva York (*New York Mercantile Exchange* o NYMEX) introdujo una serie de instrumentos de cobertura que han tenido



una gran aceptación en el mercado. A manera de ejemplo, a continuación se describen algunos de ellos:

- i. *Short Hedges*. Son instrumentos de cobertura de corto plazo que aseguran un precio futuro de la electricidad por un periodo de dos meses. Estos instrumentos pueden servir por ejemplo, a una empresa que genera electricidad y que tiene algún compromiso de pago futuro a tener certidumbre en el precio al que podrá vender su electricidad en los próximos dos meses y por lo tanto a asegurar el flujo de ingresos necesario para solventar sus compromisos.
- ii. *Long Hedges*. Son instrumentos de cobertura similares a los *short hedges* pero por periodos de tiempo mayores.
- iii. *Strip Trades*. Este instrumento de cobertura sirve para agentes que necesitan una cobertura para el precio de la electricidad en meses consecutivos con diferentes condiciones en cada uno de ellos. Este instrumento también es similar a los *short hedges* pero tiene la flexibilidad de dar condiciones diferentes para cada mes.
- iv. *Spread Trades*. Estos contratos pueden tomar diferentes modalidades dependiendo de las necesidades del comprador. Estos instrumentos combinan dos o más futuros simultáneamente.

Otro tipo de instrumentos de cobertura, no financieros, son los contratos físicos de compra y venta de energía. Estos establecen obligaciones físicas de entregar o adquirir energía en un determinado nodo a un precio establecido por un periodo de tiempo.

Un ejemplo de estos son los contratos de energía firmados en México por la CFE con inversionistas de plantas eléctricas conocidos como PIDIREGAS. Dentro de estos contratos la CFE se compromete a comprar electricidad a productores independientes de energía o PIE por un periodo de tiempo a un precio pactado inicialmente.

Por un lado, estos contratos dan certidumbre a los inversionistas de las plantas eléctricas y por otro lado, como se vio en el capítulo 2, representan una opción para desarrollar infraestructura de generación para CFE sin requerimientos de capital propio.

#### *Contratos de transición (Vesting Contracts)*

Estos contratos funcionan como instrumentos para mitigar la volatilidad del precio de la electricidad durante un proceso de transición a un mercado eléctrico competitivo. Regularmente se han utilizado para mantener certidumbre en la estructura de precios de un mercado eléctrico en transición.

Los contratos de transición son contratos financieros que se realizan entre las unidades de producción y las de adquisición dentro de un sistema eléctrico con el propósito de mantener la estructura de precios de la industria estable durante un periodo de tiempo. Sin embargo, estos contratos no son contratos físicos, es decir, no obligan al generador a suministrar energía.

Durante la creación de un mercado de electricidad competitivo los generadores y distribuidores establecen acuerdos de compra y venta física de energía, por un lado, y por el otro, se protegen de cambios en precios mediante el uso de contratos de transición que no implican el suministro físico de electricidad. Los contratos de transición están diseñados para proteger a los distribuidores o unidades de adquisición del riesgo del mercado, la volatilidad de los precios y del poder de mercado que puedan llegar a tener algunas empresas durante las primeras etapas de la consolidación de un mercado eléctrico competitivo.

### **3.3 INCENTIVOS A LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y EL USO DE FTR**

Cualquier inversión en generación de un tamaño significativo debe estar acompañada de la expansión de la red de transmisión. En una industria en donde la transmisión y la generación están integradas verticalmente en un monopolio, las decisiones de inversión se llevan a cabo de manera conjunta.

Sin embargo, en un mercado no regulado en donde la inversión en generación y transmisión son independientes surgen problemas de coordinación dado que: a) una inversión en generación requiere al menos la interconexión a la red; b) la generación adicional de electricidad puede ser ineficiente si el flujo adicional de electricidad ocasiona costos de congestión, restricciones de operación de plantas generadoras de bajo costo en ubicaciones específicas, o si se reduce la confiabilidad.; c) las decisiones de ubicación de las nuevas plantas dependen en cierta medida de los costos de congestión que pueden afectar los precios para los servicios de generación; d) los costos de

congestión pueden dar lugar a poder de mercado en ubicaciones en donde la interconexión al sistema esté limitada (P. Joskow y J. Tirole, 2003).

Por lo tanto, si una industria busca crear un mercado de electricidad una de las tareas para el arquitecto de mercados será crear los mecanismos bajo los cuales se lleve a cabo la inversión en transmisión de manera eficiente. Como se expone a continuación, no existe un modelo idóneo, bajo el cual se pueda llevar a cabo esto. La disyuntiva entre la expansión guiada por el mercado y la regulada (a cargo del Estado) prevalece, y la solución *second best* parece estar en un modelo híbrido en el que se consideren los dos tipos de inversión.

### 3.3.1 PROYECTOS DE INVERSIÓN EN LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

La inversión en la expansión de la red de transmisión eléctrica se refiere a el capital destinado a proyectos que tengan como fin crecer la capacidad de una o más líneas de transmisión existentes o la construcción de una nueva línea que contemple la creación de una unión entre dos nodos antes inexistente.

#### *Proyectos de expansión regulados*

Un ejemplo de este tipo de inversión es cuando existe un único sistema de transmisión que es un monopolio natural regulado en donde el propietario tiene la obligación de proveer el servicio de transmisión a cualquiera que lo demande. Aquí el rol del regulador es determinar qué porción de los costos puede ser recuperable por los mismos beneficios de la expansión y decidir cómo cubrirán los usuarios los costos no recuperados.

Este tipo de proyectos son adecuados para realizarse de manera regulada cuando resulta difícil para los participantes del mercado implementarlos. Esto es, por ejemplo, cuando los proyectos reducen poder de mercado, tienen grandes economías de escala y beneficios para usuarios futuros o cuando es sumamente difícil identificar a los beneficiarios de la inversión.

#### *Proyectos de expansión guiados por el mercado*

El enfoque alternativo es dejar que el mercado invierta en la red en respuesta a las señales de precios. Una inversión de esta naturaleza podría llevarse a cabo en el entendido de que el desarrollador sea propietario del uso de la línea para poder recuperar sus costos<sup>23</sup>.

Un ingrediente clave para el éxito de este mecanismo es que los derechos de propiedad de la transmisión sean comerciables ya que, de lo contrario el OS no estaría en control de la red y la confiabilidad del sistema se vería amenazada.

### 3.3.2 ESTRUCTURAS PARA LA INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN

Kristiansen y Rosellón (2005) diferencian entre tres tipos de estructuras bajo las cuales se lleva a cabo una inversión en transmisión: (i) la de poder de mercado, (ii) la de regulación por incentivos y (iii) la de derechos financieros de largo plazo.

#### *Poder de mercado*

---

<sup>23</sup> En el capítulo 3 se analizan las complicaciones de este hecho dado que es difícil asignar derechos de propiedad en una red interconectada.

Este enfoque busca obtener la inversión óptima en transmisión a través de una estructura de poder de mercado entre los generadores. Toma en cuenta las conjeturas de cada generador con respecto al costo marginal de otros generadores ocasionadas ante una expansión en la red de transmisión. Este enfoque estima el comportamiento de las ofertas de venta de los generadores antes y después de una expansión y obtiene el valor presente neto de proyectos de generación y transmisión, así como el cálculo de la probabilidad conjunta. Sin embargo, el modelo ha mostrado que no se incentivará la inversión hasta que se sobrepasa un umbral que estará determinado por el comportamiento estratégico de los generadores con poder de mercado.

Kristiansen y Rosellón (2005) comentan que este enfoque contribuye, ya que modela la interdependencia entre la inversión en transmisión y generación con un modelo de transporte. No obstante, Hogan (2002b) señala que el uso de un modelo de transporte es inadecuado para el sector debido a que no toma en cuenta las características físicas del flujo de la electricidad.

#### *Regulación por incentivo (Regulated Transco)*

Este enfoque se sostiene bajo un esquema en donde existe un órgano dentro de la industria que opera el sistema y es dueño de la red de transmisión, comúnmente conocido como *Transco*<sup>24</sup>. El Transco es regulado por medio de una regulación por referencia o de precio que incentive la inversión y evite la congestión del sistema.

En este sentido, Vogelsang (2001) desarrolla un mecanismo de incentivos alternativo basado en una tarifa en dos partes con un cargo variable (por uso) y un cargo

---

<sup>24</sup> Acrónimo de Transmission Company.

fijo (por capacidad). En este modelo, los problemas de congestión de corto plazo se resuelven con los costos variables. La recuperación de los costos de capital de largo plazo se logra a través del cargo fijo, mientras que los incentivos para la inversión en la expansión de la red se obtienen mediante el rebalanceo de los dos cargos.

#### *Derechos financieros de transmisión de largo plazo (LTFTR)*

Este enfoque es conocido como un mecanismo de inversión guiado por el mercado. Existe una basta literatura dedicada al análisis de este enfoque (Hogan, 2002, Bushnell y Stoft, 1996, 1997; Chao y Peck, 1996, entre otros) Hunt (2002) resume la teoría así:

- Si se define un instrumento llamado derecho de transmisión y se le da a las personas que expandan la red de transmisión, entonces estas personas tendrán los incentivos a expandir el sistema siempre y cuando los derechos tengan valor.
- Los derechos pueden adquirir un valor porque otorgan al propietario el derecho de transportar electricidad de un punto a otro de la línea que construyeron.
- Los derechos tendrán valor cuando la transmisión sea escasa, así las personas tendrán incentivos a construir líneas donde y cuando se necesite.
- La inversión se llevará a cabo siempre y cuando el costo de construcción sea menor al valor generado por los derechos de transmisión.

Gribik et al. (2002) resaltan la importancia de la existencia de LTFTR para que este enfoque funcione adecuadamente. Los FTR de corto plazo no pueden resolver el problema de incentivos de largo plazo ya que su duración es normalmente de entre un

mes y cinco años, mientras que la vida útil de un proyecto de transmisión es de aproximadamente 30 años.

El enfoque de LTFTR está pensado en un contexto en donde existe un operador del sistema independiente (ISO) centralizado que asigne, mediante una subasta, los LTFTR que protegerán a sus propietarios ante cambios inesperados en los costos derivados de la congestión del sistema.

El uso de LTFTR es considerado como una alternativa de inversión guiada por el mercado, ya que los LTFTR incrementales pueden proveer un sistema de fijación de precios de la transmisión que atraiga inversión a la expansión de la red de transmisión. No obstante, el modelo tiene sus limitaciones y su aplicación resulta compleja en sistemas reales. Pérez-Arriaga et al. (1995) admite que el uso de FTR es un buen instrumento de cobertura para los participantes del mercado pero argumenta que los ingresos obtenidos de los precios nodales sólo permiten la recuperación del 25% de los costos totales.

Actualmente no existe un consenso de cual es el modelo adecuado a seguir, el dilema entre proyectos de inversión regulados contra los guiados por el mercado queda por resolver, sin embargo la mayor parte de los autores en la materia coinciden que no es posible dejar que el mercado guíe la inversión en su totalidad. Wolf (2003) apunta que:

*... para que la expansión de la transmisión sea exitosa, es necesario diseñar recetas que puedan ser cocinadas en hornos diferentes. Debemos permitir que los proyectos de expansión se lleven a cabo de una manera regulada y guiados por el mercado.*



### 3.3.3 MODELOS PARA LA INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN

El estudio de los modelos de mercado para la inversión en transmisión ha estado generalmente asociado al precio de la electricidad. Sin embargo, más recientemente se ha centrado la atención en la investigación de diferentes diseños de marcos institucionales que, junto con la estructura de precios, provean al mercado los incentivos adecuados para invertir.

El estudio de estos diseños se ha concentrado en la estructura institucional de las compañías de transmisión. Por un lado, se plantea la existencia de empresas monopólicas nacionales o regionales de transmisión sujetas a una regulación que provea los incentivos adecuados minimizando sus rentas económicas y considerando los problemas de información existentes entre las empresas reguladas y el regulador. P. Joskow y J. Tirole (2003) se refieren a este enfoque como *regulated Transco* (compañía de transmisión regulada). Un ejemplo, se puede encontrar en la industria de Inglaterra y Gales.

Por otro lado (Hogan 2002, Bushnell y Stoft 1996, 1997; Chao y Peck 1996) han planteado modelos institucionales descentralizados que plantean la creación de incentivos para la expansión de la red de transmisión eléctrica mediante la asignación de derechos de transmisión a los participantes del mercado. Este enfoque es conocido como el modelo de mercado para la inversión en transmisión (en inglés *merchant transmission investment*).

El presente estudio evalúa los incentivos generados por este segundo enfoque para el caso mexicano. A continuación se expone un modelo básico de estas características basado en un modelo de despacho con precios nodales.

### 3.3.4 MODELO SIMPLE

Por simplicidad, se toma el caso en donde sólo hay dos nodos. De manera análoga al ejemplo de la sección 3.2, se considera un nodo *Sur* en donde la generación es más barata y la demanda es baja, y un nodo *Norte* en donde la generación es cara y la demanda alta. Así el flujo de energía irá de *Sur* a *Norte* y el precio estará determinado por el equilibrio entre la oferta y la demanda entre nodos.

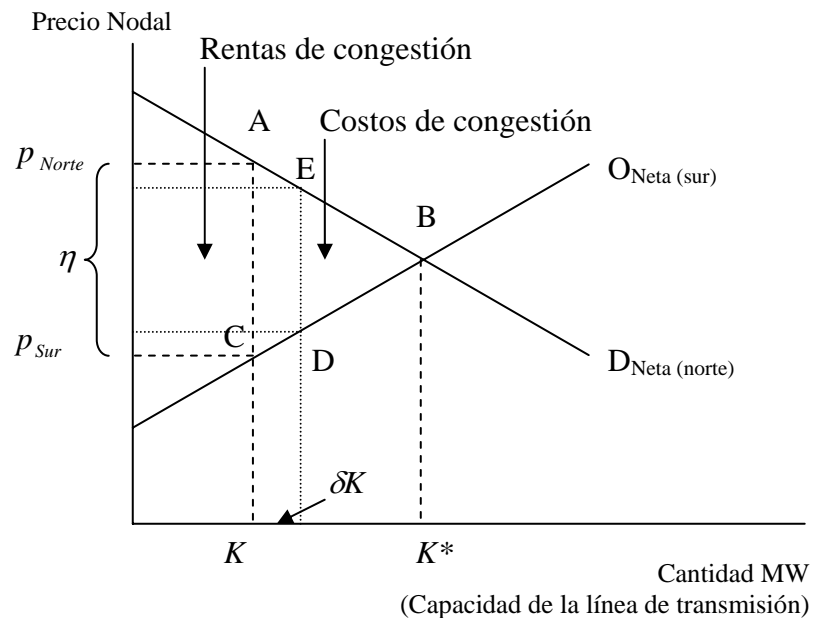
La figura 3.4 representa las curvas de oferta y demanda netas. La curva de demanda neta corresponde a la demanda generada en el Norte, producto de una demanda de electricidad superior a la oferta. De manera similar, la curva de oferta representa el exceso de oferta de electricidad en el *Sur*.

*Norte* y *Sur* están unidos por una única línea de transmisión con capacidad  $K$ . Si la capacidad  $K$  es menor a la capacidad de transmisión requerida  $K^*$  en el equilibrio B, se está en un desequilibrio con exceso de demanda. Si el precio de la energía en el norte es  $p_{Norte}$  y en el sur  $p_{Sur}$ , se tiene que  $p_{Sur} < p_{Norte}$ . Como lo muestra la Figura 3.4 el precio sombra de la restricción de capacidad en la transmisión es  $\eta = p_{Norte} - p_{Sur}$ .

El área  $\eta K$  es la renta por congestión. Esta representa el excedente pagado por la demanda debido a la restricción de la línea de transmisión. Dependiendo del arreglo de la industria esta renta de congestión representa el costo de la transmisión.

El triángulo ABC es el costo de congestión. Éste puede ser interpretado como el costo para los participantes del mercado de generar electricidad cara en el norte dado que con la restricción  $K$  no es posible comprarla del sur a un menor precio. En términos económicos, representa la pérdida social por no estar en el equilibrio.

**FIGURA 3.5 COSTOS Y RENTAS DE CONGESTIÓN**



Tomando un incremento marginal  $\delta K$  de tal manera que sea posible reemplazar un MW de electricidad generada en el *Sur* por la generada a mayor costo en el *Norte*, se tiene que el beneficio social de ese incremento (inversión) será el área AEDC.

El modelo propone que la recompensa para el inversionista de este incremento marginal sea igual a un derecho financiero de transmisión que pague un dividendo igual a  $\eta\delta K$ . Si el inversionista es un participante nuevo en el mercado, realizará la inversión siempre y cuando el costo  $c$  del incremento en la capacidad  $\delta K$  no sobrepase el dividendo generado por  $\eta\delta K$ .

Sin embargo, en el caso de que el inversionista sea el dueño de la línea, puede que  $\eta\delta K > c\delta K$  no sea condición suficiente para realizar la inversión, ya que al invertir en  $K$  su renta de congestión puede reducirse, pues al disminuir la restricción de capacidad se puede transmitir la energía de menor precio del *Sur* al *Norte* y el precio nodal del *Norte* y *Sur*, acercarse. De esta forma, podrá existir una  $\delta^*$  tal que  $\eta(\delta^* K + K) - c\delta^* K < \eta K$ . Es decir, podrán existir niveles de inversión que resulten en menores ganancias para el dueño de la línea de transmisión.

Crear el marco regulatorio para que el inversionista privado pueda invertir en aumentar la capacidad de una línea existente perteneciente a otro agente resulta muy complicado. Para resolver este problema, el modelo propone asignar una capacidad  $KI$  lo más cercano a  $K$  posible para crear derechos de transmisión con valor  $\eta KI$ .

### 3.3.5 MODELOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN EN MÉXICO

Como mencioné, existe una gran cantidad de trabajo de investigación dedicado a analizar y proponer modelos alternativos para la industria eléctrica. No obstante, ha habido poca investigación dedicada a proveer los incentivos adecuados para resolver problemas de congestión de corto plazo, recuperar los costos fijos de largo plazo e incentivar la inversión en transmisión eléctrica. (Carreón y Rosellón, 2002; Rosellón, 2005; e Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2003 *son algunas excepciones*)

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (2003) propone un cargo por transmisión basado en el método *Benefit-Factor* de Rubio-Ordériz y Pérez-Arriaga (2000). Este método asume un sistema de fijación de precios nodal y consiste en

complementar un cargo variable con un cargo fijo basado de acuerdo al beneficio económico que cada instalación de transmisión provea a cada agente. El beneficio se mide como la reducción en los cargos totales por electricidad antes y después de la instalación de la línea de transmisión. Para un generador se mide como el aumento en sus beneficios.

Este enfoque asume que los beneficios sólo toman valores positivos. El total de los ingresos por transmisión permitidos se determina de manera central una vez al año. Esta cantidad considera los costos de mantenimiento y operación de las líneas existentes, así como el flujo de efectivo necesario para cubrir los costos de expansión pronosticados. Los ingresos totales permitidos se desagregan mensualmente por línea de transmisión.

La parte variable de los ingresos permitidos se recupera mediante un cargo variable que es determinado directamente por las diferencia de precios nodales y representa un cargo por congestión. La parte complementaria de los ingresos permitidos es igual al total de los ingresos permitidos menos la parte variable. La parte complementaria se recupera mediante un cargo complementario a los consumidores que obtienen un beneficio con la expansión de la red.

Rosellón (2005) argumenta que no existe una manera objetiva de determinar el cargo complementario, especialmente para un proyecto de largo plazo. Además, el supuesto de beneficios no negativos contradice la evidencia de la prueba hecha por Hogan (2002c) en donde muestra que una expansión en la transmisión puede mostrar beneficios negativos inclusive en la ausencia de poder de mercado debido a la naturaleza del flujo eléctrico.

En la ausencia de un mecanismo óptimo, Rosellón (2005), propone un esquema *segundo mejor* para la fijación de precios en transmisión. En esta propuesta se combinan mecanismos guiados por el mercado y mecanismos regulados para la expansión de la red. Bajo este esquema los proyectos de expansión pequeños dependen de la inversión guiada por el mercado mientras que los proyectos *grandes* y *lumpy*<sup>25</sup> se desarrollan por medio de la regulación. Rosellón propone que el enfoque de LTFTR se utilice dentro de las regiones enmalladas del sistema mexicano y que se utilice una regla de precio máximo para desarrollar las conexiones *grandes* y *lumpy* entre estas regiones. Asumiendo que las conexiones entre regiones son líneas radiales de nodo a nodo, muestra que la mejor estructura institucional para expandir la red de transmisión en México es con la existencia de una única empresa que cobre mediante una estructura de precio igual en todo el territorio. No obstante, reconoce que este método es difícil de implementar debido a la dificultad para definir el comportamiento de la carga dentro de la red de transmisión.

---

<sup>25</sup> Ver Anexo 3 para una definición de estos conceptos

#### **4. EVALUACIÓN DEL USO DE FTR EN UN MODELO TEÓRICO PARA EL CASO MEXICANO**

Para poder evaluar el uso de derechos financieros de transmisión para el caso mexicano, se construyó un modelo teórico que representa las características del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En ese contexto, se utilizaron datos de las principales plantas generadoras, de la demanda y la red de transmisión para poder estimar un conjunto de precios nodales que sirvieran de base para evaluar el uso de derechos financieros de transmisión como instrumentos de cobertura y como un posible mecanismo que incentive la expansión de la red de transmisión.

Las características que refleja este modelo son limitadas ya que gran parte de la información del SEN no es de acceso público, sin embargo, son suficientes para evaluar de manera teórica el uso de FTR en el SEN. El modelo está basado en información pública de Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Información (INEGI), de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de la Secretaría de Energía (Sener).

El modelo considera un sistema de 26 nodos, 77 unidades de producción y 26 unidades de adquisición o distribución, una en cada nodo. Dentro de este sistema los agentes comercian electricidad bajo un mercado de electricidad competitivo en donde existe un operador del sistema y del mercado.

Por un lado, este operador decide, en base a los costos de generación de los productores, los requerimientos de demanda y las restricciones del sistema, que unidades de producción despacharán electricidad para satisfacer la demanda y cual será el precio de la electricidad en cada nodo. Por otro lado, el operador es el encargado de pagar a los

tenedores de FTR sus derechos con los ingresos provenientes de las rentas de congestión que se generen en el sistema.

El modelo propuesto simula las funciones del operador para obtener los precios nodales y luego calcular las rentas de congestión por hora, así como los pagos a tenedores de derechos financieros de transmisión o FTR. Adicionalmente, se realizan ejercicios de simulación para determinar el impacto en el sistema de aumentos hipotéticos de las líneas de transmisión que resultaron congestionadas. Con estos resultados se calcularon los incentivos creados con la introducción de FTR de largo plazo o LTFTR incrementales para la expansión de la red de transmisión.

#### **4.1 ELEMENTOS DEL MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL<sup>26</sup>**

##### **4.1.1 LOS NODOS**

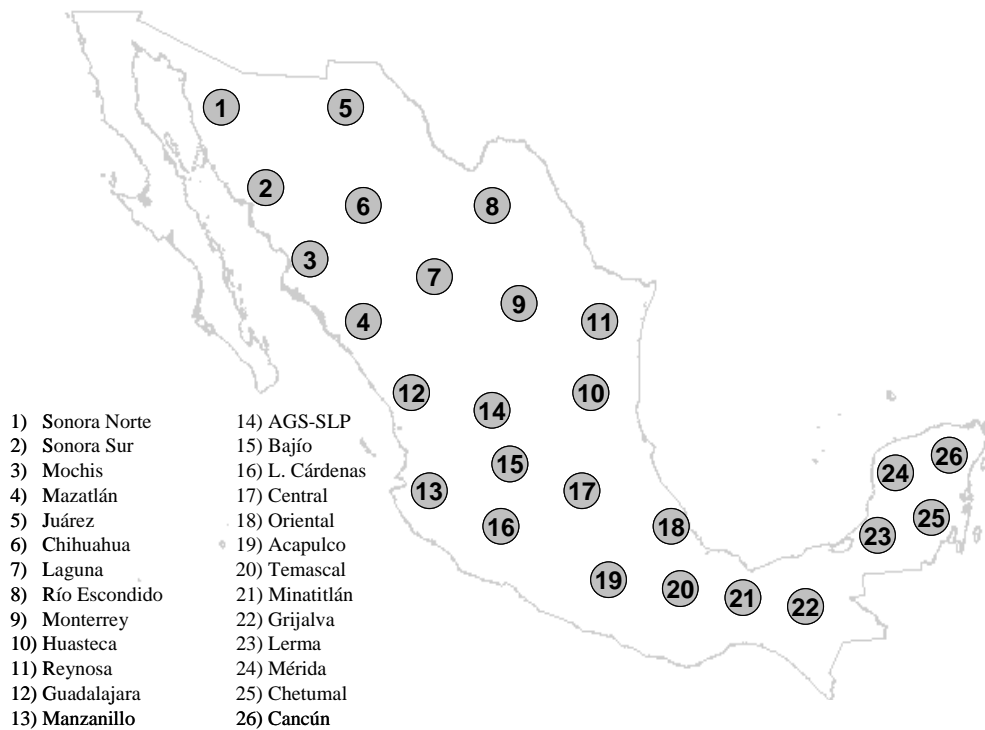
Los nodos utilizados para la simulación corresponden a 26 regiones de distribución del SEN definidas por el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) publicadas por la Sener en las Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012. Las unidades de generación del SEN fueron asignadas al nodo que les correspondía según su ubicación geográfica.

---

<sup>26</sup> Todos los datos utilizados corresponden a las características del sistema en 2003.



**FIGURA 4.1 ZONAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO, 2003**



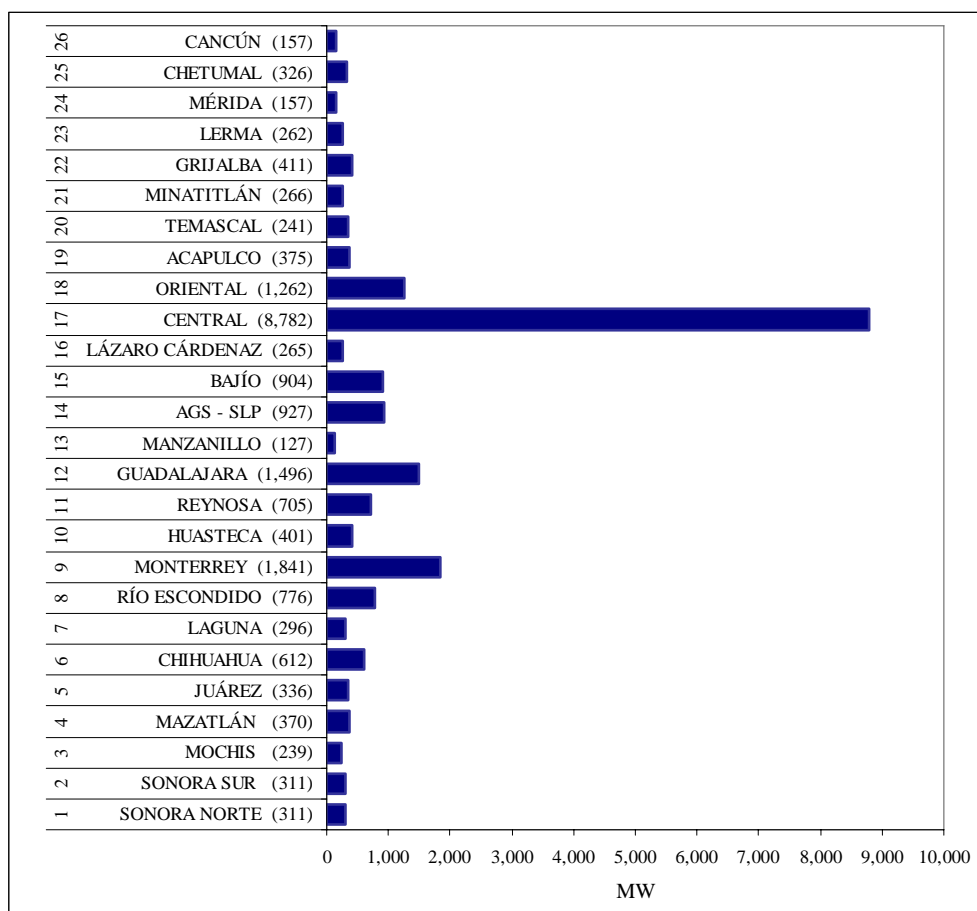
#### 4.1.2 UNIDADES DE ADQUISICIÓN O DISTRIBUCIÓN

Se considera que para cada zona de distribución o nodo existe una sola compañía de distribución independiente que sostiene un monopolio regional y que está obligada a adquirir toda la electricidad que requiere para cubrir la demanda en el mercado competitivo. Es decir, el modelo no considera contratos bilaterales de ningún tipo.

El nivel de demanda en cada nodo que enfrentan los distribuidores representa las condiciones de demanda en cada nodo a una determinada hora del día. Esta demanda se calculó en base a la demanda media durante el 2003 publicada por la Sener en la

Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012 y se desagregó por nodo según la actividad económica de cada región. Se tomo el PIB estatal del nodo correspondiente. En el caso en dónde hubo más de un nodo por entidad se dividió proporcionalmente. Se utiliza  $P_{Di}$  para denotar la potencia que se demanda en cada nodo  $i$  con  $i = 1,2,\dots,26$ .

**FIGURA 4.2 DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO POR NODO ( $P_{Di}$ )**



FUENTE: SENER Y INEGI

#### 4.1.3 UNIDADES DE PRODUCCIÓN

El estudio contempla a las 77 principales plantas generadoras del país. Estas concentran 39,942 MW de capacidad instalada y representan el 78% del total. El precio de

generación de cada planta equivale a los costos variables reportados en el COPAR: (Costos y Parámetros de Referencia para Estudios de Expansión de la Generación) por CFE en 2003<sup>27</sup>. Cada una de las plantas de generación es considerada como una empresa independiente que maximiza sus beneficios<sup>28</sup>. De esta manera, sin considerar problemas de congestión, se observa que las 77 plantas constituyen un mercado competitivo con un Índice Herfindahl Hirschman,  $HHI^{29} = 0.02$ . Con este nivel de concentración del mercado, en ausencia de restricciones de transmisión, se puede concluir que en una industria con estas características, ninguna empresa de generación sería capaz de ejercer poder de mercado de una manera significativa.

La tabla 4.2 muestra las características principales de cada generador: (i) nodo de inyección, (ii) clave de referencia, (iii) tecnología, (iv) capacidad por hora, y (v) costo de generación. Se utiliza  $P_{Gn\_MAX}$  para denotar la potencia máxima o capacidad instalada de la planta  $n$  con  $n = 1, 2, \dots, 77$ .

---

<sup>27</sup> Por simplicidad se consideran únicamente los costos variables de los generadores en el entendido que este es el mínimo precio al cual cada generador estará dispuesto a vender su capacidad productiva sin embargo en la práctica normalmente los precios de un generador también incluyen un componente destinado a cubrir costos de capital.

<sup>28</sup> Este supuesto reduce el índice de concentración, ya que en realidad las unidades de negocio de CFE a nivel de la generación concentran más de una planta.

<sup>29</sup> El HHI se calcula con la siguiente formula  $HHI = \frac{\sum_{i=1}^n S_i^2}{\left(\sum_{i=1}^n S_i\right)^2}$  en donde  $S$  es la participación del

mercado de cada unidad de generación. El índice toma valores de cero a uno. Valores cercanos a uno indican una fuerte concentración de mercado mientras que valores cercanos a cero indican niveles de competencia aceptables.

En un sistema sin restricciones de transmisión es apropiado utilizar este índice. Sin embargo, en el contexto de un sistema con restricciones de transmisión es más apropiado el índice MDI (*Must Dispatch Index*) que se utilizará más adelante.

**TABLA 4.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN<sup>30</sup>**

Nodo	Clave Generador	Tecnología	Capacidad instalada (P <sub>Gn</sub> ) (MW)	Costo de generación (\$/MW)	Nodo	Clave Generador	Tecnología	Capacidad instalada (P <sub>Gn</sub> ) (MW)	Costo de generación (\$/MW)
(i)	(ii)	(iii)	(iv)	(v)	(i)	(ii)	(iii)	(iv)	(v)
1	1	VC	632	\$ 394.24	13	40	TG	700	\$ 364.03
1	2	CC	238	\$ 273.38	13	41	TG	1,200	\$ 364.03
1	3	CC	258	\$ 273.38	14	42	TG	700	\$ 364.03
2	4	TG	484	\$ 413.08	14	43	HID	51	\$ 85.45
3	5	HID	100	\$ 60.26	15	44	VC	866	\$ 394.24
3	6	HID	92	\$ 57.15	15	45	CC	469	\$ 273.38
3	7	HID	422	\$ 34.35	15	46	HID	72	\$ 85.45
3	8	VC	360	\$ 409.01	15	47	HID	52	\$ 85.45
4	9	TG	616	\$ 379.53	15	48	CC	575	\$ 273.38
5	10	VC	316	\$ 394.24	16	49	HID	1,000	\$ 17.17
5	11	CC	522	\$ 267.50	16	50	HID	295	\$ 60.26
6	12	HID	135	\$ 57.15	17	51	CC	1,989	\$ 364.03
6	13	VC	399	\$ 427.21	17	52	CC	362	\$ 288.91
6	14	HID	59	\$ 85.45	17	53	GEO	190	\$ 202.63
6	15	VC	554	\$ 267.50	17	54	HID	60	\$ 53.97
6	16	CC	259	\$ 273.38	18	55	HID	109	\$ 53.97
7	17	TG	320	\$ 394.24	18	56	HID	292	\$ 17.17
7	18	CC	200	\$ 273.38	18	57	CC	1,087	\$ 382.16
7	19	HID	90	\$ 57.15	18	58	NUC	1,356	\$ 142.66
8	20	CAR	1,200	\$ 161.68	18	59	HID	220	\$ 60.26
8	21	CAR	1,400	\$ 161.68	18	60	GEO	40	\$ 202.63
8	22	HID	66	\$ 85.45	18	61	HID	37	\$ 53.97
8	23	CC	248	\$ 273.38	18	62	CC	495	\$ 273.38
9	24	TG	465	\$ 448.53	18	63	CC	983	\$ 273.38
9	25	CC	828	\$ 262.46	19	64	HID	600	\$ 34.35
9	26	TG	140	\$ 500.14	19	65	DUAL	2,100	\$ 172.03
9	27	CC	449	\$ 273.38	20	66	HID	354	\$ 64.25
10	28	VC	800	\$ 375.36	21	67	HID	420	\$ 47.92
10	29	TG	2,100	\$ 364.03	21	68	CC	452	\$ 267.50
10	30	TG	117	\$ 527.13	22	69	HID	900	\$ 34.35
11	31	VC	375	\$ 369.65	22	70	HID	1,500	\$ 18.62
11	32	TG	142	\$ 410.93	22	71	HID	1,080	\$ 34.35
11	33	CC	495	\$ 273.38	23	72	CC	252	\$ 273.38
11	34	CC		\$ 273.38	24	73	VC	150	\$ 527.13
11	35	CC	495	\$ 273.38	24	74	TG	198	\$ 448.53
11	36	CC	1,036	\$ 273.38	24	75	TG	79	\$ 500.14
12	37	HID	960	\$ 28.69	25	76	CC	500	\$ 527.13
12	38	HID	240	\$ 45.16	26	77	CC	484	\$ 273.38
12	39	HID	61	\$ 85.45					
<b>Total</b>								<b>39,942</b>	

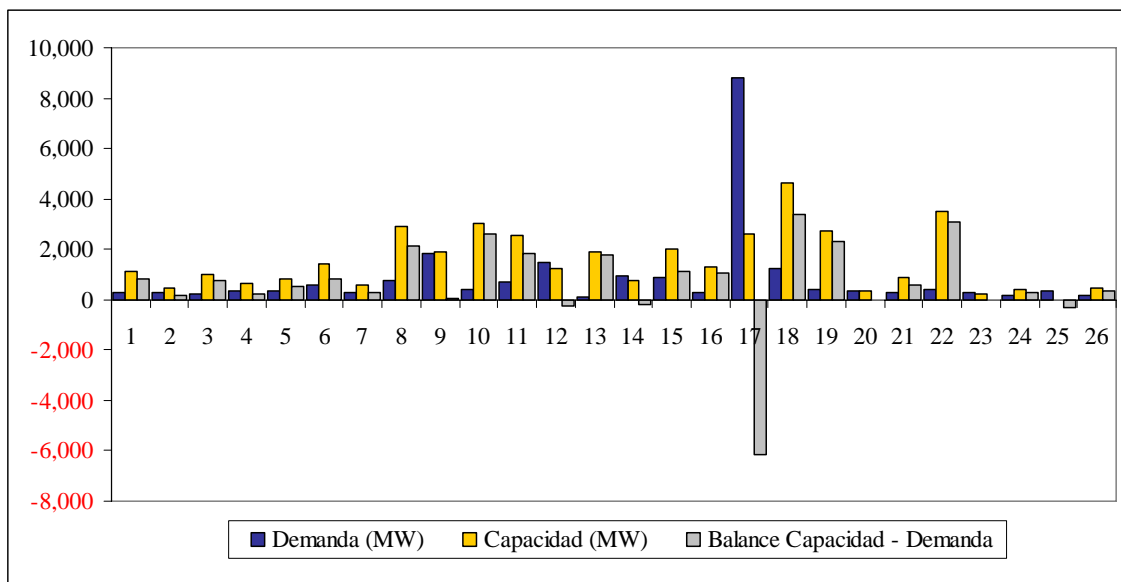
<sup>30</sup> Los acrónimos utilizados para definir la tecnología de las centrales de generación en la columna (iii) se interpretan de la siguiente manera:

- CAR: Carboeléctrica.
- CC: Ciclo combinado.
- DUAL: Tecnología dual.
- GEO: Geotérmica.
- HID: Hidroeléctrica.
- NUC: Nucleoeléctrica.
- TG: Turbogás.
- VC: Vapor convencional

El balance de demanda y generación por nodo nos indica fuertes requerimientos de transmisión entre los nodos para equilibrar su nivel de energía. El nivel de comercio entre nodos dependerá de los costos de generación de las diferentes plantas. Es posible, por ejemplo, que un nodo con suficiente capacidad para satisfacer su demanda prefiera importar energía de otro nodo a un menor precio que producirla localmente.

En la figura 4.3 se puede apreciar que, independientemente del costo de generación, las compañías de distribución en los nodos Guadalajara, Central, Lerma y Chetumal tendrán que importar energía de otros nodos para satisfacer su demanda, ya que no poseen suficiente capacidad instalada de generación.

**FIGURA 4.3 BALANCE ENTRE DEMANDA Y GENERACIÓN**



#### 4.1.4 RED DE TRANSMISIÓN

El sistema eléctrico considerado para el modelo representa la red de transmisión troncal de CFE en 2003, integrada por 40,775 km de líneas de transmisión de 230 kV y 400 kV



operado por un OS. El despacho se lleva a cabo mediante una subasta en donde los generadores establecen posturas de venta, los distribuidores de compra y el operador del sistema da órdenes de despacho a los generadores de menor costo suficientes para satisfacer la demanda, considerando las restricciones de transmisión y capacidad de generación del sistema y determina así el precio de la electricidad en cada nodo.

El problema de optimización a resolver por el operador del sistema está dado por la función objetivo:

$$\text{Min}_{P_G} \sum_{n=1}^N CV_n * P_{Gn} * h \quad \forall n = 1,2,\dots,77 \quad (4.1)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^I \left[ \sum_{n=1}^N P_{Gni} + P_{li} - (P_{Di} + P_{Ei}) \right] = 0 \quad \begin{array}{l} \forall i = 1,2,\dots,26 \\ \forall n = 1,2,\dots,77 \\ \forall m = 1,2,\dots,35 \end{array} \quad (4.2)$$

$$P_{Gn} \leq P_{Gn\_MAX} \quad \forall n = 1,2,\dots,77 \quad (4.3)$$

$$|F_m| < F_{m\_MAX} \quad \forall m = 1,2,\dots,35 \quad (4.4)$$

en donde:

$CV_n$  : costos variables del generador  $n$ .

$P_{Gn}$  : potencia despachada por el generador  $n$ .

$P_{Gn\_MAX}$  : potencia máxima del generador  $n$ .

$F_m$  : flujo de potencia transmitida por la línea  $m$ .

$F_{m\_MAX}$  : capacidad de transmisión máxima de la línea  $m$ .

$P_{Gni}$  : la potencia del generador  $n$  producida en el nodo  $i$ .

$P_{Di}$  : potencia de demanda en el nodo  $i$ .

$P_{li}$  : potencia importada al nodo  $i$ .

$P_{Ei}$  : potencia exportada del nodo  $i$ .

$h$  : una hora  $h$  en particular.

Al resolver esta optimización el operador estará minimizando los costos variables de proveer la energía producida en cada hora sujeto a las restricciones 4.2, 4.3 y 4.4.

- La restricción 4.2 garantiza que la oferta y la demanda sean iguales. Es decir, que la suma de la energía producido e importada al nodo  $i$  menos la energía demandada en  $i$  y la exportada de  $i$ .
- La restricción 4.3 considera los límites de capacidad de generación de cada planta.
- La restricción 4.4 toma en cuenta los límites de capacidad de cada línea de transmisión del sistema.

El modelo utilizado está basado en el modelo de aproximación power flow de corriente directa (DC) descrito por Wood y Wollenberg (1984) tomando los siguientes supuestos para la simulación:

1. El análisis está hecho para una hora en particular, no se consideran efectos futuros dentro de la operación.
2. La demanda se considera inelástica y no interrumpible en el plazo de análisis.
3. No se consideran pérdidas de transmisión.
4. Se considera un modelo de corriente directa.
5. Las capacidades de las líneas de transmisión se consideran simétricas. Es decir, que tienen la misma capacidad en los dos sentidos.
6. No se consideran las magnitudes ni los ángulos de voltajes nodales. Este supuesto deja de lado las propiedades físicas que definen el flujo eléctrico.



7. Las plantas de generación no tienen un límite inferior de producción, ni se consideran factores step-up y step-down.
8. Los usuarios de la red de transmisión contratan derechos de transmisión por la totalidad de su demanda, independientemente de cual sea el despacho final.
9. El despacho nodal con FTR se define bajo un modelo de mercado centralizado.

### **4.3 RESULTADOS DEL MODELO**

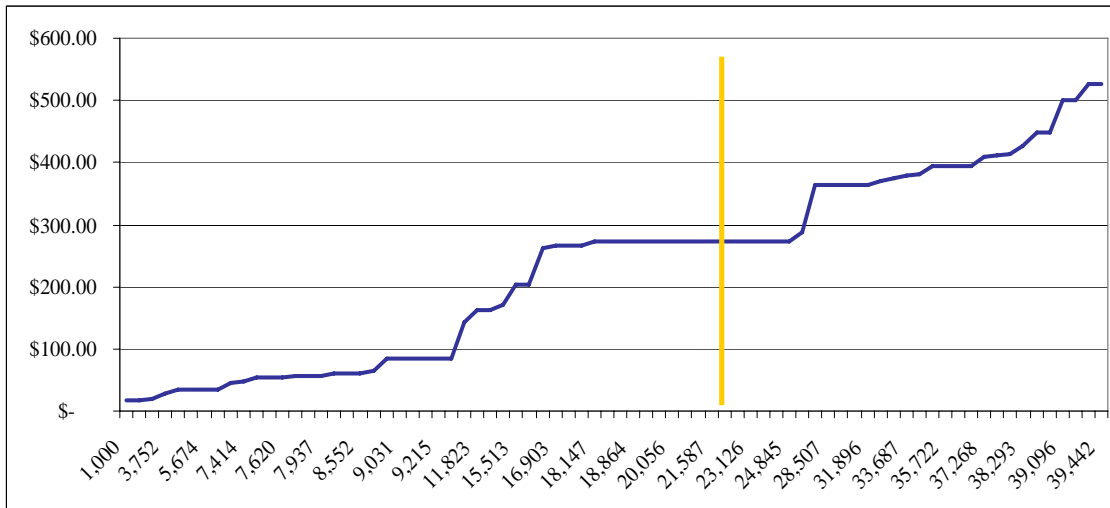
#### **4.3.1 RESULTADOS SIN RESTRICCIÓN DE TRANSMISIÓN**

El modelo utilizado para obtener los resultados sin restricciones de transmisión consiste de una hoja de entrada de valores de demanda y de generación en donde se agrega la demanda y las ofertas de generación se ordenan por costo. Con estos datos se obtiene el precio de oportunidad sin restricciones de transmisión y las plantas que despacharán bajo este supuesto.

En la ausencia de restricciones de transmisión, el despacho es realizado por las plantas de generación de menor costo, el precio en todos los nodos es igual y está determinado por el precio de oferta del último generador despachado para satisfacer los 22,256 MW de demanda del sistema.

En la figura 4.5 se puede apreciar la curva de oferta generada acomodando las ofertas de los generadores en precio ascendente. Dicha curva crece de manera escalonada. Estos escalones se forman debido a que, plantas con la misma tecnología ofrecen su energía a un precio similar.

**FIGURA 4.5 DESPACHO SIN RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN**



El primer escalón, que en realidad es el menos definido y muestra más la forma de una rampa, está conformado por las hidroeléctricas las cuales tienen la capacidad para satisfacer los primeros 9,267 MW de demanda. Los siguientes escalones están formados por la nucleoelectrica de Laguna Verde (1356 MW adicionales), las dos carbocelctricas ubicadas en Río Escondido (2,600 MW adicionales), una planta tecnología dual en Petacalco (2,100 MW adicionales) y dos plantas geotermoeléctricas (230 MW adicionales).

Seguidos de estos pequeños escalones, la curva de oferta continúa con un gran escalón en el cual están la mayor parte de las plantas de ciclo combinado. Estas representan suficiente capacidad de generación adicional para satisfacer la demanda del SEN.<sup>31</sup> Así, el precio de equilibrio es igual al costo ofrecido por estas plantas de generación de ciclo combinado, 273.38\$/MW. Todas las plantas que hayan ofrecido un precio por encima de este no serán despachadas a menos de que haya una disminución

<sup>31</sup> El anexo 2 muestra el orden de mérito de todas las plantas consideradas en la simulación.

en la demanda o existan restricciones de generación que no permitan el despacho de las plantas ordenadas por debajo de este costo.

Como se vio, en este ejercicio de simulación el precio en todos los nodos es el mismo y por lo tanto los costos de congestión y el valor de los FTR es nulo.

#### 4.3.2 RESULTADOS CON RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

Al introducir las restricciones de transmisión de las líneas, la historia cambia. Algunas unidades de generación despachadas anteriormente no serán despachadas y otras con precios de oferta mayores despacharan para satisfacer la demanda.

El modelo utilizado para obtener los resultados con restricciones de transmisión toma los resultados antes observados e identifica el excedente o sobrante de electricidad de bajo costo en cada nodo. Una vez obtenidos estos datos, el modelo define la distribución de la energía considerando las restricciones de transmisión hasta obtener un balance inicial (*BI*) igual o menor a cero en cada nodo. De lo contrario el modelo toma al próximo generador en la lista de generadores ordenados por costo y prueba si así se alcanza el balance final (*BF*), si no lo logra toma al próximo generador y repite el proceso hasta obtener un *BF* para todos los nodos igual a cero. Si todos los *BF* son iguales a cero el modelo estará satisfaciendo las restricciones 4.2 a 4.4.

Una vez obtenido esto el modelo toma los valores de *BI* menores a cero y reduce la generación en estos nodos hasta obtener un valor igual a cero en todos los *BF* de estos nodos. Al conseguir esto, el modelo muestra la cantidad de capacidad utilizada en cada línea, señala las congestiones y proporciona la información necesaria para obtener el

costo marginal de producir un MW adicional en cada nodo. Con esta información se calculan los precios nodales. La siguiente tabla expone los resultados de las operaciones antes mencionadas para cada nodo.

**TABLA 4.2 COMPOSICIÓN DE LOS NODOS EN EL SIMULADOR**

Nodo (N)	Generación - Demanda (Y)	Generación Final - Demanda	Balance Inicial (B I)	Cambio en la producción (PR)	Balance final (B F)	Precio Nodal (PN)
1	185	91	94	-94	0	\$ 273.38
2	-311	-311	0	0	0	\$ 273.38
3	375	375	0	0	0	\$ 364.03
4	-370	-370	0	0	0	\$ 364.03
5	186	186	186	0	0	\$ 267.50
6	395	126	45	-269	0	\$ 267.50
7	-6	-6	0	0	0	\$ 273.38
8	2,138	2138	38	0	0	\$ 267.50
9	-564	-744	180	-180	0	\$ 273.38
10	-401	-401	0	0	0	\$ 364.03
11	1,321	0	1,321	-1,321	0	\$ 273.38
12	-235	-235	0	0	0	\$ 364.03
13	-127	-127	0	0	0	\$ 364.03
14	-876	-876	123	0	0	\$ 364.03
15	-111	264	-111	375	0	\$ 364.03
16	1,030	1030	0	0	0	\$ 273.38
17	-8,532	-7140	-3,087	1,392	0	\$ 364.03
18	792	2100	0	1,308	0	\$ 273.38
19	2,325	600	1,725	-1,725	0	\$ 172.03
20	13	13	0	0	0	\$ 273.38
21	606	606	0	0	0	\$ 273.38
22	3,069	3069	0	0	0	\$ 273.38
23	-262	-262	126	0	0	\$ 273.38
24	-157	-157	-157	0	0	\$ 273.38
25	-326	-150	-326	176	0	\$ 527.13
26	-157	181	-157	338	0	\$ 273.38
<b>SUMA</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	

La diferencia en precios nodales se debe a la congestión de las líneas. Las líneas de transmisión congestionadas aíslan a un nodo (a un grupo de nodos) de otro(s) y obligan a nodos con déficit de electricidad de bajo costo a comprar energía de plantas de generación que ofrecen la electricidad a un mayor precio. La tabla 4.4 muestra el estado de las líneas de transmisión que arroja el modelo.

**TABLA 4.3 CONGESTIÓN DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN**

No. de línea	de Nodo	a Nodo	Capacidad (MW)	Transmisión Efectuada	Capacidad disponible en la línea
1	1	2	500	91	409
2	2	3	220	-220	CONGESTIONADA
3	4	7	300	-300	CONGESTIONADA
4	4	12	320	85	235
5	4	3	750	-155	595
6	6	5	500	-186	314
7	7	6	350	-350	CONGESTIONADA
8	7	9	260	-206	54
9	7	14	250	250	CONGESTIONADA
10	8	6	225	0	225
11	8	9	2,100	2,100	CONGESTIONADA
12	9	11	1,000	0	1,000
13	9	10	1,150	1,150	CONGESTIONADA
14	10	18	1,000	0	1,000
15	12	14	650	0	650
16	12	15	750	0	750
17	13	12	1,700	-127	1,573
18	14	10	750	-749	1
19	15	14	850	123	727
20	15	17	1,000	387	613
21	16	12	400	277	123
22	20	17	2,000	2,000	CONGESTIONADA
23	16	15	460	0	460
24	16	17	1,900	953	947
25	16	19	200	-200	CONGESTIONADA
26	18	20	1,300	-1,300	CONGESTIONADA
27	18	17	3,400	3,400	CONGESTIONADA
28	19	17	400	400	CONGESTIONADA
29	20	21	1,550	-1,287	263
30	20	22	2,200	-2,000	200
31	21	22	2,200	-681	1,519
32	22	23	435	388	47
33	23	24	435	126	309
34	24	25	150	150	CONGESTIONADA
35	24	26	435	181	254

La congestión observada anteriormente aísla a algunos nodos del resto del sistema generando ocho zonas de consumo independientes.<sup>32</sup>

Por ejemplo, el nodo 1 y 2 (Zona Sonora) quedó aislado del resto del sistema por la congestión creada en la línea 1. Asimismo, los nodos 3, 4, 10, y 12-17 (Zona Frontera) quedan aislados del resto por la congestión de las líneas 1, 3, 9, 13, 21, 24, 26 y 27

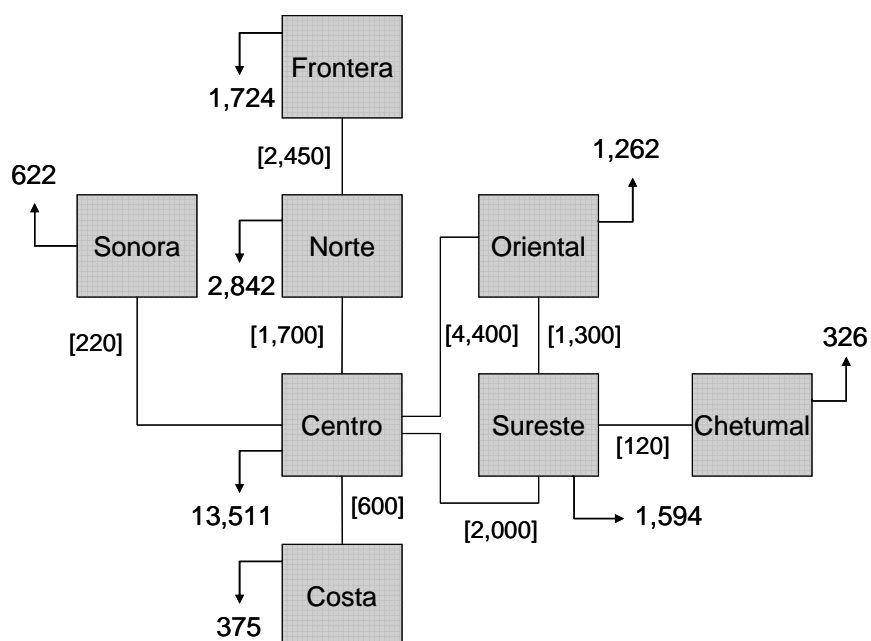
<sup>32</sup> Esta división por zonas no representa un mecanismo de precios zonal ya que las zonas no están fijas, un cambio en cualquiera de las entradas podría redefinir las zonas de diferente manera. Las zonas definidas en este apartado se utilizan únicamente como un instrumento para facilitar la explicación del análisis.

(Zona Centro). La tabla 4.2 muestra la composición del sistema eléctrico en base a las ocho zonas aisladas por la congestión. La figura 4.6 muestra la capacidad de transmisión entre zonas entre corchetes y la demanda total de cada zona.

**TABLA 4.4 ZONAS AISLADAS POR LA CONGESTIÓN**

Zona	Nodos
Sonora	1 y 2
Centro	3, 4, 10, 12, 13, 14, 15, 16 y 17
Frontera	5, 6 y 8
Norte	7, 9 y 11
Costa	19
Oriental	18
Sureste	20, 21, 22, 23, 24 y 26
Chetumal	25

**FIGURA 4.6 DEMANDA Y RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN ENTRE ZONAS**



El aislamiento de la zona Centro, por ejemplo, se genera principalmente por el enorme requerimiento de importación del nodo 17 que atrae energía de todos los nodos del SEN hasta saturar las líneas. El elevado precio en esta zona es el resultado de la

necesidad de despachar a la planta de generación de ciclo combinado de alto costo ubicada en Tula (ver anexo 2).

Utilizando el índice HHI desagregado por zonas se observa una alta concentración del mercado para las zonas Sonora (HHI=0.52) y Costa (HHI=0.53) y se observa una situación de monopolio en Chetumal (HHI=1.0).

Sin embargo, el HHI no es considerado un buen mecanismo para medir el poder de mercado en sistemas eléctricos, ya que los generadores que se encuentran en el mercado, independientemente de sus costos de generación, no necesariamente serán despachados debido a posibles restricciones de transmisión.

Un mecanismo alternativo para determinar la existencia de poder de mercado en un sistema eléctrico es el MDI (*Must Dispatch Index*). Este índice establece la capacidad de un generador de ejercer poder de mercado dadas sus posibilidades de ser despachado en un sistema con restricciones de transmisión. El MDI toma en cuenta la demanda a satisfacer en un nodo  $i$  ( $P_{Di}$ ), las restricciones de transmisión del nodo  $i$  ( $T_i$ ), la suma de la potencia generada en el nodo  $i$  ( $\sum \overline{P_{Gi}}$ ) y la potencia de un generador  $j$  ( $\overline{P_{Gj}}$ ). Así, tenemos que el índice MDI para un generador  $j$  en un nodo  $i$  es:

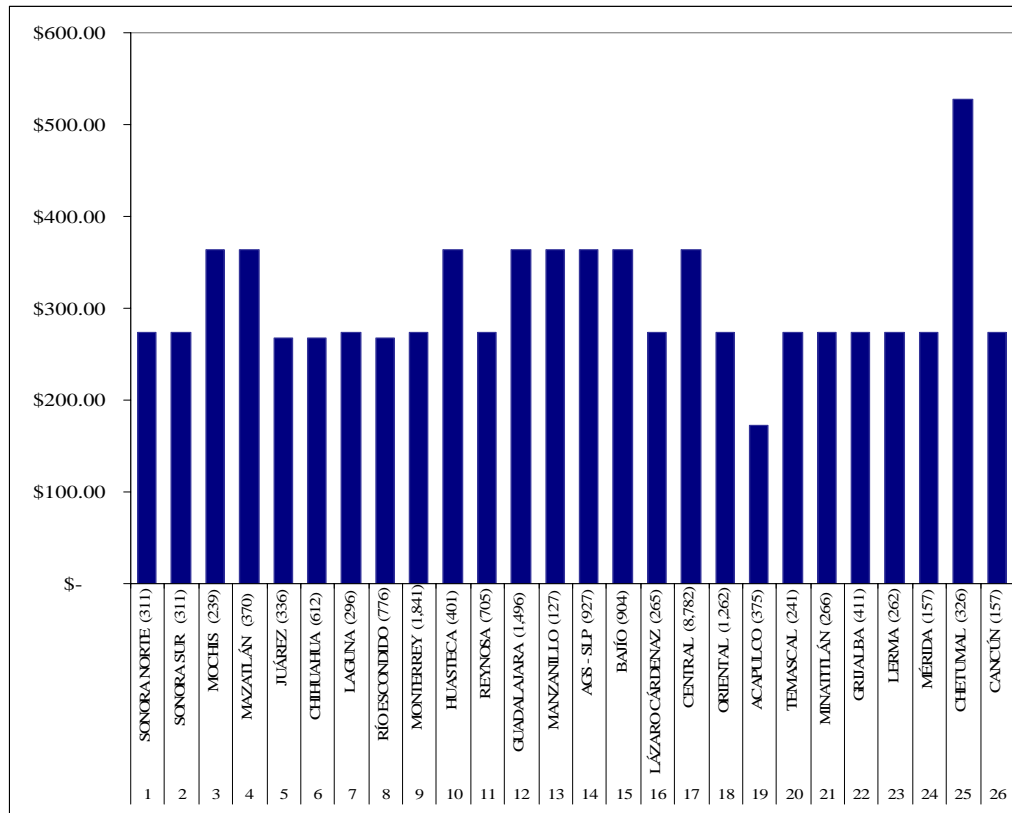
$$MDI_j = \frac{P_{Di} - T_i \left( \sum \overline{P_{Gi}} - \overline{P_{Gj}} \right)}{\overline{P_{Gj}}} \quad 0 \leq MDI \leq 100$$

Este índice nos muestra que únicamente Chetumal se encuentra en una posición en donde un generador puede tener posibilidades de ejercer poder de mercado ( $MDI_{Chetumal}=35$ ).

El precio de la electricidad en cada una de las zonas es igual al costo marginal de generar una unidad adicional de electricidad. Todos los nodos comprendidos en una

misma zona tienen un precio nodal igual, ya que dentro de cada zona no hay restricciones de transmisión.

**FIGURA 4.7 PRECIOS NODALES**



#### 4.3.3 LOS FTR COMO INSTRUMENTOS DE COBERTURA EN EL SEN

Como se describe en el capítulo anterior los FTR pueden servir como un instrumento de cobertura ante la diferencia en precios nodales, ya sea dentro del mercado interno de CFE o en el contexto de un mercado competitivo real. Esto mostró ser importante para los participantes del mercado, ya que así podrán establecer contratos bilaterales de largo plazo de compra venta de energía sin exponerse a la diferencia entre precios nodales.



Además, se analizó como los FTR pueden proporcionar un instrumento de cobertura ante problemas de poder de mercado regional.

Por ejemplo, una compañía de distribución en el nodo Acapulco puede establecer un contrato bilateral de largo plazo con un generador en el nodo Centro sin riesgo ante la diferencia en precios nodales si adquiere un contrato de FTR entre estos nodos.

Si un distribuidor en el nodo Acapulco acuerda comprar 400MW de energía a un generador en el nodo Centro en donde la energía resulta más cara que en Acapulco después del despacho, un FTR le dará la seguridad de que siempre estará enfrentándose a un desembolso neto igual que si hubiera comprado la electricidad en Acapulco, es decir, a un precio de \$172.03 pesos por MW.

Adicionalmente, la compañía de distribución ubicada en el nodo Chetumal podrá protegerse, en cierta medida, del posible poder de mercado ejercido por el único generador ahí presente con la adquisición de un contrato de FTR entre el nodo Mérida y Chetumal. Si la compañía de distribución adquiere un FTR de 120MW entre estos dos nodos, tendrá la garantía de que aunque se enfrenta a un monopolio, el precio de 120MW estará determinado por la composición de mercado en la zona Sureste.

La renta de congestión entre la unidad de producción  $k$  y la unidad de adquisición  $L$  está dada por:

$$R.C._{k-L} (\$/h) = P_L (MW) * PN_L (\$/MWh) - P_k (MW) * PN_k (\$/MWh) * \varepsilon_{k-L} \quad (4.5)$$

en donde  $\varepsilon_{k-L}$  representa el porcentaje de energía de la carga  $L$  siendo abastecida por el generador  $k$  y  $PN$  denota el precio nodal. El monto de FTR se considera la potencia por la que la unidad de adquisición se desea cubrir, en los casos simulados equivale al total

de la carga que se consume en una hora. El valor del FTR se calcula con la siguiente expresión:

$$FTR_{k-L} (\$/h) = (PN_L - PN_k) * P_{k-L} (MW) \quad (4.6)$$

Los excedentes por congestión recolectados por el OS son:

$$E.C. (\$/h) = R.C._{k-L} (\$/h) - \sum_k FTR_{k-L} (\$/h) \quad (4.7)$$

#### 4.3.4 EL USO DE FTR COMO UN MECANISMO PARA CUBRIR COSTOS DE INVERSIÓN E INCENTIVAR LA INVERSIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN

Si bien los FTR sirven para proteger a los agentes de la industria eléctrica ante riesgos del mercado, los ingresos provenientes de las rentas de congestión sólo permiten la recuperación de una proporción de los costos de inversión.

Rubio-Ordérez y Pérez-Arriaga (2000) y Rosellón (2005) entre otros proponen una estructura de precios de la transmisión compuesta por un cargo variable (proveniente de las rentas de congestión) y un cargo complementario que permita la recuperación de los costos fijos. Esta sección se concentra en calcular la recuperación de costos proveniente del cargo variable con el uso de FTR para el caso mexicano utilizando los resultados de precios nodales obtenidos con el modelo antes expuesto.

La renta de congestión entre la unidad de producción  $k$  y la unidad de adquisición  $L$  está dada por:

$$R.C._{k-L} (\$/h) = P_L (MW) * PN_L (\$/MWh) - P_k (MW) * PN_k (\$/MWh) * \epsilon_{k-L} \quad (4.5)$$

en donde  $\varepsilon_{k-L}$  representa el porcentaje de energía de la carga L siendo abastecida por el generador k y  $PN$  denota el precio nodal. El monto de FTR se considera la potencia por la que la unidad de adquisición se desea cubrir, en los casos simulados equivale al total de la carga que se consume en una hora. El valor del FTR se calcula con la siguiente expresión:

$$FTR_{k-L} (\$/h) = (PN_L - PN_k) * P_{k-L} (MW) \quad (4.6)$$

Los excedentes por congestión recolectados por el OS son:

$$E.C. (\$/h) = R.C._{k-L} (\$/h) - \sum_k FTR_{k-L} (\$/h) \quad (4.7)$$

Para continuar con la evaluación de los FTR dentro del modelo, se considera que los agentes poseen FTR sobre la totalidad de la capacidad de las líneas de transmisión. No obstante se puede observar que los únicos FTR relevantes son aquellos que están definidos entre nodos con diferencia en precios.

Bajo los supuestos del modelo, el pago a los tenedores de todos los FTR del mercado en una hora suma \$776,837.50 pesos que deberán ser cubiertos por el operador del sistema con los recursos obtenidos en el despacho. Calculando las rentas de congestión, se puede ver que el OS es capaz de pagar esta cantidad.

El total de los ingresos obtenidos de las rentas de congestión por el operador del sistema suman \$ 884,710.00 pesos. Esto muestra que el OS no sólo tiene los recursos suficientes para cubrir los pagos a los tenedores de FTR, también retiene un excedente de congestión significativo por un monto de \$ 107,872.5 pesos<sup>33</sup> (ver tablas 4.6 y 4.7).

---

<sup>33</sup> Este hecho confirma la viabilidad simultánea de los FTR emitidos.

**TABLA 4.5 BALANCE DEL OPERADOR DEL SISTEMA EN UNA HORA**

Nodo (N)	Pagos (\$)	Retribuciones a Generadores (\$)
1	85,021	109,899
2	85,021	-
3	87,003	223,514
4	134,691	-
5	89,880	139,635
6	163,710	197,415
7	80,920	79,280
8	207,580	779,495
9	503,293	299,898
10	145,976	-
11	192,733	192,733
12	544,589	459,042
13	46,232	-
14	337,456	18,566
15	329,083	425,187
16	72,446	354,027
17	3,196,911	597,737
18	345,006	919,104
19	64,511	167,729
20	93,223	96,777
21	72,719	238,387
22	112,359	951,362
23	71,626	-
24	42,921	-
25	171,844	92,775
26	42,921	92,402
	7,319,674	6,434,964
<b>R.C. *</b>		<b>884,710</b>

**TABLA 4.6 VALOR DE FTR**

de zona (nodo)	a zona (nodo)	FTR (MW)	Diferencia en precio	Valor de FTR
Sonora (2)	Centro (3)	220	\$ 90.65	\$ 19,943
Centro (4)	Norte (7)	300	\$ 90.65	\$ 27,195
Centro (14)	Norte (7)	250	\$ 90.65	\$ 22,663
Centro (10)	Norte (9)	1,150	\$ 90.65	\$ 104,248
Centro (16)	E (19)	200	\$ 101.35	\$ 20,270
Centro (17)	E (19)	400	\$ 101.35	\$ 40,540
Centro (17)	Oriental (18)	3,400	\$ 90.65	\$ 308,210
Centro (17)	Sureste (20)	2,000	\$ 90.65	\$ 181,300
Frontera (6)	Norte (7)	350	\$ 5.88	\$ 2,058
Frontera* (5)	Centro (14)	0	\$ 96.53	\$ -
Frontera (8)	Norte (9)	2,100	\$ 5.88	\$ 12,348
Oriental (18)	Sureste (20)	1,300	\$ -	\$ -
Sureste (24)	Chetumal (25)	150	\$ 253.75	\$ 38,063
				\$ 776,837

Los excedentes retenidos por el operador del mercado tras el pago a tenedores de FTR podrían repartirse entre los dueños de las líneas para cubrir parte de sus costos hundidos o entre los propietarios de derechos secundarios. Dichos derechos secundarios son ampliamente utilizados en otros mercados competitivos. Como se expone más adelante estos derechos secundarios se conocen como ARR (*Auction Revenue Awards*) en el mercado de PJM.

#### 4.3.5 INCENTIVOS PARA LA EXPANSIÓN Y EL USO DE FTR INCREMENTALES

La literatura (Hogan, 2002a, Joskow y Tirole, 2003, Bushnell and Stoft, 1997 y Kristiansen y Rosellón, 2005, entre otros) señala que existen serias complicaciones con la asignación de FTR al expandir una red de transmisión mallada. La naturaleza física del flujo de la electricidad afecta el cambio en capacidad de la red ante una expansión de diferentes maneras que, en ocasiones, puede traducirse en externalidades negativas para los derechos de propiedad existentes. Hogan (2002a) sugiere que el OS retenga ciertos derechos de transmisión de reserva o *proxy awards* para garantizar los FTR nuevos en una subasta en donde los FTR existentes estarán garantizados por la prueba de viabilidad simultánea. Kristiansen y Rosellón (2005) proponen que los proxy awards estén definidos como el *mejor* uso de la red actual. *Mejor*, esta definido de acuerdo a las preferencias del inversionista, y el objetivo en la formulación proxy es maximizar los proxy awards dadas las restricciones de los derechos existentes y la red de transmisión. Bajo este enfoque, el ISO maximiza el bienestar social y calcula los FTR de manera simultánea.

Para definir el valor de los FTR incrementales de largo plazo bajo el modelo utilizado en este trabajo se dividió el proceso en dos etapas. En la primera se calcularon las cargas que maximizaban el bienestar social y en la segunda se calcula el valor de los FTR incrementales correspondiente a este despacho óptimo. Se realizaron ejercicios de simulación en los que se contempla la expansión de la red de transmisión y el uso de FTR incrementales<sup>34</sup> con el objetivo de calcular los incentivos creados para los inversionistas.

Las simulaciones se concentraron en evaluar el impacto de la expansión de las líneas actualmente congestionadas. Sin embargo, también se consideró un proyecto de expansión para una línea nueva.

Cada línea mostró límites, que llamé *límites incrementales*, sobre los cuales una expansión ocasionaba cambios en los precios o limitaba la transmisión y hacía que el valor de los FTR incrementales de una expansión por encima del límite fuera nulo. Una expansión por debajo de estos límites en las líneas contempladas no genera efectos negativos para los demás participantes del mercado. Es decir, una expansión que no rebasa el límite incremental no disminuye el bienestar social: es una mejora en el sentido de Pareto.

Los límites incrementales no son un instrumento necesario dentro del modelo para garantizar la viabilidad de los FTR incrementales (como los *proxy awards*), sino que se utilizan como un instrumento analítico para identificar el nivel bajo el cual una expansión genera incentivos para los propietarios de los FTR incrementales correspondientes. El límite incremental define el punto bajo el cual se maximiza el valor

---

<sup>34</sup> Los FTR incrementales son aquellos que se crean al construir o expandir una línea de transmisión.

de una inversión señalando el punto en donde la congestión en una línea desaparece ante el proyecto de expansión y genera un cambio de precios en al menos una zona. Los límites incrementales en el proceso de dos etapas simulan las características de los proxy awards en el proceso simultáneo en el sentido de que garantizan el valor de los FTR incrementales maximizando las preferencias del inversionista.

Por ejemplo, una expansión de la línea 33 (Mérida – Chetumal) mayor a 326MW cambiaría el precio de la electricidad en el nodo Chetumal de 527.13 a 273.38 \$/MW ya que el generador de alto costo ubicado en Chetumal no necesitaría producir, la compañía de distribución importaría toda su energía de la zona Sureste a un precio menor. Este cambio en los precios nodales altera el valor de los FTR actuales de manera significativa. En específico, el valor de los FTR involucrados con la línea Mérida-Chetumal sería nulo. De manera que el inversionista de la expansión en esta línea no tendría manera de recuperar el capital invertido.

Por el contrario, si el proyecto de expansión fuera menor al límite incremental, es decir, menor a 326MW los FTR incrementales tendrían un valor que representaría un incentivo a invertir en la red. Si el proyecto de inversión de la línea 33 fuera igual a 326MW menos un “ε” cercano a cero los incentivos para la expansión serían de \$724,649,100.00 pesos anuales *ceteris paribus*. El valor presente de dichos incentivos considerando una vida útil del proyecto de 30 años es de 6,831 millones de pesos.

Tras realizar ejercicios similares en las líneas mostradas en la tabla 4.6 se identificaron tres razones que definieron el nivel de los límites incrementales:

*Sustitución de unidad de generación:* cuando la expansión de una línea de transmisión congestionada provee a una zona o nodo con la suficiente capacidad adicional de menor costo para sustituir a la planta de generación que antes era última en despacharse. El límite incremental está dado por la capacidad de generación de la planta a sustituir. Este es el caso de los límites encontrados al expandir la línea 24, 27 y 33.

*Capacidad de generación:* cuando la expansión de una línea de transmisión congestionada otorga acceso a una zona X con generación de bajo costo la oportunidad de exportar a otra zona Y la totalidad de su capacidad de generación. En este caso el precio de la energía en esta zona X estará dado por el costo marginal de generación de la zona Y. El límite incremental, en este caso, es igual a la capacidad de generación excedente de bajo costo del nodo X. Este es el caso de los límites encontrados al expandir la línea 1, 7, 11 y 26.

*Congestión secundaria:* este límite no afecta los precios sino la capacidad de transmisión. Ocurre cuando la línea a expandirse está conectada a un segundo nodo que importa energía para exportarla a un tercer nodo. El límite incremental por congestión secundaria está dado por el límite de transmisión entre el segundo y el tercer nodo. Este es el caso de los límites encontrados en las líneas 3, 9, 13, 21 y 25

En general el límite incremental  $\hat{F}_{i\_MAX}$  está dado por:

$$\hat{F}_{i\_MAX} = \min (P_{U\_MAX}, Y_G, F_{S\_MAX}) - F_{i\_MAX} \quad (4.8)$$



En donde  $P_{U\_MAX}$  es la potencia máxima del último generador despachado en el nodo de mayor costo;  $Y_G = P_{Gj} - D_{Gj}$  denota la capacidad disponible para exportación en el nodo G; y  $F_{S\_MAX}$  es la capacidad de transmisión máxima de la línea en la zona de importación con mayor susceptibilidad a congestionarse.

El valor de los FTR incrementales estará dado entonces por:

$$FTR_{INCREMENTAL_{k-L}} (\$/h) = (PN_L - PN_k) * \hat{F}_{i\_MAX} (MW) \quad (4.9)$$

Los valores presentes mostrados por la tabla 4.8 servirán de indicador para los participantes del mercado para determinar si les conviene o no invertir en la expansión de la red. Si el costo de expandir la red de transmisión es menor que el valor presente de los incentivos, será condición suficiente para que se lleve a cabo una inversión guiada por el mercado. En el contexto del mercado sombra, el valor de los FTR incrementales señalará el monto del beneficio que una inversión en la expansión de la red arrojará para determinadas divisiones de negocio de CFE.

**TABLA 4.7 INCENTIVOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN**

de zona (nodo)	a zona (nodo)	FTR (MW)	Diferencia en precio	Valor de FTR incrementales	Valor anual de FTR incrementales	VP de incentivos (30 años)
Sonora (2)	Centro (3)	220	\$ 90.65	\$ 8,521	\$ 74,644,836	\$ 703,670,484
Centro (4)	Norte (7)	300	\$ 90.65	\$ 4,895	\$ 42,881,076	\$ 404,236,236
Centro (14)	Norte (7)	250	\$ 90.65	\$ 4,895	\$ 42,881,076	\$ 404,236,236
Centro (10)	Norte (9)	1,150	\$ 90.65	\$ 12	\$ 105,120	\$ 990,957
Centro (16)	E (19)	200	\$ 101.35	\$ 174,829	\$ 1,531,499,850	\$ 14,437,318,092
Centro (17)	E (19)	400	\$ 101.35	\$ 174,829	\$ 1,531,499,850	\$ 14,437,318,092
Centro (17)	Oriental (18)	3,400	\$ 90.65	\$ 15,411	\$ 134,995,980	\$ 1,272,595,557
Centro (17)	Sureste (20)	2,000	\$ 90.65	\$ 22,844	\$ 200,111,688	\$ 1,886,435,767
Frontera (6)	Norte (7)	350	\$ 5.88	\$ 59	\$ 515,088	\$ 4,855,691
Frontera* (5)	Centro (14)	0	\$ 96.53	\$ 25,967	\$ 227,467,153	\$ 2,144,313,397
Frontera (8)	Norte (9)	2,100	\$ 5.88	\$ 59	\$ 515,088	\$ 4,855,691
Oriental (18)	Sureste (20)	1,300	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Sureste (24)	Chetumal (25)	150	\$ 253.75	\$ 82,723	\$ 724,649,100	\$ 6,831,205,084
				\$ 515,042	\$ 4,511,765,905	\$ 42,532,031,283

\*En este ejercicio se propone una línea previamente inexistente.

#### **4.4 MERCADOS DE FTR**

A manera de epílogo de este capítulo, esta sección está dedicada a exponer la experiencia internacional en el uso de derechos de transmisión. Se seleccionaron algunos mercados competitivos abiertos a la inversión privada en donde se han utilizado derechos de transmisión físicos o financieros.

##### **4.4.1 PJM**

El mercado de PJM utiliza FTR en la forma de obligaciones y opciones. Existen cuatro maneras de adquirirlos: mediante la compra de servicios de integración de la red, servicios de transmisión firme de punto a punto, así como en subastas mensuales y mercados secundarios.

Las unidades de adquisición están obligadas a comprar los servicios de integración de la red para la totalidad de sus servicios y reciben a cambio FTR del punto de inyección al punto de retiro de la carga. Las unidades de adquisición pueden variar su portafolio de FTR siempre y cuando los el portafolio prevaleciente sea viable.

Los FTR adquiridos mediante la compra de transmisión firme de punto a punto pueden ser comprados por cualquier participante del mercado. Esta manera de adquirir FTR se hace mediante el pago de una cuota fija equivalente básicamente a una cuota de acceso al servicio de red entre dos puntos.

Las subastas mensuales y los mercado secundarios de FTR surgieron como respuesta a la poca liquidez que mostraron los FTR ante la falta de solicitudes con los

mismos puntos de inyección y retiro. El ISO lleva a cabo una subasta de FTR residuales en donde los clientes del servicio de transmisión establecen posturas de compra y de venta y el ISO determina las posturas ganadoras tras maximizar el excedente total y respetando la viabilidad simultanea de los FTR asignados.

Otra forma de FTR es los llamados derechos de ganancias en la subasta (*ARR de sus siglas en inglés*) que funcionan como LTFTR y son, en un principio, propiedad de los dueños de las líneas existentes. Este tipo de contratos también se le otorga a aquellos que inviertan en la red de transmisión siempre y cuando los ARR sean compatibles con los derechos existentes en base a una prueba de viabilidad simultanea.

El reporte para 2002 de PJM (2003) mostró que el mercado de FTR fue competitivo en ese año y logró aumentar la liquidez de los FTR. Las ofertas de compra superaron a las de venta por una relación de 10 a 1. El porcentaje de FTR subastados paso de un 3% a principios de 1999 a un 29% en noviembre de 2002.

El mayor problema observado en este mercado en 2003 fue una cuestión de asimetría de información en la que las empresas dueñas de la red salían beneficiadas. Aunque se llevan a cabo revisiones de la red para dar a conocer las condiciones del sistema (información muy valiosa al tomar posturas en la subasta de FTR), las empresas dueñas de la red tienen la ventaja de conocer esta información primero. (Kristiansen, 2004)

#### 4.4.2 Nueva York

El mercado de Nueva York introdujo contratos de congestión en la transmisión (TCC) en septiembre de 1999. Los TCC son instrumentos financieros para cubrir las cuotas de transmisión. Son contratos establecidos en un mercado de un día en adelante con precios nodales. Sin embargo, los TCC son únicamente una cobertura ante la congestión, son unidireccionales y pueden tomar la forma de obligaciones con congestión inversa.

En contraste a PJM, en Nueva York la adquisición y comercio de TCC se lleva a cabo únicamente en subastas y mercados secundarios. La asignación de los TCC, en principio, también es diferente. Mientras que en PJM los FTR iniciales se asignaron a los proveedores de servicios de transmisión, en Nueva York se convirtieron los contratos de transmisión existentes en TCC con derechos de antigüedad que más tarde se convertirían en TCC comerciados.

En este mercado también se observó un problema de liquidez en el mercado de TCC ya que el hecho de que cada TCC tenga un nodo de inyección y retiro específico dio lugar a una gran diversidad de contratos. Ante este problema el mercado de Nueva York decidió partir los TCC en componentes estándar. La idea era partir los TCC en:

- TCC del nodo de inyección a zona de inyección.
- TCC de la zona de inyección a la zona de retiro.
- TCC de la zona de retiro al nodo de retiro.

El sistema probó ser eficaz al aumentar el volumen de TCC comerciados en un 120% en el año 2000 y un crecimiento adicional del 50% para 2001. Adicionalmente, Siddiqui et al. (2004) encuentra que los compradores de TCC muestran poder predecir la congestión correctamente. No obstante, subrayan que el mercado no parece ser eficiente al cubrir

transacciones más complejas y por ende los compradores pagan una prima de riesgo muy alta.

#### 4.4.3 CALIFORNIA<sup>35</sup>

El mercado de California utiliza FTR con aspectos físicos y financieros. Los contratos otorgan al propietario el derecho a transferir electricidad y a recibir la diferencia de precios nodales por la capacidad especificada en el contrato entre dos puntos del sistema. El aspecto físico del FTR otorga prioridad de transmisión entre nodos en el mercado de un día en adelante pero no la exclusividad de transmisión.

Los FTR de este mercado tienen duración de un año, se asignan vía una subasta anual y se comercian en un mercado secundario. El excedente de las ganancias de la subasta es repartido entre los dueños de las líneas de transmisión para cubrir parte de los costos fijos con el objetivo de reducir las cuotas de conexión de los usuarios. Actualmente CAISO<sup>36</sup> evalúa la posibilidad de introducir ARR similares a los introducidos en PJM.

Es importante mencionar el poder de mercado ejercido dentro del mercado de electricidad en California durante el año 2000. La *United States General Accounting Office* (2002) presentó un reporte acerca de la posibilidad de algunos participantes del mercado californiano de ejercer poder de mercado dada la regulación existente. Con la ausencia de obligaciones contractuales, los generadores tenían incentivos a reducir la generación de electricidad por momentos y lograr un aumento sustancial del precio. Se

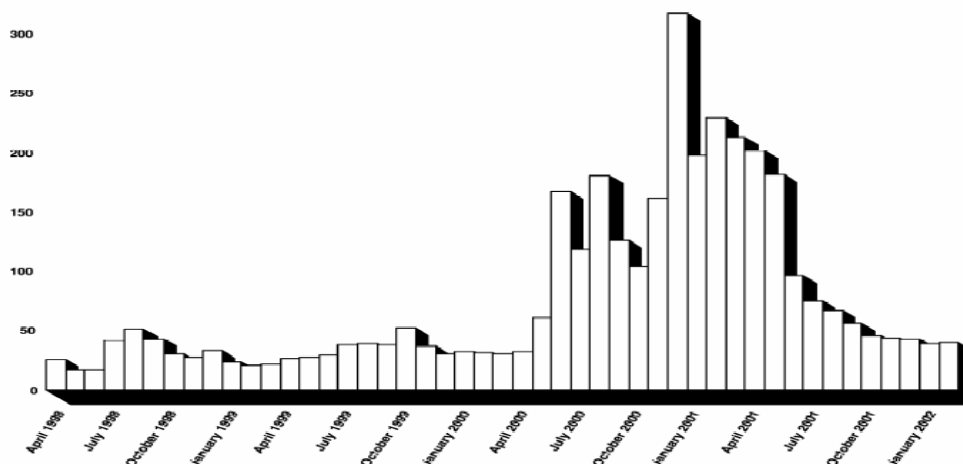
---

<sup>35</sup> Para un análisis de la crisis experimentada por este mercado en 2001 ver anexo 4.

<sup>36</sup> California Independent System Operator

puede observar en la Figura 2.7 como el precio de la electricidad aumentó durante el verano de 2000 en más de un 300% <sup>37</sup>

**FIGURA 4.8 PRECIOS EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD DE CALIFORNIA**



Fuente: Status General Accounting Office, 2002

#### 4.4.4 TEXAS (ERCOT)

Este mercado no cuenta con un mercado spot de electricidad, solo está conformado por un mercado bilateral pequeño y uno de servicios auxiliares. No obstante, ERCOT identifica anualmente un pequeño número de restricciones de transmisión con un valor comercial llamadas CSC y ofrece FTR asociados a ellas. Estos contratos sólo se proveen en forma de opciones y son asignados a través de una subasta sostenida por el ISO. Los excesos de ingresos provenientes de la subasta se distribuyen entre las unidades de adquisición en proporción a su participación en la carga total.

<sup>37</sup> En ausencia de otros choques como es el caso del aumento observado durante 2001.

También existen otro tipo de FTR llamados derechos de congestión preasignados (PCR). Estos contratos asignan a las unidades con compromisos contractuales de largo plazo de capacidad y exentan al propietario de pagar parte de los costos de congestión.

Este sistema ha facilitado enormemente la liquidez de los contratos, en 2003 el 60% del total se comercio en subastas anuales. Sin embargo, Kristiansen (2004), comenta que este arreglo da lugar a la existencia de poder de mercado y no es un instrumento de cobertura perfecta ante las fluctuaciones de los precios nodales.

#### 4.4.5 NUEVA ZELANDA

Al final de 1997 el mercado de Nueva Zelanda introdujo un despacho económico basado en ofertas con fijación de precios nodal. Al mismo tiempo, el OS neocelandés, Transpower, acordó proveer un instrumento de cobertura contra los precios nodales. Sin embargo, para 1998 lo retiró dado el bajo interés de los participantes del mercado en éste.

Las ganancias por congestión colectadas por Transpower se distribuyen entre los dueños de las líneas de congestión para cubrir los costos hundidos de estos y permitirles reducir las cuotas de acceso a los usuarios de la red.

Actualmente se debate la reintroducción de FTR al mercado. Los FTR propuestos son en forma de obligaciones de punto a punto, que se asignan mediante una subasta tipo *pay-as-bid*, en dónde los compradores pagan el precio de equilibrio y los vendedores reciben el precio que ofrecieron.

## **5. CONCLUSIONES GENERALES**

Este estudio se concentró en evaluar el uso de derechos financieros de transmisión o FTR en un modelo que simula las características del sistema eléctrico nacional. Por un lado, se encontró que el uso de estos instrumentos constituye una herramienta clave para garantizar el desarrollo de un mercado de electricidad competitivo en México, ya que son un instrumento de cobertura que mitiga el precio de los agentes del mercado ante la volatilidad en precios nodales. Por otro lado, se estudió como y en qué medida, para el caso mexicano, el uso de FTR de largo plazo brinda incentivos para la inversión en la red de transmisión eléctrica.

Tras un capítulo introductorio que explica las tendencias y los diferentes modelos existentes en el sector eléctrico, en el capítulo 2 se analizaron las circunstancias bajo las que opera la industria en México. El modelo utilizado en México no muestra ser sostenible en el largo plazo, ya que la capacidad del sector público de asignar los recursos que demanda la industria, así como de garantizar deuda son cada vez menores. Asimismo, se observa que bajo los esquemas de inversión actuales el flujo de capital privado está limitado. Finalmente, se expone cómo este problema puede ser solucionado con la creación de un mercado competitivo.

La creación de un mercado competitivo, a diferencia del modelo del comprador único, otorga los incentivos adecuados para que el sector privado lleve a cabo inversiones en la capacidad de generación sin el riesgo a enfrentar un comprador único (CFE). Este hecho, deslinda a CFE de tener que proveer contratos de compra de energía de largo plazo a los productores independientes de energía (PIE). De este modo, CFE transfiere gran parte de los riesgos al mercado y libera capacidad de endeudamiento para



invertir en áreas del sector eléctrico en donde la competencia no ofrece mejores resultados.

Esta solución ha sido objeto de otros estudios a los cuales el presente estudio se suma agregando un elemento antes no considerado con el suficiente detenimiento y que ha resultado de suma importancia en los procesos de reestructuración en otros países. Este elemento es la introducción de un instrumento financiero que:

- i. proporcione cobertura contra diferencias en precios nodales a los participantes del mercado;
- ii. provea los incentivos adecuados para recuperar los costos fijos y variables e incentive así la inversión en la expansión de la red de transmisión eléctrica.

Es importante subrayar que el modelo utilizado para la simulación del despacho de electricidad toma supuestos que limitan su capacidad para representar las características físicas del flujo de la electricidad. Los alcances de esta tesis se verían enriquecidos con la contribución de un simulador programado para reproducir el comportamiento de un despacho económico que considere las magnitudes y los ángulos de los voltajes nodales. Dicho trabajo fue omitido de la presente tesis dado que los requerimientos de programación de ingeniería eléctrica se desviaban de los alcances de una tesis en economía cuyo objetivo principal fue la evaluación, en términos económicos, del uso de los derechos de transmisión para un caso teórico del sistema eléctrico mexicano.

Con lo que respecta al modelo de la expansión de la red de transmisión guiada por el mercado, cabe señalar que existe una extensa discusión a nivel teórico que, sin llegar a soluciones condensadas, plantea las posibles limitantes y problemas del

mecanismo de incentivos generado con el uso de FTR de largo plazo. El anexo 3 expone las principales críticas del modelo y las respuestas de la literatura que apoya el modelo de inversión en transmisión guiado por el mercado.

El modelo utilizado mostró la existencia de congestión en 12 líneas de transmisión del sistema que formaron 8 zonas de transmisión aisladas con diferentes precios nodales. Se mostró que la congestión podía dar lugar a una mayor concentración del mercado a nivel regional. La zona definida como Chetumal fue un ejemplo de ello mostrando un índice MDI alto.

Adicionalmente, se mostró como el uso de derechos financieros de transmisión o FTR pueden servir como un mecanismo de cobertura ante los precios nodales en el Sistema Eléctrico Nacional y también como un instrumento para mitigar el poder de mercado.

Estas características hacen del uso de FTR una pieza clave para lograr la transición de un modelo de comprador único a uno de mercado de mayoreo. Dado que los FTR sirven a los participantes del mercado para mitigar la volatilidad en precios de la electricidad, sirven para incentivar la aparición de contratos bilaterales de largo plazo entre los participantes del mercado. La existencia de estos contratos bilaterales es lo que da cabida a un mercado competitivo de electricidad en donde los participantes tendrán certidumbre de vender o comprar electricidad y así poder evaluar la rentabilidad de su unidad de generación o distribución en el largo plazo y tomar decisiones de inversión con certeza.

Por otro lado, se calculó el valor de los FTR de largo plazo y se probó que las rentas de congestión recolectados por el operador del sistema son suficientes para cubrir

el total de pagos de los FTR contratados. Bajo las características consideradas, las rentas de congestión no sólo mostraron ser suficientes para cubrir los pagos, sino que generan excedentes que pueden servir para cubrir parte de los costos fijos de las líneas de transmisión. Para el caso analizado dichos excedente fueron para una hora del día de \$107,872.50 pesos.

Adicionalmente, se realizaron ejercicios de simulación para evaluar si el uso de FTR incrementales de largo plazo podía proveer los incentivos adecuados para expandir la red. En el proceso, se definieron límites (*incrementales*) bajo los cuales las inversiones no alteraban el comportamiento de la congestión en el sistema ni cambiaban los precios nodales. Bajo estos límites, la introducción de FTR incrementales de largo plazo crea incentivos para invertir en la red de transmisión y aumentan el bienestar social sin afectar el valor de los derechos de transmisión existentes.

Estos límites sirvieron para identificar el valor de los incentivos creados con el uso de FTR y definen el punto en donde se maximiza el valor de una inversión en transmisión guiada por el mercado. Además, se identificó que el nivel de los límites incrementales se establece por tres razones: (i) sustitución de plantas generadoras, (ii) límites de generación y (iii) congestión secundaria.

Estos resultados muestran que el uso de FTR de corto y largo plazo debe reconocerse como un elemento imprescindible en cualquier reforma del sector que busque la creación de un mercado de electricidad competitivo.

Cabe subrayar que esta propuesta no es más que una pieza dentro de un rompecabezas que debe armarse de manera coordinada e integral si no se quiere caer en problemas estructurales como los observados en California. Una de las mayores

amenazas en el proceso de reestructuración de la industria eléctrica en México será el alto grado de politización que existe entorno al tema. Una reforma en el sector eléctrico no se puede hacer de manera parcial ni negociada, no se puede votar acerca de cómo debe construirse el mercado. Si la decisión es crear un mercado de electricidad competitivo, será tarea de los economistas e ingenieros especializados en el tema diseñar la estructura adecuada, de los abogados escribirla en documentos detallados, de los programadores convertirla en un sistema operativo y de los políticos crear las leyes que la conciban tal y como fue diseñada.

En el caso de que no se llevara a cabo ninguna reforma el uso de FTR puede utilizarse en el contexto del mercado sombra de CFE. En este caso, los participantes del mercado serían las divisiones de negocios de CFE para quienes el uso de FTR ofrecería coberturas ante la diferencia entre los precios nodales. Esto proveería beneficios para la evaluación del desempeño de las divisiones, ya que los resultados de operación de cada división no se verían afectados por los problemas de congestión del sistema. Por otro lado, el uso de FTR, serviría a la CFE como un mecanismo para identificar las necesidades de inversión en transmisión.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- Bushnell y Stoft (1996), “Electric Grid Investment Under Contract Network Regime”, *Resource and Energy Economics*, 10: 61-79.
- Bushnell y Stoft (1997), “Improving Private Incentives for Electric Grid Investment”, *Resource and Energy Economics*, 19: 85-108.
- Carreón, V. y J. Rosellón (2002), “La Reforma del sector eléctrico mexicano: Recomendaciones de política pública”, *Gestión y Política Pública*, Vol. XI, No. 2.
- Carreón, V., A. Jimenez y J. Rosellón (2003), “The Mexican Electricity sector: Economic, Legal and Political Issues”, *Stanford Institute for International Studies*.
- CFE (2003), “Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico: generación”, *CFE*.
- CFE (2003), “Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico: transmisión y transformación”, *CFE*.
- Chao, H. P., y S. Peck (1996), “A Market Mechanism for Electric Power Transmission”, *Journal of Regulatory Economics*, 10(1): 25-59.
- DOF (1992), *Diario Oficial de la Federación*, 12 de diciembre.
- Gutierrez, G. (2004), “Análisis del poder de mercado en el sector eléctrico mexicano considerando un ambiente competitivo”, *Tesis de la Universidad Anáhuac*.
- Hernández, A. (1994), “Transmisión y distribución de energía eléctrica en el sector eléctrico en México”, *CFE y FCE*.
- Hogan, W. (2002c), “Financial Transmission Rights Incentives: Applications Beyond Hedging”, *Presentation to HEPG Twenty-Eight Plenary Session*, 31 de Mayo, <http://www.whogan.com/>.
- Hogan, W. (2003), “Transmission Market Design”, JFK School of Government, Harvard University, <http://www.whogan.com/>.

- Hogan, W. (1992), "Contract Networks for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economics*, 4: 211-242.
- Hogan, W. (1998), "Transmission Investment and Competitive Electricity Markets", JFK School of Government, Harvard University, <http://www.whogan.com/>.
- Hogan, W. (2002a), "Financial Transmission Rights Formulations", JFK School of Government, Harvard University, <http://www.whogan.com/>.
- Hogan, W. (2002b), "California Market design Breakthrough", JFK School of Government, Harvard University, <http://www.whogan.com/>.
- Hunt, S. (2002), "Making Competition Work in Electricity", *John Wiley & Sons Inc*, New York.
- Joskow, P. (2003), "The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the US", MIT CEEPR, *mimeo*.
- Joskow, P. y J. Tirole (2003), "Merchant Transmission Investment", *NBER WP 9534*.
- Kristiansen, T. (2004), "Markets for Financial Transmission Rights", Norwegian University of Science and Technology, <http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Papers>.
- Kristiansen, T. y J. Rosellón (2005), "A Merchant Mechanism for Electricity Transmission Expansion", *Journal of Regulatory Economics*, (forthcoming).
- Marcelino Madrigal (2002), "Escenarios de Estructura competitiva del mercado eléctrico mexicano", *mimeo*.
- Méndez, R. (2002), "Tarificación de congestión y derechos de transmisión en mercados eléctricos", *Tesis de la Pontificia Universidad Católica de Chile*.
- New York ISO (2003), <http://www.nyiso.com>.
- Overbye, T.J., X. Cheng y Y. Sun (2004), "A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP Calculations", *Proceedings of the 37<sup>th</sup> Hawaii International Conference on System Sciences*, IEEE.

- Pérez-Arriaga, J. I., F. J. Rubio, J. F. Puerta Gutiérrez et al. (1995), “Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of Cost Recovery”, *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 0, no. 1, febrero.
- Rodríguez, G. (1994), “Evolución de la industria eléctrica en México en el sector eléctrico en México”, *CFE y FCE*.
- Rosellón, J. (2003), “Different Approaches Towards Transmission Rights”, *Review of Network Economics*, vol. 2, No. 3, septiembre.
- Rosellón, J. (2005), “Pricing Electricity Transmission in Mexico”, en *Repsol YPF-Harvard Kennedy School Fellows 2003-2004 Research Papers*, editor William Hogan, KSG Harvard University.
- Rubio-Ordériz, J., y I. J. Pérez Arriaga (2000), “Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15 No. 1, febrero.
- Santiago López, J. E. (2003), “Precios de Equilibrio en Mercados de Energía con Limitaciones de Transmisión”, *Tesis del Instituto Tecnológico de Morelia*.
- SENER (2003), “Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013”, *Secretaría de Energía*, <http://www.sener.gob.mx>.
- SENER (2005), [http://www.energia.gob.mx/wb2/Sener/Sene\\_108\\_industria\\_electronica](http://www.energia.gob.mx/wb2/Sener/Sene_108_industria_electronica) .
- Siddiqui, A., Bartholomew, E.S., Marnay, C. y S. S. Orden (2003), “On the Efficiency of the New York Independent System Operator Market for Transmission Congestion Contracts”, *Managerial Finance*.
- Vogelsang, I. (1999), “Optimal Price Regulation for Natural and Legal Monopolies”, *Economía Mexicana. Nueva Época*, 8(1): 5-43.
- Vogelsang, I. (2001), “Price Regulation for Independent Transmission Companies”. *Journal of Regulatory Economics*, vol. 20, no. 2, septiembre.

- Wilson, R. (1999), "Market Architecture", *Technical Report Stanford University*, junio.
- Wilson, R. (2002), "Architecture of Power Markets". *Econometrica*, vol. 70, No. 4, pp. 1299-1340.
- Wood, A. J. y B. Wollenberg (1984), "Power Generation, Operation, and Control", *John Wiley & Sons*, NY.
- Woodhouse, E. J. (2005), "The Experience of Independent Power Producers in Developing Countries", *Stanford University*, PSED Seminar June 2-3.
- Woolf, F. (2003), "Global Transmission Expansion: Recipes For Success", *PenWell Corporation*, USA.



**ANEXO 1 PROGRAMA DE DESPACHO**

El modelo descrito en el capítulo utiliza una serie de nodos como el que se presenta a continuación para calcular el nivel de despacho óptimo de cada generador.

Cada nodo del sistema expresa las condiciones de demanda y oferta (Y) y las restricciones de transmisión (T MAX) que tiene con el resto de los nodos. Estos son las celdas de entrada que definen las condiciones iniciales de cada. Por otro lado, existen celdas de salida, como lo son la capacidad transmitida (T) a cada nodo, el precio inicial (PI) y balance inicial (BI). Estos dos últimos corresponden a las características del sistema sin generación por encima del nivel generado sin restricciones de transmisión.

Adicionalmente, se tienen las celdas de balance final (BF) que nos ayuda a verificar si el balance alcanzado es óptimo y cambio en la producción (PR) que muestra el cambio en la producción en un nodo con respecto a la producción realizada sin restricciones de transmisión. Con todos los datos anteriores el modelo determina el costo de generación de los generadores en posición de entregar un MW adicional de energía en cada punto y con ello determina el precio nodal (PN).

**FIGURA A.1 COMPOSICIÓN DE LOS NODOS EN EL MODELO**

T SIZ	T MAX SIZ	T S	T MAX S	T SD	Y	Generación – demanda
T MAX IZ	Y	BI	PI	T MAX SD	N	Número de nodo
T IZ	TA 1	N	TA 2	T D	BI	Balance inicial
T MAX IZ	PR	BF	PN	T MAX D	BF	Balance final
T IZ	T MAX I	TI	T MAX ID	T ID	PI	Precio sin restricciones de transmisión
					PN:	Precio nodal
					PR:	Cambio en la producción
					Ta 1:	Transmisión entre nodos alternativa 1
					TA 2:	Transmisión entre nodos alternativa 2
					T:	Transmisión efectuada al nodo:
					T MAX:	Limite de capacidad de transmisión al nodo:
					S / I / D / IZ:	Superior / Inferior / Derecho / Izquierdo



**ANEXO 2 DESPACHO DE ELECTRICIDAD POR PLANTA**

**TABLA A.1 DESPACHO DE ELECTRICIDAD POR PLANTA**

Nodo	Clave Generador	Nombre de la Planta Generadora	Capacidad (MW)	% de participación	Capacidad Acumulada (MW)	Generación (MW)	Generación Acumulada (MW)	Tecnología	Costo de generación (\$/MWh)
16	7	Infiernillo	1,000	2.5%	1,000	1,000	1,000	HID	\$ 17.17
18	16	F. Hiriarte (Zimapan)	292	0.7%	1,292	292	1,292	HID	\$ 17.17
22	2	M. Moreno T (Chicoasén)	1,500	3.8%	2,792	1,500	2,792	HID	\$ 18.62
12	13	Aguamilpa	960	2.4%	3,752	960	3,752	HID	\$ 28.69
3	14	L. D. Colosio (Huites)	422	1.1%	4,174	422	4,174	HID	\$ 34.35
19	6	C. Ramirez (Caracol)	600	1.5%	4,774	600	4,774	HID	\$ 34.35
22	1	B. Dominguez (Angostura)	900	2.3%	5,674	900	5,674	HID	\$ 34.35
22	3	Malpaso	1,080	2.7%	6,754	1,080	6,754	HID	\$ 34.35
12	15	Agua Prieta	240	0.6%	6,994	240	6,994	HID	\$ 45.16
21	4	Peñitas	420	1.1%	7,414	420	7,414	HID	\$ 47.92
17	60	Lerma (Tepuxtepec) (LyFC)	60	0.2%	7,474	60	7,474	HID	\$ 53.97
18	9	Necaxa (LyFC)	109	0.3%	7,583	109	7,583	HID	\$ 53.97
18	62	Paula (LyFC)	37	0.1%	7,620	37	7,620	HID	\$ 53.97
3	12	Bacurato	92	0.2%	7,712	92	7,712	HID	\$ 57.15
6	10	Pdte. P. E. Calles (El Novillo)	135	0.3%	7,847	135	7,847	HID	\$ 57.15
7	59	Humaya	90	0.2%	7,937	90	7,937	HID	\$ 57.15
3	11	Prof. R. J. Marsal (Comedero)	100	0.3%	8,037	100	8,037	HID	\$ 60.26
16	8	J. M. Morelos (Villita)	295	0.7%	8,332	295	8,332	HID	\$ 60.26
18	53	Mazatepec	220	0.6%	8,552	220	8,552	HID	\$ 60.26
20	5	Temascal	354	0.9%	8,906	354	8,906	HID	\$ 64.25
6	55	27 de Sep. (El Fuerte)	59	0.1%	8,965	59	8,965	HID	\$ 85.45
8	66	La Amistad	66	0.2%	9,031	66	9,031	HID	\$ 85.45
12	61	M.M. Diéguez (Sta. Rosa)	61	0.2%	9,092	61	9,092	HID	\$ 85.45
14	71	Colimilla	51	0.1%	9,143	51	9,143	HID	\$ 85.45
15	54	Cupatitzio	72	0.2%	9,215	72	9,215	HID	\$ 85.45
15	57	Cóbano	52	0.1%	9,267	52	9,267	HID	\$ 85.45
18	41	Laguna Verde	1,356	3.4%	10,623	1,356	10,623	NUC	\$ 142.66
8	38	Río Escondido	1,200	3.0%	11,823	1,200	11,823	CAR	\$ 161.68
8	39	Carbón II	1,400	3.5%	13,223	1,400	13,223	CAR	\$ 161.68
19	43	Petalcalco	2,100	5.3%	15,323	2,100	15,323	DUAL	\$ 172.03
17	52	Azufres	190	0.5%	15,513	190	15,513	GEO	\$ 202.63
18	58	Humeros	40	0.1%	15,553	40	15,553	GEO	\$ 202.63
9	45	Hinalá I	828	2.1%	16,381	828	16,381	CC	\$ 262.46
5	44	Samalayuca II	522	1.3%	16,903	522	16,903	CC	\$ 267.50
6	67	Chihuahua II (El Encino)	554	1.4%	17,457	554	17,457	CC	\$ 267.50
21	47	Dos Bocas	452	1.1%	17,909	452	17,909	CC	\$ 267.50
1	64	Hermosillo PIE	238	0.6%	18,147	238	18,147	CC	\$ 273.38
1	80	Naco Nogales PIE	258	0.7%	18,405	258	18,405	CC	\$ 273.38
6	79	Chihuahua III PIE	259	0.7%	18,664	259	18,664	CC	\$ 273.38
7	49	Gómez Palacio	200	0.5%	18,864	200	18,864	CC	\$ 273.38
8	70	Sahilillo PIE	248	0.6%	19,112	248	19,112	CC	\$ 273.38
9	74	Monterrey III PIE	449	1.1%	19,561	449	19,561	CC	\$ 273.38
11	72	Río Bravo II PIE	495	1.3%	20,056	495	20,056	CC	\$ 273.38
11	73	Río Bravo III PIE	0	0.0%	20,056	0	20,056	CC	\$ 273.38
11	75	Altamira II PIE	495	1.3%	20,551	495	20,551	CC	\$ 273.38
11	76	Altamira III y IV PIE	1,036	2.6%	21,587	1,036	21,587	CC	\$ 273.38
15	48	El Sáuz	469	1.2%	22,056	469	22,056	CC	\$ 273.38
15	77	El Suaz (Bajío) PIE	575	1.5%	22,631	200	22,256	CC	\$ 273.38
18	68	Tuxpan II PIE	495	1.3%	23,126	0	22,256	CC	\$ 273.38
18	69	Tuxpan III y IV PIE	983	2.5%	24,109	0	22,256	CC	\$ 273.38
23	46	Campeche PIE	252	0.6%	24,361	0	22,256	CC	\$ 273.38
26	63	Mérida III PIE	484	1.2%	24,845	0	22,256	CC	\$ 273.38
17	19	Jorge Luque (LyFC)	362	0.9%	25,207	0	22,256	CC	\$ 288.91
10	24	A. López Mateos (Tuxpan)	2,100	5.3%	27,307	0	22,256	TC	\$ 364.03
13	20	M. Álvarez (Manzanillo)	1,200	3.0%	28,507	0	22,256	TC	\$ 364.03
13	20	Manzanillo II	700	1.8%	29,207	0	22,256	TC	\$ 364.03
14	22	Villa de Reyes (SLP)	700	1.8%	29,907	0	22,256	TC	\$ 364.03
17	17	F. Pérez (Tula)	1,989	5.0%	31,896	0	22,256	CC	\$ 364.03
11	26	E. Portes Gil (Río Bravo)	375	1.0%	32,271	0	22,256	TC	\$ 369.65
10	23	Altamira	800	2.0%	33,071	0	22,256	TC	\$ 375.36
4	32	Mazatlán II	616	1.6%	33,687	0	22,256	TC	\$ 379.53
18	18	Valle de México	1,087	2.8%	34,774	0	22,256	CC	\$ 382.16
1	30	Puerta Libertad	632	1.6%	35,406	0	22,256	TC	\$ 394.24
5	28	Samalayuca	316	0.8%	35,722	0	22,256	TC	\$ 394.24
7	29	Guadalupe Victoria (Lerdo)	320	0.8%	36,042	0	22,256	TC	\$ 394.24
15	21	Salamanca	866	2.2%	36,908	0	22,256	TC	\$ 394.24
3	36	Topolobampo II	360	0.9%	37,268	0	22,256	TC	\$ 409.01
11	26 bis	Río Bravo	142	0.4%	37,410	0	22,256	TG	\$ 410.93
2	31	Guaymas II	484	1.2%	37,894	0	22,256	TC	\$ 413.08
6	27	Fco. Villa	399	1.0%	38,293	0	22,256	TC	\$ 427.21
9	25	Monterrey	465	1.2%	38,758	0	22,256	TC	\$ 448.53
24	35	Mérida II	198	0.5%	38,956	0	22,256	TC	\$ 448.53
9	45 bis	Hinalá II	140	0.4%	39,096	0	22,256	TG	\$ 500.14
24	56	Nachi - Cocom II	79	0.2%	39,175	0	22,256	TC	\$ 500.14
10	50	Poza Rica	117	0.3%	39,292	0	22,256	TC	\$ 527.13
24	34	Lerma Campeche	150	0.4%	39,442	0	22,256	TC	\$ 527.13
25					39,442				
						22,256			

### ANEXO 3 CRÍTICAS AL MODELO

Hogan (2002), Bushnell y Stoft (1996, 1997) prueban que la creación de derechos de transmisión que satisfagan ciertas restricciones de viabilidad simultánea es rentable y que las inversiones ineficientes en transmisión son rentables siempre y cuando la transmisión cumpla con los siguientes supuestos: (i) no existan economías de escala, (ii) ausencia de costos hundidos, (iii) los precios nodales reflejen perfectamente la disposición a pagar de los consumidores por la electricidad y confiabilidad, (iv) todas las externalidades del sistema están internalizadas por los precios nodales, (v) las restricciones de la red y la capacidad de punto a punto asociada es no estocástica, (vi) no haya poder de mercado, (vii) los mercados siempre se despejan con los precios, (viii) hay un mercado completo de futuros y (iv) los dueños de la transmisión y generación no tienen manera de alterar los precios en el tiempo.

Joskow y Tirole (2003) analizan las implicaciones de relajar algunos de estos supuestos en un intento por apegar el modelo más a la realidad.

#### *Poder de mercado y “lumpiness”*

Asumiendo que existe poder de mercado de los generadores en una zona importadora de energía con restricción de capacidad en la transmisión, habrá incentivos a retirar capacidad de la red para elevar los precios. De esta manera el mercado tendría sobreincentivos a invertir en la transmisión.

Alternativamente, si la inversión en la expansión de la red tiene la característica de ser *lumpy*, es decir, que si el costo promedio de una nueva línea cae discontinuamente

si su capacidad aumenta, su valor será menor al del beneficio social creado. Según el análisis de Joskow y Tirole (2003), ésta característica crea sub-incentivos a invertir en la red y puede hacer que la inversión se realice demasiado temprano. Esto último, para persuadir a nuevos inversionistas de entrar al mercado.

Hogan (2003) reconoce que para proyectos lumpy y ante la existencia de poder de mercado, el papel del regulador jugará un papel importante. Reconoce que la inversión en la expansión de la red de transmisión no se debe dejar guiar solamente por el mercado.

### *Contingencias*

Otro supuesto criticado por Joskow y Tirole (2003) es el de las capacidades  $K$  no estocásticas. Señalan que aún en un modelo Norte-Sur, como el antes presentado esto no se cumple, ya que la capacidad física de transmisión de las líneas depende de la temperatura, viento, tormentas eléctricas y otras contingencias exógenas. Esto inevitablemente hace que, aún en sistemas bien mantenidos, la capacidad de transmisión  $K$  sea estocástica. Este hecho afecta directamente el cálculo de los FTR y pone en entredicho los estándares de viabilidad.

A lo anterior Hogan (2003) afirma que la mayor parte de los problemas de contingencia pueden estar contempladas dentro de las restricciones de seguridad del problema de optimización de flujos de un ISO, y que aquellos que no lo están no representan un problema mayor. Hogan (2003) reconoce que las condiciones aleatorias de la naturaleza pueden afectar la capacidad de transmisión, pero que su impacto es

típicamente pequeño y transitorio, comparado con las posibles contingencias creadas por el comportamiento de la demanda.

### *Información asimétrica*

En el mismo estudio Joskow y Tirole aseguran que la separación de la pertenencia y del despacho de energía crea problemas de riesgo moral. Por ejemplo, un corte de electricidad puede ser el resultado de un mantenimiento deficiente de la línea o de un despacho de electricidad imprudente. Además, esta separación crea incentivos a la colusión por equipos y da lugar a inversiones cuyo costo excede el beneficio social.

Por otro lado, Joskow y Tirole exponen el hecho de que los dueños de la red de transmisión tendrán incentivos a realizar trabajos de mantenimiento de la red durante periodos de alta congestión con el fin de aumentar los ingresos obtenidos vía FTR. Sin embargo, reconocen que dicho problema puede ser solucionado con la regulación apropiada.

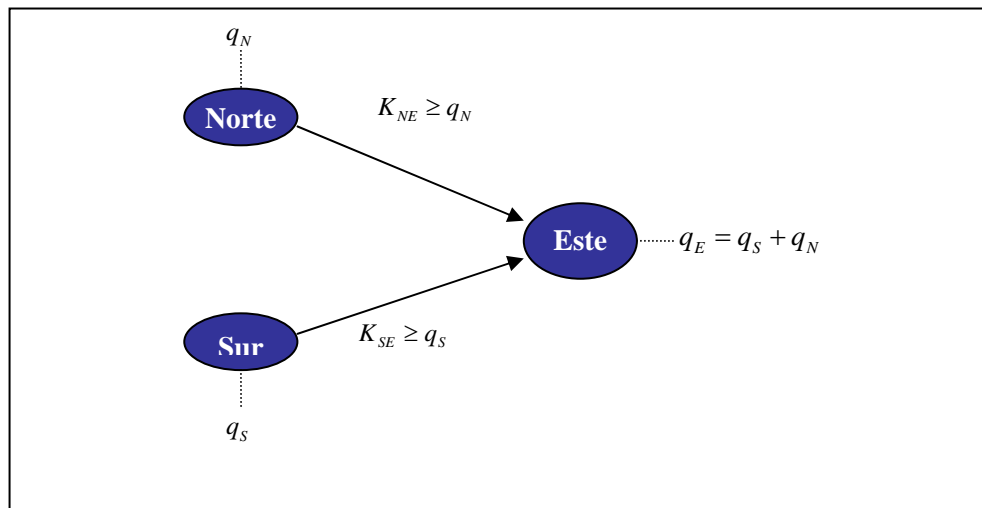
Hogan (2003) creó que los problemas de información asimétrica existen y que la tarea más difícil a resolver es decidir la ubicación de la frontera entre la expansión de mercado y la regulada. Afirma que los problemas de economías de escala y *free rider* en ocasiones, hacen que la inversión guiada por el mercado sea insostenible. Si una inversión afecta los precios del mercado puede ser que el valor resultante de los FTR no sea mayor que los costos de inversión. En contraste, argumenta que si una inversión es suficientemente chica para no afectar los precios nodales entonces la adquisición de FTR podría proveer los incentivos necesarios para expandir la red.

Por otro lado, si las economías de escala son grandes y los precios cambian puede haber participantes del mercado para los que el cambio en precios represente un valor mayor al costo de inversión. Sin embargo, como el precio cambia para todos los participantes del mercado, todos tendrán incentivos a no expandir la red sino esperar a que alguien más lo haga, y así la inversión nunca sucederá.

*Flujos circulares (loop-flows)*

Por ultimo, Joskow y Tirole (2003) muestran las implicaciones del problema de flujos circulares descrito por Bushnell y Stoft (1997). A continuación se expone el análisis gráfico utilizado por Bushnell y Stoft para explicar las posibles consecuencias de una expansión en la transmisión:

**FIGURA A.3 FLUJO DE ELECTRICIDAD SEGÚN LEYES DE KIRCHOFF**



En la Figura A.5 se muestra una red radial en donde se asume que las líneas de transmisión  $K$  que van de los puntos de generación *Norte* y *Sur* a el punto de consumo *Este*, tienen exactamente las mismas características. En la Figura A.6 a) se puede ver que el área rayada describe el conjunto de producciones viables,  $B$  representa un posible despacho óptimo en donde se asume que el precio de la electricidad es menor en *Norte* pero que dadas las restricciones de transmisión de la red se completa la demanda en *Este* con algo de producción más cara de *Sur*.

Si ahora se considera añadir una línea  $K_{NE}$  entre Norte y Sur, por las leyes de Kirchoff<sup>38</sup> se tienen las restricciones descritas en la Figura A.7. El conjunto de combinaciones de producciones viables está señalado por el área  $C$  de la Gráfica c) de la Figura A.6, se puede ver el cambio en el área cuadrículada  $B$  y la  $C$ . El área  $F$  muestra un subconjunto de combinaciones viables y la  $G$  muestra las que eran viables antes de la expansión y que ahora no lo son.

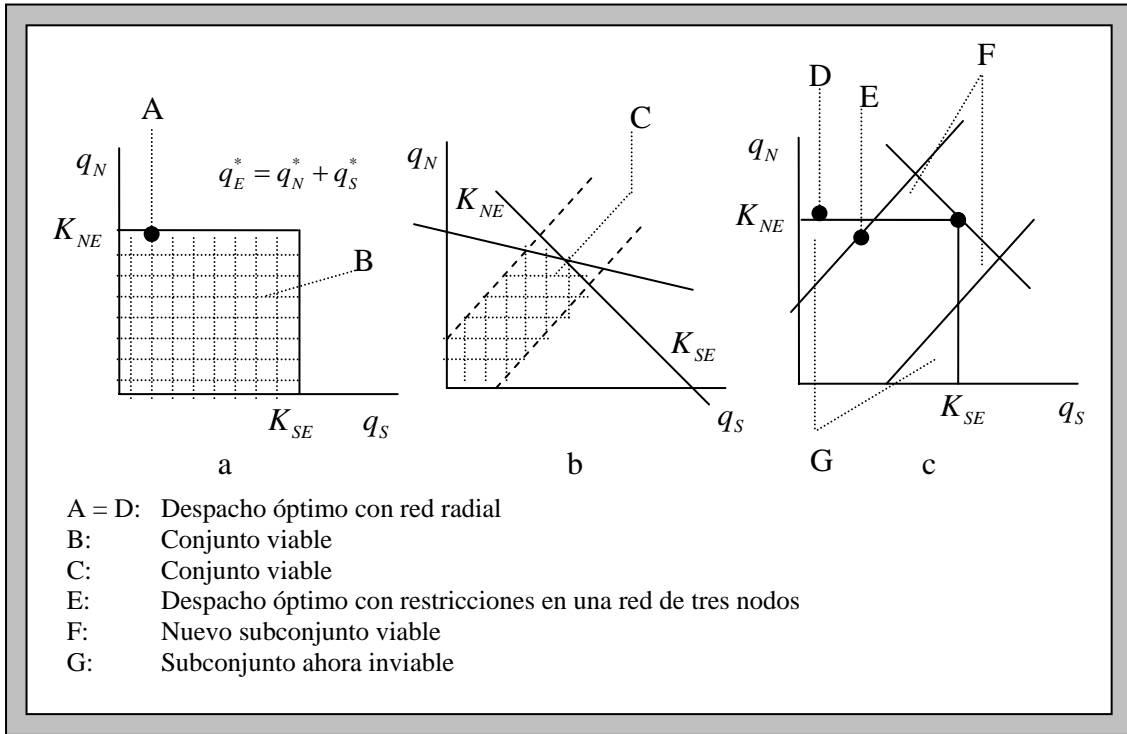
---

<sup>38</sup> La segunda ley de Kirchoff establece que la suma de las corrientes que entran, en un punto de unión de un circuito (nodo) es igual a la suma de las corrientes que salen de ese punto. Si se asigna signo más (+) a las corrientes que entran en la unión, y signo menos (-) a las que salen de ella, entonces la ley establece que la suma algebraica de las corrientes en un punto de unión es cero. Formalmente tenemos que

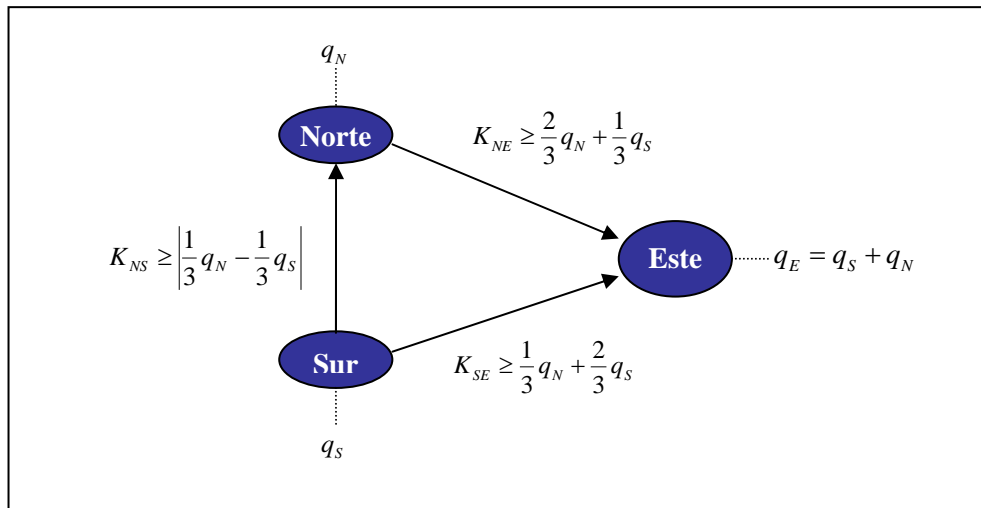
$$\sum_{i=1}^{n=\infty} I_i = 0; \text{ en donde } I_i \text{ son las corrientes negativas y positivas que entran a un nodo } i = 1, 2, 3, \dots, \infty.$$



**FIGURA A.4 EFECTO DE UNA EXPANSIÓN EN UN SISTEMA CON TRES NODOS**



**FIGURA A.5 FLUJO DE ELECTRICIDAD SEGÚN LEYES DE KIRCHOFF**



En especial se puede ver que A ya no es viable. Bushnell y Stoft (1997) sugieren que el inversionista tome FTR de valores negativos de tal manera que reestablezca la viabilidad

del equilibrio inicial. De otro modo, si el ISO toma como fijos los FTR existentes, el conjunto de posibles inversiones que hagan los FTR viables nos llevaría a definir un conjunto de inversiones permisibles, el cual sería más pequeño que el conjunto de combinaciones viables que aumenta el bienestar social. (Joskow y Tirole, 2003)

En el ejemplo de Bushnell y Stoft representado en la figura A.6 el nuevo equilibrio E es ineficiente. Representa un menor consumo de la electricidad barata de *Norte* y un consumo mayor de *Sur*. Además, el ejemplo muestra que la obligación del inversionista de restaurar la viabilidad del sistema mediante la compra de FTR hace que su inversión le represente pérdidas. Sin embargo, un equilibrio en la área señalada por *F* sí representaría un aumento del bienestar social.

En respuesta, Hogan (2002) sienta cuatro condiciones bajo las cuales se garantiza que la creación de nuevos FTR de punto a punto no disminuye el bienestar social. Estas son: a) un incremento de FTR de largo plazo (LTFTR de sus siglas en inglés) debe seguir siendo simultáneamente viable<sup>39</sup>; b) un incremento de LTFTR permanece siendo simultáneamente viable cuando se mantiene la existencia de algunos derechos actualmente no asignados (*proxy awards*); c) los inversionistas maximizan su función objetivo; y d) el proceso de otorgamiento de LTFTR debe aplicar para aumentos y disminuciones de la capacidad de la red. (Rosellón, 2005)

Hogan reconoce que definir los derechos actualmente no asignados, o *proxy awards* es difícil, ya que es necesario tomar algún criterio que defina cuáles son los derechos actualmente no asignados. Una posibilidad que no funciona (Hogan, 2002) es

---

<sup>39</sup> Un conjunto de LTFTR es simultáneamente viable si la cantidad de LTFTR emitidos entre todas las localidades no excede la cantidad de transacciones físicas que pueden ser contenidas en el sistema eléctrico considerando las restricciones de seguridad.

definir los proxy awards como todos los posibles usos de la red. Otra alternativa que puede funcionar mejor es definir los proxy awards como el mejor uso de la red actual (en la misma dirección). Sin embargo al considerar esta opción surge el problema de definir que se entiende por *mejor*. Hogan (2002) propone dos alternativas: a) definir *mejor* en términos de las preferencias actuales de los consumidores y b) es definirlo en términos de las preferencias de los inversionistas.

#### **ANEXO 4 LA CRISIS EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE CALIFORNIA**

La crisis de California levantó muchas dudas acerca de la conveniencia de desregular la industria eléctrica, y se convirtió en el argumento obligado para los oponentes de la desregulación alrededor del mundo.

Durante la crisis los precios crecieron 1000% por encima de los máximos históricos, el sistema estatal sufrió de escasez de electricidad y apagones recurrentes, además de que Pacific Gas and Electric (la mayor empresa de energía del estado), la bolsa de energía y una serie de pequeños productores independientes se fueron a la quiebra, ¿por qué?

Hogan (2002b) asevera que California tuvo el diseño de mercado más prominente basado en la falacia de que las características de la red de transmisión eléctrica eran solo detalles que podían ser ignorados al diseñar el mercado.

Uno de los mayores problemas en el diseño de este mercado fue que el proceso fue altamente politizado y dio lugar a una estructura en donde las columnas no estaban articuladas para funcionar en conjunto. Un ejemplo de ello y quizás uno de los mayores problemas en el diseño fue que una parte importante de la red de transmisión quedó fuera del control del ISO. Otro error fatal fue la separación de la operación del mercado y la operación del sistema mediante la creación del California Power Exchange. Esta separación creó enormes problemas de coordinación y duplicaba funciones que llevaron a grandes ineficiencias en la operación y a innumerables oportunidades de arbitraje.

Por el lado de la demanda, hubo otro error determinante. No se pensó en una demanda que respondiera a la variación de precios. La legislación impuso un precio fijo

en el mercado minorista para asilar a los consumidores finales de la volatilidad del mercado. Así que los precios del mercado de mayoreo no tenían ningún control y las unidades de adquisición no tenían ningún instrumento de cobertura ante la variación de precios en este mercado, ya que no les estaba permitido contraer acuerdos bilaterales para la compra de electricidad. Además estaban tomando todo el riesgo de un aumento en el precio de la materia prima.

La crisis explotó por una serie de factores que evidenciaron las fallas antes mencionadas. El precio del gas subió, la demanda aumento, hubo una baja precipitación que se reflejo en una disminución de la energía hidroeléctrica y que combinada con los efectos antes mencionados disparó los precios de la electricidad en el mercado mayorista. Como consecuencia, las unidades de adquisición se enfrentaron a problemas de crédito, ya que sus márgenes se reducían de manera acelerada. Las unidades de adquisición absorbían el 100% del aumento de los precios al verse obligados a mantener las tarifas del mercado minorista fijas. Afectadas por este fenómeno muchas empresas se fueron ala quiebra y los generadores (temerosos de la situación crediticia de sus clientes) retiraron oferta del sistema. Esto agravó la escasez de energía y llevó a un aumento aun mayor de los precios y a apagones continuos. Cabe mencionar que las principales empresas generadoras se vieron enormemente beneficiadas, cinco de ellas estuvieron enlistadas en el *top ten* de Standard and Poors en 2000 con ganancias que para algunos casos habían sido cuádruplicadas en el año.

## **ANEXO 5 EL MERCADO INTERNO DE LA CFE**

### **ORGANIZACIÓN DEL MERCADO INTERNO**

Los participantes del Mercado Interno son las divisiones de generación, transmisión y distribución de la CFE y LFC, así como las sociedades de autoconsumo que venden sus excedentes a la CFE o que utilizan los servicios de la red de transmisión de ésta para alimentar sus cargas, y los productores y consumidores que desde el extranjero importan o exportan energía.

El Mercado Interno actúa como una bolsa en dónde toda la energía eléctrica que se inyecta y que se extrae es vendida y comprada al mayoreo en el mercado interno. Ahí, los precios de la energía se determinan para cada nodo de la red según los horarios y costos marginales de corto plazo. Por otro lado, los precios de la capacidad se calculan de acuerdo al costo incremental de expansión de la capacidad de generación y su pago se da principalmente en las horas pico y media. Este precio está calculado para que los generadores recuperen tanto costos fijos como variables.

El operador del Mercado Interno y del sistema eléctrico es el Cenace. Este debe operar el sistema dentro de las capacidades establecidas para sus instalaciones y cumple las siguientes funciones:

- Comprar a los productores, a nombre de los consumidores participantes, la energía y capacidad demandada.
- Proveer o procurar los servicios conexos y de transmisión y cobrar sus costos.
- Definir y aplicar los criterios de confiabilidad y seguridad.

- Coordinar la entrada y salida de operaciones de los elementos de la red de transmisión
- Determinar los servicios conexos para la operación del sistema eléctrico
- Emitir las instrucciones de despacho necesarias para mantener un balance constante entre la oferta y la demanda

El mercado de un día en adelante y el mercado de balance son los mecanismos mediante los cuales el Mercado Interno lleva a cabo la procuración de energía, el cálculo de los precios, remuneraciones de productores y proveedores de servicios y la recuperación de costos.

#### **EL MERCADO DE UN DÍA EN ADELANTO**

En este mercado se definen por adelantado los compromisos de despacho y de compra, así como los precios, retribuciones y cargos de energía entre generadores y consumidores.

Para determinar los compromisos de producción el programa de operación de las unidades generadores resuelve un algoritmo de Asignación de Unidades y de Coordinación Hidrotérmica de Corto Plazo minimizando los costos variables de producción, sujeto a la reserva rodante, la transmisión al nivel interregional y la seguridad operativa. Se respetan las restricciones de las unidades generadoras y se utilizan los recursos de generación hidroeléctrica. El periodo de programación considera los compromisos de producción de las 24 horas del día siguiente en términos de horarios.

Por otro lado se lleva a cabo el pronóstico de consumo. Este lo conforma Cenace del agregado de las solicitudes de compra de los consumidores participantes. Las solicitudes de compra se determinan con base en factores de distribución de la carga.

La oferta contiene la capacidad disponible, los costos variables de producción<sup>40</sup>, los costos de arranque y paro caliente, la potencia mínima de operación y los tiempos mínimos de arranque y paro.

El precio de cada uno de los aprox. 1400 nodos de la red de transmisión y sub-transmisión se determina en términos horarios y corresponde al costo marginal de suministrar un MW adicional para consumo en el nodo en cuestión al menor costo posible. Para ello se utiliza un algoritmo de Flujos Óptimos con el criterio de mínimo costo variable de producción sujeto a las restricciones de transmisión (Nieva 2001).

El modelo del mercado de un día en adelante considera los precios de un día en adelante de las localidades y las inflexibilidades de las diferentes ofertas para garantizar a cada uno de los generadores la máxima utilidad operativa posible. De no ser así el generador tiene derecho a una compensación.

## **EL MERCADO DE BALANCE**

En este mercado se calculan los precios spot de la energía, los cargos a los consumidores y las retribuciones a los productores. Estas últimas surgen de la diferencia entre la producción real y los compromisos predeterminados en el mercado de un día en adelante.

---

<sup>40</sup> Estos se integran la curva de *Entrada y Salida*, el costo de los energéticos y otros costos variables de operación y mantenimiento.



Aquí, vía la actualización del programa de generación, es donde el Cenace mantiene el balance de la oferta y la demanda. La actualización se lleva a cabo dado que por errores de pronóstico o por salidas forzadas de energía las condiciones operativas de demanda reales no son iguales a las establecidas en el mercado de un día anterior. El despacho real se define en base al criterio de mínimo costo variable de producción sujeto a las restricciones de transmisión y de seguridad operativa. De acuerdo a estos resultados, el Cenace comunica en tiempo real a los generadores si deben de arrancar unidades generadoras, ajustar su nivel o apagarlas. Así mismo si las reservas no son suficientes el Cenace informa a los consumidores con carga interrumpible para que reduzcan su consumo.

Mientras esto no ocurra, el productor asumirá el riesgo del precio de energía en el mercado de balance cuando exista una diferencia entre la generación real y la comprometida.

En este mercado los precios nodales corresponden a los costos marginales en cada nodo. Estos se calculan mediante un algoritmo de flujos óptimos de tiempo real cada 15 minutos durante una hora y su promedio es el que determina el precio nodal horario de la energía.

#### **CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN**

En el Mercado Interno los proveedores de servicio de transmisión reciben un pago virtual igual a un monto total autorizado para cubrir su presupuesto de gastos de

inversión, operación y mantenimiento. Estos ingresos provienen de (a) la estructura de precios de la energía y de (b) un cargo por uso de la transmisión.

(a) Es un pago indirecto, ya que las pérdidas de transmisión y los congestionamiento en la red crean diferencias entre los precios en los nodos de consumo y los de generación.

(b) Es un pago fijo directo que corresponde a la proporción de la demanda de cada consumidor medida en la hora con mayor demanda registrada en el mes.